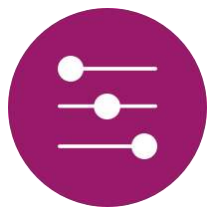




 **Bilan Électrique 2020** 



Sommaire

CONSOMMATION	3
EVOLUTION DE LA CONSOMMATION	3
REPARTITION SECTORIELLE DE LA CONSOMMATION.....	9
SENSIBILITE A LA TEMPERATURE ET AUX USAGES.....	16
PRODUCTION	23
PRODUCTION TOTALE	23
NUCLEAIRE.....	30
THERMIQUE FOSSILE.....	36
PRODUCTION RENOUVELABLE	44
HYDRAULIQUE	46
EOLIEN	51
SOLAIRE.....	55
BIOENERGIES	58
STOCKAGE.....	59
EMISSIONS DE CO2	62
TERRITOIRES ET REGIONS	68
EQUILIBRE ENTRE PRODUCTION ET CONSOMMATION.....	68
CONSOMMATION EN REGION	76
PRODUCTION EN REGION.....	82
RESEAU DE TRANSPORT	89
LE SCHEMA DECENNAL DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU (SDDR).....	89
RENOUVELLEMENT.....	98
ADAPTATION	104
OSSATURE NUMERIQUE.....	108
INTERCONNEXIONS	111
RESEAU EN MER	117
RTE ET SON EMPREINTE ENVIRONNEMENTALE.....	123
QUALITE DE L'ELECTRICITE	131
PRIX ET ECHANGES	135
PRIX DE MARCHE EN EUROPE	135
SOLDE DES ECHANGES COMMERCIAUX	142
REGION CWE.....	147
ESPAGNE	150
ITALIE.....	152
SUISSE.....	154
GRANDE-BRETAGNE.....	155
EVOLUTION DES MECANISMES D'ECHANGES TRANSFRONTALIERS	156
MECANISME DE MARCHÉ	158
ACTIVITE DES RESPONSABLES D'EQUILIBRE	158
MECANISME D'AJUSTEMENT.....	162
EFFACEMENTS.....	168
MECANISME DE CAPACITE	174
GLOSSAIRE	179

Consommation

Evolution de la consommation



Crise sanitaire 2020 : une consommation en forte baisse

La crise sanitaire liée au virus COVID-19, qui s'est propagée à l'échelle mondiale depuis le début de l'année, a eu un impact majeur et immédiat sur la consommation d'électricité en France, dès que les mesures de confinement ont été adoptées.

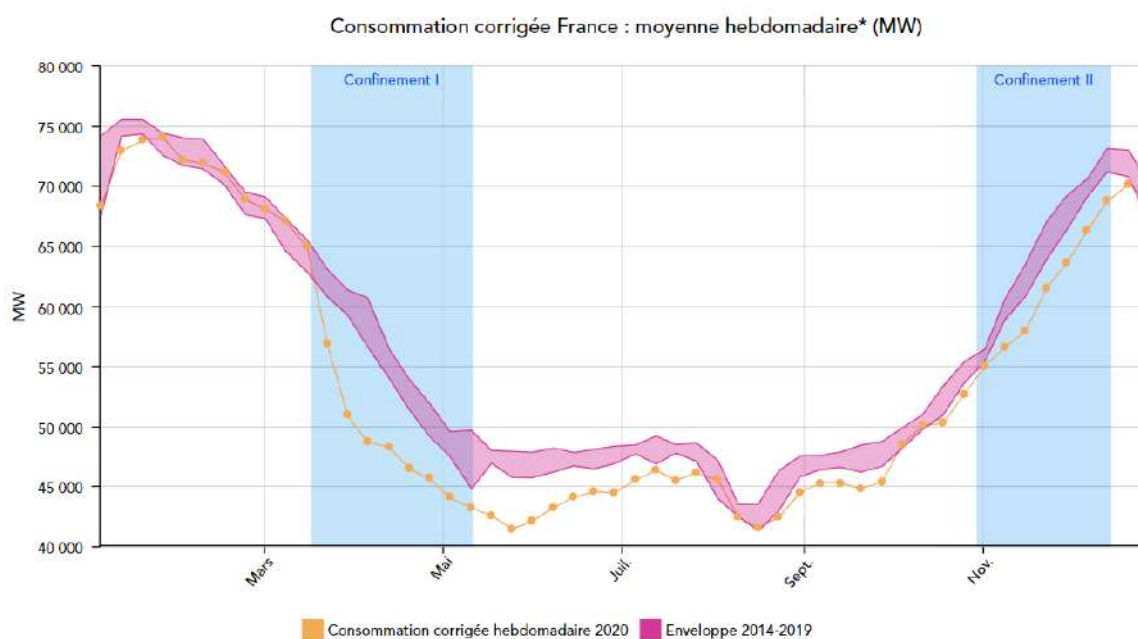
Ainsi, dès les premiers jours du confinement intervenu à la mi-mars, une baisse importante de la consommation a été enregistrée. Cette chute brutale est la conséquence directe de la mise à l'arrêt de nombreuses entreprises et industries ainsi qu'à la fermeture complète de la plupart des commerces.

Au plus fort de la crise (deuxième et troisième semaines de confinement), les mesures de confinement ont pu entraîner un impact sur la consommation d'électricité supérieur à 15 %, toutes choses étant égales par ailleurs (consommation à conditions météorologiques équivalentes). Cet impact s'est réduit les semaines suivantes, du fait d'une reprise partielle de l'activité économique, notamment dans le secteur industriel. À fin avril, l'impact estimé sur la consommation d'électricité nationale n'était plus que de l'ordre de 10 %.

À partir de juin et durant l'été, la consommation a retrouvé un niveau plus proche de la normale. Cette reprise est due dans un premier temps au déconfinement qui a vu l'activité des entreprises reprendre partiellement; puis dans un deuxième temps à la période des congés, au cours de laquelle l'activité des entreprises est habituellement plus faible. Vers la mi-octobre, la consommation d'électricité demeurait en retrait de 2 à 3 % par rapport à un niveau nominal. Cette réduction concerne l'industrie et le secteur tertiaire, directement dépendants de l'activité économique.

A compter de fin octobre puis de début novembre, le renforcement des mesures sanitaires (couvre-feux dans les métropoles, puis second confinement selon des modalités allégées par rapport au premier) a entraîné une nouvelle diminution de la consommation, mais beaucoup plus modérée qu'au printemps. Un effet baissier supplémentaire de l'ordre de un point a ainsi été observé lors de la première semaine du second confinement, portant la diminution de la consommation à environ 3-4 % par rapport à un niveau nominal. La fin du deuxième confinement voit la consommation électrique remonter légèrement, pour conclure l'année à un niveau inférieur à environ 2-3 % de la normale.

Sur la période mars-décembre, l'écart de consommation comparé à la moyenne des années 2014-2019 s'élève à -4,7 %.



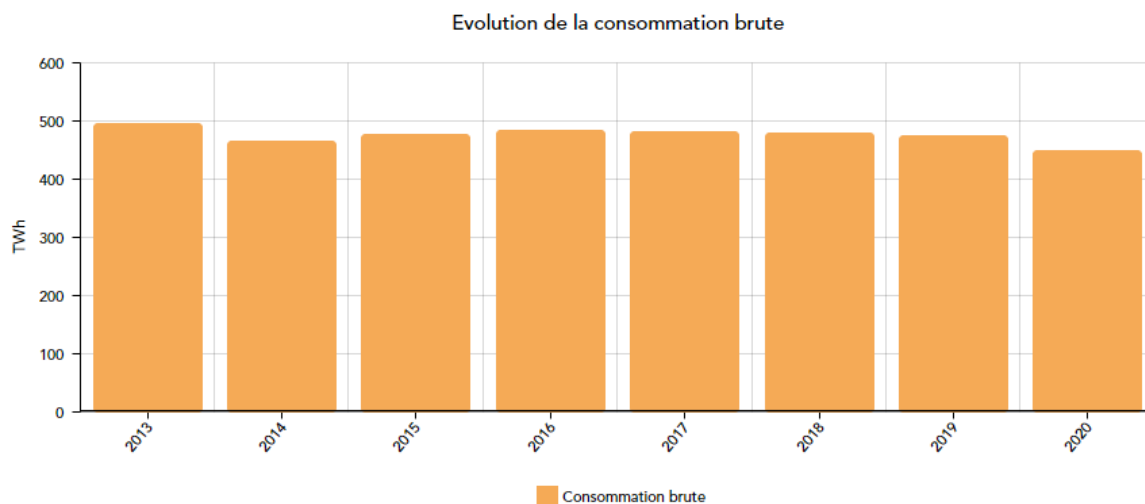
*consommation corrigée, jours ouvrés uniquement

Confinement I: du mardi 17 mars au lundi 11 mai 2020

Confinement II: du mercredi 30 octobre au mardi 15 décembre 2020

Consommation brute

En 2020, la [consommation brute](#) s'est établit à 449 TWh, en baisse de 5,1 % par rapport à l'année précédente. Cette baisse est à la fois imputable à la crise sanitaire et à des températures globalement plus douces.



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

La consommation corrigée des aléas climatiques et des effets calendaires a atteint 460 TWh, soit un niveau en baisse de 3,5 % par rapport à 2019.

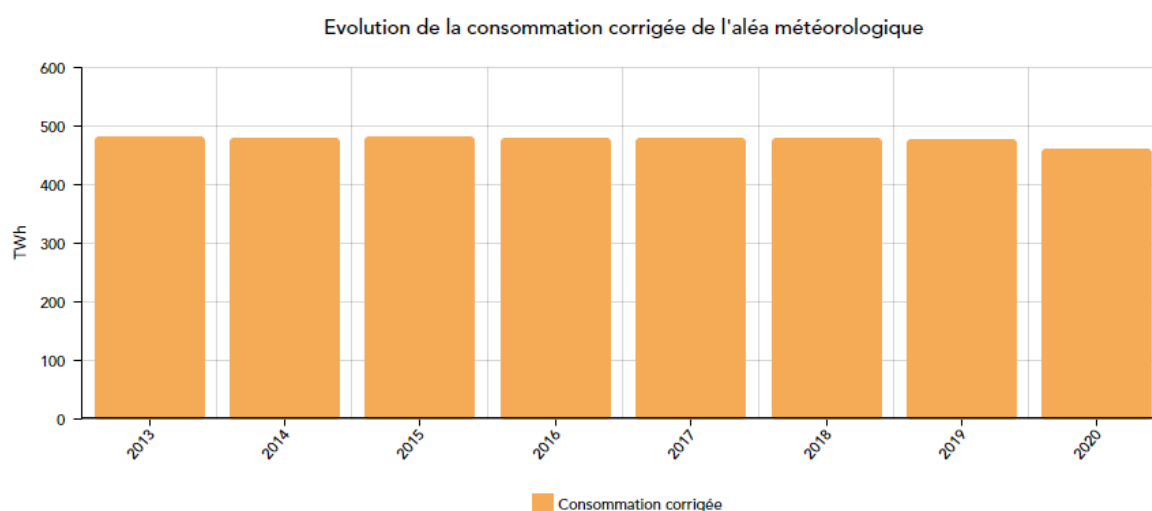
Cette baisse conjoncturelle due à la crise sanitaire rompt avec la tendance de ces dix dernières années.

La consommation française d'électricité était en effet entrée dans une phase de relative stabilité depuis 2010. On constate un ralentissement progressif de la croissance de la demande 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.

L'année 2020 marque donc une rupture de cette longue période de stabilité de la consommation.



Evolution de la température par rapport à la température de référence

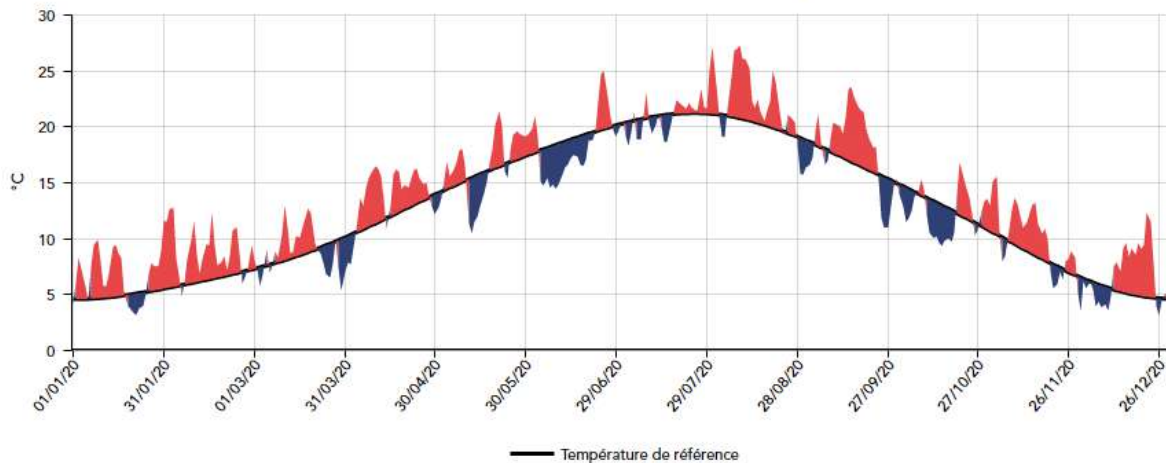
L'année 2020 s'établit comme l'année la plus chaude jamais enregistrée en France (+0,97°C par rapport à la température moyenne de référence).

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

- L'année 2020 a débuté avec une très grande douceur. Les températures moyennes de janvier à mai ont été le plus souvent supérieures de 2 à 3°C par rapport à la normale, plaçant, au rang des mois les plus chauds depuis 1900, les mois de février (deuxième), d'avril (troisième) et de mai (cinquième) ;
- Le mois de juin 2020 a été souvent frais et agité avec un épisode pluvio-orageux remarquable les 11 et 12 du mois. Il faut noter aussi un pic de chaleur sur le pays du 23 au 26 ;
- L'été 2020 a été marqué par un temps exceptionnellement sec au mois de juillet avec une première vague de chaleur en fin de mois suivie d'une seconde du 6 au 13 août. Le mois d'août a été classé au 3^{ème} rang des mois d'août les plus chauds depuis 1900 ;
- Le mois de septembre a été marqué par des événements extrêmes : un épisode de chaleur tardif exceptionnel du 13 au 17, suivi d'un épisode de pluie majeur dans le sud de la France provoquant des crues et des inondations dévastatrices du 18 au 20 et pour finir par des températures remarquablement basses le 27 avec des chutes de neige précoces sur les massifs ;
- Le mois d'octobre a été marqué par le passage de deux tempêtes : « Alex » sur les Alpes-Maritimes le 2 et « Barbara » du Sud-Ouest au Centre-Est les 20 et 21 ;
- Le mois de novembre a été le second mois de novembre le moins arrosé sur la période 1952-2020. Des conditions anticycloniques ont dominé sur la France et le soleil a brillé généreusement (excédentaire de plus de 20%) avec une température supérieure à la normale (de 2 à 4°C) sur la plupart des régions ;
- Le mois de décembre a, par contre, été très arrosé et assez agité. Des perturbations actives se sont succédées avec pluies et neige. La tempête « Bella » a balayé le Nord-Ouest le 27 et une grande douceur a dominé du 11 au 24 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



Focus

éCO₂mix, tout savoir de l'électricité en France, dans votre région ou votre métropole

[éCO₂mix 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, éCO₂mix 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 et 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>

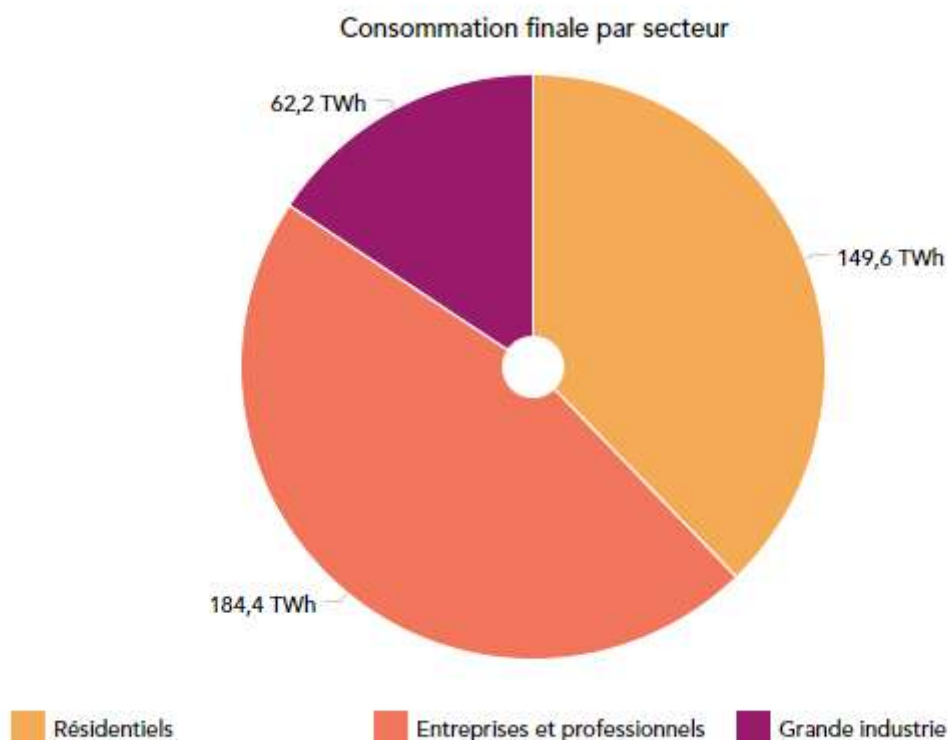
Répartition sectorielle de la consommation



Une répartition sectorielle de la consommation similaire à la situation d'avant crise

Malgré la crise sanitaire, la répartition sectorielle de la consommation est similaire à celle de l'année 2019 (hors [EDF-SEI](#) et [ELD](#)).

Le secteur le plus consommateur reste le secteur des entreprises et des [professionnels](#) (47 %), suivi par le résidentiel avec près de 38 % de la consommation finale d'électricité et enfin la [grande industrie](#) qui représente 16 % du volume total.



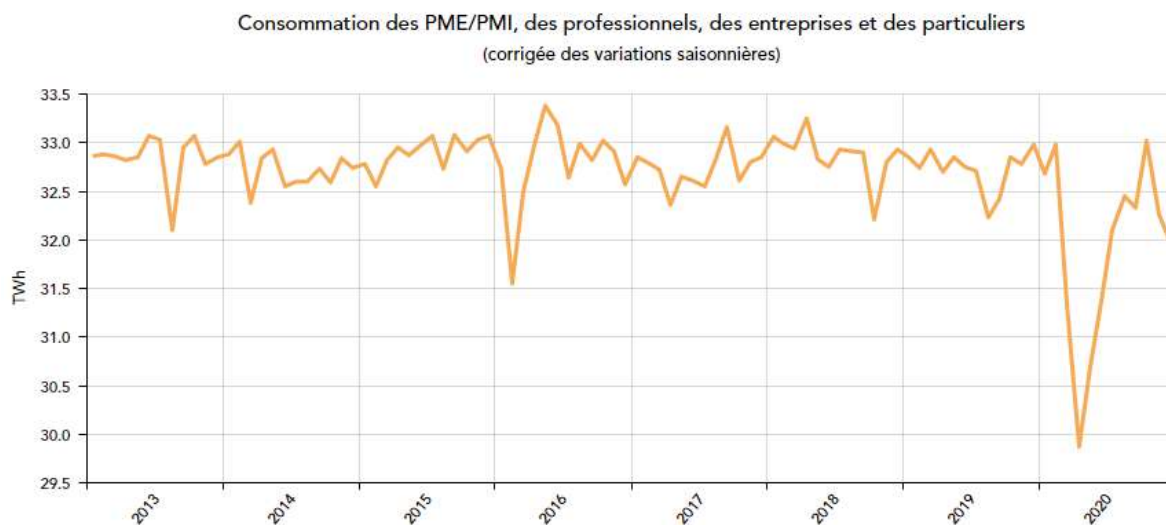
Baisse de la consommation sur les réseaux de distribution

Alors qu'elle était restée stable depuis sept ans, la consommation corrigée des variations saisonnières des PME/PMI, des professionnels, des entreprises et des particuliers sur le réseau de distribution, pertes incluses, est en repli de 2,5 % par rapport à 2019.

Compte tenu d'une présence renforcée des occupants dans les logements (télétravail, chômage partiel..), la consommation du secteur résidentiel a connu une légère hausse durant le premier confinement, de l'ordre de 5 %. Cet effet haussier porte essentiellement sur:

- Les technologies de l'information et de la communication, avec une utilisation plus intensive des équipements audiovisuels et informatiques
- La cuisson, du fait d'un plus grand nombre de repas méridiens pris à domicile.

Sur l'ensemble de l'année, la consommation d'électricité du secteur résidentiel (qui dépend fortement des conditions météorologiques) est stable par rapport à 2019.

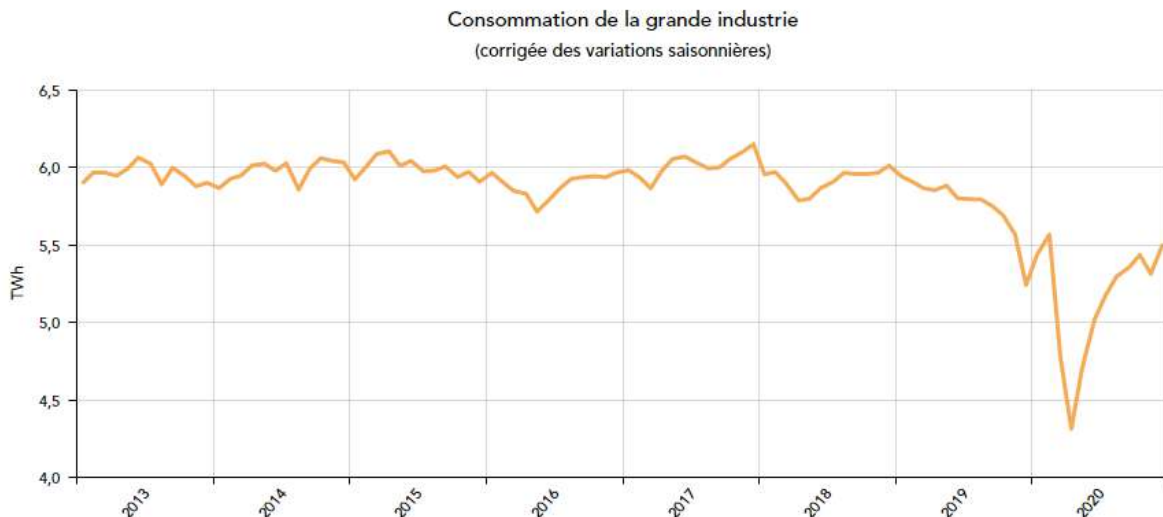


Baisse de l'activité de la grande industrie

La consommation de la grande industrie* directement raccordée au réseau public de transport s'élève à 61,9 TWh*. Ce volume est en recul de plus de 10 % par rapport à 2019.

L'activité productrice de la grande industrie a été très fortement affectée par la crise sanitaire, avec les mesures qui ont conduit à l'arrêt de nombreux sites de production. En outre, l'industrie a subi le contrecoup de la fermeture des canaux de distribution, de la chute de la demande de biens manufacturés, de l'absentéisme ou des difficultés logistiques induites par le confinement.

Le secteur de la grande industrie voit globalement son activité chuter brutalement avec la mise en place du premier confinement à partir du 18 mars, pour atteindre un niveau de baisse d'environ 30 % en avril par rapport au niveau d'avant-crise. L'activité reprend par la suite progressivement de la vigueur sans toutefois retrouver son niveau nominal.



* *autoconsommation incluse, hors pertes et corrigée des variations saisonnières*

Cette évolution de l'activité productrice s'est traduite par une évolution similaire de la consommation électrique des sites industriels. En particulier, la baisse d'activité est très marquée dans la construction automobile et dans la sidérurgie.

Le premier confinement a naturellement eu un effet direct et immédiat sur la consommation du transport ferré interurbain : en avril, celle-ci a chuté de plus de 70 % par rapport au mois d'avril de l'année précédente. Après le déconfinement, le niveau de baisse s'est progressivement réduit pour atteindre 9 % en août.

Le deuxième confinement survenu fin octobre, bien que moins restrictif, a également eu des conséquences sur l'activité industrielle. En novembre, la consommation de la grande industrie baisse ainsi de 4,5 % comparé au même mois de 2019. Comme lors du premier confinement, le secteur le plus touché reste celui des transports ferroviaires avec une baisse de l'ordre de 30 % lors des deux premières semaines de novembre.

Une évolution variée selon le secteur de la grande industrie

Corrigée des variations saisonnières, la consommation industrielle marque une baisse dans l'ensemble des secteurs bien que cette dernière soit d'ampleur différente selon l'activité.

Les secteurs de la construction automobile, de la sidérurgie ou des transports ferroviaires voient ainsi leur consommation baisser de 20 à 25 % en 2020. A noter que sur ces trois secteurs, la plus grande partie de la consommation électrique est soutirée sur le réseau public de transport (environ 50 % sur le secteur de la construction automobile et plus de 90 % sur les deux autres secteurs).

D'autres secteurs semblent moins affectés par la crise sanitaire, bien que leur consommation soit tout de même en baisse. Le secteur du papier carton, par exemple, voit sa consommation baisser d'environ 9 %; cette baisse étant liée aux difficultés structurelles de ce secteur depuis plusieurs années.



Métallurgie Construction automobile Chimie Transports ferroviaires Sidérurgie Papier carton Energie



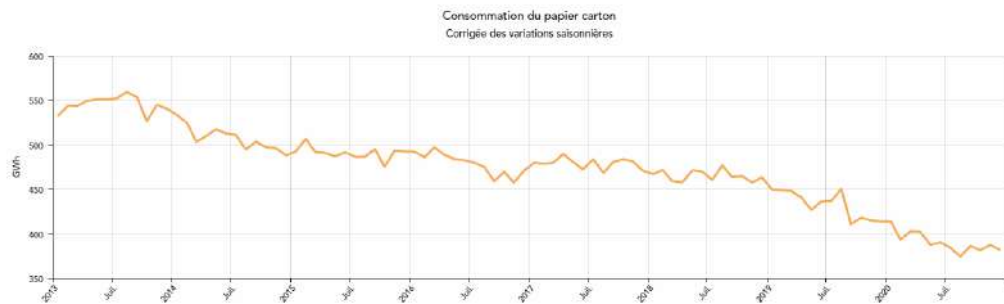
Métallurgie Construction automobile Chimie Transports ferroviaires Sidérurgie Papier carton Energie



Métallurgie Construction automobile Chimie Transports ferroviaires Sidérurgie Papier carton Energie



Métallurgie Construction automobile Chimie Transports ferroviaires Sidérurgie Papier carton Energie



Métallurgie Construction automobile Chimie Transports ferroviaires Sidérurgie Papier carton Energie



L'atteinte de la neutralité carbone reposera sur des transferts d'usage vers le secteur électrique conduisant à une augmentation de la consommation à long terme

La transition énergétique vers la neutralité carbone nécessite une adaptation des modes de production d'énergie mais également des transformations importantes sur les modes de consommation. La [SNBC](#) prévoit ainsi des évolutions importantes des usages énergétiques : une réduction de la consommation totale d'énergie (division par deux environ par rapport aux niveaux actuels, conformément aux objectifs de la loi de transition énergétique) induite à la fois par une très forte efficacité énergétique dans tous les secteurs et par des efforts de sobriété, et une transition vers les sources et vecteurs bas-carbone, notamment l'électricité.

Ainsi, ces transferts d'usages conduiront à augmenter de manière importante la part de l'électricité dans la consommation d'énergie, à l'horizon 2050. Cette tendance se retrouve ainsi dans la plupart des scénarios existants visant la neutralité carbone

Dans le cadre des approfondissements sur le développement des usages électriques et les enjeux pour le système électrique, RTE a publié entre 2019 et 2020 trois études thématiques en partenariat avec des institutions, portant sur la trilogie des usages :

- La mobilité électrique ;
- La production d'hydrogène décarboné ;
- Les bâtiments et les systèmes de chauffage.

L'effet agrégé de ces transformations est étudié dans le Bilan prévisionnel long terme « Futurs énergétiques 2050 » dont les résultats feront l'objet d'une publication à l'automne 2021.

Focus

La transition vers un hydrogène bas carbone

Aujourd'hui, la France consomme près de 1 million de tonnes d'hydrogène par an pour ses usages industriels dans les secteurs du raffinage pétrolier, la production d'ammoniac et d'engrais, et dans le secteur de la chimie. Cette production d'hydrogène provient à 95 % de combustibles fossiles ce qui représente environ 10 millions de tonnes par an de CO₂ soit 2 à 3 % des émissions nationales.

La stratégie « France Hydrogène » a été présentée le 8 septembre 2020 par les ministres de la Transition écologique et de l'Economie, des Finances et de la Relance. Elle vise au développement de l'hydrogène bas carbone et renouvelable, afin de réduire les émissions du secteur industriel et fournir une alternative aux combustibles pétroliers lorsque l'électrification directe est difficile.

Pour produire cet hydrogène bas carbone, la priorité porte sur le développement de l'électrolyse de l'eau qui viendrait remplacer le [vaporeformage](#) de gaz naturel, et présente l'avantage de s'appuyer sur une production d'électricité déjà largement décarbonée (à 93 %) en France. Dans son rapport (La transition vers un hydrogène bas carbone) publié en janvier 2020, RTE analyse les enjeux techniques, économiques et environnementaux de la production d'hydrogène par électrolyse à l'horizon 2035.

Impact sur la consommation et insertion dans le système électrique

Développer l'électrolyse dans les proportions prévues par les pouvoirs publics conduirait à une consommation supplémentaire de 30 TWh d'électricité par an pour une production annuelle d'environ 630 000 tonnes d'hydrogène. Cela représenterait moins de 5 % du productible électrique décarboné (nucléaire et renouvelables) prévu par la [PPE](#) en 2035. De plus, par nature flexibles, les électrolyseurs peuvent s'effacer en cas de tension sur le système et ne contribueraient pas aux pointes de consommation.

Sensibilité à la température et aux usages

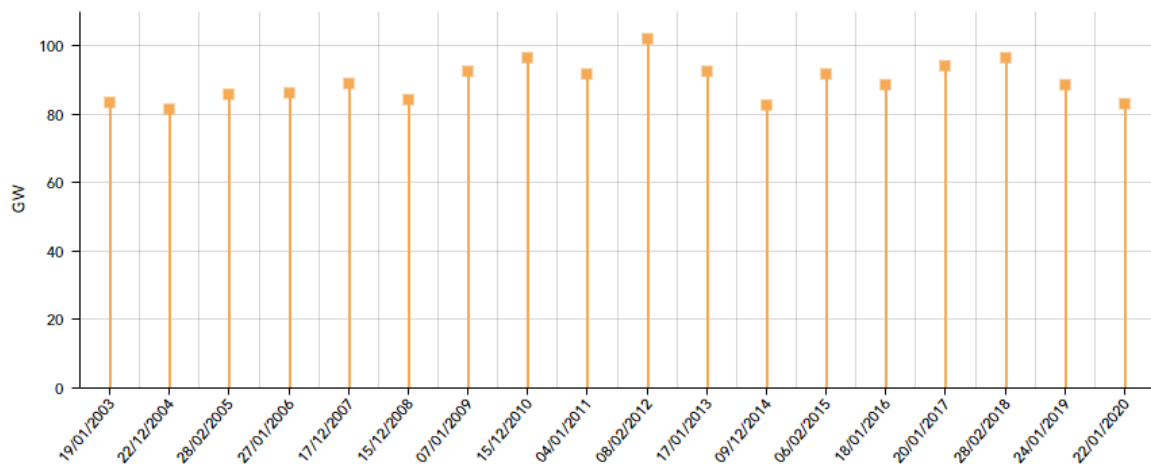


Pointe de consommation annuelle

La consommation d'électricité atteint un pic de 83,2 GW le mercredi 22 janvier 2020 à 9:30. Ce pic est dans la moyenne des 20 dernières années en France.

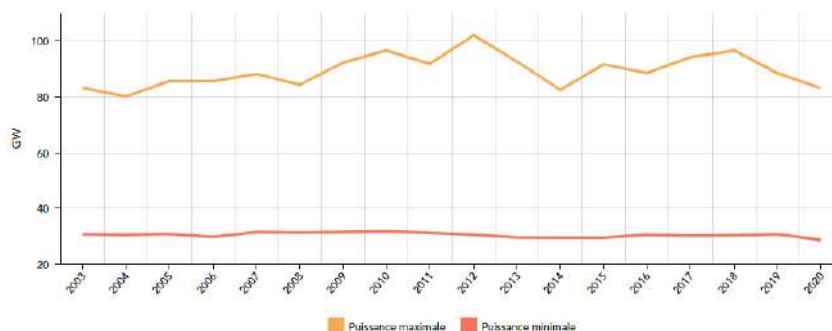
Le 9 juillet 2020, la consommation atteint sa pointe estivale de 54,9 GW, en retrait par rapport aux valeurs constatées ces dernières années.

Historique des pointes de consommation



Le minimum de consommation, observé le dimanche 10 mai 2020, atteint 28,7 GW. Il s'agit du plus faible creux de consommation observé depuis 2003. Ce creux a eu lieu en mai et non en août comme les années précédentes. Ceci s'explique essentiellement par le confinement qui a pris fin le 11 mai et par un week-end de trois jours ensoleillé.

Evolution des extrema annuels de consommation



Pourquoi des pics et des creux de consommation ?

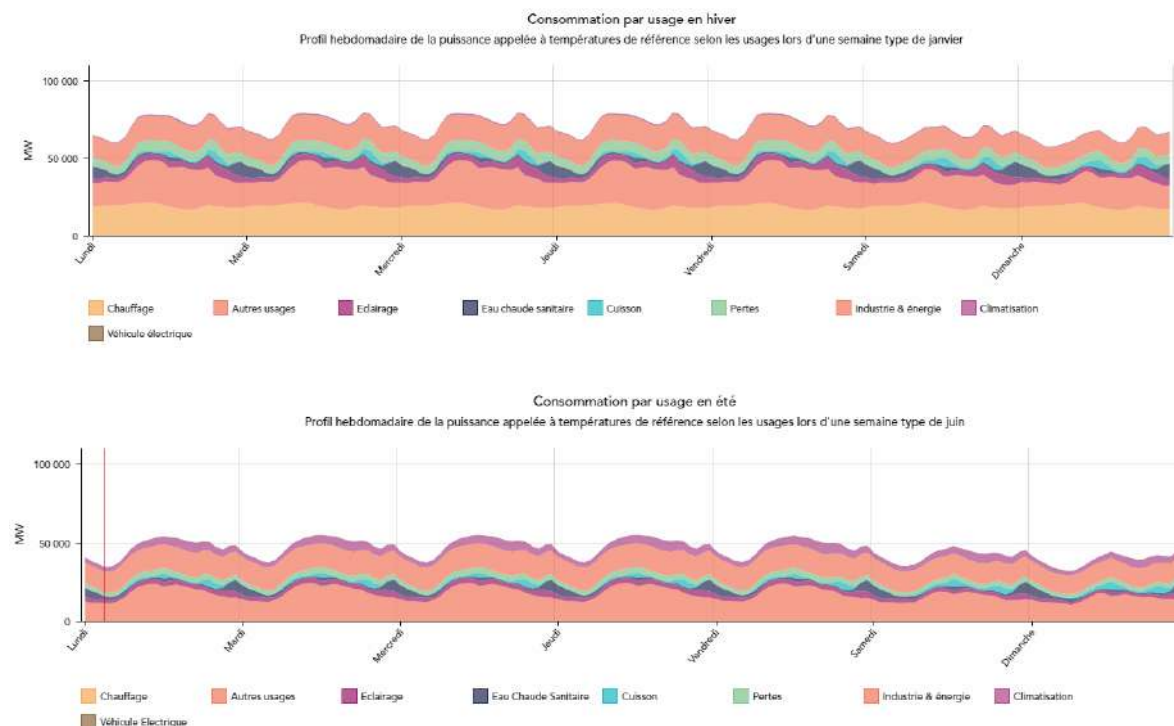
La consommation française dépend fortement de la saison, du jour et de l'heure

En hiver, l'utilisation du chauffage électrique entraîne une consommation plus importante qu'en été. De même, l'activité économique engendre une consommation plus élevée en semaine que le week-end.

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.

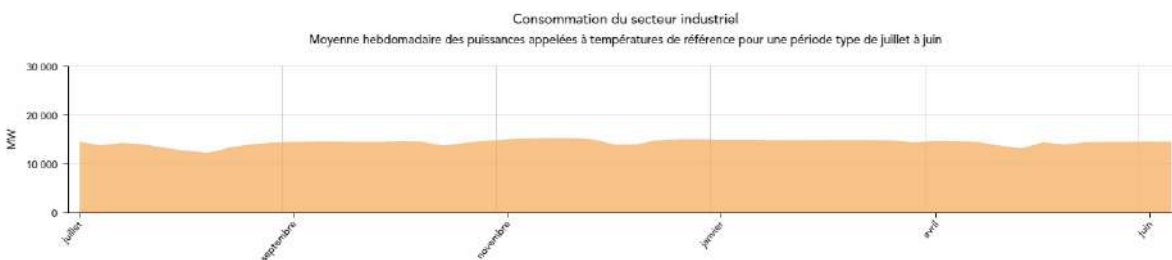
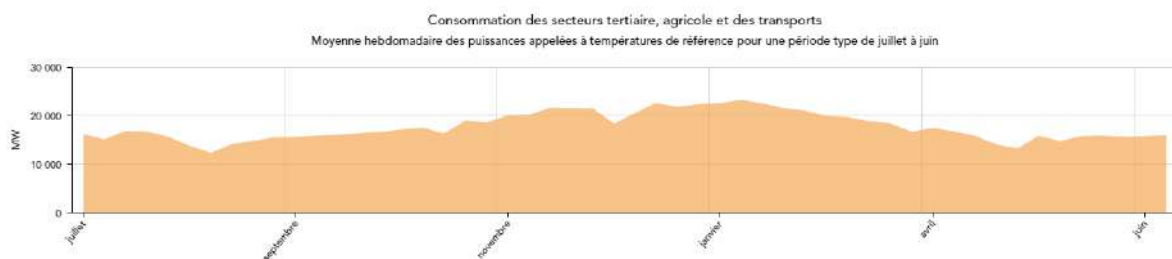
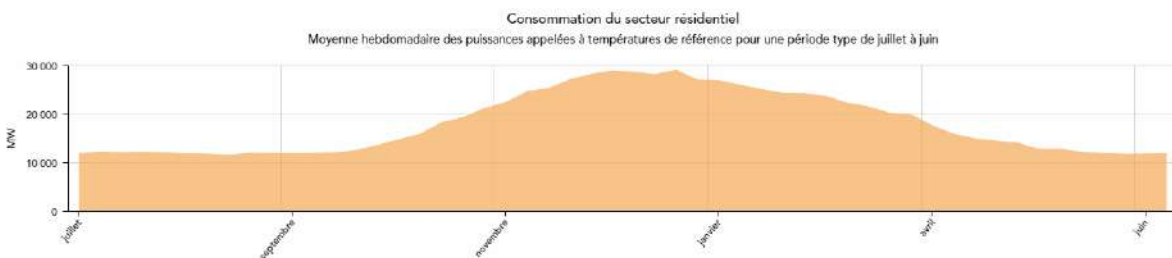
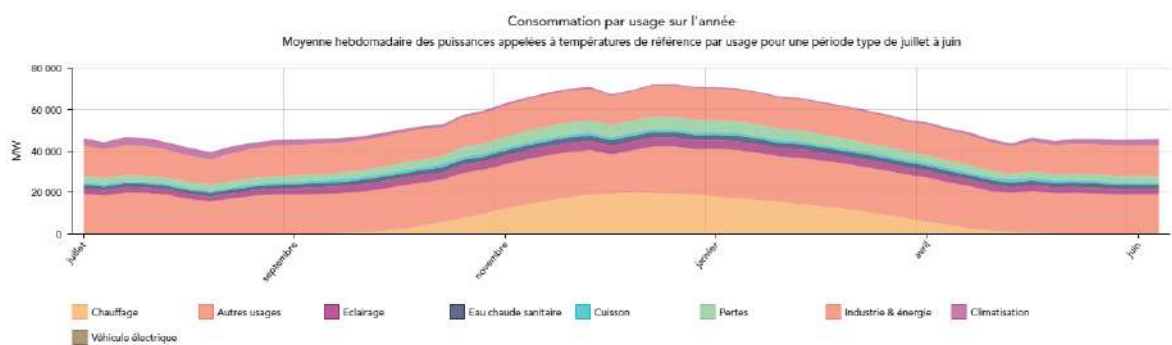


*A noter, ces graphiques présentent les puissances appelées à températures de référence. En réalité, la variabilité de la consommation peut être bien plus importante.

Consommation par secteur

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

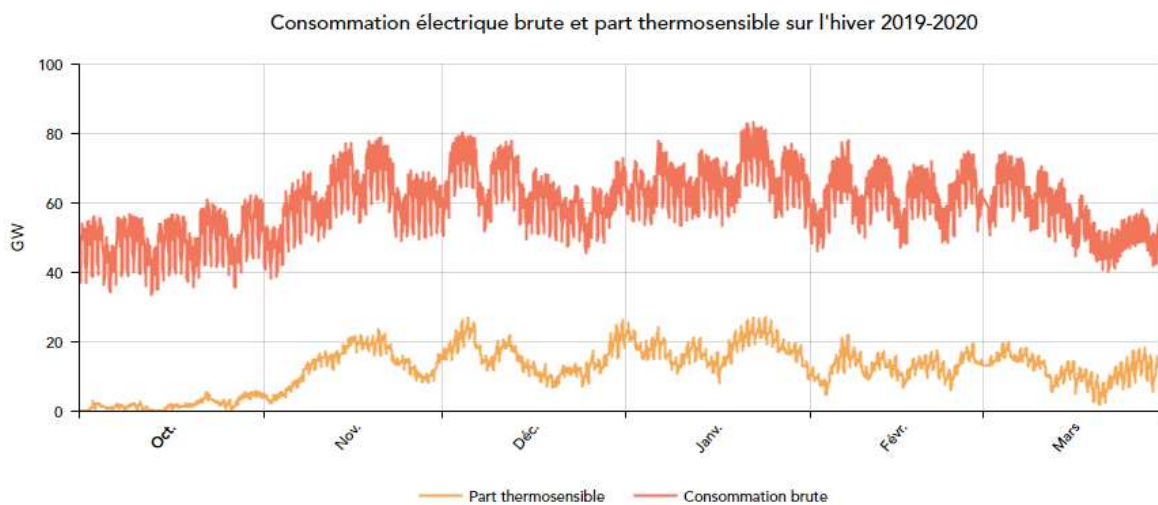
- Un recours important au chauffage électrique l'hiver qui se retrouve dans la consommation du secteur résidentiel et, dans une moindre mesure, dans celle du secteur tertiaire
- Une brève diminution de la consommation fin décembre, dans le secteur tertiaire et dans celui de l'industrie. Cette baisse 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 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 moins en hiver.

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	2012	2017	2019	Meilleure technologie 2019
Blanc	 Réfrigérateur	380 kWh	330 kWh	270 kWh	260 kWh	130 kWh
	 Congélateur indépendant	440 kWh	390 kWh	350 kWh	320 kWh	140 kWh
	 Lave-Linge	150 kWh	140 kWh	120 kWh	120 kWh	90 kWh
	 Sèche-Linge	390 kWh	380 kWh	350 kWh	320 kWh	130 kWh
	 Lave-Vaisselle	250 kWh	230 kWh	200 kWh	190 kWh	150 kWh
TIC	 TV principale	190 kWh	200 kWh	180 kWh	170 kWh	50 kWh
	 Box TV/Internet	190 kWh	190 kWh	210 kWh	220 kWh	130 kWh
Cuisson	 Plaques électriques	260 kWh	230 kWh	210 kWh	200 kWh	160 kWh
	 Four	160 kWh	150 kWh	140 kWh	140 kWh	110 kWh
Eclairage	 Lampe	16 kWh	13 kWh	11 kWh	8 kWh	3 kWh

Ecowatt, « météo de l'électricité »

Dispositif citoyen développé par RTE en partenariat avec l'[ADEME](#), Ecowatt existe depuis plus de dix ans en Bretagne et Provence-Alpes-Côte d'Azur, régions historiquement concernées par la sécurité d'alimentation en électricité. Il est désormais étendu à l'ensemble du territoire national pour permettre aux Français d'agir sur leur consommation d'électricité et contribuer à la réduction des risques de coupure lors de périodes hivernales de forte consommation.

Le site monecowatt.fr permet à tous d'agir sur la consommation d'électricité, aux moments les plus pertinents pour la collectivité : à chaque instant, des signaux clairs (de vert à rouge) guident le consommateur pour adopter les bons gestes à domicile ou sur le lieu de travail.

Rte Le réseau de transport d'électricité

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE **ADEME**

Avec écowatt

Ma météo de l'électricité pour une consommation plus responsable

écowatt **Rte** **RÉPUBLIQUE FRANÇAISE** **ADEME**

VOTRE RÉGION

MERCREDI 3 Septembre

JEUDI 4 Septembre

VENDREDI 5 Septembre

Je sais en temps réel si la consommation d'électricité est trop élevée dans ma région

- raisonnable**
- élevée**
- trop élevée**

Lorsque la consommation des Français est trop élevée, une alerte sms « vigilance coupure » est envoyée pour inciter chaque citoyen à réduire ou décaler sa consommation. Dans ce cas, le système électrique a plus particulièrement besoin que les consommateurs français modèrent leur consommation d'électricité et participent ainsi à assurer l'approvisionnement de tous en électricité.

The advertisement features a dark blue background. In the top left corner is the RTE logo with the text 'Le réseau de transport d'électricité'. In the top right corner are the logos for 'RÉPUBLIQUE FRANÇAISE' and 'ADEME'. The main title 'Avec éco watt' is centered, with 'éco' in green and 'watt' in white. Below it, the subtitle 'Ma météo de l'électricité pour une consommation plus responsable' is written in white. A smartphone is shown in the foreground, displaying a white alert message box. The message contains a warning icon (lightning bolt and snowflake), the text 'Notre consommation d'électricité est trop élevée. Pour éviter tout risque de coupure, nous devons adopter les bons gestes !', and the website 'www.monecowatt.fr'. To the right of the phone, a white circle with a blue dot is connected to the text 'Je suis alerté pour savoir quand réduire ma consommation'.

Avec éco watt
Ma météo de l'électricité pour une consommation plus responsable

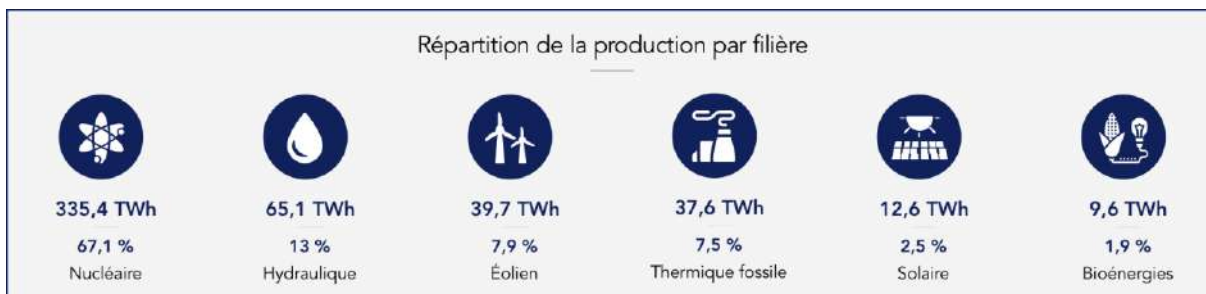
Je suis alerté pour savoir quand réduire ma consommation

Notre consommation d'électricité est trop élevée.
Pour éviter tout risque de coupure, nous devons adopter les bons gestes !
www.monecowatt.fr

Ecowatt est ouvert à tous ceux – particuliers, entreprises, collectivités...- qui souhaitent s'associer à ce dispositif et être parties prenantes d'une consommation responsable.

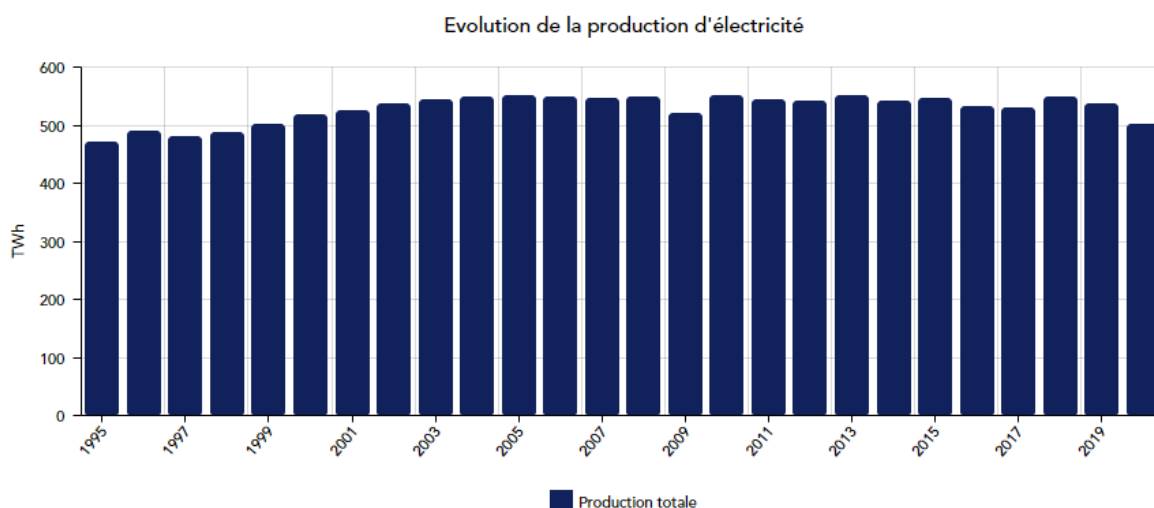
Production

Production totale



Nette baisse de la production d'électricité, au plus bas depuis vingt ans

Conséquence directe de la diminution de la consommation d'électricité en France et en Europe, la production totale d'électricité en France s'établit à 500,1 TWh sur l'année 2020, soit une baisse de 7 % (37,4 TWh) par rapport à 2019. Il s'agit du niveau de production le plus bas depuis vingt ans.

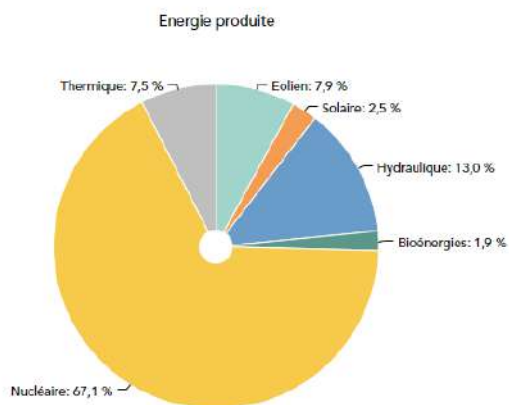


La part des énergies renouvelables représente 23,4 % de l'énergie électrique totale et augmente fortement par rapport à 2019. La production éolienne enregistre en effet une hausse de 17,3 %, la production solaire de 2,3 % et la production hydraulique augmente quant à elle de 8,4 %. Cette dernière bénéficie d'un stock hydraulique abondant en 2020, supérieur d'environ 22 % par rapport à 2019.

La production nucléaire et la production thermique à combustion fossile baissent respectivement de 11,6 % (44 TWh) et de 10,6 % (4,5 TWh) par rapport à 2019. Cette forte baisse s'inscrit dans le contexte de la crise sanitaire, qui s'est caractérisée par une baisse de la consommation et une dégradation de la disponibilité des centrales nucléaires. Voir chapitre : production nucléaire.

Filières de production	Production en 2020 en TWh	Variation par rapport à 2019	Part de la production
Nucléaire	335,4	-11,6 %	67,1 %
Thermique à combustible fossile	37,6	-10,6 %	7,5 %
<i>dont charbon</i>	1,4	-12,7 %	0,3 %
<i>dont fioul</i>	1,7	-13,3 %	0,3 %
<i>dont gaz</i>	34,5	-10,4 %	6,9 %
Hydraulique	65,1	+8,4 %	13 %
<i>dont renouvelable*</i>	60,8	+9,1 %	12,1 %
Eolien	39,7	+17,3 %	7,9 %
Solaire	12,6	+2,3 %	2,5 %
Bioénergies	9,6	-0,8 %	2,0 %
<i>dont biogaz</i>	2,9	+8,6 %	0,6 %
<i>dont biomasse</i>	2,5	-5,8 %	0,5 %
<i>dont déchets de papeteries</i>	0,2	-14,2 %	0,0 %
<i>dont déchets ménagers non renouvelables</i>	2,0	-2,5 %	0,4 %
<i>dont déchets ménagers renouvelables</i>	2,0	-2,5 %	0,4 %
Production nette totale	500,1	-7 %	100 %

*L'hydraulique renouvelable correspond à une méthodologie de calcul reprise de la directive européenne 2009/28/CE. La production hydraulique est diminuée de 70 % de la consommation du pompage des STEP.



