



BilanÉlectrique2017

Mon bilan électrique
personnalisé

Sommaire

Consommation

- Stabilité de la consommation
- Répartition sectorielle de la consommation
- La consommation est impactée par la sensibilité à la température et la modification des usages

Production

- La capacité de production est stable à 130 GW
- Eolien
- Solaire
- Bioénergies
- Hydraulique
- Thermique
- La production renouvelable couvre 18,4% de la consommation
- Emissions de CO2

Territoires et régions

- La consommation en région
- Le solaire
- L'éolien
- Les autres renouvelables en région
- L'équilibre entre production et consommation

Europe

- Vision Européenne de l'électricité
- Les taux de couverture européens

Marchés

- Les prix de marché sont en hausse en Europe
- Le solde des échanges français est toujours exportateur
- Région CWE
- Espagne
- Italie
- Suisse
- Grande-Bretagne
- RTE accompagne l'évolution des mécanismes d'échanges transfrontaliers

Flexibilité

- Activité des responsables d'équilibre
- Mécanisme d'ajustement
- Effacements
- Mécanisme de capacité

Réseau de transport

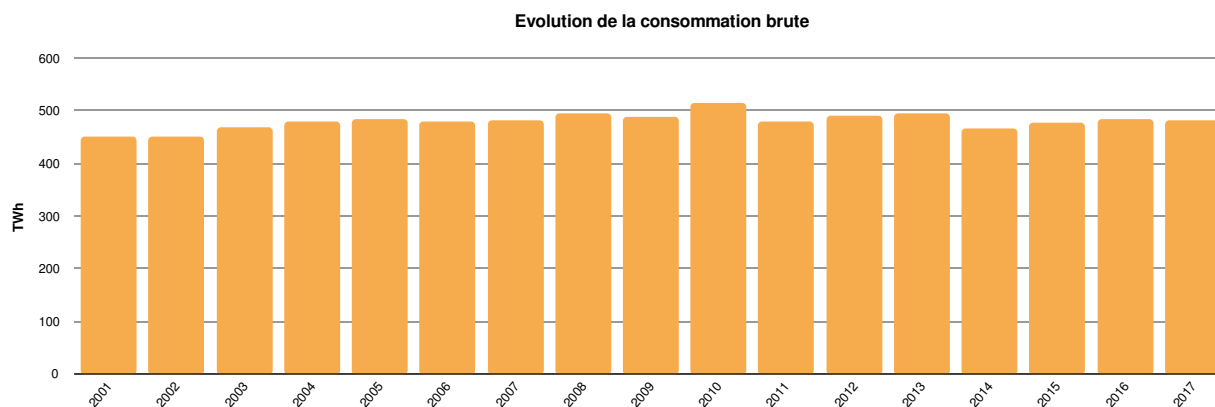
- Evolution du réseau en 2017
- Liaisons neuves et renouvelées
- Faits marquants 2017
- Carte des principales mises en service
- Investissements de RTE
- Carte des principaux projets en cours
- Qualité d'électricité
- Taux de perte

Consommation

Stabilité de la consommation

La consommation brute est stable

En 2017, la consommation brute s'établit à près de 482 TWh, soit -0,3% par rapport à l'année précédente. Cette très légère baisse s'explique par des températures plus élevées que l'année passée (+0,6°C), ainsi qu'un effet calendaire, l'année 2016 étant bissextile.



Accéder aux données en OpenData

Pourquoi corriger la consommation brute ?

Pour mieux observer les évolutions structurelles

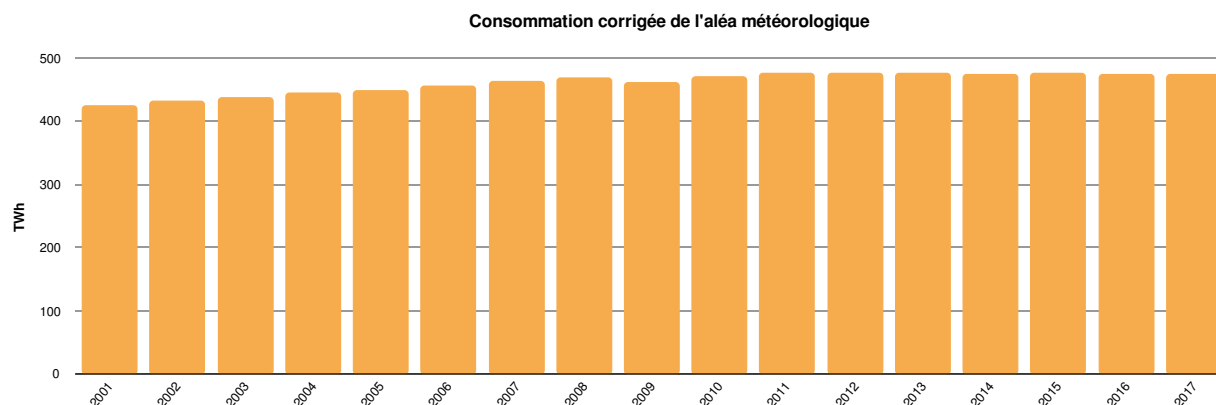
Lorsqu'il fait très froid, de l'électricité est consommée pour se chauffer. A l'inverse lorsqu'il fait très chaud, de l'électricité est consommée pour se rafraîchir. Pour mieux observer les évolutions structurelles d'une année à l'autre, la consommation d'électricité est corrigée de « l'aléa météorologique ». 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.

La consommation corrigée est stable

Hors secteur de l'énergie, la consommation corrigée des aléas climatiques et des effets calendaires atteint 475 TWh en 2017, soit +0,2% par rapport à 2016.

Les principaux facteurs structurels sont l'évolution de la croissance économique, la modification du tissu industriel français, la tertiarisation des activités économiques et les effets de la maîtrise de la consommation.



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



Accéder aux données en OpenData

Ecarts aux températures de référence

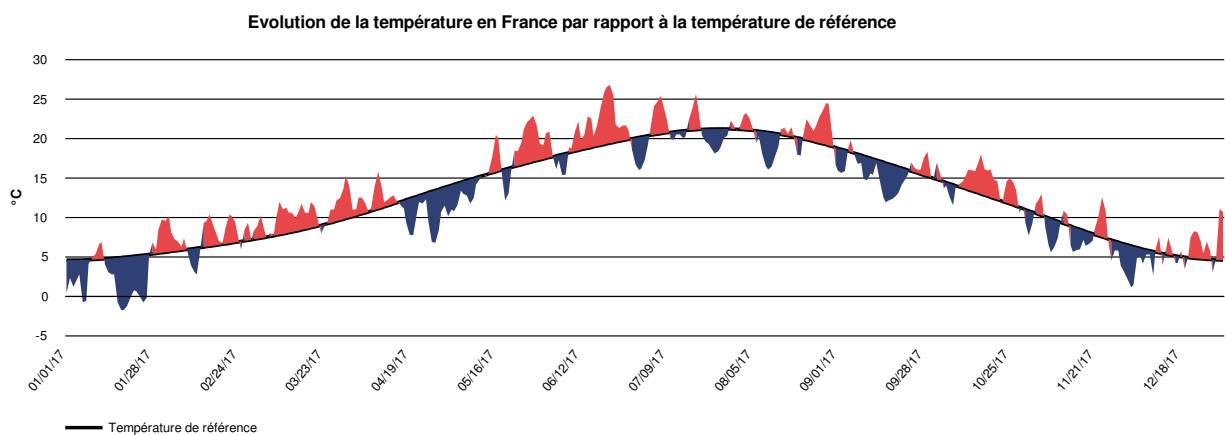
Un année tout en contraste

L'écart à la température moyenne de référence est faible en 2017 (+0,15°C).

Des contrastes sont cependant observés avec l'analyse journalière :

- Un début d'année marqué par deux vagues de froid ;
- Une fin d'hiver, un printemps et un été chaud : février, mars, mai, juin et août figurent chacun dans la liste des mois les plus chauds sur la période 1900-2017. Deux épisodes caniculaires ont été enregistrés du 18 au 22 juin et du 26 au 29 août.
- Un automne et un début d'hiver variables : octobre figure également dans la liste des mois les plus chauds sur la période 1900-2017, tandis que septembre se classe au 4ème rang des mois de septembre les plus frais depuis 20 ans. Décembre a vu le passage de deux tempêtes hivernales : Ana et Bruno.

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



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

Eco2mix est une application pédagogique au service de la transparence.

Que vous soyez un simple citoyen désirant 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.

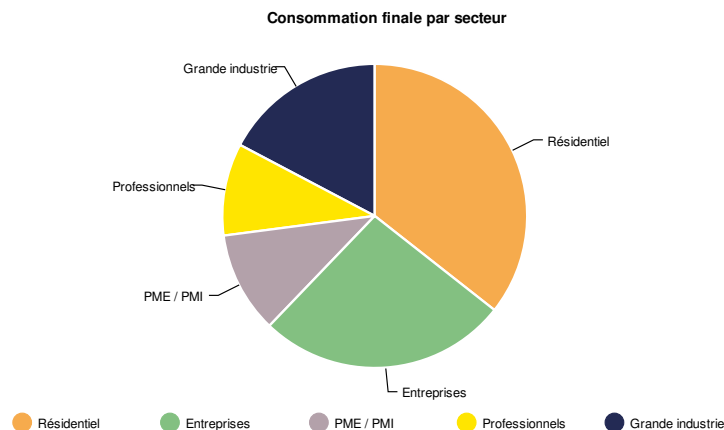
<http://www.rte-france.com/eco2mix>

Répartition sectorielle de la consommation

Peu d'évolution dans la répartition sectorielle de la consommation

La répartition sectorielle de la consommation est comparable à celle de l'année 2016.

Le secteur le plus consommateur reste le résidentiel avec près de 36% de la consommation finale d'électricité, suivi par le secteur des entreprises (26%), de la grande industrie (17%), des PME/PMI (11%) et enfin le secteur des professionnels qui représente 10% du volume total.



[Accéder aux données en OpenData](#)

Qui sont les clients de RTE ?

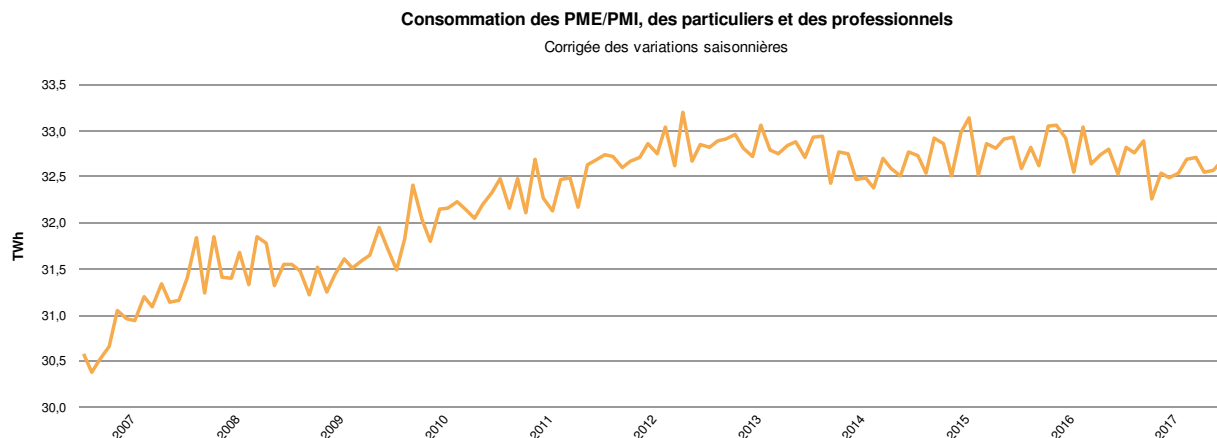
RTE agit pour le bénéfice de la collectivité et de ses clients – les producteurs et les distributeurs d'électricité, les industriels et les négociants, en proposant des solutions qui participent à la maîtrise des coûts du système électrique et qui préservent ainsi l'activité économique.

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

[En savoir plus sur nos clients](#)

Légère baisse de la consommation des PME/PMI, professionnels et particuliers

Par rapport à l'année passée, la consommation pertes incluses des PME/PMI, des professionnels et des particuliers, raccordés aux réseaux de distribution, est en légère baisse.



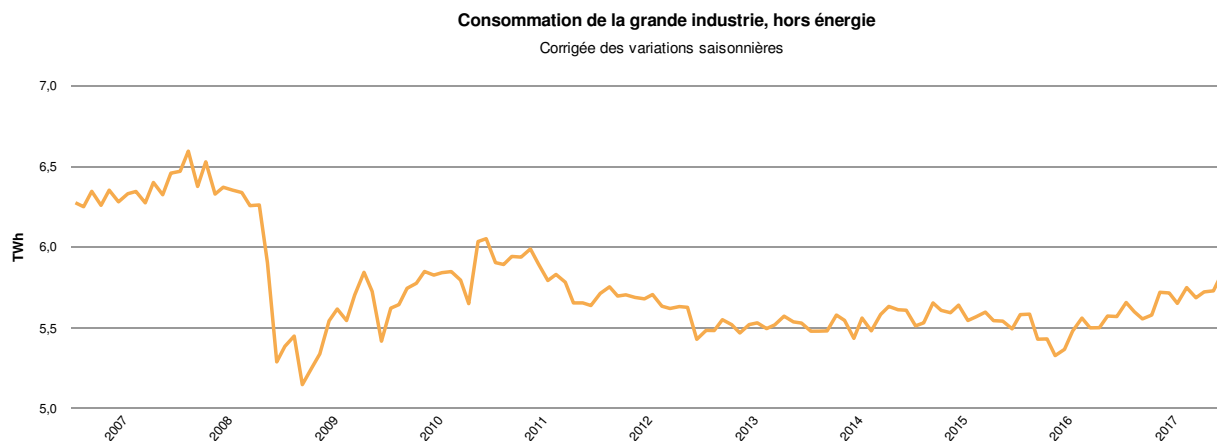
L'application des directives et réglementations sur l'efficacité énergétique des équipements contribue à la tendance observée. A ces effets s'ajoute le ralentissement de la croissance du parc de nouveaux bâtiments chauffés à l'électricité, lié à la réglementation thermique 2012.



[Accéder aux données en OpenData](#)

Reprise de l'activité de la grande industrie

La consommation de la grande industrie* directement raccordée au réseau public de transport s'élève à 68,2 TWh en 2017. Ce volume est en hausse de 3,5% par rapport à 2016, témoignant d'une reprise de l'activité économique.



* autoconsommation incluse, hors pertes, et hors secteur énergie



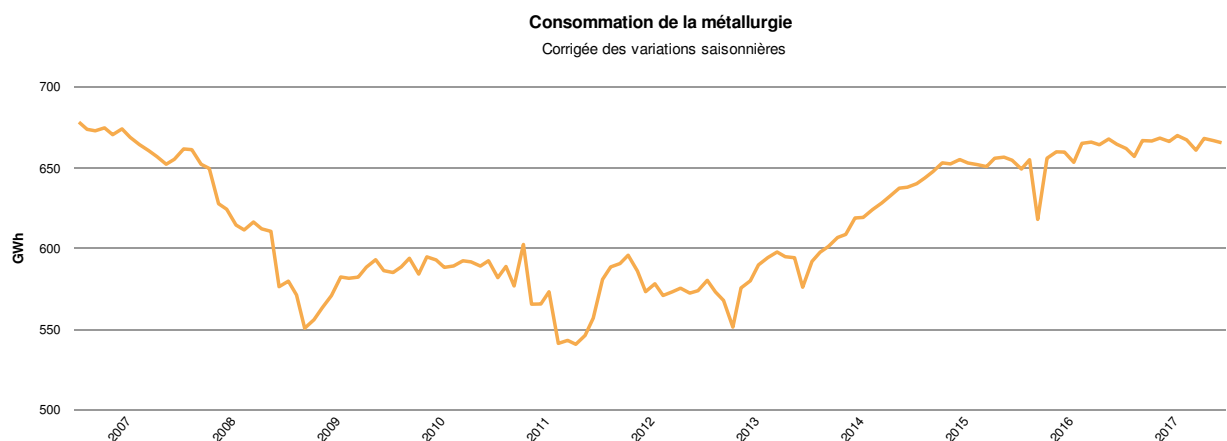
[Accéder aux données en OpenData](#)

Evolution des différents secteurs de la grande industrie

Une croissance de la consommation de la plupart des secteurs de la grande industrie

La consommation industrielle cache des dynamiques variées selon les secteurs en 2017.

Mis à part le papier carton qui voit sa consommation reculer de 1% par rapport à l'année passée, l'ensemble des secteurs de la grande industrie soutire à la hausse, signe d'une reprise économique. La sidérurgie enregistre la plus forte évolution avec 8,6% d'augmentation, suivie par la chimie (+4,2%), la construction automobile (+1,6%), la métallurgie (+1,4%) et les transports ferroviaires (stable).



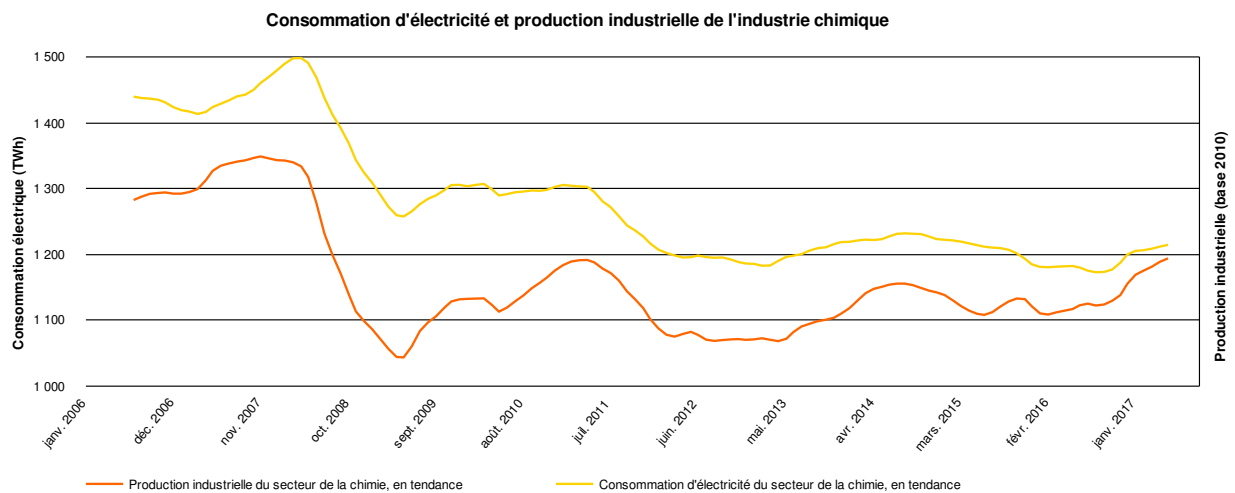
Le Bilan prévisionnel 2017 propose une analyse plus détaillée de ces dynamiques sectorielles.

L'efficacité énergétique de la grande industrie

L'efficacité énergétique de la grande industrie

La consommation d'électricité du secteur de la grande industrie est fortement dépendante de la production industrielle. Cependant, l'amélioration des process voire le changement des moyens de production ont conduit à plus d'efficacité dans l'utilisation de l'énergie.

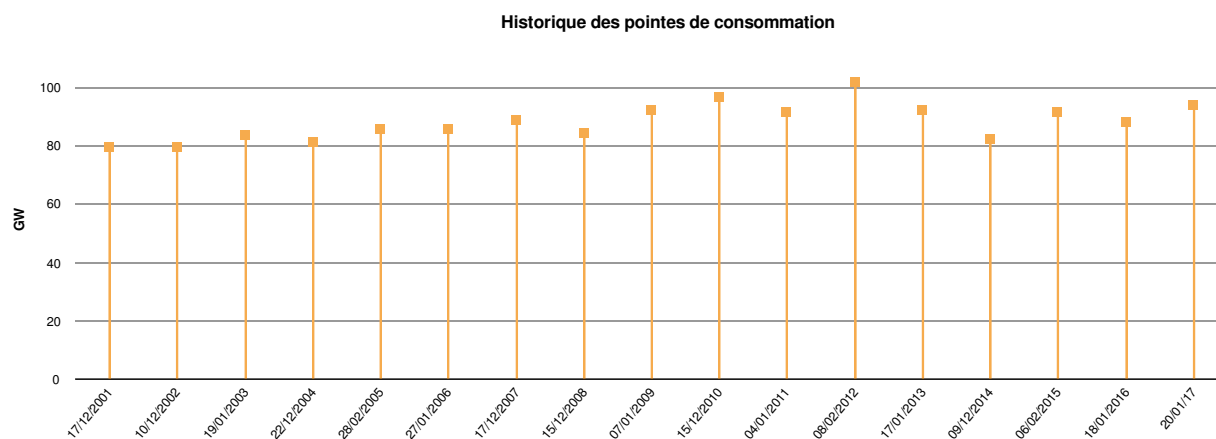
On effectue ici une analyse graphique des courbes de production industrielle et de consommation électrique. On constate un rapprochement des courbes, visible notamment pour les secteurs de la chimie et de la construction automobile, ceci peut s'expliquer par une meilleure efficacité énergétique, à supposer qu'il n'y ait pas eu de transfert d'usages.



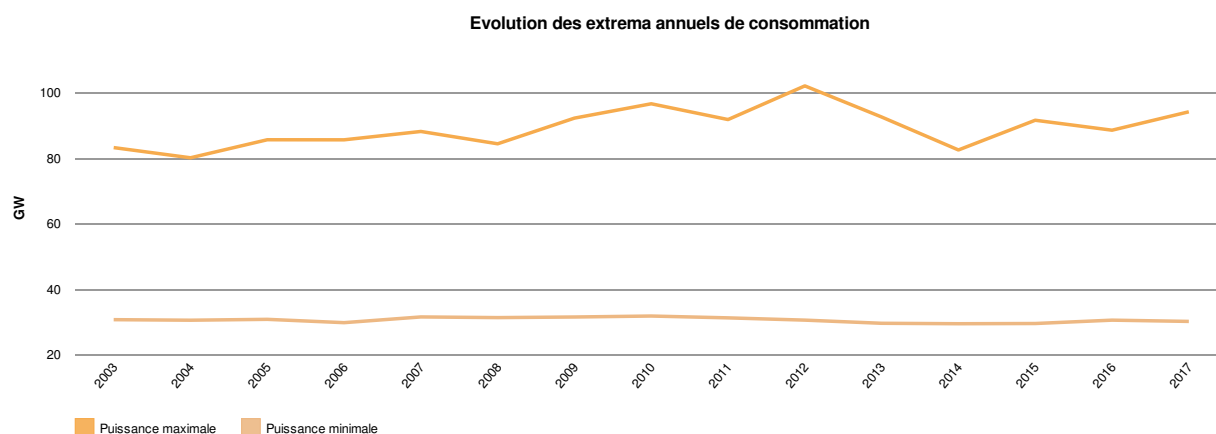
La consommation est impactée par la sensibilité à la température et la modification des usages

Une pointe de consommation historiquement haute

Lors d'une vague de froid, la consommation d'électricité atteint un pic le vendredi 20 janvier 2017 à 19h avec une puissance de 94 GW. Il s'agit de la 3ème pointe la plus haute jamais enregistrée en France.



Le minimum de consommation, observé le dimanche 13 août 2017, atteint 30,2 GW.



[Accéder aux données en OpenData](#)

Pourquoi des pics et des creux de consommation ?

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

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

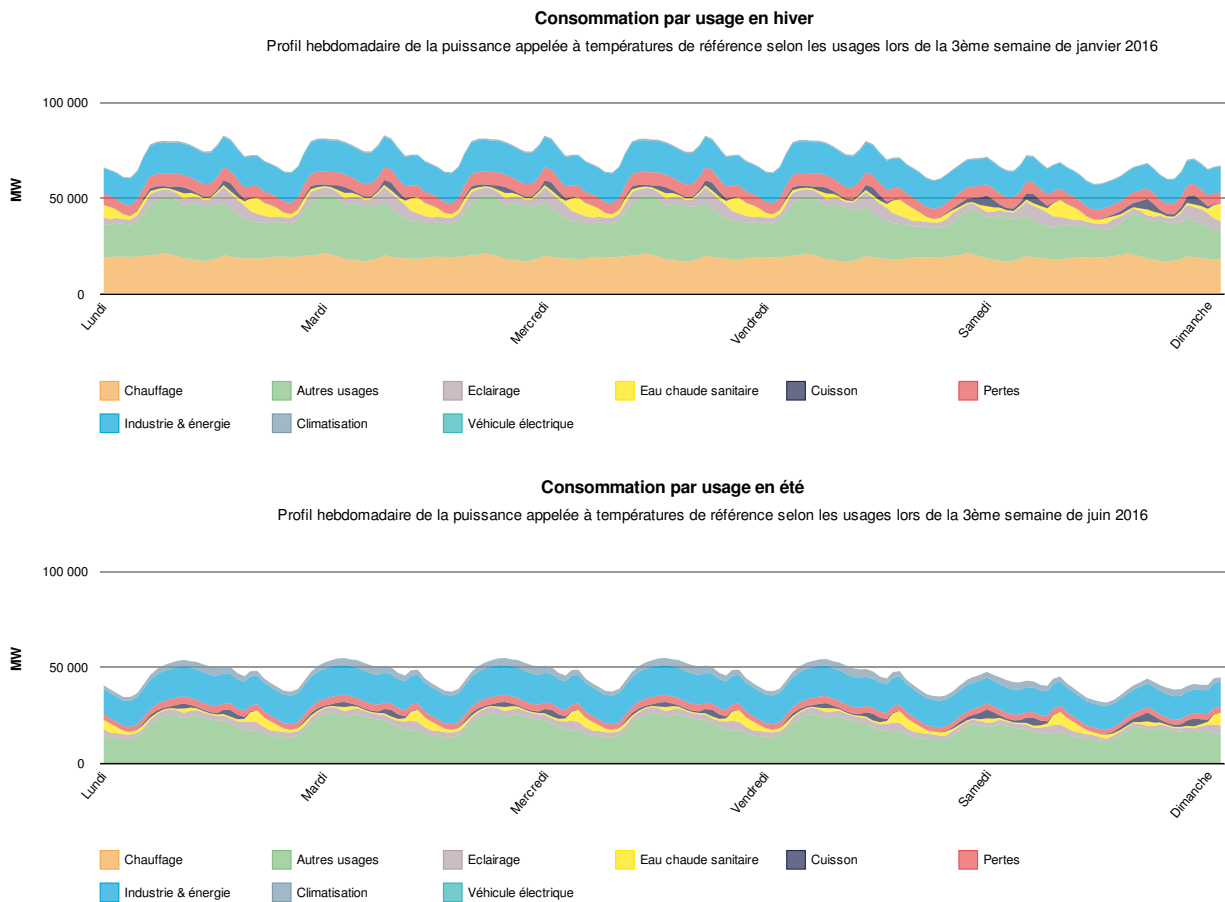
Au cours de la journée, les usages de type éclairage et cuisson qui interviennent notamment le soir, lorsque les français rentrent chez eux, sont à l'origine du pic observé aux alentours de 19h.

Des profils différents suivant les usages et les secteurs

La courbe de puissance appelée à chaque instant (aussi appelée courbe de charge) résulte de l'addition de profils contrastés de différents secteurs et usages qui varient selon la saison.

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.

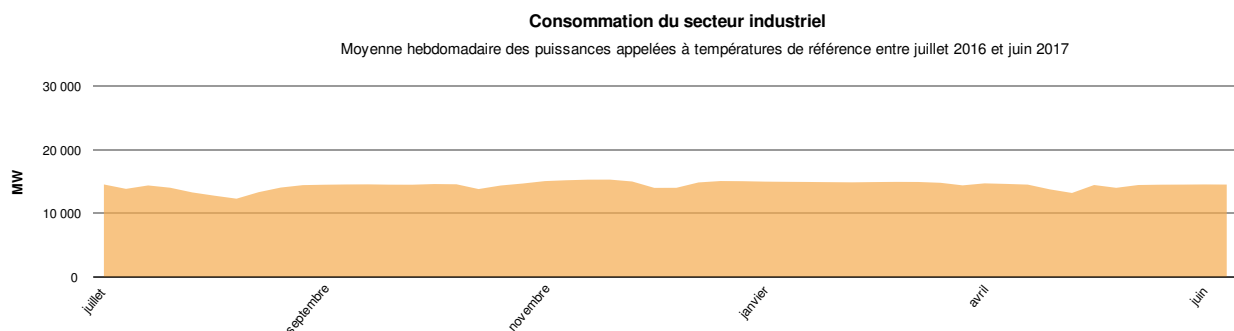
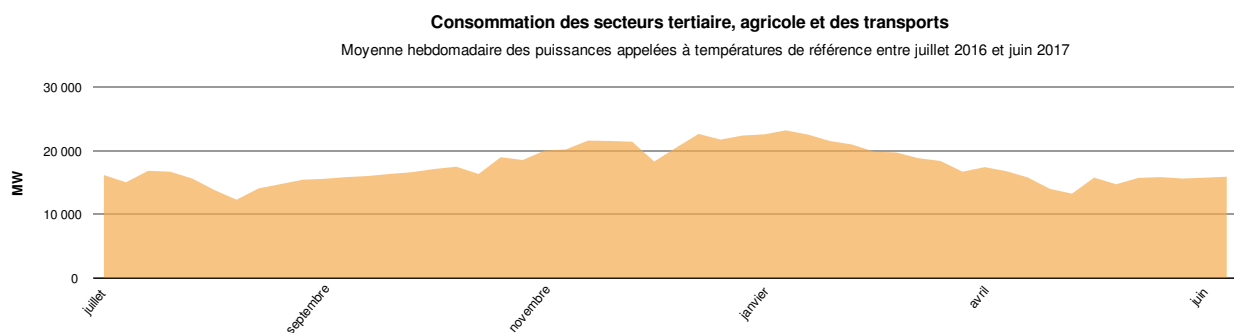
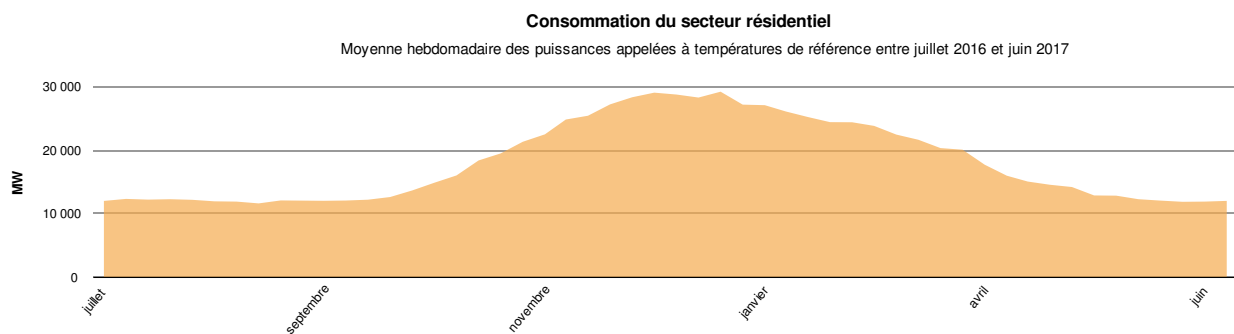
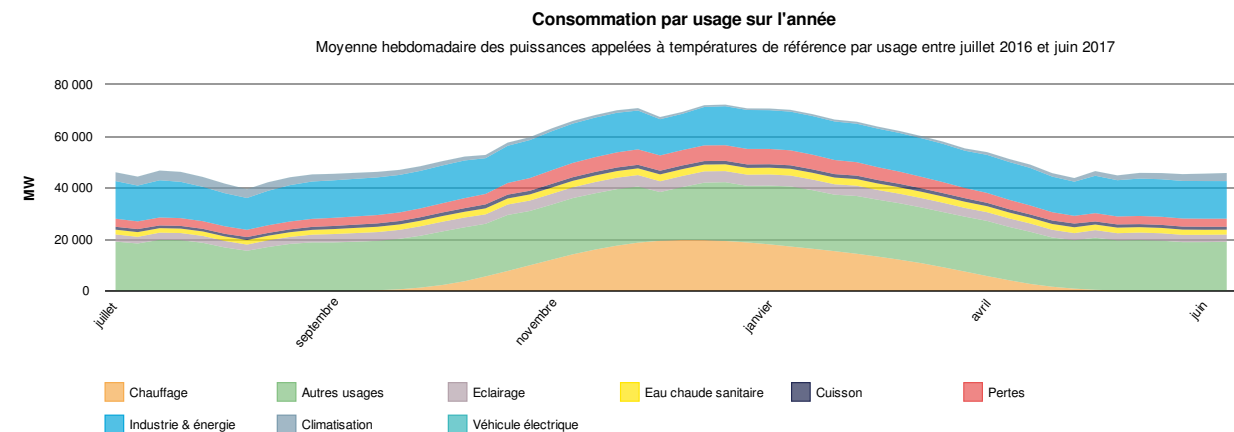


**A noter, ces graphiques présentent les puissances appelées à températures de référence. En réalité, la variabilité de la consommation est bien plus importante. Pour en savoir plus, revenez à l'article concernant la sensibilité à la température en cliquant sur « retour au contenu » en bas de cette page.*

Consommation par secteur

Au cours d'une année, la comparaison de la consommation par usage avec celle par secteur montre :

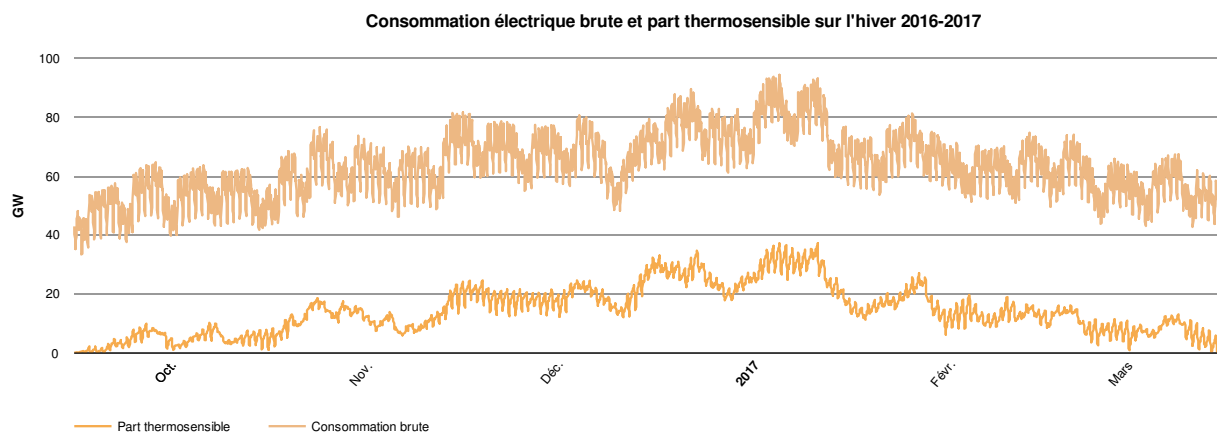
- un recours important au chauffage électrique l'hiver qui se retrouve dans la consommation du secteur résidentiel et, dans une moindre mesure, dans celle du secteur tertiaire
- une brève diminution de la consommation fin décembre, dans le secteur tertiaire et dans celui de l'industrie. Cette baisse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



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

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

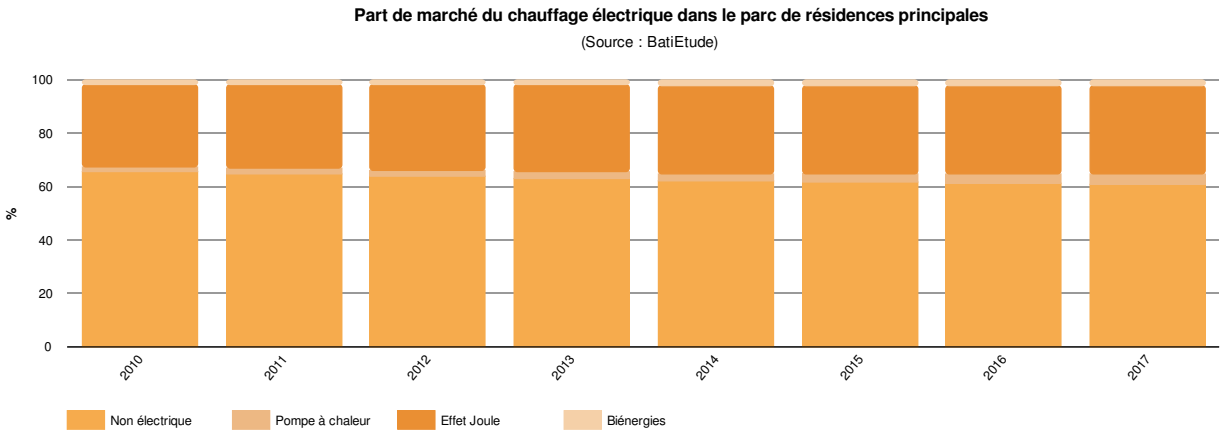
Pour établir les chiffres de consommation corrigée de l'aléa de température, RTE utilise un modèle qui vise à séparer la consommation en une part thermosensible et une part non thermosensible. La composante thermosensible de la consommation impose sa forme à la consommation totale.