Détail de la production thermique à combustible fossile par technologie

Filière thermique fossile	Production en 2020 en TWh	Variation par rapport à 2019	Part de la production totale
Charbon	1,4	-12,7 %	0,27 %
Fioul	1,7	-13,3 %	0,35 %
<i>turbines à combustion</i>	0,2	-17 %	0,04 %
<i>cogénérations</i>	0,6	-9,4 %	0,13 %
<i>autres*</i>	0,9	-15 %	0,18 %
Gaz	34,5	-10,4 %	6,90 %
<i>turbines à combustion</i>	0,2	+3,3 %	0,04 %
<i>cycles combinés gaz</i>	20	-15,3 %	3,99 %
<i>cogénérations</i>	11,2	-6,3 %	2,24 %
<i>autres*</i>	2,9	+2,3 %	0,57 %
Production nette thermique fossile	37,6	-10,6 %	7,52 %

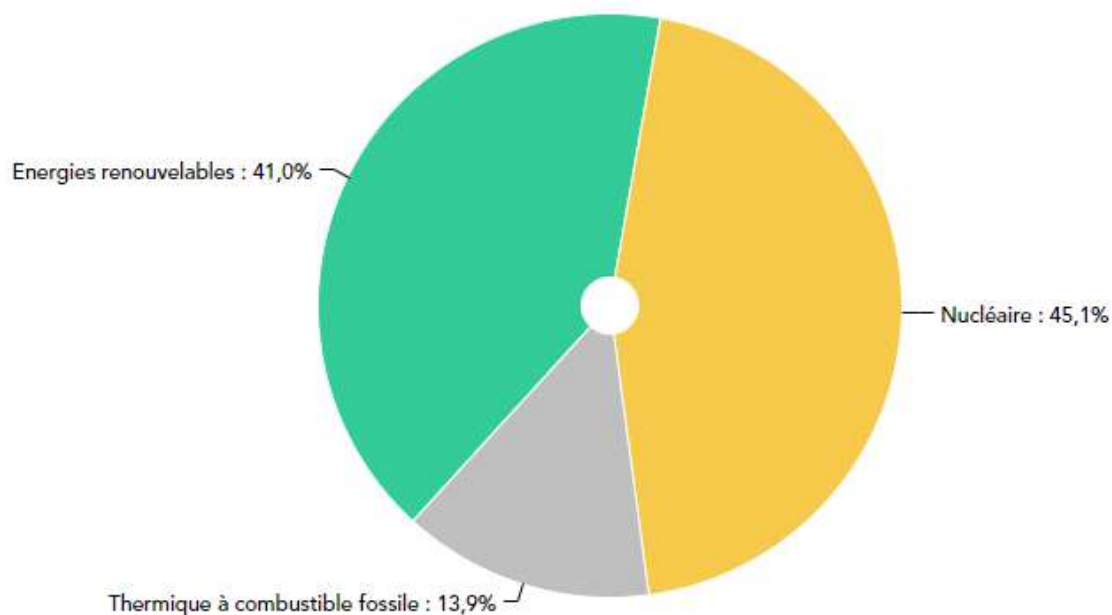
*Autres moyens de production hors turbines à combustion, cogénérations et cycles combinés gaz

Parc installé : le développement des énergies renouvelables se poursuit, le parc thermique est en légère progression et le parc nucléaire se réduit

En France métropolitaine, la puissance installée du parc de production d'électricité s'élève à 136,2 GW, soit un niveau stable par rapport à 2019. En effet, la filière éolienne marque une augmentation de 6,9 % et le solaire de 8,6 %, conformément aux objectifs de la PPE. Le parc nucléaire recule de 2,8 % suite à la fermeture des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim en février pour la première tranche puis en juin pour la seconde. Le parc hydraulique est quasiment stable, sa capacité augmente légèrement de 28,2 MW soit 0,1 %. 2020 marque aussi la mise en service de la centrale d'EDF hydroélectrique située à Romanche-Gavet (Isère) d'une puissance de 97 MW et raccordée au réseau de transport en 2019.

Parc installé	Puissance installée au 31/12/2020 en MW	Evolution par rapport au 31/12/2019	Evolution en MW	Part du parc installé
Nucléaire	61 370	-2,8 %	-1 760	45,1 %
Thermique à combustible fossile	18 934,7	+2,1 %	+393,6	13,9 %
<i>dont charbon</i>	<i>2 978</i>	<i>0 %</i>	<i>0</i>	<i>2,2 %</i>
<i>dont fioul</i>	<i>3 389,4</i>	<i>+0,7 %</i>	<i>+22,2</i>	<i>2,5 %</i>
<i>dont gaz</i>	<i>12 567,2</i>	<i>+3 %</i>	<i>+371,4</i>	<i>9,2 %</i>
Hydraulique	25 731,8	+0,1 %	+28,2	18,9 %
Eolien	17 616,1	+6,7 %	+1 104,8	12,9 %
Solaire	10 386,9	+8,6 %	+820	7,6 %
Bioénergies	2 171,5	+3,1 %	+66	1,6 %
<i>dont biogaz</i>	<i>544,8</i>	<i>+8,7 %</i>	<i>+43,8</i>	<i>0,4 %</i>
<i>dont biomasse</i>	<i>680,3</i>	<i>+3,1 %</i>	<i>+20,6</i>	<i>0,5 %</i>
<i>dont déchets de papeterie</i>	<i>50,8</i>	<i>0 %</i>	<i>0</i>	<i>0 %</i>
<i>dont déchets ménagers</i>	<i>895,6</i>	<i>+0,2 %</i>	<i>+1,5</i>	<i>0,7 %</i>
Parc total	136 211	+0,5 %	+652,6	100 %

Parc français au 31/12/2020

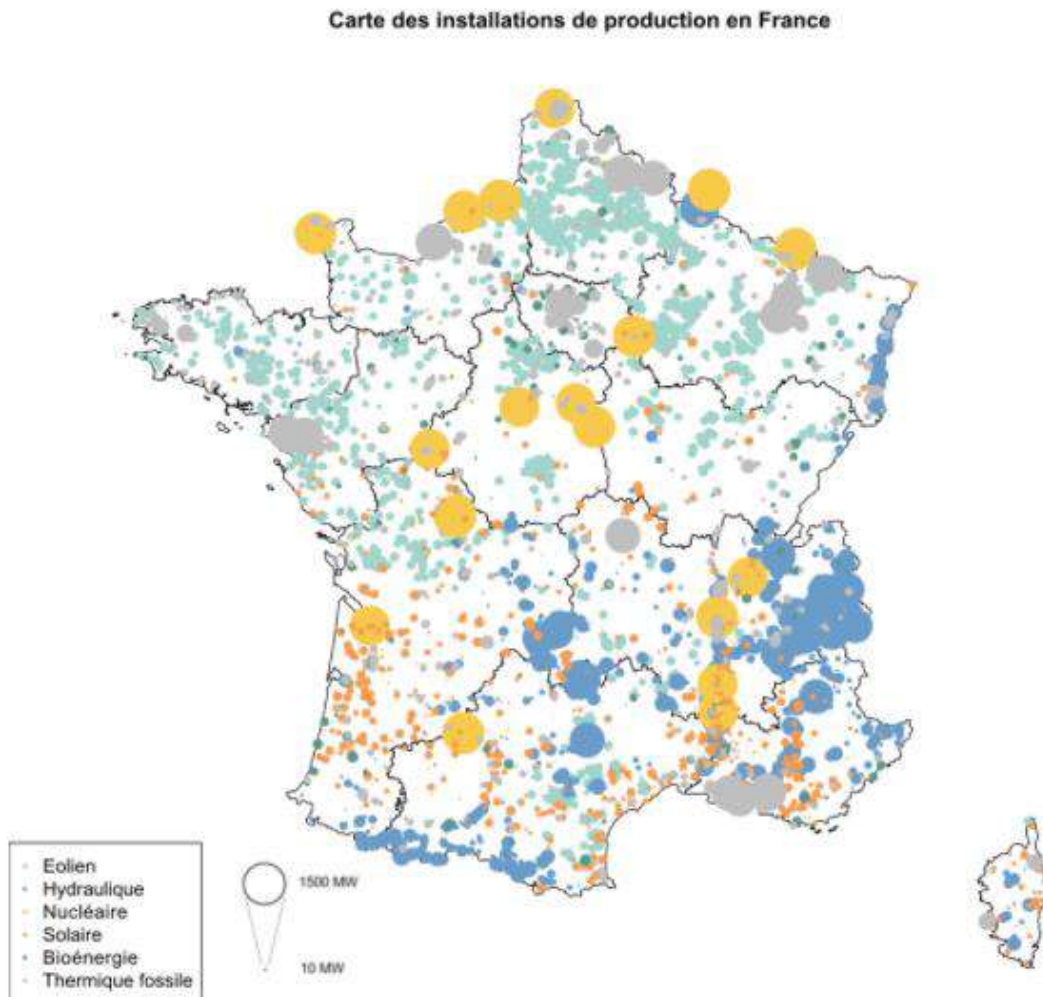


Parc thermique à combustible fossile détaillé par technologie

Parc thermique à combustible fossile	Puissance installée au 31/12/2020 en MW	Evolution par rapport au 31/12/2019	Evolution en MW	Part du parc installé
Charbon	2 978	0 %	0	2,2 %
Fioul	3 389,4	+0,7 %	+22,2	2,5 %
turbines à combustion	1 402,7	0 %	0	1 %
cogénérations	492,7	0 %	0	0,4 %
autres*	1 494	+1,5 %	+22,2	1,1 %
Gaz	12 567,2	+3 %	+371,4	9,2 %
turbines à combustion	752,9	+7,1 %	+49,8	0,6 %
cycles combinés gaz	6 295	+0,6 %	+36,8	4,6 %
cogénérations	5 211	+5,9 %	+291,5	3,8 %
autres*	308,3	-2,1 %	-6,7	0,2 %
Total	18 934,7	+2,1 %	+393,6	13,9 %

*Autres moyens de production hors turbines à combustion, cogénérations et cycles combinés gaz

Répartition des installations de production d'électricité en France



Pour mieux comprendre

Energie et puissance : quelle différence ?

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 W × 1h).

Outre le kilowattheure (kWh = 10^3 Wh), de plus grands multiples du wattheure sont souvent utilisés lorsqu'il est question de production électrique : le mégawattheure (MWh = 10^6 Wh), le gigawattheure (GWh = 10^9 Wh) ou encore le térawattheure (TWh = 10^{12} 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 sur le site [Open Data Réseau Energie](#).

Nucléaire

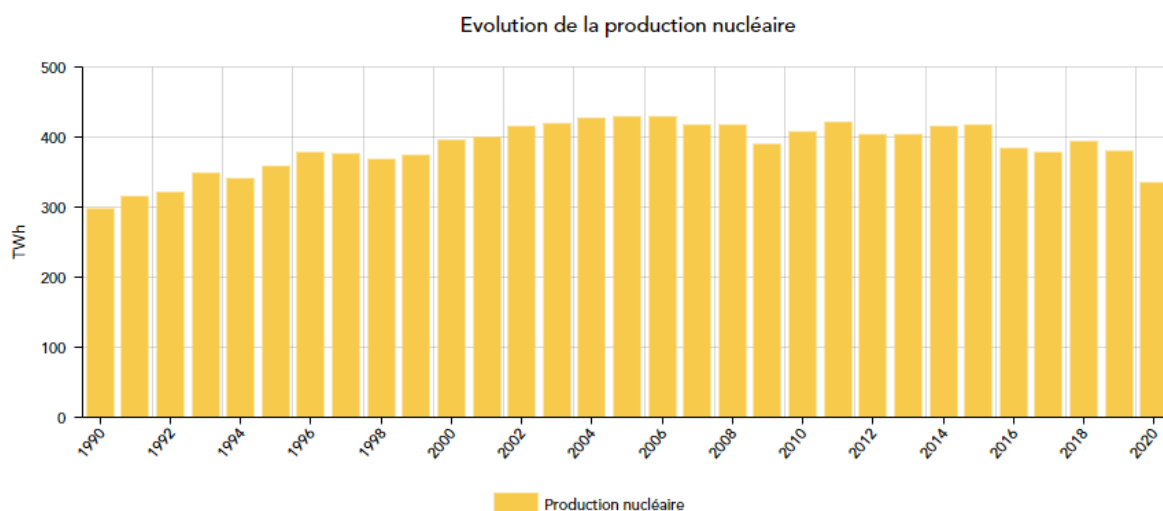


-11,6 %

Production d'électricité d'origine nucléaire

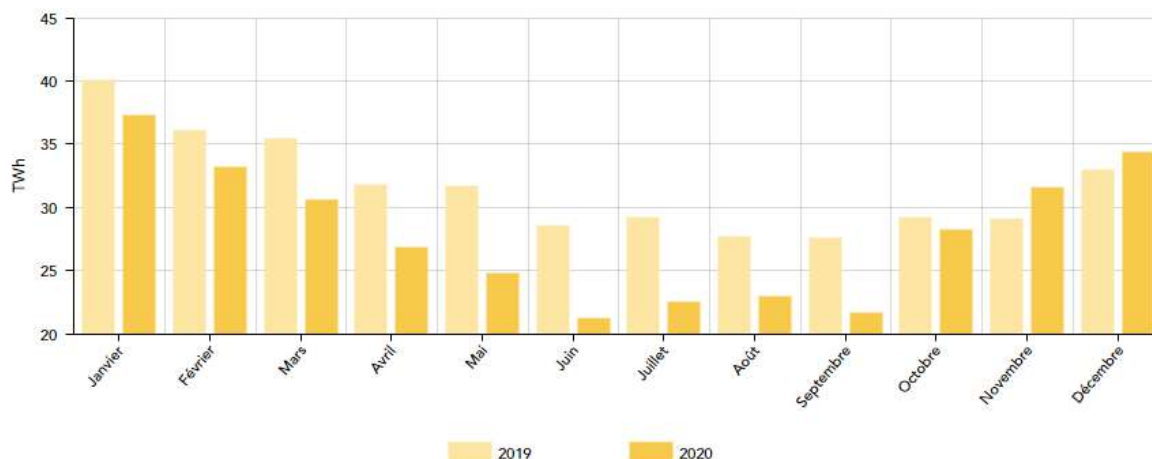
Recul historique de la production nucléaire

Cette année la capacité de production nucléaire installée a diminué pour la première fois depuis 2009, passant de 63,1 GW à 61,4 GW. Cela fait suite à la fermeture définitive des deux derniers réacteurs de 900 MW de la centrale nucléaire de Fessenheim. La centrale a cessé de produire définitivement le 29 juin. Cette procédure acte la fin de la plus ancienne des centrales nucléaires françaises entrée en activité en 1977. Suite à cette fermeture, le parc nucléaire représente 45,1 % de la capacité totale française.



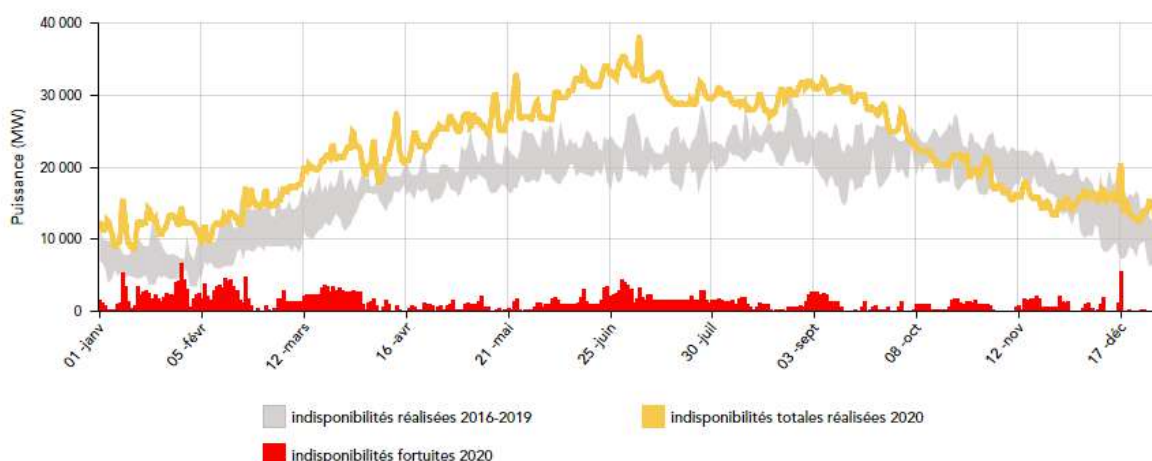
La production nucléaire sur l'année est en baisse de 11,6 % (44 TWh) par rapport à 2019 et se situe à son niveau le plus bas depuis 1993. Elle représente 67,1 % de la production totale d'électricité en France. La baisse de la production d'origine nucléaire s'explique par la fermeture de la centrale de Fessenheim, mais surtout par une moins bonne disponibilité des centrales et par la crise sanitaire. On estime à **34 TWh** le déficit de production par rapport à 2019 lié directement à la crise COVID (voir l'étude des indisponibilités nucléaires ci-dessous).

Evolution mensuelle de la production nucléaire



Une indisponibilité nucléaire en forte hausse

Indisponibilités nucléaires



Données de la plateforme européenne transparence [ENTSO-E](https://www.entsoe.eu).

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.

Des durées de maintenances plus longues

En 2020, l'indisponibilité moyenne du parc nucléaire est en forte hausse : elle atteint en moyenne **22,3 GW** contre **17,8 GW** en 2019 avec pour conséquence une forte baisse de production nucléaire.

Le pic d'indisponibilité de l'année est atteint le 7 juillet 2020 avec 37,9 GW en moyenne sur la journée, soit plus de 60 % du parc installé. Il est la conséquence d'un chevauchement de nombreux cycles de maintenances simultanés sur le parc nucléaire français. En effet, 2020 est marquée par de nombreux prolongements de maintenance sur une grande partie des réacteurs nucléaires français, conséquence directe de la crise sanitaire qui a ralenti les travaux de maintenance des centrales. Par ailleurs, une partie des réacteurs a été arrêtée au second et au troisième trimestre de l'année afin d'économiser le combustible pour maximiser la disponibilité du parc nucléaire sur l'hiver 2020-2021, période pendant laquelle la consommation peut atteindre des niveaux élevés.

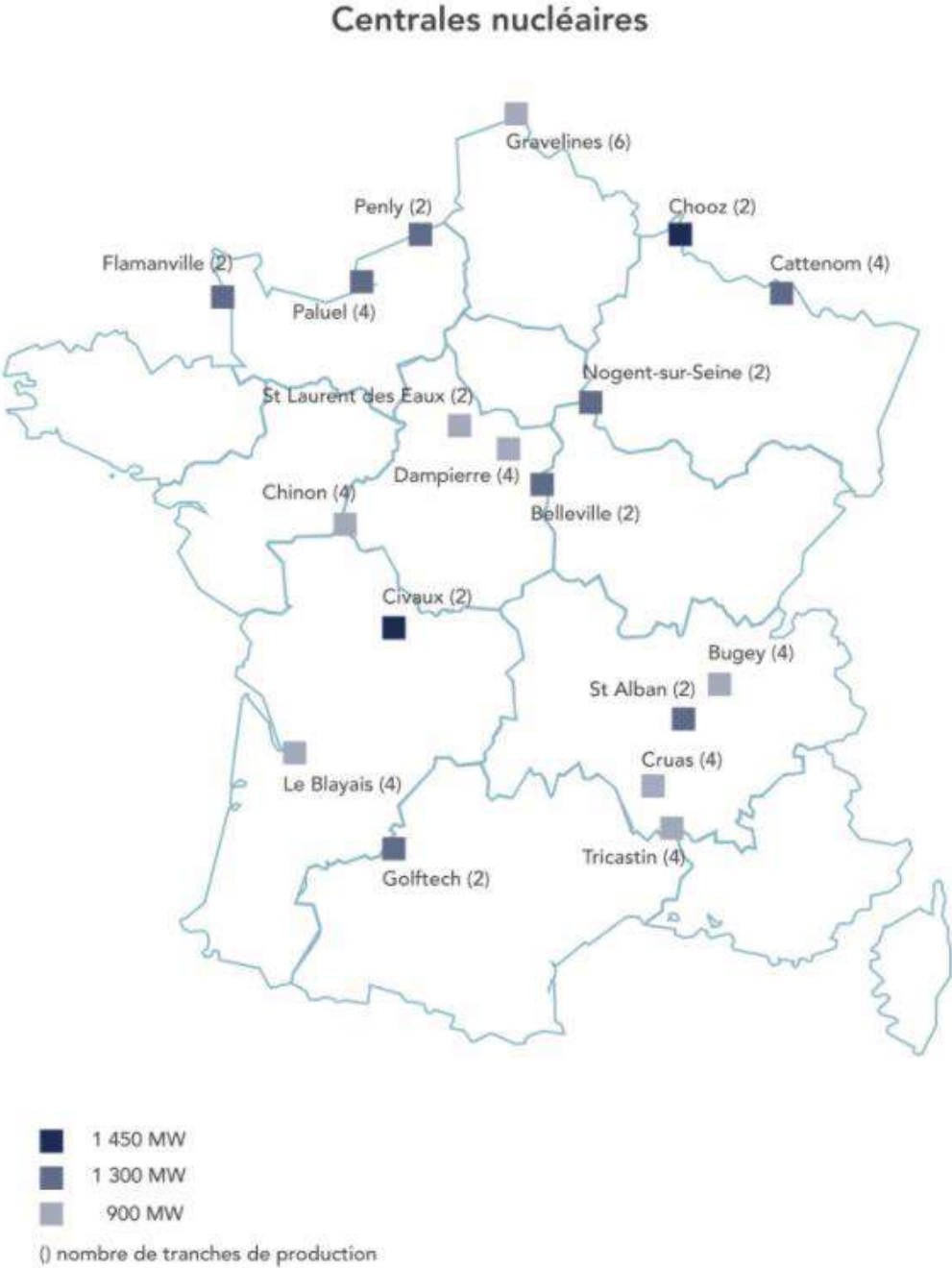
Un impact significatif de la crise

En janvier 2020, EDF prévoyait pour l'année sur l'ensemble de ses centrales nucléaires une indisponibilité inférieure de 11 GW à l'indisponibilité finalement constatée en fin d'année. Cette prévision, inférieure à celle finalement constatée, ne prend pas en compte les indisponibilités fortuites, les variations de PMD, les arrêts prolongés ou autres arrêts planifiés non prévus en janvier 2020. Un an avant, en janvier 2019, EDF prévoyait pour l'année, une indisponibilité inférieure de 7,2 GW à l'indisponibilité finalement constatée.

Si on compare l'année 2019, pendant laquelle le fonctionnement des centrales s'est déroulé dans des conditions plus normales, cette différence avec 2020 représente donc en moyenne 3,9 GW ($11 - 7,2 = 3,9$ GW).

Il est possible d'en déduire que l'exploitation dégradée des centrales dans des conditions contraintes par la crise sanitaire en 2020 a induit une indisponibilité moyenne supplémentaire de **3,9 GW** par rapport à 2019, soit l'équivalent environ d'un volume de **34 TWh**.

Répartition des centrales nucléaires en France



Les différentes indisponibilités du nucléaire

En France, la production d'électricité repose très largement sur l'électricité d'origine nucléaire (environ 67 % de la production totale en 2020). Cette caractéristique entraîne des spécificités en matière d'exploitation du système électrique, dont une forte dépendance aux performances du parc nucléaire.

Le nucléaire est un moyen de production dit de « base », conçu pour fonctionner sur une grande partie de l'année. Du fait de leur faibles coûts variables, les centrales nucléaires produisent de l'électricité à leur capacité maximale dans la très grande majorité du temps, hormis en cas d'indisponibilités ou lorsque les prix de l'électricité atteignent des niveaux très faibles.

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.

La maintenance des centrales nucléaires 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...). Elle présente aussi des travaux de maintenance pour renforcer la sûreté de l'installation et prolonger la durée d'exploitation des centrales (après autorisation de l'[ASN](#)).

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'événements apparus durant l'indisponibilité. Des indisponibilités programmées peuvent aussi consister à déclarer momentanément une baisse de la PMD (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](#)).

Le cas des contraintes environnementales :

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.

Thermique fossile



-10,6 %

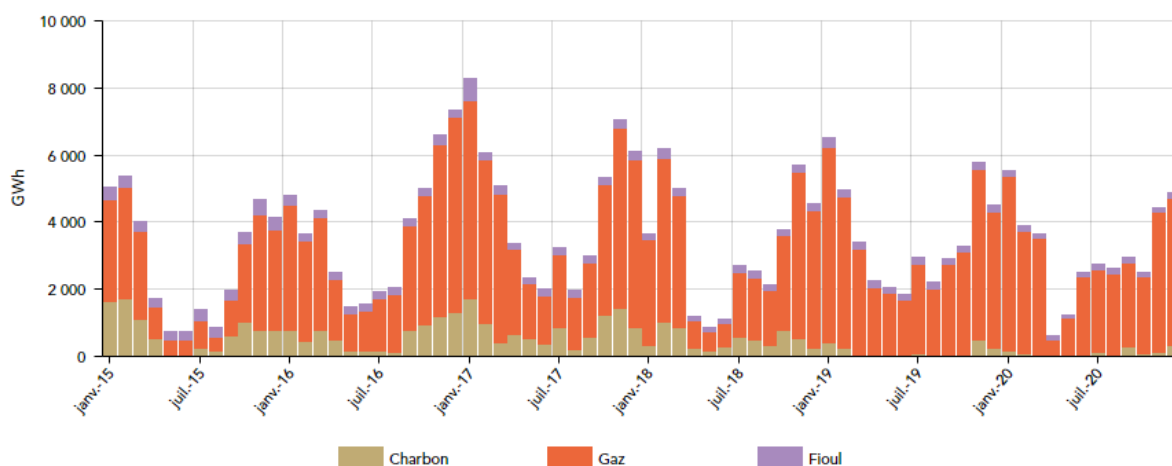
Production d'électricité d'origine thermique à combustible fossile

Une production d'électricité d'origine thermique à combustible fossile au plus bas

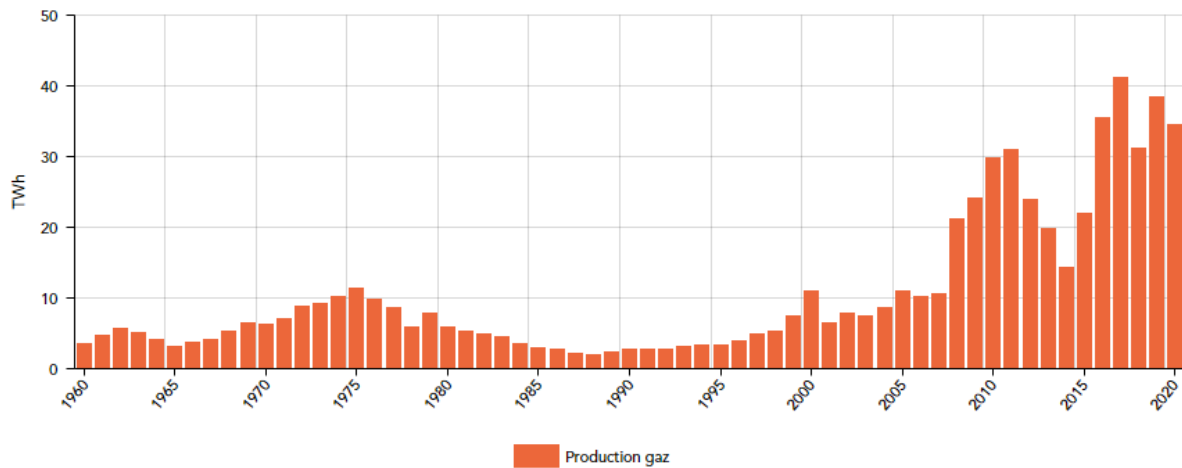
La production des installations thermiques à combustible fossile baisse de 10,6 % par rapport à 2019. Ce recul est marqué sur toutes les filières.

La production gaz, qui représente la grande majorité de production thermique fossile, diminue de 10,4 % soit environ 4 TWh. La production charbon et fioul baissent respectivement de 12,7 % et de 13,3 %.

Evolution mensuelle de la production thermique à combustible fossile



Evolution de la production des centrales au gaz



Production des centrales thermique au charbon

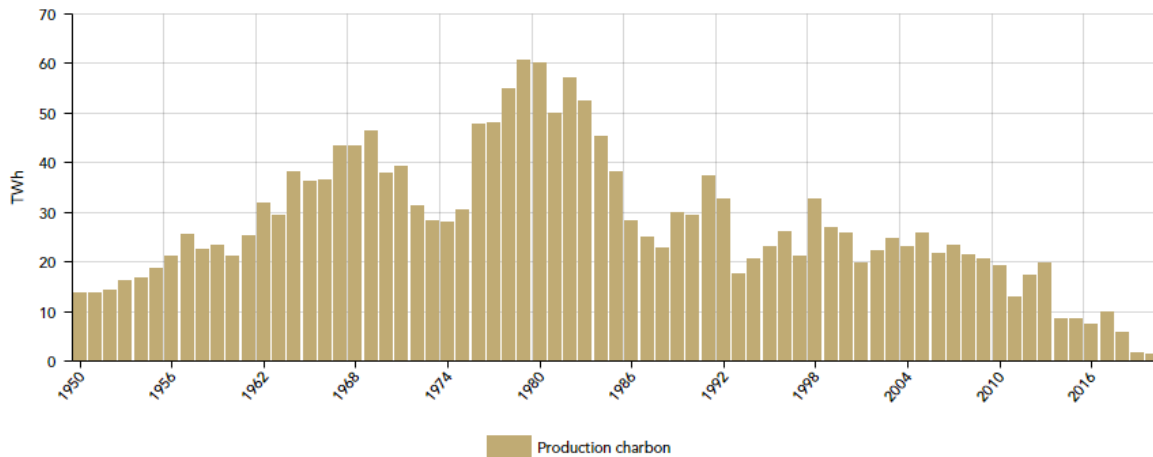
En 2020, la production d'électricité à base de charbon atteint un plus bas historique de 1,4 TWh, en baisse de 12,7 % par rapport à 2019. La disponibilité des centrales est équivalente à 2019. Ce faible niveau de production s'explique surtout par un espace économique aujourd'hui réduit pour ces centrales dans un contexte de baisse globale de la consommation et par le prix du carbone.

Cette production ne devrait pas diminuer encore en 2021, mais a vocation à cesser en 2022 avec la fermeture annoncée (ou le changement de combustible) des dernières centrales au charbon.

Depuis les années 1980, la production de charbon a fortement chuté faisant progressivement place au nucléaire, puis aux nouvelles filières renouvelables (éolien et solaire) et au gaz.

Le charbon représente 3,6 % de la production thermique à combustible fossile totale.

Evolution de la production des centrales au charbon



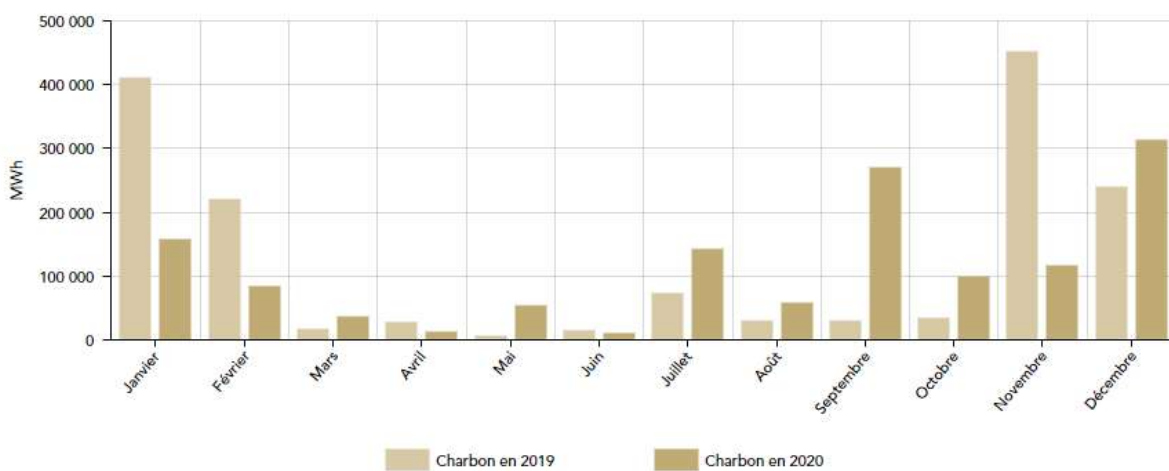
A partir de février, les centrales au charbon sont beaucoup moins sollicitées, même si leur production reprend ponctuellement lors des épisodes de canicule en juillet, en partie pour compenser une baisse de la [production nucléaire](#) liée au planning de maintenance et au respect des contraintes environnementales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

En septembre, les centrales à charbon sont à nouveau sollicitées avec une hausse de la consommation et un taux de disponibilité du nucléaire encore faible.

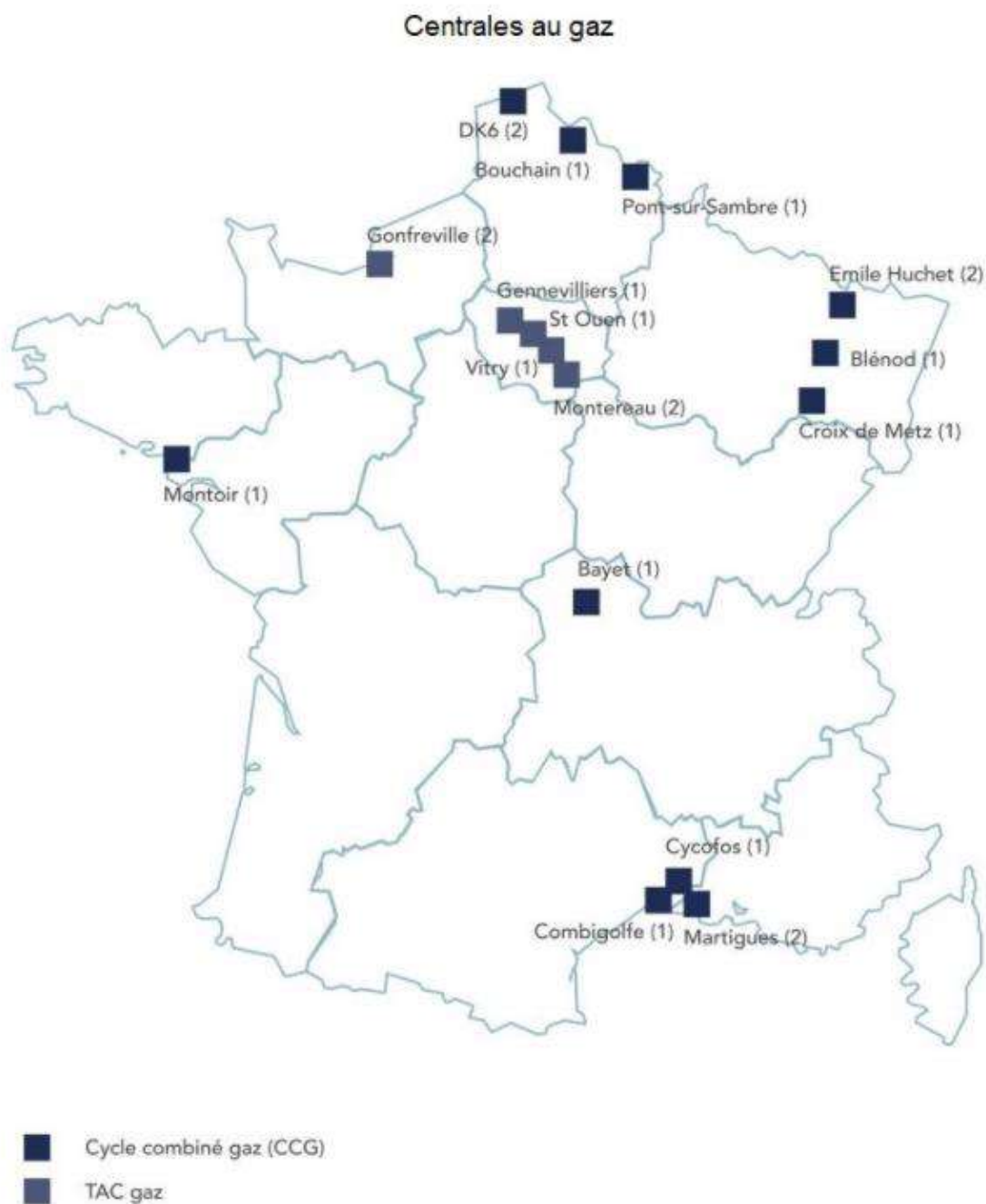
En octobre, bien que la [production nucléaire](#) ait repris, les conditions technico-économiques ont été favorables au fonctionnement du charbon avec un prix du gaz à la hausse et un prix du CO₂ à la baisse, favorisant légèrement le charbon comme moyen de production thermique.

Les mois de novembre et décembre sont marqués par une reprise des moyens au charbon, en réponse à une demande liée à l'arrivée de l'hiver.

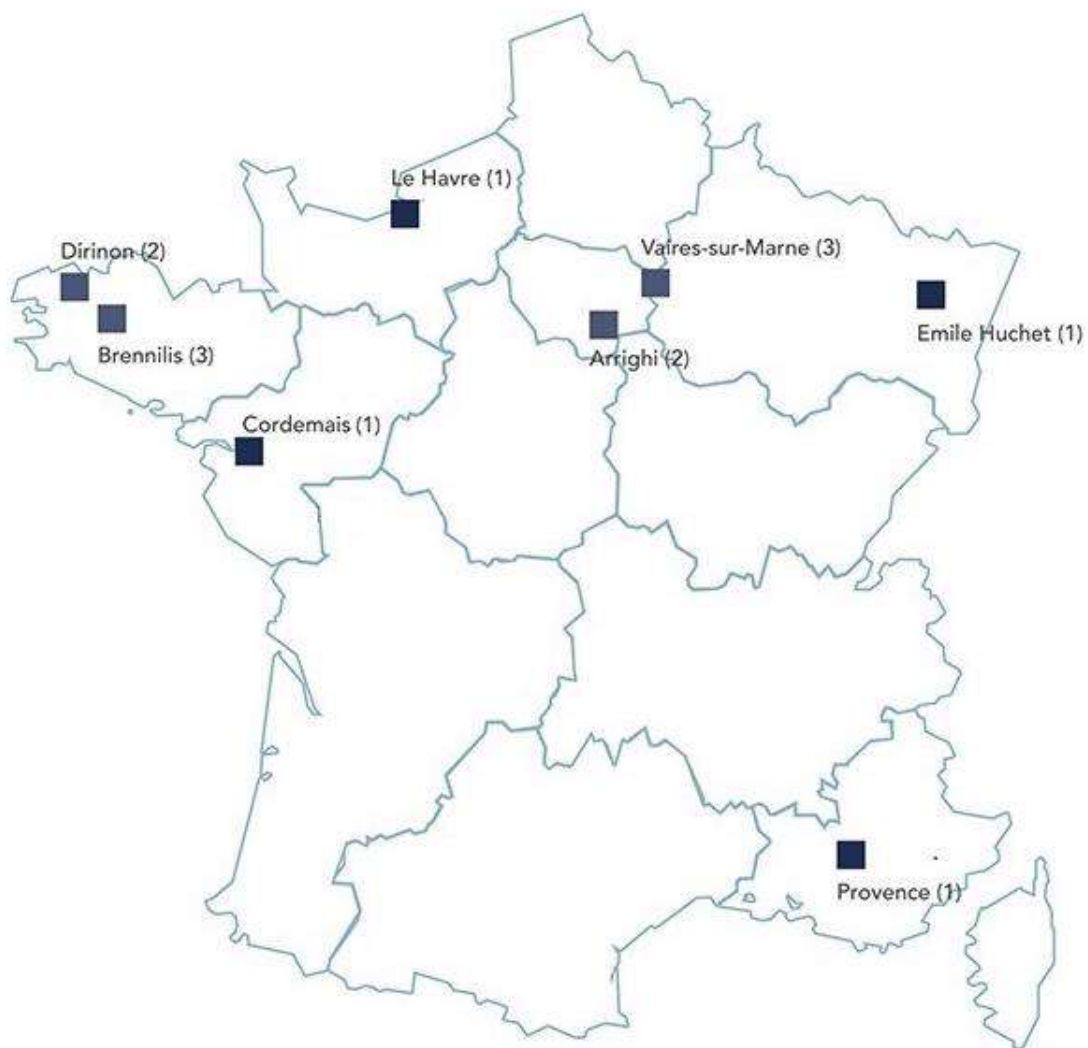
Production mensuelle des centrales au charbon



Répartition des centrales thermiques à combustible fossile en France



Centrales à charbon et à fioul (TAC)



- Charbon
- Turbine à combustion Fioul (TAC)

Les centrales au charbon en France

En 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^{er} 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.

Fonctionnement:

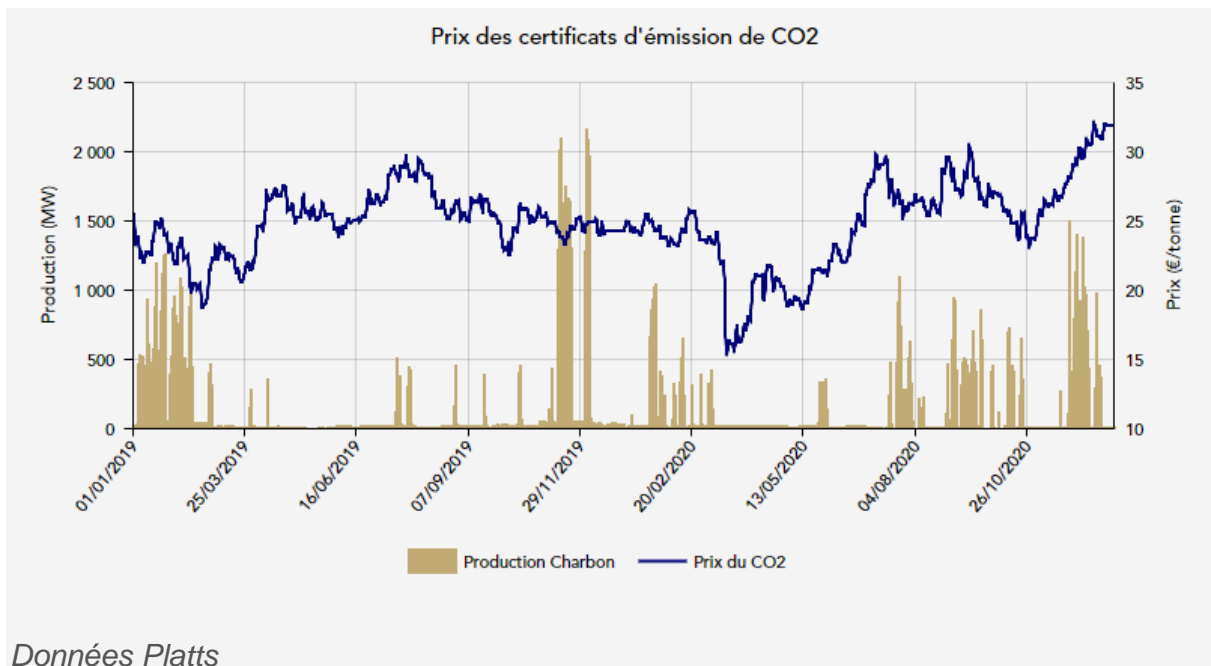
Pour produire de l'électricité, chaque producteur cherche à couvrir ses coûts fixes et variables. En conséquence, une centrale au charbon ne produit généralement que si elle couvre à minima ses coûts variables, qui sont principalement liés au prix du combustible et au prix des certificats d'émission de CO₂. 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 CO₂, 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 CO₂ et la parité de change entre l'euro et le dollar.

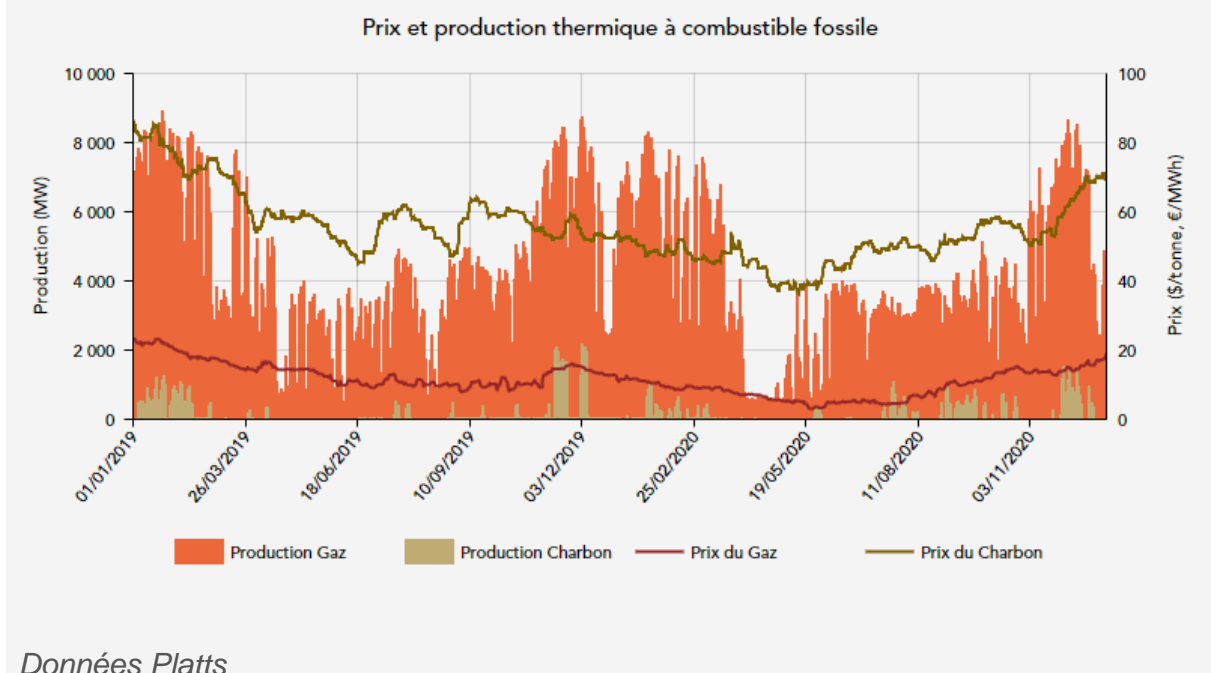
- **Le prix du certificat d'émission de CO₂ en forte croissance :**

S'il est émetteur de CO₂, 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 CO₂ est un déterminant très important dans le fonctionnement d'une centrale. En septembre 2020, le certificat d'émission de CO₂ atteint un prix record de 30,4 €/tonne. Dans le cas où le producteur ne couvrirait pas sa production, chaque tonne de CO₂ émise non couverte par l'équivalent en certificats lui coûte en plus d'une obligation de couverture, une pénalité supplémentaire d'au moins 100 €/tonne. Après une forte chute des prix à partir de mi-mars liée à la crise sanitaire, le prix des certificats a remonté à des valeurs supérieures à 2019 faisant augmenter les coûts variables des centrales à charbon.



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

Le facteur d'émission de CO₂ 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 0,583 t/MWh pour les différentes technologies de production gaz, données [ADEME](#)). Malgré une baisse du cours du charbon dans la première moitié de 2020, le prix du gaz reculent 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.



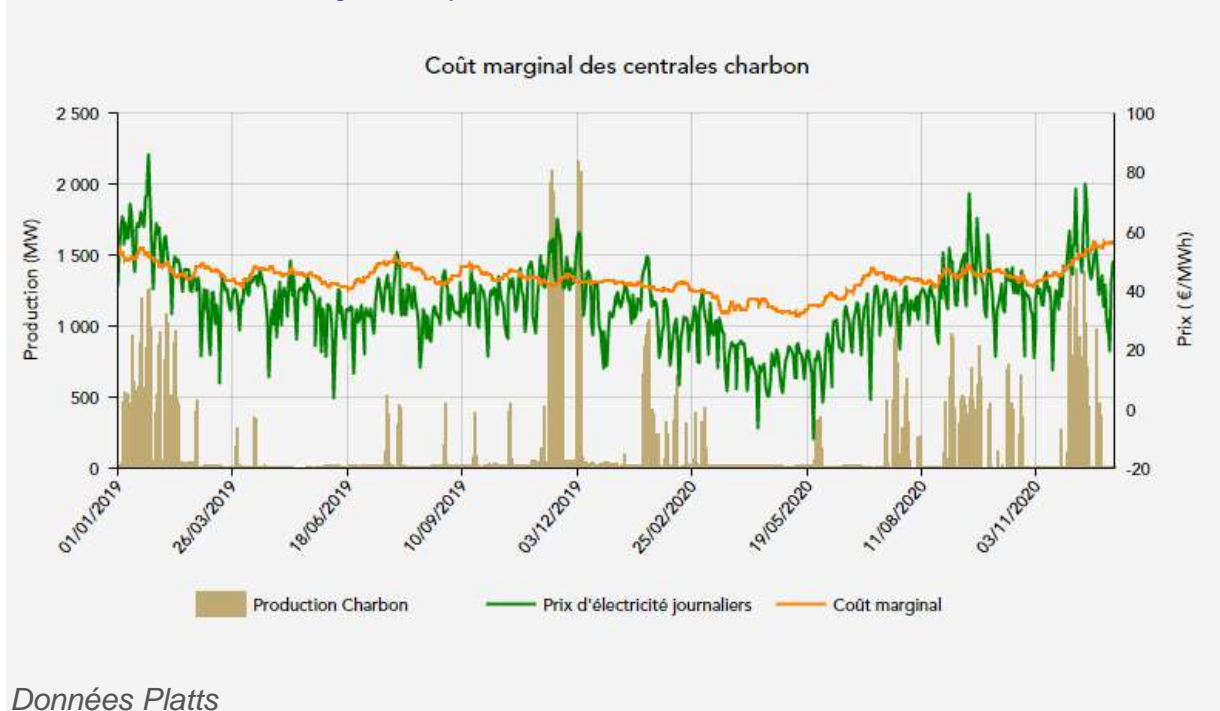
- **Parité €/€**

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 croît globalement à partir de mai 2020, ce qui renforce la 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 :



Production renouvelable



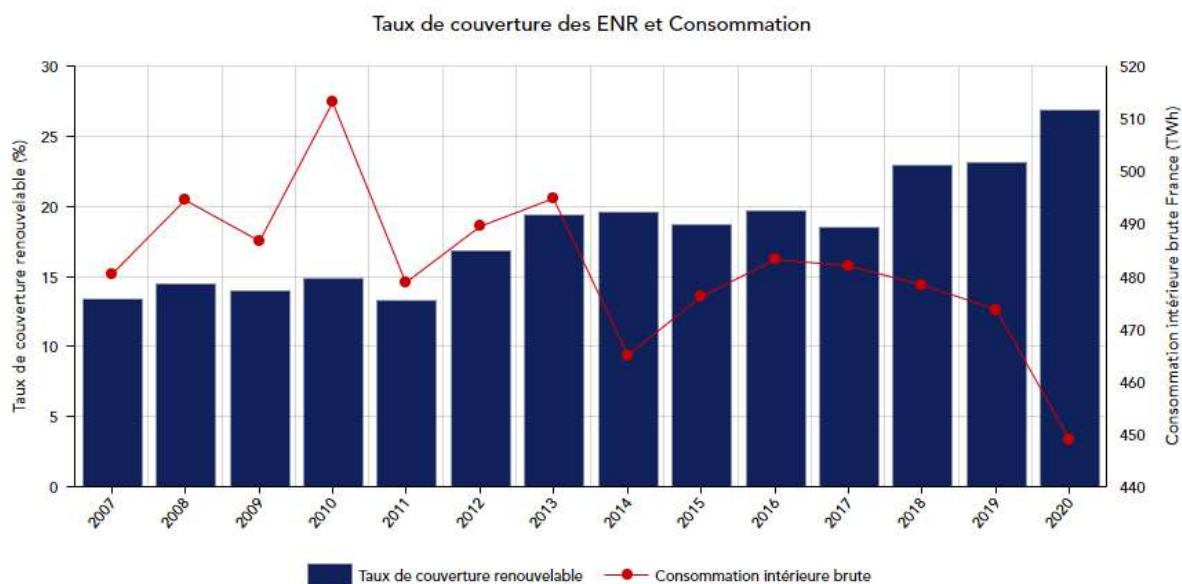
Une production d'origine renouvelable en hausse en 2020

La production d'électricité d'origine renouvelable est en hausse en 2020 et s'établit à **120,7 TWh**. Ce niveau de production favorise cette année encore le maintien d'un niveau d'émissions de CO₂ 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 CO₂ comme les centrales au charbon.

Un taux de couverture de la consommation par la production d'origine renouvelable qui progresse en 2020

Le taux de couverture de la consommation par la production renouvelable est en augmentation très significative passant de 23 % à 26,9 % en 2020. La baisse de production nucléaire par rapport à 2019 a ainsi été en partie compensée par une augmentation des productions éolienne et solaire, portées à la fois par des conditions météorologiques propices et par un parc qui continue de croître. L'hydraulique contribue à hauteur de 50,3 %, l'éolien 32,8 %, le solaire 10,6 % et les bioénergies 6,3 %.

Le taux de couverture des énergies renouvelables atteint un pic le vendredi 5 juin 2020 avec une valeur de 52,9 % en fin de journée.



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.

Hydraulique

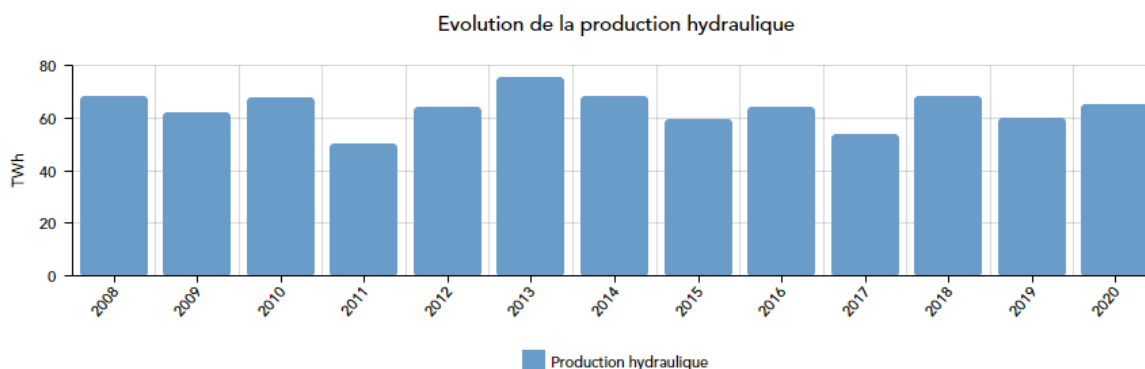


+8,4 %

Production d'électricité d'origine hydraulique

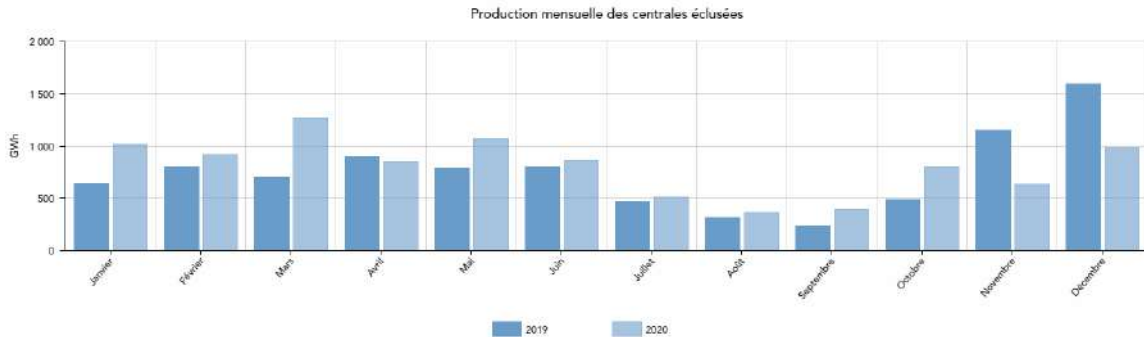
Forte hausse de la production d'électricité d'origine hydraulique

La production hydraulique est en hausse par rapport à 2019, favorisée par un stock élevé dès le début de l'année. L'augmentation de la production hydraulique sur 2020 par rapport à 2019 s'élève à 8,4 %.

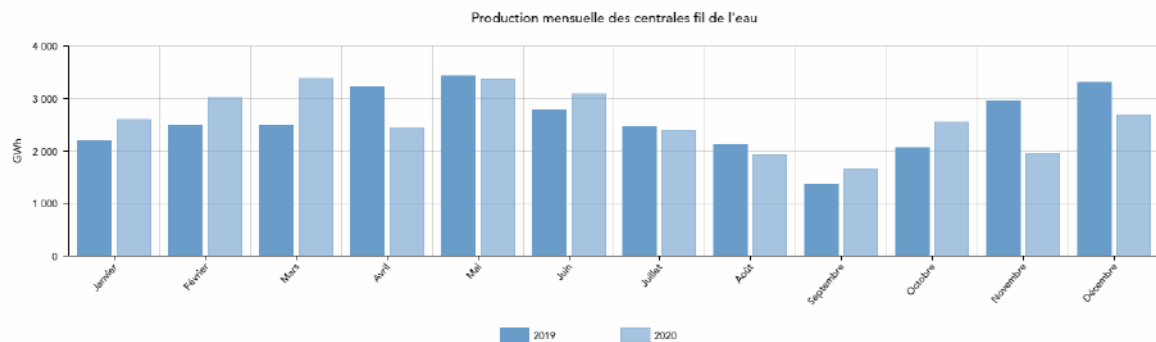


Production hydraulique détaillée par type de centrale

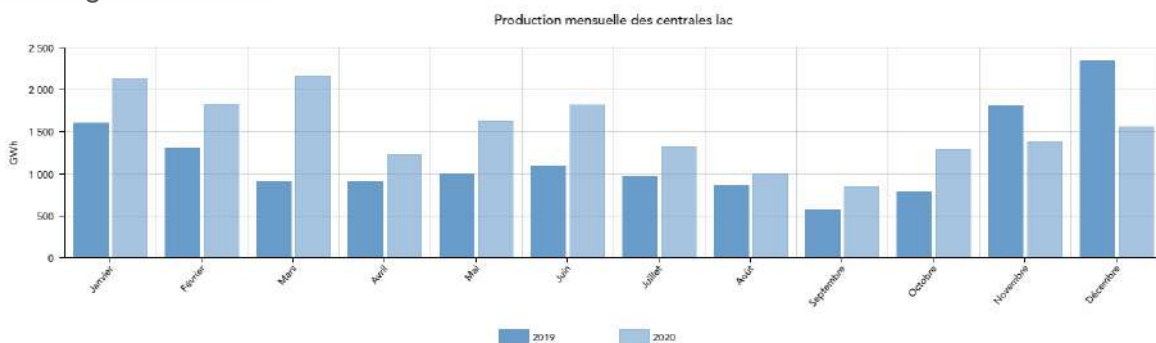
Les centrales « éclusées », situées principalement dans les lacs en aval des moyennes montagnes, ont une durée de remplissage de réservoir comprise entre 2 et 400 heures et assurent une fonction de modulation journalière, voire hebdomadaire (pic de consommation journalière, entre les jours ouvrés et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



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.

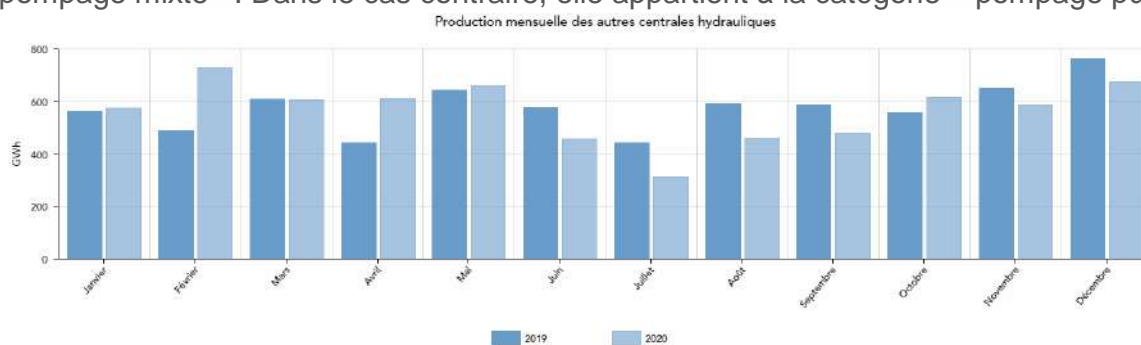


Les centrales « lacs », situées dans les lacs en aval des moyennes et hautes montagnes, ont une durée de remplissage de réservoir supérieure à 400 heures et permettent un stockage saisonnier.



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 ».



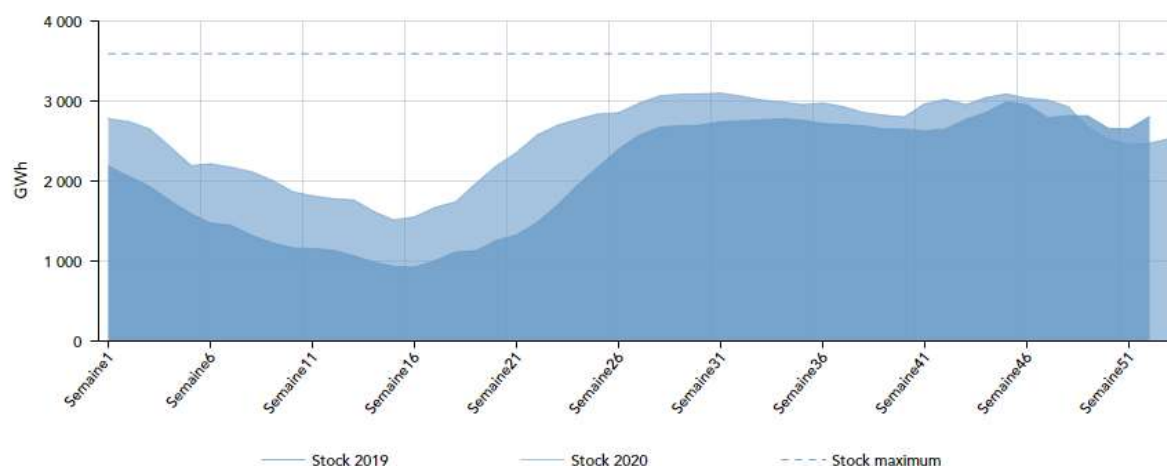
Un record de stock qui contribue à la sécurité d'approvisionnement de l'hiver 2020/2021

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 ces centrales sont particulièrement sollicitées, pour être reconstituées au printemps durant la fonte des neiges. Il demeure à date à son niveau le plus élevé par rapport aux dix dernières années.

Suite aux bonnes conditions hydrologiques de 2019, le stock hydraulique en janvier 2020 était très élevé, il est resté supérieur à celui de 2019 en raison d'une sollicitation moins importante des centrales de type lac jusqu'au printemps. Entre la semaine 6 (du lundi 8 février au dimanche 14 février) et la semaine 23 (du lundi 7 juin au dimanche 13 juin) le stock 2020 restait à un niveau supérieur de plus de 50 % par rapport à l'année dernière suite aux précipitations importantes. A partir de la semaine 33 (du lundi 16 août au dimanche 22 août) le stock 2020 redevient proche de celui de 2019. La semaine 31 (du lundi 27 juillet au dimanche 2 août 2020) constitue un record historique de production durant les cinq dernières années (3 100,55 GWh).

Par ailleurs, une gestion prudente des exploitants de capacité hydrauliques ont permis d'aborder l'hiver avec des stocks élevés. Ainsi, ces derniers ont contribué à la sécurisation

Stock hydraulique hebdomadaire de 2020 et 2019

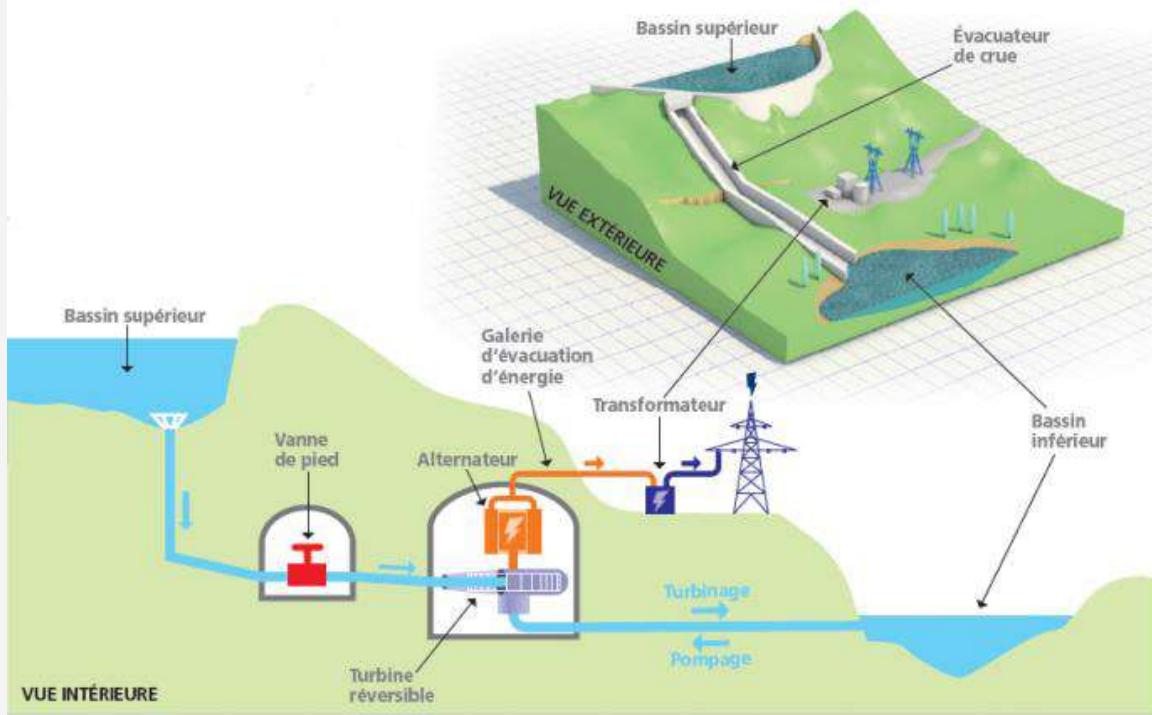


Focus

Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP)

Les **STEP** font partie du parc de production d'électricité d'EDF et leur fonction essentielle consiste à « stocker » de l'énergie. Elles se composent de deux bassins (supérieur et inférieur) et d'une centrale implantée à proximité du bassin inférieur. Le principe est simple : l'eau est pompée du bassin inférieur vers le bassin supérieur en période de faible consommation, de manière à constituer un stock. Cette eau stockée sera ensuite turbinée (du bassin supérieur vers le bassin inférieur) pour produire de l'énergie en période de forte consommation.

Comment fonctionne la station ?



Source : EDF

Eolien



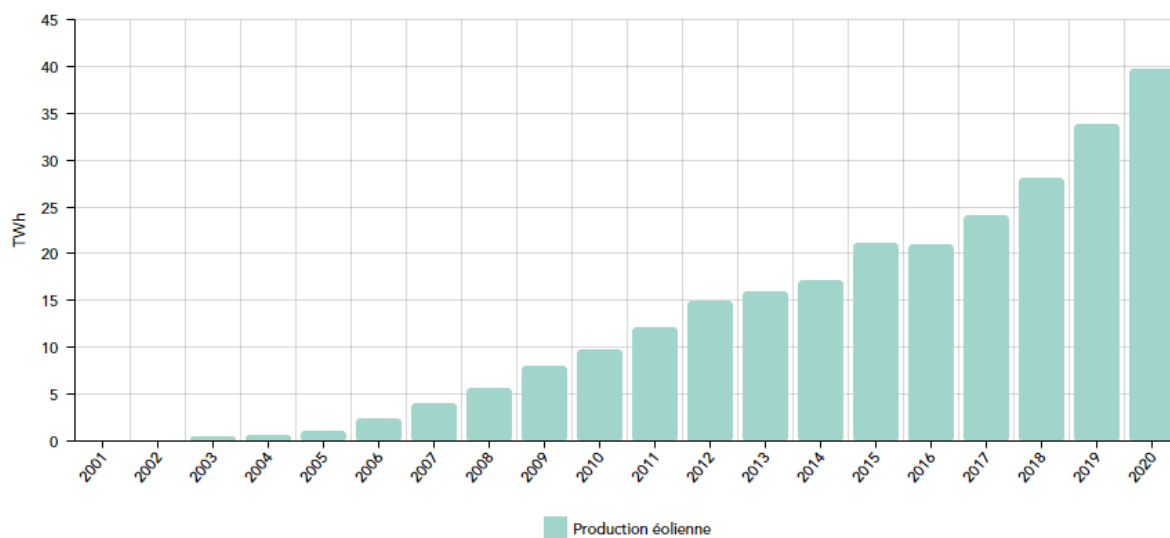
+17,3 %

Production d'électricité d'origine éolienne

L'énergie éolienne produite est en hausse, et devient la 3^{ème} source de production devant le gaz

La production éolienne sur l'année progresse de 17,3 % par rapport à 2019. Cette augmentation s'explique par des conditions climatiques favorables et par la croissance du parc en 2020 (6,7 %). En particulier, la production éolienne en février s'établit à 5,8 TWh. Il s'agit d'un record historique en terme de quantité d'énergie mensuelle produite par cette filière. Avec une exploitation nécessitant moins de personnel que d'autres filières, la production des centrales éoliennes a été peu impactée par la crise sanitaire. Pour la 2^{ème} fois depuis 2014, le volume annuel de production éolienne a dépassé celle des centrales au gaz.

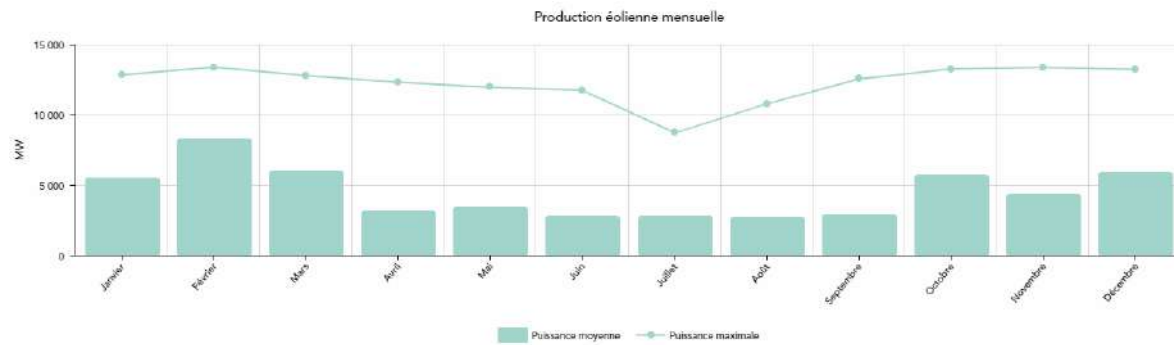
Evolution de la production éolienne



La production éolienne mensuelle

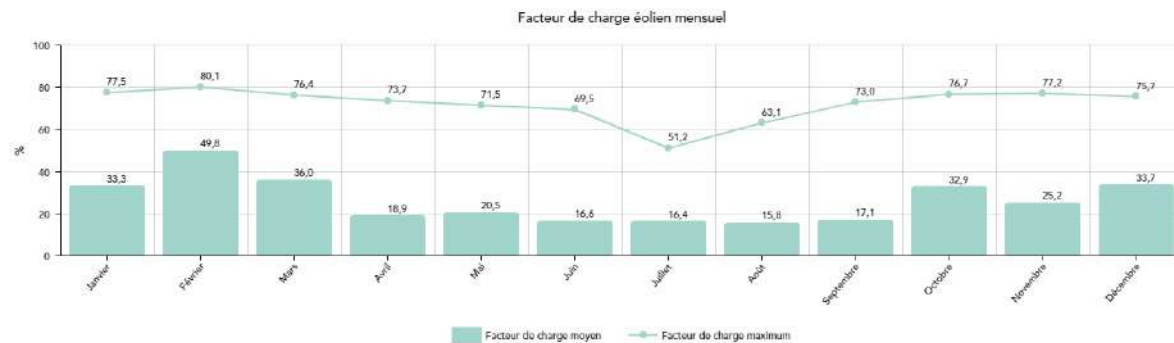
La production éolienne 2020 atteint son maximum le lundi 10 février 2020 à 18h avec une puissance de 13 409 MW, Cette puissance correspond à un facteur de charge de 72,5 %. Il s'agit d'un record historique.

Le minimum est atteint le 24 avril 2020 à 11h avec une puissance de 124 MW.



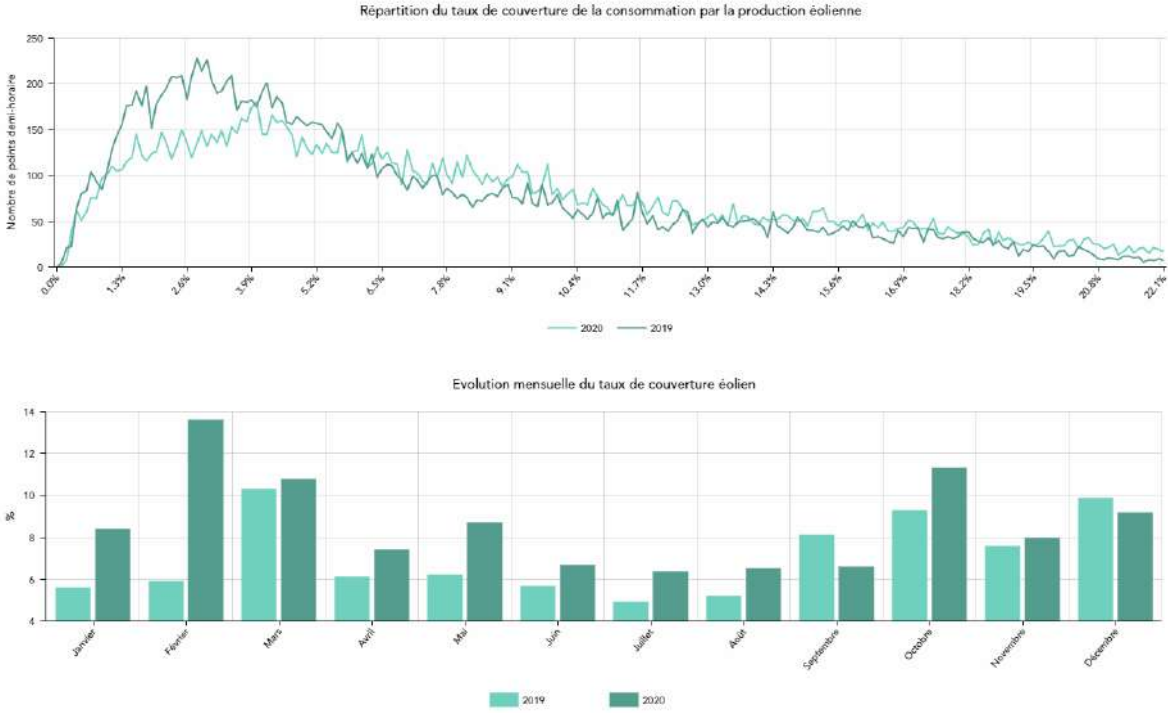
Le facteur de charge éolien mensuel

Le facteur de charge éolien moyen s'établit à 26,35 % en 2020. Il est en hausse par rapport à 2019 (7 %).



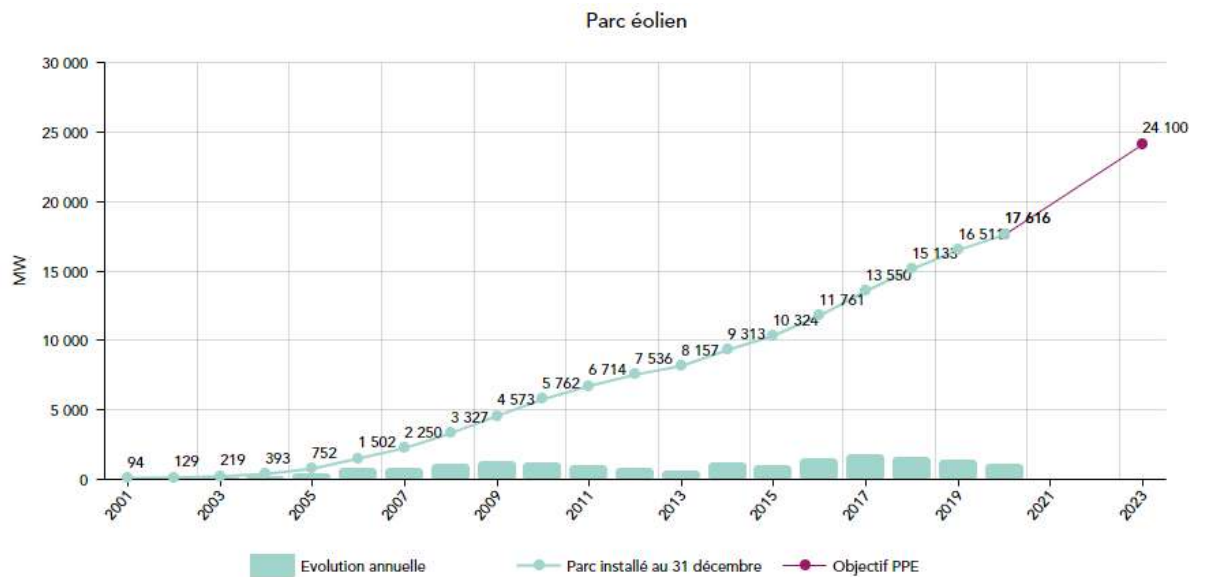
Le taux de couverture de la consommation par la production éolienne

Le taux de couverture moyen de la consommation par la production d'origine éolienne est de 8,84 % en 2020 contre 7,2 % en 2019.



17,6 GW de capacité installée

Au 31 décembre 2020, la capacité de production du parc installé éolien est portée à 17 616 MW, avec 1 104,8 MW nouvellement raccordés. Il s'agit d'une hausse de 6,7 % par rapport à fin 2019. La [PPE](#) a fixé un objectif de capacité éolienne installée à l'horizon 2023 à 24,1 GW, impliquant un rythme de 2,2 GW d'installation par an. Le taux d'atteinte à fin 2020 est de 73 %.



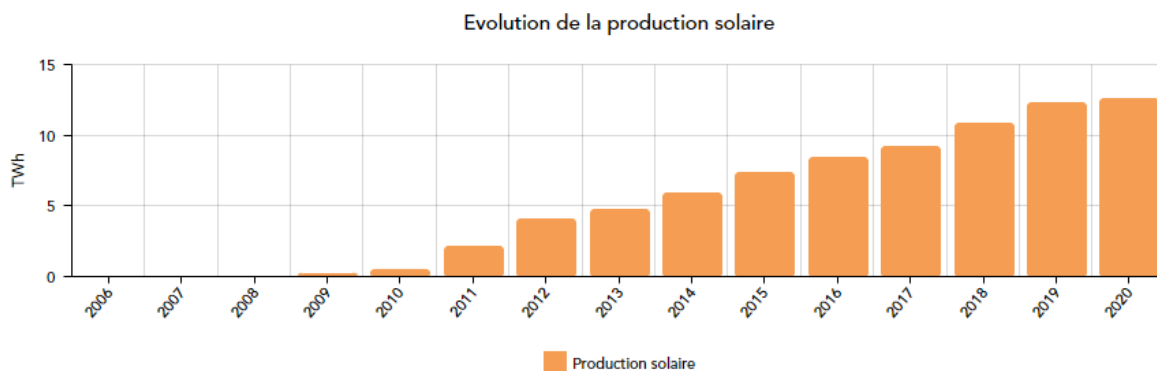
Solaire



Production d'énergie solaire stable

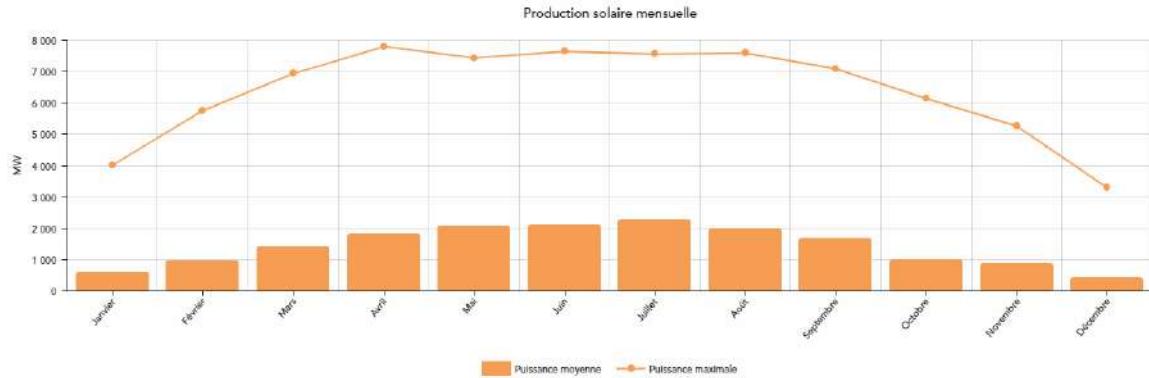
La production solaire augmente légèrement de 2,3 % sur l'année 2020 et atteint 12,6 TWh, favorisée par un taux d'ensoleillement important.

La production solaire en mai 2020 s'établit à 1,6 TWh. Il s'agit de la plus grande quantité d'énergie mensuelle jamais produite par cette filière. Avec une exploitation nécessitant moins de personnel que d'autres filières, la production des centrales solaires a été peu impactée par la crise sanitaire.



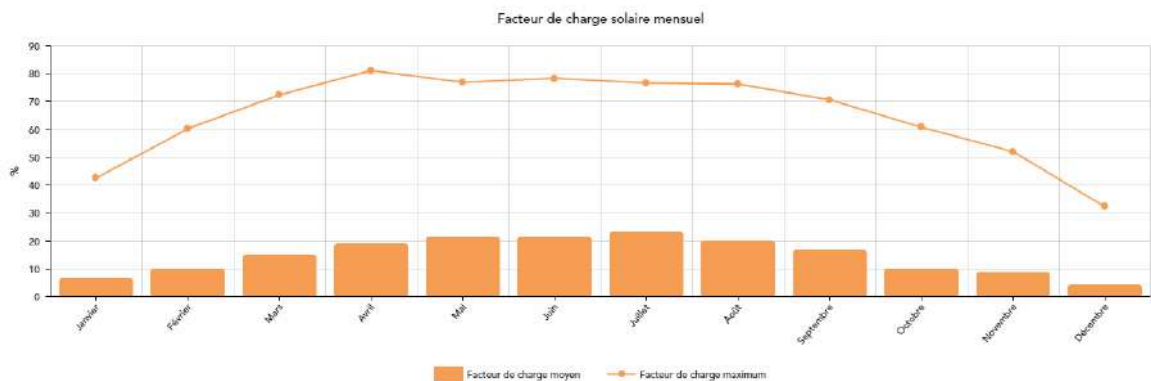
La production solaire mensuelle

La production solaire atteint le mardi 14 avril 2020 à 14h un maximum de 7 803,3 MW, il s'agit d'un record historique. Le facteur de charge atteint 77,1 %. C'est durant la période d'avril à août que la production solaire est la plus élevée.



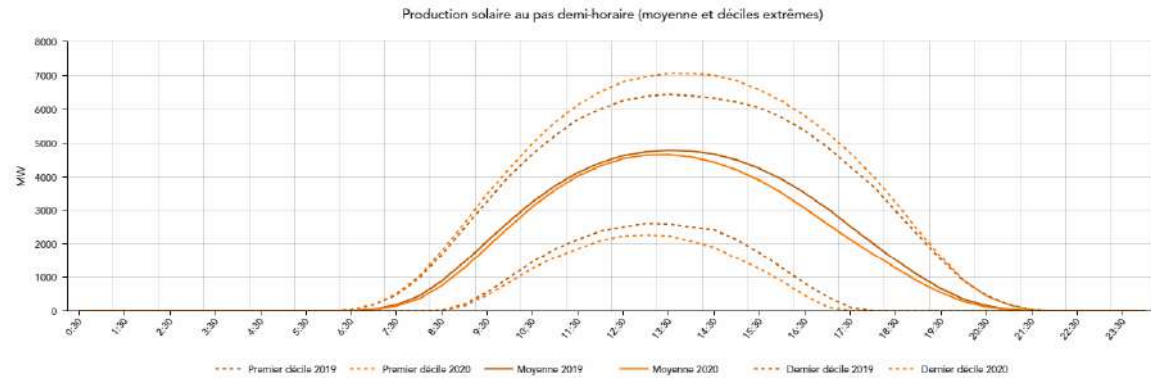
Le facteur de charge solaire mensuel

Le facteur de charge moyen annuel solaire s'élève à 14,65 % en 2020 contre 13,5 % en 2019.



La production solaire au pas demi-horaire

La production solaire a permis de couvrir en moyenne 2,9 % de la consommation en 2020 contre 2,2 % en 2019.



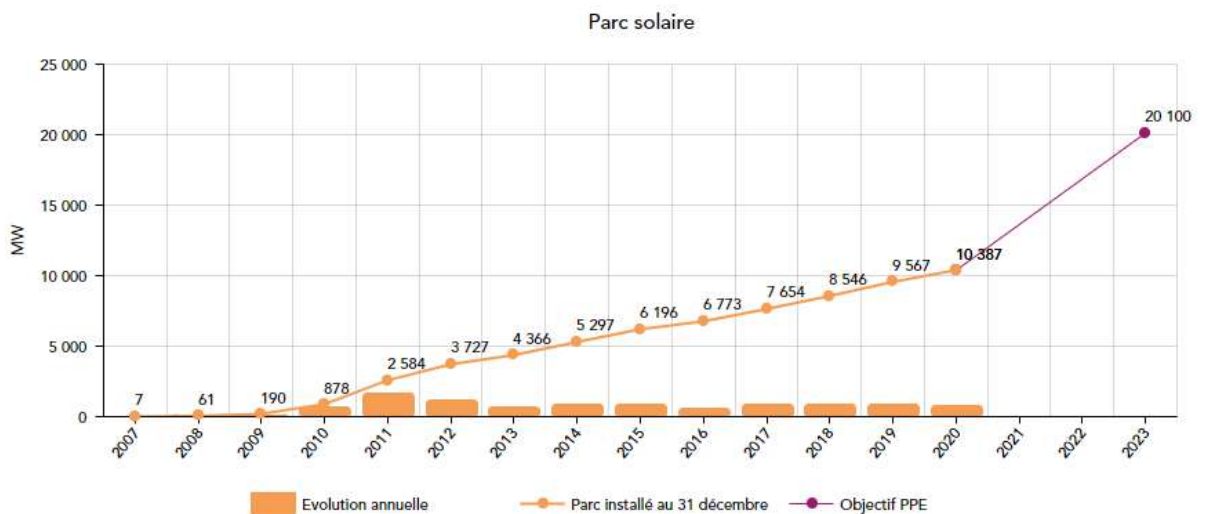
10,39 GW de capacités installées

La capacité totale du parc solaire dépasse les 10 GW, soit 10 387 MW au 31 décembre 2020.

9 738 MW sont raccordés sur les réseaux d'[Enedis](#), des [ELD](#) et d'[EDF-SEI](#) pour la Corse ainsi que 649 MW sur le réseau de transport. Il s'agit d'une augmentation de 8,6 % par rapport à 2019. Le rythme de développement du parc solaire en 2020 est dans la moyenne de ces dernières années avec 820 MW nouvellement raccordés.

La [PPE](#) a fixé un objectif de capacité solaire installée à l'horizon 2023 de 20,1 GW. Pour atteindre ce niveau, la France, en retard sur cet objectif, devra suivre un rythme d'installation de 3,2 GW par an.

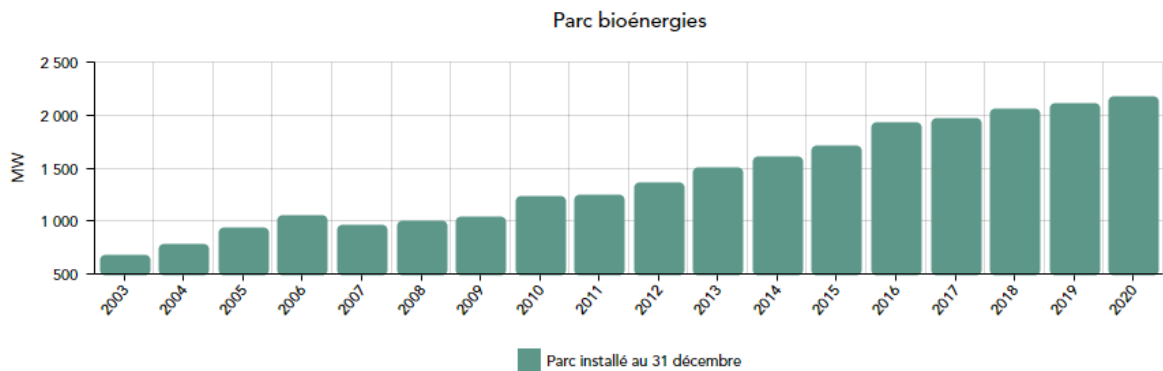
Le taux d'atteinte à fin 2020 est de 50,9 %. Ces objectifs concernent la France métropolitaine hors Corse.



Bioénergies

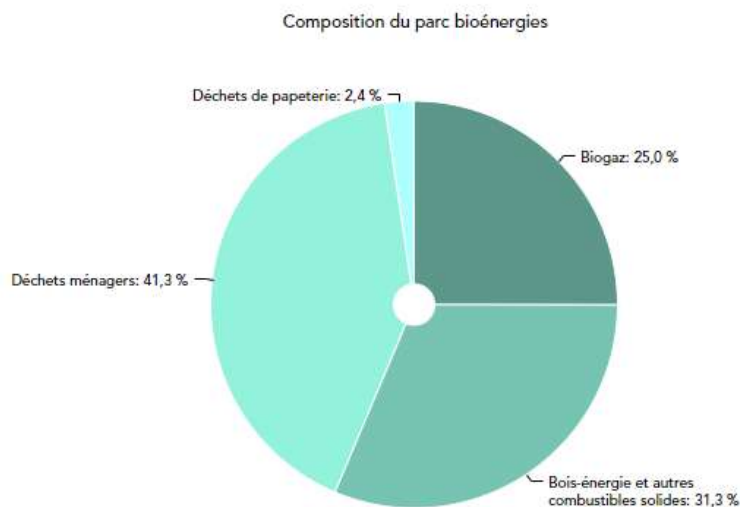
Croissance modérée du parc de production

Le parc bioénergies atteint 2,2 GW à fin 2020 et reste quasi stable par rapport à l'année dernière.



Composition du parc

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



Stockage



40 MW

Capacité installée de stockage par batterie

Essor du stockage par batterie

Dans le contexte actuel de transition écologique, le stockage de l'énergie en général, et plus particulièrement les batteries électrochimiques, est en plein essor et permet :

- de contribuer à la sécurité d'approvisionnement (via les mécanismes de capacité et le réglage primaire de fréquence) ;
- d'améliorer le taux d'autoconsommation en stockant l'énergie en surplus pour la restituer ultérieurement ;
- de sécuriser l'alimentation en optimisant la gestion des contraintes locales, réduisant le risque de micro-coupures...

Les systèmes de stockage d'électricité permettent de soustraire une quantité d'énergie du réseau, de la stocker, puis de la restituer au réseau au niveau du point de raccordement. Ce stockage peut-être fait sous forme :

- mécanique : [STEP](#), Compressed Air Energy Storage (CAES),..., électrochimique (batteries...) ;
- chimique (pile à combustible...) ;
- électro-statique ;
- électro-magnétique.

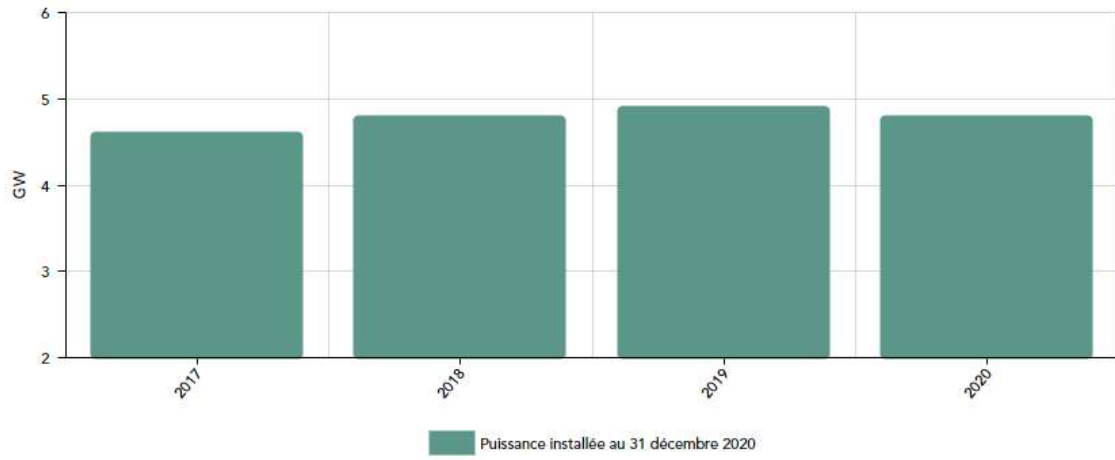
Sur le périmètre RTE, les installations de stockage sont pour l'instant de type hydraulique, alors que sur le périmètre d'[ENEDIS](#) elles sont majoritairement de type batterie.

En 2020, le parc de stockage atteint 4 850 MW dont 4 810 MW de type hydraulique y compris marin et 40 MW de batterie. Il reste stable par rapport à l'année dernière.

Puissance de stockage installée

Energie produite

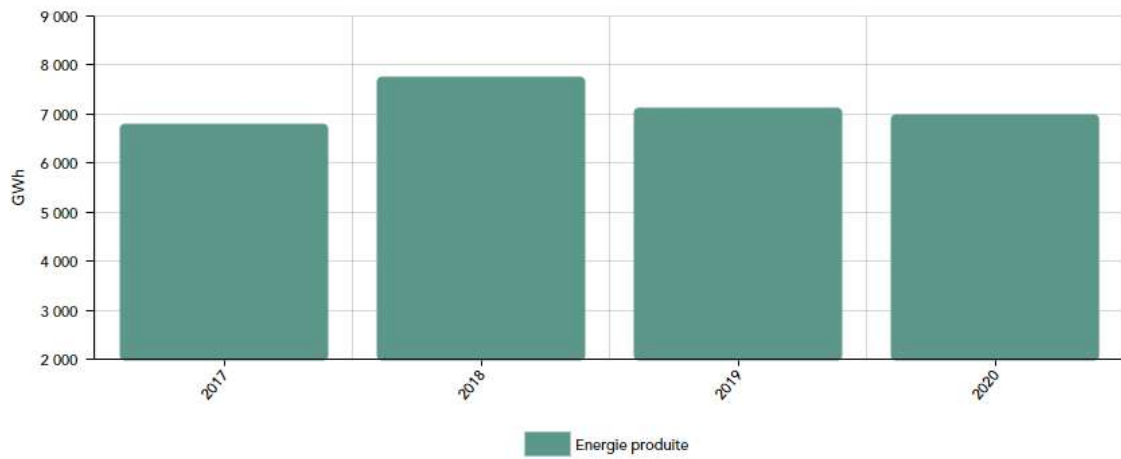
Puissance de stockage



Puissance de stockage installée

Energie produite

Energie produite



Des pistes de stockage via la production d'hydrogène

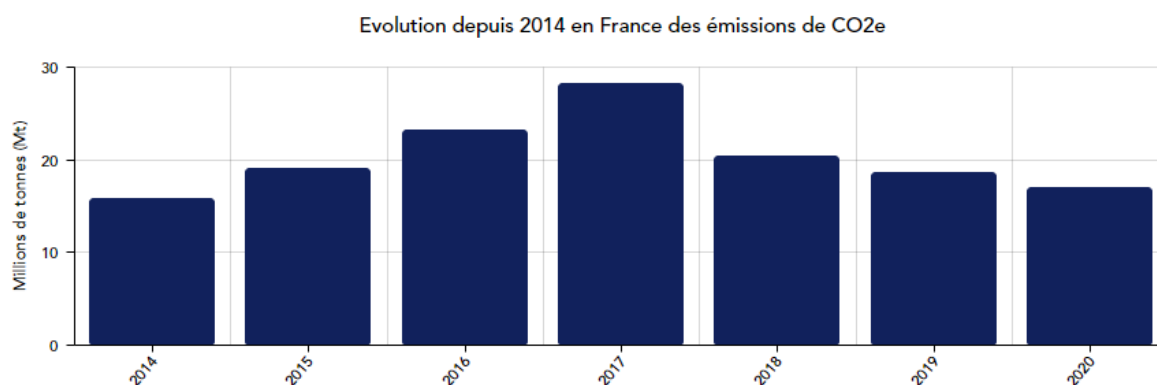
A l'horizon 2050, les scénarios reposant exclusivement ou très majoritairement sur les énergies renouvelables devront nécessairement s'appuyer sur du stockage dans des proportions importantes. Dans ces scénarios, les solutions de stockage et de destockage fournies par l'hydrogène via la boucle power-to-gas-to-power constitue une option à considérer. Ainsi, la capacité des électrolyseurs à faire varier leur niveau de consommation électrique en quelques secondes offre la possibilité technique de fournir des services à la fois pour l'équilibre offre-demande et pour l'exploitation du réseau.

Cependant, le rendement énergétique demeure actuellement assez faible (entre 25 % et 35 % selon les technologies actuelles). L'intérêt possible à long terme de ces solutions fera l'objet d'une étude approfondie, en lien avec l'analyse des scénarios d'évolution du mix énergétique, dans le cadre des travaux sur les Futurs énergétiques 2050 qui feront l'objet d'une publication à l'automne 2021.

Emissions de CO2



En France, des émissions CO₂ encore à la baisse en 2020



Une production totale 2020 en baisse

Sur le total de l'année 2020, les émissions de CO₂e du secteur électrique français diminuent de près de 9 % par rapport à l'année précédente.

La crise sanitaire a entraîné une diminution des besoins en électricité, et la production s'est donc significativement ajustée à la baisse en 2020.

Malgré une baisse du nucléaire, la pénétration de l'énergie décarbonée dans le mix progresse

La production d'origine nucléaire a baissé en 2020, passant de 70 % à 67 % en proportion de la production totale d'électricité. Mais cette diminution a été compensée partiellement par les productions d'origine hydraulique, éolienne et solaire qui ont progressé respectivement de +8 %, +17 % et +2 % par rapport à 2019.

La production thermique en recul

La baisse des émissions de CO₂e associées à la production électrique constatée en 2020 s'explique donc directement par la baisse de la production à partir des moyens les plus polluants tels que le charbon et le gaz, production en retrait de 11% par rapport à l'année dernière. Voir chapitre : Production thermique à combustible fossile. En proportion, la répartition de la production du mix électrique est plus décarbonée qu'en 2019.

Une autoconsommation touchée par la crise

Les émissions dues à l'autoconsommation sont évaluées à 3,2 millions de tonnes de CO₂e (-11 % par rapport à 2019). Une diminution de l'autoconsommation des industriels se ressent particulièrement d'avril à mai au moment du confinement lié à la crise sanitaire. On estime à 62 % de gaz, 18 % de fioul, 17 % d'incinération de déchets ménagers et 3 % de charbon, l'énergie produite pour l'autoconsommation en France.

Répartition décarbonée en Europe

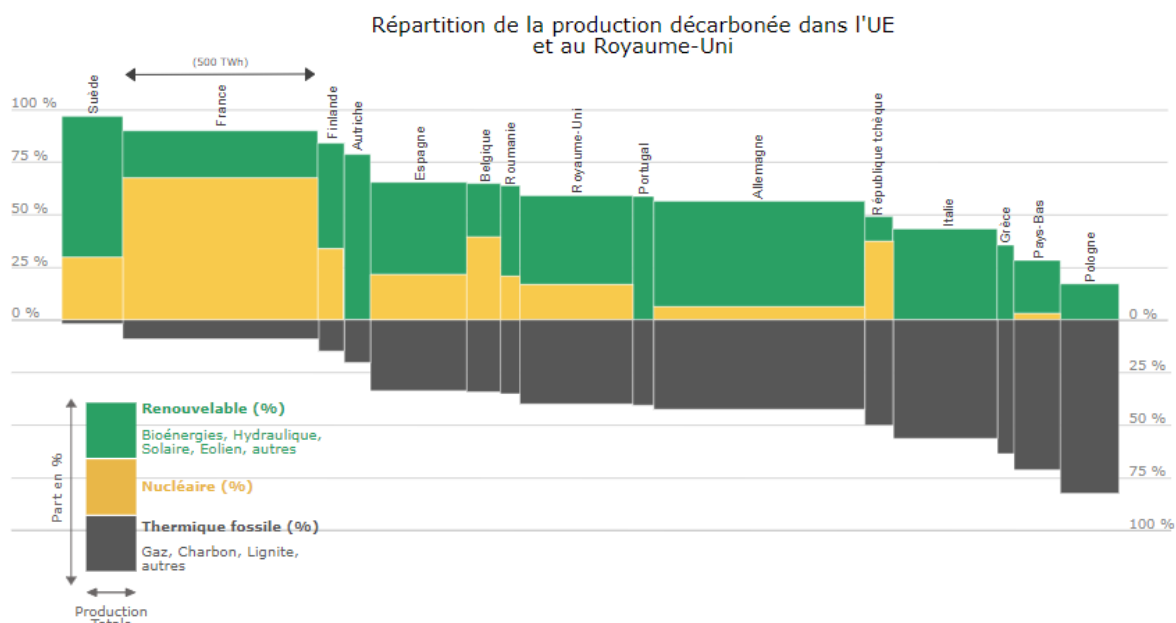
Un volume d'électricité européen décarbonée en progression

La faible participation du secteur électrique aux émissions de CO₂ équivalent (CO₂e) en France s'explique par une production largement décarbonée d'origine nucléaire, hydraulique, solaire et éolienne qui représente environ 92 % de la production totale. Cette situation est tout à fait singulière si on la compare aux pays voisins.

La Suède reste en tête des pays européens les moins émetteurs avec la quasi totalité de sa production d'électricité d'origine décarbonée. L'Allemagne en 2020, pour la première fois, a produit son électricité en majorité à partir de moyens renouvelables (50,6 %). C'est à partir de 2011, que l'Allemagne a produit davantage à partir des énergies renouvelables que du nucléaire, de même pour le Royaume-Uni à partir de 2014.

Les Pays-Bas, ont une majorité de centrales au gaz dans leur mix électrique. Même s'ils sont loin dans le classement, ils émettent moins de CO₂ que d'autres pays, les centrales au gaz étant deux fois moins émettrices que les centrales au charbon.

La Pologne, avec une dominante au charbon très forte, a produit plus de 80 % de son électricité à partir de moyens de production thermiques fossiles.



Données : ember-climate.org

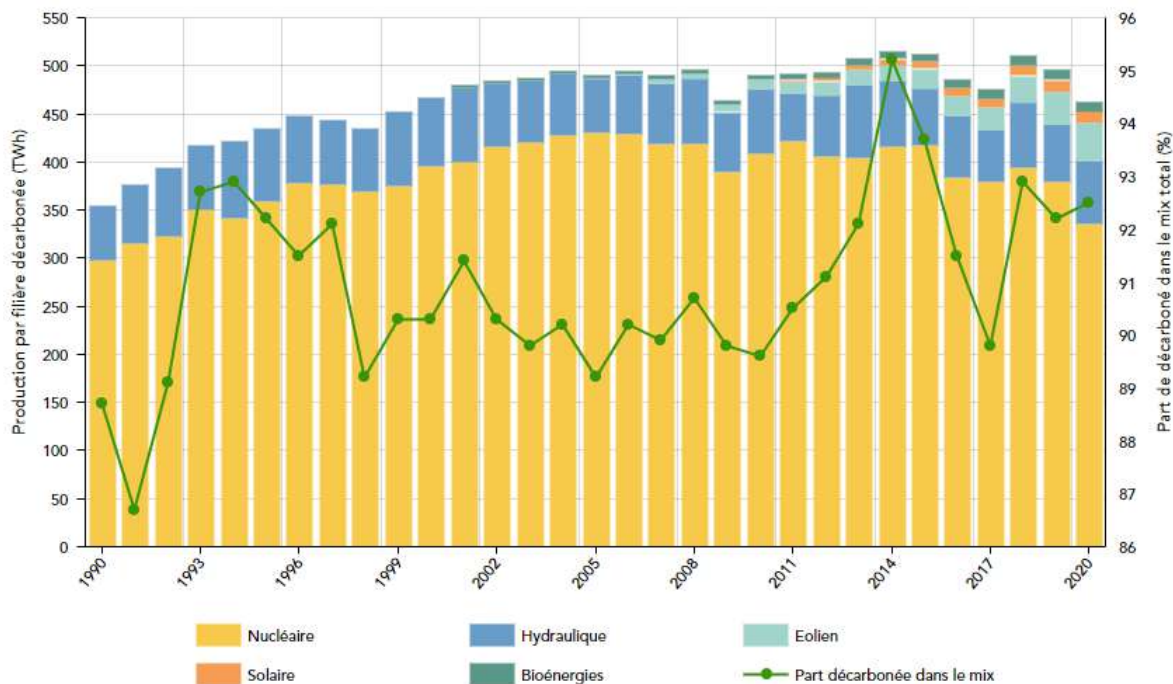
Répartition décarbonée en France

Un volume d'électricité décarbonée toujours stable en France

En France, les variations de la production d'énergie décarbonée sont principalement liées aux fluctuations du nucléaire très majoritaire dans le mix énergétique français.

Contrairement à d'autres pays européens, la France n'a pas augmenté son volume d'électricité décarbonnée de manière significative depuis les années 2000. En effet, la production hydraulique est quasiment stable depuis trente ans. Quant à la production nucléaire, elle baisse progressivement depuis 2005 du fait d'une moindre disponibilité du parc de production (maintenances, visites décennales). Seule la production solaire et éolienne terrestre progresse depuis vingt ans.

Répartition de la production décarbonée en France



À l’horizon 2050, la [SNBC](#) prévoit dans son scénario que la France atteindra un niveau d’émission que l’on pourra considérer comme incompressible, en particulier dans les secteurs non énergétiques (agriculture et procédés industriels) : environ 80 Mt CO₂e.

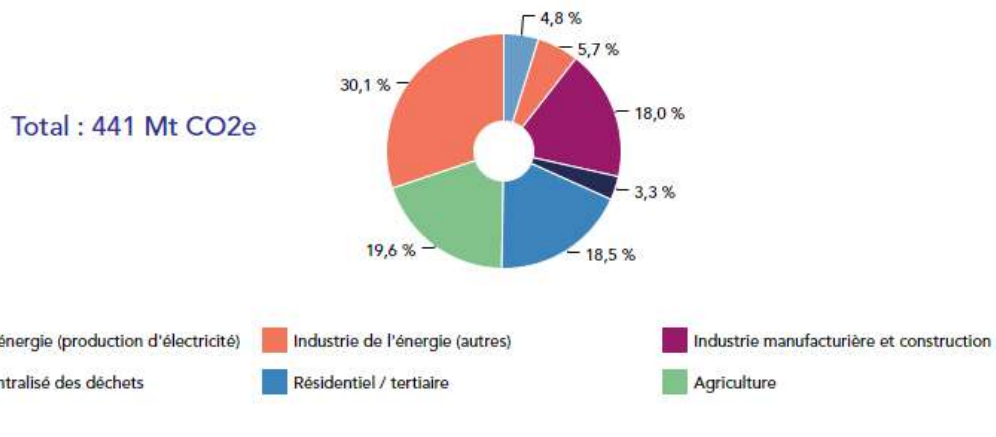
Selon le rapport de la [SNBC](#), le secteur énergétique devra faire l’objet d’une décarbonation complète à l’horizon 2050 et de se reposer uniquement sur les sources d’énergie suivantes : les ressources en biomasse (déchets de l’agriculture et des produits bois, bois énergie...), la chaleur issue de l’environnement (géothermie, pompes à chaleur...) et l’électricité décarbonée.