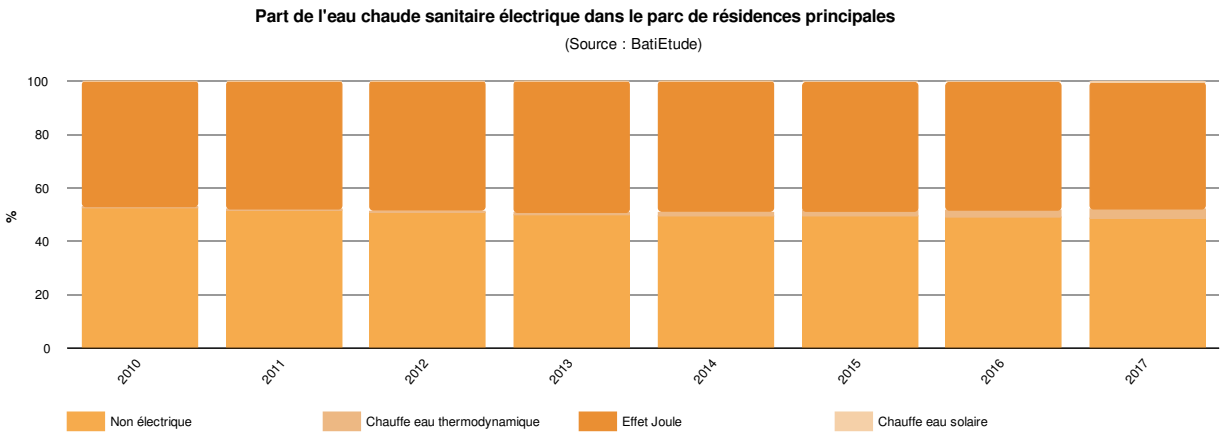
Cette sensibilité à la température de la consommation d'électricité est variable au cours de la journée. Elle est estimée en moyenne à environ 2 400 MW par degré Celsius en hiver.

La thermosensibilité de la consommation devrait diminuer avec l'évolution des usages d'ici quelques années

Le type de chauffage installé dans les logements neufs peut fortement modifier la thermosensibilité. Depuis la réglementation thermique de l'année 2012, la part de chauffage électrique à effet Joule est divisée par trois dans le neuf par rapport à 2008. Cela est de nature à modérer la thermosensibilité dans le futur. Cependant, les logements neufs ne représentant qu'une très faible partie du parc de logements (environ 1%), cette évolution ne peut être visible qu'à long terme.



Outre le chauffage (de base ou d'appoint), d'autres usages contribuent, dans une moindre mesure, à modifier la part thermosensible de la consommation d'électricité, comme la production de l'eau chaude sanitaire, la cuisson ou la production de froid.



L'efficacité énergétique : une consommation domestique moins énergivore

Les appareils domestiques sont de plus en plus performants. Même si cette efficacité ne réduit pas la thermosensibilité française, elle est source 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 2016. Cette consommation serait divisée par deux pour un ménage qui ne compterait que des équipements performants (classe A+++).

Consommation unitaire des équipements						Efficacité énergétique
Blanc		Réfrigérateur	C 473 kWh	A+ 221 kWh	A+++ 119 kWh	-75%
		Congélateur indépendant	C 493 kWh	A+ 247 kWh	A+++ 135 kWh	-73%
		Lave-linge	C 251 kWh	A+ 183 kWh	A+++ 154 kWh	-39%
		Sèche-linge	C 434 kWh	A+ 242 kWh	A+++ 143 kWh	-67%
		Lave-vaisselle	C 303 kWh	A+ 216 kWh	A+++ 172 kWh	-43%
TTC		TV 42"	C 138 kWh	A+ 54 kWh	A+++ 24 kWh	-83%
		Informatique	Fixe 250 kWh	Portable 50 kWh	Tablette 10 kWh	-96%
Cuisson		Plaques électriques	Fonte 300 kWh	Vitrocéramique 230 kWh	Induction 180 kWh	-40%
		Four 60L	C 315 kWh	A+ 155 kWh	A+++ 84 kWh	-73%
Éclairage		Lampe 800 lumens	Incandescent 60 kWh	Halogène Éco 43 kWh	LED 10 kWh	-83%

Consultez le Bilan prévisionnel de RTE

Les prévisions de consommation ainsi que les évolutions liées aux usages sont détaillées dans le Bilan prévisionnel 2017

Production

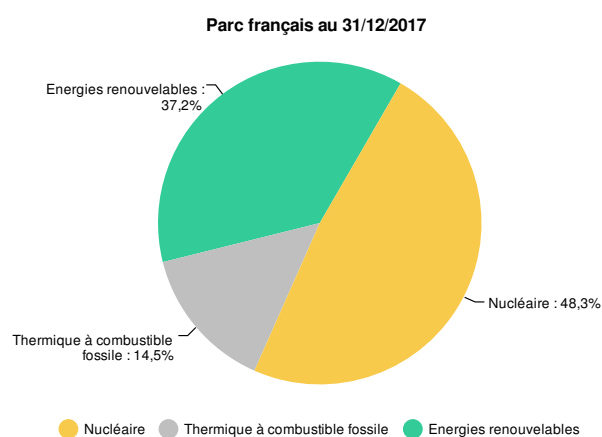
La capacité de production est stable à 130 GW

+2 763 MW pour le parc renouvelable

En France métropolitaine, le parc des installations de production d'électricité atteint 130 GW, en diminution de 94 MW (-0,1%) par rapport à 2016.

	Puissance installée au 31/12/2017	Puissance MW	Evolution par rapport au 31/12/2016	Evolution MW	Part du parc installé
	Nucléaire	63 130	0,0%	0	48,3%
	Thermique à combustible fossile	18 947	-13,1%	-2 857	14,5%
	<i>dont charbon</i>	2 997	0,0%	0	2,3%
	<i>dont fioul</i>	4 098	-42,6%	-3 039	3,1%
	<i>dont gaz</i>	11 851	1,6%	183	9,1%
	Hydraulique	25 517	0,2%	48	19,5%
	Eolien	13 559	15,3%	1 797	10,4%
	Solaire	7 660	13,1%	887	5,9%
	Bioénergies	1 949	1,6%	31	1,5%
	Total	130 761	-0,1%	-94	100,0%

La baisse importante du parc thermique fossile classique avec la fermeture des quatre groupes de Porcheville et d'un groupe de Cordemais a été compensée par la progression notable du parc ENR (+2 763 MW).



Accéder aux données en OpenData

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 RTE et mises à jour mensuellement. Parmi les informations on peut retrouver 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.

[https://opendata.rte-](https://opendata.rte-france.com/explore/dataset/registre_national_installations_production_stockage_electricite_public/)

[france.com/explore/dataset/registre_national_installations_production_stockage_electricite_public/](https://opendata.rte-france.com/explore/dataset/registre_national_installations_production_stockage_electricite_public/)

Energie et puissance : quelle différence ?

Mieux comprendre la différence entre puissance et énergie

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

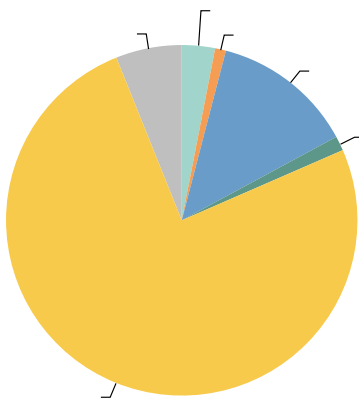
Outre le kilowatt-heure ($\text{kWh} = 10^3 \text{ Wh}$), de plus grands multiples du watt-heure sont souvent utilisés lorsqu'il est question de production électrique : le mégawatt-heure ($\text{MWh} = 10^6 \text{ Wh}$), le gigawatt-heure ($\text{GWh} = 10^9 \text{ Wh}$) ou encore le térawatt-heure ($\text{TWh}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

Production totale en baisse de 0,4%

La production totale d'électricité en France s'établit à 529,4 TWh en 2017, ce qui correspond à une baisse de 0,4% par rapport à 2016. Pénalisée par plusieurs épisodes de sécheresse la production hydraulique a considérablement chuté (-16,3% par rapport à 2016). Les nombreuses indisponibilités des centrales nucléaires couplées à la baisse de la production hydraulique ont nécessité un recours important à la production d'origine thermique fossile.

Energie produite	TWh	Variation 2017/2016	Part de la production
Production nette	529,4	-0,4%	100,0%
Nucléaire	379,1	-1,3%	71,6%
Thermique à combustible fossile	54,4	+20,0%	10,3%
<i>dont charbon</i>	9,7	+33,1%	1,8%
<i>dont fioul</i>	3,8	+45,3%	0,7%
<i>dont gaz</i>	40,9	+15,4%	7,7%
Hydraulique	53,6	-16,3%	10,1%
<i>dont renouvelable</i>	48,6	-18,0%	9,2%
Eolien	24,0	+14,8%	4,5%
Solaire	9,2	+9,2%	1,7%
Bioénergies	9,1	+4,1%	1,7%
<i>dont renouvelable</i>	7,0	+5,4%	1,3%

On note que la part de la production d'origine nucléaire est au plus bas depuis 1992 et représente 71,6% de la production d'électricité totale. La répartition de la production reste globalement identique à 2016.



Accéder aux données en OpenData

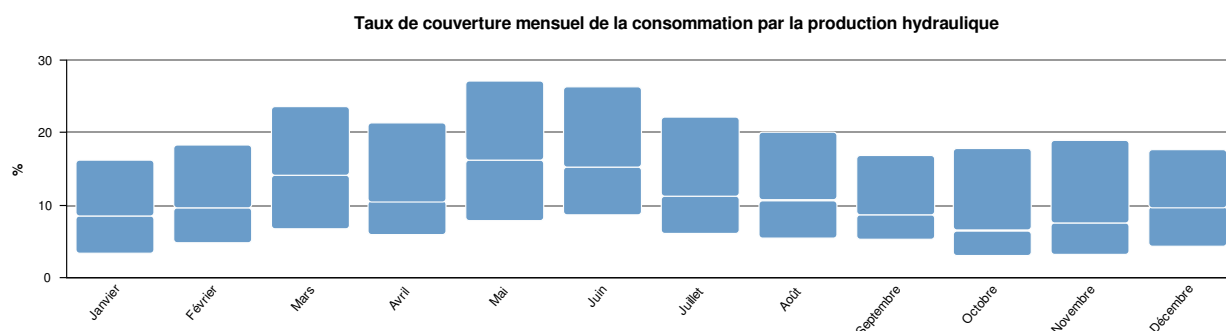


Découvrir les données en temps réel sur Eco2Mix

Variabilité des moyens de production

Le parc électrique français est composé de moyens dont la production dépend de différents paramètres : nébulosité et ensoleillement pour le solaire, vent pour l'éolien, pluviométrie et température pour l'hydraulique. On constate par exemple que la couverture de la production hydraulique est maximale au mois de mai, ce qui correspond à la fonte des neiges. Néanmoins, le caractère modulable de cette production permet de compenser, dans une certaine mesure, la fluctuation des productions éolienne et solaire.

Les moyens de production utilisant des combustibles fossiles (charbon, fioul ou gaz) sont plus sollicités durant la période hivernale et leur taux de couverture de la consommation totale fluctue en 2017 de 1% à 20%.



Les extrémités représentent le maximum et le minimum, tandis que le trait blanc modélise la médiane.

Qui dit variabilité dit adaptabilité

Brise, rafale ou bourrasque, le vent souffle de différentes manières. De fait, les éoliennes aussi ont différentes façons de produire. Au gré du vent, elles connaissent des variations de production qui peuvent être importantes sur la même journée, d'un jour à l'autre ou d'une région à une autre. Aujourd'hui, adapter le réseau au développement des productions renouvelables est devenu un enjeu majeur pour tous les acteurs de l'électricité. Avec pour objectif de mieux intégrer l'énergie éolienne dans le réseau électrique, VENTEEA s'inscrit directement dans cette dynamique qui va vers plus d'énergies renouvelables et une plus grande maîtrise de la consommation via les Smart Grids. VENTEEA : quand la puissance du vent insuffle de l'intelligence au réseau!

Et demain, quelle production?

Le vent, les courants liés aux marées, les vagues... ces sources d'énergies marines offrent un grand potentiel. Leur intégration dans le système électrique contribuera à la réussite de la transition énergétique et au développement d'une nouvelle filière industrielle. Découvrez comment RTE et ses partenaires relèvent des défis pour raccorder ces nouvelles sources de production sur le MAG RTE&Vous.

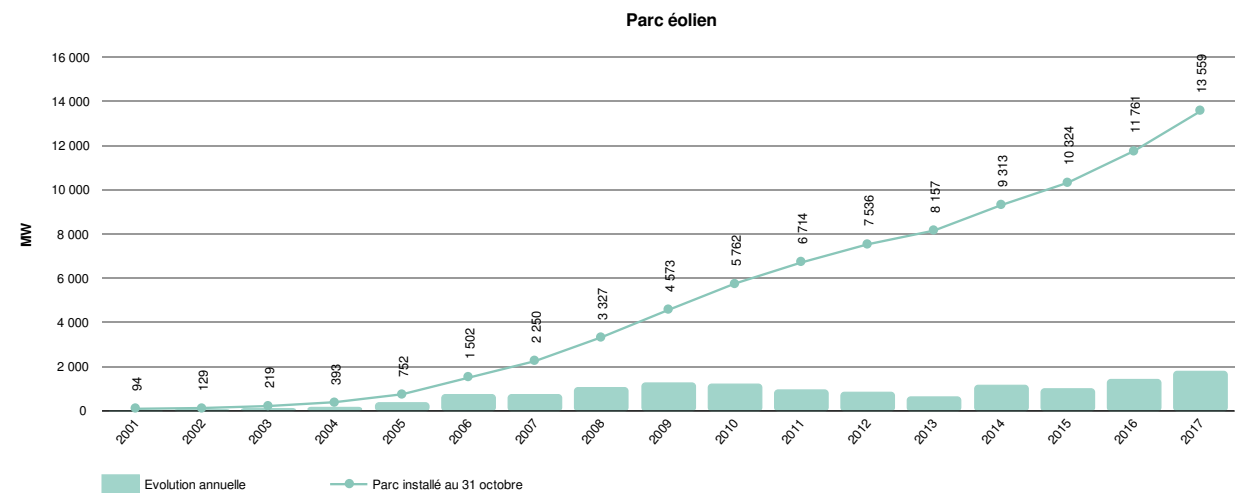
Eolien

Panorama de l'électricité renouvelable

En partenariat avec le Syndicat des Energies Renouvelables, Enedis et l'ADEeF, RTE propose un état des lieux détaillé du développement de l'électricité renouvelable.
<http://www.rte-france.com/fr/article/panorama-de-l-electricite-renouvelable>

Le parc augmente de 1 797 MW

Avec 1 797 MW nouvellement raccordés, le parc éolien s'élève à 13 559 MW au 31 décembre 2017. 950 MW sont raccordés sur le réseau RTE et 12 609 MW sur les réseaux d'Enedis, des ELD et d'EDF-SEI pour la Corse. Le taux de raccordement poursuit son évolution à la hausse. L'évolution des mises en service s'est accélérée au premier et troisième trimestres avec 894 MW raccordés contre 404 MW sur la même période en 2016. L'accélération des raccordements et l'augmentation des projets en développement témoignent de la confiance des acteurs dans le développement de la filière éolienne. Pour rappel, l'objectif de la PPE est fixé à 15 000 MW pour 2018.



Accéder aux données en OpenData

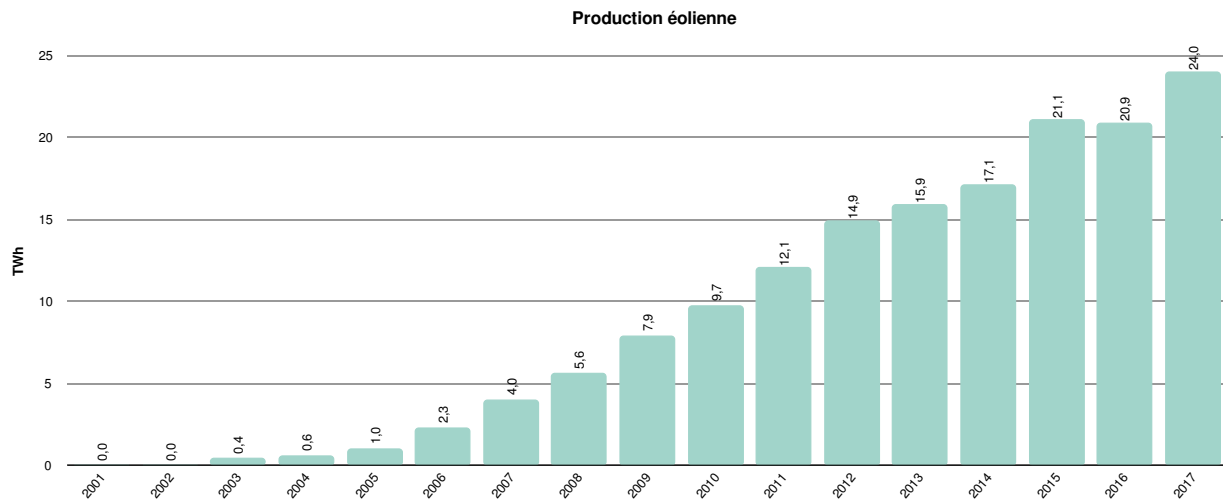
Objectifs de la PPE

Les objectifs de la PPE se déclinent par filière de la façon suivante:

Filière	Objectifs 2018 en MW	Objectifs 2023 en MW	
		Option basse	Option haute
Eolien	15 000	21 800	26 000
Solaire	10 200	18 200	20 200
Hydraulique	25 300	25 800	26 050
Bioénergies	677	790	1 040

La production éolienne en hausse

La production éolienne est en forte hausse de 14,8% par rapport à 2016. Portée par l'augmentation du parc installé, la production éolienne a bénéficiée des conditions météorologiques favorables durant la fin de l'été et surtout durant le mois de décembre.

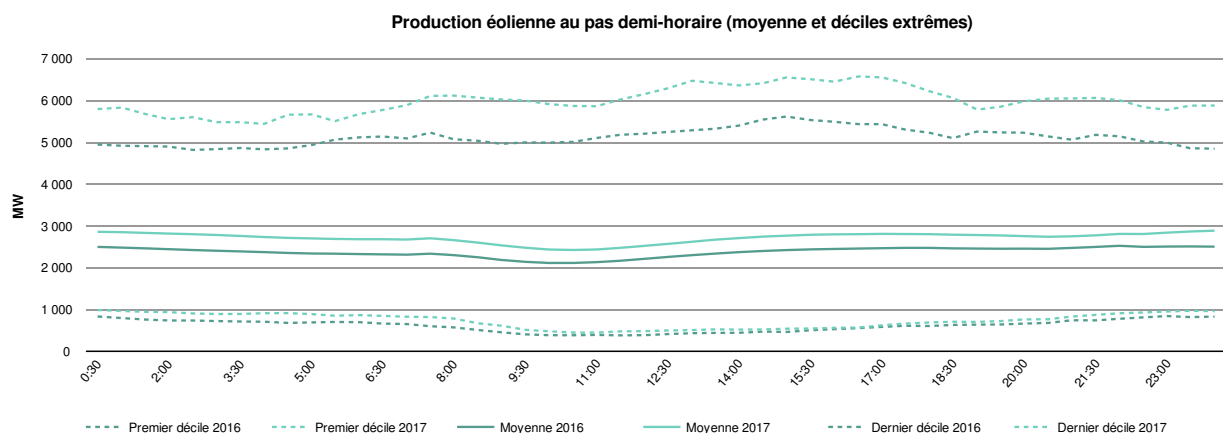


[Accéder aux données en OpenData](#)

La production éolienne en détail

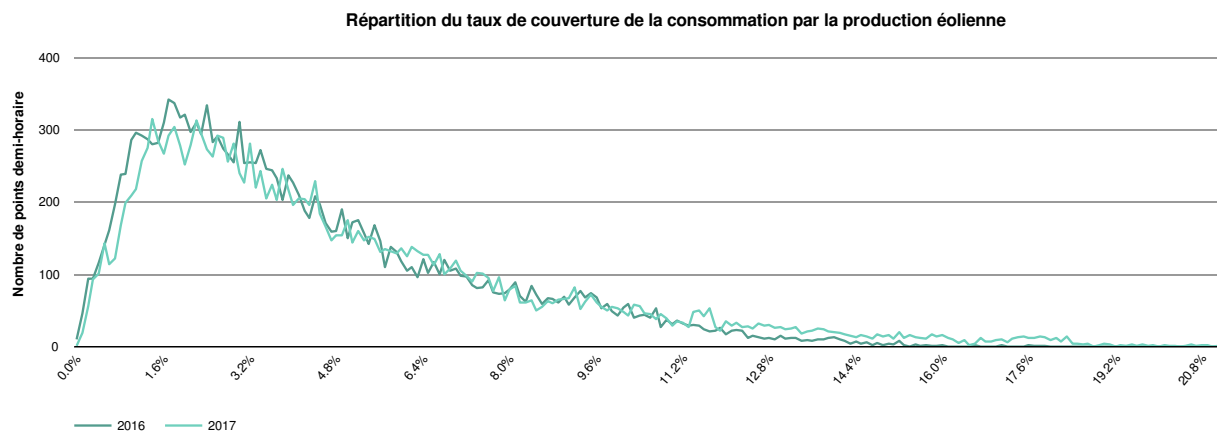
La production éolienne au pas demi-horaire

Le premier décile est en forte hausse (+19,6%) ainsi que le dernier décile (+16,9%). Cette hausse générale reflète les bonnes conditions météorologiques de l'année, notamment durant le mois de décembre. La France bénéficiant de plusieurs régimes de vent, l'effet de foisonnement géographique a tendance à compenser la variabilité de la production éolienne impactée par les conditions de vent.



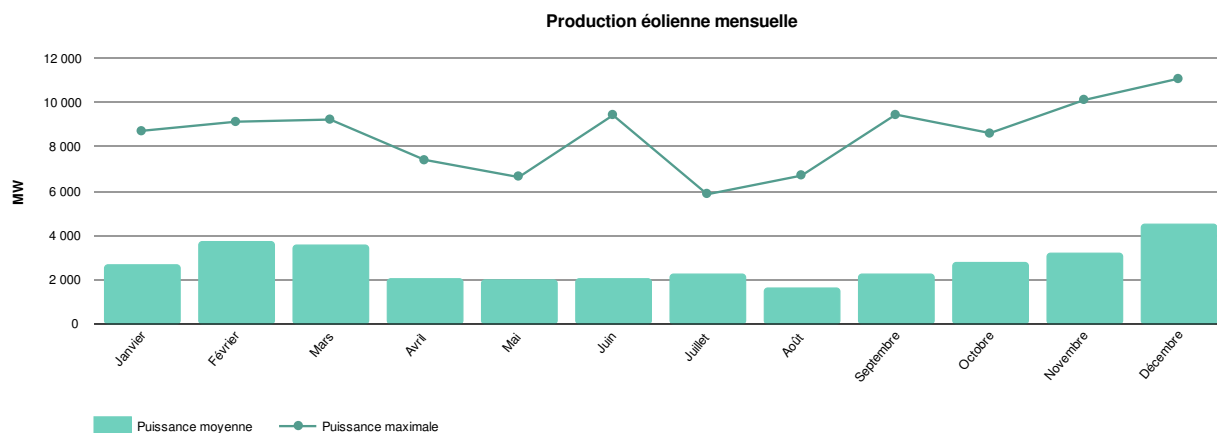
Taux de couverture de la consommation par la production éolienne

Le taux de couverture moyen de la consommation par la production éolienne est de 5,0% contre 4,3% en 2016. D'importants records ont été atteints cet été avec des taux de couverture demi-horaires avoisinant les 25%.



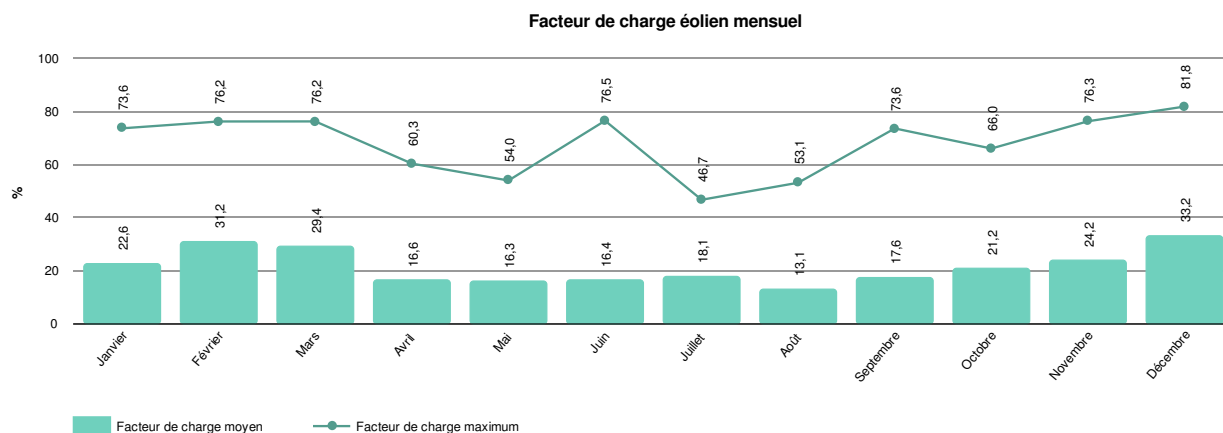
La production éolienne mensuelle

Un nouveau maximum de production éolienne a été enregistré le 30 décembre à 13h30 avec une puissance de 11 075 MW. Le facteur de charge associé a atteint 81,8%.



Le facteur de charge éolien mensuel

Le facteur de charge éolien, en moyenne à 21,6%, est en légère diminution par rapport à 2016 (22,0%).

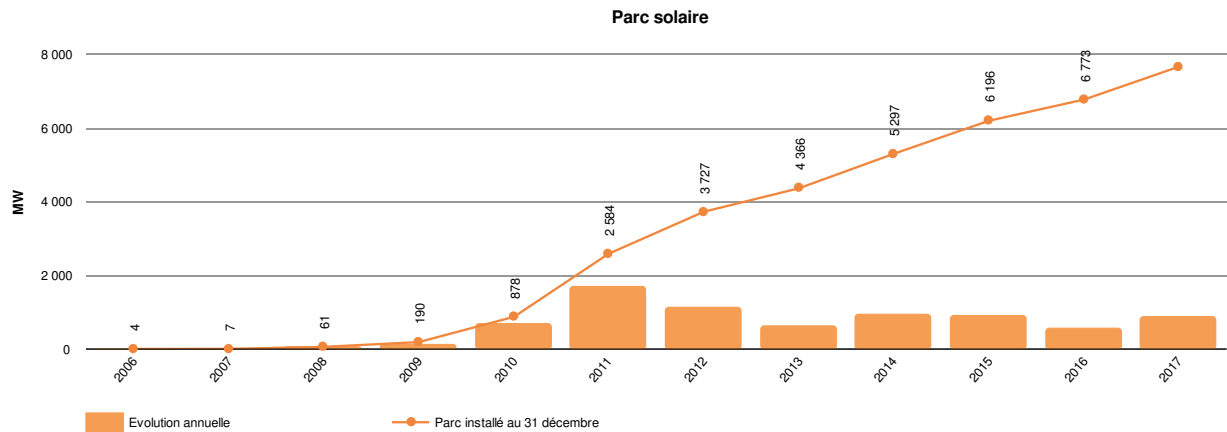


Solaire

Un parc en progression : +887 MW

Avec 887 MW de puissance solaire nouvellement raccordés en France métropolitaine, la capacité totale du parc installé atteint 7 660 MW. 7 017 MW sont raccordés sur les réseaux d'Enedis, des ELD et d'EDF-SEI pour la Corse ainsi que 643 MW sur le réseau de transport.

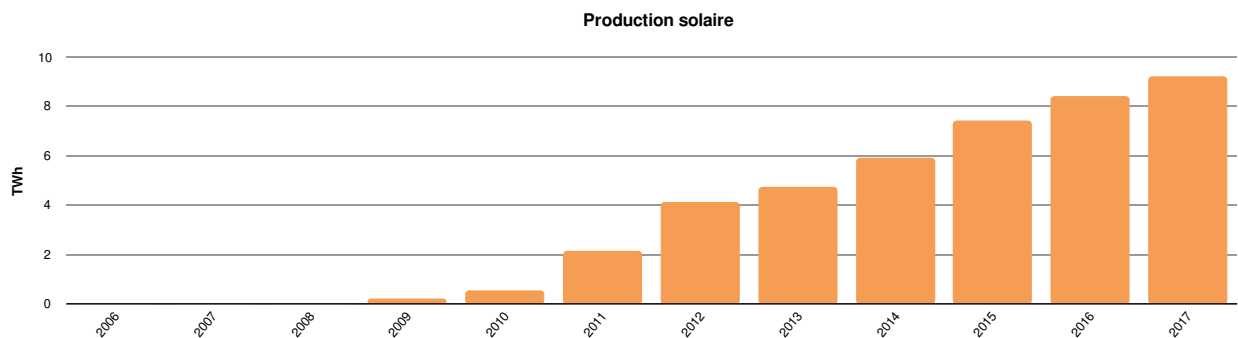
Le saviez-vous ? Pour connaître les grandes tendances électriques mois par mois, RTE publie l'Aperçu Mensuel.



[Accéder aux données en OpenData](#)

Une production en croissance de plus de 9%

La production solaire augmente de 9,2% par rapport à 2016, en lien avec la croissance du parc installé. Bénéficiant d'un bon ensoleillement durant les mois printaniers, l'électricité mensuelle produite par la filière solaire a dépassé les 1 TWh pendant plus de 5 mois consécutifs, ce qui constitue un nouveau record.

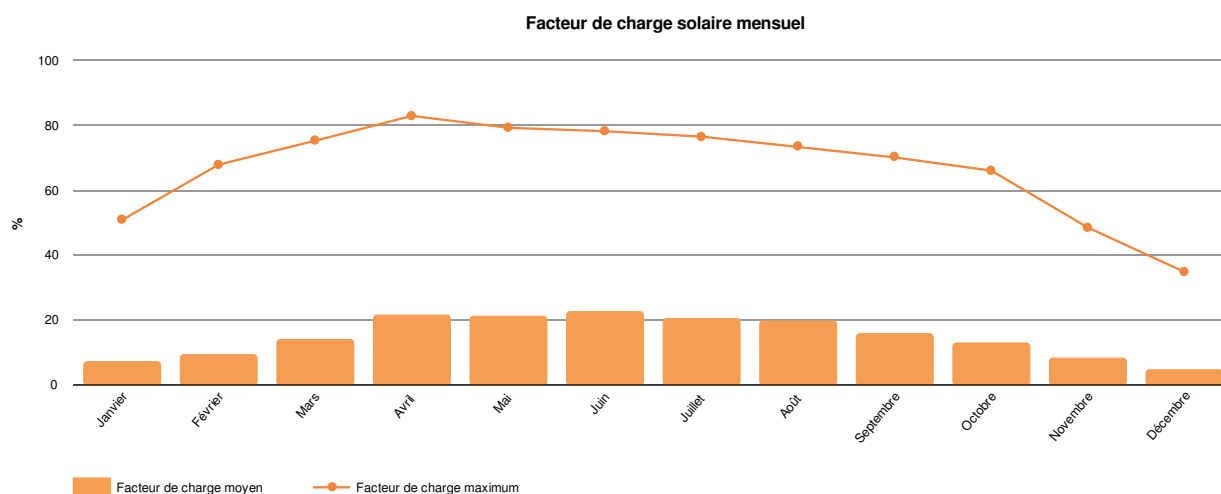


[Accéder aux données en OpenData](#)

La production solaire en détail

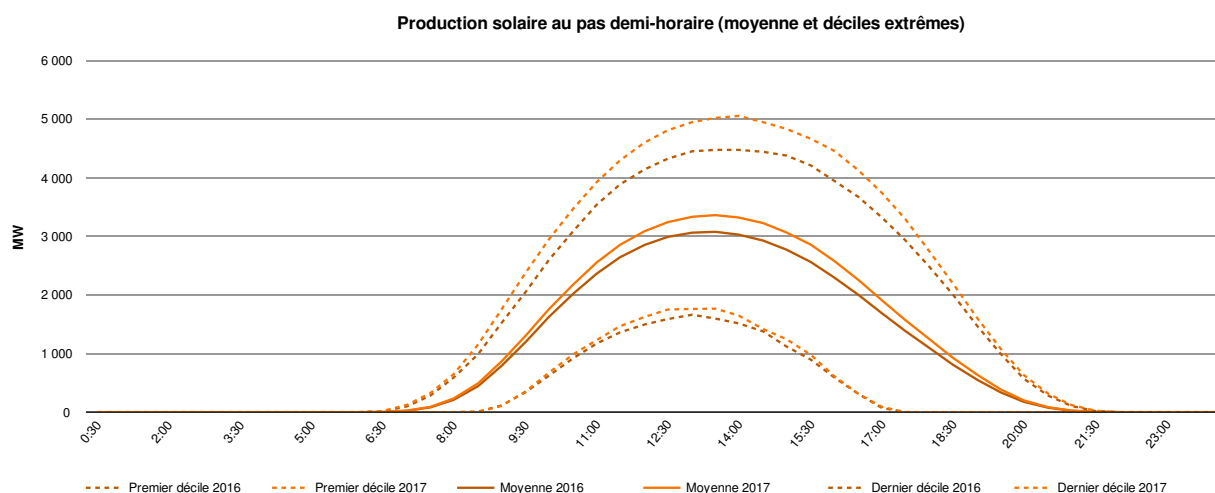
Facteur de charge solaire mensuel

Le facteur de charge solaire s'élève à 14,9% en moyenne sur l'année 2017 contre 14,6% en 2016.



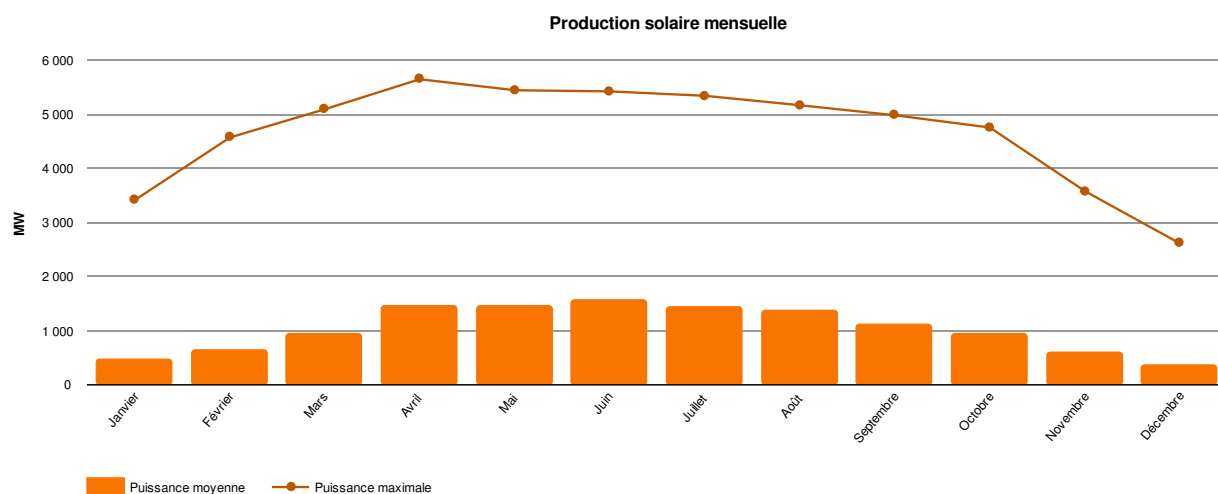
La production solaire au pas demi-horaire

La production solaire a permis de couvrir en moyenne 2,0% de la consommation en 2017, ce qui est légèrement supérieur à la couverture observée en 2016 (1,8%). Le taux de couverture maximal est atteint le 20 août 2017 à 15h avec 13,3%.



La production solaire mensuelle

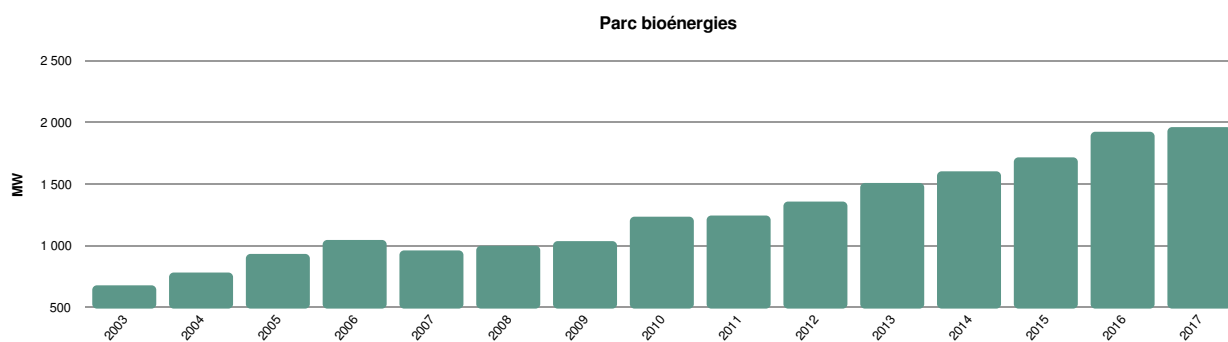
Le 20 avril 2017 à 14h, la production solaire a atteint un maximum de 5 646 MW, soit un facteur de charge de 82,9%.



Bioénergies

Le parc bioénergies

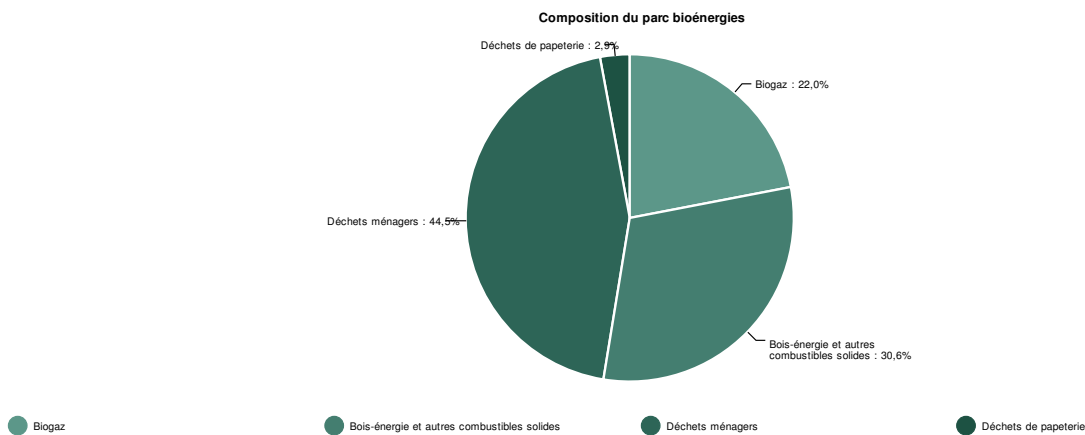
Le parc de la filière des bioénergies progresse légèrement (+1,6%) en 2017 et atteint 1 949 MW. Le volume des projets en développement atteint 303 MW au 31 décembre 2017.



Accéder aux données en OpenData

Composition du parc bioénergies

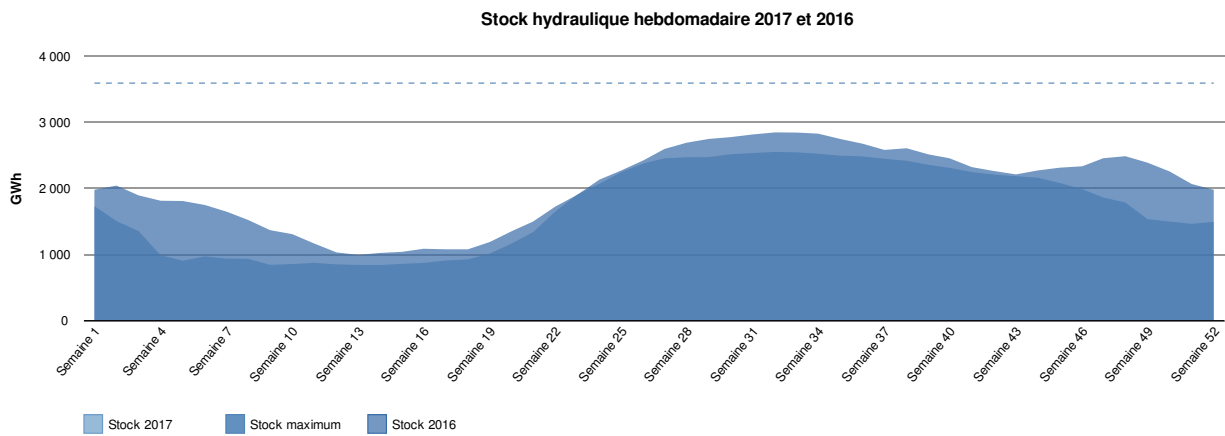
Les usines d’incinération des déchets ménagers restent majoritaires dans la composition du parc bioénergies. Le biogaz a vu cette année sa capacité installée augmenter de 39 MW.



Hydraulique

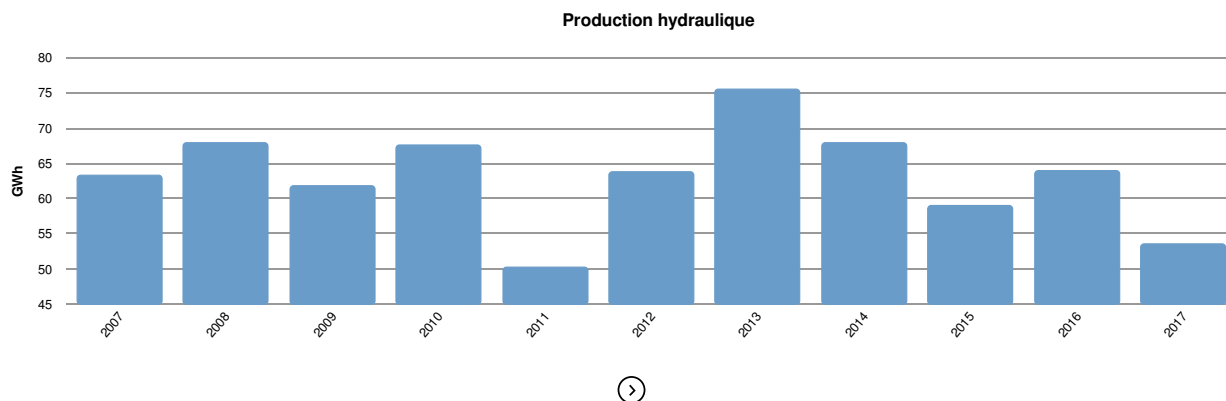
Le stock hydraulique

Par rapport à 2016, le stock hydraulique est en baisse de 16,9% en moyenne. Durant le mois de février 2017 le stock était inférieur de presque 45% par rapport à février 2016. Pénalisé par de multiples épisodes de sécheresse, le stock hebdomadaire est resté en permanence inférieur à celui de l’année dernière.



La production hydraulique

La production hydraulique décroît de -16,3% par rapport à 2016. Ce volume annuel figure parmi les plus bas jamais enregistré. Cette pénurie s'explique par la pluviométrie déficitaire, qui a atteint respectivement -40% et -50% aux mois de janvier et avril 2017 sur l'hexagone.



Accéder aux données en OpenData

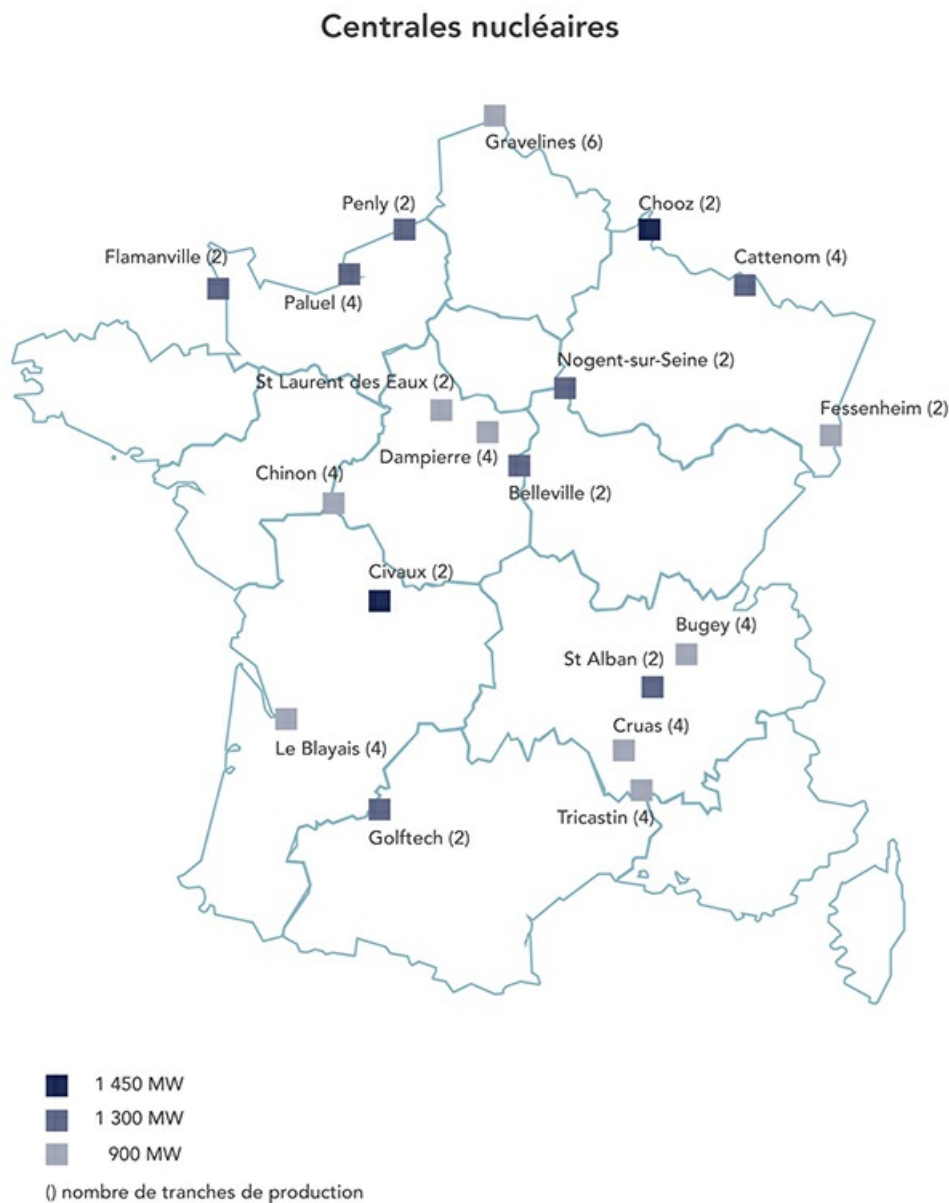
La production nucléaire en baisse compensée en partie par la production thermique fossile

Production nucléaire en baisse

Avec 63,1 GW la capacité de production nucléaire n'évolue pas. Elle représente près de la moitié de la capacité totale française (130 GW). Avec une disponibilité similaire à 2016, la production nucléaire est en légère baisse (-1,3%) et ne représente que 71,6% de la production.

Accéder aux données en OpenData

Répartition des centrales nucléaires en France



Forte augmentation de la production thermique fossile

La production thermique fossile est en très forte hausse (+20,0%) par rapport à 2016, afin de compenser notamment la diminution de la production nucléaire et hydraulique.

Les filières charbon et fioul ont été fortement sollicitées (+33,1% et +45,3%) Dans le même temps, la filière gaz a vu sa production augmenter (+15,4%) grâce notamment à la centrale de Bouchain mise en service fin 2016.

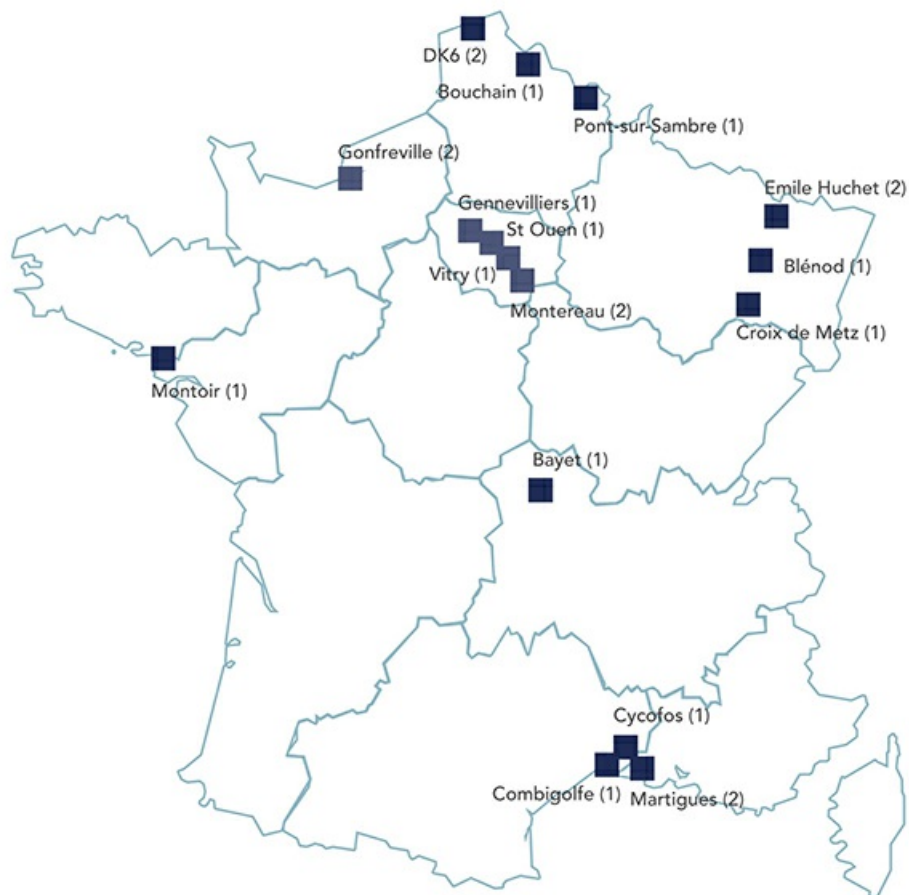


Accéder aux données en OpenData

Répartition des centrales à combustible

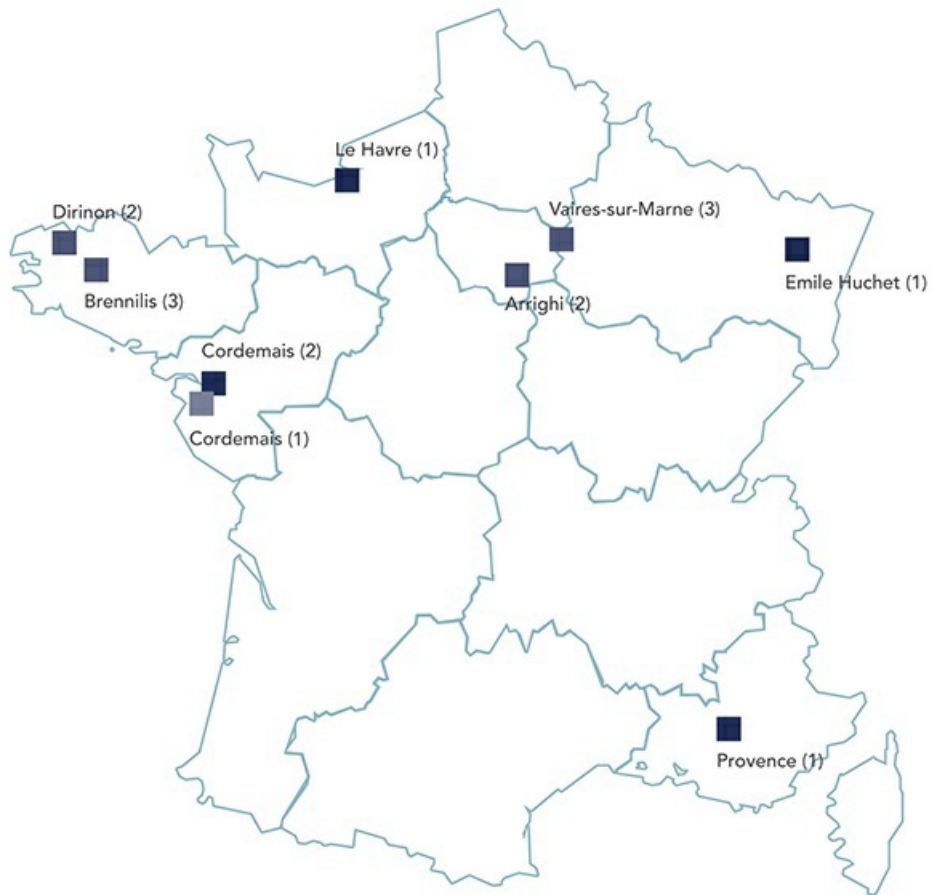
fossile en France

Centrales à gaz



- Cycle combiné gaz (CCG)
- TAC gaz

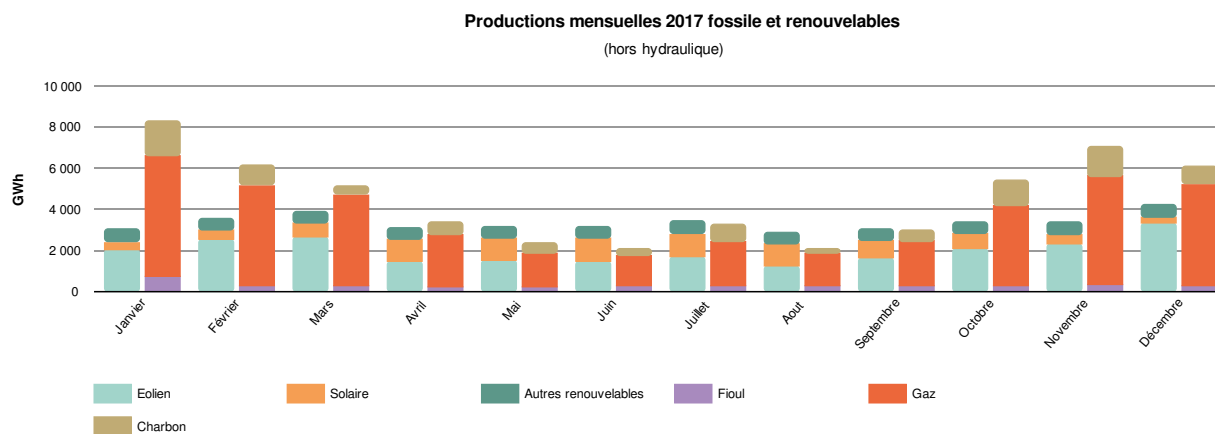
Centrales à charbon et à fioul



- Charbon
- Turbine à combustion (TAC)
- Turbine à vapeur (TAV) Fioul

Energies fossiles et renouvelables en 2017

La vague de froid qui a touché la France en janvier a nécessité un recours important à la production thermique à combustible fossile. Malgré un mois de février se classant parmi les 10 mois de février les plus chauds sur la période 1900-2017, la faible production hydraulique a également impacté la production thermique fossile en février 2017.



La production renouvelable couvre 18,4% de la consommation

Diminution de la part d'énergies renouvelables dans la consommation brute

La couverture de la consommation par la production issue de l'ensemble des sources d'énergies renouvelables est en baisse de 6,6% par rapport à 2016. Avec un taux de 18,4% contre 19,7% en 2016, la couverture de la consommation par la production renouvelable a été fortement pénalisée par la diminution de la production hydraulique.

Le saviez-vous ? L'électricité renouvelable représentait 18% de la consommation électrique française au 1er trimestre 2017.

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.

Production éolienne et solaire : 37,4% de la production renouvelable

Les productions éolienne et solaire atteignent 33,2 TWh et représentent plus d'un tiers (37,4% contre 30,8% en 2016) de la production d'électricité renouvelable totale française. L'effet combiné de la diminution de la production hydraulique et l'augmentation de la production solaire et éolienne explique cette progression. Avec la partie renouvelable de l'hydraulique et des bioénergies, la production renouvelable française s'élève à 88,9 TWh (-6,8% par rapport à 2016).

Emissions de CO₂

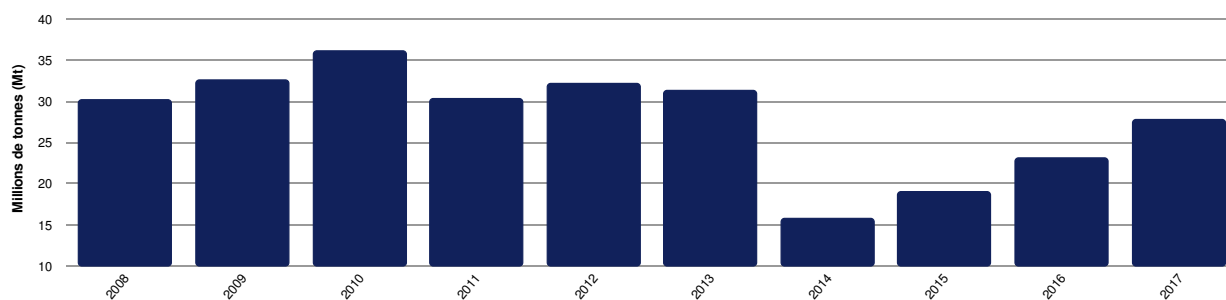
Reprise des émissions de CO₂

Pour la troisième année consécutive, les émissions de CO₂ repartent à la hausse. La diminution de la production nucléaire et de la production hydraulique ainsi que les épisodes de froid ont nécessité un recours important aux moyens de production thermique fossile. Les émissions de CO₂ se retrouvent en augmentation de +20,5%. La majeure partie de ces émissions est due à l'augmentation de la production thermique charbon et gaz.

Les émissions de CO₂ dues à l'autoconsommation sont évaluées à 4,25 millions de tonnes. Ces émissions sont comptabilisées dans le bilan des sites industriels.

Emissions de CO ₂ hors autoconsommation (millions de tonnes)		2017	2016
Production nette		27,9	23,1
Nucléaire		–	–
Thermique à combustible fossile		26,3	21,5
	dont charbon	9,5	7,1
	dont fioul	1,3	1,2
	dont gaz	15,5	13,2
Hydraulique		–	–
Eolien		–	–
Solaire		–	–
Bioénergies		1,6	1,6

Evolution depuis 2008 des émissions de CO₂

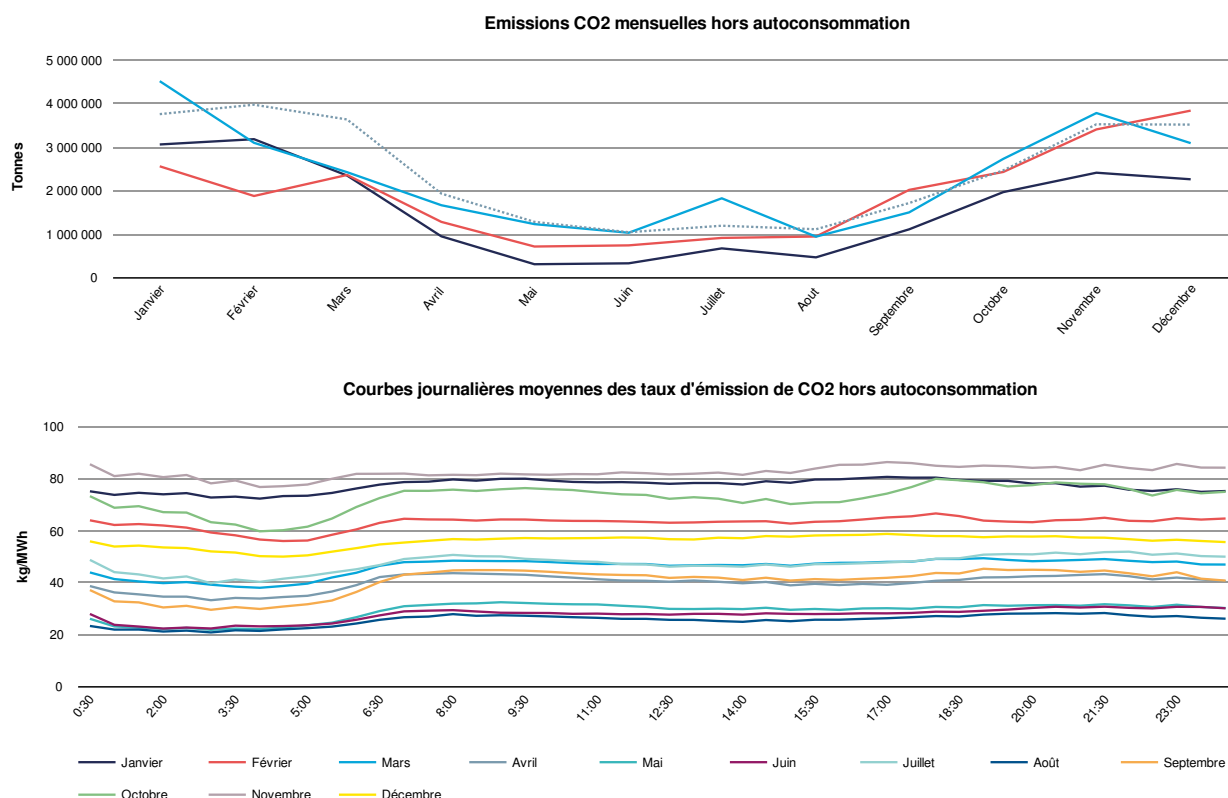


Des émissions de CO₂ variables au cours du temps

Des émissions de CO₂ variables au cours du temps

L'important recours au thermique fossile, notamment durant la période de froid de janvier 2017, se traduit par des niveaux plus hauts qu'en 2016.

Les courbes journalières d'émissions de CO₂ hivernales connaissent de fortes variations, causées par le recours en journée aux moyens de production thermique. Les courbes estivales sont quant à elles marquées par une certaine constance.



Méthodologie de calcul du CO₂

Les facteurs d'émissions de CO₂ retenus représentent uniquement les émissions de CO₂ générées par la consommation du combustible primaire. La contribution de chaque moyen de production aux émissions de CO₂ 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 TAC gaz récents
- 0,352 t/MWh pour les groupes CCG gaz
- 0,583 t/MWh pour les autres groupes gaz
- 0,988 t/MWh pour les UIOM (seule la part non renouvelable est prise en compte dans les émissions, soit 50% de la production)

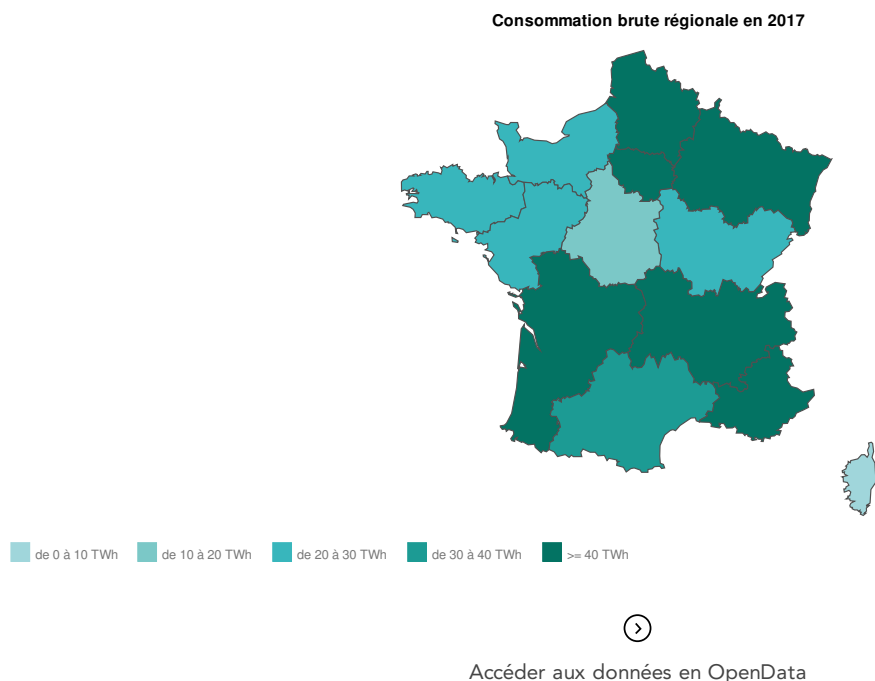
Ces taux sont calculés à partir des facteurs d'émission diffusés par l'ADEME et des rendements des centrales issus des recommandations de l'ENTSO-E.

Territoires et régions

La consommation en région

Consommation brute : répartition de la consommation brute stable en moyenne

La consommation brute des régions reste comparable à celle de 2016 alors que la température moyenne réalisée a augmenté de 0,6°C sur la période.



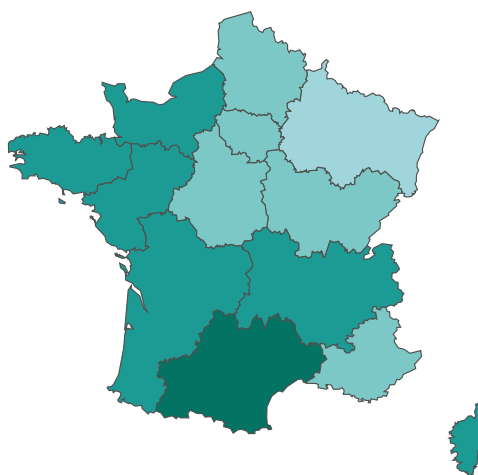
L'électricité en région avec éco2mix

Pour tout connaître sur l'électricité dans chaque région en temps réel, l'application éco2mix se décline en version régionale depuis avril!