Les émissions de CO₂e des différents secteurs

En 2019, le volume d’émissions de [CO₂ équivalent](#) (CO₂e) à la maille nationale tous secteurs confondus est estimé à 441 millions de tonnes. La production d’électricité représentait environ 4,8 % des émissions. Les secteurs les plus émetteurs de CO₂e sont en France le transport et les industries manufacturières.

Secteurs en France

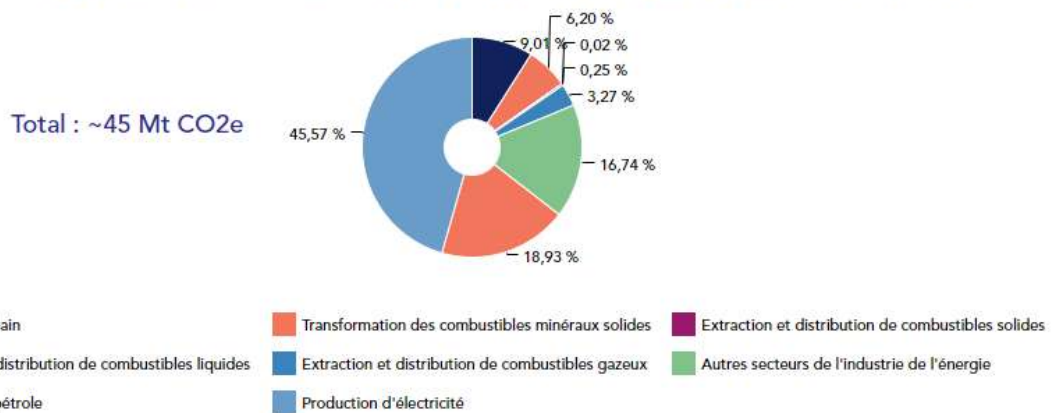
Répartition des émissions de CO₂e estimées par secteur en France métropolitaine et Outre-Mer en 2019



Données Citepa. Rapport Secten édition 2020

Industrie de l'énergie

Répartition des émissions de CO₂e estimées dans l'industrie de l'énergie en France métropolitaine et Outre-Mer en 2019



Données Citepa. Rapport Secten édition 2020

Emissions de CO ₂ e hors autoconsommation (millions de tonnes)		2020	2019
Production nette		17,1	18,7
Nucléaire		–	–
Thermique à combustible fossile		15,5	17,1
	<i>dont charbon</i>	1,2	1,4
	<i>dont fioul</i>	0,8	0,9
	<i>dont gaz</i>	13,5	14,8
Hydraulique		–	–
Eolien		–	–
Solaire		–	–
Déchets ménagers (UIOM)		1,6	1,6

Méthodologie de calcul CO₂

Les facteurs d'émissions de CO₂e retenus représentent uniquement les émissions de CO₂e générées par la consommation du combustible primaire. La contribution de chaque moyen de production aux émissions de CO₂e 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 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

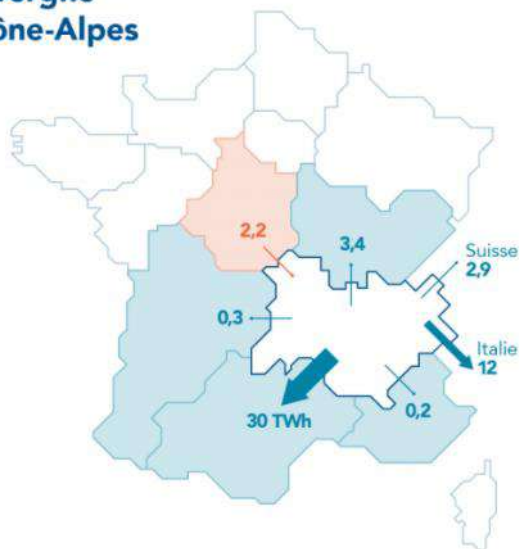
Le réseau de transport, outil du maillage territorial

Le réseau de transport assure l'interconnexion avec les pays voisins et le maillage du territoire national pour relier les différents centres de production et alimenter les lieux de consommation. Les artères principales (le réseau 400 kV et une partie du réseau 225 kV) permettent d'évacuer l'électricité depuis les principaux sites de production (centrales nucléaires et grands barrages hydrauliques) et les artères de répartition (en dessous de 225 kV) répartissent l'énergie à une maille suprarégionale et régionale et permettent d'alimenter les territoires au niveau local.

Chaque région présente une dynamique particulière tant sur l'évolution de la consommation que du parc de production. Le réseau de transport d'électricité assure les échanges à deux niveaux. D'abord d'un point de vue géographique : les moyens de production installés en Centre-Val de Loire ou Grand Est permettent de satisfaire bien au-delà des seuls besoins des habitants de ces régions.

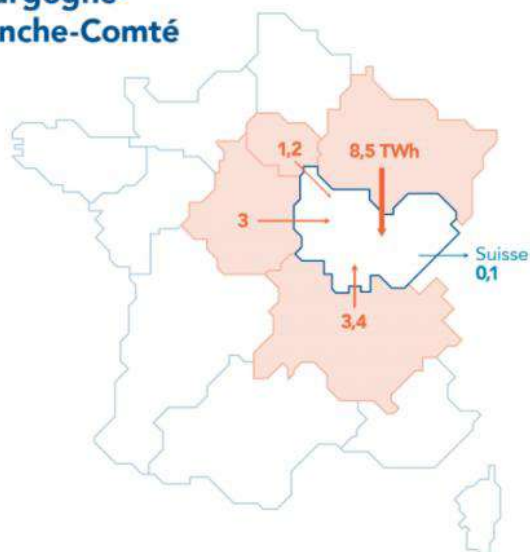
- Auvergne-Rhône-Alpes
- Bourgogne-Franche-Comté
- Bretagne
- Centre-Val de Loire
- Corse
- Grand Est
- Hauts-de-France
- Île-de-France
- Normandie
- Nouvelle-Aquitaine
- Occitanie
- Pays de la Loire
- Provence-Alpes-Côte d'Azur

Auvergne Rhône-Alpes



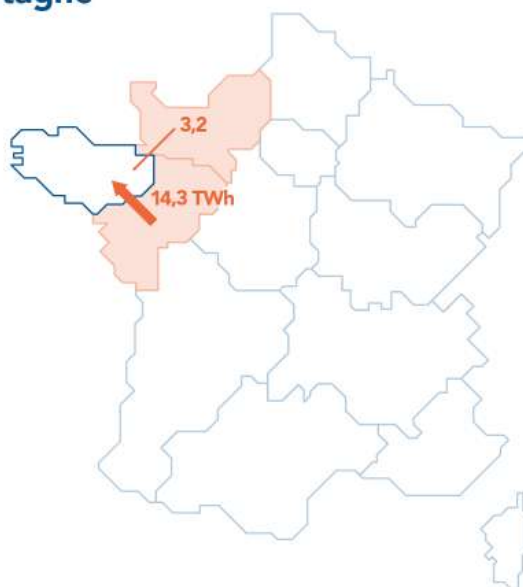
- Auvergne-Rhône-Alpes
- Bourgogne-Franche-Comté
- Bretagne
- Centre-Val de Loire
- Corse
- Grand Est
- Hauts-de-France
- Île-de-France
- Normandie
- Nouvelle-Aquitaine
- Occitanie
- Pays de la Loire
- Provence-Alpes-Côte d'Azur

Bourgogne-Franche-Comté



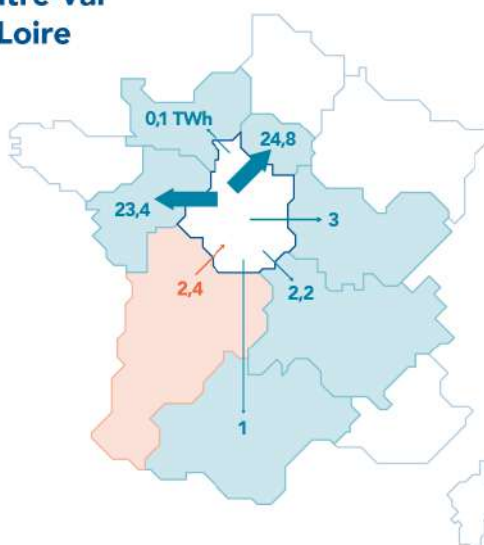
- Auvergne-Rhône-Alpes
- Bourgogne-Franche-Comté
- Bretagne**
- Centre-Val de Loire
- Corse
- Grand Est
- Hauts-de-France
- Île-de-France
- Normandie
- Nouvelle-Aquitaine
- Occitanie
- Pays de la Loire
- Provence-Alpes-Côte d'Azur

Bretagne



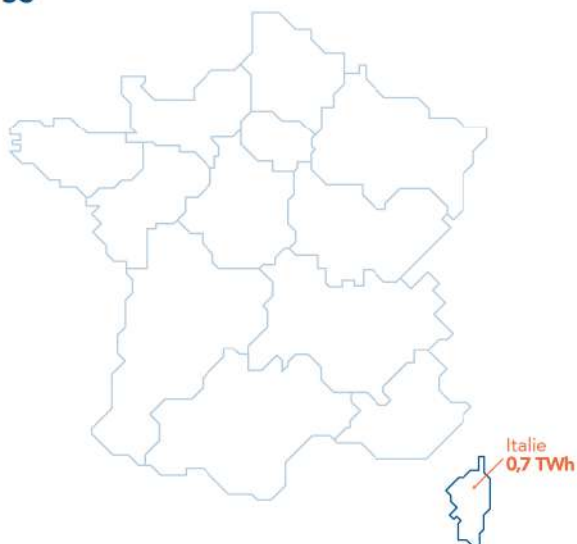
- Auvergne-Rhône-Alpes
- Bourgogne-Franche-Comté
- Bretagne
- Centre-Val de Loire**
- Corse
- Grand Est
- Hauts-de-France
- Île-de-France
- Normandie
- Nouvelle-Aquitaine
- Occitanie
- Pays de la Loire
- Provence-Alpes-Côte d'Azur

Centre-Val de Loire



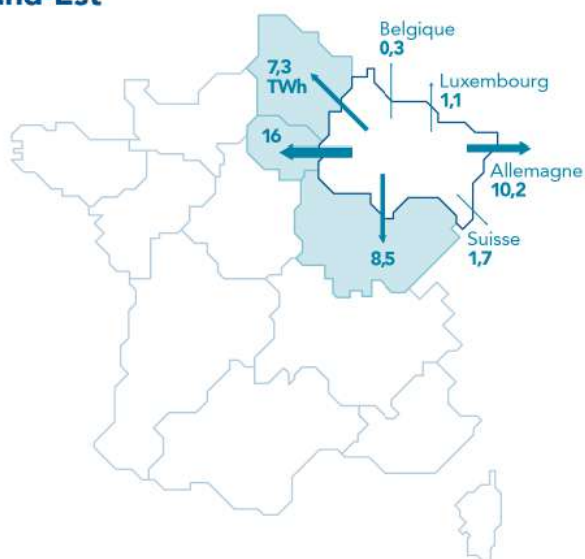
- Auvergne-Rhône-Alpes
- Bourgogne-Franche-Comté
- Bretagne
- Centre-Val de Loire
- Corse**
- Grand Est
- Hauts-de-France
- Île-de-France
- Normandie
- Nouvelle-Aquitaine
- Occitanie
- Pays de la Loire
- Provence-Alpes-Côte d'Azur

Corse



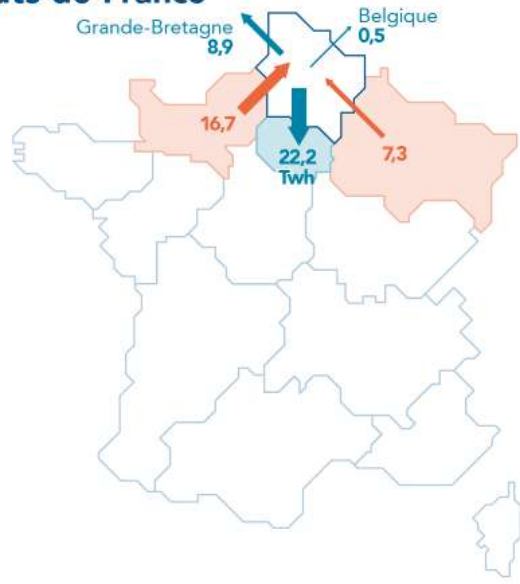
- Auvergne-Rhône-Alpes
- Bourgogne-Franche-Comté
- Bretagne
- Centre-Val de Loire
- Corse
- Grand Est**
- Hauts-de-France
- Île-de-France
- Normandie
- Nouvelle-Aquitaine
- Occitanie
- Pays de la Loire
- Provence-Alpes-Côte d'Azur

Grand-Est



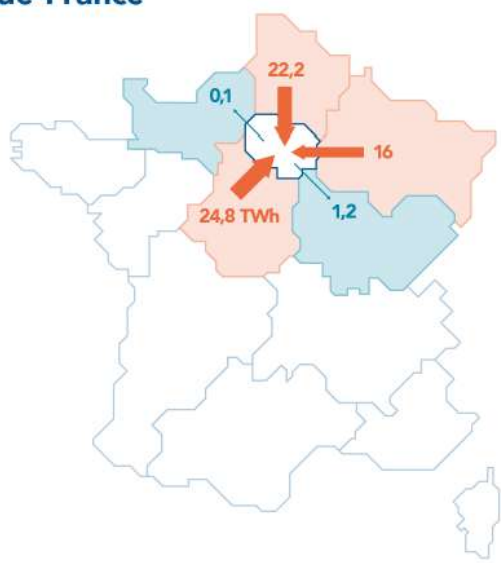
- Auvergne-Rhône-Alpes
- Bourgogne-Franche-Comté
- Bretagne
- Centre-Val de Loire
- Corse
- Grand Est
- Hauts-de-France**
- Île-de-France
- Normandie
- Nouvelle-Aquitaine
- Occitanie
- Pays de la Loire
- Provence-Alpes-Côte d'Azur

Hauts-de-France



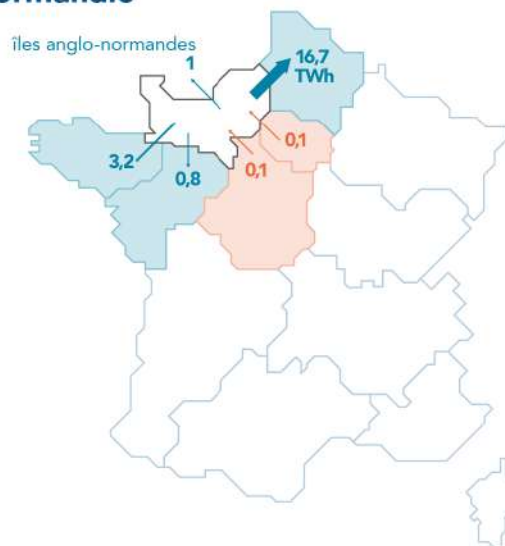
- Auvergne-Rhône-Alpes
- Bourgogne-Franche-Comté
- Bretagne
- Centre-Val de Loire
- Corse
- Grand Est
- Hauts-de-France
- Île-de-France**
- Normandie
- Nouvelle-Aquitaine
- Occitanie
- Pays de la Loire
- Provence-Alpes-Côte d'Azur

Île-de-France



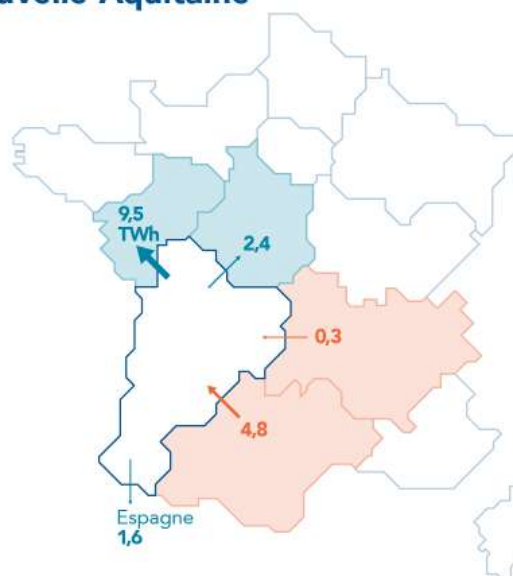
Auvergne-Rhône-Alpes	Bourgogne-Franche-Comté	Bretagne	Centre-Val de Loire	Corse	Grand Est
Hauts-de-France	Île-de-France	Normandie	Nouvelle-Aquitaine	Occitanie	Pays de la Loire
Provence-Alpes-Côte d'Azur					

Normandie



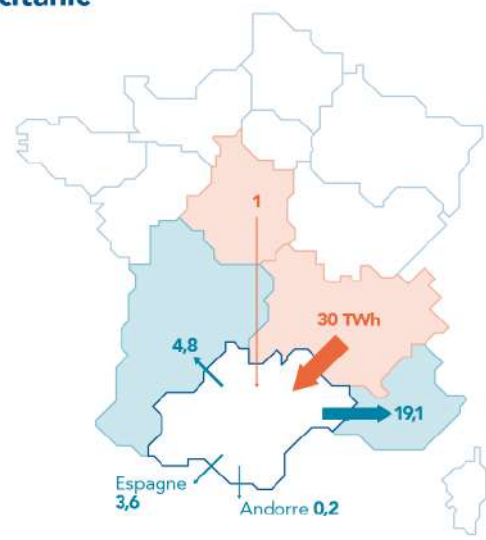
Auvergne-Rhône-Alpes	Bourgogne-Franche-Comté	Bretagne	Centre-Val de Loire	Corse	Grand Est
Hauts-de-France	Île-de-France	Normandie	Nouvelle-Aquitaine	Occitanie	Pays de la Loire
Provence-Alpes-Côte d'Azur					

Nouvelle-Aquitaine



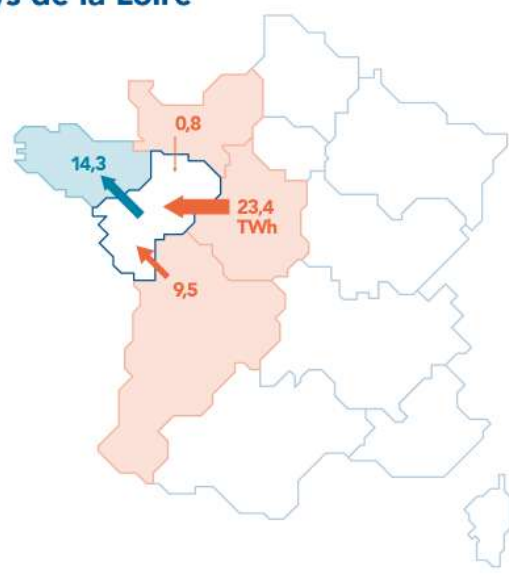
Auvergne-Rhône-Alpes	Bourgogne-Franche-Comté	Bretagne	Centre-Val de Loire	Corse	Grand Est
Hauts-de-France	Île-de-France	Normandie	Nouvelle-Aquitaine	Occitanie	Pays de la Loire
Provence-Alpes-Côte d'Azur					

Occitanie



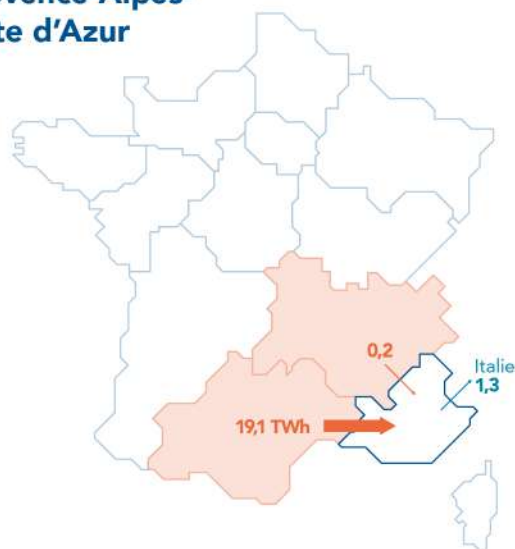
Auvergne-Rhône-Alpes	Bourgogne-Franche-Comté	Bretagne	Centre-Val de Loire	Corse	Grand Est
Hauts-de-France	Île-de-France	Normandie	Nouvelle-Aquitaine	Occitanie	Pays de la Loire
Provence-Alpes-Côte d'Azur					

Pays de la Loire



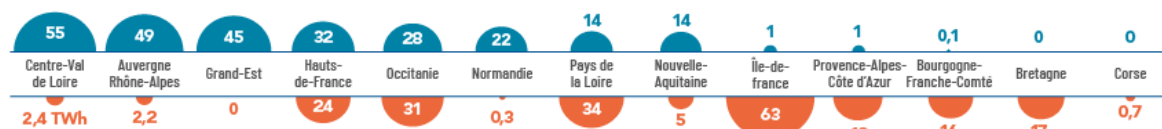
- Auvergne-Rhône-Alpes
- Bourgogne-Franche-Comté
- Bretagne
- Centre-Val de Loire
- Corse
- Grand Est
- Hauts-de-France
- Île-de-France
- Normandie
- Nouvelle-Aquitaine
- Occitanie
- Pays de la Loire
- Provence-Alpes-Côte d'Azur**

Provence-Alpes-Côte d'Azur



Echanges d'électricité entre régions en 2020

↓ Flux physiques **entrant** et **sortant** des régions en 2020



Consommation en région

Diminution de la consommation brute sur toutes les régions

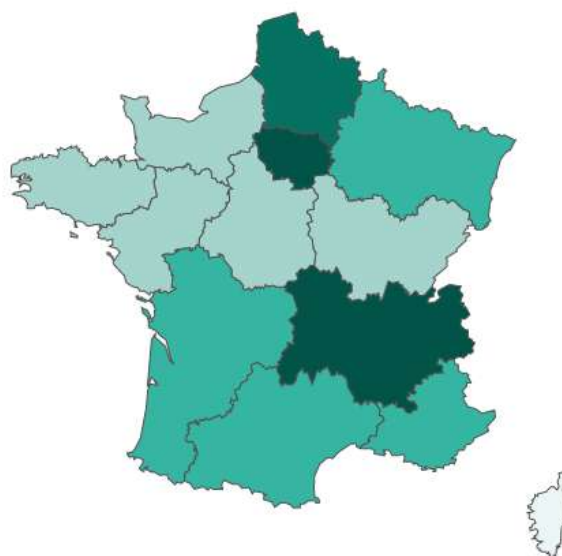
La [consommation brute](#) régionale est en diminution par rapport à celle de 2019 dans toutes les régions du fait de la crise sanitaire. Cette baisse de consommation varie selon les régions entre 3,1 % (en Bretagne, où la [consommation brute](#) diminue de 0,7 TWh) et 6,6 % (en Ile-de-France où la baisse de [consommation brute](#) s'élève à plus de 4,5 TWh). Les disparités régionales quant à l'impact de la crise sanitaire sur la consommation électrique s'expliquent notamment par une répartition sectorielle différente de la consommation dans chaque région.

2020

2019

Evolution entre 2019 et 2020

Consommation brute régionale en 2020



de 0 à 15 TWh

de 15 à 30 TWh

de 30 à 45 TWh

de 45 à 60 TWh

> 60 TWh

L'électricité en région avec éco2mix

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

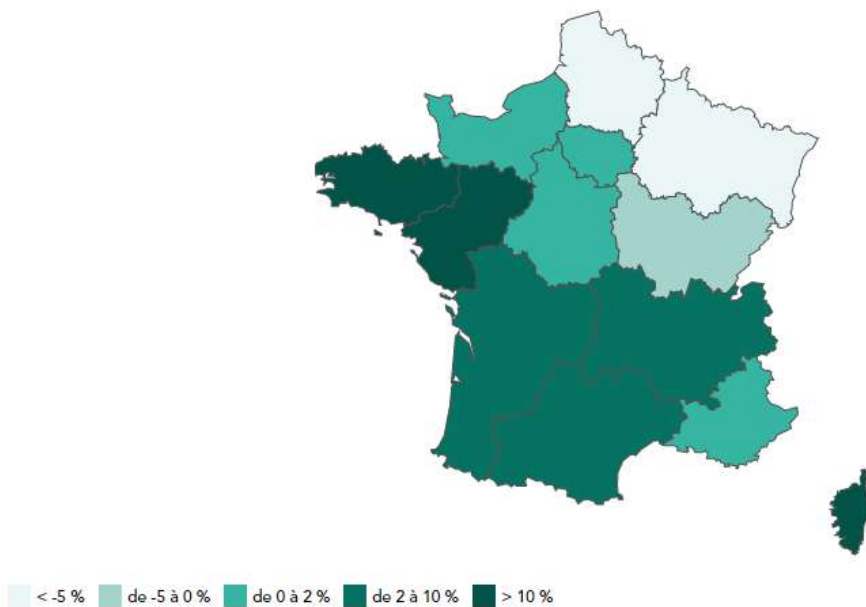
Découvrez également les données en temps réel par métropole grâce aux déclinaisons métropoles de l'application éco2mix !

Consommation corrigée : des évolutions de long terme liées aux dynamiques démographiques et industrielles

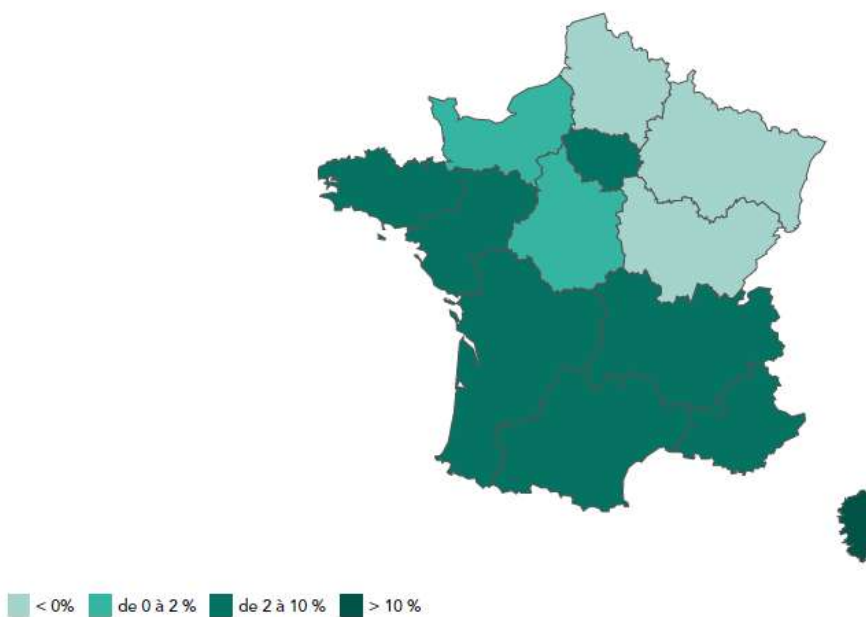
Entre 2006 et 2019, la [consommation corrigée](#) en France a évolué de façon contrastée. Différents facteurs peuvent expliquer ces contrastes. La démographie est l'un d'eux. C'est le cas par exemple en Occitanie, où la consommation d'électricité a augmenté de 9,5 % tandis que la population a progressé de 10,3 % entre 2006 et 2019 (données INSEE).

Dans la région Grand Est, la consommation a enregistré la plus forte diminution en France, de plus de 11 %. La désindustrialisation de la région explique cette évolution à la baisse.

Evolution de la consommation corrigée entre 2006 et 2019



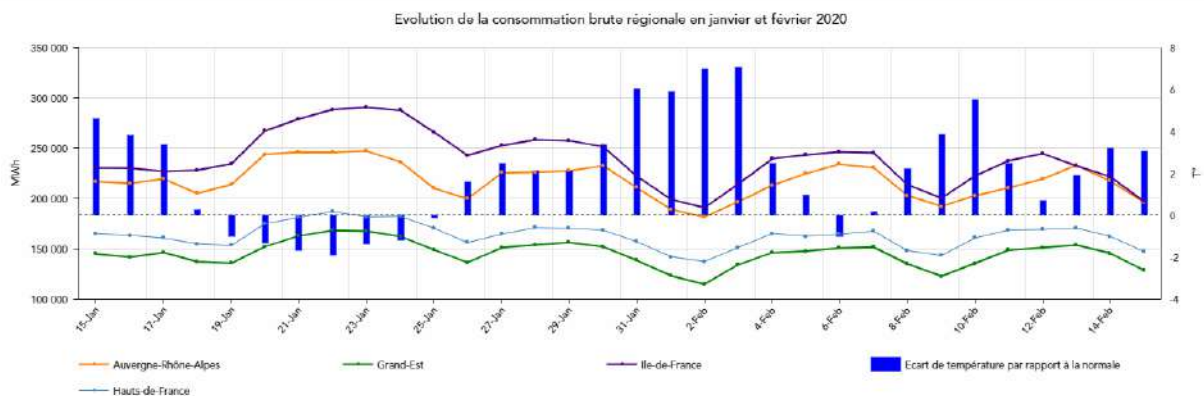
Evolution de la population entre 2006 et 2019



Effet des températures sur la consommation hivernale

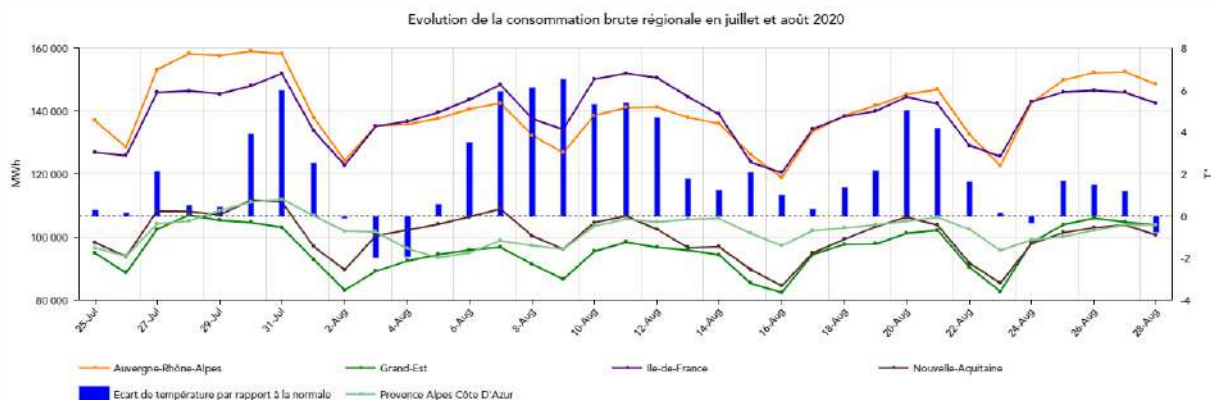
Les mois de janvier et février ont été particulièrement doux, avec des températures en général au-dessus des températures normales. Lorsque les températures sont plus basses durant la période hivernale, cela a pour conséquence une augmentation de la consommation d'électricité, en raison de la composition du parc de chauffage français à dominante électrique.

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



Effet des températures sur la consommation estivale

L'été 2020 a été marqué par deux vagues de chaleur, fin juillet et durant le mois d'août. Le recours important à la climatisation se ressent dans l'augmentation de la consommation d'électricité lors de journées particulièrement chaudes.

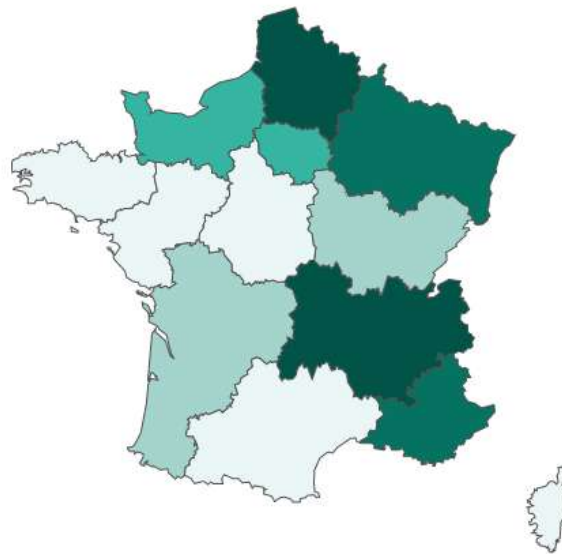


Baisse de la consommation de la grande industrie

Les régions Hauts-de-France, Grand Est et Auvergne-Rhône-Alpes comptent le plus de sites industriels raccordés au réseau de transport d'électricité. En raison de la crise sanitaire, les volumes consommés par la [grande industrie](#) sont en forte baisse par rapport à 2019 dans toutes les régions. Cette baisse est comprise, selon la région, entre 5,6 % (en Pays de la Loire où la baisse s'élève à 0,1 TWh) et 14,6 % (en Occitanie, avec une baisse de 0,3 TWh). En Auvergne-Rhône-Alpes, la baisse de consommation dépasse 1,5 TWh. La baisse de la consommation électrique des transports ferroviaires par rapport à 2019 est comprise entre 13 et 26 % selon la région et atteint plus de 0,3 TWh en Hauts-de-France et en Ile-de-France ; la baisse de la consommation électrique de la sidérurgie par rapport à 2019 est comprise entre 8 et 34 % selon la région et dépasse 0,6 TWh en Auvergne-Rhône-Alpes et Hauts-de-France.

2020 2019 Evolution entre 2019 et 2020

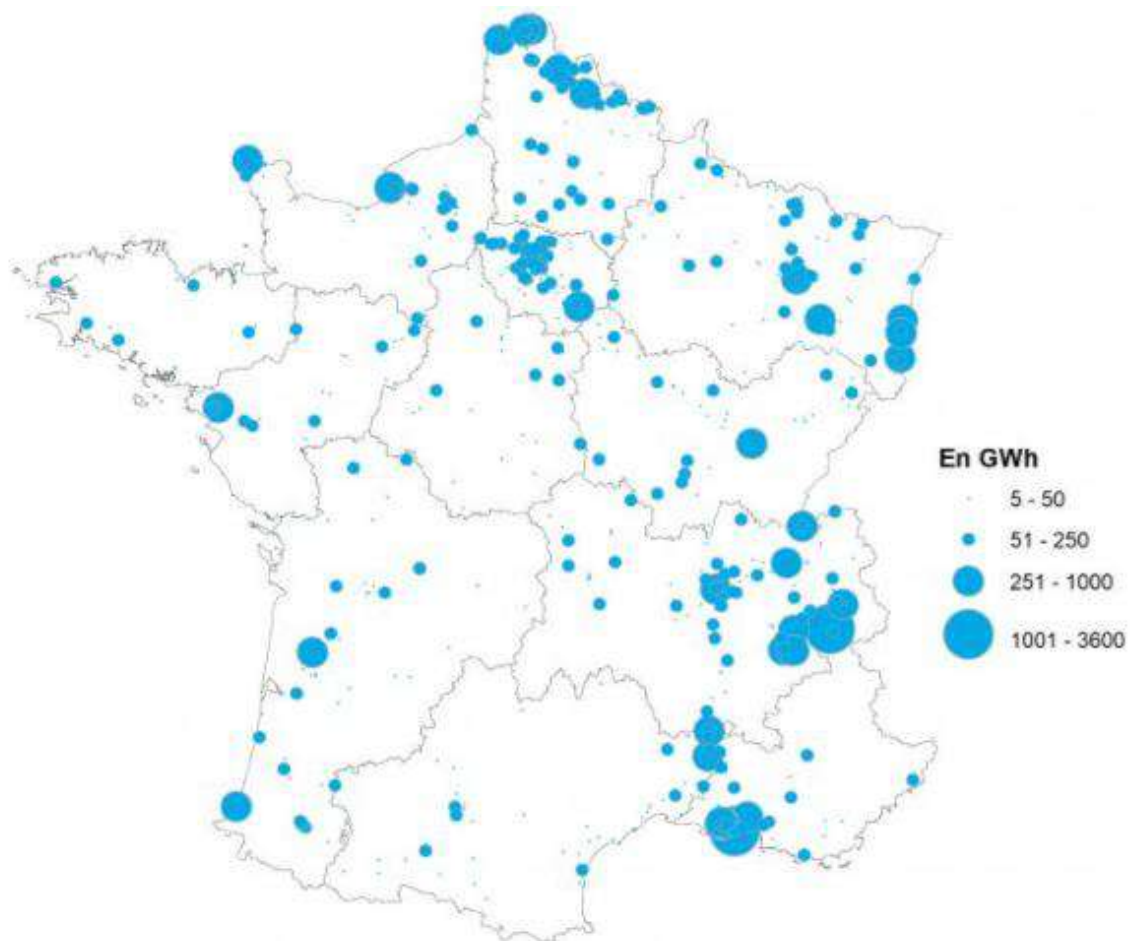
Consommation de la grande industrie en 2020



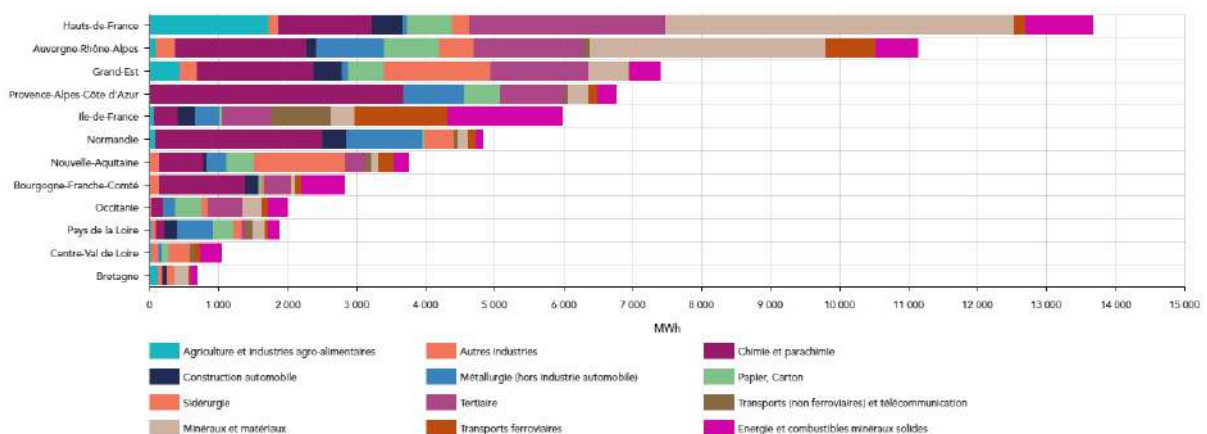
de 0 à 2 TWh de 2 à 4 TWh de 4 à 6 TWh de 6 à 8 TWh > 8 TWh

Carte des points de soutirage de la grande industrie (en 2020)

Volume d'énergie soutirée et localisation des installations en France



Répartition sectorielle de la consommation de la grande industrie en région



Production en région

Filières de production

Nucléaire

Thermique à combustible fossile

Hydraulique

Eolien

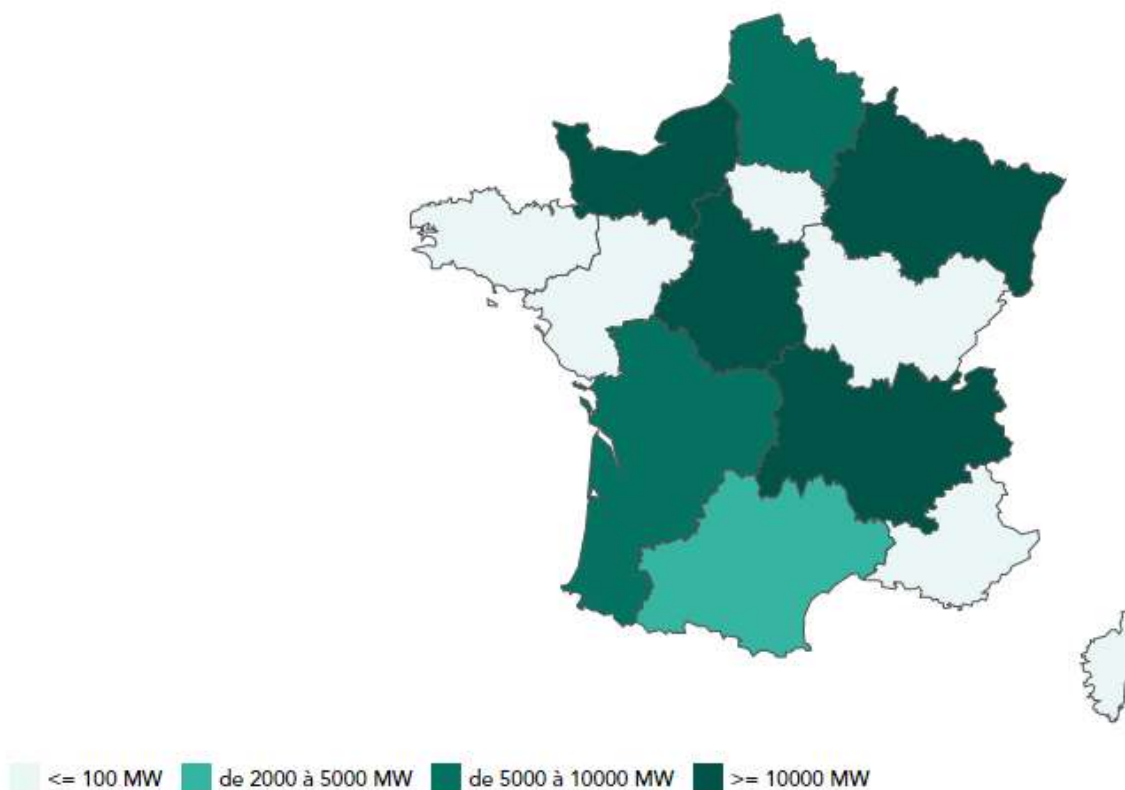
Solaire

Bioénergies

Le parc nucléaire (répartition en MW)

La majorité des réacteurs nucléaires est située dans les régions Auvergne-Rhône-Alpes, Centre-Val de Loire, Grand Est et Normandie, qui accueillent 76 % du parc en service. Les centrales nucléaires sont situées, pour des besoins de refroidissement, à proximité de points d'eau : sur le littoral (ex : Paluel ou Flamanville, sur la Manche) ou sur un cours d'eau (ex : Tricastin ou Cruas, le long du Rhône). Suite à la fermeture de la centrale de Fessenheim, la capacité nucléaire de la région Grand Est diminue pour atteindre 10,82 GW.

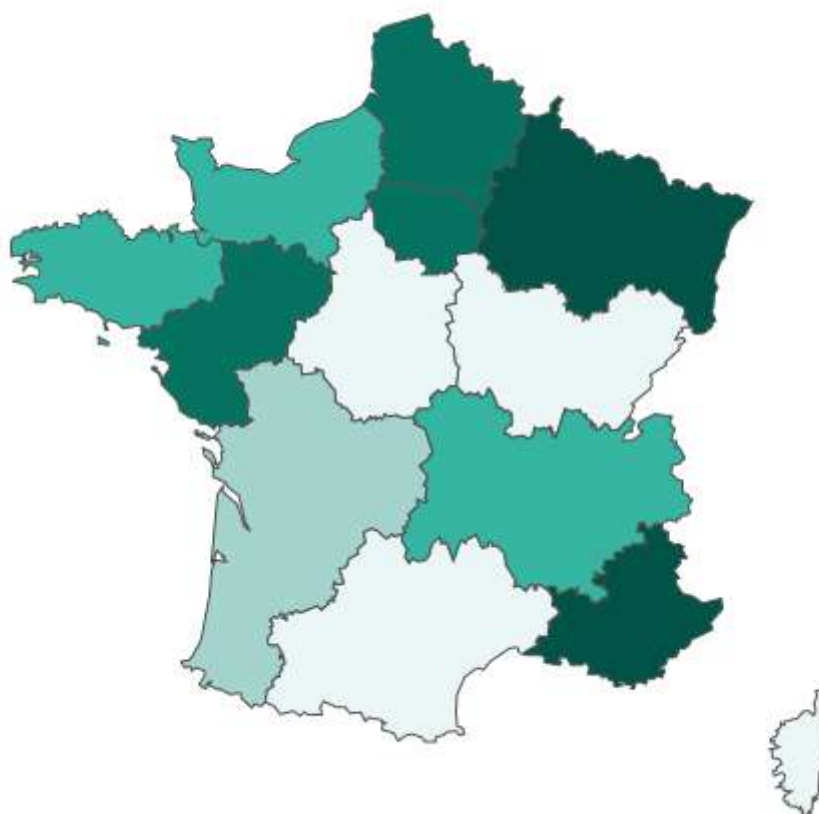
Parc nucléaire régional



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 capacités de production est installée dans les régions Provence-Alpes-Côte d'Azur, Grand Est, Hauts-de-France, Ile-de-France et Pays de la Loire. Ces régions accueillent plus de 70 % du parc thermique à combustible fossile. Pour des besoins de refroidissement, ces centrales sont situées à proximité d'un point d'eau (ex : Cordemais situé le long de la Loire).

Parc thermique régional

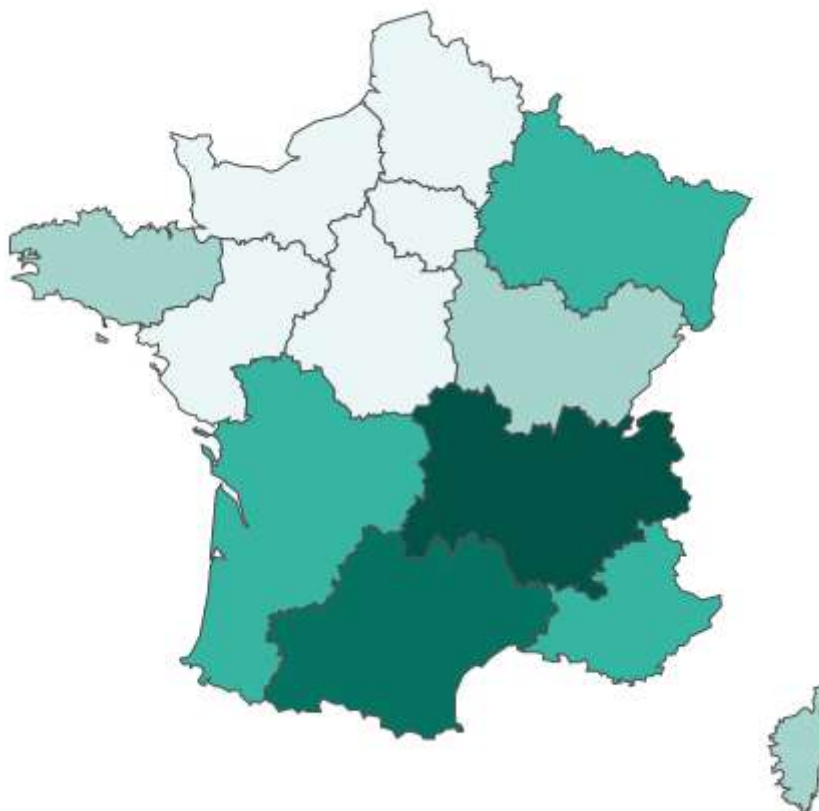


Le parc hydraulique (répartition en MW)

La [production hydraulique](#), avec une capacité installée de 25,7 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) accueillent 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.

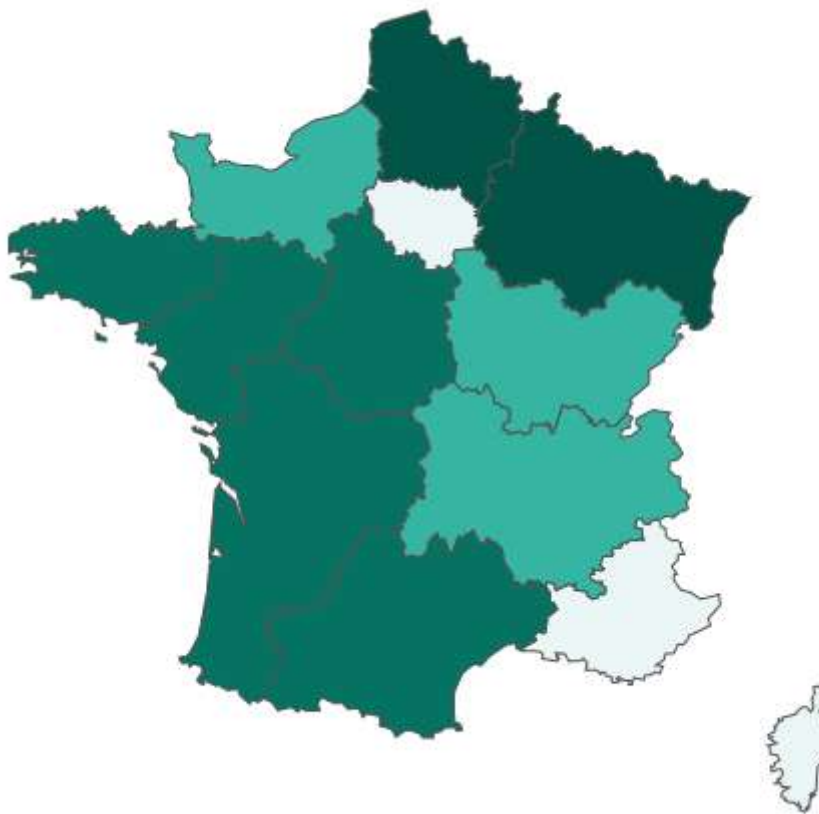
Parc hydraulique régional



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 plus de 4,8 GW et 3,8 GW de capacité éolienne installée. L'augmentation du parc installé par rapport à 2019 en Hauts-de-France est supérieure à 7 %.

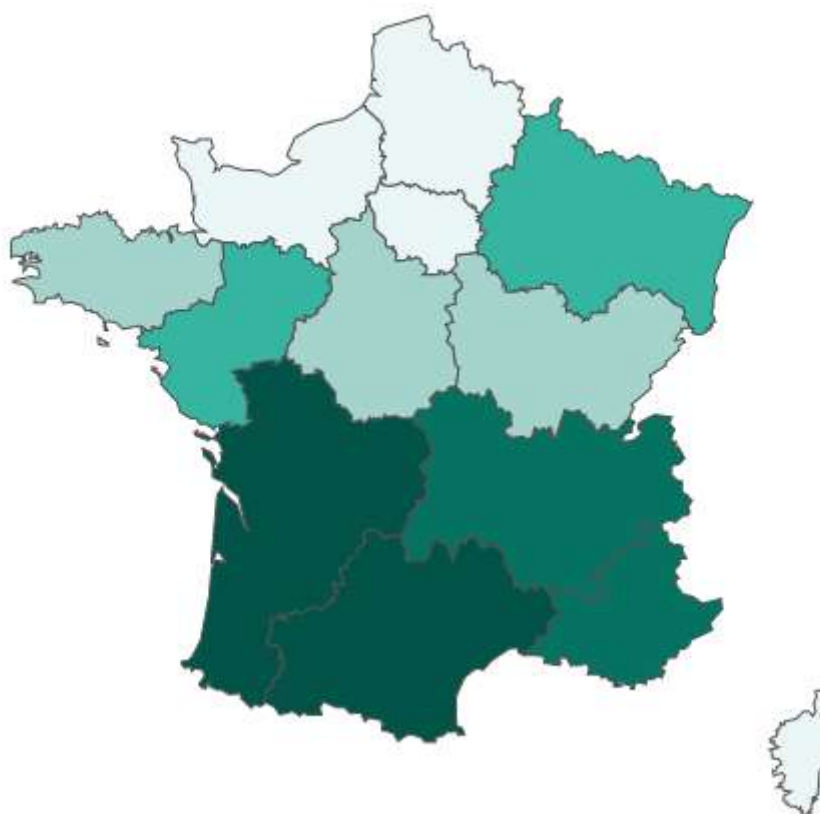
Parc éolien régional



Le parc solaire (répartition en MW)

Quatre régions possèdent un parc de production solaire supérieur à 1 GW : Nouvelle-Aquitaine, Occitanie, Provence-Alpes-Côte d'Azur et Auvergne-Rhône-Alpes. Ces régions accueillent plus de 72 % du parc installé français, ce qui s'explique par leur situation géographique. En effet, ces régions se situent dans la partie la plus méridionale de la France et disposent d'une situation favorable pour l'accueil et le développement de la production solaire.

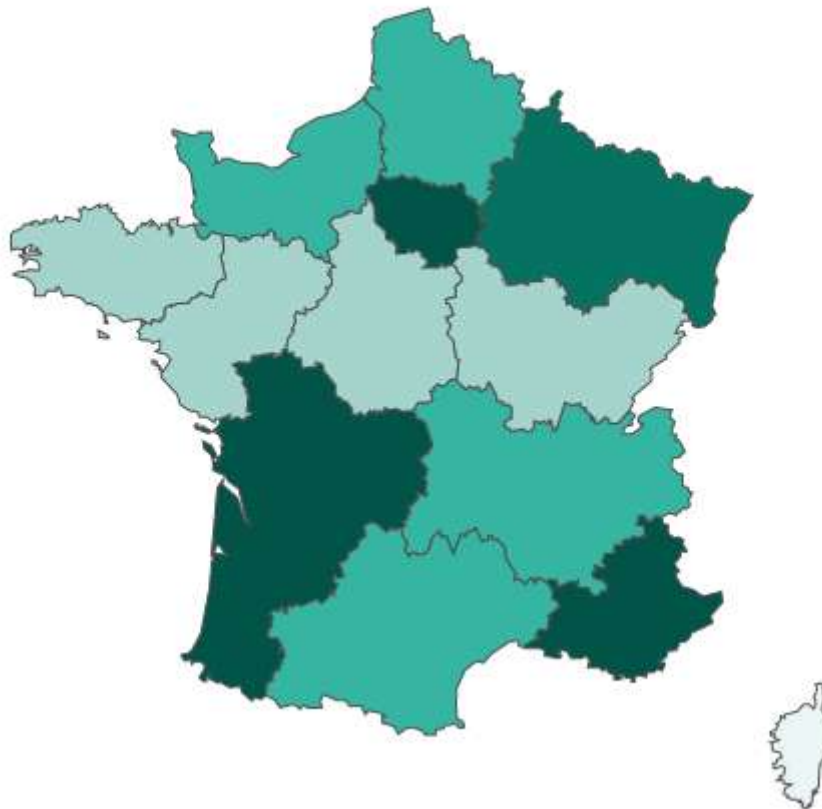
Parc solaire régional



Le parc bioénergies (répartition en MW)

Le parc de production de la filière bioénergies se répartit sur l'ensemble des régions françaises. Les régions Nouvelle-Aquitaine, Île-de-France et Provence-Alpes-Côte d'Azur accueillent chacune plus de 13 % du parc bioénergies français.