Consommation corrigée : des évolutions en partie liées aux dynamiques démographiques

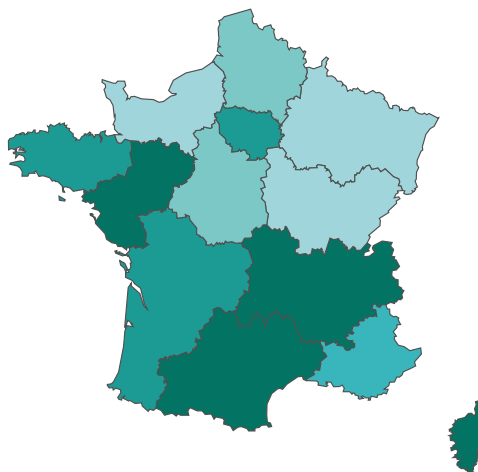
Entre 2010 et 2016, la consommation corrigée en France évolue de façon contrastée. Différents facteurs peuvent expliquer ces contrastes. La démographie est l'un d'eux. C'est le cas en Occitanie, où la consommation d'électricité augmente de 7,7% tandis que sa population progresse de 5,7%. En Grand-Est, alors que la population est restée stable, la consommation enregistre la plus forte diminution en France avec -5,3%. Dans ce cas, c'est la désindustrialisation de la région qui explique cette évolution.

Evolution de la consommation corrigée entre 2010 et 2016



de -10 à -5 % de -5 à 0 % de 2 à 5 % >= 5 %

Evolution de la population entre 2010 et 2016

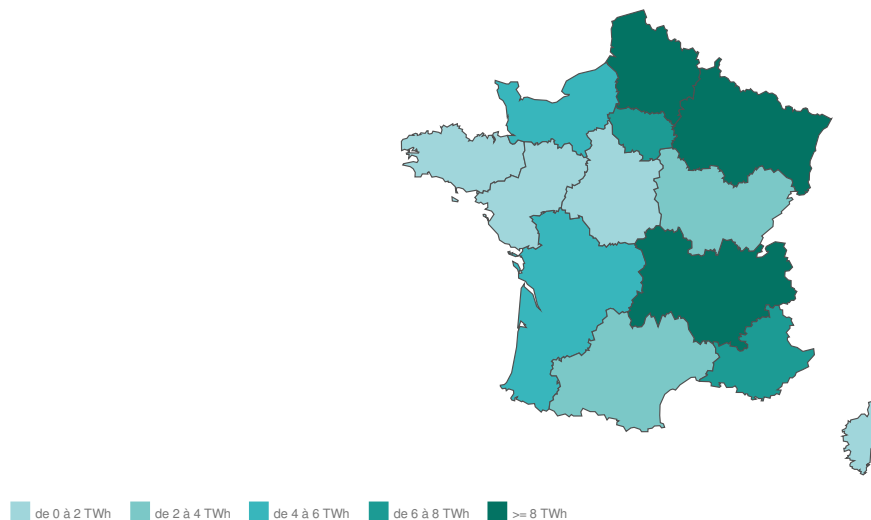


de 0 à 1 % de 1 à 2 % de 2 à 3 % de 3 à 4 % >= 4 %

Consommation de la grande industrie : une reprise généralisée

Les régions Hauts-de-France et Auvergne-Rhône-Alpes comptent le plus de sites industriels raccordés au réseau de transport d'électricité. Les volumes consommés sont majoritairement en progression par rapport à 2016 sauf en Occitanie (-1,2%). L'augmentation la plus forte de la consommation des grands industriels s'observe en région Provence-Alpes-Côte d'Azur avec une hausse de 16,6%.

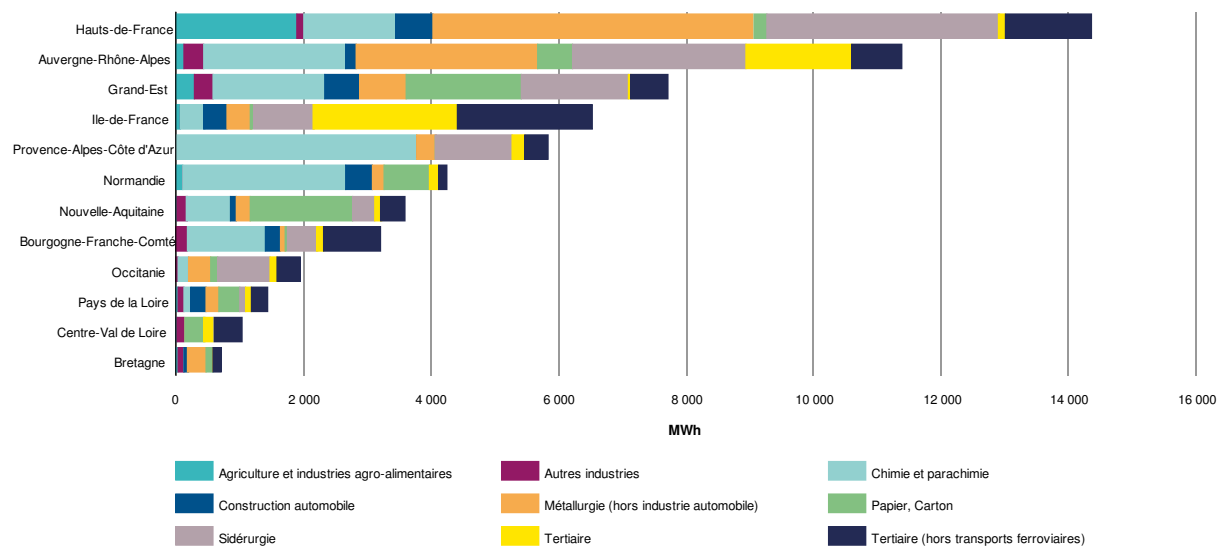
Consommation de la grande industrie, hors secteur de l'énergie, en 2017



Principales zones de grande industrie

La carte de France illustre la consommation d'électricité par région, classée en cinq niveaux de puissance (TWh) : Moins de 1 TWh, De 1 à 2 TWh, De 2 à 4 TWh, De 4 à 6 TWh, et Plus de 6 TWh. Les régions les plus consommatrices sont l'Île-de-France (plus de 6 TWh) et la région Auvergne-Rhône-Alpes (plus de 4 TWh). Les principales zones de grande industrie raccordées au réseau de transport sont indiquées par des cercles gris, notamment dans les régions de l'Île-de-France, de la région Auvergne-Rhône-Alpes, et de la région Nouvelle-Aquitaine.

Répartition sectorielle de la consommation de la grande industrie en région



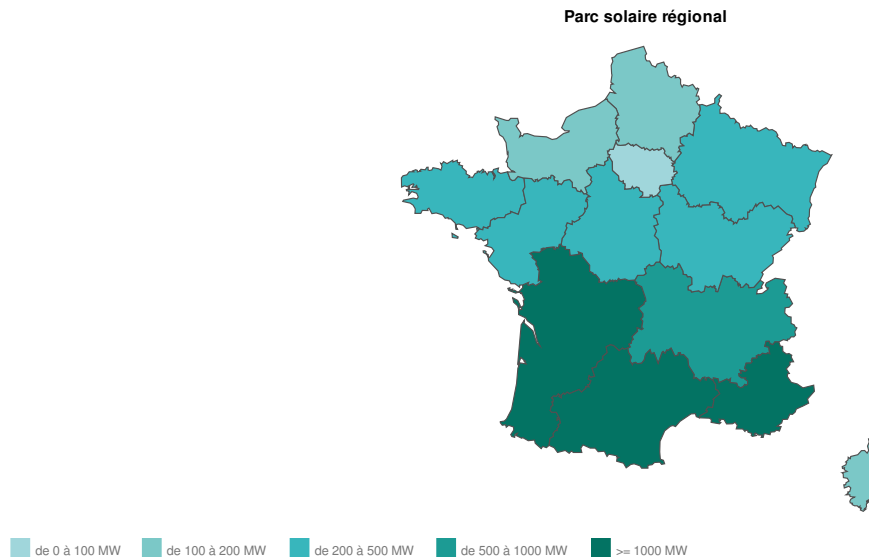
Partenariat RTE et CCI Hauts-de-France

RTE et la CCI Hauts-de-France ont signé le 18 septembre 2017, une convention de partenariat pour dynamiser l'économie locale.

Le solaire

Le parc

Trois régions possèdent un parc de production solaire supérieur à 1 000 MW : Nouvelle-Aquitaine, Occitanie et Provence-Alpes-Côte d'Azur. Les capacités installées dans ces régions progressent de, respectivement, 18%, 9% et 17% par rapport à 2016. Ces progressions s'expliquent par la situation géographique de ces régions. En effet, celles-ci 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.

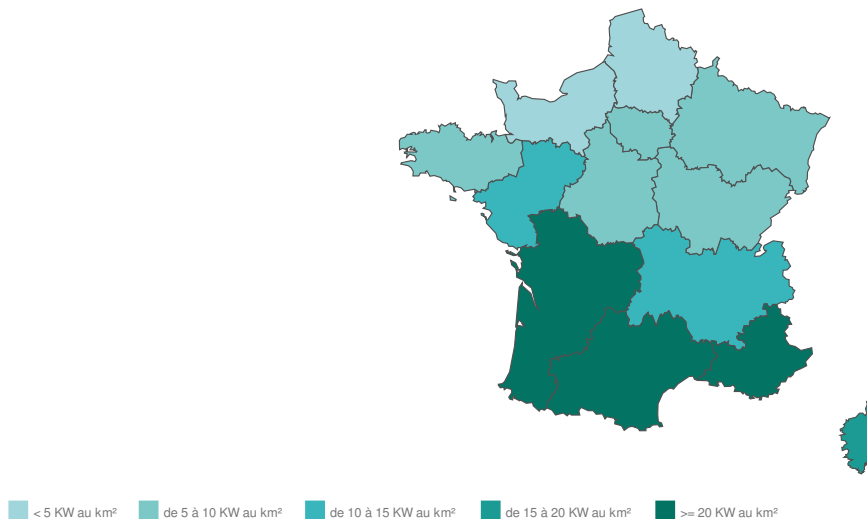


Accéder aux données en OpenData

La densité régionale du parc

La densité régionale du parc solaire

La densité permet d'appréhender la puissance installée au km² pour chaque territoire. La région Provence-Alpes-Côte d'Azur possède le taux le plus important alors que sa capacité se situe au troisième rang national. A l'inverse, la région Auvergne-Rhône-Alpes, possédant le quatrième parc le plus important, a une densité en-dessous de la moyenne nationale qui s'établit à 11,1 kW au km².

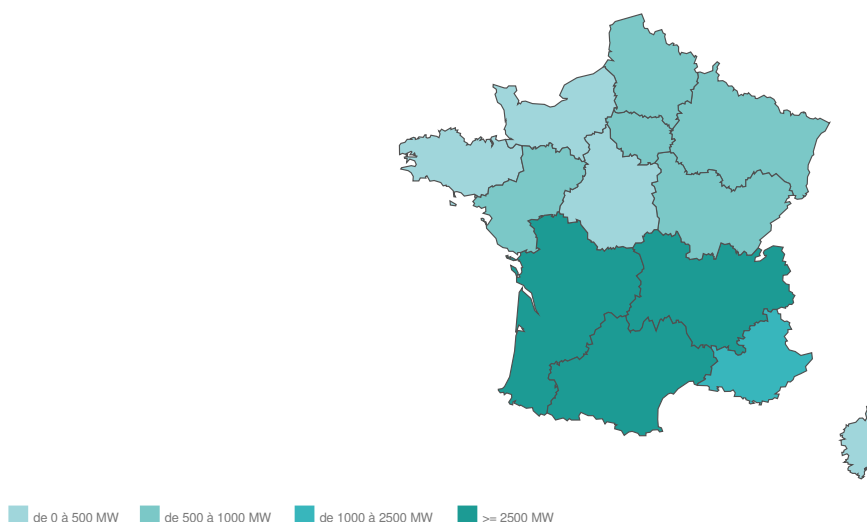


Le saviez-vous?

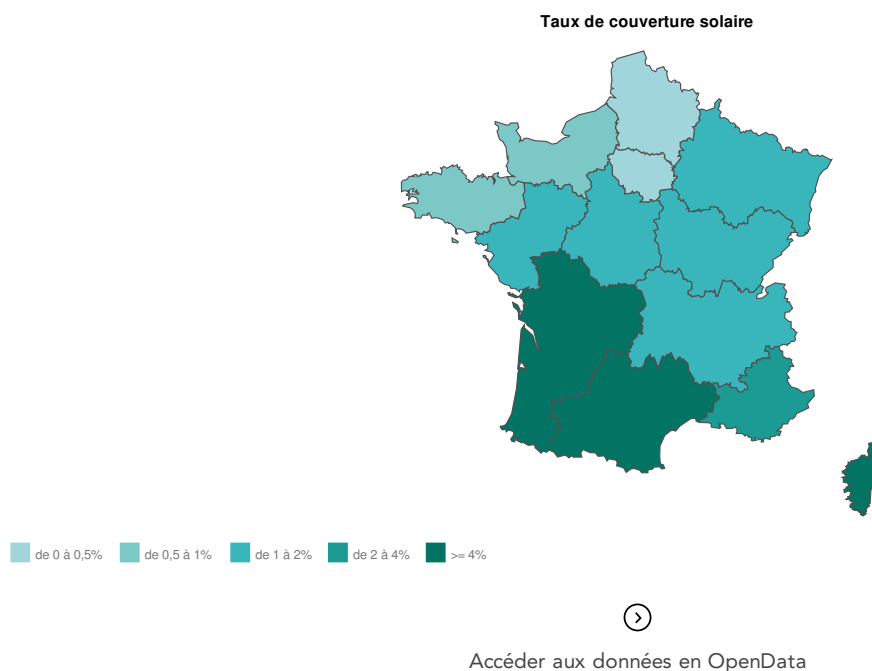
La région PACA est la région de France où nichent le plus d'aigles de Bonelli!

Les objectifs régionaux de développement de la filière sont concentrés essentiellement dans les territoires méridionaux. Ainsi les capacités installées devraient être multipliées par 1,4 en Nouvelle-Aquitaine, par 3,4 en Auvergne Rhône-Alpes et par 1,9 en Occitanie pour atteindre les objectifs à l'horizon 2020.

Objectifs 2020 SRCAE solaire



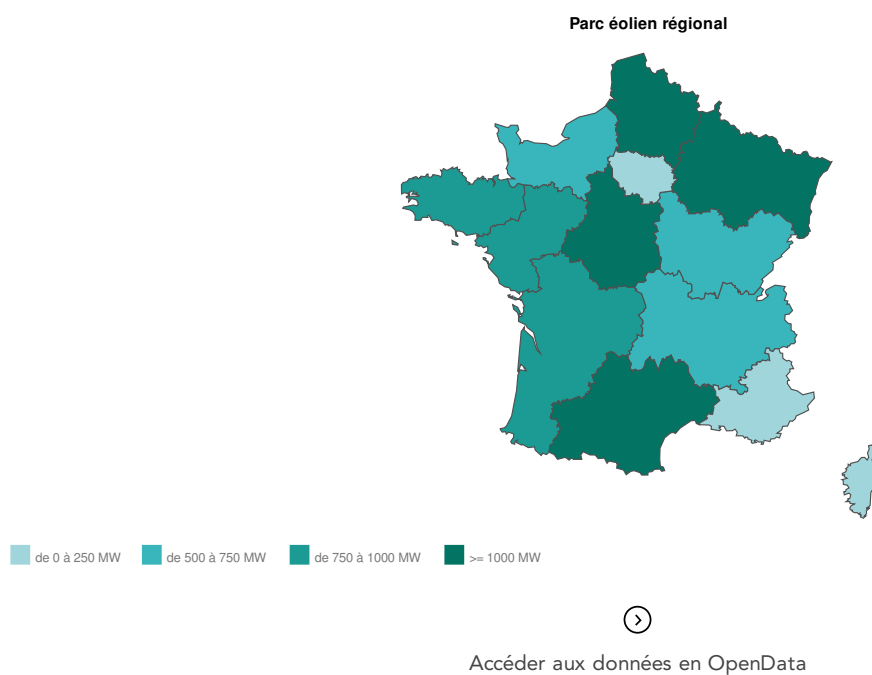
La production



L'éolien

Le parc

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. Deux régions possèdent un parc de production éolien supérieur à 3 000 MW : Grand-Est et Hauts-de-France. Les capacités installées augmentent significativement, par rapport à 2016, en Bourgogne-Franche-Comté avec +37%, et en Nouvelle-Aquitaine avec +27%.



Les régimes de vent et la densité régionale du parc

Les régimes de vent

Le développement de l'énergie éolienne dans les régions est dû entre autres à un contexte climatique local favorable, garantissant des vitesses de vent, et donc un facteur de charge moyen plus élevé. Sur la totalité du territoire de la France continentale, quatre zones de vent homogènes peuvent être identifiées, représentées sur la carte.

Quatre zones de vent homogènes



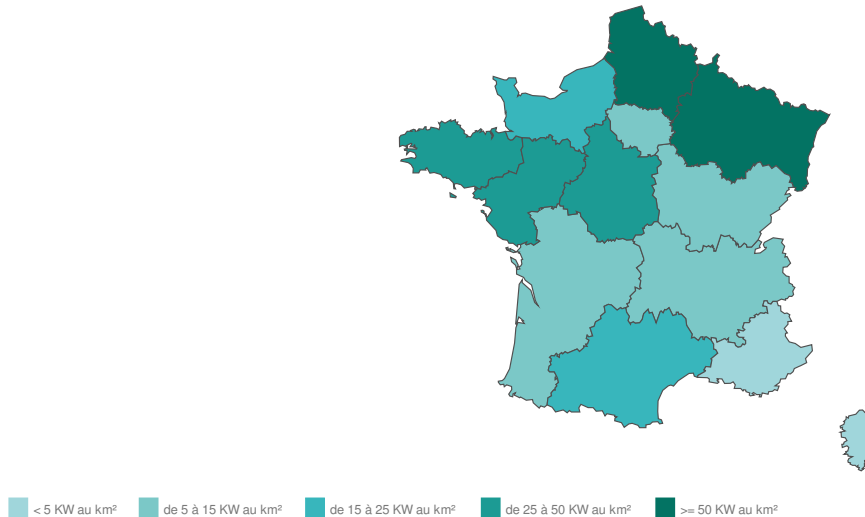
Vitesse annuelle moyenne au sein de chaque zone

- De 5,2 à 9,1 m/s
- De 2,5 à 6,6 m/s
- De 6,3 à 8,9 m/s
- De 4,5 à 7,0 m/s

Cela signifie d'une part qu'à l'intérieur de chaque zone délimitée, les périodes venteuses ont tendance à être synchrones et d'intensité similaire, et d'autre part qu'un écart significatif existe entre les comportements des différentes zones. Cette diversité au sein du territoire permet ainsi d'avoir des centrales éoliennes en fonctionnement quasiment à tout moment.

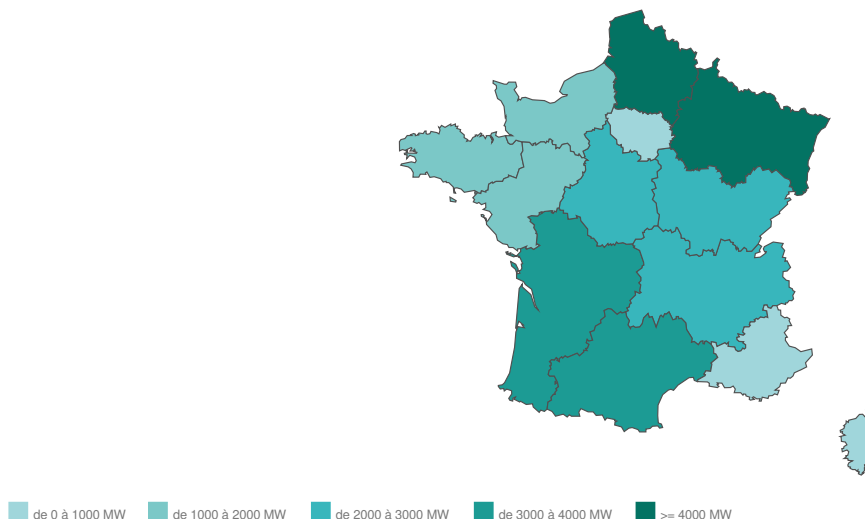
La densité régionale du parc

La densité permet d'appréhender la puissance installée au km² pour chaque territoire. La région Hauts-de-France, dont le parc installé est le deuxième plus important, possède la plus forte densité. Avec le troisième parc installé, la région Occitanie se situe pourtant au septième rang en terme de densité, légèrement en dessous de la moyenne nationale qui s'établit à 24,9 kW au km².



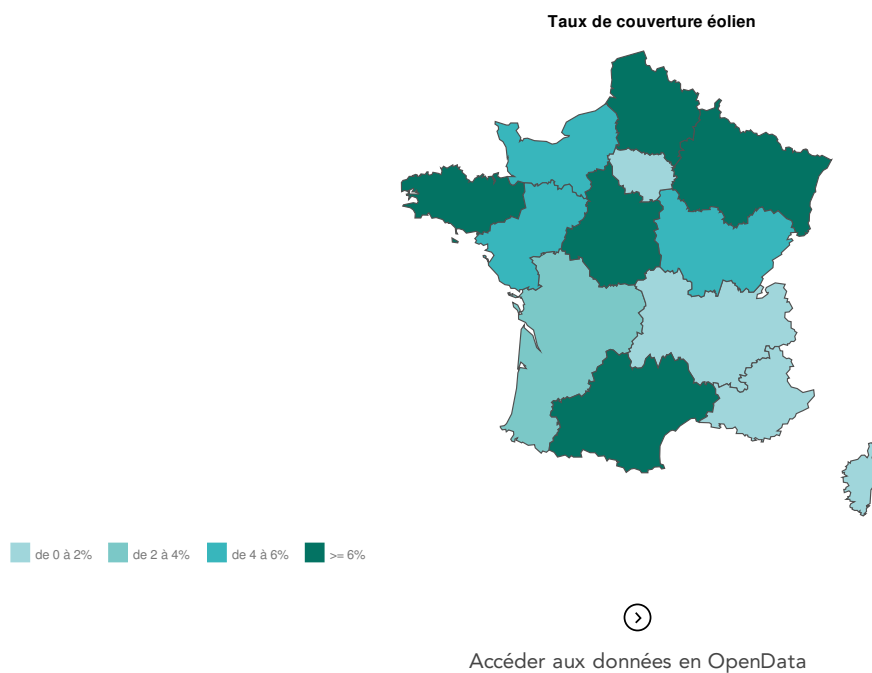
La carte ci-après présente les objectifs SRCAE éolien, agrégés à la maille des nouvelles régions, qui prennent en compte les différents aspects climatiques, environnementaux et politiques.

Objectifs 2020 SRCAE éolien



Les SRCAE seront intégrés d'ici 2019 aux schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET), créés par la loi n°2015-991, dite loi NOTRe.

La production



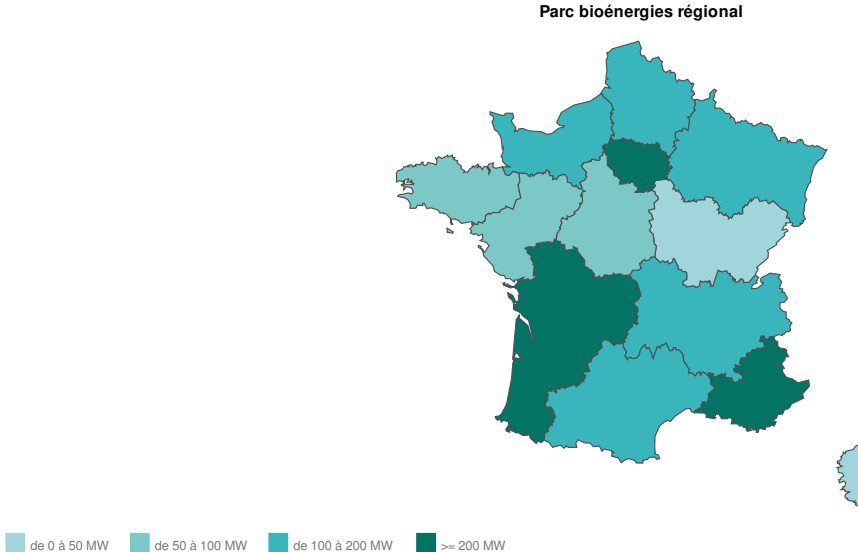
Les autres renouvelables

Le saviez-vous?

Qui dit région montagneuse, dit lignes électriques parfois difficiles d'accès. Des exercices de sauvetage grandeur nature ont ainsi régulièrement lieu avec les équipes de RTE.

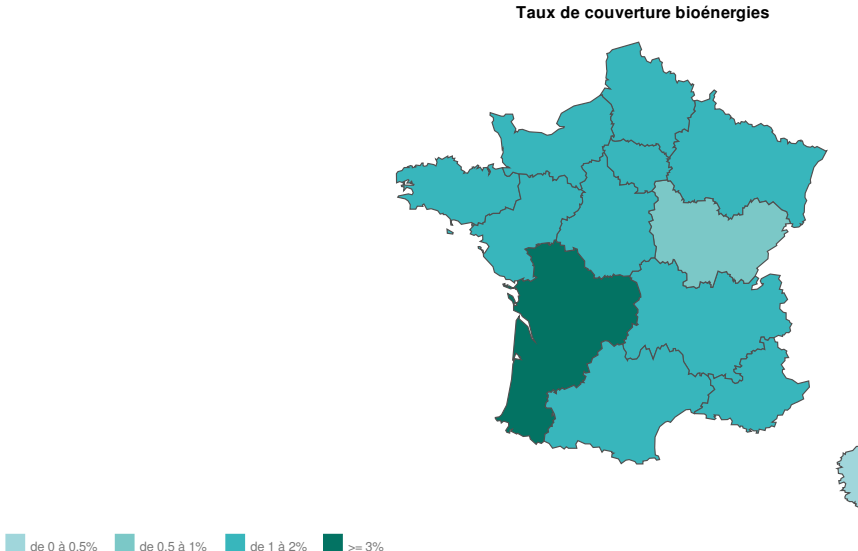
Le parc bioénergies

Le parc de production de la filière bioénergies se répartit sur l'ensemble des régions françaises. L'Île-de-France possède le parc le plus important avec une prépondérance d'usines d'incinération d'ordures ménagères (75% du parc bioénergies et 47% du parc ENR de la région).



Accéder aux données en OpenData

La production bioénergies

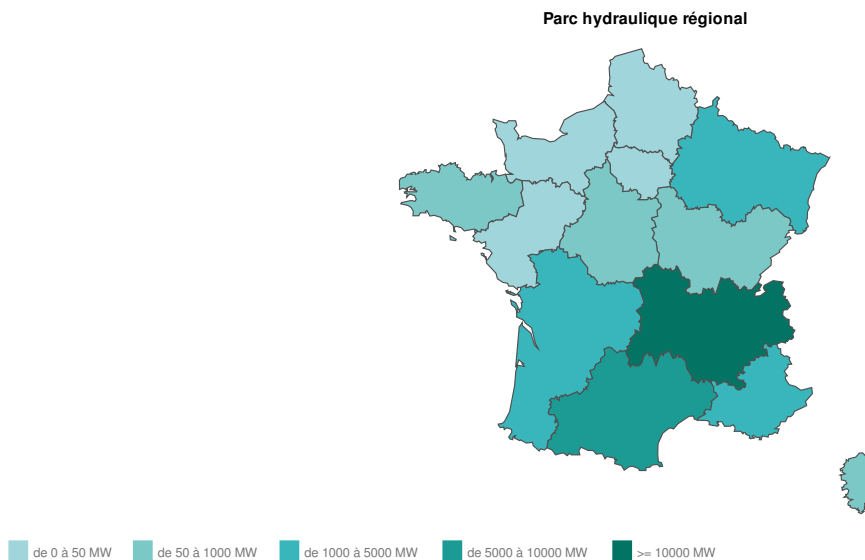


Accéder aux données en OpenData

Le parc hydraulique

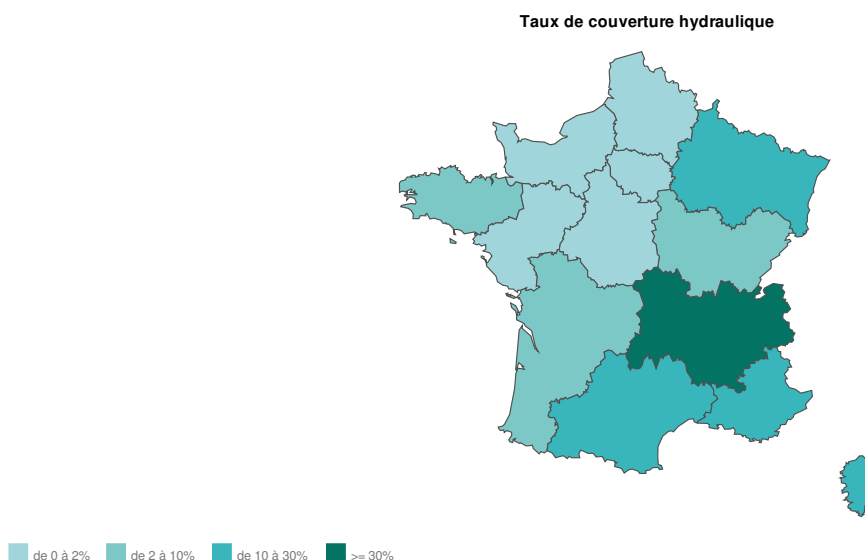
La production hydraulique, avec une capacité installée de 25,5 GW, est inégalement répartie sur le territoire français.

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



[Accéder aux données en OpenData](#)

La production hydraulique



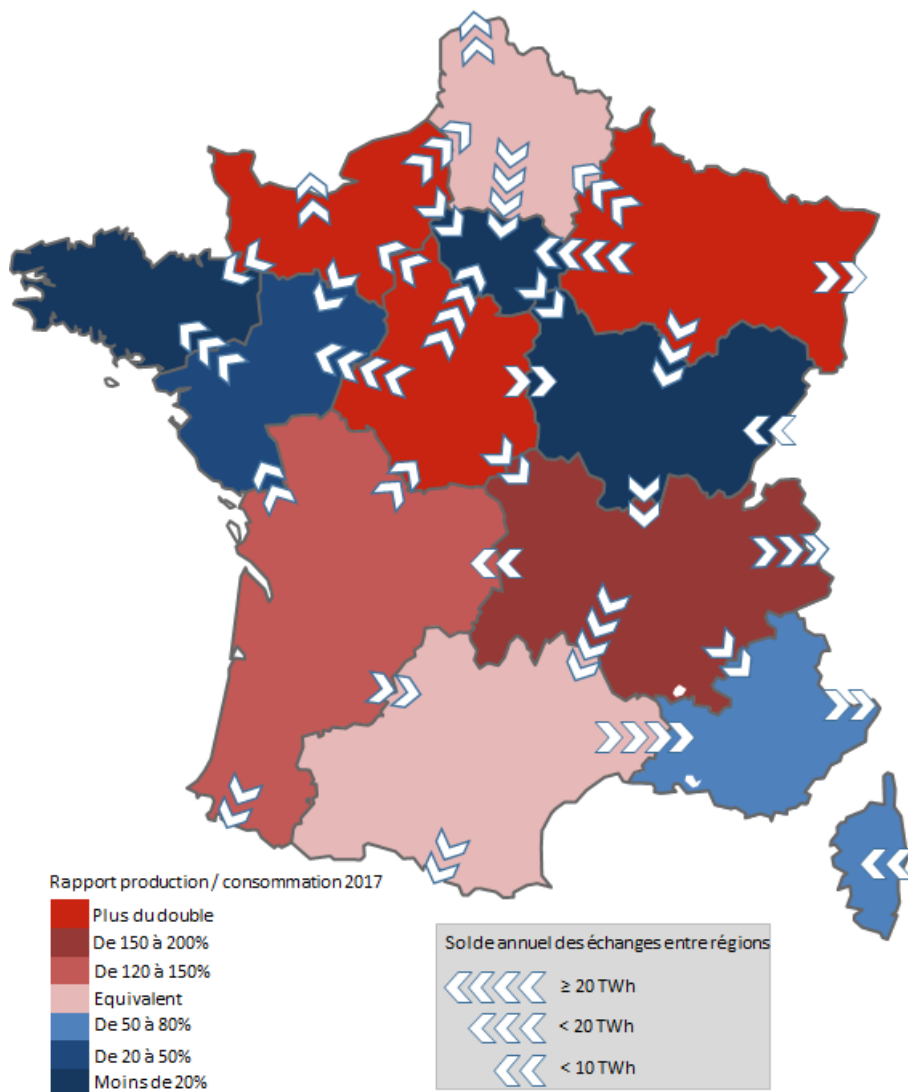
[Accéder aux données en OpenData](#)

L'équilibre entre production et consommation

L'équilibre entre production et consommation

La production d'électricité régionale permet non seulement de couvrir les besoins de la région productrice mais contribue également à la couverture de la demande émanant de régions limitrophes. Les régions Centre-Val de Loire ou Grand-Est qui produisent beaucoup plus qu'elles ne consomment contribuent fortement à cette solidarité interrégionale. De cette façon les régions dépendant fortement des importations d'électricité telles que l'Île-de-France, la Bourgogne Franche-Comté ou la Bretagne ont l'assurance de pouvoir maintenir l'équilibre entre la production et la consommation. Ces échanges sont assurés pour l'essentiel par le réseau public de transport.

Solidarité régionale



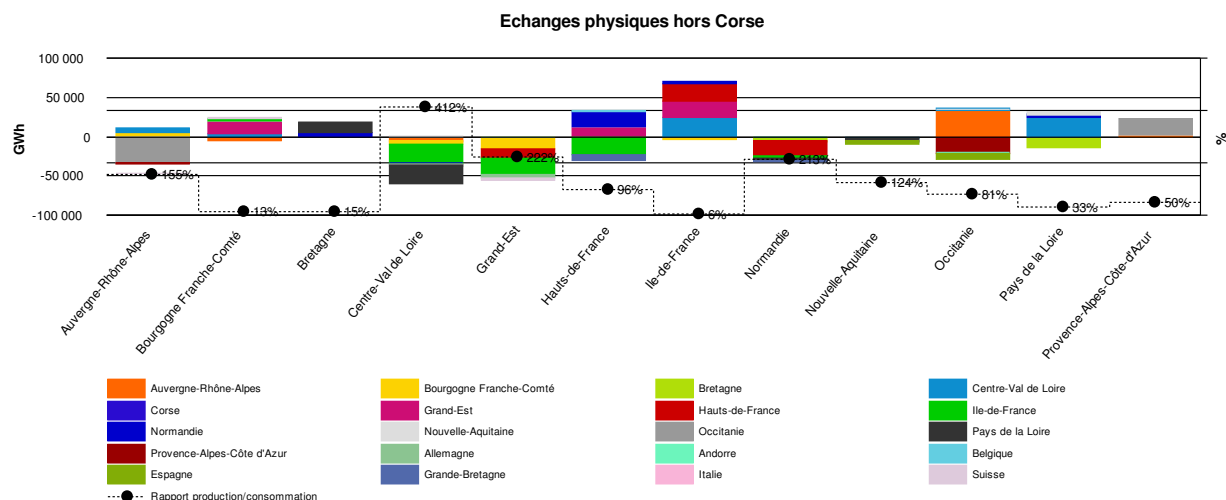
Aiguilleur du réseau... Je suis dispatcheur, et vous?