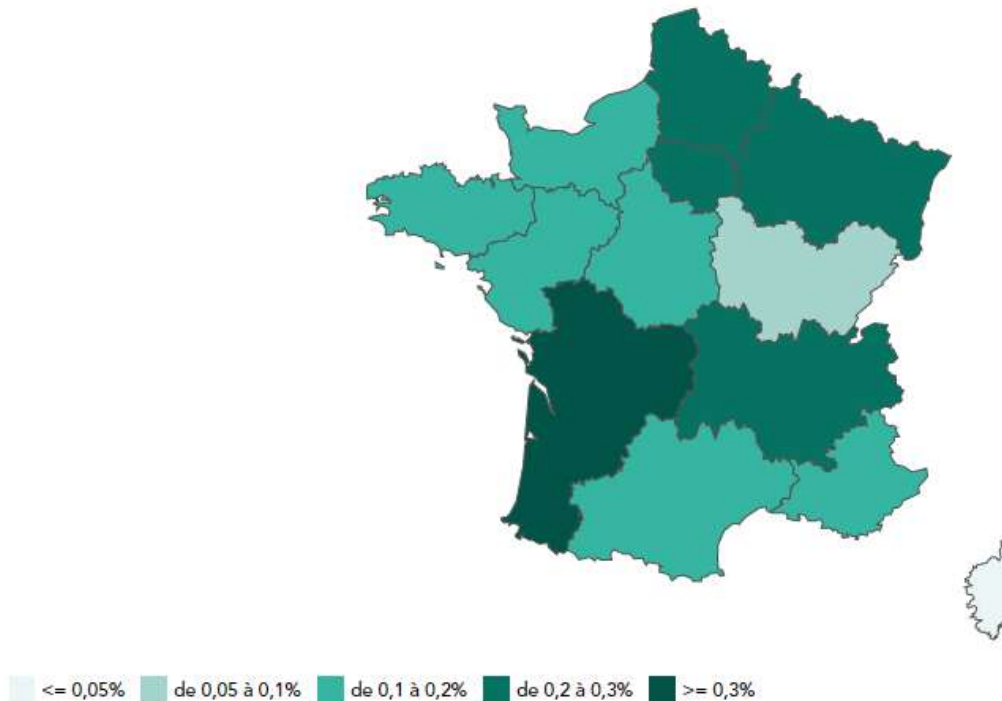
Parc bioénergies régional



La production nucléaire

La [production bioénergies](#) des régions Nouvelle-Aquitaine, Ile-de-France, Hauts-de-France, Auvergne-Rhône-Alpes et Grand Est représente plus de 1,3 % de la consommation électrique nationale.

Part de la consommation nationale couverte par la production bioénergies en 2020



Réseau de transport

Le Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR)

La publication du Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) fait partie des responsabilités confiées à RTE par la loi. Les pouvoirs publics doivent en effet pouvoir s'appuyer dessus et en faire un vecteur de déclinaison opérationnelle de la [PPE](#).

En septembre 2019, RTE a publié son schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité, dit « SDDR », qui présente l'évolution du réseau de transport jusqu'en 2035.

La CRE (Commission de Régulation de l'Energie), dans la publication du 31 juillet 2020 de sa délibération sur l'examen du SDDR, s'est prononcée favorable aux grands principes de ce schéma. Ceux-ci visent à optimiser les coûts liés à l'adaptation du réseau à la transition énergétique et à limiter son impact environnemental.

Le SDDR présente cinq volets industriels qui reprennent les cinq recommandations de la [PPE](#) sur la nécessité d'orchestrer la première transformation d'ampleur du réseau depuis les années 1980 :



Entamer le premier **renouvellement** du réseau depuis sa création et être en situation d'ici 2030 d'augmenter significativement l'effort (de l'ordre de +30 %).



Adapter le réseau au nouveau mix : pouvoir traiter de nouveaux flux par l'augmentation de la capacité des lignes actuelles, la construction de nouvelles, ou la dépose des lignes dont l'utilité serait moindre.



Poursuivre et adapter l'**ossature numérique** du réseau tout en renforçant les exigences de cyber sécurité et en permettant aux nouvelles technologies d'exploiter le réseau actuel au plus proche de ses limites et réduire le besoin en nouvelles infrastructures.



Doubler en 15 ans la capacité d'**interconnexion** de la France, pour tirer le meilleur parti des différences de consommation et de production en Europe et parvenir à un mix équilibré et soutenable économiquement à l'horizon 2035.



Construire un **réseau de raccordement des énergies marines**.

Les lignes et postes électriques

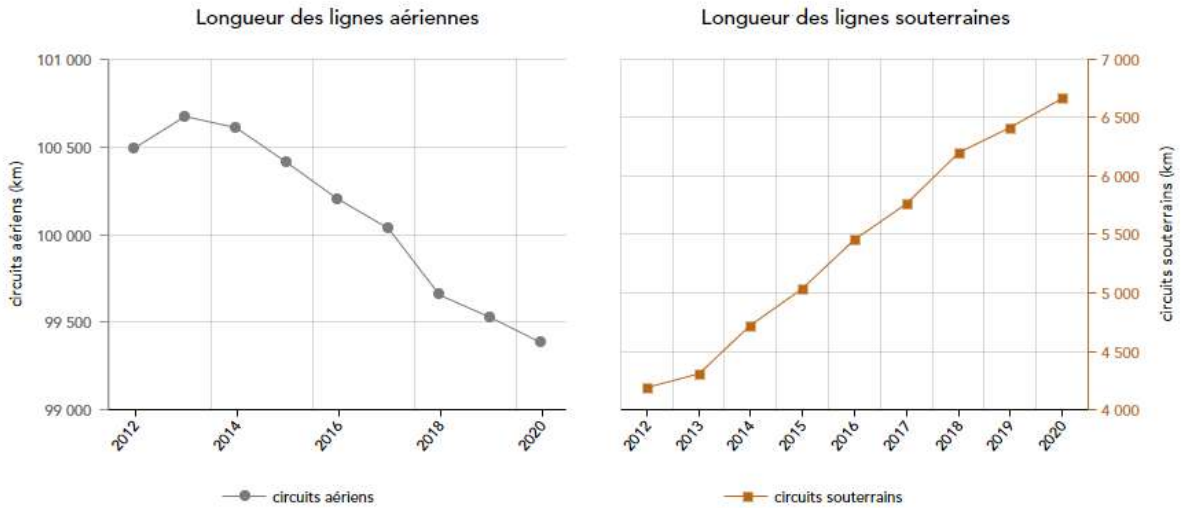
RTE est propriétaire de 106 047 km de lignes, soit le plus vaste réseau européen. En tant qu'opérateur du système électrique, RTE veille à offrir à ses clients l'accès à une électricité économique, sûre et propre, aujourd'hui et demain. Cela passe notamment par des investissements dans la durée pour bâtir le réseau de transport d'électricité au service de l'économie et de l'énergie de demain.

Comme les années passées, la longueur du réseau RTE évolue en 2020 pour les raisons suivantes :

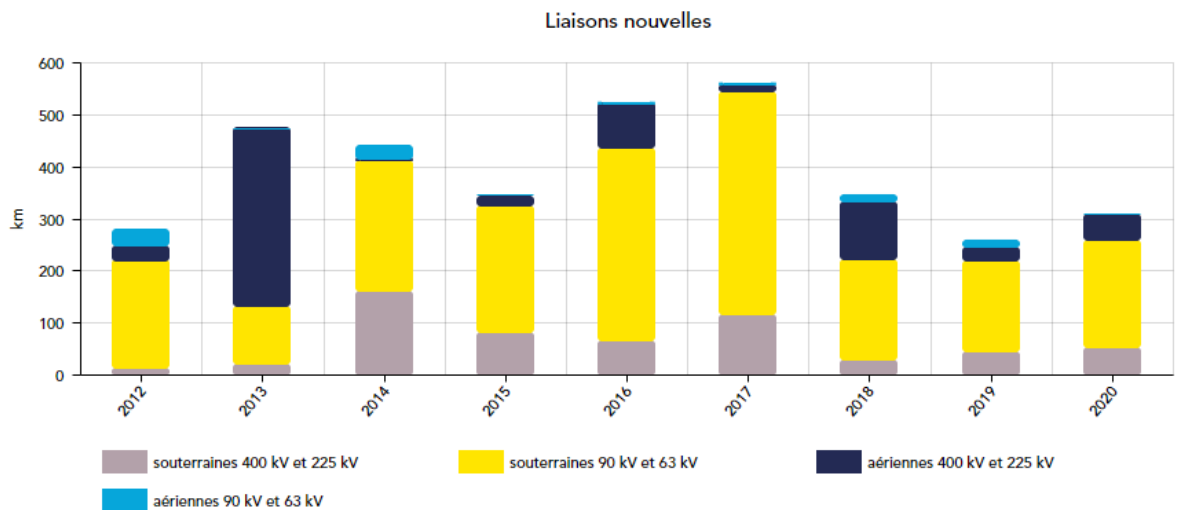
- création de nouvelles lignes aériennes ou souterraines ;
- renouvellement de lignes (remplacement des conducteurs) ;
- passage en souterrain de lignes aériennes ;
- ferraillage de lignes.

Longueur de lignes en exploitation (km)	Aérien	Souterrain	Total
Au 31 décembre 2019	99 527	6 415	105 942
Neuf	331	272	603
<i>nouveau</i>	52	186	238
<i>renouvelé</i>	279	14	293
<i>aérien mis en souterrain</i>	-	72	72
Ferraillé	-392	-8	-400
Autre (<i>mises en réserve, corrections de longueur...</i>)	-84	-14	-98
Au 31 décembre 2020	99 382	6 665	106 047
Evolution de 2019 à 2020	-145	250	105

La longueur totale des lignes souterraines du réseau de transport en exploitation continue de croître avec 6 665 km pendant que la longueur des lignes aériennes poursuit sa diminution en atteignant 99 382 km conformément au contrat de service public avec l'État signé en mai 2017.

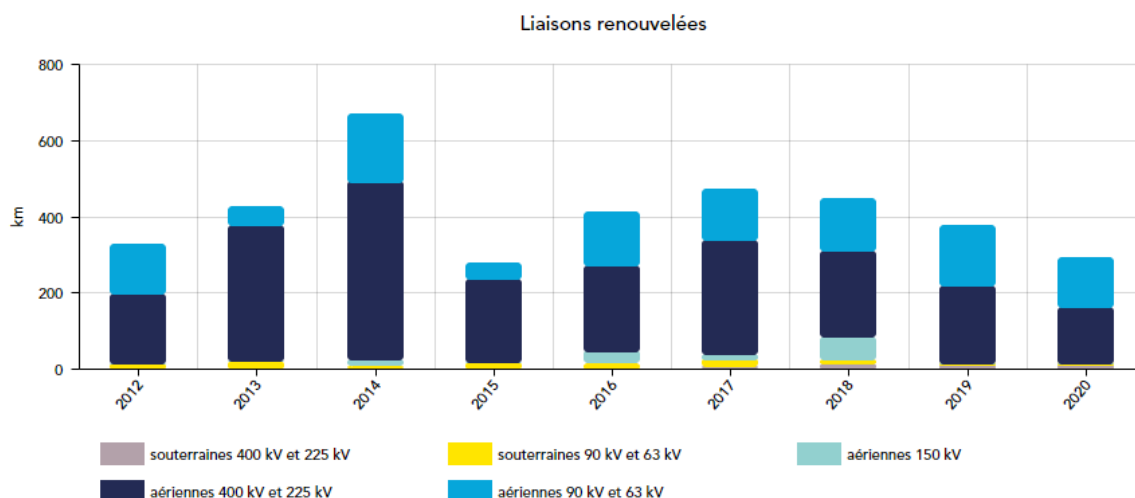


En 2020, le réseau public de transport compte plus de 310 km de nouvelles liaisons (incluant les mises en souterrain de liaisons existantes) dont 83 % de liaisons souterraines.



Par ailleurs RTE a renouvelé plus de 293 km de liaisons aériennes et souterraines sur son réseau.

Par ailleurs RTE a renouvelé plus de 293 km de liaisons aériennes et souterraines sur son réseau.



Cette année est marquée par la finalisation de nombreux projets dont :

- Rive-De-Gier : 15 km de lignes électriques et 37 pylônes disparaissent du paysage ;
- Le programme en Haute-Durance : une nouvelle ligne électrique entre Serre-Ponçon et l'Argentière ;
- La fin des travaux de modernisation du réseau électrique RTE de la Métropole de Lyon ;
- La mise en souterrain de lignes dans le centre de l'Oise ;
- La fin de la MESIL de Montpellier : 13 km de ligne démontée et 36 pylônes supprimés.

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.

Ainsi en 2020, 24 nouveaux postes ont été raccordés au réseau public de transport: 11 aux niveaux de tension 400 kV et 225 kV et 13 en 90 kV et 63 kV.



Liaisons aériennes et souterraines : deux technologies complémentaires

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).

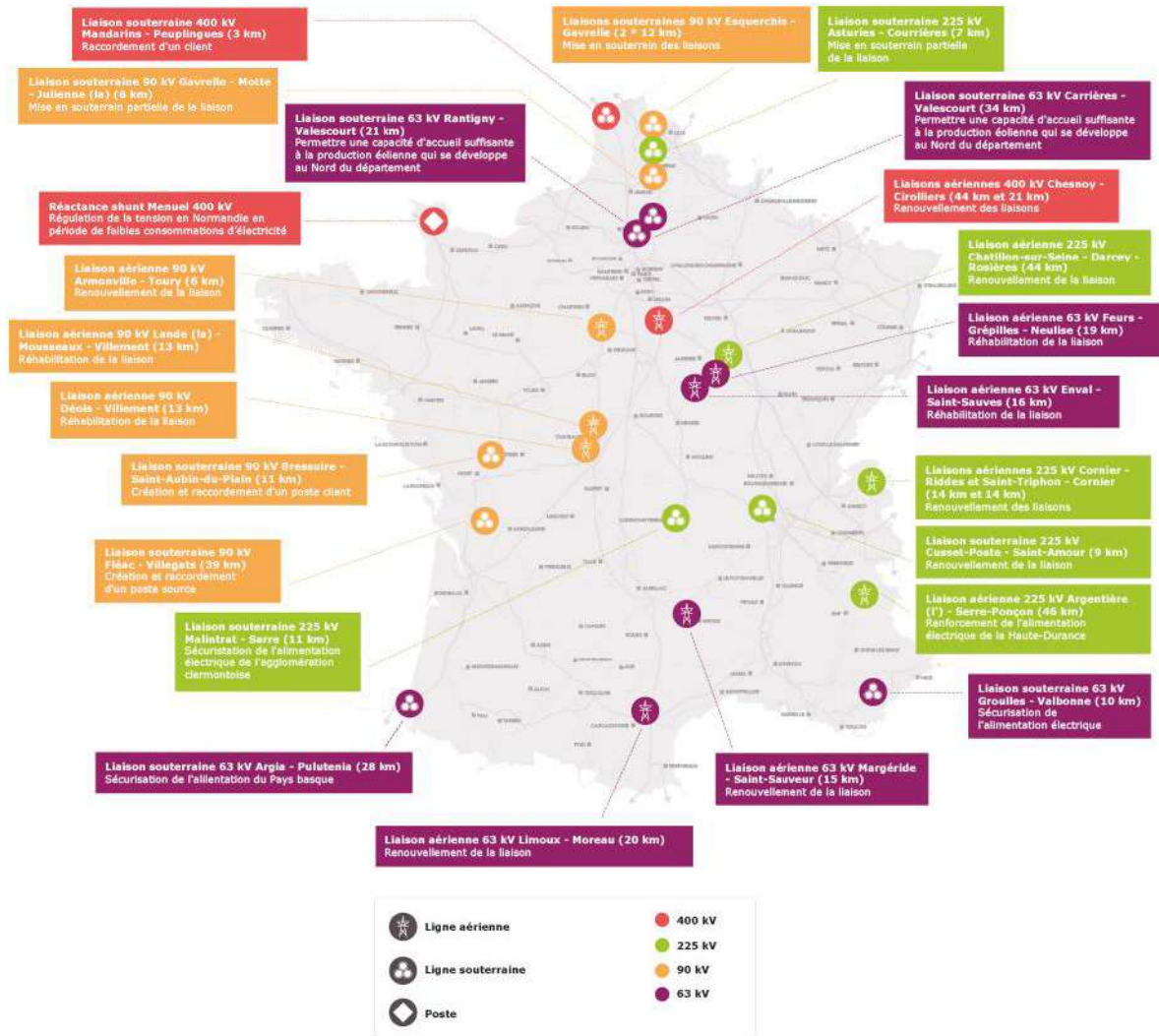
En 2020, 99,5 % des nouvelles lignes 90 kV et 63 kV mises en service sont souterraines. RTE s'attache aussi à «déposer» des lignes électriques aériennes existantes. Avec l'évolution des technologies, RTE a de plus en plus souvent recours à la mise en souterrain des lignes à haute tension.

Aujourd'hui le réseau est souterrain à :

- 9 % en 63/90 kV ;
- 5,8 % en 225 kV ;
- de façon négligeable en 400 kV (0,03 %).

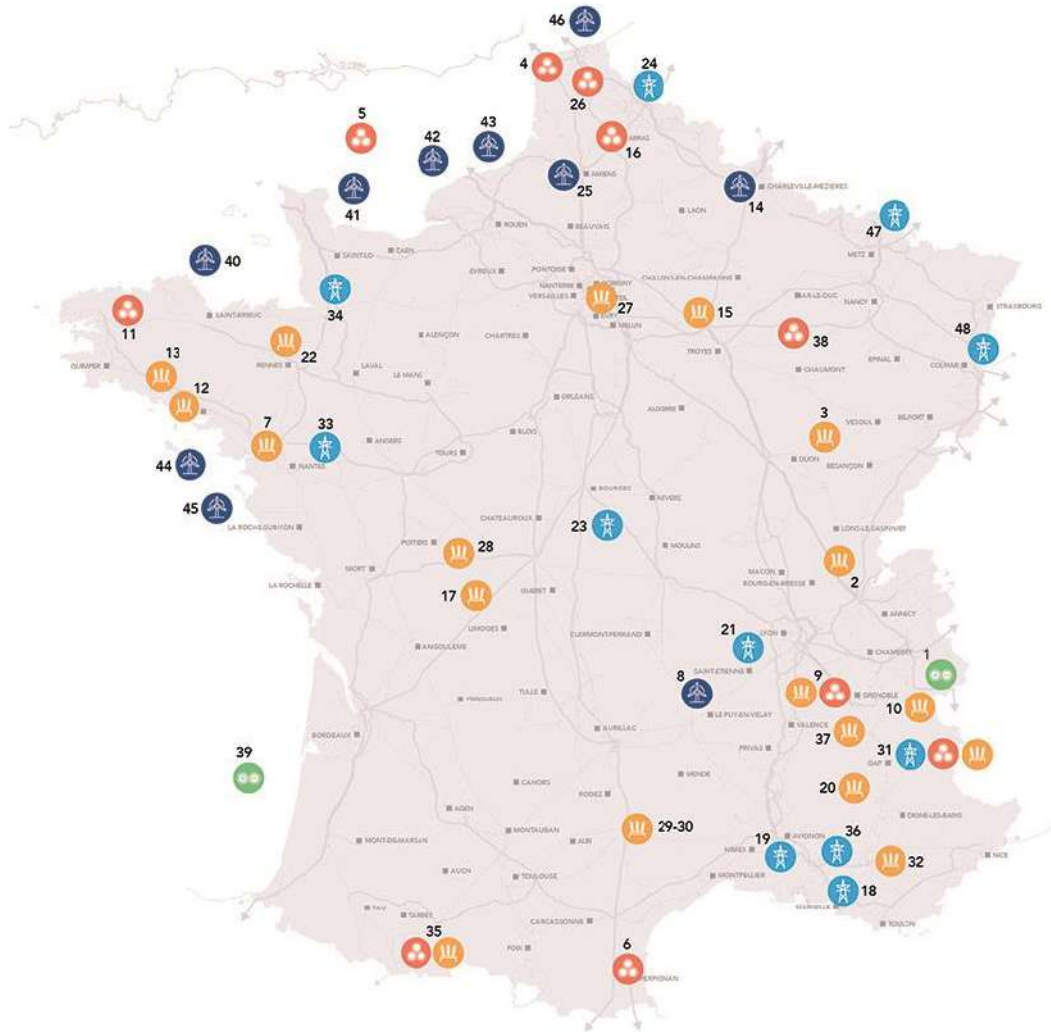
Principales mises en service de RTE en 2020

PRINCIPALES MISES EN SERVICE DE RTE EN 2020



Principaux projets en cours et à venir

LES PROJETS EN COURS ET À VENIR SDDR ÉDITION 2019



	Création poste électrique Renforcement poste électrique (nouvelle transformation ou nouveau moyen de compensation)		Liaison sous-marine (nouvelle ou modifiée)		Liaison aérienne (nouvelle ou modifiée)
	Liaison souterraine (nouvelle ou modifiée)		Liaison HVDC (nouvelle ou modifiée)		Éolienne
	14 Numéro du projet dans le tableau				

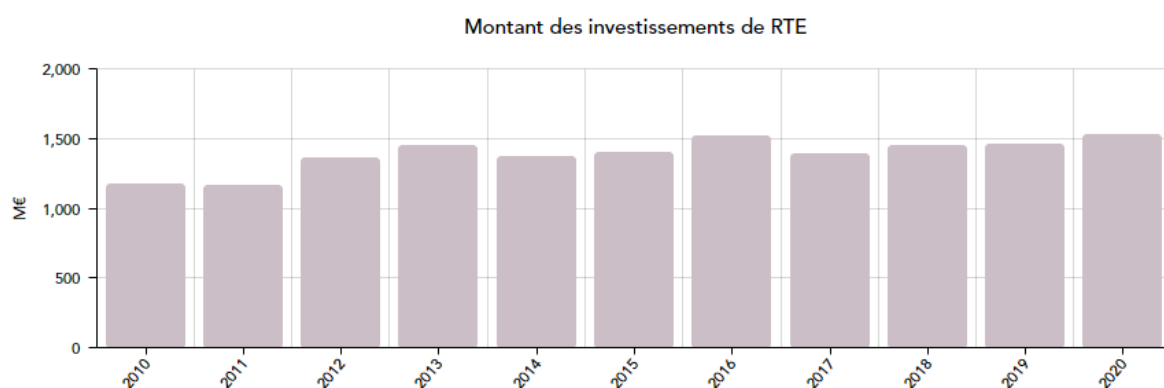
Investissements de RTE

En 2020, le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE s'élève à 1 529 M€.

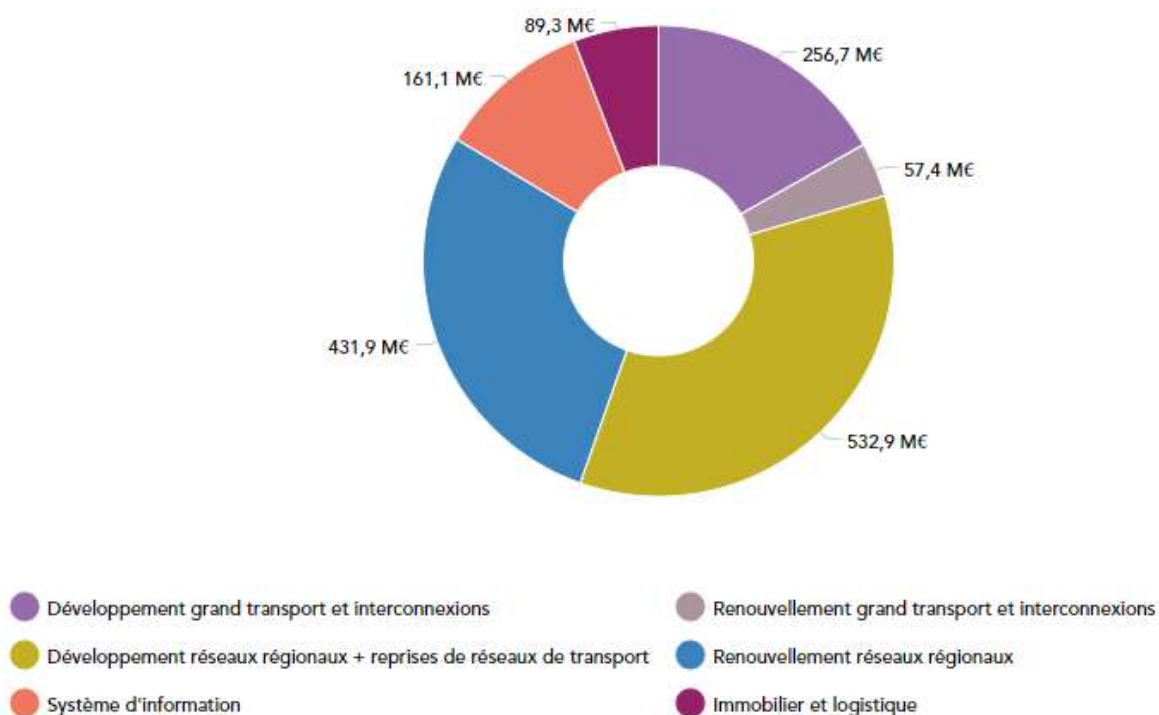
Les principaux investissements portent sur le démarrage des travaux des 3 premiers chantiers de raccordement d'éolien offshore : Saint Nazaire, Fécamp et Saint-Brieuc et la poursuite des travaux sur la nouvelle interconnexion avec l'Angleterre (« IFA2 »).

Les investissements concernent également la poursuite des travaux sur le projet Avelin-Gavrelle, sur l'interconnexion à courant continu entre la France et l'Italie (« Savoie – Piémont »), le raccordement du CCG de Landivisiau ainsi que sur la restructuration du réseau 225 kV de la Haute Durance.

L'année 2020 est également marquée par la livraison et la réception des bâtiments du projet immobilier Transfo et la finalisation des travaux d'aménagement.

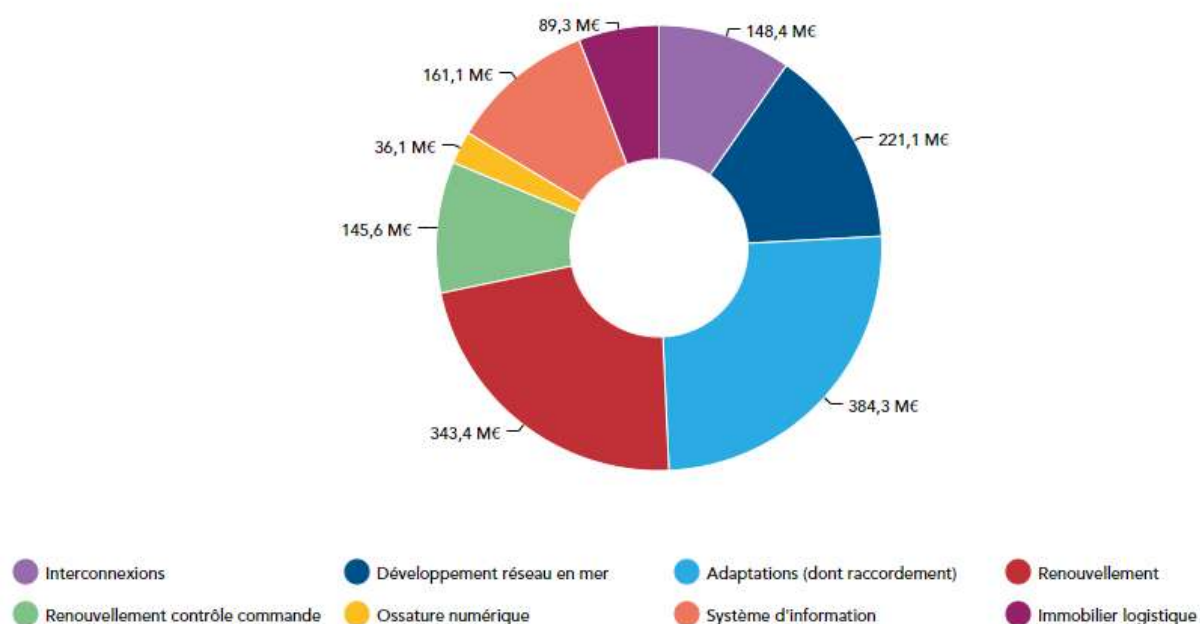


Répartition des investissements 2020 (périmètre régulé)*: 1 529,3 M€



*Selon catégories Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)

Répartition des investissements 2020 (périmètre régulé)*: 1 529,3 M€



*Selon catégories du Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR), édition 2019

Le projet de programme d'investissement 2021 envoyé par RTE au régulateur s'élève à 1 726 M€ dans le cadre de la première année de TURPE 6.

Ce programme est marqué par la montée en puissance des projets de raccordement des parcs éoliens offshore, par la finalisation des principaux travaux sur le projet Avelin-Gavrelle ainsi que sur les interconnexions Savoie-Piémont et IFA2. Les investissements porteront également sur la poursuite des travaux du chantier Sud Aveyron, des travaux sur Haute Durance, du remplacement des conducteurs sur la liaison 400 kV Eguzon-Marmagne, de la restructuration de la boucle 63 kV de Puiseux Sandricourt ainsi que sur les mises en souterrain d'initiative locale (MESIL) liées aux JO 2024.

Les investissements associés à l'infrastructure de réseau de transport d'électricité seront croissantes pour répondre aux enjeux de la transition énergétique et au travers du renouvellement des infrastructures vieillissantes.

Renouvellement

Renouveler les infrastructures de manière inédite dans l'histoire du réseau de transport

Le réseau de transport d'électricité français est un des réseaux les plus âgés d'Europe (en moyenne, âgé d'environ 50 ans). Au cours des quinze prochaines années, le renouvellement du réseau existant va s'affirmer comme un enjeu crucial pour la qualité de l'approvisionnement en électricité et le rythme de renouvellement devra être augmenté. La politique de renouvellement présentée dans le SDDR repose sur trois axes :

- Elle vise le maintien du niveau de qualité actuel en moyenne sur le territoire ;
- Elle met l'accent sur le « réseau du quotidien » ;
- Elle repose sur un souci d'optimisation économique.

Pour mieux comprendre

Le renouvellement des conducteurs

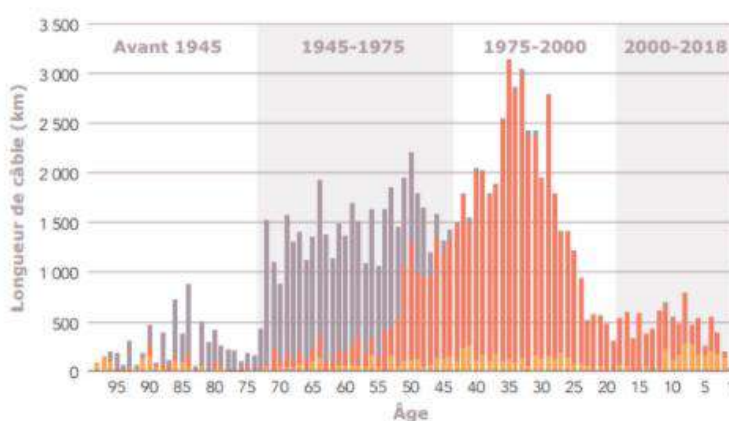
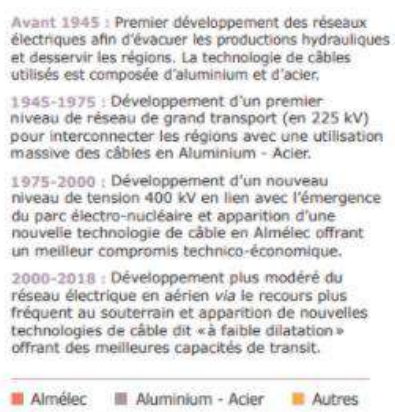
Un circuit électrique triphasé est composé de trois phases, chacune constituée d'un à quatre câbles conducteurs afin d'acheminer l'énergie.

Aujourd'hui, il existe près de 99 300 km de liaisons aériennes, ce qui représente près de 400 000 km de câbles conducteurs.

La nature du conducteur dépend fortement de sa période d'installation. Les conducteurs historiques en aluminium-acier sont progressivement remplacés par d'autres technologies depuis les années 1970 et notamment par des conducteurs en Almélec (alliage d'aluminium, magnésium et silicium). Aujourd'hui, près de 65 % des câbles conducteurs utilisent cette technologie.

La limite d'âge considérée pour les câbles conducteurs est de 85 ans. Ainsi, à partir de 2030 et de manière structurelle sur les décennies suivantes, l'effort de renouvellement atteindra un niveau inédit dans l'histoire du réseau électrique français.

Pyramide des âges des conducteurs aériens



Faits marquants

15 km de lignes électriques et 37 pylônes disparaissent du paysage à Rive-De-Gier

RTE a terminé les travaux de démontage d'une ligne électrique aérienne à 63 kV sur la commune de Rive-de-Gier (Loire). Ce chantier constituait la dernière étape de l'adaptation du réseau électrique engagé sur la commune mi-2018, à la demande de la métropole stéphanoise. Les travaux se sont terminés cet été avec la mise en service d'une nouvelle ligne électrique de seulement 700 mètres, et la suppression de 15 km de lignes et de 37 pylônes.



La rénovation des lignes passe aussi par le remplacement des pylônes

RTE assure la maintenance de ses ouvrages dans le but de les maintenir en état dans la durée afin d'assurer la protection des tiers et la sûreté de fonctionnement du système électrique.

Dans le cas des lignes électriques, la rénovation concerne les conducteurs mais aussi la rénovation voire le remplacement des pylônes qui fait partie intégrante des missions de RTE.

Durant l'été, 36 pylônes de la ligne 90 kV Anstaing-Orchies ont été rénovés ou remplacés pour sécuriser le réseau électrique de la région lilloise.

Dans le cadre de la programmation pluri-annuelle de maintenance, RTE a réalisé le remplacement de 24 pylônes sur la ligne Anstaing – Orchies (90 kV). 12 pylônes ont quant à eux été rénovés en partie (tête ou console, par exemple). Cette opération a compris plusieurs étapes : l'assemblage du futur pylône, le retrait des câbles et la dépose de l'ancien pylône, le levage du nouveau et la remise des câbles sur ce dernier.

Mise en souterrain de lignes dans le centre de l'Oise

Dans le cadre de la rénovation du réseau électrique 63 kV dans le centre de l'Oise par RTE, les lignes électriques aériennes actuelles ont été en majeure partie remplacées par des lignes souterraines.

Ce projet a été mené en deux temps : la partie Nord a été réalisée et mise en service en 2018 entre La Hérelle et Valescourt et la partie Sud entre Valescourt et Thiverny a en 2020.



Fin de la MESIL de Montpellier

La plus longue Mise en Souterrain d'Initiative Locale (MESIL) de France s'est achevée le 20 octobre dernier à Montpellier. Ce chantier exceptionnel a été mené en collaboration avec la Métropole pendant plusieurs années.

Quatre lignes haute-tension, dont deux de 225 kV, ont ainsi été mises en souterrain par RTE, permettant de démonter les anciennes lignes aériennes. Avec au total 13 km de lignes démontées et 36 pylônes supprimés, cette opération libère des terrains à vocation économique et accompagne ainsi le développement de Montpellier. Elle bénéficie également aux habitants et aux salariés de ce secteur en leur offrant une meilleure qualité urbaine et paysagère.

Ce projet représente un investissement de 18,6 millions d'euros, dont 13,6 millions d'euros financés par Montpellier Méditerranée Métropole.



La prochaine MESIL s'achèvera en 2023 et concernera la mise en souterrain de 5 lignes électriques aériennes surplombant les communes Clamart et du Plessis-Robinson en région parisienne.

14 km de lignes électriques aériennes seront déposées et 18 km de liaisons électriques souterraines seront construites, tout en garantissant l'alimentation électrique des habitants pendant les travaux. Au total, 54 km de câbles électriques seront déroulés en souterrain sur l'ensemble du projet. Initiée en 2017, cette mise en souterrain permettra à Clamart et au Plessis-Robinson de réaliser leurs projets d'aménagement en accueillant 350 000 m² de logements et 85 000 m² commerces et de ce fait d'accroître leur attractivité.



Début des travaux en vue des jeux olympiques de 2024

Un chantier d'envergure a débuté afin de mettre en souterrain, quatre lignes électriques 225 kV surplombant aujourd'hui les communes de Villeneuve-La-Garenne, Saint-Denis et L'Ile-Saint-Denis.

En déposant 15,7 km de lignes et 27 pylônes, RTE va libérer plus de 80 ha de foncier aux portes de Paris. Ce projet, très attendu par les communes, permettra de réaliser de nouveaux projets d'aménagement : logements, commerces, bureaux, parcs à Villeneuve-La-Garenne.

Côté Saint-Denis et Ile-Saint-Denis, l'espace libéré permettra de construire le village des athlètes en vue des jeux olympiques de 2024.

Le chantier se déroulera en 3 grandes étapes :

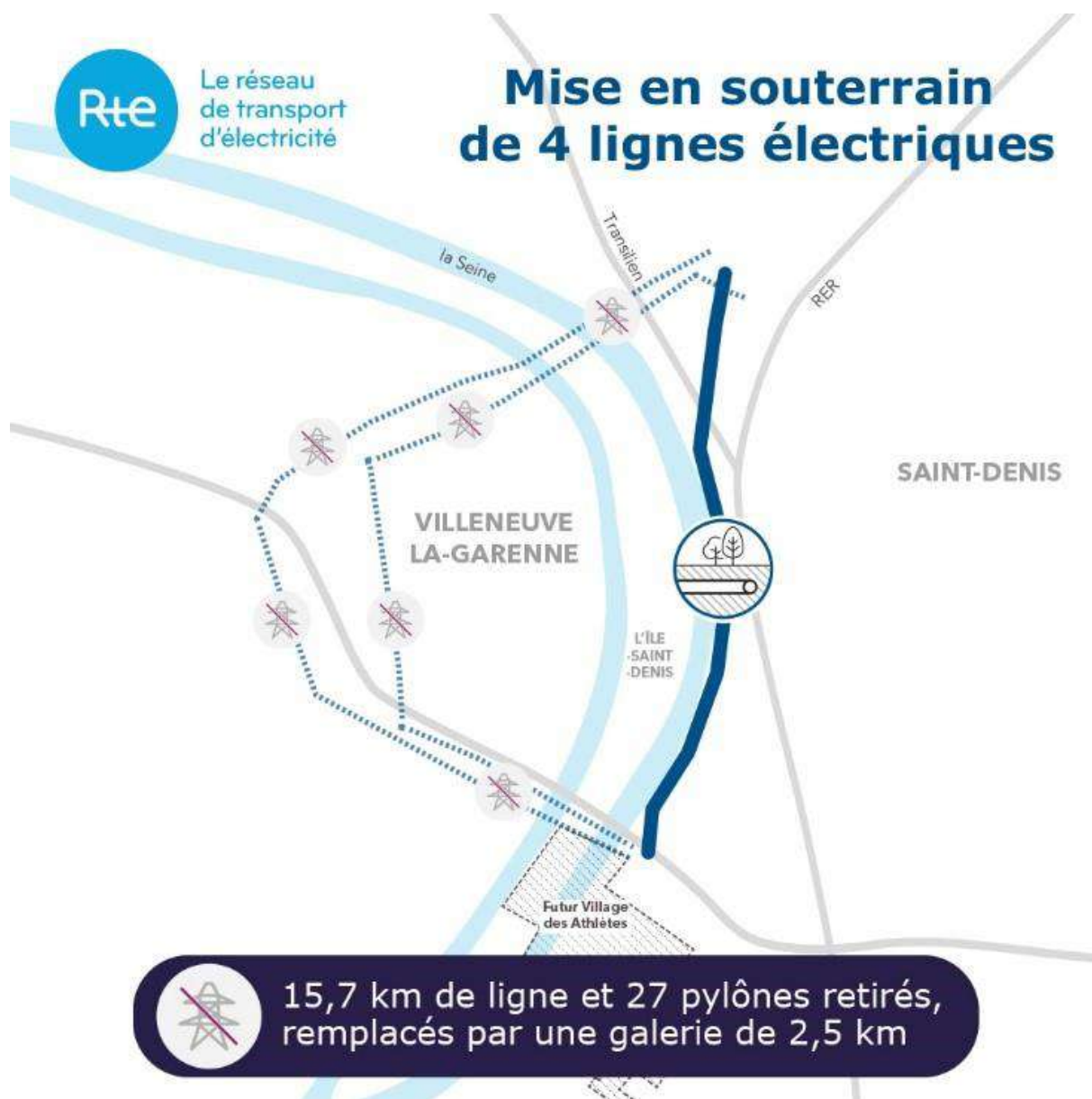
- 2020 : réalisation des puits d'entrée et de sortie du tunnelier. Le puits d'entrée situé au niveau de la rue Volta à Saint-Denis est actuellement en cours de construction ;
- 2021 : creusement de la galerie de 2,5 km par un tunnelier ;
- 2022 : équipement de la galerie et raccordement de la nouvelle ligne électrique.

Suivront ensuite les opérations de retrait des pylônes et lignes aériennes, à partir de 2023 jusqu'à la fin de l'année 2024.



Le réseau
de transport
d'électricité

Mise en souterrain de 4 lignes électriques



Adaptation

Optimiser l'utilisation du réseau existant et préparer les évolutions d'infrastructures nécessaires à l'accueil du nouveau mix

Le réseau a longtemps évolué au même rythme que l'augmentation de la consommation. Ceci n'est plus le cas : c'est aujourd'hui l'évolution du mix de production qui constitue le principal inducteur des évolutions du réseau. Le réseau actuel est suffisamment dimensionné pour faire face aux évolutions prévisibles de la consommation d'électricité à l'horizon 10-15 ans, il devra s'adapter en profondeur pour accueillir le mix de la PPE à l'horizon 2035 (en particulier la multiplication par 5 des capacités éoliennes et solaire en 15 ans, fermeture de 12 réacteurs nucléaires en plus des deux de Fessenheim, fermeture des centrales au charbon).

A court terme, des adaptations à la marge seront suffisantes pour faire face à l'arrivée des nouvelles installations d'énergie renouvelables. Ces solutions, basées sur une utilisation des smart grids et du dimensionnement optimal du réseau permettront d'optimiser au maximum l'utilisation de l'infrastructure existante.

A plus long terme, des modifications structurelles sur le réseau de transport seront nécessaires. Les solutions techniques à mettre en œuvre font l'objet d'analyses précises et dépendront de nombreux facteurs tels que la nature des nouveaux moyens de production à accueillir et leur localisation géographique.

Un réseau flexible pour une meilleure transition énergétique

La transition énergétique nécessite une adaptation du réseau. Celle-ci doit se faire en prenant en compte des problématiques nouvelles : l'intermittence de la production renouvelable, sa géographie inégale et les nouveaux usages électriques. RTE doit trouver des solutions flexibles afin d'articuler les nouveaux modes de production et de consommation d'électricité.

RTE estime que les besoins de flexibilités du réseau électrique augmenteront significativement à compter de 2030.

Pour mieux comprendre

L'éventail de solutions flexibles en cours de généralisation a pour but d'exploiter tout le potentiel des infrastructures existantes tout en permettant une insertion optimale des énergies renouvelables.

Certaines ont pour objet de capter l'état du réseau en temps réel et de fournir une information sur les capacités de transit optimal des ouvrages, ou sur l'état de fatigue des matériels. C'est le cas par exemple de l'utilisation à grande échelle du « dynamic line rating » (détermination dynamique des capacités de transit des lignes).

D'autres auront la capacité d'agir sur la répartition des flux sur le réseau via l'utilisation d'automates topologiques et d'automates de limitation de production.

RTE lance aujourd'hui des expérimentations en France pour identifier et déployer les flexibilités nécessaires

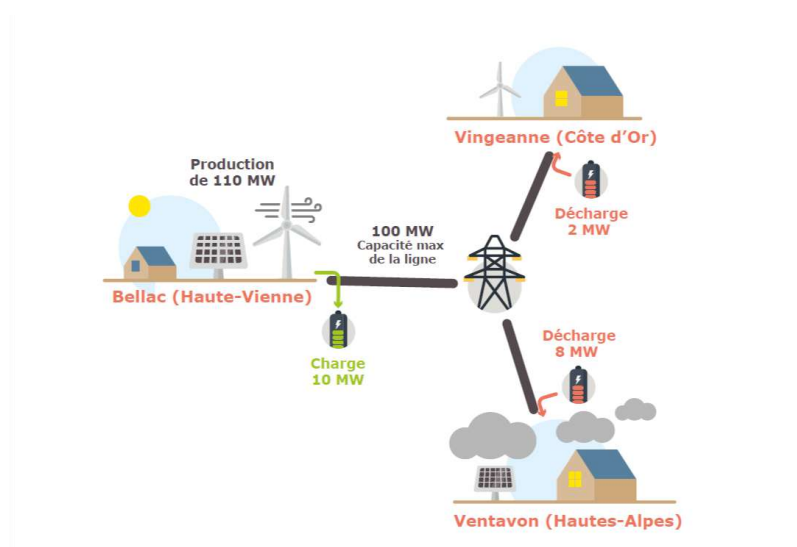
C'est dans ce contexte que RTE démarre une expérimentation de stockage d'électricité sur son réseau, appelée « RINGO ».

RTE a choisi trois sites en France 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.

Cette expérimentation permettra de tester le stockage des surplus ponctuels et locaux de production des énergies renouvelables (éolienne et solaire) ne pouvant pas être transportés par le réseau et leur déstockage ailleurs, simultanément. Ce fonctionnement permet d'assurer une neutralité vis-à-vis du marché.

Avec ses 10 MW de capacité de stockage, l'équivalent de la production de 5 éoliennes, RINGO permet d'éviter les pertes de production d'électricité d'origine renouvelable et de limiter la construction de lignes électriques.



Faits marquants

Fin des travaux de modernisation du réseau électrique RTE de la Métropole de Lyon

La nouvelle liaison souterraine à 225 kV Cusset – Saint-Amour reliant le troisième arrondissement de Lyon à Vaulx-en-Velin en passant par Villeurbanne, a été mise en service. Cette dernière étape marque la fin des travaux du programme de modernisation du réseau haute tension de l'agglomération lyonnaise, « Lyon Câblenergie », lancé en 2010.

La modernisation du réseau lyonnais s'est accompagnée d'une profonde restructuration pour accompagner l'émergence de nouveaux quartiers et le développement économique du territoire. Sept lignes électriques souterraines (68 km) ont été renouvelées et trois postes de transformation électriques ont fait l'objet de travaux d'extension et de modernisation. Au total, depuis 2011, RTE a renouvelé plus de 50 % du réseau électrique de l'agglomération lyonnaise.

Une nouvelle ligne électrique entre Serre-Ponçon et l'Argentière dans le cadre du programme en Haute-Durance

Etape clé de la rénovation du réseau de la Haute-Durance, la nouvelle ligne aérienne à 225 kV de près de 58 km entre Serre-Ponçon et l'Argentière a été mise en service en septembre 2020.



Depuis plusieurs années, RTE a engagé un vaste programme de rénovation du réseau électrique de la Haute-Durance. Des étapes avaient déjà été franchies avec la mise en service de trois lignes :

- 2016 : ligne 63 kV entre Briançon et le Monêtier-les-Bains ;
- 2018 : ligne 63 kV entre l'Argentière-la-Bessée et Briançon ;
- 2019 : ligne 63 kV entre l'Argentière et le Monêtier-les-Bains.

Cette nouvelle ligne offre à l'électricité un chemin entièrement rénové du lac de Serre-Ponçon jusqu'à Serre-Chevalier, sécurisant un peu plus l'alimentation électrique des Hautes-Alpes. La sécurisation ne sera toutefois complète qu'avec la dernière étape de rénovation, consistant à mettre en service en 2021 le nouveau poste électrique de Pralong à Embrun. Il sera alimenté par une deuxième ligne à 225 kV depuis Gap dont les travaux sont quasiment achevés.

D'ici la fin du projet, RTE aura procédé au démontage de près de 200 kilomètres de liaisons aériennes situées à proximité de 600 habitations ou aux abords de sites remarquables (lac de Serre Ponçon, fort de Mont-Dauphin, cols du Lautaret et du Galibier).

Ossature Numérique

Renforcer l'ossature numérique pour garantir la sûreté et la performance du réseau électrique

Le fonctionnement du réseau de transport d'électricité français, repose sur un ensemble de systèmes d'information qui permet son exploitation en temps réel. Ces systèmes sont adossés à des moyens de télécommunication et à un ensemble de dispositifs visant à capter et trier l'information. Tous ces éléments constituent un «système nerveux» qui garantit l'observabilité, la commandabilité et la protégeabilité du réseau électrique. Depuis les années 2000, ces systèmes d'information sont en cours de numérisation pour former une «ossature numérique» pour le réseau électrique.

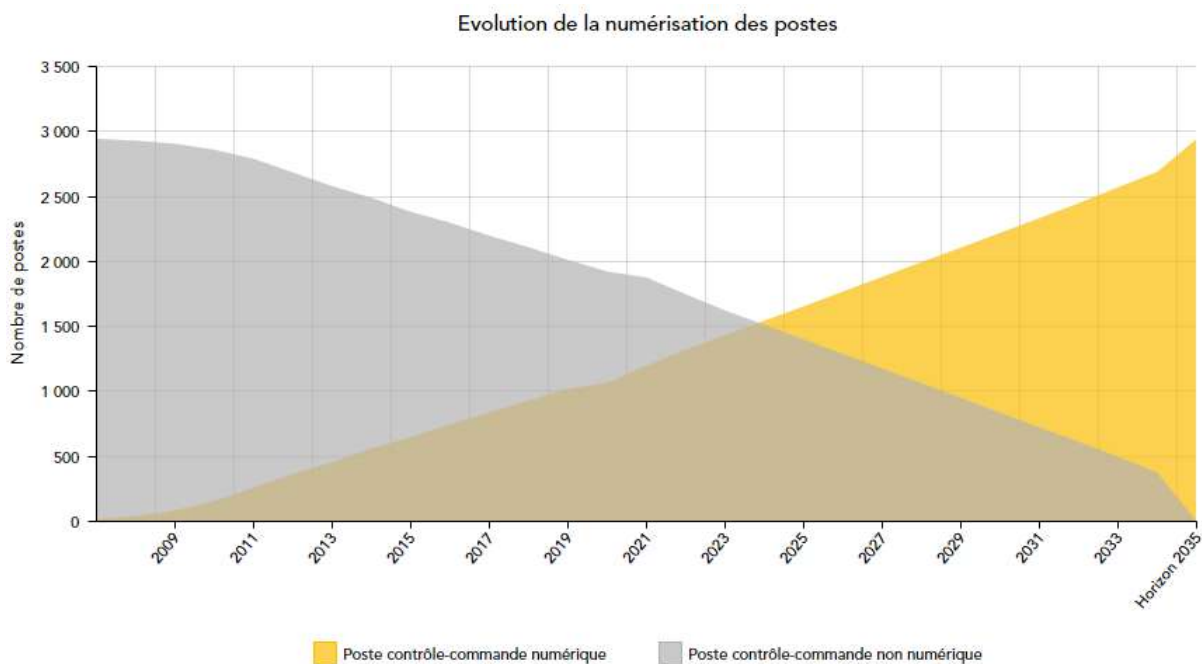
Aujourd'hui, les centres de conduite du réseau (dispatching) s'appuient sur une représentation de l'état du système électrique grâce au traitement de plus de 40 000 télémessures relevées toutes les 10 secondes et de plus de 350000 télésignalisations relevées à chaque changement d'état des matériels. Ces échanges de données en temps réel participent à la sécurité des biens et des personnes et contribuent également à la performance du réseau, en permettant d'exploiter et de maintenir le réseau au plus près de ses limites techniques. L'essor des énergies renouvelables variables et le vieillissement des infrastructures électriques transforment les modes d'exploitation et de maintenance du système électrique.

Le contrôle-commande

Au niveau local, des unités de contrôle-commande sont installées dans chaque poste électrique. Les dispositifs de contrôle-commande, qui captent en continu des informations sur l'état des composants électriques, constituent le socle technique des fonctions de protection, d'observation et de commande du réseau. Ces dispositifs s'articulent avec le réseau de télécommunication, qui permet la transmission des informations associées à ces différentes fonctions. Les dispositifs de contrôle-commande ont été déployés au fil du temps et intègrent différents stades d'avancées technologiques.