Le "mécanisme de capacité" a joué un rôle décisif pour affronter les vagues de froid survenues début 2017.

Les échanges physiques en région

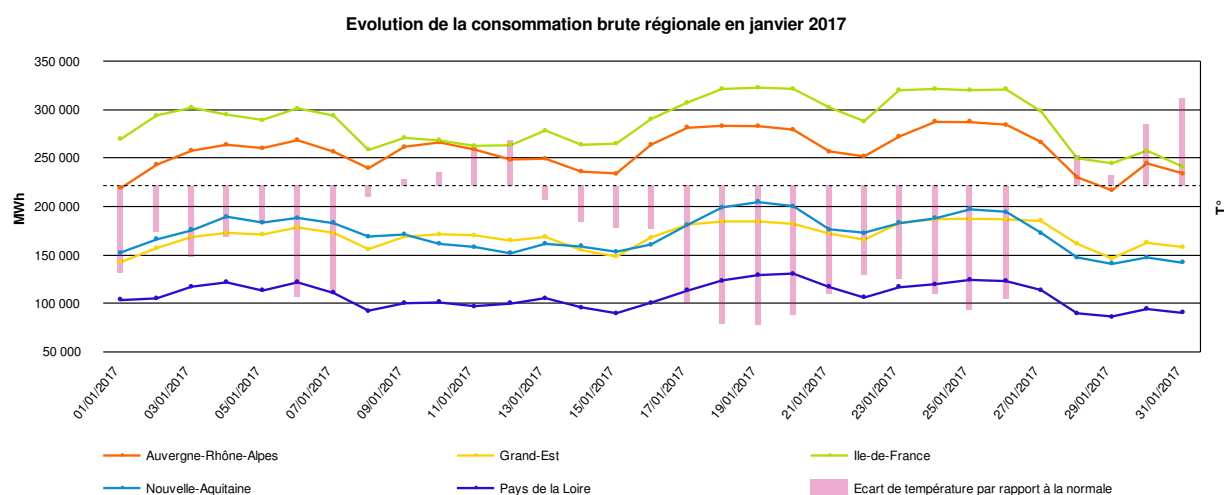
Détail des échanges en région



Effets de la météo sur la production et la consommation

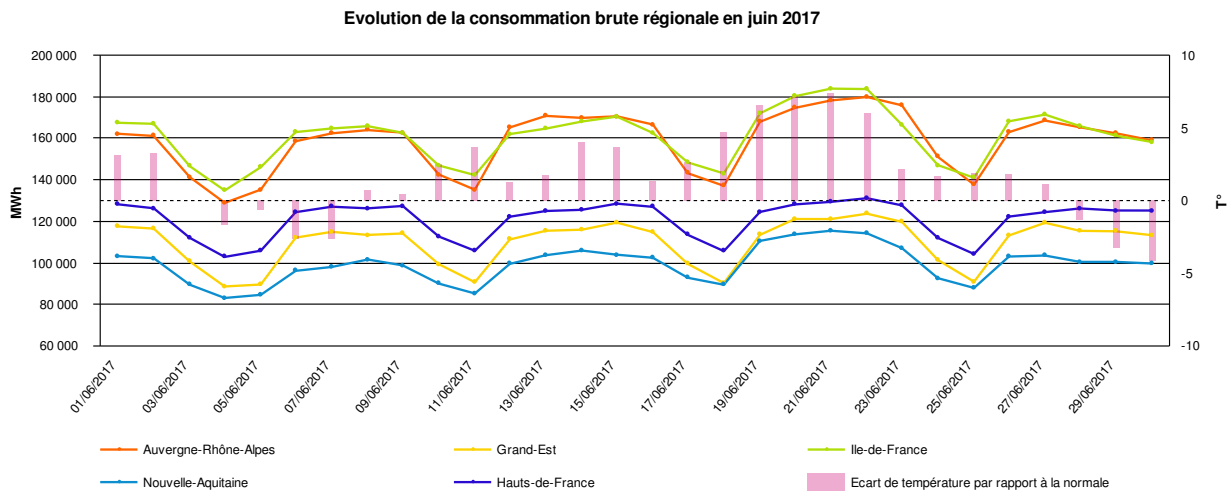
La consommation lorsqu'il fait très froid

En janvier 2017, la température moyenne observée a été inférieure de 1,9°C à la température moyenne normale. Il s'agit du mois de janvier le plus froid depuis 2010 au cours duquel trois pics de froid se sont produits. Ce froid généralisé a entraîné une augmentation de la consommation d'électricité en raison de la composition du parc de chauffage français à dominante électrique. En moyenne cette hausse est de près de 15% par rapport à janvier 2016.



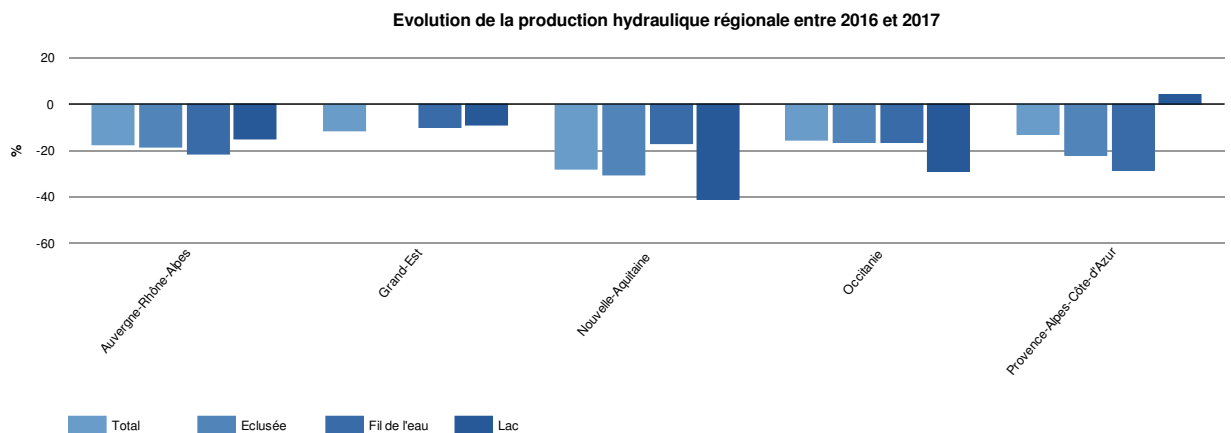
La consommation lorsqu'il fait très chaud

Quatre vagues de chaleur se sont succédées lors de l'été 2017. Celle du mois juin est remarquable par sa précocité et son intensité. En effet, le 21 juin 2017 a été la journée la plus chaude jamais enregistrée pour un mois de juin. Le recours important à la climatisation se ressent dans l'augmentation de la consommation d'électricité lors de ce type de journée particulièrement chaude.



Effets de la pluviométrie sur la production hydraulique

Les fluctuations annuelles de la production hydraulique sont fortement liées au niveau des précipitations. Le déficit pluviométrique en 2017 ayant été important, la production hydraulique diminue logiquement.



La fréquence électrique, indicateur d'équilibre du réseau

La fréquence correspond au nombre de répétitions d'un phénomène dans le temps. Appliquée à l'électricité, elle se mesure en hertz (Hz). La fréquence électrique correspond au nombre de fois où le courant alternatif change de sens en une seconde. Pour le système électrique européen, c'est un indicateur essentiel de pilotage. Pour en savoir plus sur lien entre la fréquence, l'offre et la demande d'électricité, rendez-vous sur le MAG RTE&Vous.

Europe

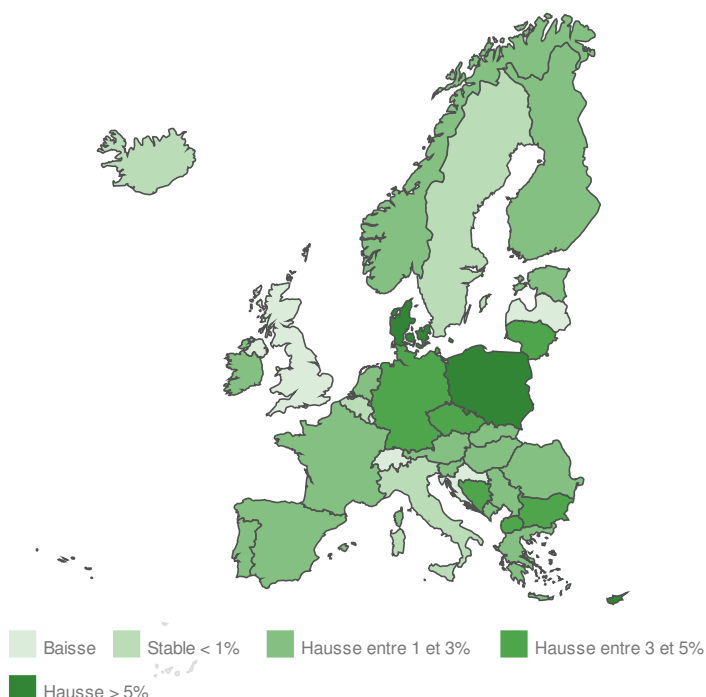
Vision Européenne de l'électricité

La consommation européenne est en hausse

La consommation brute européenne est en hausse pour la grande majorité des pays appartenant à l'ENTSO-E et progresse globalement de 1,6% sur la période 2016-2017 par rapport à 2015-2016 (données calculées dans ce chapitre sur la période juillet 2016-juin 2017). Cette hausse est particulièrement marquée en Europe centrale et de l'Est, notamment en Allemagne (+4,4%) et en Pologne (+5,6%). Cependant, nous observons des contrastes avec des pays où la consommation est stable (Italie, Belgique, Suisse) voire en baisse (Royaume-Uni).

Les données sont calculées sur la période de juillet 2016 à juin 2017 par rapport aux 12 mois précédents

Evolution de la consommation annuelle d'électricité



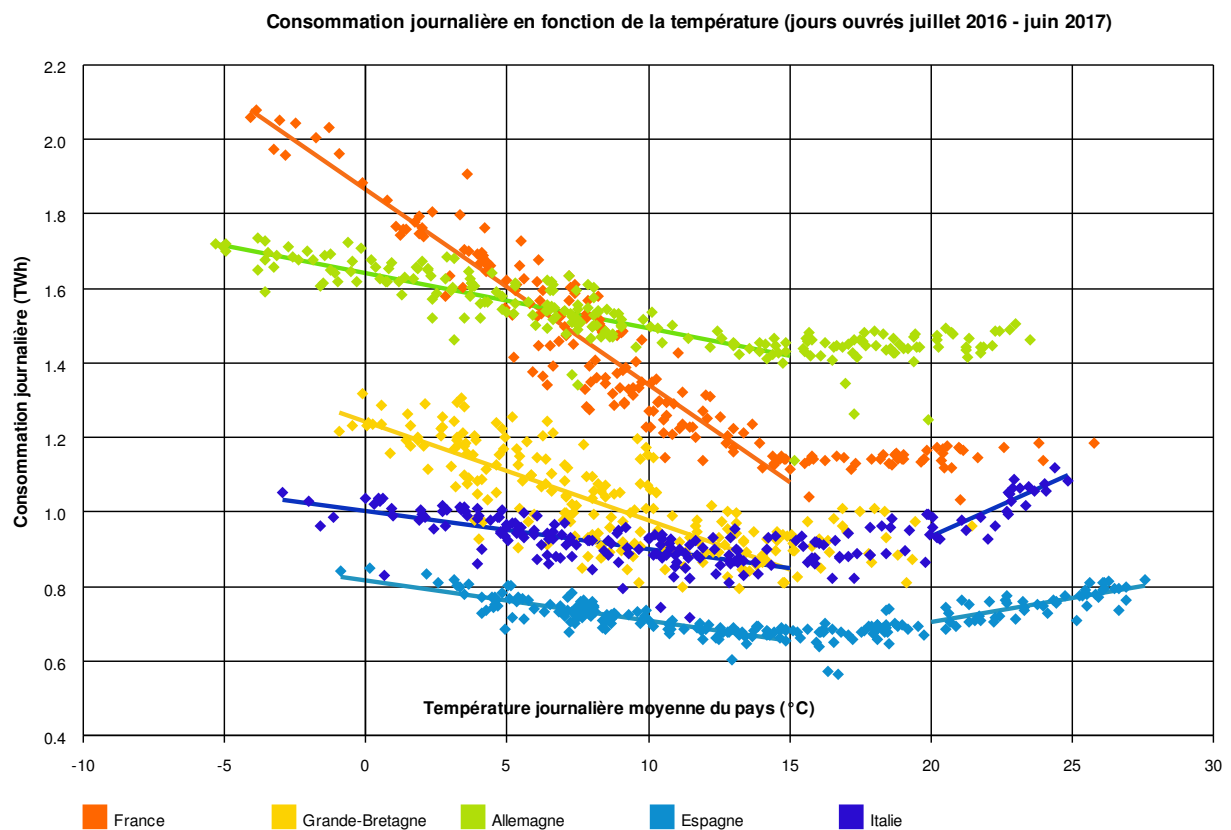
Thermosensibilité Europe

La France est le pays le plus thermosensible d'Europe

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

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

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

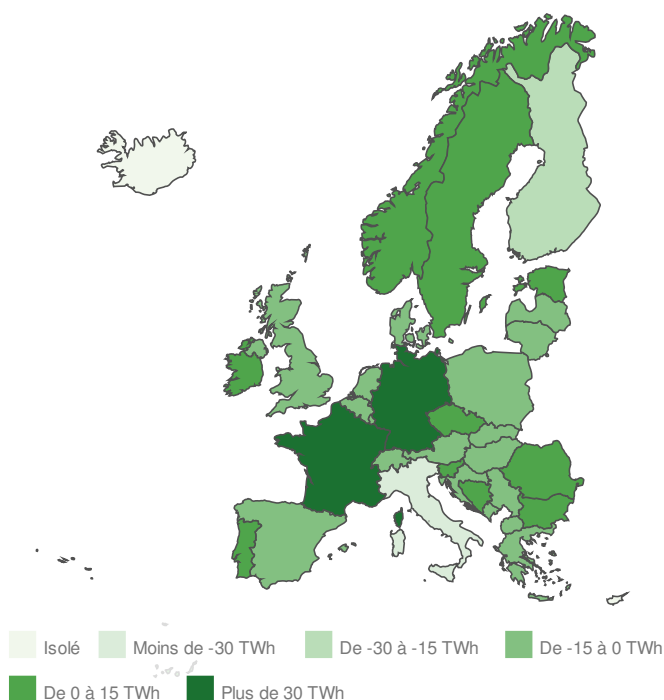


L'Allemagne et la France sont les pays les plus exportateurs

Sur la période 2016-2017, l'Allemagne est devenu le pays le plus exportateur (+53 TWh) en Europe grâce au développement de son parc ENR. La France connaît une forte baisse de son solde des échanges (-45%) en raison de la faible disponibilité de son parc nucléaire sur tout l'hiver. Celui-ci reste néanmoins largement exportateur (+36 TWh). A l'opposé, l'Italie reste le pays européen le plus importateur (33 TWh), suivie par la Finlande (20 TWh).

Les données sont calculées sur la période de juillet 2016 à juin 2017 par rapport aux 12 mois précédents

Solde des échanges physiques



La production européenne est en hausse

La production européenne s'établit à 3 387 TWh sur la période 2016-2017, en augmentation de 1,2% par rapport à la période précédente. En particulier, l'Allemagne et l'Italie enregistrent de fortes hausses (respectivement +4,4% et +5,4%). La France et l'Allemagne représentent toujours plus d'un tiers de la production totale d'électricité de l'ENTSO-E.

Les données sont calculées sur la période de juillet 2016 à juin 2017 par rapport aux 12 mois précédents

Part de chaque pays dans la production totale d'ENTSOE

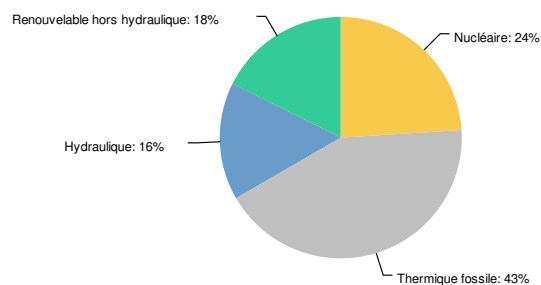


Le réseau électrique français : pivot de l'Europe de l'énergie. Un dossier à découvrir sur le Mag RTE & Vous

Les taux de couverture européens

Répartition de la production totale des pays de l'ENTSO-E par filière

Les données sont calculées sur la période de juillet 2016 à juin 2017 par rapport aux 12 mois précédents

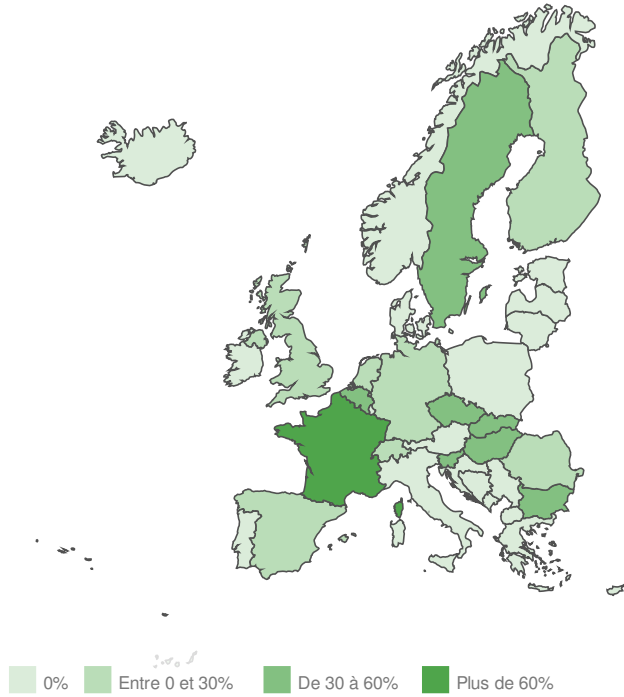


Part de la consommation couverte par la production nucléaire

Parmi les 34 pays de l'ENTSO-E, 15 ont un mix électrique intégrant du nucléaire. La production nucléaire est en forte hausse en Belgique et en Suède sur la période 2016-2017 comparativement à la période précédente en raison d'une meilleure disponibilité de leurs parcs. La production nucléaire totale de ces 15 pays est toutefois en recul (-3,6%) et couvre 24% de la consommation.

Les données sont calculées sur la période de juillet 2016 à juin 2017 par rapport aux 12 mois précédents

Part de la consommation couverte par la production nucléaire

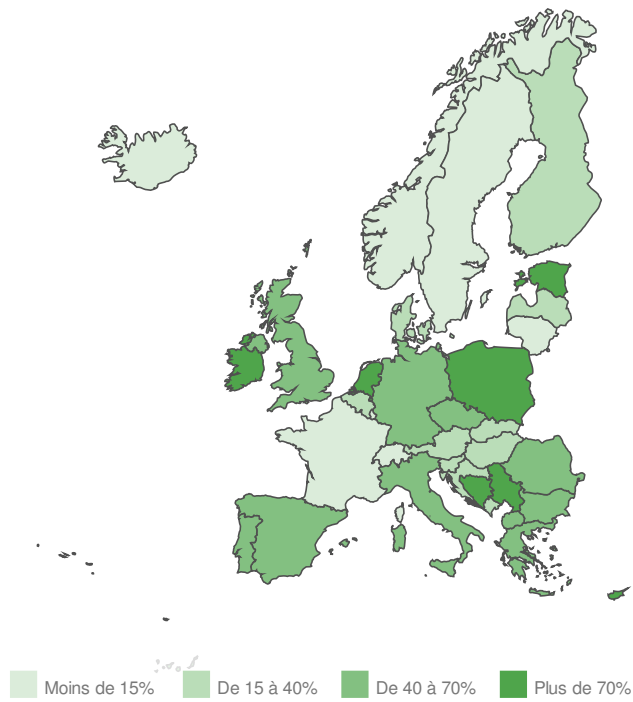


Part de la consommation couverte par la production thermique fossile

La production thermique fossile couvre en moyenne 43% de la consommation de l'ensemble des pays membres d'ENTSO-E sur la période 2016-2017. Cette part dépasse 80% aux Pays-Bas (majoritairement du gaz) et en Pologne (principalement en charbon), et 60% en Allemagne (mix équilibré lignite, charbon, gaz). En France, la baisse de la production nucléaire et hydraulique a entraîné un recours plus important à la production thermique fossile sur la période, avec un taux de couverture dépassant 11%.

Les données sont calculées sur la période de juillet 2016 à juin 2017 par rapport aux 12 mois précédents

Part de la consommation couverte par la production thermique foss



Moins de 15% De 15 à 40% De 40 à 70% Plus de 70%

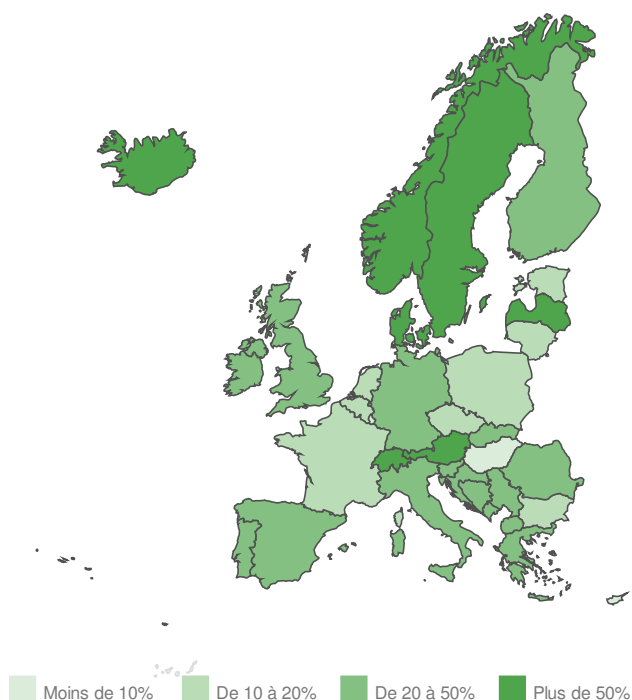
Part de la consommation couverte par la production renouvelable

La part de la consommation couverte par la production renouvelable varie fortement selon les pays. Certains pays comme la Suède, l'Autriche, la Suisse ou le Danemark possèdent un taux de couverture supérieur à 50%. La production renouvelable en Norvège dépasse la consommation du pays, même si d'autres types de production peuvent être sollicités pour garantir en continu la couverture de leur besoin annuel en électricité. En Allemagne, la part de consommation couverte dépasse 30%, comme en Italie (33%) ou en Espagne (32%).

En moyenne sur le périmètre ENTSO-E, la part de la consommation couverte par le renouvelable est de 32%, en recul par rapport à la période précédente à cause d'une mauvaise saison hydraulique.

Les données sont calculées sur la période de juillet 2016 à juin 2017 par rapport aux 12 mois précédents

Part de la consommation couverte par la production renouvelable

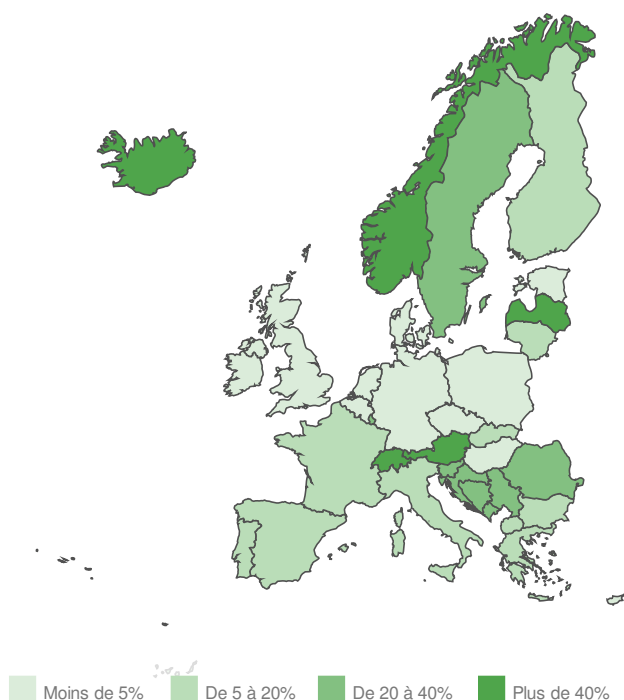


Part de la consommation couverte par la production hydraulique

Sur la période 2016-2017, la production hydraulique couvre en moyenne 15,7% de la consommation sur le périmètre ENTSO-E, contre 17,7% sur la période précédente. Ce recul s'explique par un déficit pluviométrique sur la période dans le sud de l'Europe. Les pays dont la géographie permet une forte implantation des centrales hydrauliques (Norvège, Islande, Suisse, Autriche) voient leur taux de couverture atteindre plus de 50%. En Suède, ce taux diminue et passe sous la barre des 50% (40%).

Les données sont calculées sur la période de juillet 2016 à juin 2017 par rapport aux 12 mois précédents

Part de la consommation couverte par la production hydraulique

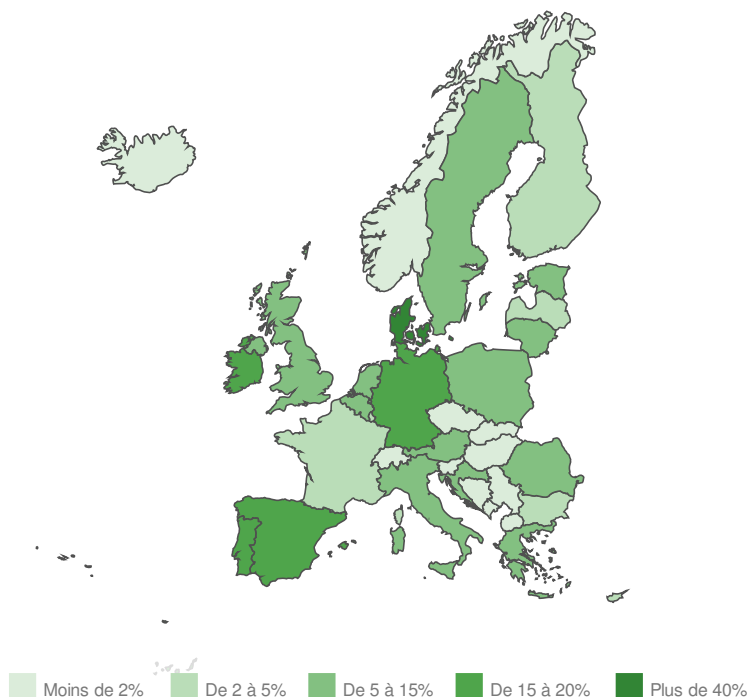


Part de la consommation couverte par la production éolienne

Cinq pays se distinguent avec une production éolienne couvrant plus de 15% de leur consommation annuelle. Parmi ces pays, le Danemark atteint un taux de couverture supérieur à 40% avec un tiers d'éolien offshore. Le taux moyen sur la zone ENTSO-E est stable par rapport à la période précédente et s'établit à 9,3%.

Les données sont calculées sur la période de juillet 2016 à juin 2017 par rapport aux 12 mois précédents

Part de la consommation couverte par la production éolienne

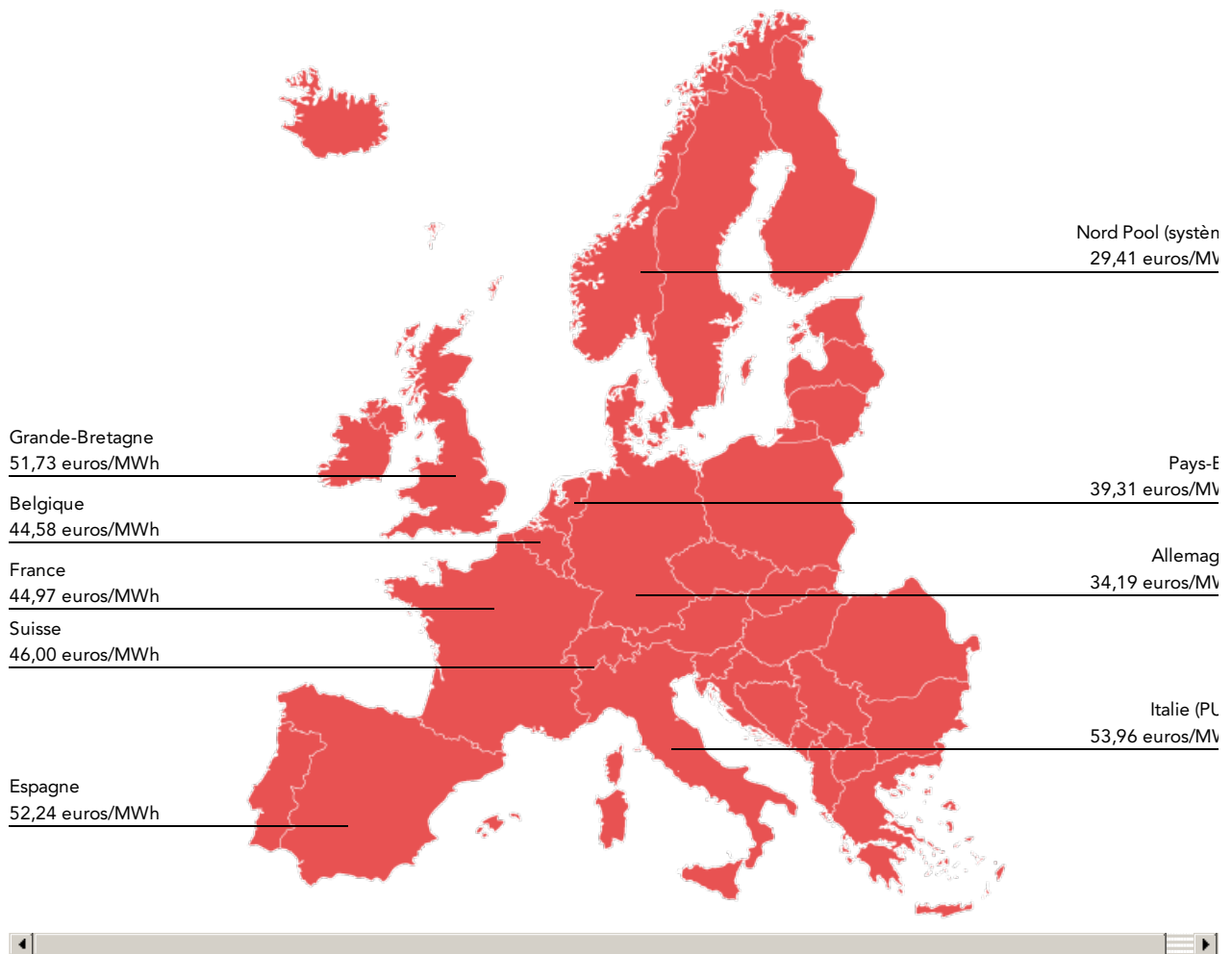




Marchés

Les prix de marché sont en hausse en Europe

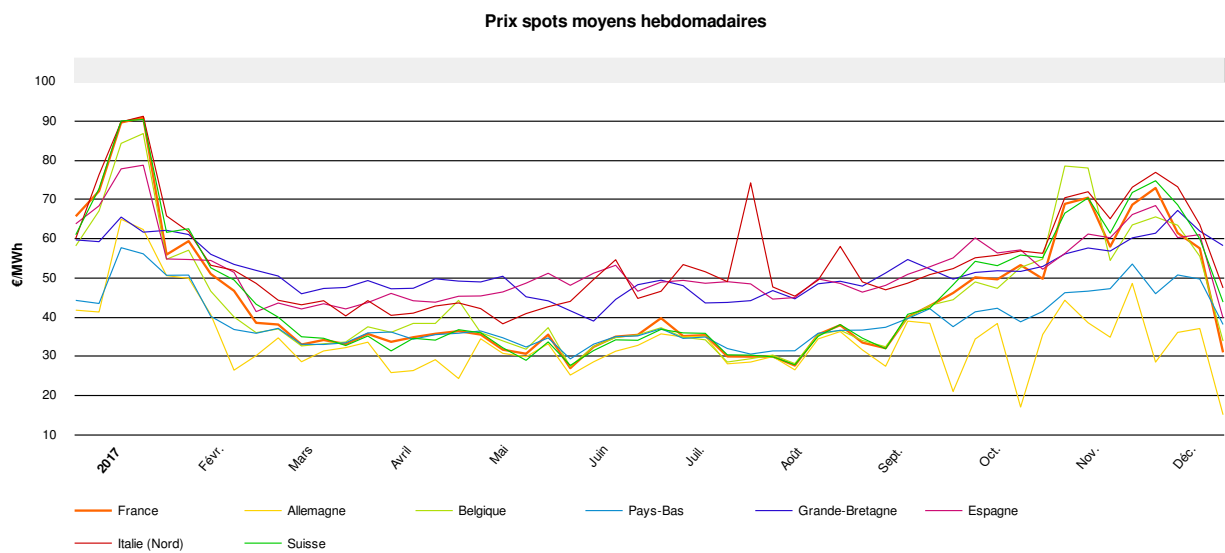
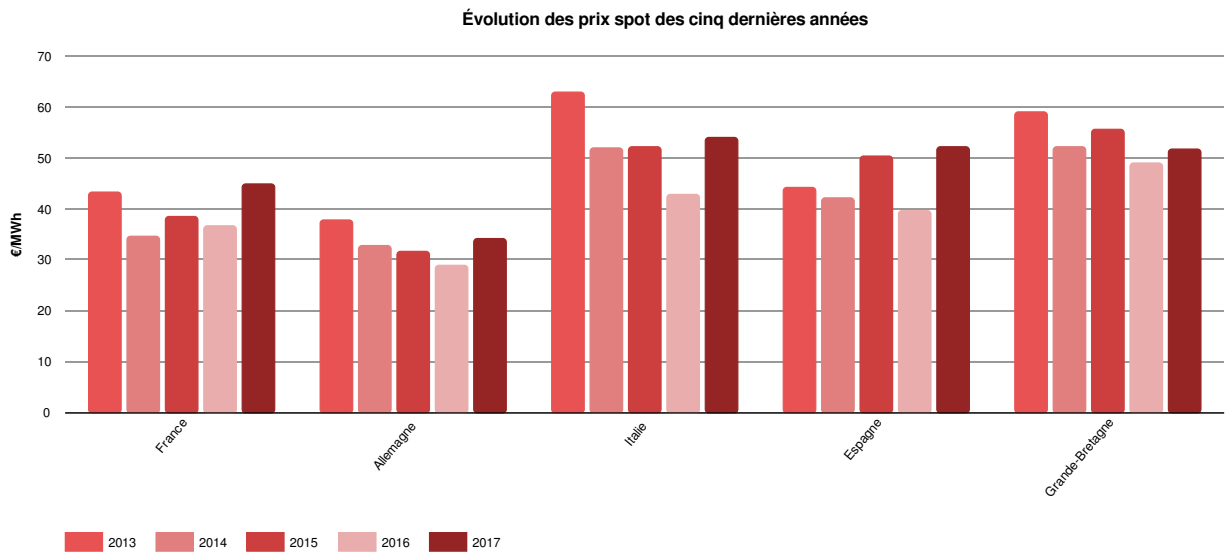
Prix spot moyens sur les bourses de l'électricité



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

Prix de marché en détail

Historique de l'évolution des prix spot européens



Les prix sont en hausse dans toute l'Europe, particulièrement en Espagne et en Italie. En France, en Belgique et en Suisse, la hausse est surtout marquée sur les mois d'hiver. Divers facteurs contribuent à cette augmentation. La disponibilité du nucléaire français est limitée en janvier et février, ainsi qu'en octobre et novembre, où elle est historiquement basse pour la saison.

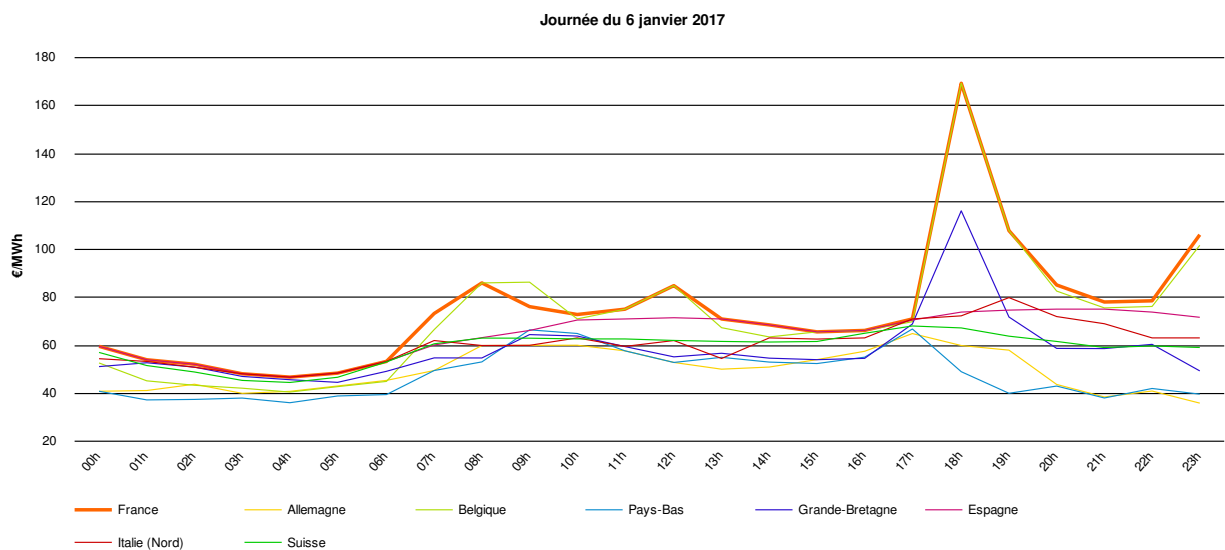
Les cours des combustibles augmentent en début d'année, notamment le gaz dont les prix s'envolent en janvier dans le sud de l'Europe. De plus, la consommation d'électricité est particulièrement élevée pendant la vague de froid de janvier, ce qui contribue à la hausse des prix. Dans le même temps, les stocks hydrauliques reculent, notamment en France et en Espagne. La production hydraulique est ensuite plus limitée dans les mois suivants, ce qui contribue à soutenir les prix.

Les prix restent cependant très volatils. L'Allemagne connaît de nombreux épisodes de prix négatifs, liés à une part croissante de l'éolien dans la couverture de sa consommation. Les prix passent en dessous de zéro sur 146 pas horaires ce qui correspond à un record, et descendent jusqu'à -83 €/MWh le dimanche 29 octobre. Ces prix négatifs se propagent en France uniquement sur quatre pas horaires dans l'année, et à des niveaux moindres.

A contrario, des prix très élevés sont observés en janvier et en novembre. Le prix français dépasse 150 €/MWh au cours de neuf journées en 2017.

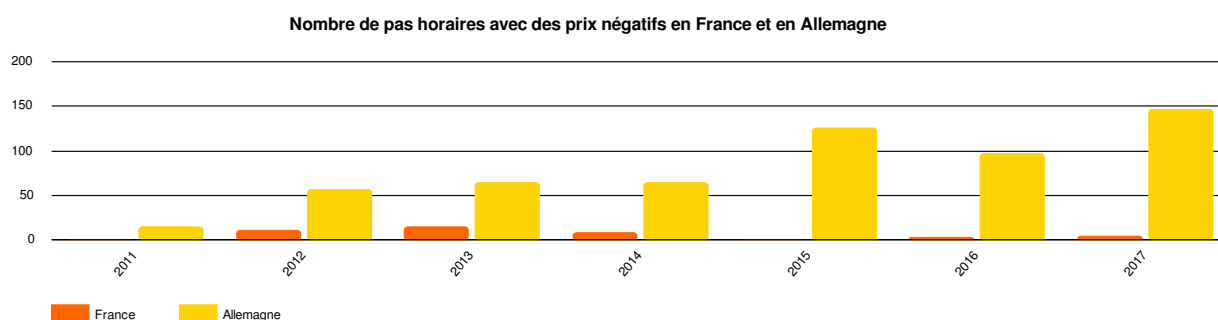
Détail des prix horaires européens lors des principaux pics de prix en France

Détail des prix horaires européens lors des principaux pics de prix en France



Plus d'indicateurs sur les prix négatifs en Allemagne

Plus d'indicateurs sur les prix négatifs en Allemagne



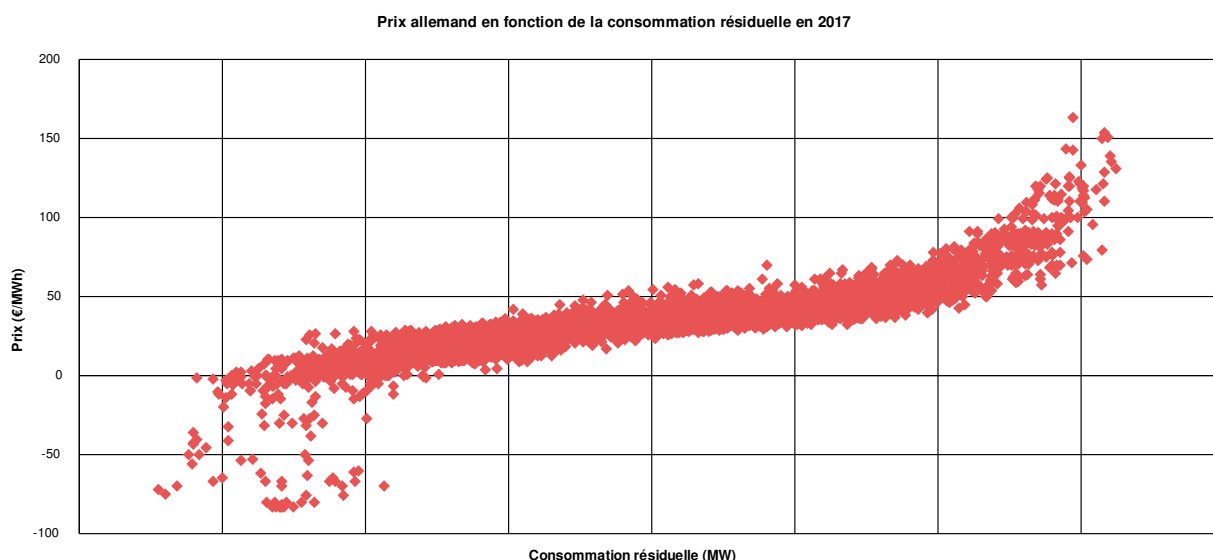
Les prix négatifs sont des épisodes rares mais qui peuvent notamment survenir lors des creux de consommation (nuit, jour férié, week-end...), en raison de capacités de production difficilement modulables ou fatales (éolien, solaire). En effet, il peut être plus coûteux pour un producteur d'arrêter puis redémarrer une production peu flexible que d'accepter des prix négatifs pendant un certain temps.

Le nombre de pas horaires avec des prix négatifs en Allemagne a fortement augmenté en 2015 et est resté élevé depuis. Cela correspond à une croissance accélérée du parc éolien. En effet, plus de 5 GW de puissance éolienne sont installés chaque année depuis 2015, notamment avec l'essor du parc offshore.

On observe principalement des prix négatifs lorsque les productions renouvelables fatales (éolien et solaire) couvrent une part importante de la consommation. Ceux-ci apparaissent uniquement lorsque la consommation résiduelle descend en dessous de 30 GW (soit moins de la moitié de la consommation moyenne allemande).

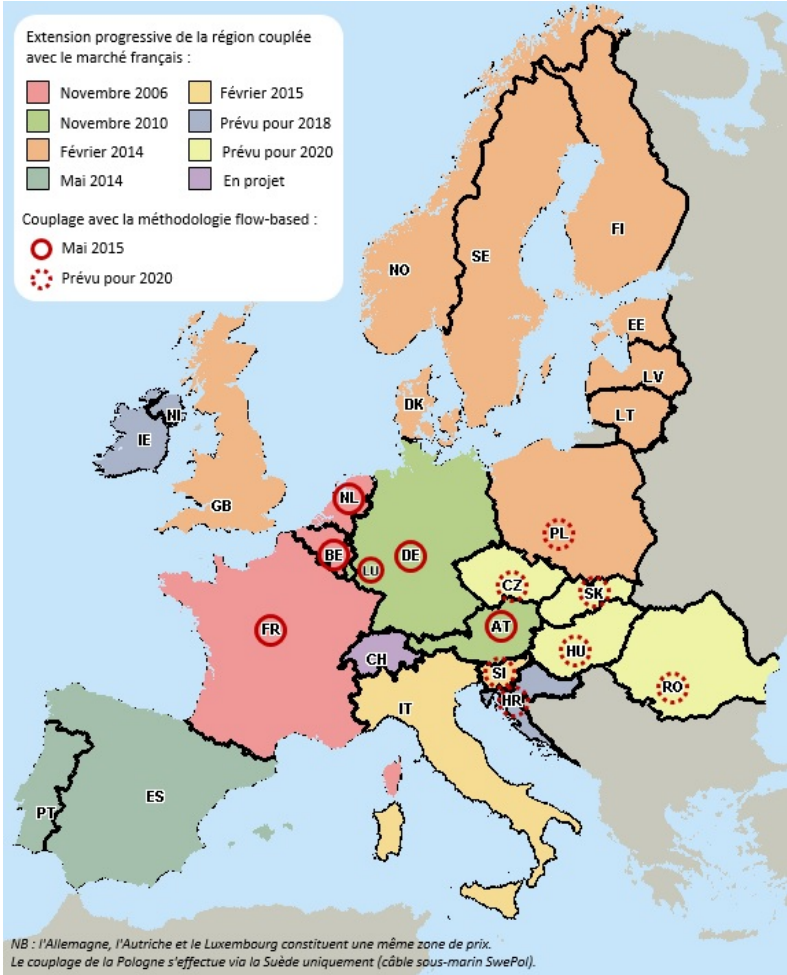
A l'opposé, les épisodes de prix les plus importants ont lieu lorsque la consommation résiduelle est forte (pic de consommation et/ou production renouvelable faible).

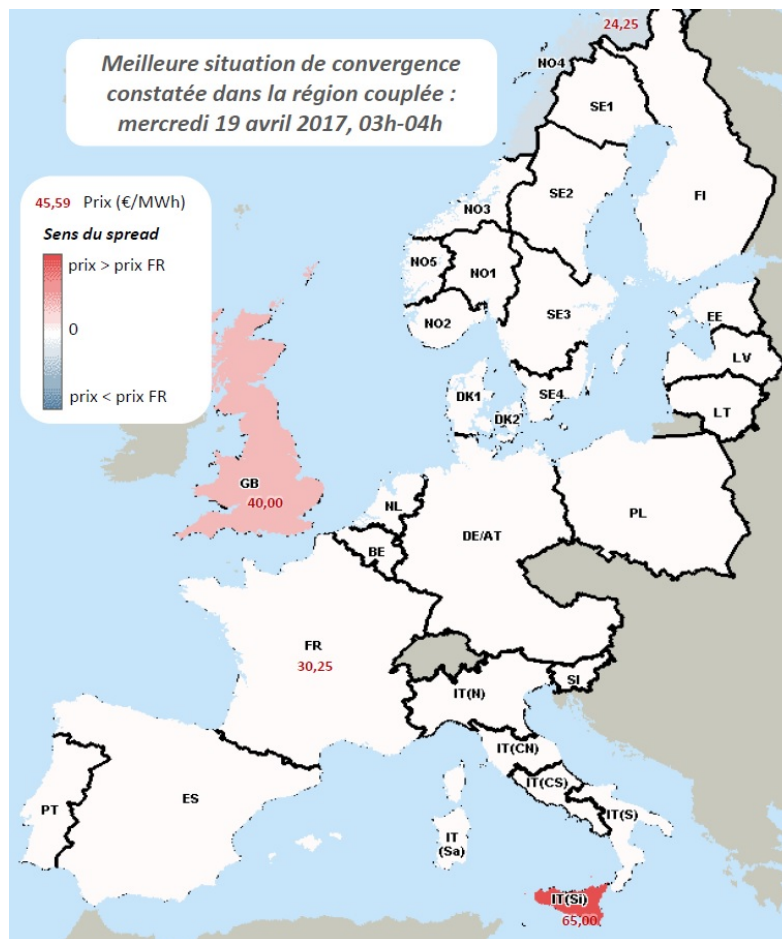
Des pas horaires avec des prix négatifs se propagent en France les 30 avril et 20 août 2017, mais dans une moindre mesure à la fois en nombre et en intensité.



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

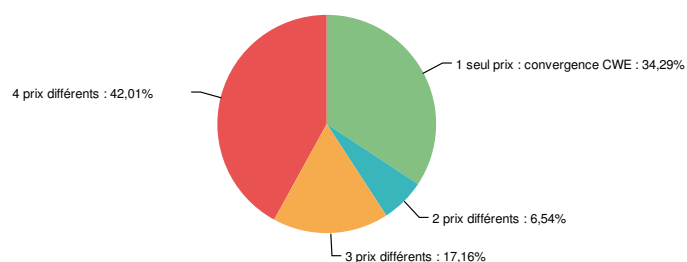
Le couplage journalier par les prix de marché améliore l'efficacité économique du système électrique européen. Il permet de créer une zone d'échange unique, et par conséquent des zones de prix identiques lorsque les capacités d'interconnexion ne limitent pas les échanges transfrontaliers. Depuis une dizaine d'années, le marché français a été successivement couplé avec la plupart des marchés d'Europe de l'Ouest. La région couplée sera étendue dans les années à venir vers l'est de l'Europe. Des situations de convergence remarquables sont régulièrement enregistrées, comme par exemple le 19 avril 2017 entre 3h et 4h : les prix sont alors identiques du Portugal à la Finlande.





Légère baisse de la convergence des prix dans la région CWE

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

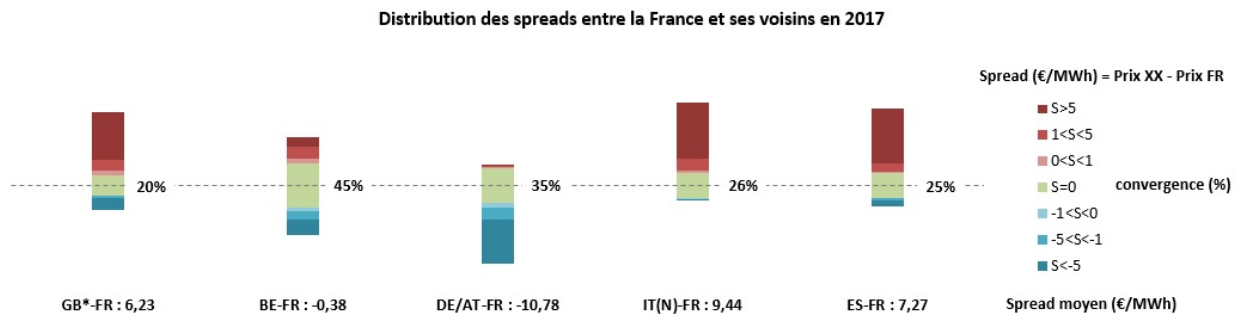


La convergence des prix dans la région CWE recule légèrement et s'établit à 34% contre 35% en 2016. Elle se fait sur une plage étendue de prix (entre 1,74 €/MWh en juin, et 151 €/MWh en janvier), selon la filière de production marginale dans la région.

Néanmoins, plus de 90% des situations de convergence complète se situent dans un intervalle compris entre 20 €/MWh et 50 €/MWh.

Les spreads moyens entre le prix français et les prix espagnol et italien augmentent. En effet, les prix dans ces deux pays ont plus augmenté qu'en France, ce qui limite les cas de convergence.

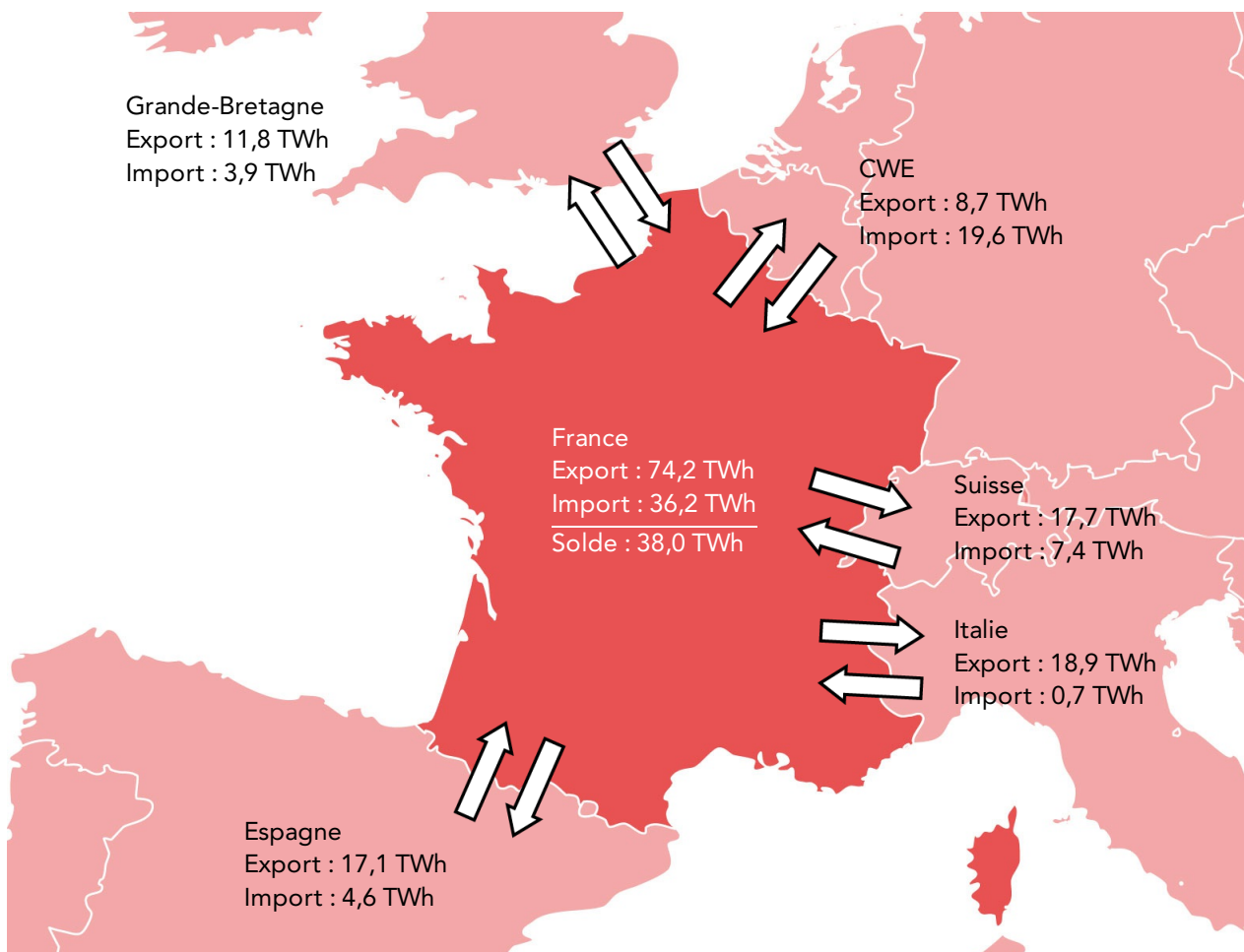
Plus d'indicateurs sur les convergences de prix



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

Le solde des échanges français est toujours exportateur

Bilan des échanges contractuels



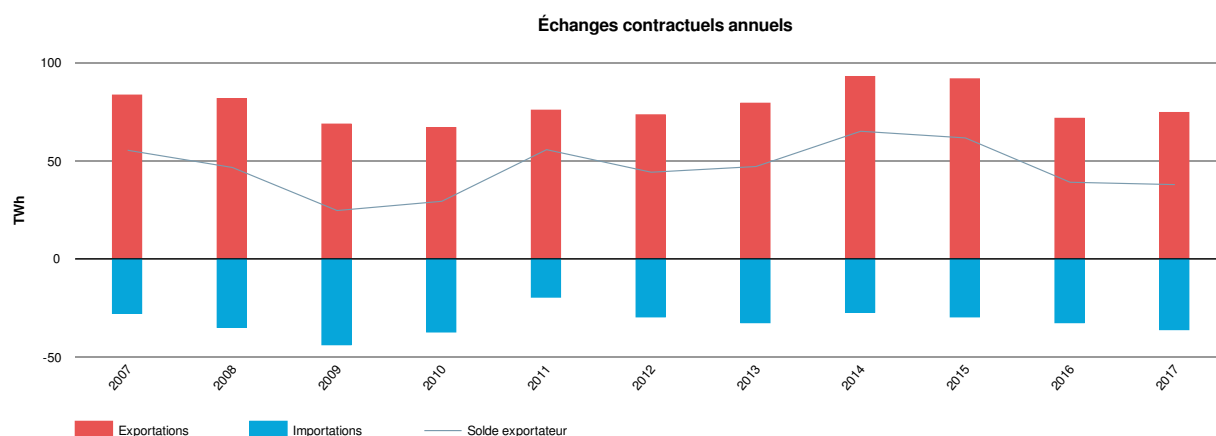
Avec 74,2 TWh d'export et 36,2 TWh d'import en 2017, le solde des échanges français s'établit à 38 TWh, en léger recul par rapport à l'an dernier. Il s'agit du solde le plus bas depuis 2010.

En janvier, la France est importatrice nette de 0,951 TWh, un niveau qui n'avait jamais été atteint. Ces imports conséquents permettent à la France de surmonter la période de grand froid et illustrent l'importance des interconnexions entre les pays européens pour garantir la sécurité de l'alimentation électrique. La France affiche au cours de ce mois un solde importateur net avec la région CWE, l'Espagne et la Grande-Bretagne. En novembre, le solde est également importateur et atteint 0,826 TWh alors que la disponibilité nucléaire est limitée et que les températures sont inférieures aux normales de saison (-0,8°C en moyenne).

De nouveaux records d'échanges en puissance sont atteints :

- en solde exportateur avec 17 GW le jeudi 30 mars entre 18h et 19h, soit plus d'1 GW par rapport au record précédent,
- en solde importateur avec 10,6 GW le samedi 2 décembre entre 23h et minuit.

Cela représente une souplesse de près de 28 GW pour le système électrique français et reflète la volatilité de ces échanges au cours de l'année.



Accéder aux données en OpenData

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.

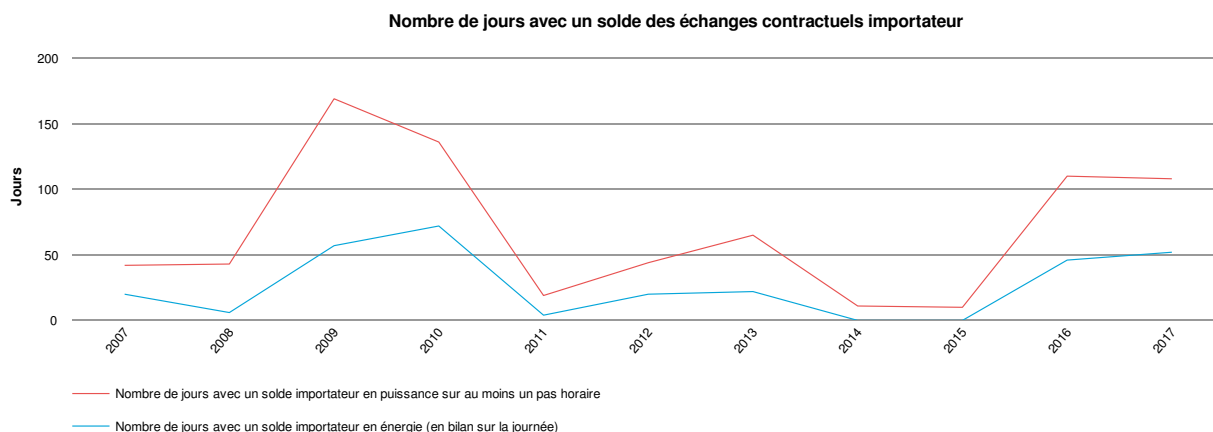
Ainsi sur la frontière France – Suisse, un programme commercial importateur peut être « contrebalancé » par des exports importants destinés à l'Italie, mais qui d'un point de vue physique vont transiter en partie de la France vers la Suisse.

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.

Jours importateurs

La France enregistre 52 journées importatrices en énergie en 2017 (contre 46 en 2016), toutes situées à des périodes où la disponibilité du parc nucléaire français est particulièrement faible pour la saison à savoir en janvier et au dernier trimestre.

Nombre de jours avec un solde des échanges contractuels importateur



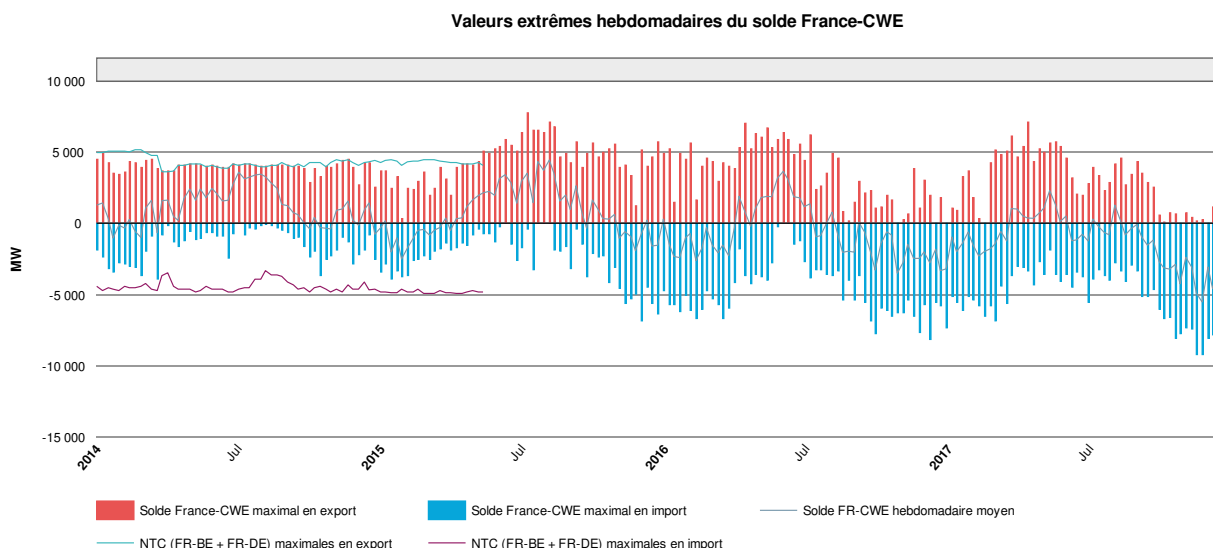
Région CWE

Le couplage avec la méthode « flow-based »

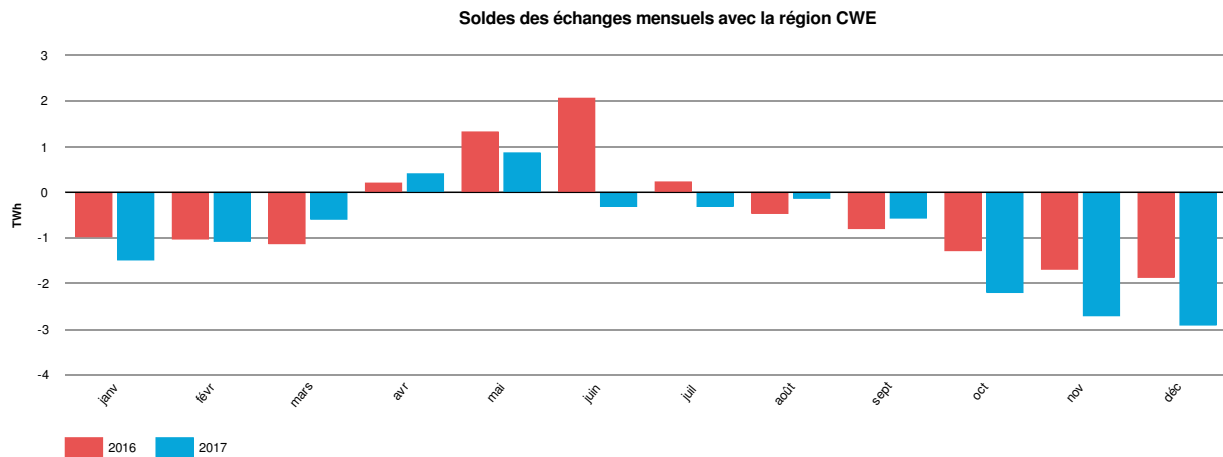
Le couplage de la région CWE avec la méthode « flow-based » a été lancé avec succès le 21 mai 2015. Ces quatre zones de prix étaient jusqu'alors couplées avec des « Net Transfer Capacities » (NTC), c'est-à-dire avec des limitations d'échanges définies frontière par frontière de façon bilatérale (une 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 quatre 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 possible de raisonner frontière par frontière et les indicateurs France-Belgique et France-Allemagne sont remplacés par des indicateurs France-région CWE.

Nombreux imports depuis la région CWE

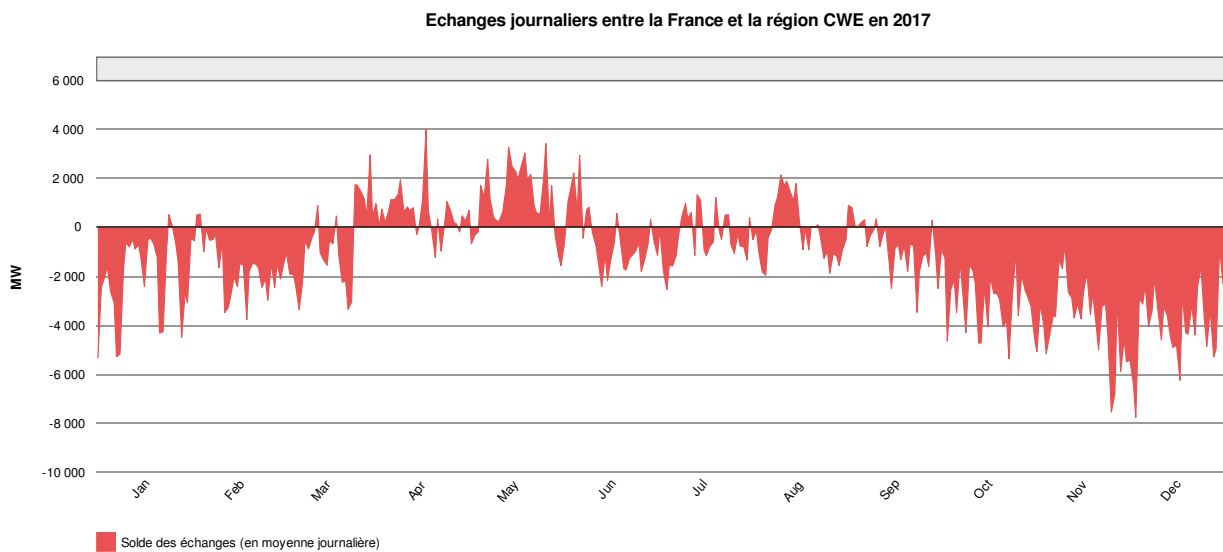
Les échanges maximaux de la France avec la région CWE dépassent très largement le maximum des NTC France-Belgique et France-Allemagne cumulées lors des années précédant le lancement du couplage en « flow-based », aussi bien en export qu'en import. En 2017, un record d'import depuis la région CWE est atteint : 9 222 MW le samedi 25 novembre entre 2h et 3h.



Le solde des échanges avec la région CWE est importateur sur tous les mois à l'exception d'avril et mai, et atteint 10,9 TWh. En particulier, les imports sont très importants au dernier trimestre notamment en décembre où un nouveau record est établi à 2,9 TWh.



Accéder aux données en OpenData



Espagne

Des capacités d'échanges en hausse

Les capacités disponibles en moyenne sur l'année continuent leur hausse avec 2 525 MW en export et 2 300 MW en import. Elles augmentent en particulier dans le sens Espagne vers France, grâce à l'installation d'un nouveau transformateur déphaseur sur le site d'Arkale, côté espagnol. Cet ouvrage, qui permet une meilleure régulation des transits, est pris en compte opérationnellement par RTE et son homologue espagnol REE à partir du mois de juillet.

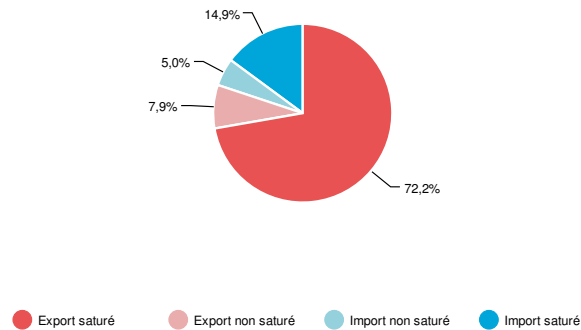
En savoir plus grâce à l'article: RTE et REE main dans la main.