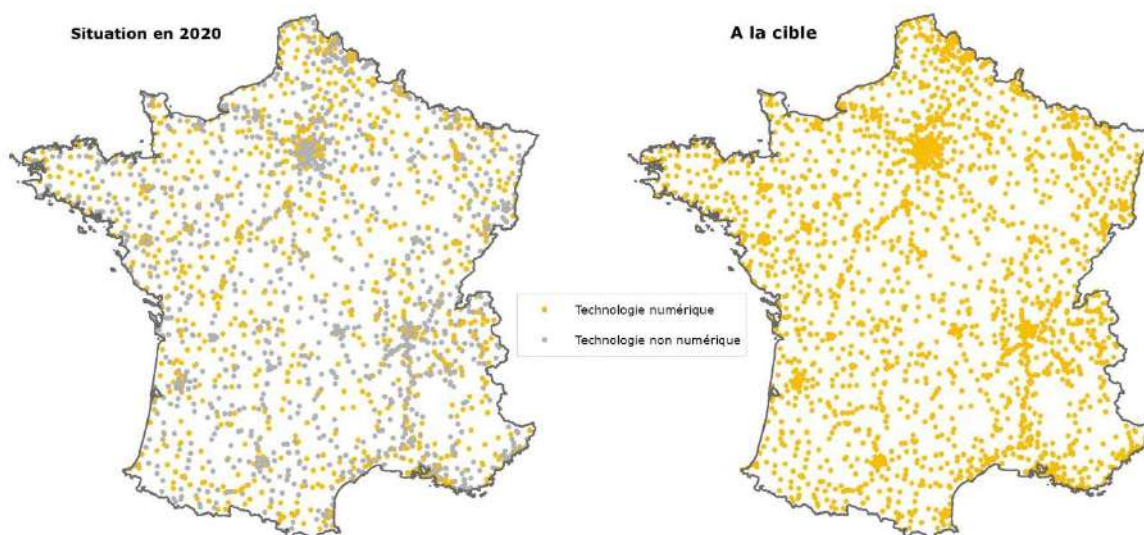
D'abord conçus à base de relais électromécaniques puis de cartes électroniques, les systèmes de contrôle-commandes d'aujourd'hui s'appuient sur des calculateurs et des équipements numériques.

La numérisation des postes a débuté en 2007 et aboutira entre 2035 et 2040.



En 2020, 36 % des postes RTE ont été numérisés.

Postes électriques équipés de contrôle-commande numérique



Les réseaux de télécommunication

Un système électrique s'appuie sur des réseaux de télécommunication qui assurent l'échange d'informations et d'ordres entre les différents niveaux (de la maille locale à la maille nationale), entre les opérateurs du réseau électrique (français ou européens) et avec les utilisateurs du réseau électrique (producteurs, consommateurs et distributeurs). Il s'agit d'un domaine où la technologie est très évolutive. Au cours du temps, l'infrastructure de télécommunication de RTE a évolué en fonction des technologies disponibles et du service rendu associé (latence, résilience, garantie de service). Depuis les années 2000, la technologie fibre optique est privilégiée pour les services de téléconduite.

La conduite et la supervision

Les systèmes de conduite et de supervision assurent l'observabilité et la commandabilité du système électrique via l'agrégation de l'ensemble des informations remontées des différents points du réseau.

En temps réel, RTE dispose de toutes les données concernant la topologie et la valeur des grandeurs électriques caractéristiques du fonctionnement du système. Ces données sont traitées au sein d'outils d'analyse et d'aide à la décision et les commandes nécessaires au bon fonctionnement du système électrique sont renvoyées au niveau local via l'envoi d'ordres automatiques ou manuels sur les différents matériels du réseau électrique.

Globalement, les systèmes d'information actuels datent des années 2000 et sont en évolution constante du fait de l'augmentation des données à traiter (augmentation du nombre d'entités à superviser) et des nouvelles possibilités d'analyse et d'action en temps réel via la généralisation des automates.

Interconnexions

Doubler les capacités d'échanges d'ici à 2035

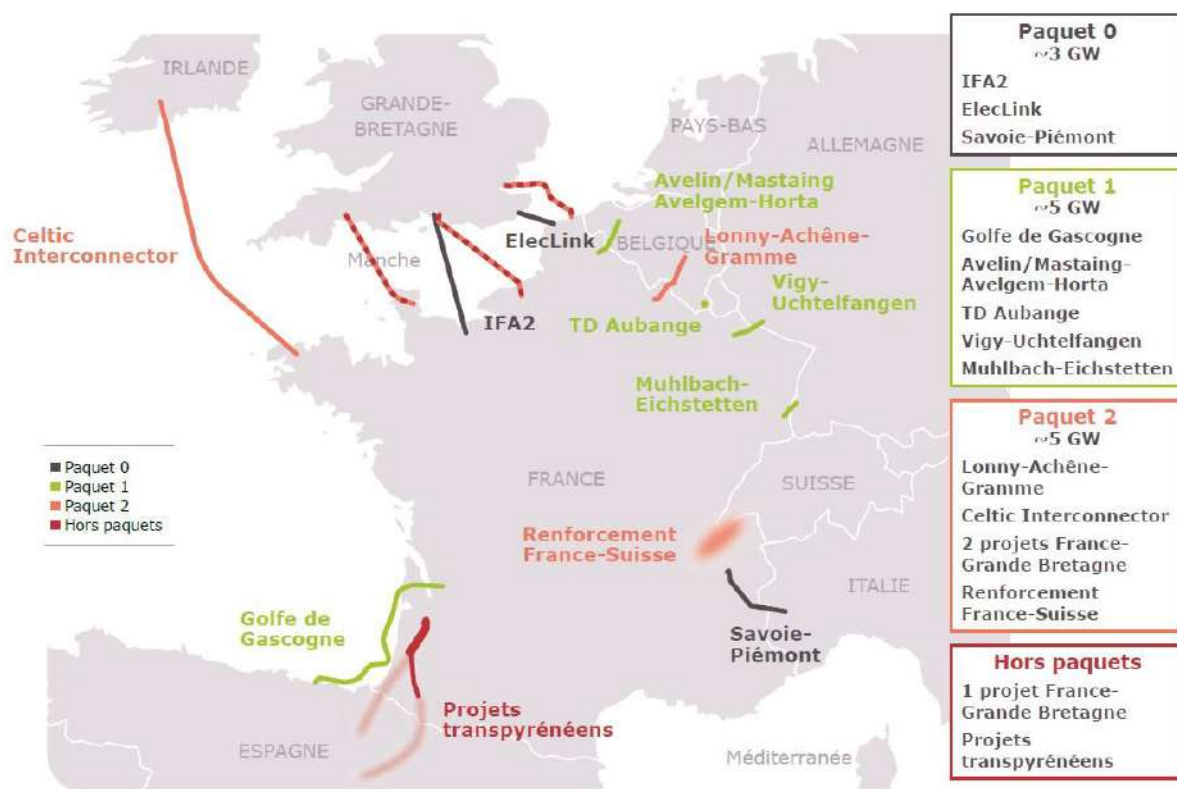
Le développement des interconnexions électriques constitue de longue date l'un des piliers de la politique énergétique de l'Union européenne. En tirant parti des complémentarités énergétiques des pays, elles contribuent de manière essentielle à l'intégration des énergies renouvelables et constituent un élément clé de la transition énergétique. Au niveau national, la feuille de route énergétique prévoit un développement important des interconnexions, qui se traduit dans le projet de PPE par des projets de renforcement sur toutes les frontières. Le SDDR est ainsi fondé sur la perspective d'un doublement de la capacité d'interconnexion de la France en 15 ans, passant d'une quinzaine de gigawatts aujourd'hui à une trentaine de gigawatts à l'horizon 2035.

Les projets d'interconnexion ont été classés en trois paquets cohérents permettant un développement séquentiel :

- le «paquet 0», consiste à mener à bien les trois projets en cours (deux avec le RoyaumeUni, IFA2 et ElecLink, un avec l'Italie, SavoiePiémont) ;
- le «paquet 1» rassemble toutes les interconnexions qui apparaissent «sans regret», c'est-à-dire dont la justification est acquise dans tous les scénarios d'évolution de mix énergétique (renforcement engagé avec l'Espagne via la ligne Golfe de Gascogne, renforcements avec l'Allemagne et la Belgique, peu coûteux par rapport aux bénéfiques qu'ils apportent) ;
- d'autres projets d'interconnexion ont été rassemblés dans un «paquet 2», «sous conditions». Ces conditions peuvent être de nature politique (issue du Brexit et clarification du statut du Royaume-Uni), économique (montant des subventions européennes, évolution des paysages énergétiques permettant de conforter les hypothèses nécessaires pour assurer l'intérêt du projet pour la collectivité) ou technique.

Depuis la publication du SDDR, les constructions des interconnexions du paquet 1 Avelin/Mastaing-Avelgem-Horta et TD Aubange ont débuté. Par ailleurs, les incertitudes associées au projet Celtic ont été levées avec l'octroi d'une subvention européenne : les régulateurs français et irlandais ont ainsi pu convenir en octobre 2019 d'une répartition transfrontalière des coûts du projet.

Illustration des paquets du SDDR



IFA 2 : La nouvelle interconnexion France-Angleterre

Le projet «IFA 2», mis en service le 22 janvier 2021, s'inscrit dans le cadre du renforcement des interconnexions entre la France et l'Angleterre afin d'accompagner la transition énergétique, d'optimiser l'utilisation des parcs de production et de participer à la sécurisation des approvisionnements des deux pays.

Il consiste en la réalisation d'une liaison à courant continu d'environ 225 km entre Bellengreville au Sud de Caen, et Fareham en Angleterre. Aux deux extrémités, des stations de conversion assurent la transformation du courant continu en courant alternatif. La capacité de la liaison est d'1 GW.

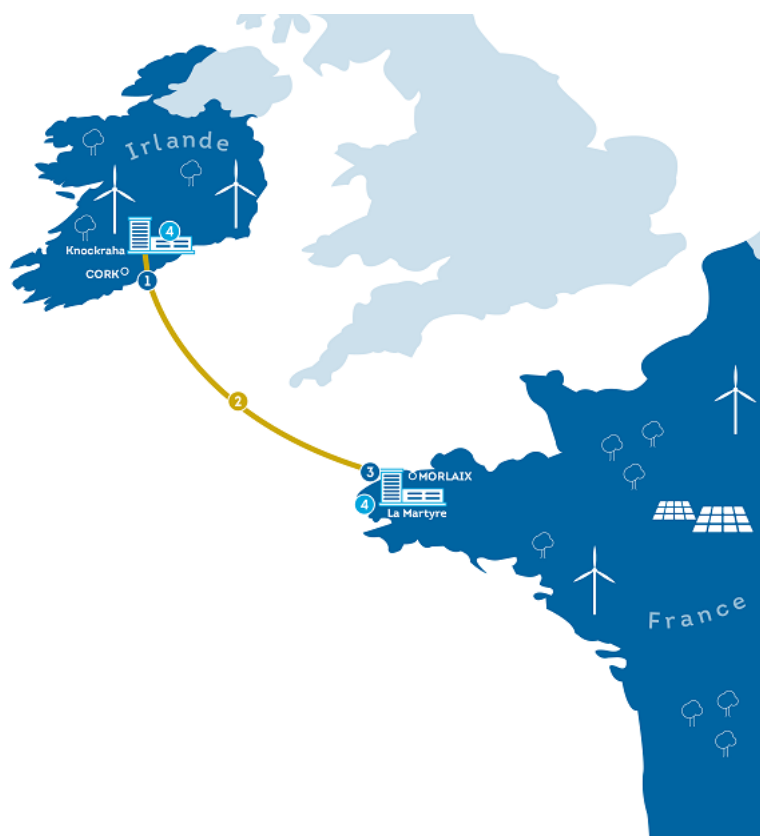
Avec sa mise en service, la France et l'Angleterre sont désormais reliées par deux interconnexions, IFA 2 venant s'ajouter à IFA 2000, l'interconnexion France Angleterre à courant continu et d'une capacité de 2 000 MW, mise en service en 1986.



Interconnexions France-Angleterre et Irlande

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 en 2026.



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.

En 2013, le projet Celtic Interconnector a été reconnu Projet d'intérêt communautaire et à ce titre, a récemment reçu le soutien de la Commission Européenne au travers de l'octroi d'une subvention à son financement.

Projet 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 en 2027, 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).

Projet Savoie Piémont

Le projet mené par RTE et son homologue italien TERNA, qui prendra fin au dernier trimestre 2021, 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 *Pioissasco* (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.

Tracé de la liaison souterraine Savoie-Piémont



Réseau en mer

Développer les nouvelles infrastructures pour évacuer efficacement la production d'électricité renouvelable en mer

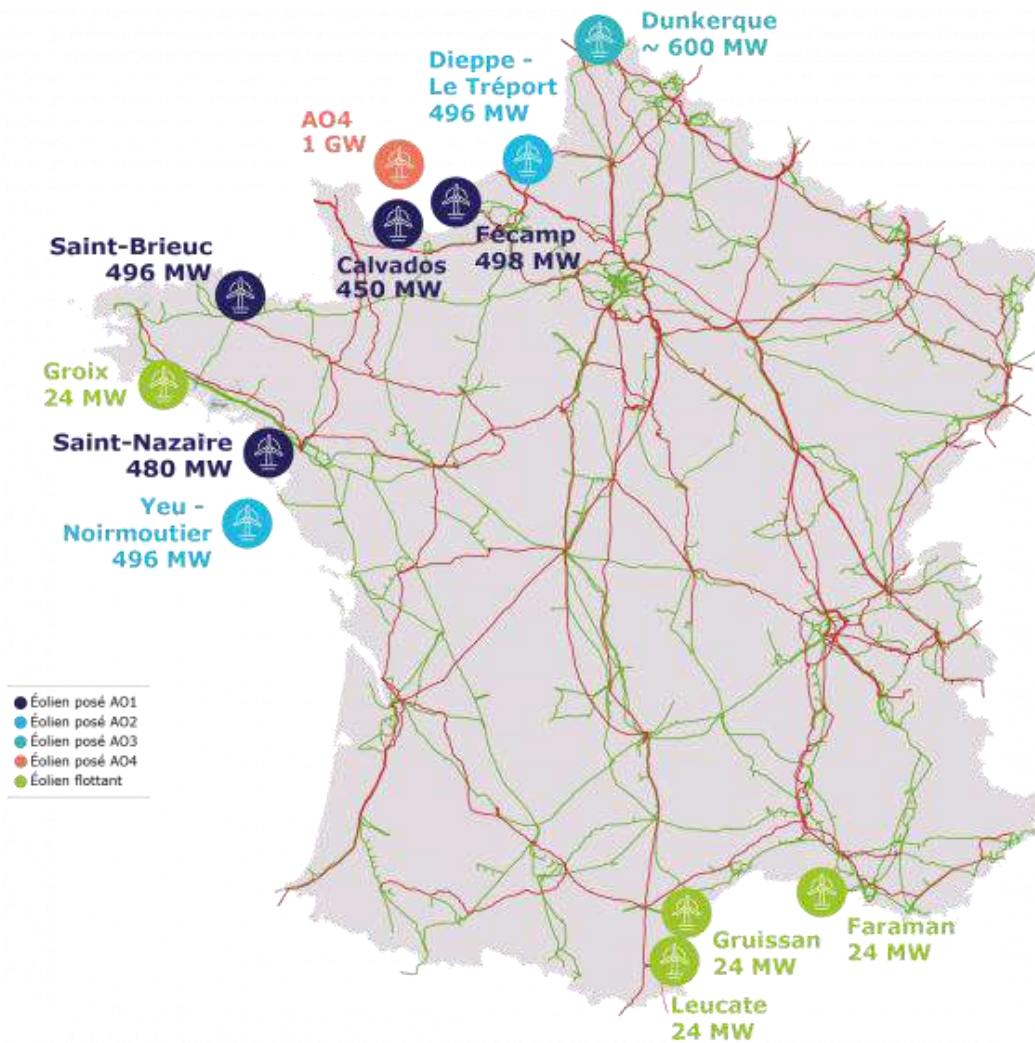
Le développement des énergies marines renouvelables, et en particulier de la filière éolienne en mer, constitue un des axes forts de la politique de diversification du mix électrique français. Les objectifs annoncés par le Gouvernement dans le projet de PPE publié début 2019 visent une capacité en service d'environ 5 GW à l'horizon 2028, et pouvant atteindre de l'ordre de 10 GW à l'horizon 2035. Six premiers projets de parcs éoliens en mer, de technologie posée et d'une capacité unitaire de l'ordre de 500 MW chacun, ont été attribués à l'issue de deux appels d'offres (AO1 et 2) en 2012 et 2014. Ces projets ont connu d'importants retards, liés en particulier aux délais des procédures d'autorisation et aux nombreux recours ayant porté sur ces autorisations. Leur mise en service est désormais annoncée à partir de 2022.

Le nouveau cadre législatif a élargi la responsabilité de RTE en matière de raccordement des parcs en mer. Pour les nouveaux appels d'offres, à partir de l'AO3, la loi «hydrocarbures» prévoit que RTE prenne en charge l'ensemble des dépenses de raccordement via le TURPE, et soit logiquement maître d'ouvrage sur l'ensemble du raccordement, y compris le poste en mer. Ces dispositions visent à permettre la mutualisation de certaines infrastructures et donc l'optimisation des coûts de raccordement. La loi ESSOC d'août 2018 a encore élargi la prise en charge du raccordement aux AO1 et 2 (hors poste en mer qui reste sous la responsabilité des lauréats) pour contribuer à la renégociation des contrats par le Gouvernement.

La ministre de la Transition écologique Barbara Pompili et la ministre de la Mer Annick Girardin ont annoncé le 5 décembre 2020 avoir retenu une zone au large du Cotentin, en Normandie, pour y construire un nouveau parc éolien en mer d'une capacité d'environ un gigawatt (GW). Cette décision s'accompagne du lancement de la procédure de mise en concurrence en vue de désigner un lauréat pour le développement du parc en 2022. Le projet aboutira à la construction d'un quatrième projet éolien en mer sur la façade Manche est – mer du Nord.

Cette année, des travaux de raccordement de parcs éoliens en mer au réseau électrique ont commencé à Saint-Nazaire, Saint- Brieuc et Fécamp.

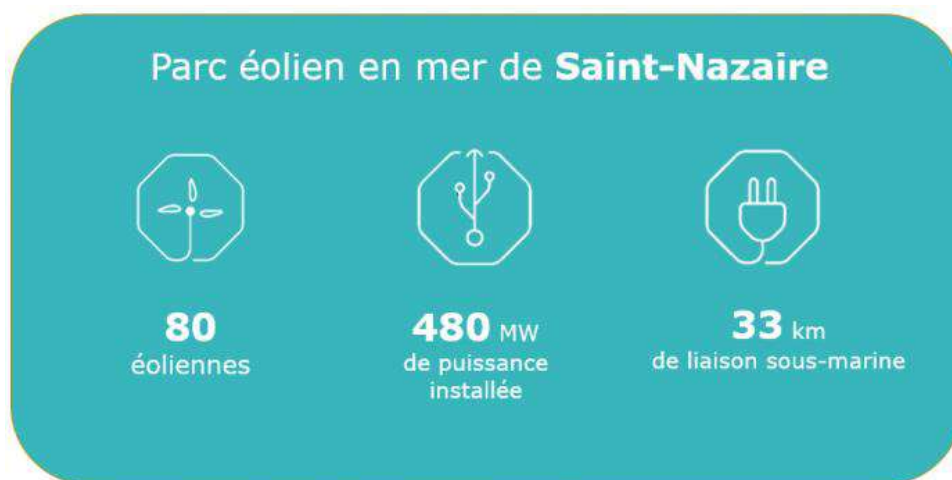
Projets de raccordement de parcs éoliens en mer



Parc éolien en mer de Saint-Nazaire

Un consortium mené par EDF Énergies Nouvelles (devenu EDF Renouvelables) a été désigné pour la création d'un parc éolien en mer au large de Saint-Nazaire, d'une puissance de 480 MW avec l'installation de 80 éoliennes de 6 MW.

Pour raccorder le parc éolien en mer au réseau existant, RTE va créer une liaison sous-marine de 33 km et souterraine 225 kV passant par Saint-Nazaire, Trignac, Montoir-de-Bretagne, Donges et Prinquiau d'une longueur de 27 km. Le projet prévoit également la construction d'un poste électrique à Prinquiau qui permettra l'insertion de l'énergie produite par le parc éolien en mer sur le réseau de transport.





Installation en mai 2020 des fourreaux destinés à protéger les futurs câbles sous-marins

Parc éolien en mer de Saint-Brieuc

RTE est en charge de raccorder au réseau de transport d'électricité le parc éolien d'une puissance de 496 MW en Baie de Saint-Brieuc, développé et exploité par la société Ailes Marines. Cela se fera grâce à la création d'une liaison double sous-marine puis souterraine à 225 kV de 16 km jusqu'au poste électrique existant de la Doberie situé sur la commune d'Hénansal.

Parc éolien en mer de **Saint-Brieuc**



62
éoliennes



496 MW
de puissance
installée



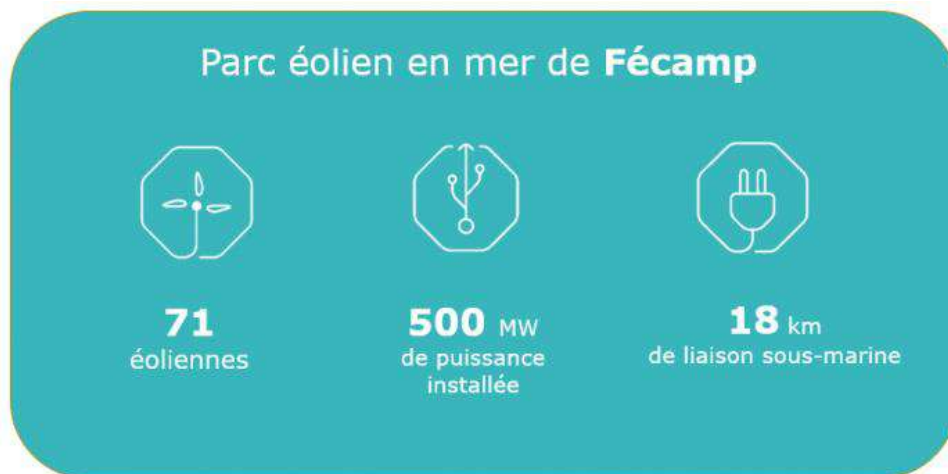
33 km
de liaison sous-marine



Les travaux d'extension du poste électrique de la Doberie ont commencé en octobre 2020

Parc éolien en mer de Fécamp

Le parc éolien offshore en mer de Fécamp représente 500 MW de production. Son raccordement nécessitera la création d'une liaison double à 225 kV sous-marine, puis souterraine. Sa longueur est de 50 km dont 18 km en mer, jusqu'au point d'atterrissage dans le port de Fécamp et 32 km à terre jusqu'au poste de Sainneville-sur-Seine.



RTE et son empreinte environnementale



1 235 hectares

Favorables à la biodiversité

Acteur de la transition énergétique, RTE place les enjeux environnementaux au cœur de son engagement. Ainsi RTE entreprise industrielle s'emploie à maîtriser ses risques de pollution, à minimiser son empreinte environnementale, mais également à préserver la biodiversité et les paysages.

Depuis 2004, RTE est certifié ISO 14001 sur l'ensemble de ses activités. Cette certification valide les engagements de l'entreprise en matière de protection de l'environnement, dont elle a fait l'une de ses priorités.

Pour mieux comprendre

La transition énergétique

La Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) publiée au Journal Officiel du 18 août 2015 fixe les grands objectifs de la transition énergétique et donne ainsi un horizon stable pour agir dès maintenant, notamment :

- l'objectif de la réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre en 2030 ;
- l'atteinte de 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale en 2030 ;
- la division par deux de la consommation énergétique à horizon 2050.

L'amélioration de l'efficacité et de la sobriété énergétique dans tous les secteurs de l'économie, le fort déploiement des énergies renouvelables et des transferts d'usages sont les clés de la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

A l'interface de ces évolutions, la transformation des réseaux électriques est une conséquence et un prérequis à la décarbonation du système électrique en vue d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050.

De par sa position, RTE se retrouve au cœur de la transition énergétique et s'engage à atténuer l'impact de ses activités sur l'environnement (réduction des gaz à effet de serre, protection de la biodiversité, ...).

RTE s'attaque à ses propres émissions de gaz à effet de serre

Introduite par la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV), La Stratégie Nationale Bas-Carbone ([SNBC](#)) est la feuille de route de la France pour lutter contre le changement climatique. Elle définit une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à 2050 et fixe des objectifs à court-moyen termes : les budgets carbone. Elle a deux ambitions : atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 et réduire l'empreinte carbone de la consommation des Français.

RTE déploie des actions pour réduire les impacts environnementaux de ses activités grâce à une meilleure utilisation de ses ressources et de l'énergie.

Plus particulièrement, RTE agit en s'attaquant à ses principaux postes d'émissions de gaz à effet de serre. Les principales émissions directes de RTE sont liées aux fuites de gaz SF₆ (hexafluorure de soufre) utilisé comme isolant électrique par l'industrie. Nous en retrouvons notamment dans les PSEM (Poste Sous Enveloppe Métallique) qui peuvent être dans des bâtiments ou en extérieur et dans les disjoncteurs SF₆ (qui sont présents dans la plupart des postes aériens). Les fuites peuvent être accidentelles, liées au vieillissement des installations ou aux opérations de maintenance.

RTE est engagé depuis 2004 dans une politique volontariste de réduction des fuites de SF₆. Cette politique, amplifiée en 2018, repose sur des actions curatives exceptionnelles et un plan de renouvellement d'une vingtaine de postes vieillissants contenant du SF₆, estimé à 630 millions d'euros sur quinze ans. L'entreprise a également pour objectif de réduire la masse installée de SF₆, en n'ayant recours aux postes compacts en contenant qu'en tout dernier recours. Pour cela RTE privilégie les postes aériens, et teste des solutions alternatives, en cours de développement.

En 2020, ce sont 5,08 tonnes de SF₆ qui sont émises. Des progrès sont attendus via la mise en œuvre d'une solution de récupération des fuites.

Les engagements de RTE en faveur de la biodiversité

La préservation des milieux naturels, de la biodiversité et des paysages constitue le premier axe de la politique environnementale de RTE. Avec 90 % de ses installations situées en zone naturelle et agricole, RTE veille à l'intégration de ses ouvrages et de ses activités dans l'environnement et met en œuvre des mesures en faveur de la biodiversité, telle que le développement de corridors verts sous ses lignes.

Pour atteindre cette ambition, inscrite dans le projet d'entreprise « Impulsion & Vision », RTE s'appuie sur des partenariats forts, engagés dans la durée, pour co-construire des solutions d'avenir avec l'ensemble de ses parties prenantes. En décembre 2012, RTE a obtenu la reconnaissance de son engagement pour la Stratégie Nationale pour la Biodiversité (SNB). Cette reconnaissance a été renouvelée en 2017.

En 2020, RTE est devenue « Entreprises engagées pour la nature – [Act4Nature France](#) », une initiative du Ministère de la Transition écologique portée par l'Office français de la biodiversité. RTE s'est doté d'objectifs précis, parmi lesquels :

- Doubler les surfaces de gestion alternative de la végétation d'ici 2024, soit 2 400 hectares, et diffuser ces pratiques dans toutes les régions ;
- Faire 100 % des espaces verts de des sites tertiaires, nouveaux ou réhabilités, des lieux favorables à la biodiversité ;
- Installer plus de 500 dispositifs anti-électrocution et équiper plus de 20 km de lignes à risque par an en balise avifaune (dispositif qui permet de réduire le risque de percussioin en plein vol).

La protection de l'environnement chez RTE

La protection avifaune est un volet majeur de la politique de protection de la faune de RTE, illustré par le partenariat avec la LPO (Ligue de Protection des Oiseaux). Pour illustration, RTE a posé 13 perchoirs pour les oiseaux sur près de 10 km d'une ligne 63 kV près de la commune de Saint-Gilles (30).



En 2020, RTE aménage 1235 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.

Depuis 2020, des moutons aident désormais à l'entretien de la végétation du poste électrique de Barnabos. Cette méthode 100 % naturelle entre dans le cadre des engagements de RTE pour l'environnement avec le déploiement de sa stratégie « zéro-phyto » lancée en 2017.



Enfin, afin d’approfondir les connaissances des bénéfices et effets de ses activités sur la biodiversité, RTE s’appuie sur des partenariats avec des équipes de recherche spécialisées et s’engage dans plusieurs domaines de la biodiversité.

En tant que membre du Club infrastructures linéaires et biodiversité (CILB), RTE s’engage auprès de la Fondation pour la recherche sur la biodiversité dans le programme de recherche ITTECOP, conduit par le ministère de la transition écologique et solidaire, en coordination avec l’[ADEME](#). L’objectif principal de ce programme est de confronter les enjeux techniques des infrastructures de transport avec les territoires en incluant des dimensions paysagères et écosystémiques.

RTE s’engage également à renforcer, en particulier à l’occasion des projets offshore en cours et à venir, sa connaissance des écosystèmes littoraux et marins. En effet, le respect des milieux naturels, souvent protégés, et des autres activités maritimes telles que le tourisme, la pêche ou encore le transport, est une priorité pour RTE, afin d’intégrer au mieux ses ouvrages dans cet environnement fragile.

RTE modernise son réseau en prenant en compte son empreinte environnementale.

Dans le cadre de la reconstruction de la ligne électrique 400 kV Avelin-Gavrelle (Hauts-De-France), RTE tient son engagement d'améliorer l'insertion paysagère de ses ouvrages et à préserver au mieux le cadre de vie des riverains notamment grâce au nouveau pylône « Équilibre » qui répond à une demande du territoire.

Objectif : réduire l'impact visuel grâce à son design mais également limiter l'emprise au sol.

Ce pylône bénéficie d'une silhouette plus élancée, sa hauteur et sa configuration géométrique permettent également d'éloigner les câbles du sol et l'emprise au sol est sept fois moins importante que celle d'un pylône treillis.



Efficacité énergétique sur les pertes électriques

Lors de son transport entre les lieux de production et les lieux de consommation, l'électricité subit des pertes. Ces déperditions physiques d'électricité dans le réseau regroupent les pertes Joule des lignes, les pertes en charge des auto-transformateurs et transformateurs, les pertes par effet couronne, les pertes à vide sur les auto-transformateurs et transformateurs, et l'autoconsommation des postes.

Les pertes sont principalement dues à l'énergie dissipée, sous forme de chaleur, par effet « Joule » lors du transport de l'électricité à travers les câbles aériens et les liaisons souterraines.

Les pertes 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.

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. Les pertes électriques sont calculées comme étant la différence entre l'énergie livrée sur le réseau public de transport et l'énergie électrique appelée sur le réseau :

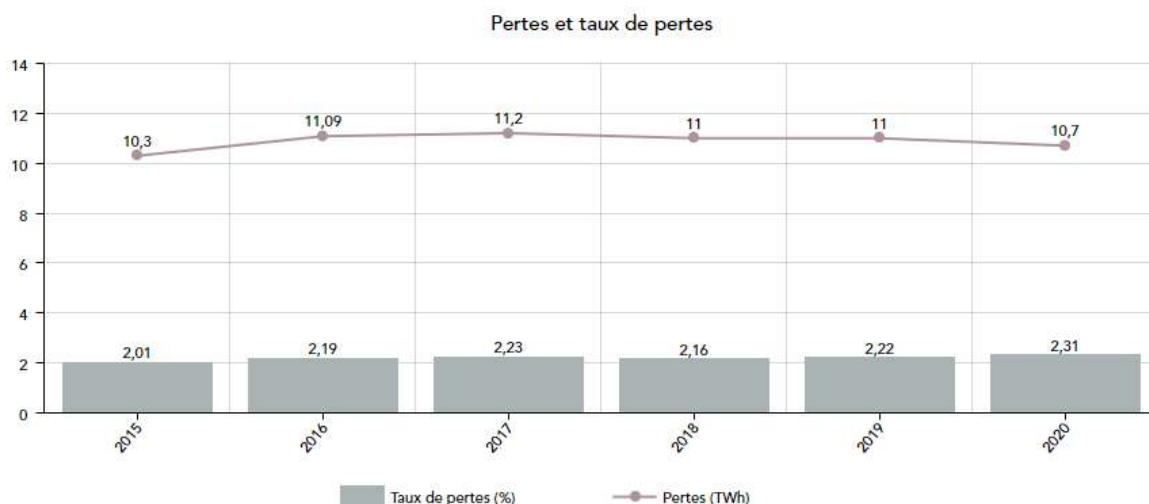
Pertes RTE = (production + importations) – (consommation + exportations)

Un autre indicateur est utilisé, à savoir le taux de pertes sur le réseau de transport :

Taux de pertes RTE \simeq pertes RTE / consommation

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 2020, le taux de pertes s'établit à 2,31 %, ce qui représente environ 10,7 TWh.



Focus

Impact de la crise sanitaire sur les pertes et le taux de pertes

L'année 2020 est marquée par la pandémie de Covid-19 qui a conduit à une forte baisse de la consommation et donc à une baisse des pertes. Cependant, dans le même temps, le taux de pertes en pourcentage de la consommation augmente.

Les pertes électriques sont proportionnelles à plusieurs facteurs dont le plus important, la consommation électrique : la consommation baisse, les pertes baissent – 10,7 TWh en 2020 contre 11 TWh en 2019.

Mais un autre élément est à prendre en compte : la distance parcourue par l'électricité depuis sa source jusqu'au consommateur final. Plus le chemin parcouru est long, plus il y a de pertes. Le plan de production et les échanges internationaux influencent donc le niveau de pertes.

En 2020, afin d'adapter la production d'électricité à la consommation en baisse, une réduction de la production d'électricité a lieu principalement sur le parc nucléaire. De plus, la crise sanitaire cause une dégradation de la disponibilité des centrales nucléaires. De ce fait, les échanges sont plus souvent importateurs qu'en 2019 sur toutes les frontières, en particulier depuis l'Espagne, la Grande-Bretagne et l'Italie.

Ces trois éléments ont pour conséquence d'éloigner certains des principaux centres de consommations de leur source d'alimentation électrique.

Cela a un impact sur le taux de pertes qui augmente en 2020 par rapport à 2019. Ainsi, en 2020, 2,31 % de l'électricité produite et importée est « perdue » contre 2,22 % en 2019.

Qualité de l'électricité



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

La continuité d'alimentation

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.

Pour mieux comprendre

Qu'est-ce qu'un événement exceptionnel ?

Les indicateurs QDE sont calculés « hors événements exceptionnels » et « événements exceptionnels inclus ».

En application de l'article 19 du Cahier des Charges du RPT, les événements exceptionnels (ou de grande ampleur) sont des événements indépendants de la volonté ou de l'action de RTE et non maîtrisables tels que :

- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du concessionnaire ;
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du Cahier des Charges du RPT prévoit ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles.

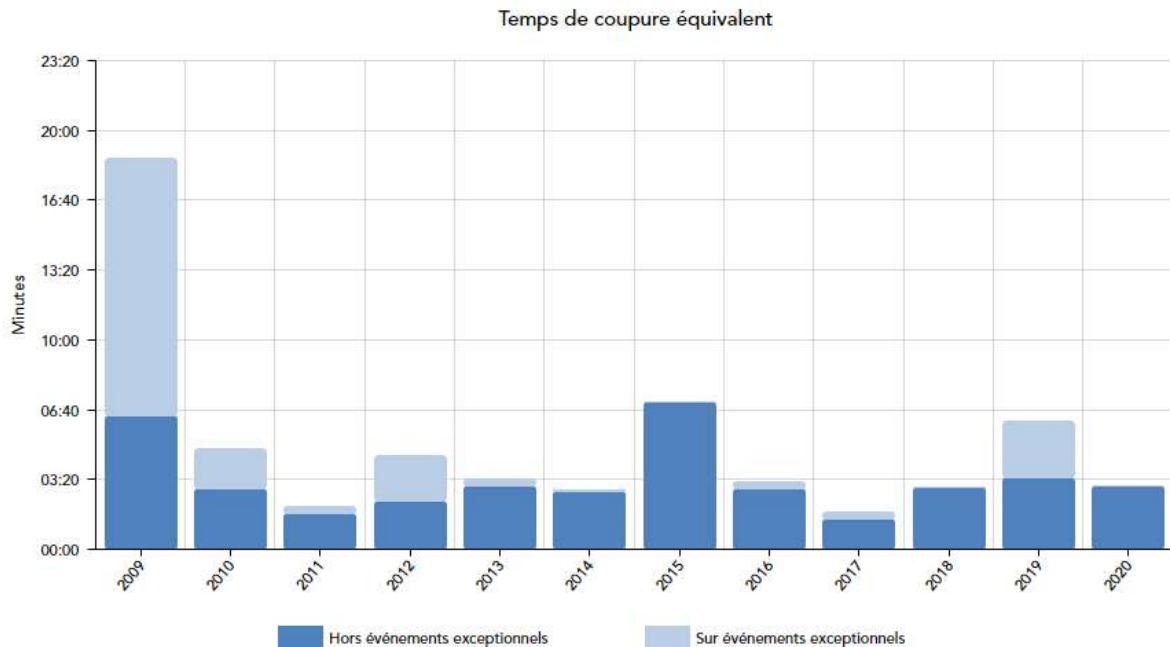
En situation d'exploitation perturbée, RTE prend toutes les mesures appropriées pour rétablir le plus rapidement possible les conditions normales d'exploitation.

Le Temps de Coupure Equivalent

Exprimé en minutes + secondes, le Temps de Coupure Equivalent (TCE) est calculé en effectuant le rapport entre l'Energie Non Distribuée (END) lors des coupures longues et la puissance moyenne distribuée au cours d'une année, pour l'ensemble des consommateurs industriels et distributeurs.

L'END est comptabilisée, pour chaque coupure longue, par le produit de la puissance soutirée à l'instant de la coupure et de la durée jusqu'à reprise totale de l'alimentation, auquel il faut défalquer, le cas échéant, l'énergie réalimentée via une autre alimentation du réseau. Cette énergie s'exprime en Mégawattheure (MWh)

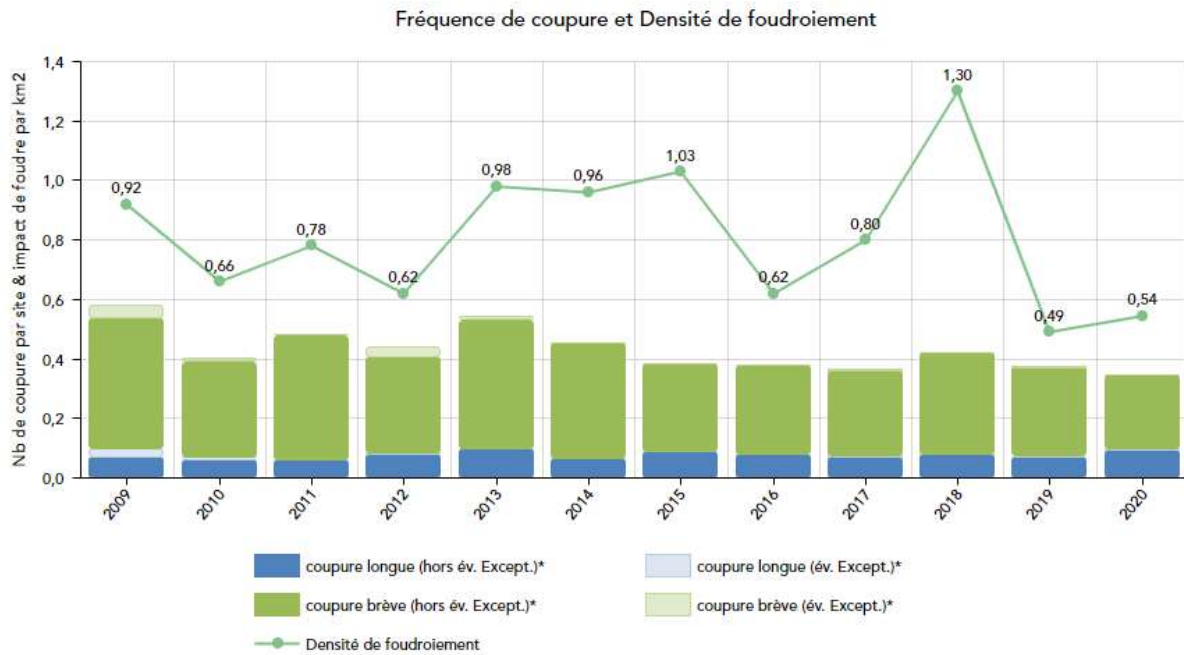
En 2020, le temps de coupure équivalent s'établit à 3 minutes et 4 secondes, hors événements exceptionnels. Il se situe dans la moyenne des années passées.



La Fréquence de Coupure

La Fréquence de Coupure est le nombre moyen de coupures par site client et par an. Elle se décline en Fréquence de Coupures Longues (FCL) et Fréquence de Coupures Brèves (FCB). Les coupures brèves sont comprises entre 1 seconde et 3 minutes alors que les coupures longues sont supérieures à 3 minutes.

En 2020, la fréquence de coupure représente le meilleur niveau jamais atteint : 0,341 coupure par site, hors événements exceptionnels.

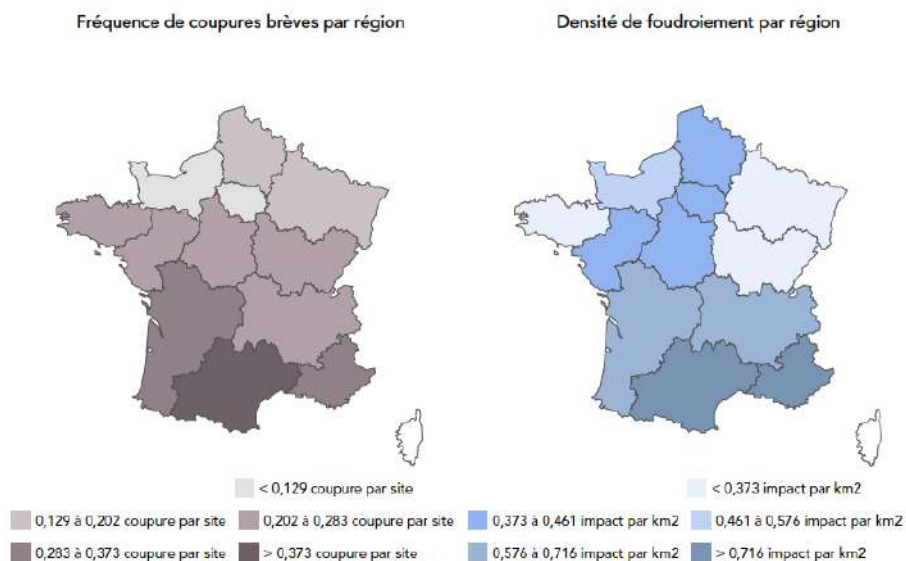


Pour mieux comprendre

Coupages brèves et densité de foudroiement

Parmi les facteurs d'influence concernant la qualité d'électricité, la densité de foudroiement est une des causes prépondérantes dans le nombre de coupures brèves observées dans l'année. En effet, les régions les plus foudroyées possèdent dans la plupart des cas une fréquence élevée de coupures brèves. A l'inverse, les régions plutôt épargnées par la foudre présentent une fréquence de coupures brèves plus faible.

En 2020, on retiendra notamment un premier semestre peu foudroyé malgré une activité orageuse localement importante. Cela explique la faible densité de foudroiement qui s'élève à 0.544 impact de foudre par km² en 2020 sur le territoire national.



La qualité de l'onde de tension

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...), telles que les creux de tension, et les phénomènes affectant de façon continue les caractéristiques nominales de l'onde de tension, liés au fonctionnement des installations raccordées au réseau (déséquilibre, fluctuations rapides de tension, harmoniques...) ainsi qu'aux variations de consommation et de production (variations de fréquence, variations lentes de tension).

Pour mieux comprendre

La gestion des tensions

RTE doit maintenir la tension sur le réseau pour garantir la sûreté du système, éviter les risques de détérioration du matériel et respecter ses engagements contractuels.

Les tensions dépendent notamment du transit sur les lignes qui varie selon la consommation: durant les périodes de faible consommation, les tensions sont plus hautes et inversement lors des périodes de forte consommation les tensions sont plus basses.

Afin de maintenir la tension dans les plages contractuelles, RTE possède un certain nombre de leviers : les groupes de production, les moyens de compensations (particulièrement les réactances, condensateurs et Compensateurs Statiques de Puissance Réactive) et la topologie du réseau. Chaque zone électrique ne réagissant pas de la même façon, des investissements dans les moyens de compensation peuvent être nécessaires.

En 2020, des réactances ont été installées dans les postes électriques de Revigny (55), Aube (61), Pusy (70) et Cirolliers (91).

Prix et échanges

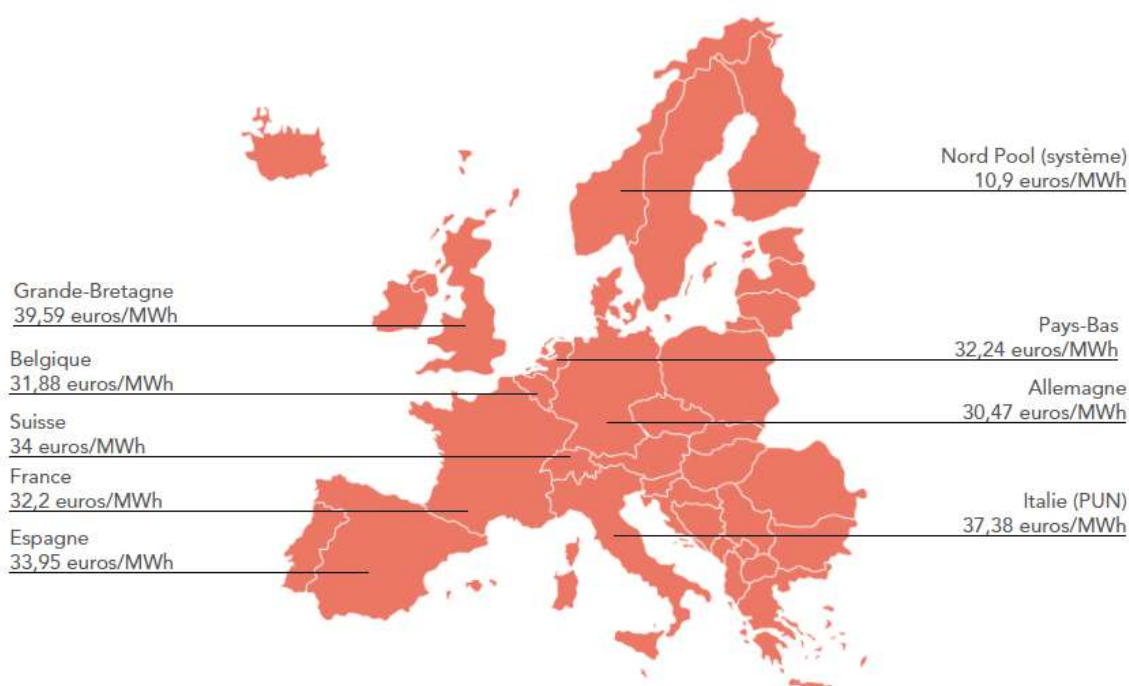
Prix de marché en Europe



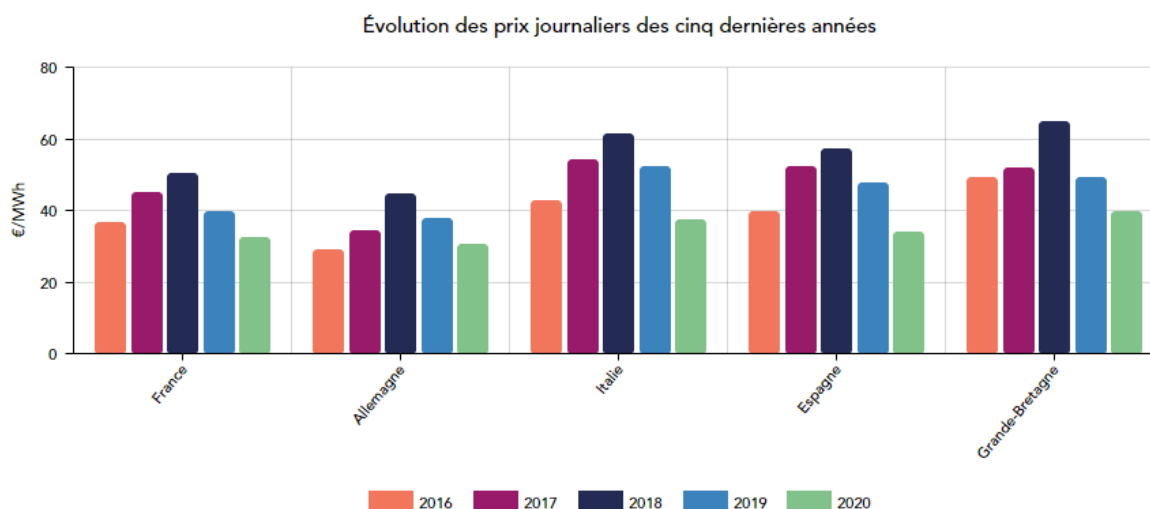
Les prix sur le marché journalier reculent en Europe

Les prix constatés sur le marché journalier sont en baisse dans toute l'Europe en 2020. En France, le prix s'établit à 32,2 €/MWh en moyenne sur l'année contre 39,45 €/MWh en 2019. Il est au plus bas depuis 2004.

La baisse des prix européens s'explique par une réduction importante de la demande électrique due à la pandémie de Covid-19 et par des températures supérieures aux normales de saison en début d'année. De plus, la chute des prix des combustibles, en particulier du gaz naturel, tire également les prix à la baisse.



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



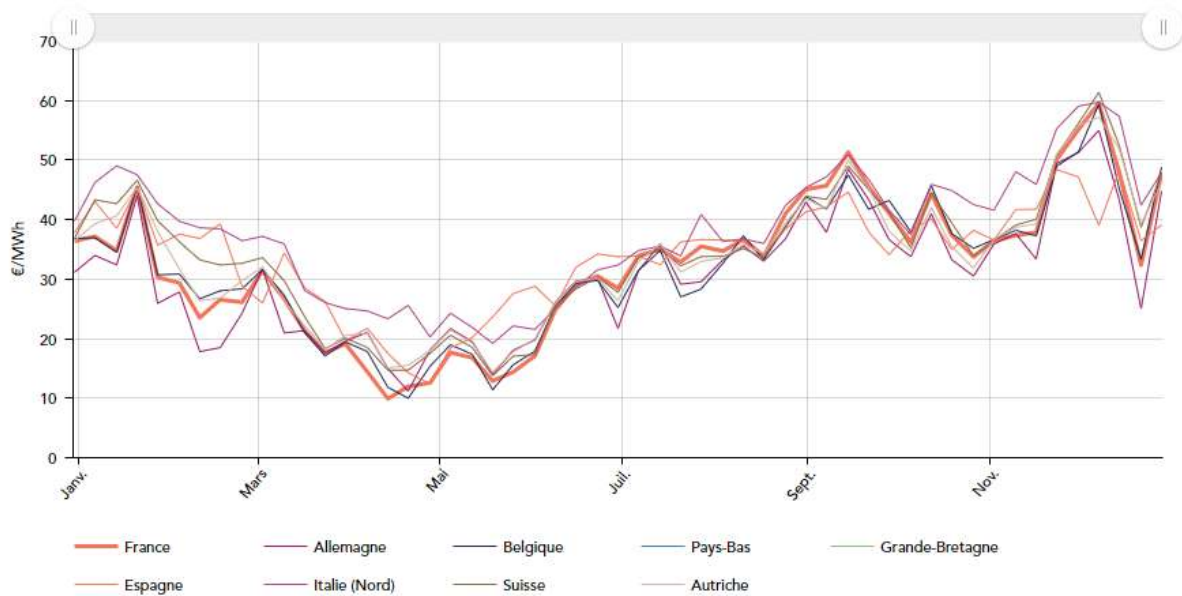
Pour mieux comprendre

Prix de marché journalier de l'électricité

Le prix français affiché dans cette page correspond au prix sur le marché journalier de l'électricité et n'est qu'une composante de la facture du consommateur final. En effet, celle-ci inclut également les taxes, le coût de la capacité, les contributions et les redevances acquittées pour l'utilisation des réseaux.

Le prix de marché journalier de l'électricité reflète le coût marginal des moyens de production utilisés pour couvrir la consommation à chaque heure de l'année, moyens de production qui peuvent se situer en France ou dans les pays voisins. Ce coût marginal est directement dépendant des coûts variables des centrales et notamment du prix des combustibles pour les groupes thermiques.

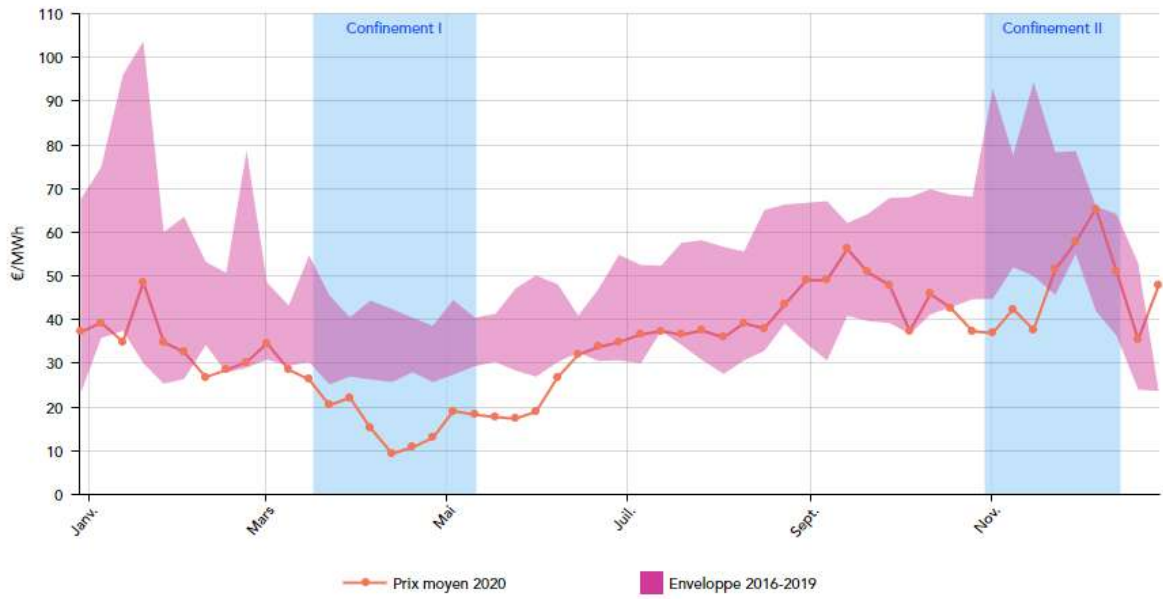
Prix journaliers moyens hebdomadaires



En début d'année, le prix journalier français s'établit en moyenne à un niveau légèrement inférieur à celui de début 2019, pour chuter ensuite fortement de mars à mai. En effet, face à la contraction de la demande d'électricité pendant le premier confinement, les filières nucléaire et renouvelables, dont le coût marginal est bas, suffisent la plupart du temps à couvrir la demande tandis que les filières thermiques fossiles sont très peu sollicitées. Cette période se caractérise notamment par un nombre important de situations de prix négatifs (voir le focus ci-dessous).