A noter également qu'à la différence des autres frontières, le calcul de capacité sur France-Espagne est effectué à l'échéance hebdomadaire et non en J-2, ce qui a tendance à augmenter le nombre de contraintes détectées en temps réel. Ces dernières doivent être résorbées par une procédure de « countertrading », c'est-à-dire un échange réalisé entre les deux gestionnaires de réseau de transport dans le sens contraire des échanges commerciaux contraignants, de façon à diminuer le flux global. Cette action entraîne des déséquilibres qui doivent ensuite être compensés sur le mécanisme d'ajustement. La méthodologie de calcul de capacité sur cette frontière va cependant être améliorée prochainement.

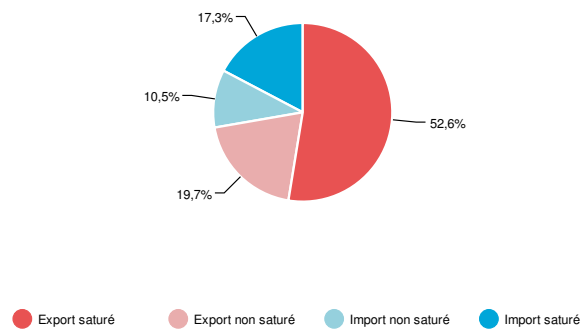
Malgré les augmentations de capacité, l'interconnexion reste saturée 75% du temps, en hausse par rapport à 2016 (mais toutefois moins qu'avant la mise en service de Baixas-Santa Llogaia). Une nouvelle ligne est en projet dans le Golfe de Gascogne, afin de limiter cette saturation et de faciliter l'intégration de la péninsule ibérique au sein du système électrique européen.

Utilisation de l'interconnexion France-Espagne en J-1

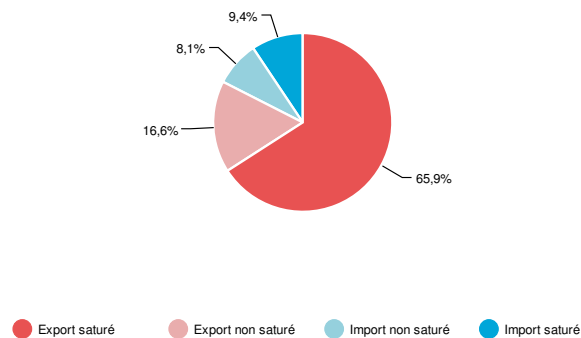
Utilisation de l'interconnexion France-Espagne en J-1 sur un an avant la mise en service commerciale de la nouvelle liaison (05/10/2014-04/10/2015)

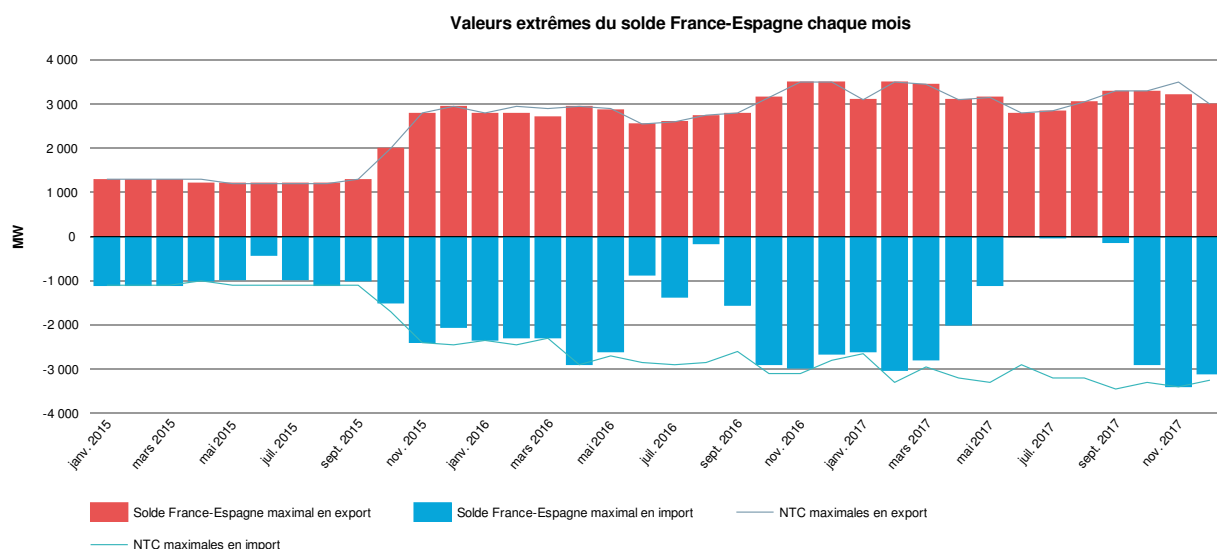


Utilisation de l'interconnexion France-Espagne en J-1 sur l'année 2016



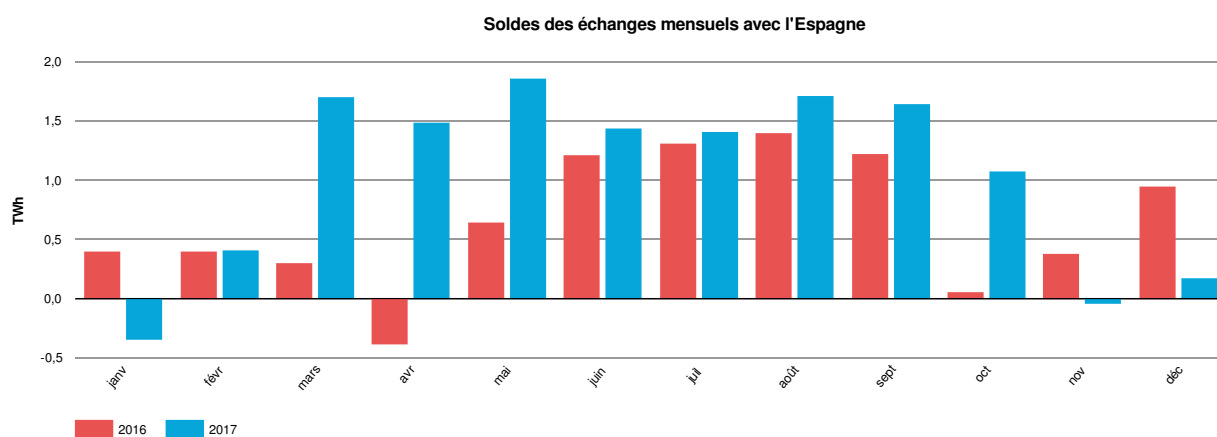
Utilisation de l'interconnexion France-Espagne en J-1 sur l'année 2017





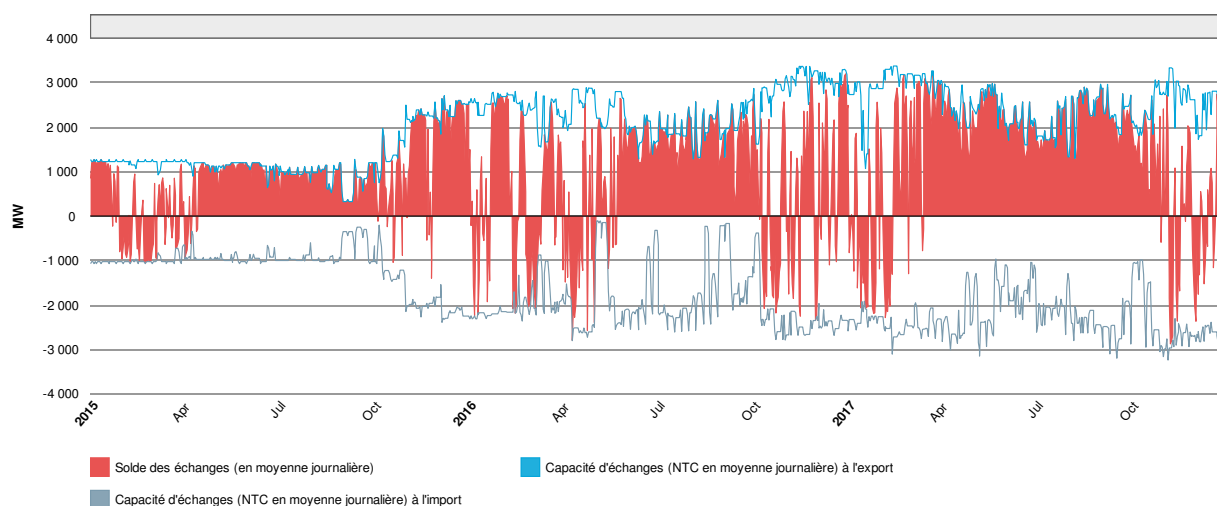
Un solde exportateur record

Mis à part les mois de janvier et novembre où la France est importatrice, le solde des échanges est fortement exportateur et atteint une valeur record de 12,5 TWh contre 7,8 TWh pour 2016. Cela peut s'expliquer en partie par une faible production hydraulique en Espagne et un prix du gaz plus élevé.



Accéder aux données en OpenData

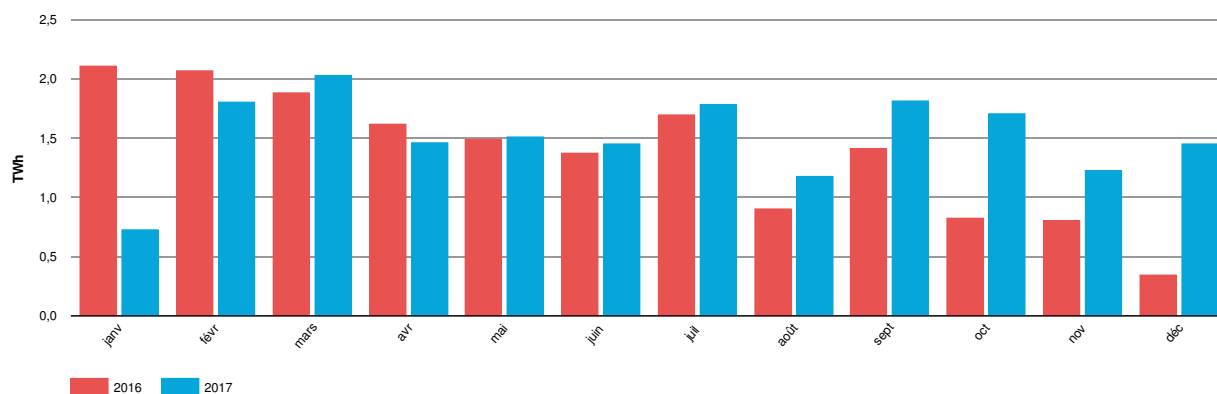
Capacités et échanges journaliers entre la France et l'Espagne de 2015 à 2017



Italie

Malgré un mois de janvier faiblement exportateur, le solde des échanges avec l'Italie progresse par rapport à 2016 et atteint 18,2 TWh. L'interconnexion est moins sollicitée dans le sens import : seulement 452 pas horaires contre 815 en 2016. La ligne reste saturée 74% du temps.

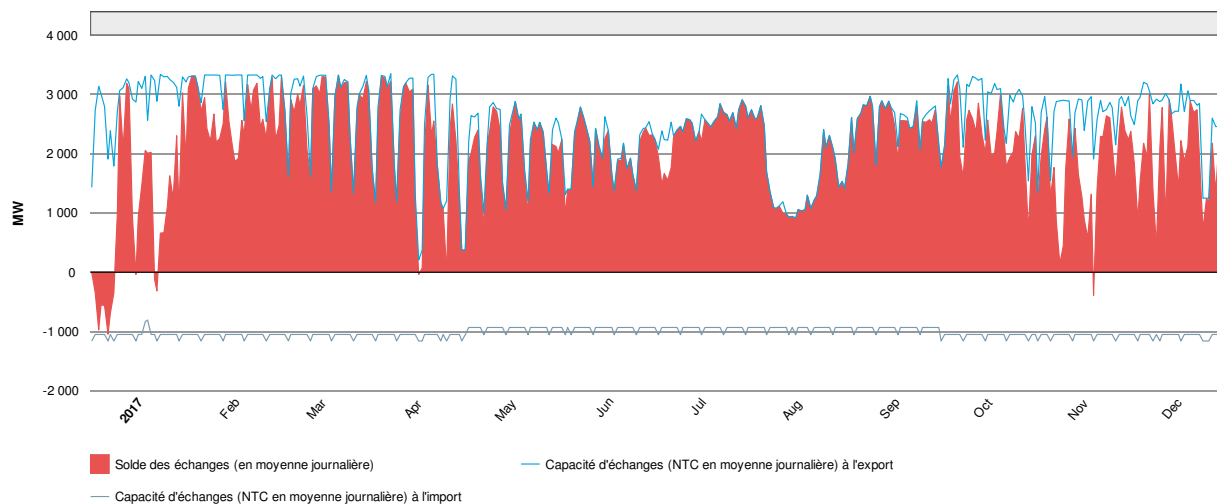
Soldes des échanges mensuels avec l'Italie



Accéder aux données en OpenData

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 donc réduite.

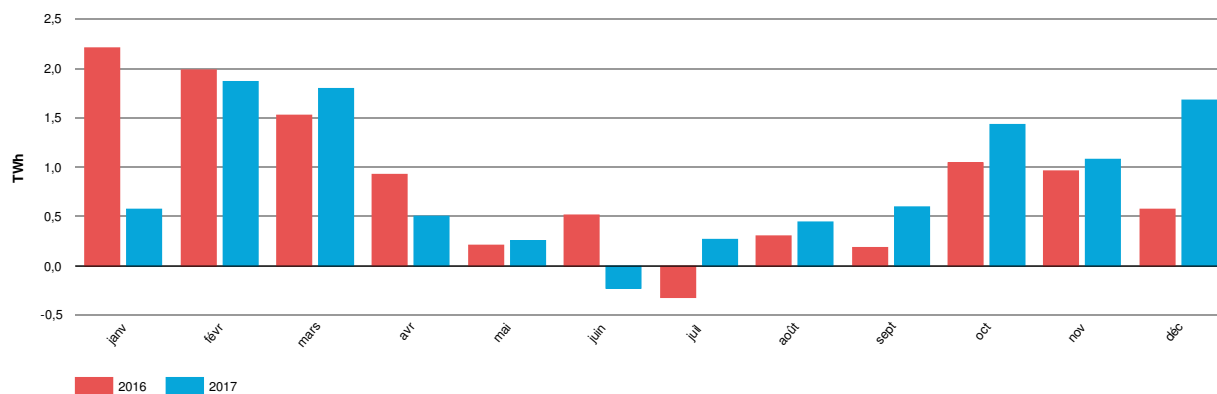
Capacités et échanges journaliers entre la France et l'Italie en 2017



Suisse

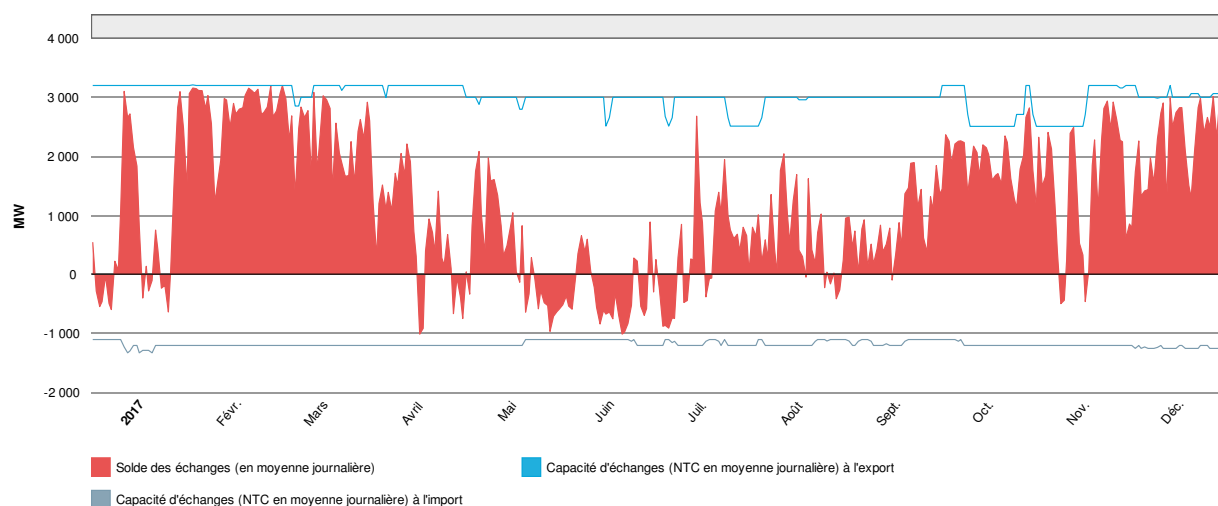
Le solde exportateur s'élève à 10,3 TWh, en légère progression par rapport à 2016. Les échanges sont plus équilibrés en été, la France étant nettement exportatrice le reste de l'année.

Soldes des échanges mensuels avec la Suisse



Accéder aux données en OpenData

Capacités et échanges journaliers entre la France et la Suisse en 2017

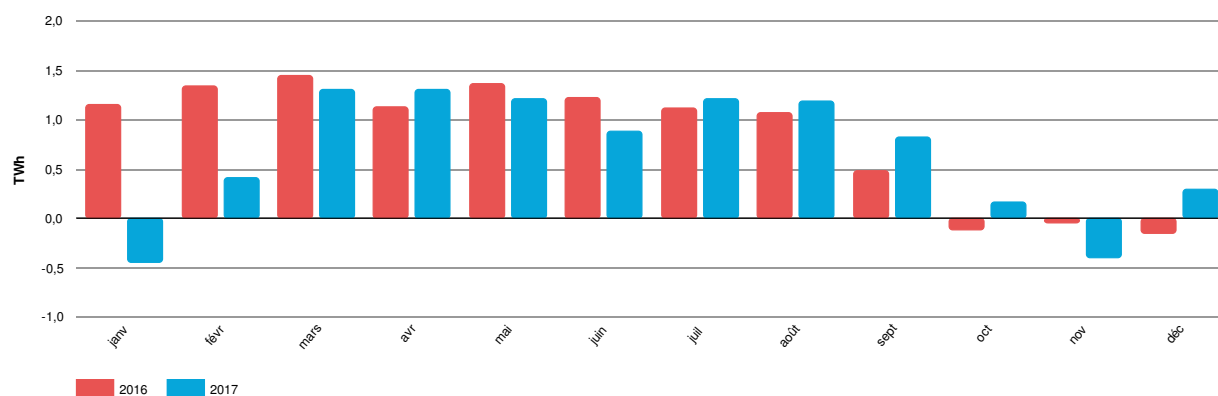


Grande-Bretagne

Le solde avec la Grande-Bretagne reste exportateur à hauteur de 7,9 TWh, mais recule par rapport à celui de 2016, notamment à cause de la situation du début d'année (vague de froid en janvier et faible disponibilité du nucléaire français). En janvier et en novembre, le solde mensuel est importateur à hauteur de 0,4 TWh, niveaux qui n'avaient pas été atteints depuis février 2012. L'utilisation de la ligne dans le sens Grande-Bretagne vers France augmente et s'élève à 22%.

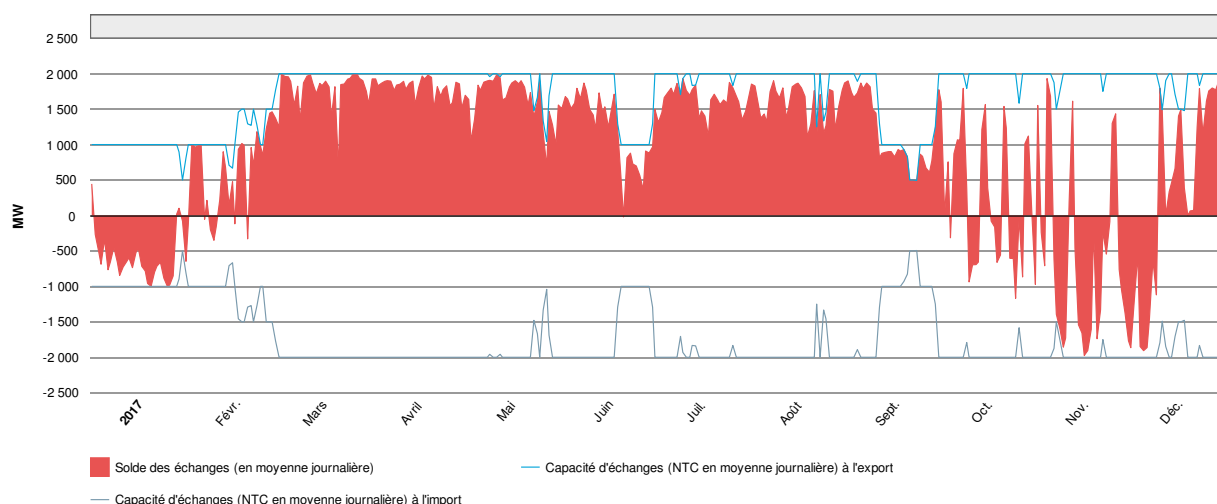
A noter que les capacités d'échange sont limitées en janvier et février, lors de l'indisponibilité partielle de la liaison Interconnexion France-Angleterre (IFA) suite à une tempête. Pour plus de détails, consultez le Mag RTE & Vous.

Solde des échanges mensuels avec la Grande-Bretagne



Accéder aux données en OpenData

Capacités et échanges journaliers entre la France et la Grande-Bretagne en 2017



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 :

- Plusieurs bourses seront en concurrence en France avec comme objectif le renforcement de la liquidité du marché français. Au terme d'un appel à candidatures, les sociétés EPEX Spot (bourse opérant déjà en France) et Nord Pool ont été retenues. Le règlement européen sur l'allocation des capacités et la gestion de la congestion (CACM) définit les modalités de désignation des opérateurs de marché (bourses de l'électricité) participant aux couplages du marché journalier et intrajournalier. Ces opérateurs appelés NEMO (Nominated Electricity Market Operator) sont désignés dans chaque pays par les régulateurs.
- Les méthodologies de calcul des capacités commerciales offertes aux acteurs de marché sont fréquemment optimisées sur toutes les frontières, ce qui améliore la fluidité du marché. Des processus de calcul coordonné conformes aux objectifs du règlement CACM vont être mis en place en J-2 sur la frontière France-Espagne au plus tôt fin 2018. En attendant, les NTC France-Espagne pourront être réévaluées à la baisse dans le cadre d'analyses de sécurité en J-2, prévues début 2018.
- La refonte du processus d'échanges intrajournaliers France-Espagne, qui sera intégré au printemps 2018 à la plateforme européenne d'échanges transfrontaliers en continu XBID, fluidifiera l'utilisation de cette interconnexion au plus près du temps réel.

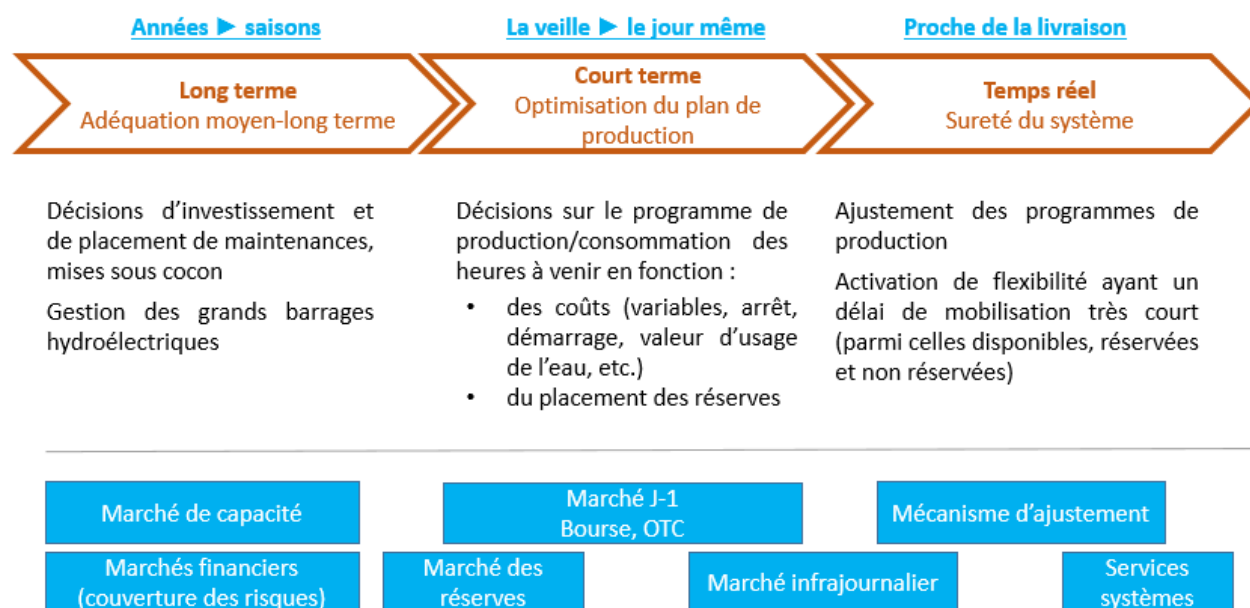
Flexibilité

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.

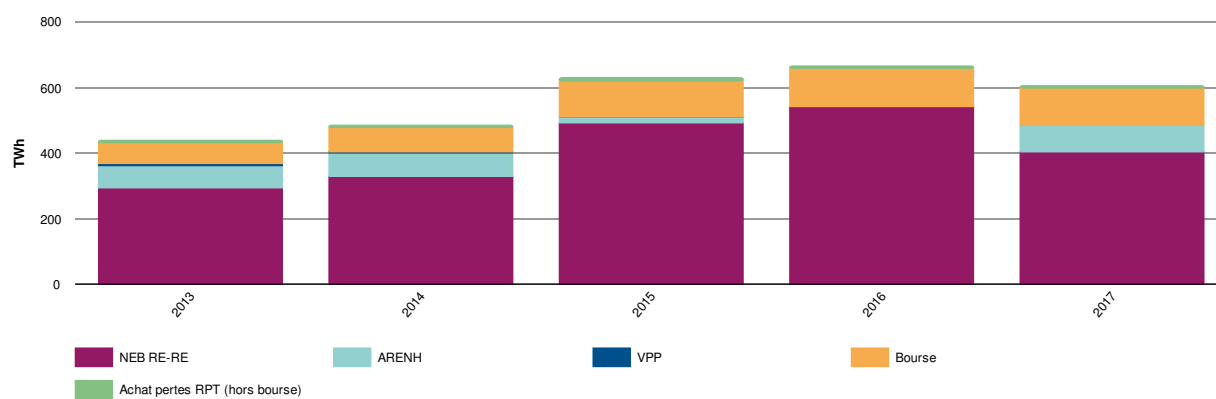
Par ailleurs, la « flexibilisation » du système électrique est clairement identifiée comme un vecteur majeur de la réussite de la transition énergétique, notamment pour prendre en compte le caractère intermittent des énergies renouvelables. RTE propose des règles de marché adaptées à la participation 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'équilibre

Le dispositif de responsable d'équilibre permet aux consommateurs, producteurs, commercialisateurs ou traders, de procéder à tous types de transactions commerciales sur le marché 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'équilibre 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'équilibre du système électrique français. Au 31 décembre 2017, 194 responsables d'équilibre disposent d'un contrat valide. 134 sont actifs au cours de l'année et 37 procèdent à des injections et des soutirages physiques significatifs sur le réseau.

Transactions des responsables d'équilibre sur les marchés



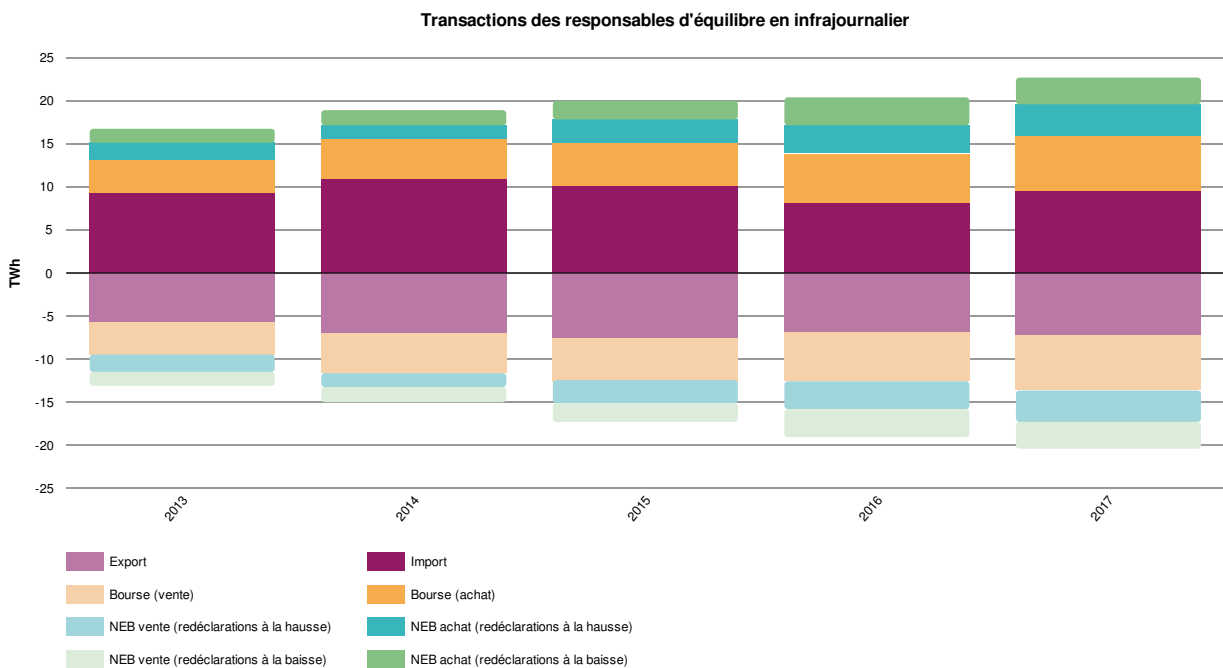
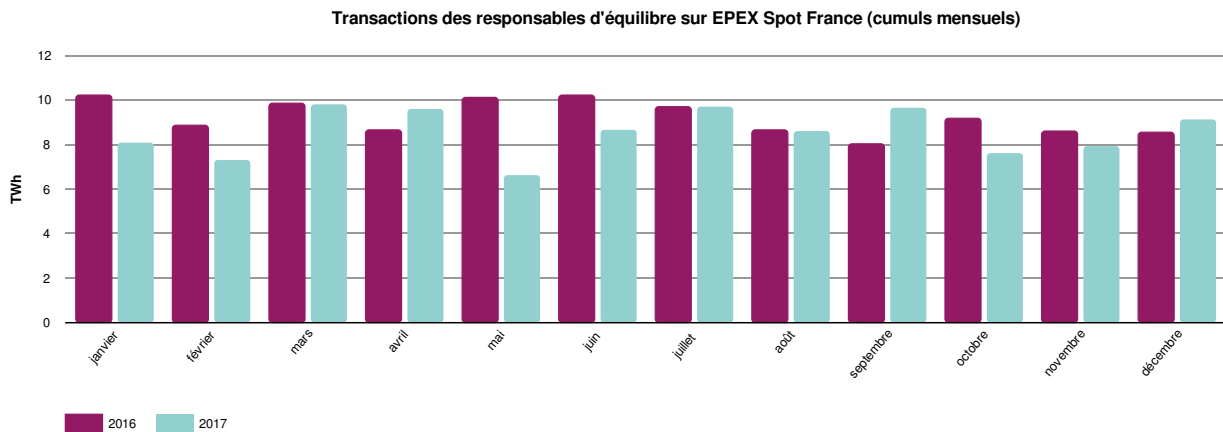
Accéder aux données en OpenData

Des volumes records achetés sur l'ARENH

Pour 2017, le volume d'ARENH souscrit s'élève à 82 TWh, ce qui n'avait pas été atteint depuis le lancement de ce dispositif (le plafond hors fourniture des pertes étant fixé à 100 TWh). En effet, la hausse des prix observée à la fin de l'année 2016, et qui s'est prolongée début 2017, a rendu compétitif le prix fixé de 42 €/MWh (garanties de capacité inclus) par rapport à un approvisionnement sur les marchés. Le volume d'ARENH demandé pour 2018 à ce jour est de 94,6 TWh.

Cette hausse peut expliquer en grande partie le recul des transactions des responsables d'équilibre via les opérations de gré à gré (Notifications d'Echange de Blocs ou NEB) ou la bourse EPEX-Spot par rapport à 2016. En effet, les acteurs s'étant couverts (au moins partiellement) via l'ARENH ont eu moins besoin de recourir aux autres types de transaction.

Les transactions infrajournalières continuent leur progression, notamment pour des opérations aux frontières. Ces dispositifs apportent aux responsables d'équilibre de la flexibilité au plus près du temps réel.



Mécanisme d'ajustement

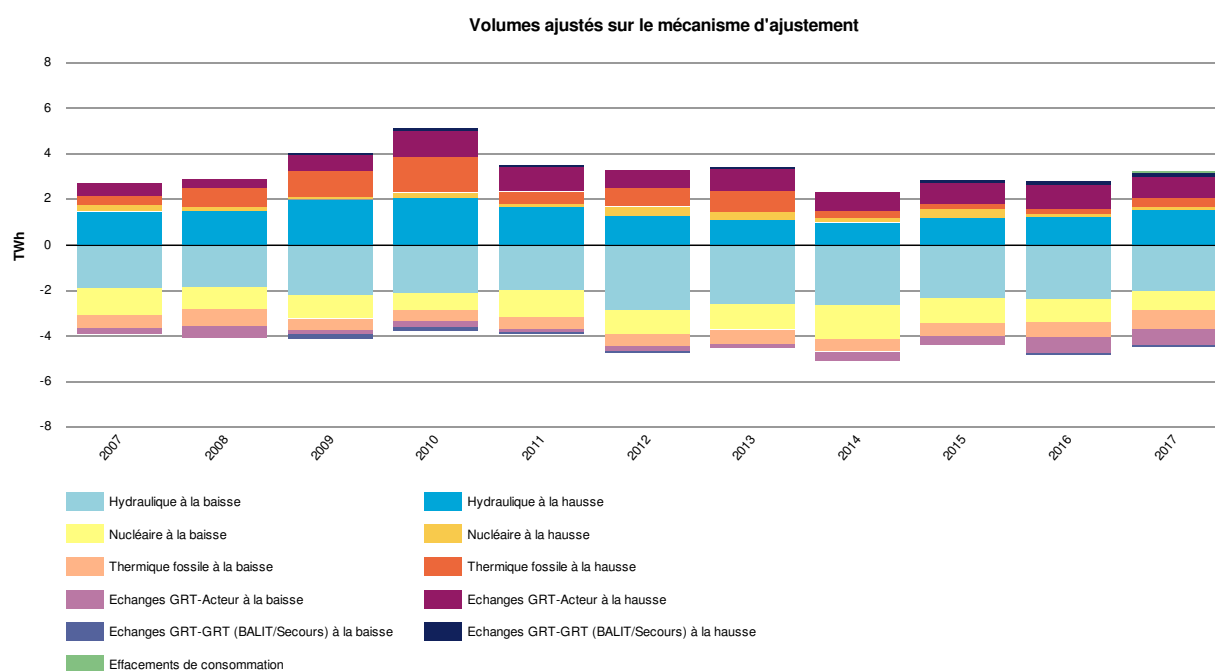
Le mécanisme d'ajustement permet à RTE de moduler les niveaux de la production, de la consommation et des échanges pour assurer en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Il est fondé sur des offres faites par les acteurs d'ajustement, sélectionnées selon la préséance économique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

Progression des ajustements à la hausse

Les volumes d'ajustement à la hausse s'élèvent à 3,22 TWh, au plus haut depuis 2013.