Enfin, des niveaux de prix très élevés sont atteints en septembre puis en décembre. Le mois de septembre est marqué par de nombreuses périodes de tension sur l'équilibre offre-demande. La maintenance prolongée de plusieurs réacteurs nucléaires du fait de la pandémie et des contraintes environnementales (débit des rivières trop faible) réduit alors la disponibilité du parc de production. Le mois de décembre est lui caractérisé par des températures en-dessous des normales de saison qui entraînent une hausse de la consommation. De plus au cours de ces deux mois, des périodes anticycloniques réduisent fortement la production éolienne en Europe certains jours et entraînent l'apparition de pics de prix. Le prix français devient supérieur à 100 €/MWh sur 25 pas horaires et atteint jusqu'à 200,04 €/MWh le lundi 21 septembre à 19h. Ce pic est le plus élevé depuis novembre 2018. Il reste toutefois contenu par rapport à certains épisodes antérieurs où le prix français a pu aller au-delà de 1000 €/MWh.

Prix journalier moyen hebdomadaire* France



* Jours ouvrés uniquement

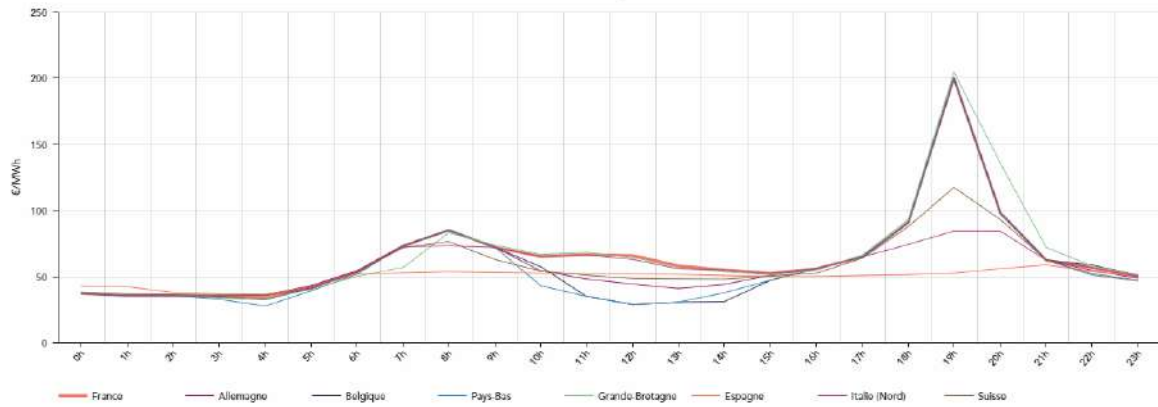
Confinement I: du mardi 17 mars au lundi 11 mai 2020

Confinement II: du vendredi 30 octobre au mardi 15 décembre 2020

Détail des pics de prix horaires européens en 2020

14/09/2020 15/09/2020 21/09/2020 29/09/2020 2/12/2020 8/12/2020 9/12/2020 10/12/2020

Journée du 21 septembre 2020



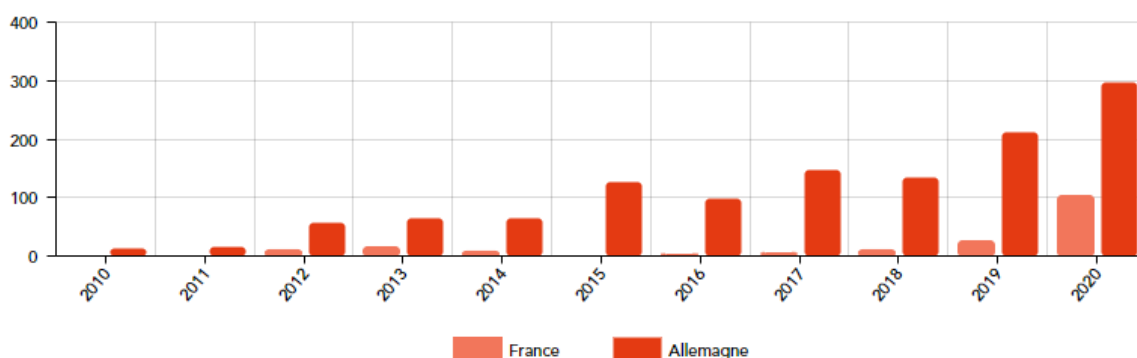
Des prix négatifs de plus en plus fréquents

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 2020, la baisse de consommation durant la période de confinement entraîne une hausse du nombre de prix négatifs en France qui atteint 102 occurrences, un niveau bien supérieur à ce qui avait été observé les années passées. Le prix français descend jusqu'à -75,8 €/MWh le lundi 13 avril. Ce jour-là, la consommation est faible (lundi de Pâques) et les productions éolienne et solaire importantes en Europe.

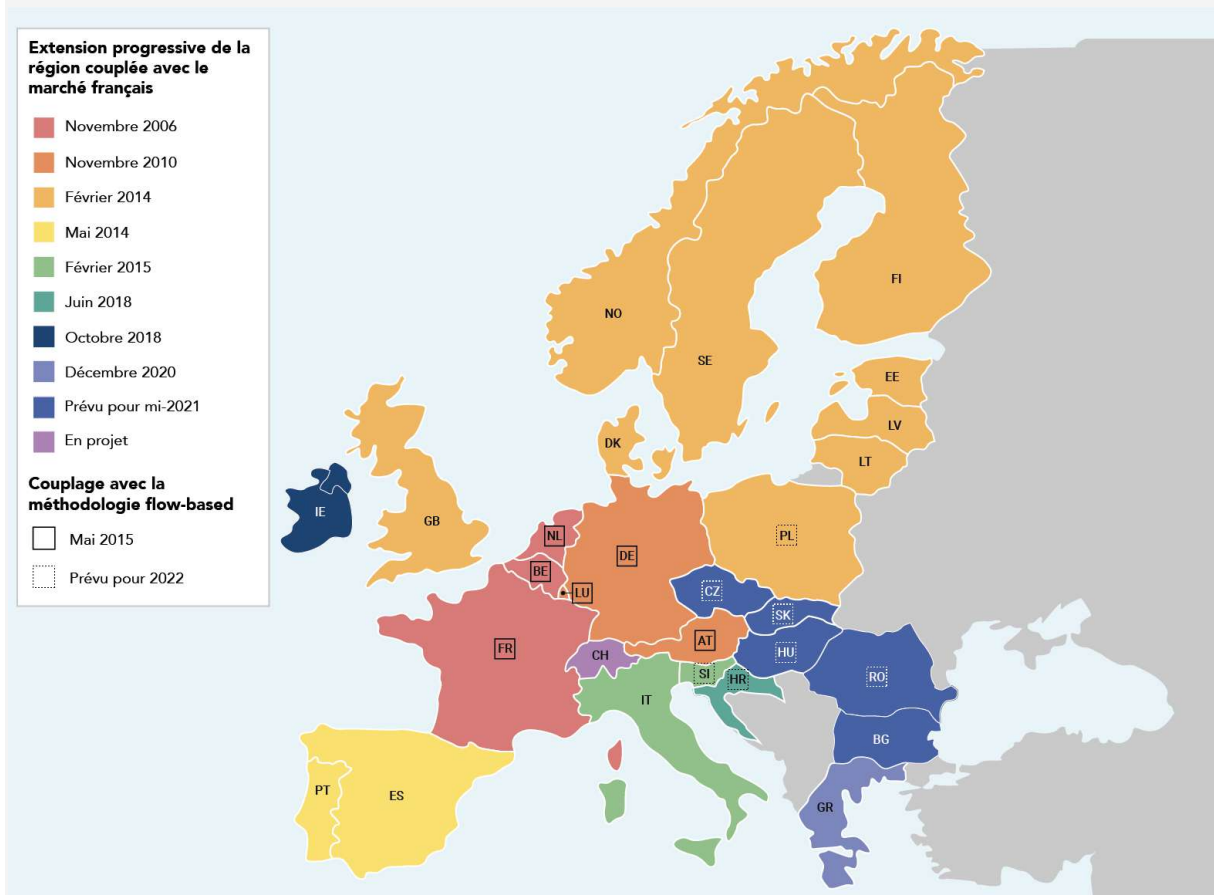
Le nombre de pas horaires avec des prix négatifs a également augmenté en Allemagne.

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



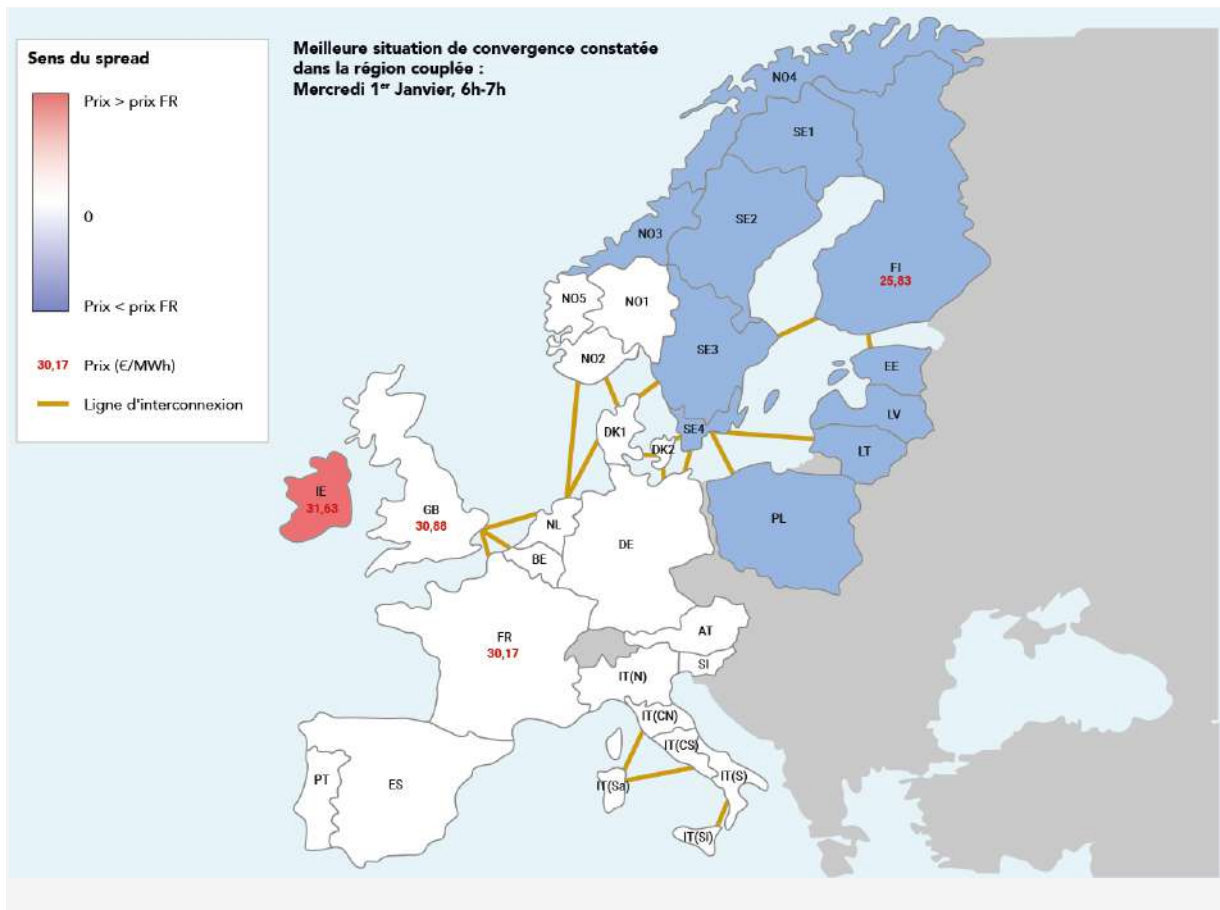
Le couplage des marchés garantit une utilisation optimale des capacités d'échanges

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 la veille 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, 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.

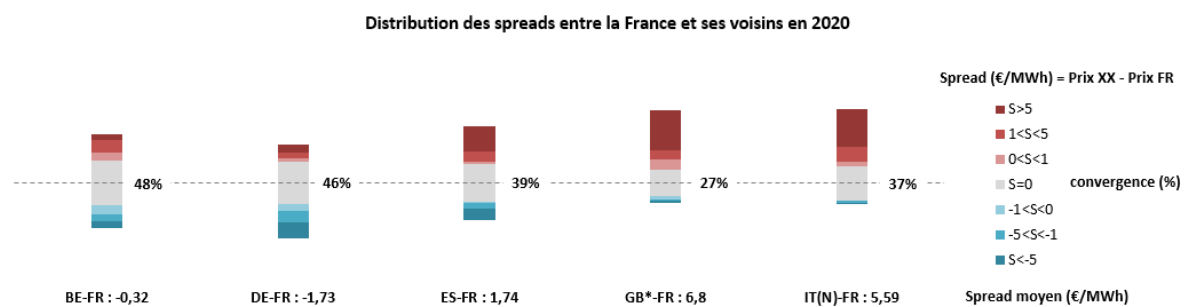


N.B. : l'Allemagne et le Luxembourg constituent une même zone de prix. Le couplage de la Pologne s'effectue via la Suède uniquement (câble sous-marin SwePol). La Grande-Bretagne quitte le couplage des marchés le 1^{er} janvier 2021.

Cette année, la meilleure situation de convergence est enregistrée le mercredi 1^{er} janvier entre 6h et 7h. On constate deux régions de prix identiques : d'une part la région nordique/baltique et la Pologne avec un prix à 25,83 €/MWh et d'autre part le reste de l'Europe continentale avec un prix à 30,17 €/MWh. Cette situation de convergence est cependant moins remarquable que celle de l'année dernière.



Plus d'indicateurs sur la convergence des prix



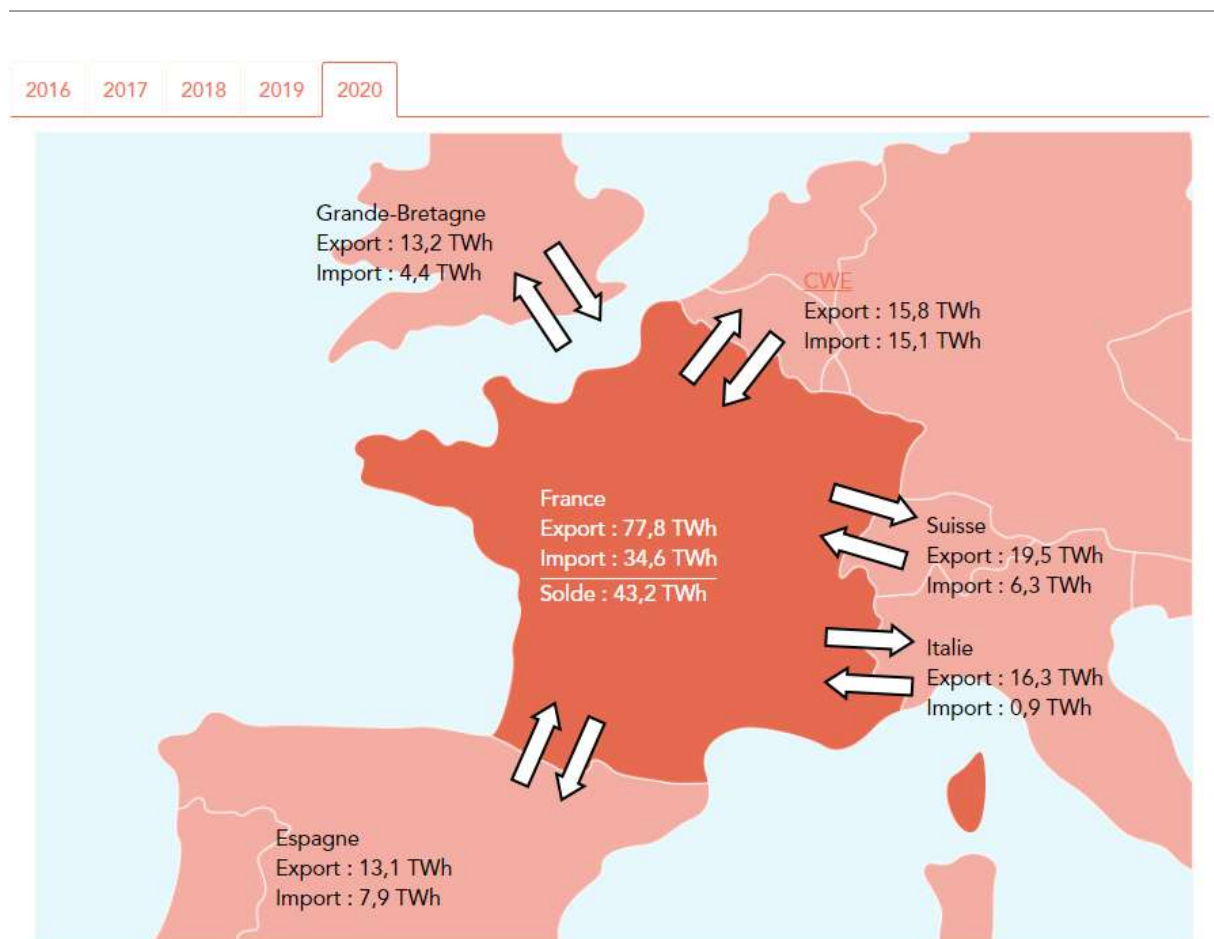
*Pour GB-FR le spread (l'écart de prix) est corrigé des pertes sur l'interconnexion France-Angleterre (IFA)

Lecture : En 2020, l'écart de prix moyen entre la Belgique et la France est de -0,32 €/MWh. Sur l'année les prix belge et français sont identiques 48% du temps. Le dégradé rouge montre la proportion du temps où le prix belge est au-dessus du prix français, à l'inverse le dégradé bleu montre la proportion du temps où le prix français est au-dessus du prix belge.

Solde des échanges commerciaux



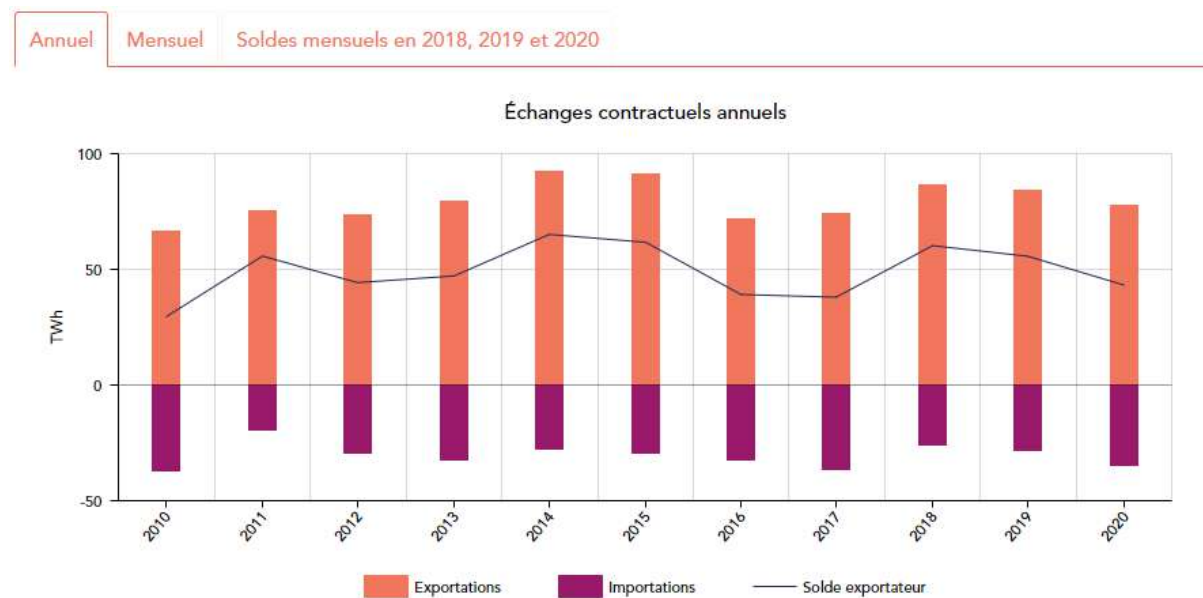
La France conserve sa place de premier pays exportateur d'Europe

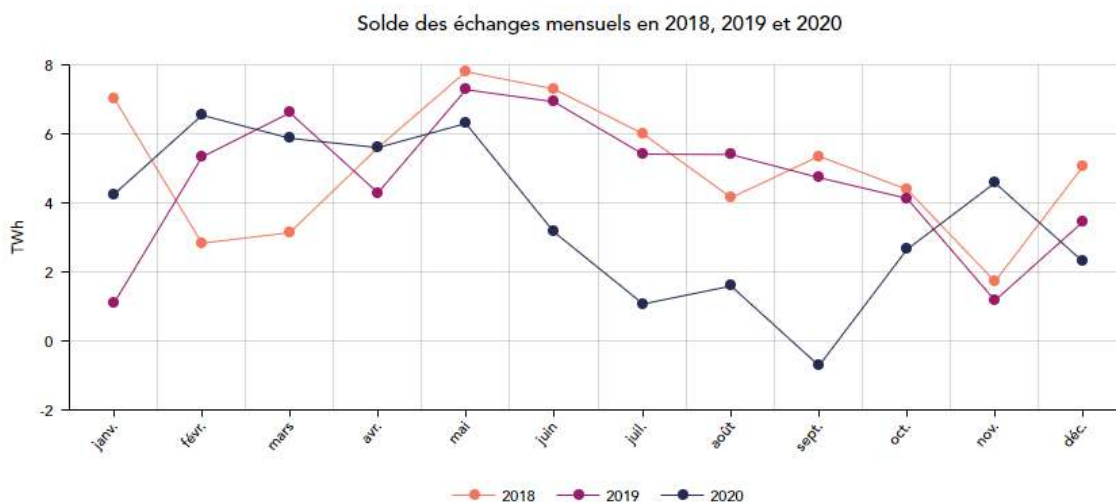


Le solde français des échanges s'établit à 43,2 TWh en 2020. Il est en recul d'environ 13 TWh par rapport à 2019. Les volumes commerciaux d'export diminuent nettement avec 77,8 TWh (-7 %), tandis que les volumes d'import progressent et atteignent 34,6 TWh (+22 %). Cette situation particulière s'explique par l'impact de la crise sanitaire sur la capacité de production française (notamment nucléaire) et par la moindre demande d'électricité en Europe.

La France reste néanmoins exportatrice sur l'ensemble de ses frontières et demeure le pays le plus exportateur d'Europe.

Le bilan des échanges, largement exportateur jusqu'au mois de juin, recule pendant l'été et devient importateur en septembre, ce qui n'était plus arrivé depuis novembre 2017. C'est la première fois depuis plus de vingt ans que le solde français devient importateur en septembre, mois usuellement très exportateur. Ceci s'explique notamment par la forte baisse de la disponibilité du parc nucléaire par rapport aux années passées. A partir du mois d'octobre, le solde redevient exportateur avec le retour de maintenance de nombreux réacteurs nucléaires et des températures douces pour la saison (en particulier en novembre).

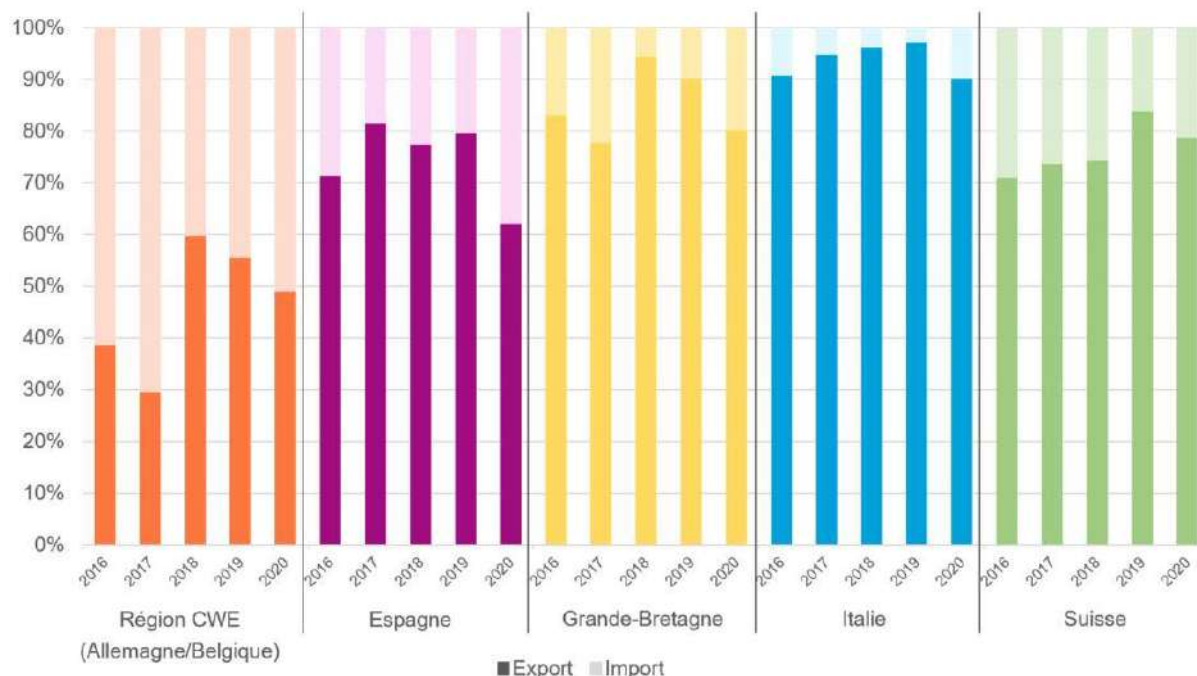




Les échanges restent très volatils tout au long de l'année, avec un solde variant 10,1 GW en import le 8 décembre à 23h30 à 16,7 GW en export le 18 mars à 16h30. Ces variations représentent une amplitude de près de 27 GW pour le système électrique français, qui illustre la nature européenne de la gestion du système électrique.

En 2020, les échanges sont plus souvent importateurs que l'an passé sur toutes les frontières, en particulier depuis l'Espagne, la Grande-Bretagne et l'Italie.

Sens d'utilisation des interconnexions françaises (pourcentage du temps)

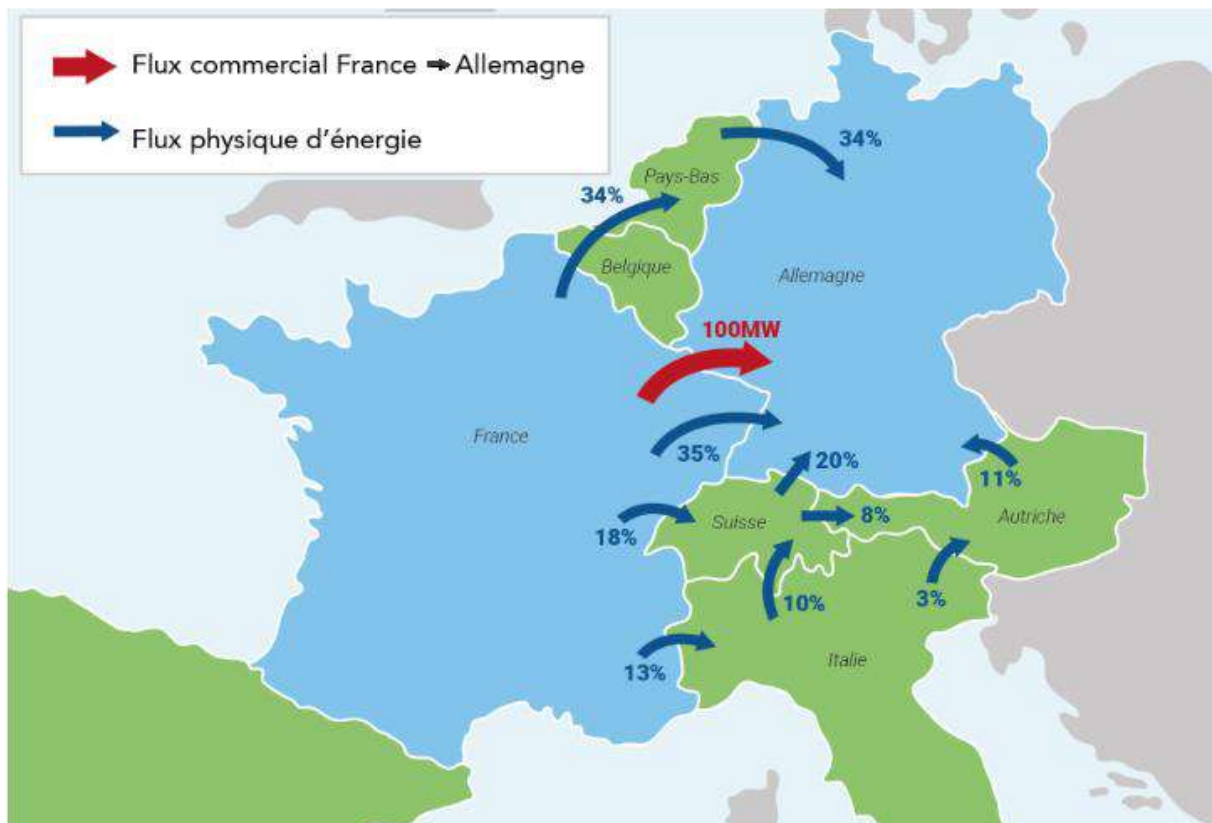


Lecture : En 2020, l'interconnexion avec l'Espagne est utilisée 62 % du temps pour exporter de l'électricité de la France vers l'Espagne et 38 % du temps dans le sens inverse.

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.

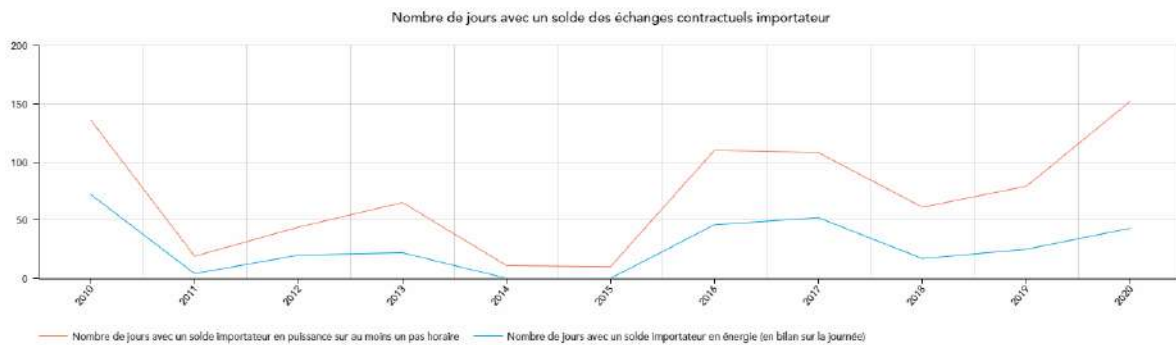


Le nombre de jours importateurs est en hausse

L'année 2020 compte 43 journées avec un solde journalier importateur, soit 18 journées de plus qu'en 2019. Contrairement à l'an passé, elles sont principalement réparties en été et au mois de septembre lorsque la disponibilité du parc nucléaire est réduite, tandis qu'aucune journée n'est importatrice en janvier, février ou mars, ce qui s'explique notamment par un hiver doux. Le nombre de jours importateurs est cependant inférieur aux niveaux de 2016 et 2017.

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 plutôt que d'activer des moyens de production plus coûteux sur le territoire. La France se retrouve ainsi en situation d'import sans pour autant être à court de moyen de production. Ceci est vrai également des autres pays quand la France exporte.

Nombre de jours avec un solde des échanges contractuels importateur



Région CWE

Pour mieux comprendre

Le couplage avec la méthode «flow-based»

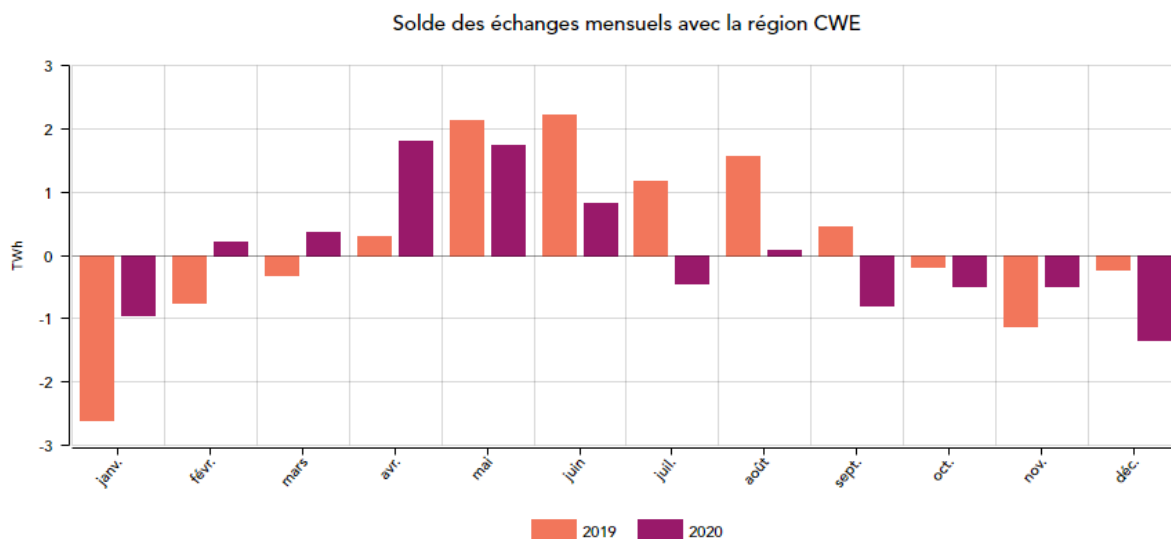
Le couplage de la région [CWE](#) avec la méthode « flow-based » a été lancé avec succès le 21 mai 2015.

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).

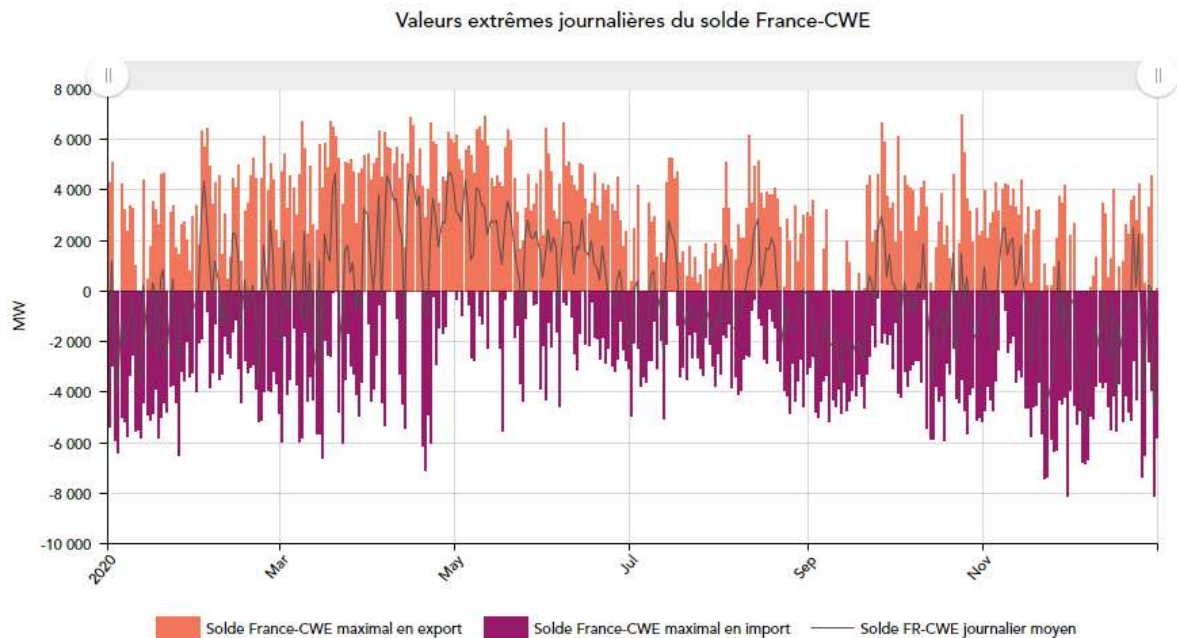
Désormais les contraintes prennent en compte explicitement les ouvrages physiques du réseau des cinq pays. Les échanges transfrontaliers sont ainsi optimisés au plus près des capacités physiques réelles du réseau. Ceci est rendu possible par une très forte coordination entre les gestionnaires de réseau 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 est exportateur pour la troisième année consécutive



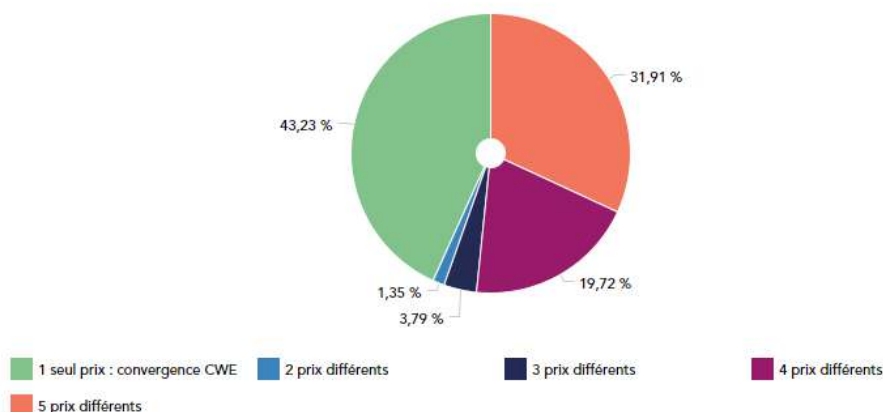
Le solde des échanges avec la région CWE est très équilibré cette année. La France importe sur 51 % des pas horaires de l'année, avec six mois importateurs en janvier, en juillet et à partir de septembre. Le solde diminue par rapport à 2019 mais reste cependant exportateur avec 0,7 TWh.



La convergence des prix dans la région CWE est toujours en hausse

La convergence des prix dans la région CWE s'établit à 43 % contre 42 % 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 plus homogènes entre les différents pays de la région et par une augmentation des capacités d'interconnexion mises à disposition du marché, en particulier lors du calcul flow-based grâce à une coordination accrue entre les [GRT](#).

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



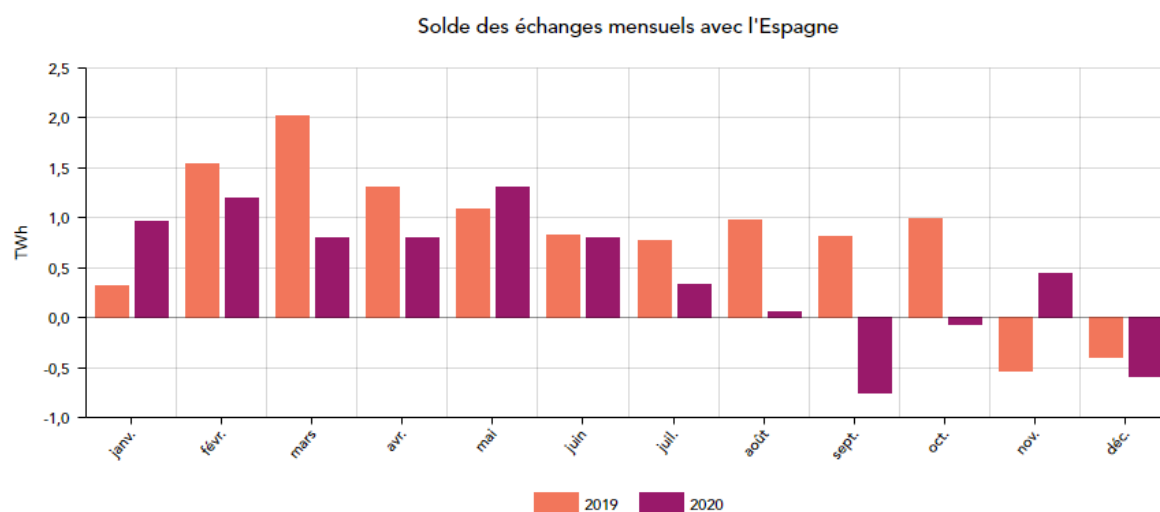
Une première liaison en courant continu dans la région CWE

Le 18 novembre 2020, le câble courant continu ALEGrO (Aachen Liège Electricity Grid Overlay) reliant l'Allemagne et la Belgique est mis en service et intégré au sein de la région de calcul de capacité CWE. Pour la première fois, cette nouvelle liaison opérée par les GRT Elia et Amprion sera exploitée en laissant l'algorithme de couplage de marché décider du flux sur ce câble pour permettre de maximiser le surplus collectif au sein de la région. Par ailleurs, depuis le 3 novembre, suite à une décision approuvée par les régulateurs, le couplage de marché sur la région CWE utilise la méthode du FlowBased « Plain », ce qui signifie que les flux d'échanges contre-intuitifs (exports vers une zone de marché où les prix sont moins élevés) ne seront plus inhibés s'ils permettent de maximiser le surplus économique global sur la zone. Cette évolution est également appelée suppression du patch d'intuitivité.

Espagne

Baisse des exports vers l'Espagne

Le solde des échanges avec l'Espagne reste exportateur mais recule de manière importante cette année. Il s'établit à 5,2 TWh, soit 46 % de moins qu'en 2019. Ceci s'explique par des situations d'import plus fréquentes dues à des conditions de marché plus favorables cette année en Espagne et à un recul de la production nucléaire française. En septembre, le solde mensuel est importateur à hauteur de 0,8 TWh, un niveau jamais atteint auparavant.



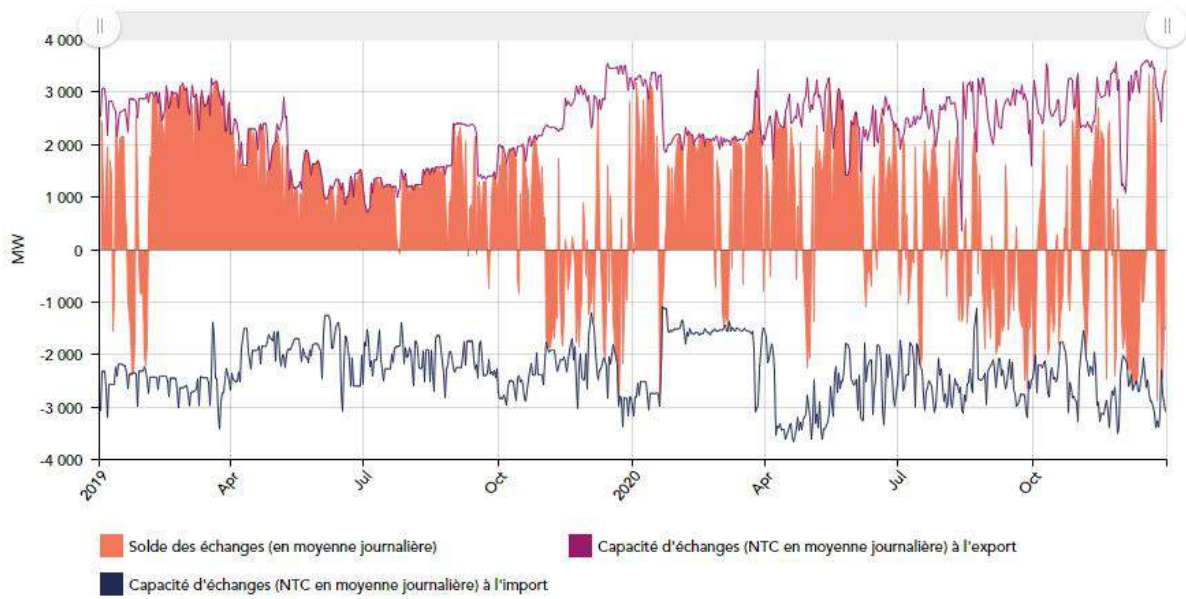
Capacités d'échanges France-Espagne

La capacité d'échanges est limitée sur cette frontière de fin janvier à début avril suite au passage de la tempête Gloria qui touche notamment deux liaisons 400 kV en Catalogne.

Malgré cela, les capacités moyennes disponibles sur la frontière France-Espagne progressent et s'élèvent à 2 592 MW en export et à 2 427 MW en import. L'interconnexion est saturée 61 % du temps (41 % du temps en export et 20 % du temps en import), un niveau inférieur à l'an passé.

A noter également, le nouveau processus journalier de calcul coordonné de capacité en J-2 conforme aux objectifs du règlement CACM (Capacity Allocation and Congestion Management) est mis en place sur cette frontière le lundi 27 pour application le 29 janvier 2020. Ce nouveau calcul permet d'avoir une vision des contraintes plus proche du temps réel et d'augmenter la capacité mise à disposition du marché.

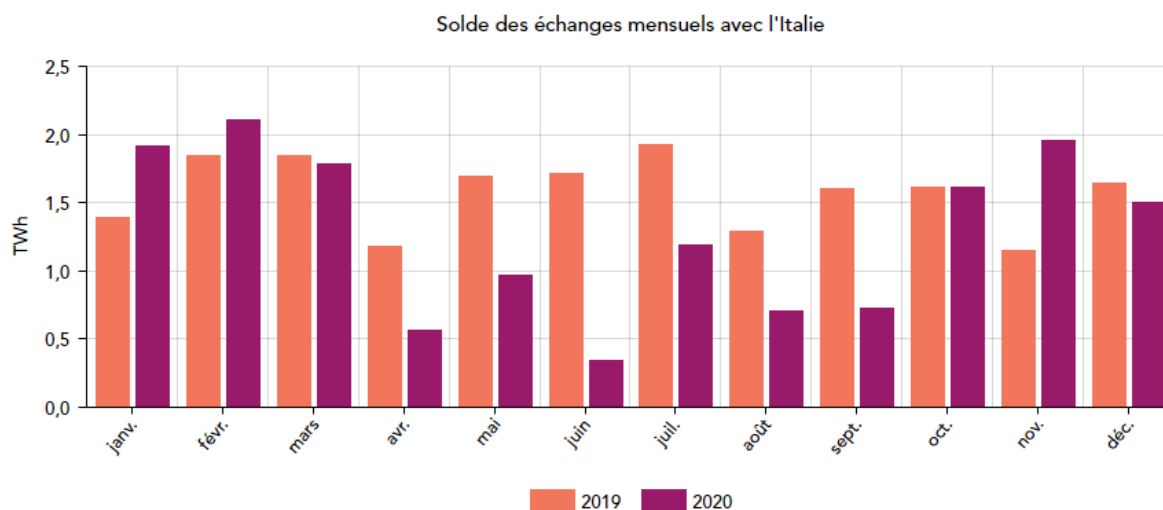
Capacités et échanges journaliers entre la France et l'Espagne en 2019 et en 2020



Italie

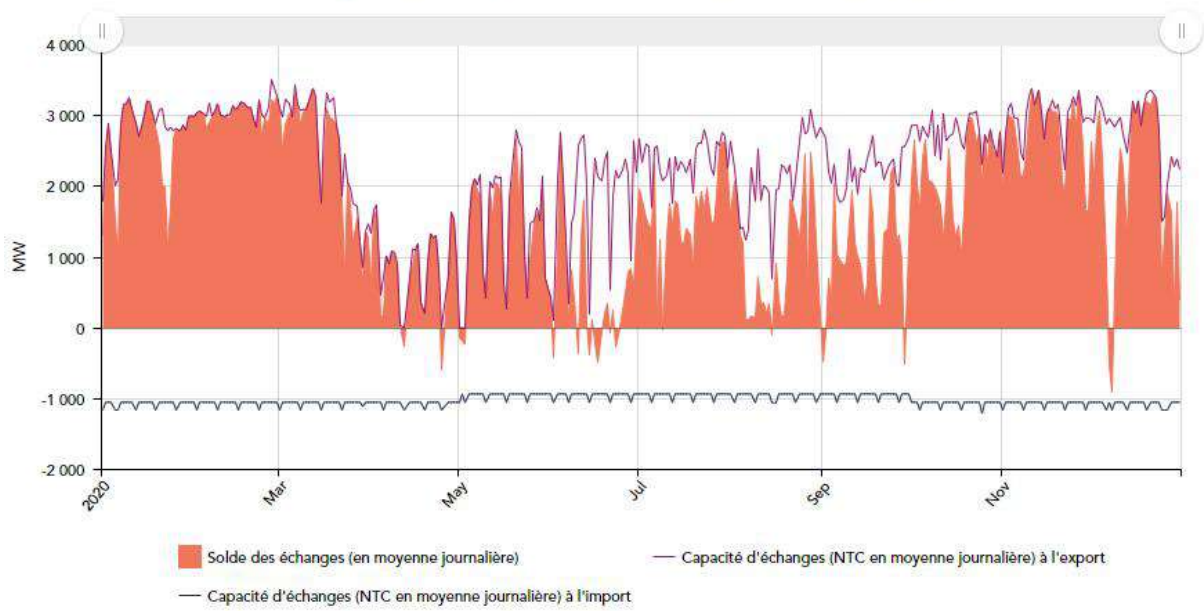
Le solde des échanges avec l'Italie reste fortement exportateur (bilan de 15,2 TWh). Il est cependant en baisse par rapport aux années précédentes. L'interconnexion reste majoritairement sollicitée dans le sens export, mais le nombre de pas horaires importateurs augmente et s'élève à 857 cette année (soit environ 10 % du temps) contre 247 en 2019. Les échanges sont moins orientés que les années précédentes à partir du mois d'avril, ce qui s'explique par une capacité d'échanges réduite mais aussi par des conditions de marché plus proches entre les deux pays. En effet, la consommation italienne enregistre une forte baisse suite à la crise sanitaire et la disponibilité des moyens de production est réduite une grande partie de l'année en France.

La mise en service prochaine de **la nouvelle interconnexion Savoie-Piémont** permettra de renforcer la capacité d'échange 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. Cette année, la capacité d'échanges est particulièrement réduite pendant la période de confinement d'avril-mai à cause d'une consommation très basse en Italie.

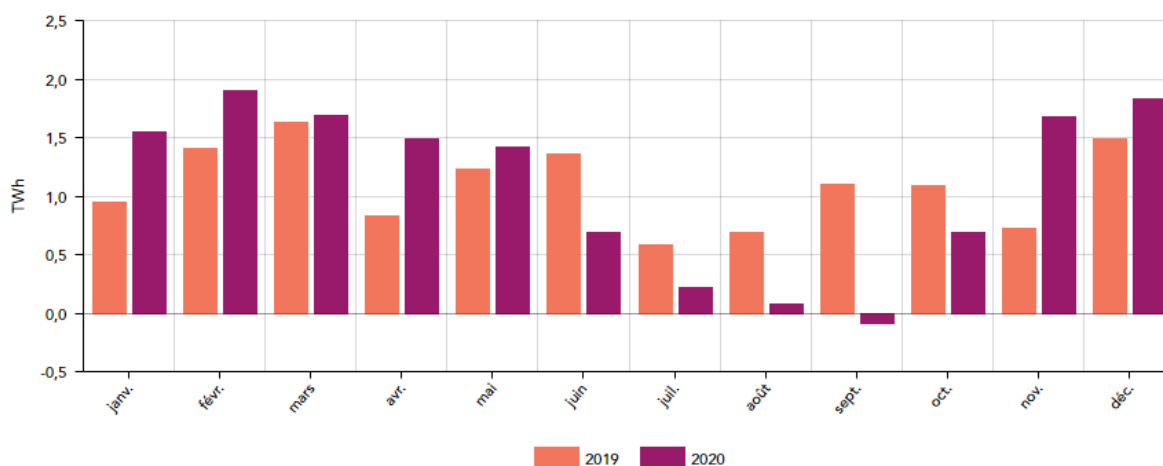
Capacités et échanges journaliers entre la France et l'Italie en 2020



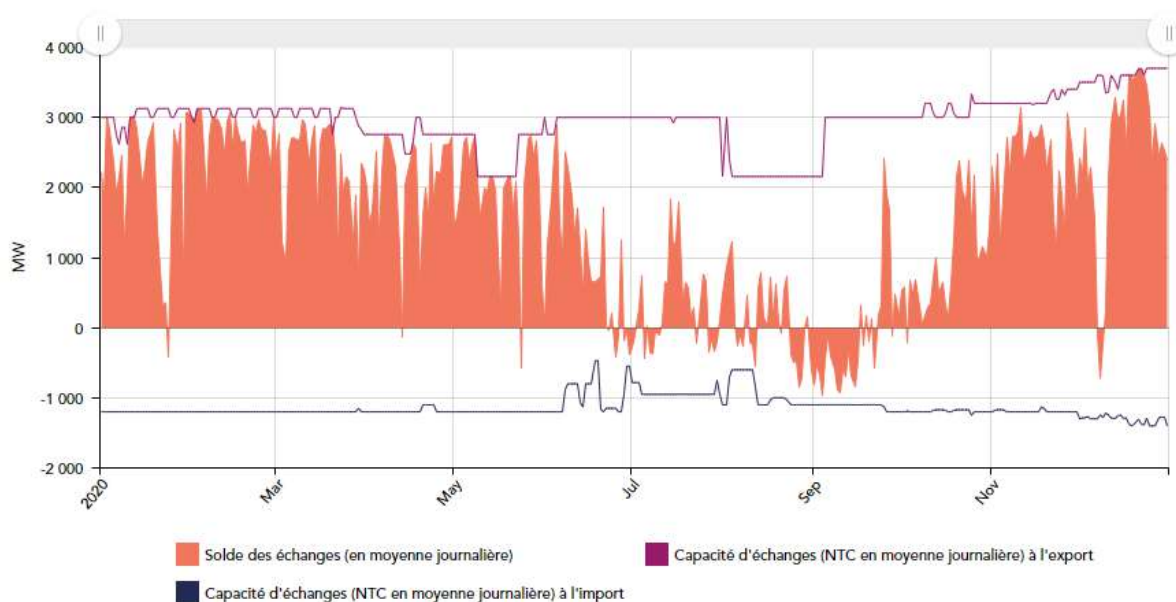
Suisse

Le solde des échanges avec la Suisse reste très exportateur et s'établit à 13,2 TWh, un niveau comparable à celui de 2019. Les échanges sont exportateurs en début d'année puis plus équilibrés durant l'été et en septembre, une situation usuelle car la [production hydraulique](#) suisse est plus élevée durant les mois estivaux. En novembre, le solde est nettement plus exportateur que l'an passé en raison notamment de températures supérieures aux normales en France.

Soldes des échanges mensuels avec la Suisse



Capacités et échanges journaliers entre la France et la Suisse en 2020



Grande-Bretagne

Le solde des échanges avec la Grande-Bretagne est toujours exportateur avec 8,8 TWh. Il diminue fortement par rapport à 2019 (-22 %), du fait d'échanges plus équilibrés entre juin et septembre comme sur les autres frontières françaises. En particulier, le mois de juillet est importateur, ce qui n'était plus arrivé depuis novembre 2017.

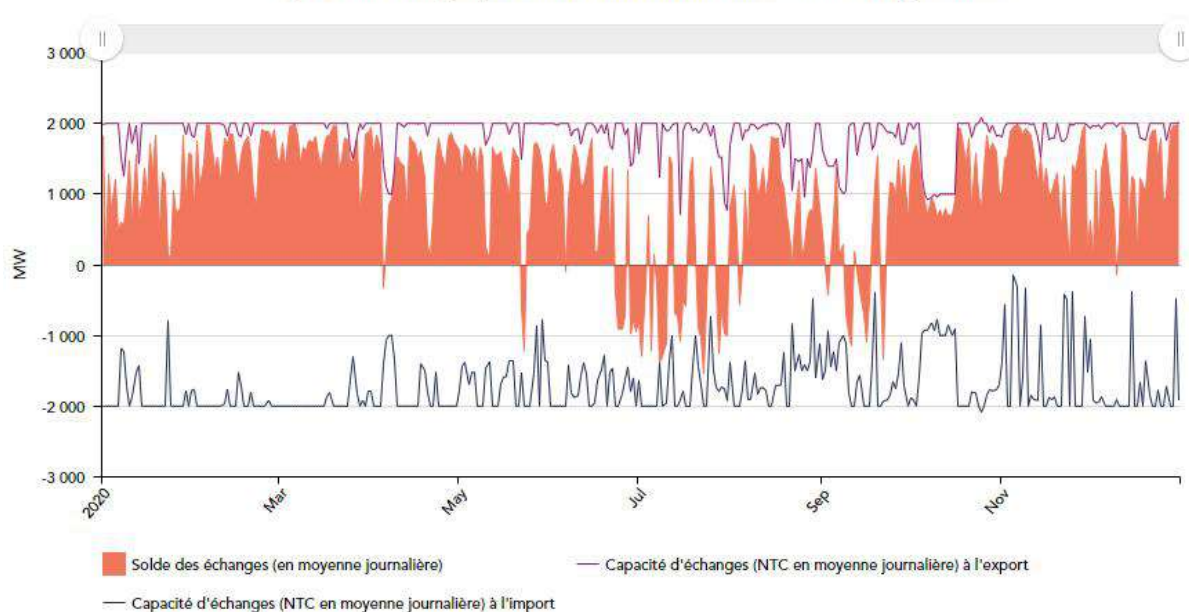
La mise en service en début d'année 2021 de [la nouvelle interconnexion IFA 2](#) permettra d'augmenter de 1 000 MW la capacité d'échange entre la France et la Grande-Bretagne. Ce projet permettra de mettre à profit la complémentarité des parcs de production existants et futurs de part et d'autre de la Manche et de la mer du Nord.

Solde des échanges mensuels avec la Grande-Bretagne



L'interconnexion reste majoritairement utilisée dans le sens export. Sur l'année, le solde est cependant importateur sur 1740 pas horaires, ce qui représente près de 20 % du temps.

Capacités et échanges journaliers entre la France et la Grande-Bretagne en 2020



Evolution des mécanismes d'échanges transfrontaliers

Focus

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:

- Le seuil minimal de 70 % des capacités du réseau devant être mis à disposition des échanges transfrontaliers, introduit dans le cadre du Paquet Energie Propre adopté en 2019, est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2020. Ce niveau prescriptif a pour objectif d'augmenter la part des interconnexions mise à disposition des acteurs de marché et ainsi de contribuer à accroître les échanges transfrontaliers. En 2020, la Commission de Régulation de l'Energie a octroyé à RTE des dérogations au sein des régions de calcul de capacité Core/Europe du Centre-Ouest, Italie Nord et Europe du Sud-Ouest. Les résultats sont très satisfaisants dans toutes les régions dont la France fait partie, ce qui confirme que le réseau français est suffisamment dimensionné pour soutenir des niveaux élevés d'échanges transfrontaliers. RTE a demandé le renouvellement de la dérogation pour 2021 seulement dans la région Europe du Sud-Ouest, avec un niveau d'engagement relevé par rapport à 2020. En effet, le développement des outils régionaux et locaux permettant de vérifier si ce seuil est atteignable sont encore en développement et les pratiques de coordination sont plus récentes dans cette région, les [GRT](#) ne disposant que d'un an d'expérience de calcul coordonné.
- Un nouveau processus de calcul de capacité devrait être mis en place courant du dernier trimestre 2021 pour l'échéance infrajournalière sur la région [SWE](#). Il permettra d'avoir une vision des contraintes au plus proche du temps réel. En effet, deux réévaluations de la capacité sont prévues, suivant les mêmes étapes que le processus journalier : le premier en fin de journée précédant l'allocation infra journalière (J-1) et le second durant la journée.
- De par la nature physique du réseau interconnecté, il y a inévitablement des écarts entre les programmes d'échanges commerciaux et les flux physiques. Ces écarts sont jusqu'à présent régularisés « en nature » c'est-à-dire en énergie. Les articles 50-3 et 51-1 du règlement européen Electricity Balancing Guide Line (EBGL) requièrent la compensation financière de ces écarts. Tous les [GRT](#) de la plaque européenne continentale doivent mettre en place ce mécanisme un an après la validation des méthodologies par les régulateurs. Le go-live du projet (Fskar) est

attendu au 1^{er} juin 2021 avec une financiarisation basée sur les prix journaliers dans un premier temps.

- Pour répondre aux exigences du règlement européen EBGL sur l'équilibrage du système électrique, RTE prévoit de mettre en œuvre – au 4^{ème} trimestre 2021 – l'activation de la réserve secondaire (ou aFRR, automatic Frequency Restoration Reserve) dans le respect de la préséance économique, communément appelé mode « Merit Order », puis une connexion à [la plateforme PICASSO](#) qui permettra une activation de l'aFRR coordonnée à l'échelle européenne à compter de la fin du 3^{ème} trimestre 2021. RTE prévoit également d'ouvrir à partir d'octobre 2021 le marché des capacités de réserve secondaire qui seront contractualisées par appel d'offres en J-1 et non plus par prescription des seuls producteurs obligés. RTE espère attirer de nouveaux acteurs et de nouveaux types de capacité sur ce marché.

Mécanisme 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...).



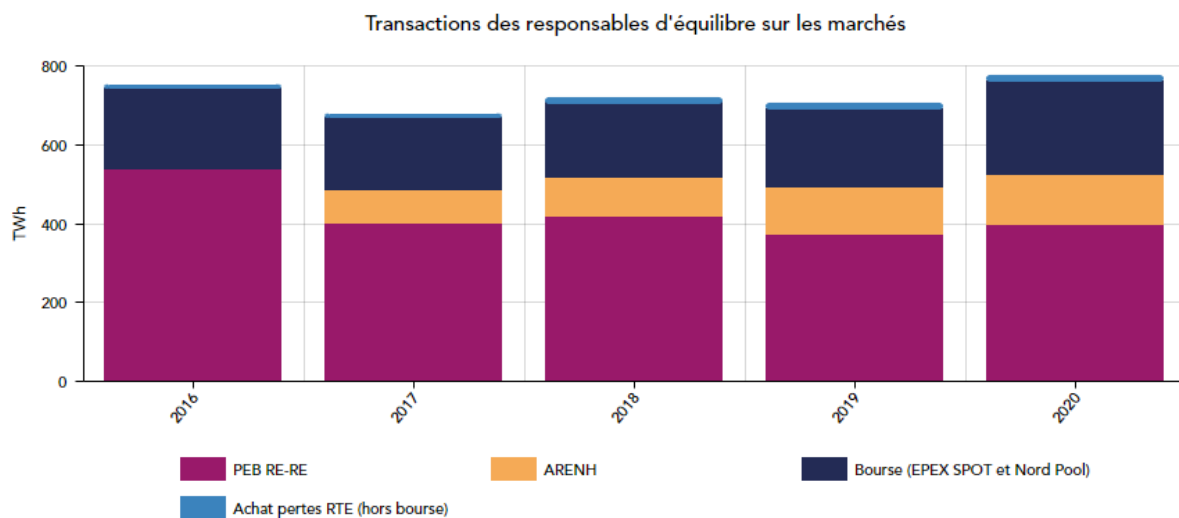
Activité des Responsables d'Equilibre

Pour mieux comprendre

A quoi sert le dispositif de responsable d'Equilibre ?

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 2020, 190 Responsables d'Equilibre disposent d'un contrat valide. 152 sont actifs au cours de l'année et 46 procèdent à des injections ou à des soutirages physiques significatifs sur le réseau.



On observe une hausse globale des échanges entre Responsables d'Equilibre par rapport à 2019. En effet, les volumes échangés (achats et ventes entre Responsables d'Equilibre sur le marché journalier et intrajournalier, flux transfrontaliers et entre NEMOs exclus) s'élèvent à 237,3 TWh, ce qui représente une augmentation de 20,6 % par rapport à l'année dernière. Quant aux opérations de gré à gré (Programmes d'Echange de Blocs ou PEB), elles progressent de 6,8 %, tandis que le plafond de l'ARENH est atteint comme l'an passé.

L'incertitude liée à la crise sanitaire a sans doute rendu nécessaire des réajustements de portefeuille, ce qui a contribué à l'augmentation significative des transactions sur les marchés de gros de l'électricité.

Une demande record d'ARENH

La demande d'ARENH par les fournisseurs alternatifs pour livraison en 2020 atteint un volume record de 147 TWh et dépasse pour la deuxième fois consécutive le plafond fixé à 100 TWh. Cette demande record est motivée par des prix de marché à terme supérieurs au tarif ARENH de 42 €/MWh lors du guichet d'ARENH fin 2019. 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 de ce volume de 100 TWh, 26,2 TWh sont alloués aux gestionnaires de réseau pour couvrir leurs pertes.

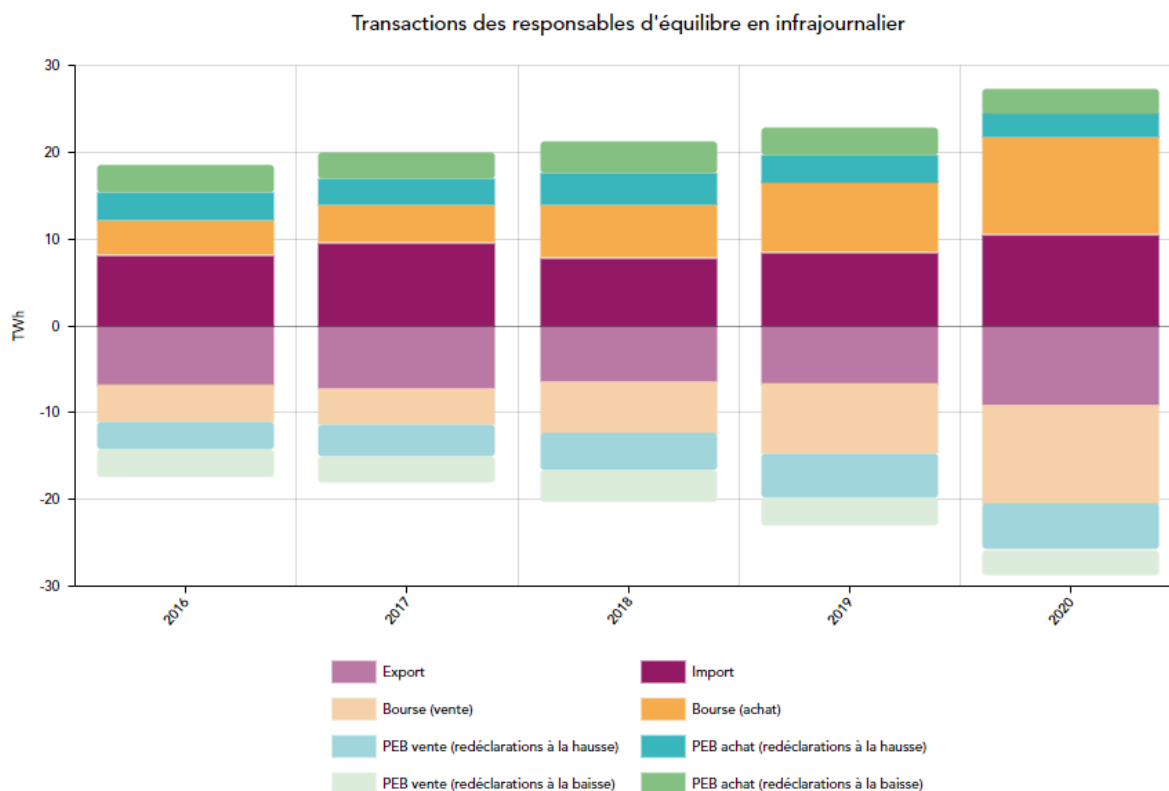
Le dispositif de l'ARENH

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^{er} juillet et le 31 décembre 2011 puis à 42 €/MWh depuis le 1^{er} janvier 2012. A partir du 1^{er} 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).

Volumes échangés en infrajournalier



L'année 2020 est marquée par une forte progression des transactions infrajournalières (+ 22 %), qui atteignent un volume record. 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. Les transactions infrajournalières se sont également avérées particulièrement utiles dans un contexte marqué par l'incertitude de la crise sanitaire.

Mécanisme d'ajustement



Pour mieux comprendre

Le Mécanisme d'ajustement en bref

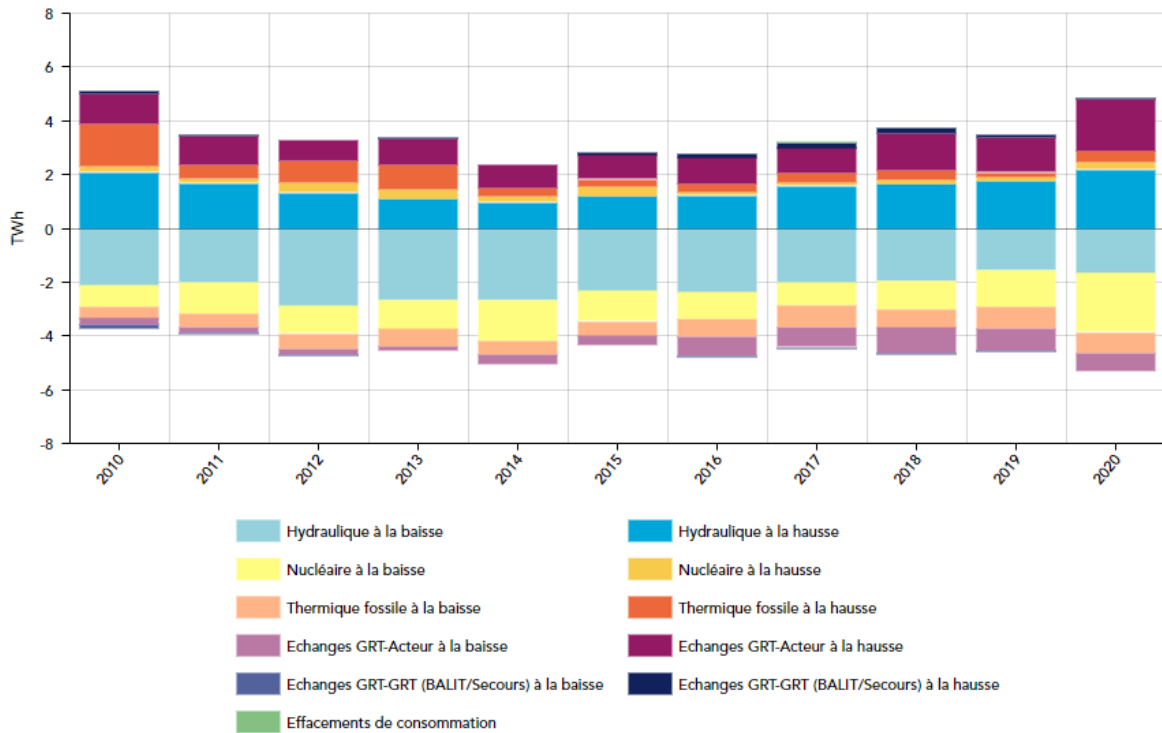
Le mécanisme d'ajustement permet à RTE de moduler les niveaux de la production, de la consommation et des échanges pour assurer en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Il est fondé sur des offres faites par les acteurs d'ajustement, sélectionnées selon la préséance économique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

Augmentation du volume global d'ajustement

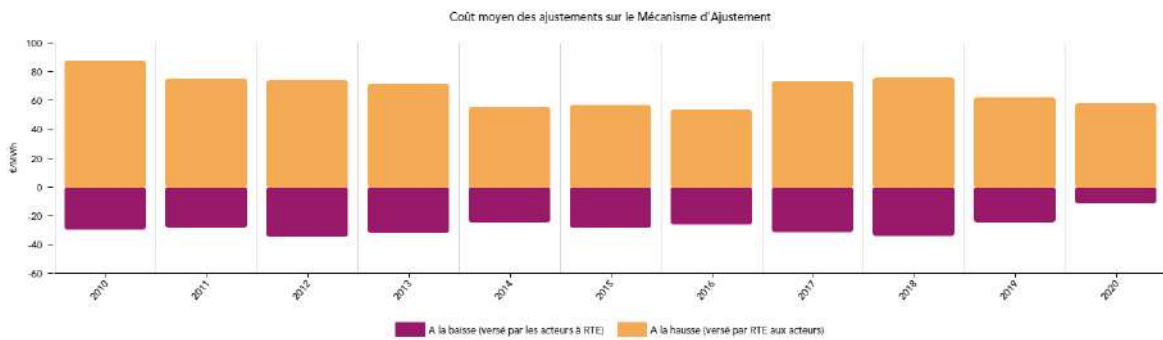
En 2020, le volume global d'ajustement est au plus haut depuis 2004. Il s'établit à 10,1 TWh et représente 2,3 % de la consommation brute. Ce sont les ajustements à la hausse qui enregistrent la progression la plus importante avec +37 %. Ceci s'explique notamment par des mouvements sociaux en début d'année puis une indisponibilité importante des moyens de production durant l'été.

La filière hydraulique reste la plus sollicitée à la hausse. A la baisse, c'est le nucléaire qui permet de réaliser la plus grande partie des ajustements nécessaires. La contribution de l'étranger, en particulier des échangeurs allemands et suisses, au maintien de l'équilibre offre-demande en France est non négligeable. C'est notamment le cas à la hausse où les ajustements demandés sont au plus haut depuis le début du mécanisme et représentent près de 40 % du total.

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.

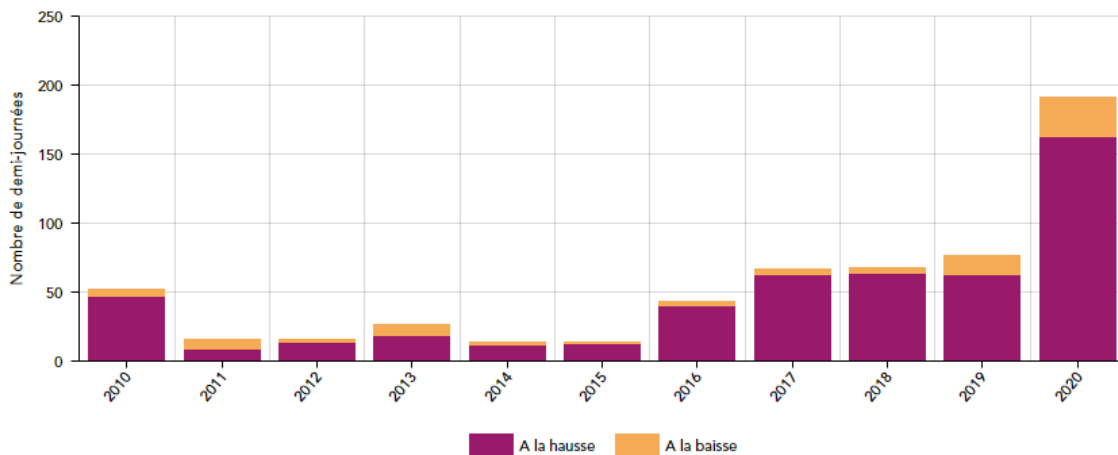
Les situations tendues sont beaucoup plus fréquentes en 2020 que par le passé. La crise sanitaire est une des principales raisons de cette augmentation significative avec ses effets à la fois sur la consommation, difficilement prévisible par l'ensemble des acteurs sous les effets des mesures sanitaires inédites et répétées, et sur la production avec notamment une disponibilité nucléaire largement inférieure à la moyenne de juin à septembre.

A la hausse (lorsque la consommation d'électricité est supérieure à la production), leur nombre grimpe à 163 demi-journées soit plus de deux fois le niveau de 2019. Ces situations ont des origines variées liées à la disponibilité du parc de production (nombre et prolongation des maintenances, économie de combustible pendant l'été afin de préparer l'hiver, mouvements sociaux, indisponibilités fortuites, contraintes environnementales).

Le nombre de situations tendues à la baisse est lui aussi doublé par rapport à 2019 avec 28 demi-journées (voir « Pour mieux comprendre » ci-dessous). Ces situations s'observent principalement au cours du premier confinement lorsque la flexibilité à la baisse est sollicitée dans des conditions inédites.

Annuel Mensuel

Situations tendues de l'équilibre offre-demande



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

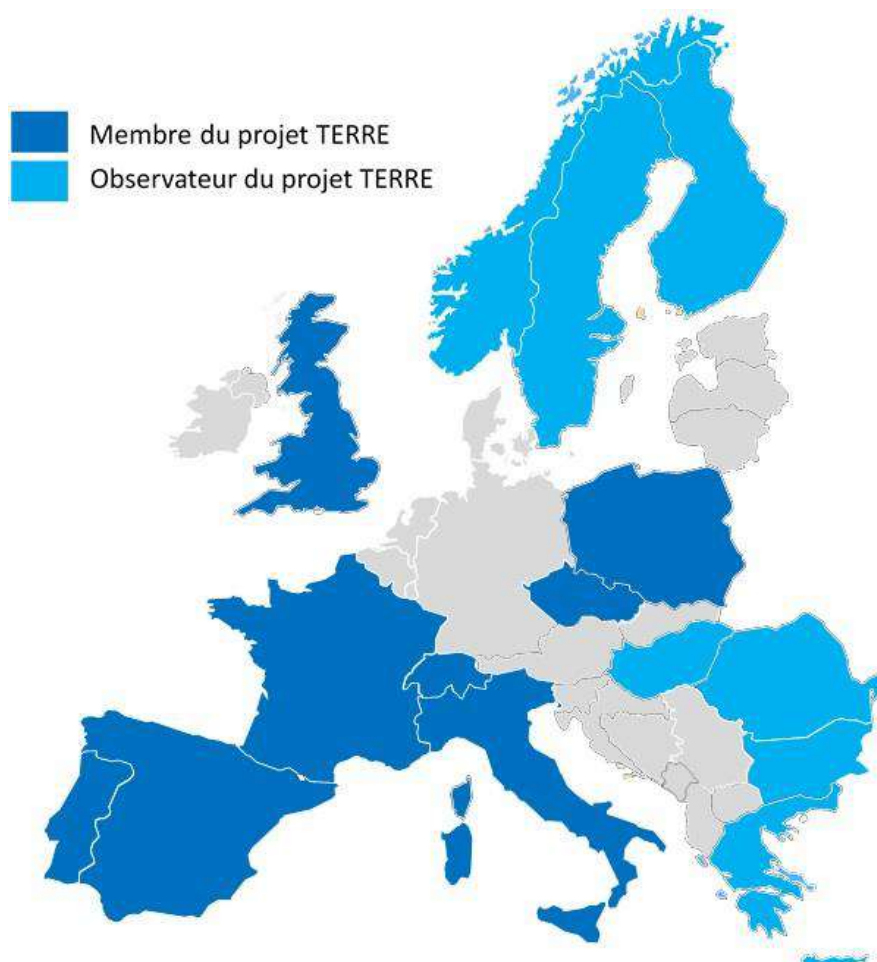
Bien que les situations tendues à la hausse (lorsque la demande d'électricité est supérieure à l'offre) soient plus intuitives, le réseau de transport d'électricité est parfois confronté à des cas de tension lors de surplus de production. Ces situations sont observées lors des creux de consommation (baisse 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 renouvelable fatale 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 de leur absence de participation aux mécanismes de marché permettant de les faire moduler) et de la hausse observée des contraintes de production minimum des groupes nucléaires (contraintes techniques déclarées par les centrales).

Le projet TERRE (Trans-European Replacement Reserve Exchange)

Né d'une coopération entre [GRT](#) lancée par RTE en 2013, le projet TERRE a été engagé pour remplacer [BALIT](#) (Balancing Inter-TSO); un mécanisme d'échanges bilatéraux d'énergie d'équilibrage entre l'Espagne, le Portugal, le Royaume-Uni et la France. L'objectif fixé lors du lancement du projet était d'améliorer les coûts d'équilibrage à travers la création d'un nouveau mécanisme de marché en remplaçant les échanges bilatéraux par des échanges multilatéraux. De nouveaux pays ont alors montré leur intérêt pour ce nouveau mécanisme de marché et ont rejoint la coopération.



En 2017, les codes réseaux approuvés par la Commission Européenne et plus particulièrement le code « Electricity Balancing » s'inspirent de cette initiative pour inciter les [GRT](#) à définir de nouveaux produits standards d'équilibrage et à concevoir les mécanismes de marché et les plateformes nécessaires à l'échange de ces produits. Le projet devient alors un objectif majeur dans la construction de l'Europe de l'électricité. L'objectif recherché par la Commission européenne avec la mise en place de ces nouvelles plateformes est de maximiser le surplus économique européen (optimisation du « social welfare ») en termes de coût d'équilibrage pour les [GRT](#), et d'opportunités économiques pour les acteurs de marché. Il s'agit du premier couplage européen d'un

marché d'équilibrage.

Avec l'arrivée de TERRE, RTE et les autres GRT pourront profiter des moyens de flexibilité disponibles au périmètre européen et ainsi mieux garantir l'équilibre offre-demande à tout instant. Les GRT auront accès à un carnet d'offres plus large qu'aujourd'hui et donc la possibilité de disposer de davantage de moyens de flexibilité et des prix plus intéressants. Par ailleurs, les acteurs d'ajustement pourront mettre leurs offres à disposition de nombreux GRT et auront donc des chances supplémentaires de valoriser leurs moyens d'ajustement sur un marché transfrontalier élargi et donc avec plus de demande.

Le mercredi 2 décembre, RTE effectue les premiers échanges d'énergie avec TERRE en ouvrant son premier guichet sur la plateforme. S'ouvre alors une phase d'exploitation sous contrôle pendant laquelle RTE ouvrira de plus en plus de guichets chaque jour jusqu'à atteindre un fonctionnement complet: un guichet par heure 7 jours sur 7 courant 2021.

Effacements



Pour mieux comprendre

Qu'est-ce qu'un effacement de consommation ?

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 2020, 45 % des réserves rapides et complémentaires sont fournies 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).
- Entre juillet 2014 et décembre 2015, seuls les sites consommateurs raccordés au **RPT** peuvent participer aux services système fréquence en proposant des effacements (1 MW minimum). Depuis janvier 2016, les sites consommateurs raccordés au réseau de distribution peuvent aussi participer à ces mêmes services systèmes. 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 2020, les effacements contribuent à hauteur de 18 % 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.
- 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.

Focus

En 2020, un appel d'offres exceptionnel à l'initiative des pouvoirs publics pour dégager des capacités d'effacements supplémentaires

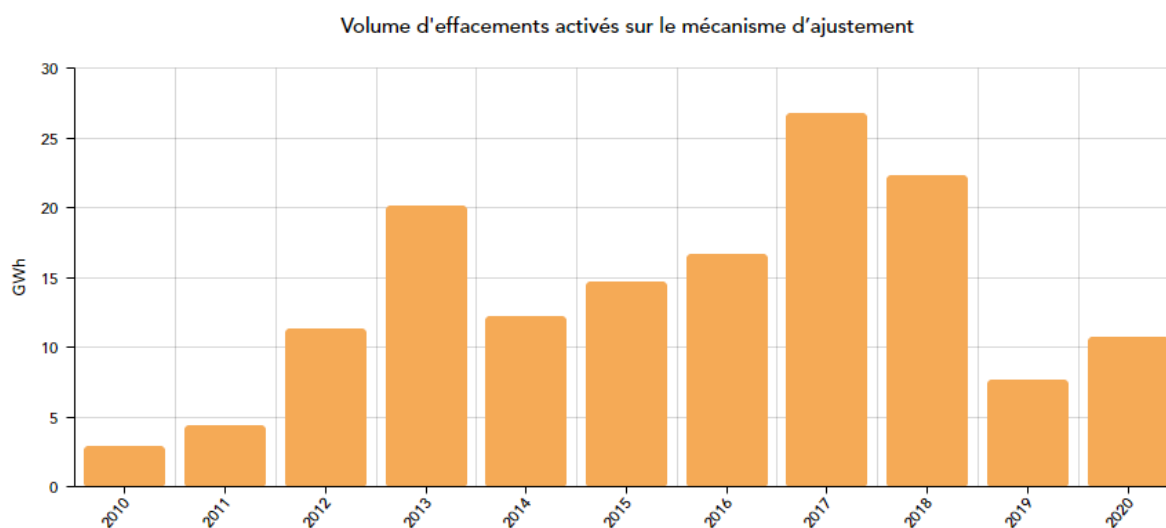
L'appel d'offres portant sur l'année 2021 est adapté à la situation sur la sécurité d'approvisionnement. Le volume d'offres d'effacement retenu est de 1 366 MW. Il représente 77 % de plus que celui de l'année précédente. Comme l'an dernier, les offres d'effacement retenues sont toutes « vertes ».

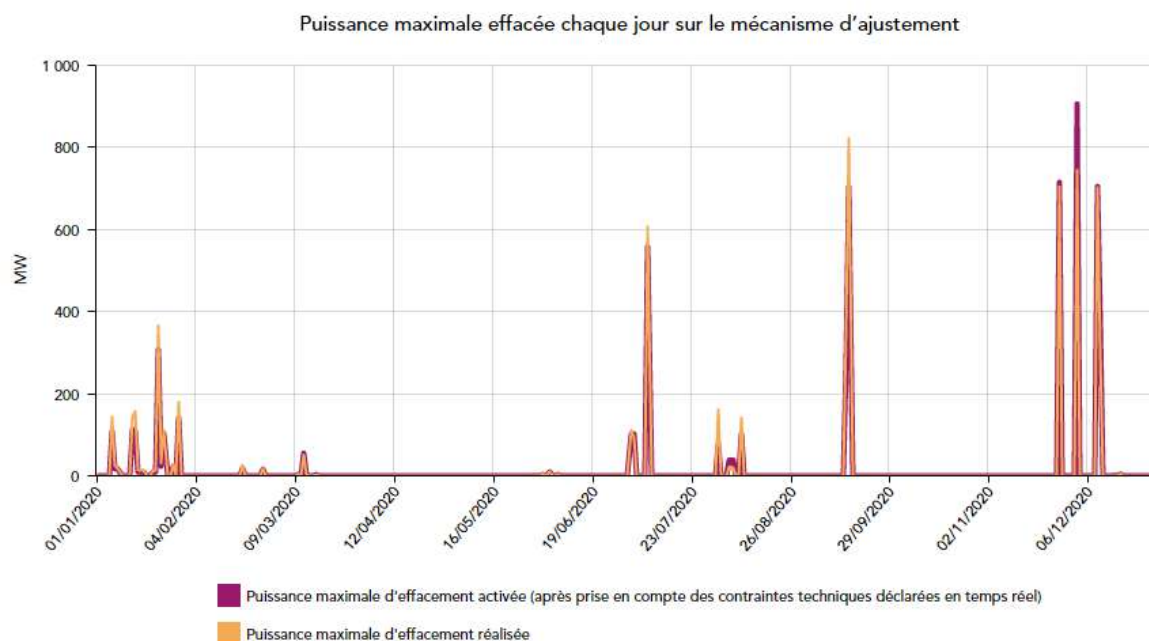
Afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement, RTE et les pouvoirs publics ont fait évoluer dès le printemps le dispositif de soutien à l'effacement permettant d'accroître les capacités d'effacement de consommation dès l'hiver 2020-2021. L'augmentation du volume retenu en 2021 est ainsi le fruit de ces nouvelles dispositions avec notamment le rehaussement du plafond des offres à 60 k€/MW qui permet la sécurisation de près de 600 MW de capacités d'effacement supplémentaires par rapport au volume retenu en 2019 pour 2020.

Par ailleurs, l'instauration d'un bonus pour des capacités disponibles dès les mois de novembre et décembre 2020 permet de sécuriser 371 MW d'effacements supplémentaires sur cette période et contribue à améliorer la sécurité d'approvisionnement sur la première partie de l'hiver 2020/21 également.

Les effacements sur le mécanisme d'ajustement

Le volume moyen d'effacement offert sur le mécanisme d'ajustement est de 729 MW, un niveau en baisse par rapport à 2019 (874 MW). Le volume total d'effacement réalisé est quant à lui en hausse. Il s'établit à 10,7 GWh contre 7,6 GWh en 2019. La plupart des effacements ont une valeur capacitaire, c'est-à-dire qu'ils sont proposés à des prix variables élevés et sont donc activés en temps réel par RTE lors de fortes tensions sur le système électrique, notamment lorsque la disponibilité des moyens de production est réduite. En 2020, le nombre de situations tendues est particulièrement important. Dans ces situations, le prix des dernières offres appelées sur le mécanisme d'ajustement atteint ou dépasse celui élevé des offres d'effacement. Les offres d'effacement deviennent alors plus intéressantes économiquement.





Evolution des capacités d'effacement



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

Les effacements sur le marché

Pour mieux comprendre

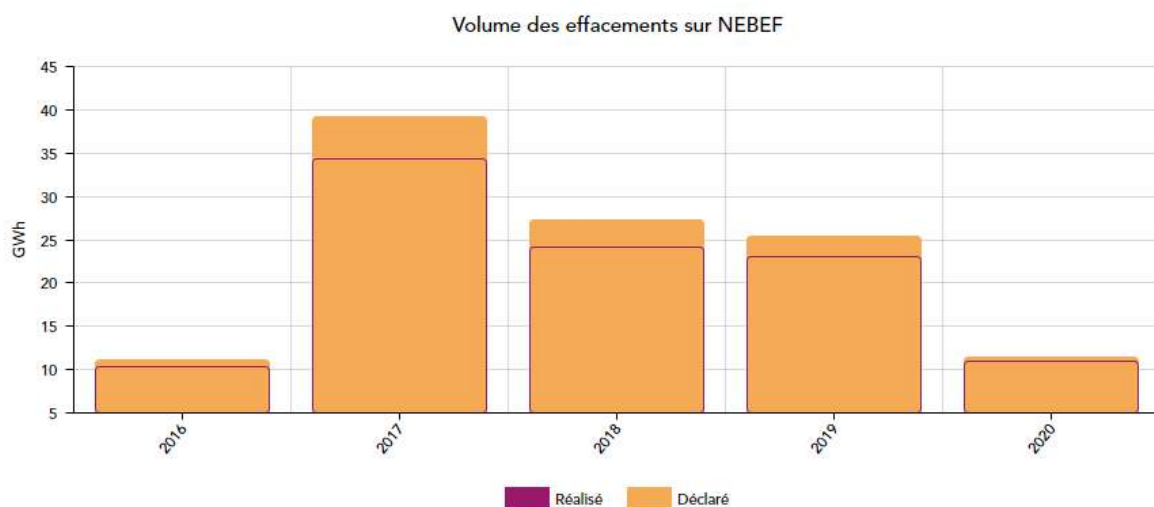
Le dispositif NEBEF

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

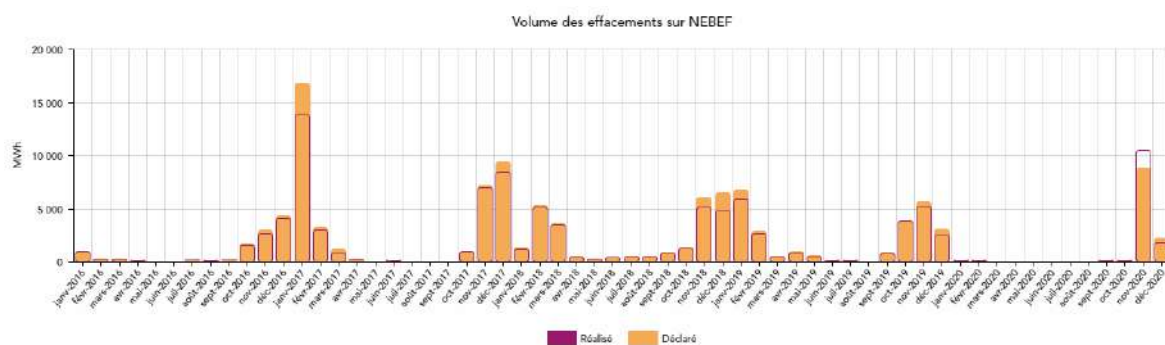
redéclarer un programme en infrajournalier. RTE contrôle a posteriori la conformité des effacements réalisés par rapport aux programmes déclarés par les acteurs.

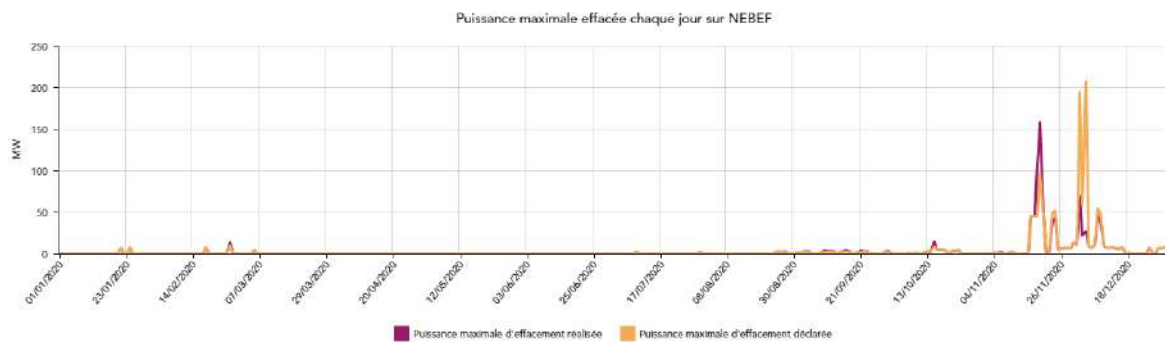
A ce jour, 22 opérateurs d'effacement ont contractualisé avec RTE pour participer à ce dispositif, dont 12 disposent de l'agrément technique et sont actifs.

Le volume d'effacement retenu via le dispositif NEBEF s'élève à 11 GWh en 2020, soit la moitié du volume observé en 2019. Cette évolution s'explique par la baisse de près de 10 €/MWh du prix spot moyen observé sur les mois d'hiver entre les deux années, limitant les possibilités de valorisation des effacements sur le marché. A noter que l'effacement diffus est en très net retrait cette année, la majorité des effacements ayant été réalisés sur le segment télérelevé (sites industriels raccordés au RPT), principalement sur les mois de novembre et décembre 2020.



Indicateurs NEBEF détaillés





Mécanisme de capacité



En 2020, le mécanisme de capacité a fait l'objet d'adaptations pour maximiser sa contribution à la sécurité d'approvisionnement sur l'hiver 2020/2021

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.

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.

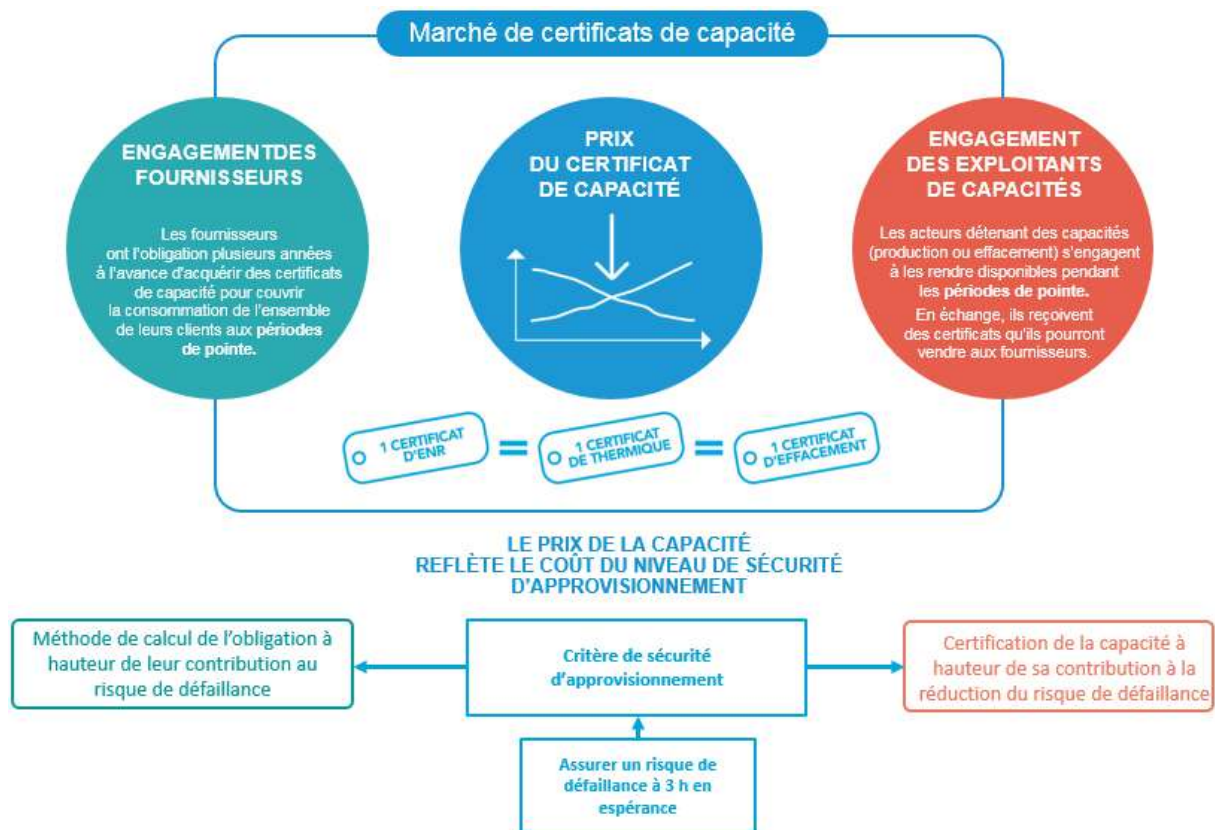
D'autre part, RTE certifie les capacités des exploitants qui s'engagent à rendre disponible leurs moyens lors des périodes de pointes hivernales. Le mécanisme de capacité leur permet ainsi de valoriser la disponibilité de l'offre de production et d'effacement au travers de la vente de garanties de capacité.

Pour mieux comprendre

Fonctionnement du mécanisme 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.



Capacités certifiées

Les entités certifiées et leurs filières sont définies à la maille d'un site. Il peut s'agir d'entités de production ou d'effacement. Les volumes certifiés pour 2020 s'établissent à 80,8 GW et pour 2021 à 83,5 GW. A ceci s'ajoutent les capacités certifiées par RTE aux interconnexions : 6 700 MW pour 2020 et 9 000 MW pour 2021.

Pour mieux comprendre

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.

Depuis 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 les années de livraison 2020 et 2021, la contribution des cinq pays pris en compte de manière explicite est calculée à respectivement 6 700 et 9 000 MW, le coefficient de sécurité est également établi à 0,98.

Un mécanisme conçu pour renvoyer un signal lors de tension sur la sécurité d’approvisionnement

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 constaté sur le marché de capacité reflète la situation de l’équilibre offre-demande des certificats de capacité. La tension annoncée par RTE à l’été pour l’hiver 2020-2021 a entraîné un effet logique sur l’équilibre du marché de capacité pour les années de livraison 2020 et 2021, réduisant les excédents en certificats de capacité et faisant apparaître un déficit clair pour l’année 2020.

Cette situation de tension accrue s’est traduite par une augmentation du prix des certificats de capacité constatée lors des enchères du deuxième semestre pour les années de livraison 2020 et 2021. Ainsi, le Prix de Règlement des Ecart de Capacité (PREC – anciennement Prix de Référence Marché) pour l’année de livraison 2021 s’établit à 39,1 k€/MW. Il s’agit du prix le plus élevé enregistré depuis le lancement du mécanisme.

La forte augmentation des prix de la capacité, combinée à la montée des prix constatée sur les marchés à terme de l’énergie depuis le premier confinement, ont incité les exploitants de capacité à maximiser la disponibilité de leurs capacités pendant l’hiver 2020-21. Cette hausse, conjuguée avec une modification des règles du mécanisme permettant d’assouplir certaines contraintes réglementaires pesant sur les exploitants souhaitant augmenter leur disponibilité, a conduit à une hausse des capacités certifiées pour plusieurs filières, notamment les effacements de consommation et les cogénérations.

Année de livraison	Prix de Référence Marché ou PREC
2017	9 999,8 €/MW
2018	9 342,7 €/MW
2019	17 365,3 €/MW
2020	16 583,9 €/MW
2021	39 095,4 €/MW

Adaptation du mécanisme de capacité pour maximiser sa contribution à la sécurité d'approvisionnement

Au vu des enjeux sur la sécurité d'approvisionnement pour les années 2020 et 2021, RTE a souhaité renforcer les signaux envoyés par le mécanisme de capacité en adaptant, à titre exceptionnel, certaines modalités et en allégeant certaines contraintes réglementaires. Ces modifications portent sur la suppression des frais de rééquilibrage à la hausse pour les années de livraison 2020 et 2021, la suppression des frais pour certification tardive de nouveaux sites d'effacement en cours d'année pour 2020 et 2021 et la simplification de certaines modalités en cas d'entrée/sortie d'un site de production du mécanisme d'obligation d'achat. Enfin, deux sessions de marché supplémentaires pour l'année de livraison 2020 ont été ajoutées en octobre et en décembre.

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 ministère de la Transition écologique 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 quatre ans en amont de la période de livraison et est ouvert sur une période de six mois.

L'année 2019 a marqué 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 ont porté sur les périodes de sécurisation ci-dessous :

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

Les lauréats retenus dans le cadre de ces exercices sont des capacités d'effacement et de stockage par batterie :

Période de sécurisation	2020 – 2026	2021 – 2027	2022 – 2028	2023 – 2029
Volume de batteries retenu	0 MW	93 MW	159,7 MW	0 MW
Volume d'effacement retenu	0 MW	58,1 MW	66 MW	0 MW

L'appel d'offres portant sur la période de sécurisation 2024-2030 n'a pas été lancé à ce jour. Les autorités françaises rédigent actuellement un « Implementation Plan » à destination des équipes de la Commission européenne dont l'avis est attendu avant de lancer tout nouvel appel d'offres long-terme.

Glossaire

A

ADEeF

Association des Distributeurs d'Electricité en France

ADEME

Agence de la transition écologique, anciennement Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

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)

ASN

L'Autorité de sûreté nucléaire, est en France l'entité qui assure les missions, au nom de l'État, de contrôle de la sûreté nucléaire, de la radioprotection (travailleurs du nucléaire, environnement, populations locales) et de l'information des citoyens « pour protéger les travailleurs, les patients, le public et l'environnement des risques liés aux activités nucléaires ».

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

CO2 équivalent

Les émissions en CO₂e (équivalent CO₂) correspondent à l'agrégation de toutes les émissions de gaz à effet de serre (CO₂, CH₄, N₂O, PFC, HFC, SF₆, NF₃) présentées en tonnes de CO₂ équivalent, soit en prenant en compte leur pouvoir de réchauffement global (PRG) propre à 100 ans.

Consommation brute

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

consommation comparé

Ecart entre la consommation réalisée 2020 et la moyenne de consommation des années 2014-2019. La consommation retenue pour le calcul est la consommation des jours ouvrés uniquement. Cette dernière est corrigée de l'aléa météorologique

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 corrigée 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.

Consommation résiduelle

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

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.

Coût marginal

Le prix de l'électricité produite par le moyen de production le plus coûteux utilisé à cet instant

coût marginal moyen des centrales à charbon

Coût marginal (€/MWh) = $PriX_{charbon} \div Rendement_{moyen} + PriX_{certificat} \times Facteur \text{ d'émission}$ Avec : • *PriX_{charbon}* : en €/MWh avec 1 tonne de charbon = 6,97 MWh • *Rendement_{moyen}* : rendement moyen d'une centrale charbon = 35 % • *PriX_{certificat}* : prix d'un certificat CO2 en €/tonne • *Facteur d'émission* : facteur d'émission moyen de centrale au charbon en France = 0,986 t/MWh (données ADEME)

CWE

Central West Europe, région regroupant la France, la Belgique, l'Allemagne, le Luxembourg, l'Autriche 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 km² 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.

ENTSO-E

European Network of Transmission System Operators for Electricity, association européenne des gestionnaires de réseau de transport (GRT) d'électricité, regroupant 35 pays membres au travers de 42 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.

Ferrailage

Ligne aérienne qui a été déposée ou ligne souterraine qui a été déterrée.

Ferrillé

Ligne aérienne qui a été déposée ou ligne souterraine qui a été déterrée.

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.

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.

MESIL

Mise en Souterrain d'Initiative Locale

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

NEMOs

Nominated Electricity Market Operators : sont des opérateurs de bourse désignés par les régulateurs. Ils sont chargés d'organiser le couplage et d'assurer la bonne fin des transactions sur les marchés journalier et intrajournalier. Sur décision de la CRE, les NEMOs agréés pour la France sont EPEX SPOT et Nord Pool.

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

PEB

Programmes 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.

PMD

Puissance Maximale Disponible. C'est la puissance réelle disponible qui peut varier par rapport à la puissance théorique de la centrale. Sur les centrales nucléaires, la PMD est sensible à des éléments externes tels que : la température des sources froides de refroidissement du circuit (eau des fleuves, eau de la mer), une exploitation des tranches en fin de cycle combustible (avec un combustible moins performant qu'il faut remplacer), ou d'autres contraintes techniques ou externes.

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

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

SEI

La direction des Systèmes Energétiques Insulaires (SEI) est la direction d'EDF chargée d'assurer le service public de l'électricité dans les zones non interconnectées au réseau continental : Corse, Iles du Ponant, départements d'outre-mer (Guadeloupe, Guyane, Martinique, Île de la Réunion), ainsi que certaines collectivités d'outre-mer (Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre-et-Miquelon).

SER

Syndicat des Énergies Renouvelables.

SNBC

La « **Stratégie nationale bas carbone** » (SNBC) ou « **Stratégie nationale de développement à faible intensité de carbone** », publiée en novembre 2015 est une feuille de route pour la France. Elle vise la transition énergétique vers une économie et une société « décarbonée », c'est-à-dire ne faisant plus appel aux énergies fossiles, de manière à réduire ou supprimer la contribution de la France au dérèglement climatique (contribution qui passe notamment par l'émission de gaz à effet de serre à partir des combustibles fossiles, et la dégradation des puits de carbone). Elle doit permettre à la France d'honorer ses engagements de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) aux horizons 2030 et 2050.

STEP

Station de Transfert d'Énergie par Pompage

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.

SWE

South West Europe, région regroupant la France, l'Espagne et le Portugal.

T

Taux de couverture

Rapport entre la puissance produite et la consommation brute sur le territoire

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.

Thermosensible

La thermosensibilité désigne le fait d'être sensible aux variations de température. En France, la baisse de la température a pour conséquence une augmentation de la consommation d'électricité.

V

vaporeformage

Le vaporeformage (ou reformage à la vapeur) est un procédé de production de gaz de synthèse. À une température comprise entre 700 et 1 100 °C, la vapeur d'eau réagit avec le méthane en donnant du monoxyde de carbone et de l'hydrogène. Le mélange hydrogène/monoxyde de carbone est communément appelé gaz de synthèse.