Les ajustements en provenance de l'étranger représentent 36% du volume total des ajustements à la hausse et 4% des ajustements à la baisse, avec respectivement 1,15 TWh et 0,77 TWh.

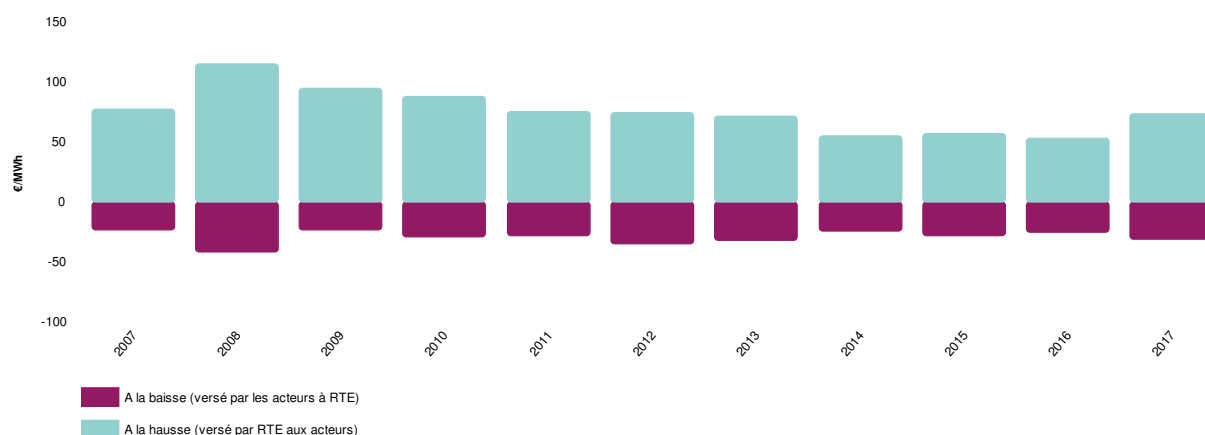
Le volume global des ajustements atteint 7,7 TWh, ce qui représente un peu plus d'1% du total du volume d'activité des responsables d'équilibre.



Accéder aux données en OpenData

Coût moyen des ajustements sur le mécanisme d'ajustement

Coût moyen des ajustements sur le Mécanisme d'Ajustement



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

Le nombre de périodes en déficit d'offres sur le mécanisme d'ajustement pour couvrir la consommation et les marges prévisionnelles augmente en 2017 par rapport à 2016. Cela reflète surtout des disponibilités particulièrement basses des moyens de production thermique, notamment lors de la vague de froid de janvier qui compte pour 18 des 66 demi-journées ayant données lieu à l'émission d'un signal Offres insuffisantes aux acteurs du marché. Même si les marges à la hausse étaient alors particulièrement réduites, RTE n'a pas dû activer de moyens exceptionnels ou d'urgence (interruptibilité, baisse de tension, délestages) grâce à l'utilisation accrue des interconnexions. Le 25 janvier, journée la plus contrainte, RTE a tout de même frôlé l'appel au dispositif d'interruptibilité des consommateurs industriels.

Situations tendues de l'équilibre offre-demande (en nombre de demi-journées)



NB : 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.

Effacements

Le code de l'énergie (art L 271-1) définit un effacement de consommation d'électricité 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'électricité d'un ou de plusieurs sites de consommation, par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou à une consommation estimée.

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.

Plus d'informations sur les effacements à lire sur le [Mag RTE & Vous](#)

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 2017, plus de la moitié de la réserve rapide est fournie 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 2017, les effacements peuvent contribuer à hauteur de 10% de la réserve primaire.
- Les capacités d'effacement certifiées par RTE sur le mécanisme de capacité pour l'année 2018 s'élèvent à un peu plus de 1,9 GW (au 16 janvier 2018).
- 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. Les résultats de l'appel d'offres seront connus mi-2018.

Les effacements tarifaires

Les effacements tarifaires

Les effacements tarifaires historiques

Pour la maîtrise de l'équilibre offre-demande, notamment en période de pointe hivernale, des tarifs spéciaux ont été mis en place pour agir sur la demande plutôt que sur l'offre, l'objectif étant de limiter la pointe de consommation.

Dans les années 1980 ont été créés les tarifs EJP (Effacement Jour de Pointe) qui consistent à imposer des prix de fourniture plus élevés lors de périodes contraintes, dans une limite de 22 jours par an et restreints à la période hivernale. Ces tarifs ne peuvent plus être souscrits depuis 1998 et voient leurs effets amoindris depuis lors. Avec la fin des tarifs réglementés vert et jaune au 1^{er} janvier 2016, les contrats correspondants ont dû être résiliés. Chaque client concerné a souscrit un nouveau contrat en offre de marché qui peut être ou non à effacements. Les effacements peuvent également être valorisés à travers les mécanismes de marché.

D'autres tarifs à effacements ont été mis en place pour le marché de masse (professionnels et particuliers) dans les années 90 grâce au signal Tempo. Depuis le 1^{er} Novembre 2014, le signal Tempo est géré par RTE et relayé via éCO₂mix afin de permettre à tous les fournisseurs de proposer des offres de fourniture d'électricité à effacements. Enfin, les fournisseurs élaborent et proposent à leurs clients télérelevés des offres commerciales qui peuvent comporter des clauses relatives à l'effacement de la consommation, suivant des modalités spécifiques.

La puissance d'effacement disponible liée à ces différentes offres d'effacements tarifaires a été estimée par les fournisseurs à environ 700 MW pour l'année 2018.

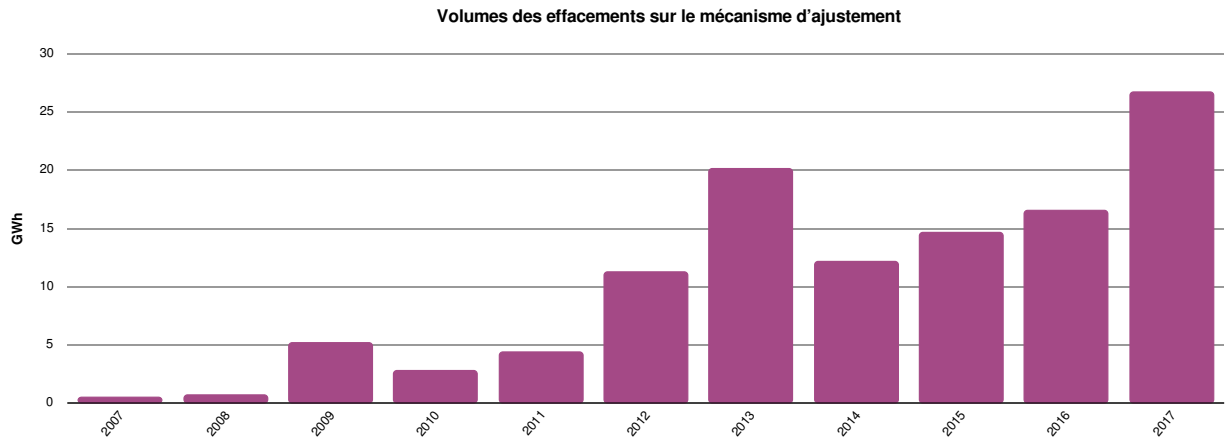
EcoWatt, une démarche éco-citoyenne au service des territoires

Dispositif éco-citoyen, EcoWatt est né en Bretagne en 2008, puis en PACA en 2010, dans un contexte électrique particulier pour prévenir des risques de coupures, en incitant les habitants à modérer leur consommation électrique aux périodes de pointe, en hiver. Cette démarche menée en partenariat avec des acteurs du territoire, totalise plus de 90 000 abonnés dans les deux régions.

Dans le contexte de la mise en service des « filets de sécurité », qui contribuent à sécuriser l'alimentation électrique de chaque région, et du déploiement de réseaux électriques intelligents SMILE (Bretagne-Pays de la Loire) et FLEXGRID (PACA), le dispositif EcoWatt reste un outil au service de la transition énergétique et de l'accompagnement des territoires. Il évolue vers une nouvelle identité vis-à-vis de ses publics historiques (grand public ; collectivités ; etc.), dans un univers qui restera principalement digital (site internet ; réseaux sociaux). Le principe d'EcoWatt demeure identique, avec des signaux diffusés durant les périodes de forte consommation en hiver, à l'échelle régionale mais aussi au niveau des métropoles.

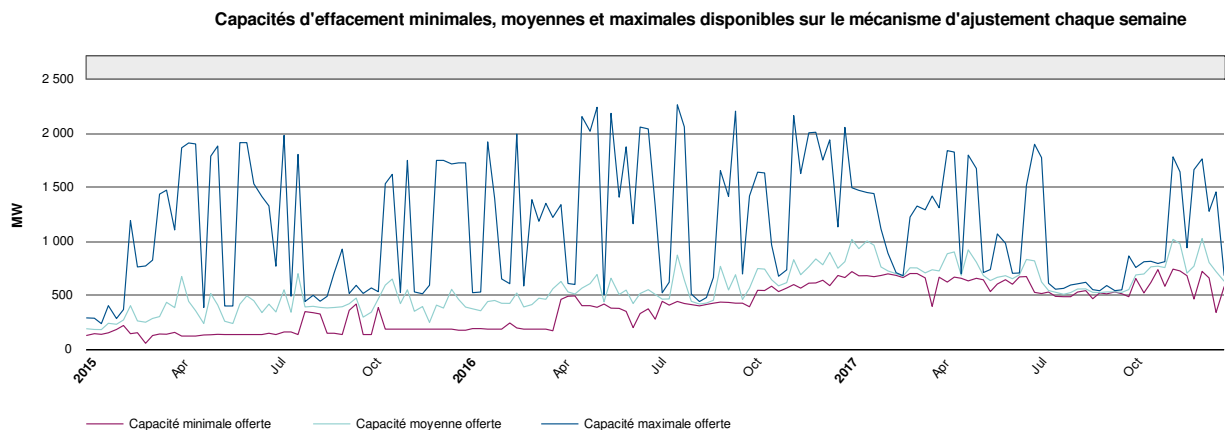
Les effacements sur le mécanisme d'ajustement

RTE dispose en 2017 en permanence d'au moins 340 MW et le maximum de puissance offerte atteint 1898 MW. Le volume moyen d'offres d'effacement déposées sur le mécanisme d'ajustement s'élève à 726 MW (+ 26% par rapport à 2016). Ces capacités contribuent aux marges du système électrique. Les volumes d'effacement réalisés sur le mécanisme d'ajustement s'établissent à 27 GWh, en forte augmentation par rapport aux 16 GWh d'effacement atteints en 2016.

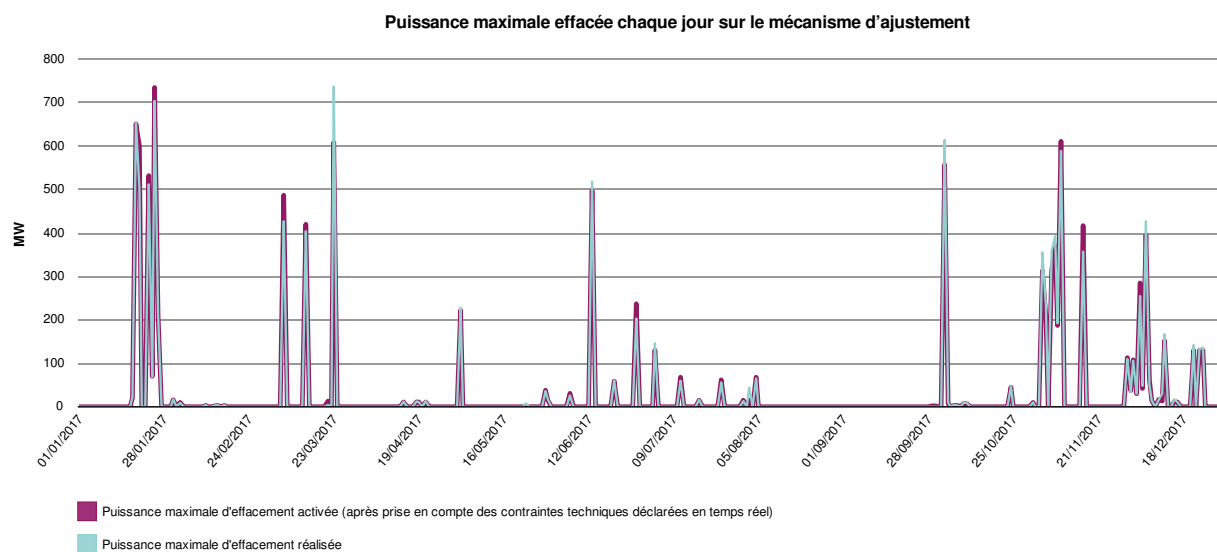


Evolution des capacités d'effacement

Evolution des capacités d'effacement



Au cours de 28 journées, RTE a activé plus de 100 MW d'effacements.



Accéder aux données en OpenData

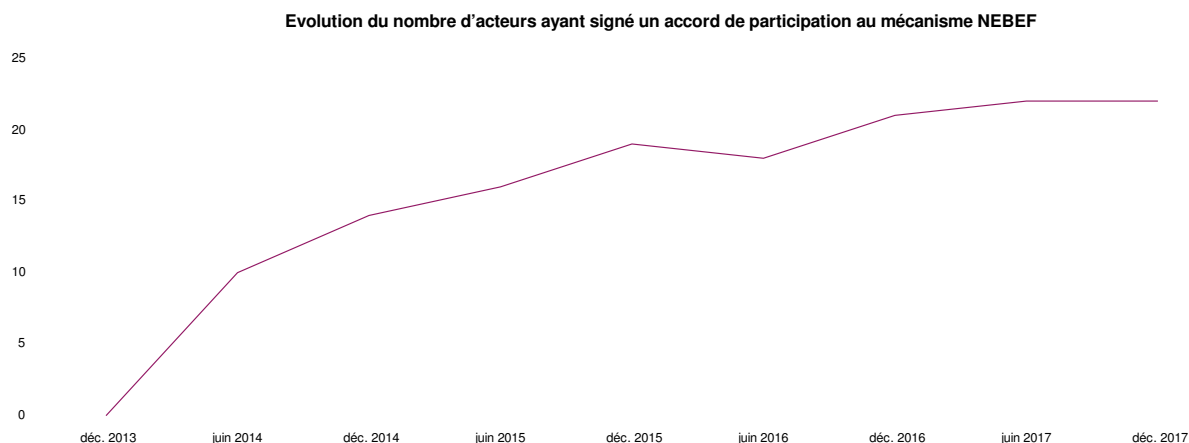
Le dispositif NEBEF

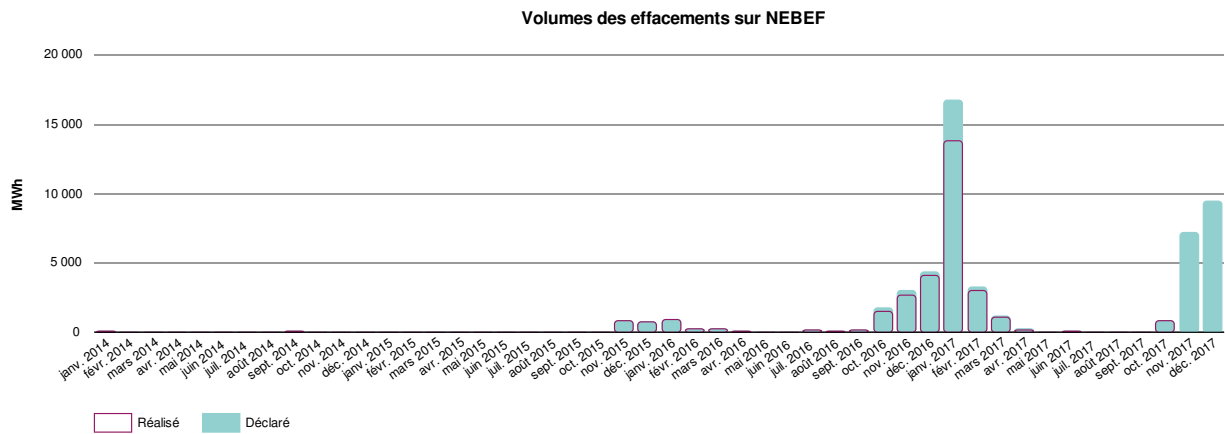
Le dispositif « NEBEF », ou Notification d'Echange de Blocs d'Effacement, permet aux acteurs de valoriser des effacements directement sur le marché. Les acteurs notifient à RTE les effacements qu'ils activeront le lendemain, et ont désormais la possibilité de redéclarer un programme en infrajournalier.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

Le nombre d'acteurs ayant contractualisé avec RTE pour participer au dispositif se stabilise cette année à 22.

Les volumes effacés sur le mécanisme NEBEF continuent leur croissance et atteignent 39 GWh. Ils sont principalement réalisés en hiver.

Des effacements importants (supérieurs à 100 MW) sont déclarés en janvier, novembre et décembre sur des journées où le prix spot est particulièrement élevé.



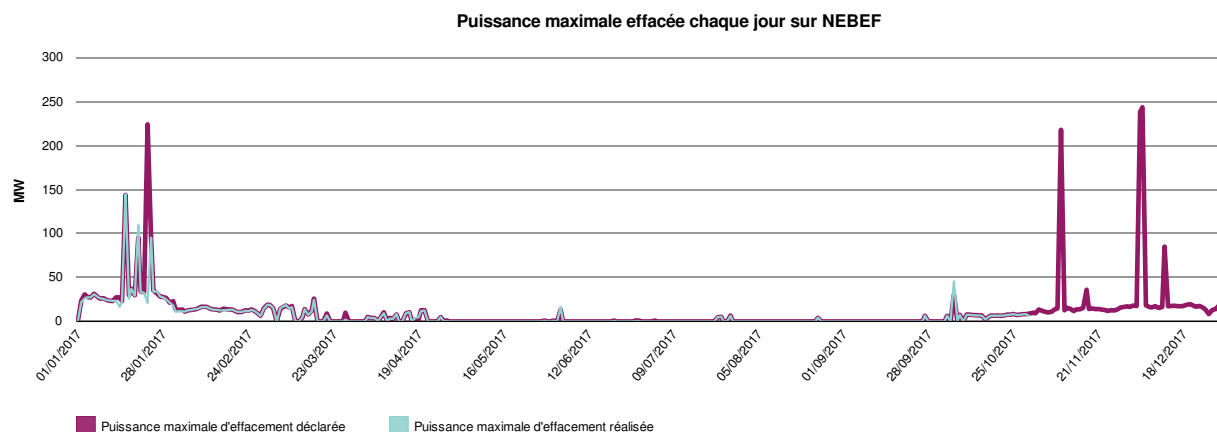


NB : le contrôle du réalisé pour les effacements de novembre et décembre n'est pas encore disponible.

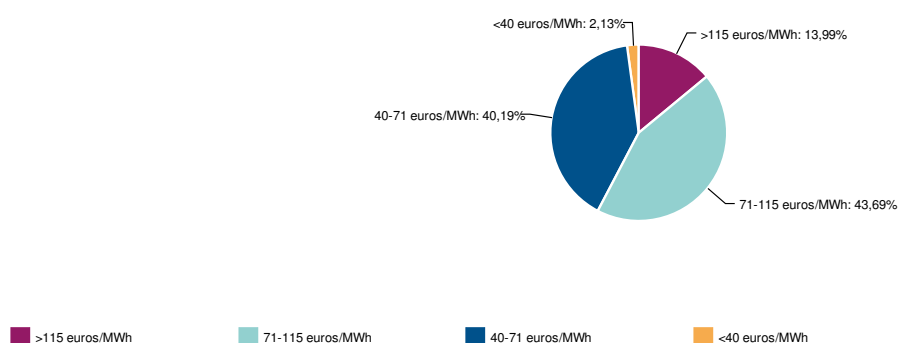
Les effacements sont principalement activés pendant les périodes où les prix sont élevés. Ainsi, plus de la moitié des volumes d'effacement valorisés sur le mécanisme NEBEF sont réalisés parmi les 10% des pas horaires les plus chers de l'année, et 14% d'entre eux lorsque le prix est supérieur au dernier centile des prix spot sur l'année.

Indicateurs NEBEF détaillés

Indicateurs NEBEF détaillés

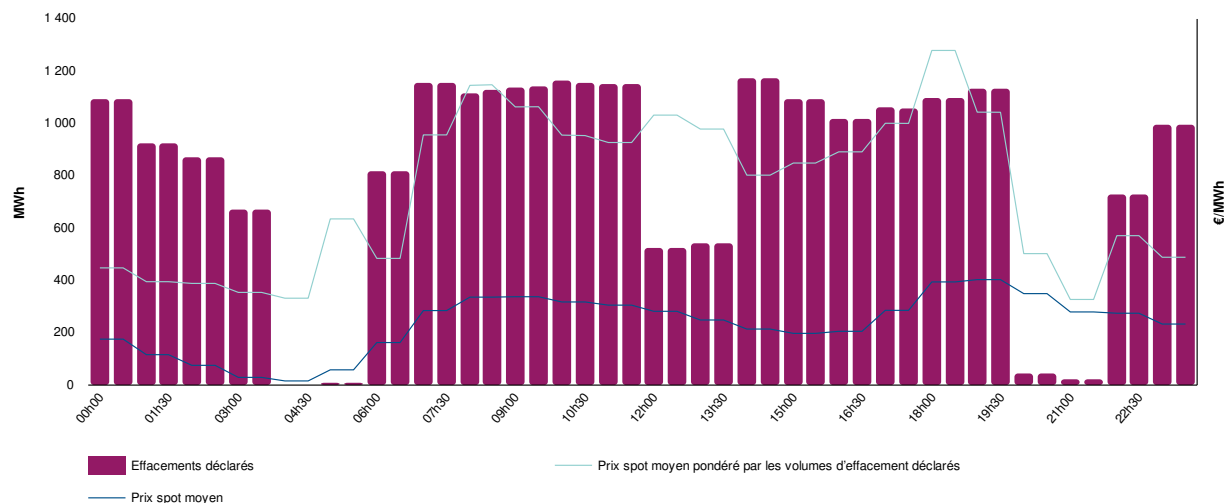


Répartition des volumes d'effacement déclarés sur NEBEF par valeurs du prix spot en 2017



40 €/MWh correspond à la médiane annuelle du prix français, 71 €/MWh au dernier décile et 115 €/MWh au dernier centile.

Cumul sur l'année des effacements retenus par pas demi-horaire et valorisation moyenne au prix Spot



Mécanisme de capacité

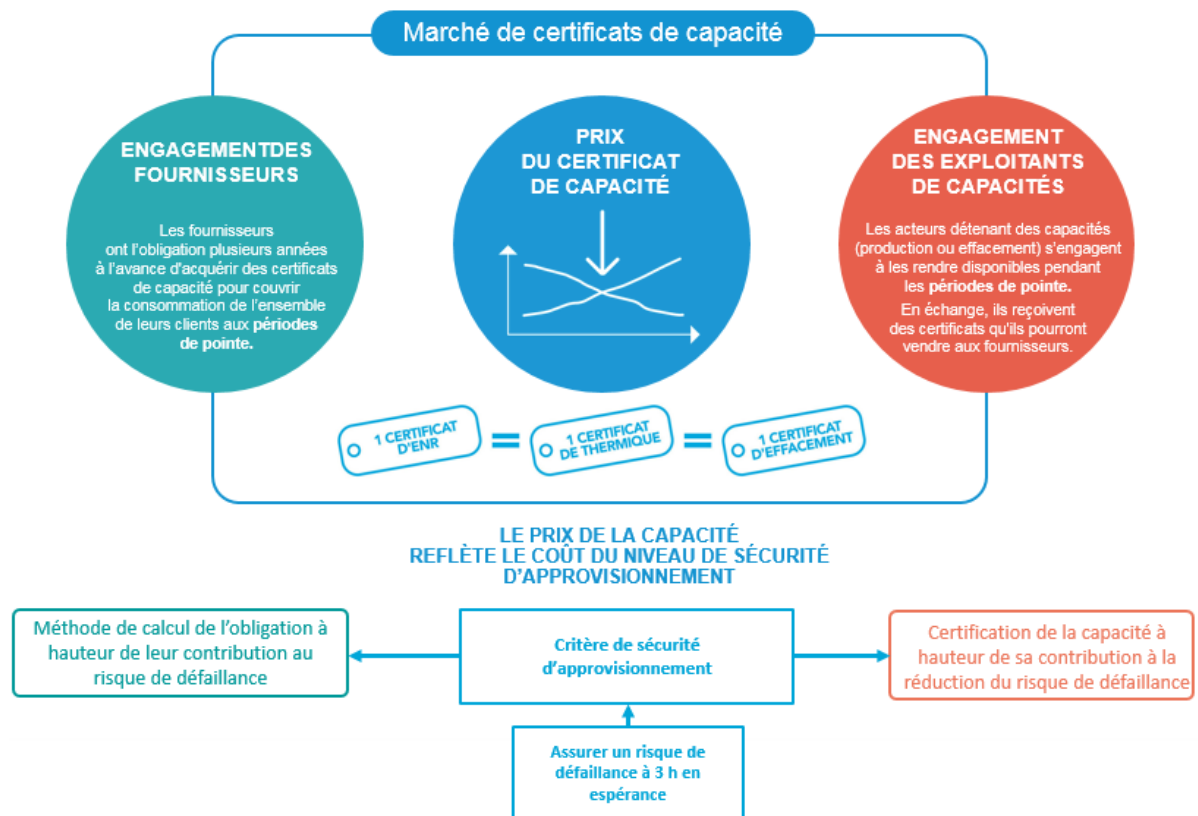
Lancement du mécanisme de capacité en France

La mise en place du mécanisme de capacité vise à sécuriser l'alimentation électrique française à moyen-terme en couvrant le risque lors des pointes hivernales. Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a approuvé, sous condition, la mise en œuvre du mécanisme de capacité français. A la suite de cet accord, les règles du mécanisme ont été approuvées le 29 novembre 2016 par la Ministre en charge de l'énergie et la Commission de régulation de l'énergie.

Le mécanisme de capacité repose sur deux piliers. D'une part, les acteurs obligés – principalement les fournisseurs – ont désormais 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 certificats de capacité.

Les acteurs échangent les garanties de capacité via des enchères ou de gré-à-gré. L'année de livraison, RTE signale les jours de pointe durant lesquels les acteurs devront remplir leurs engagements respectifs. Après l'année de livraison, RTE notifie aux fournisseurs leur niveau d'obligation final et calcule la disponibilité réelle des capacités. Les écarts donnent lieu à des règlements financiers.



Indicateurs prévisionnels sur l'obligation de capacité

Le coefficient de sécurité est un des principaux paramètres du mécanisme de capacité, qui assure l'homogénéité entre les opérations de certification et d'obligation. Actuellement, ce coefficient permet de prendre en compte implicitement la contribution en matière de sécurité d'approvisionnement de l'interconnexion du système électrique européen au marché français de l'électricité. Conformément aux règles du mécanisme de capacité (art. 2.2), l'évolution de la prise en compte de la participation des capacités transfrontalières – suite à la décision d'approbation de la Commission européenne (8 novembre 2016) – nécessite de modifier le coefficient de sécurité pour l'année de livraison 2019.

RTE va proposer, conformément à l'article 6.1.4 des règles du mécanisme de capacité, de fixer la valeur de ce nouveau coefficient à 0,99 contre 0,93 actuellement. Cette valeur est issue des simulations réalisées dans le Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité de 2017. L'augmentation du coefficient s'explique par la prise en compte explicite des contributions transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement en France – qui était jusque-là implicites – à partir de l'année de livraison 2019. Seule la frontière avec la Suisse continuera à être prise en compte implicitement.

Cette proposition de révision du coefficient fera l'objet d'une validation du Ministre de la Transition écologique et solidaire, après avis de la Commission de Régulation de l'Energie.

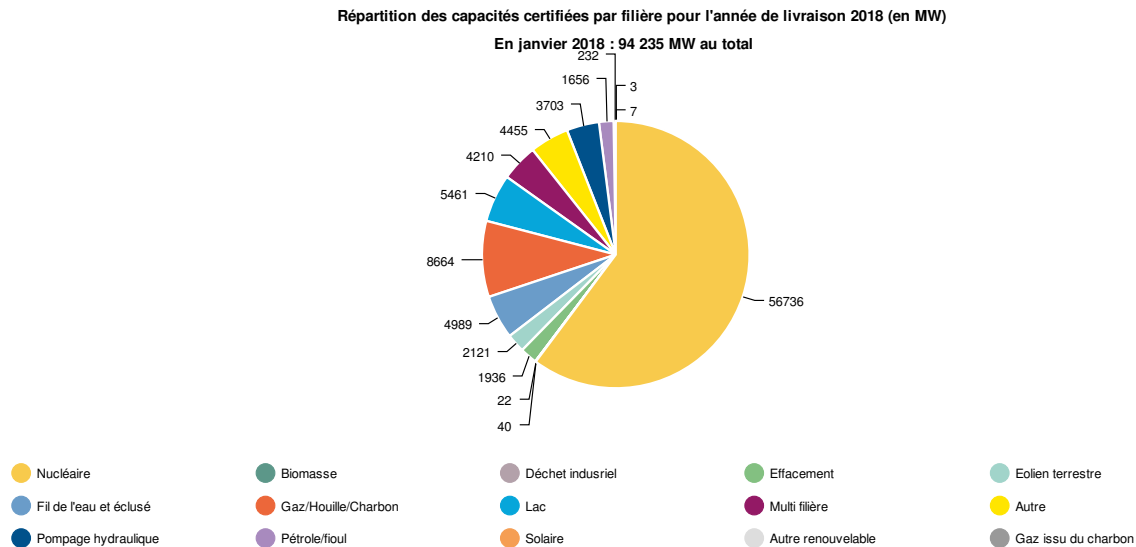
En parallèle, RTE communique les estimations d'obligation de capacité à la maille France pour l'année de livraison 2019. Ces estimations, rendues publiques le 11 décembre, prennent en compte la proposition d'évolution du coefficient de sécurité et sont fournies pour les 4 variantes de consommation du bilan prévisionnel 2017 :

Variantes de consommation du Bilan Prévisionnel 2017	Prévision de l'obligation de capacité France pour 2019 (GW)
Trajectoire Haute	94,2
Trajectoire Intermédiaire 3	93,7
Trajectoire Intermédiaire 2	93
Trajectoire Basse	92,7

Les fournisseurs peuvent mettre en place des mesures visant à maîtriser la consommation de leurs clients. Pour l'année de livraison 2017, 727 MW d'actions de maîtrise de la demande permettent de réduire d'autant l'obligation des fournisseurs concernés. 695 MW sont pour l'instant prévus pour l'année 2018.

Les données sont publiées sur le Registre des mesures visant à maîtriser la consommation.

Répartition et niveau de capacité certifiée total



N.B : Les chiffres pour 2017 sont différents du graphique présent sur le Bilan Electrique 2016 car les acteurs peuvent redéclarer leurs capacités certifiées disponibles tout au long de l'année de livraison.

Les entités certifiées et leurs filières sont définies à la maille d'un site.

Les volumes certifiés pour 2018 sont supérieurs à 2017, les producteurs prévoyant une meilleure disponibilité des centrales pour 2018. Les volumes échangés et les prix (€/garantie) sont publiés, en toute transparence, sur le site d'EPEX SPOT.

La majorité des besoins des acteurs ont été couverts pour l'année de livraison 2017 après la première enchère (15 décembre 2016) : 22,6 GW ont ainsi été échangés contre 0,5 GW à la deuxième le 27 avril 2017. Cette seconde enchère a plutôt vocation à permettre aux acteurs d'ajuster leur position.

EPEX SPOT a tenu deux enchères pour l'année de livraison 2018, les 9 novembre et 14 décembre. La première enchère pour livraison en 2019 a également eu lieu le 14 décembre.

Année de livraison		je. 15/12/2016	je. 27/04/2017	je. 09/11/2017	je. 14/12/2017
2017	Prix (€/Garantie)	999,98	1 041,94	–	–
	Volume (GW)	22,636	0,517	–	–
2018	Prix (€/Garantie)	–	–	931,0	937,5
	Volume (GW)	–	–	10,957	10,254
2019	Prix (€/Garantie)	–	–	–	1 299,98
	Volume (GW)	–	–	–	1,220

NB : une garantie équivaut à 0,1 MW.

Le détail des transactions est publié dans le registre des garanties de capacité.

Evolutions du mécanisme de capacité

Suite à la demande de la Commission européenne et conformément à l'engagement pris par les autorités françaises (décision d'approbation du 8 novembre 2016), trois axes d'évolutions des règles du mécanisme de capacité sont prévus:

- le renforcement de la concurrence et de l'encadrement des acteurs au sein du mécanisme (déjà décliné dans les règles de marché fin 2016),
- la participation explicite des capacités transfrontalières au mécanisme,
- la mise en œuvre d'un cadre favorable aux investissements dans de nouvelles capacités

En 2018, RTE proposera donc un nouveau cadre qui entrera en vigueur dès 2019, pour prendre en compte la participation explicite des capacités transfrontalières et mettre en place un dispositif d'appel d'offres long-terme.

Réseau de transport

Evolution du réseau en 2017

Longueur de circuits

Avec 105 961 km de circuits en exploitation, le réseau de transport poursuit son développement afin d'assurer la sécurité d'alimentation des territoires et des régions, tout en favorisant et en accompagnant l'accueil des énergies renouvelables.

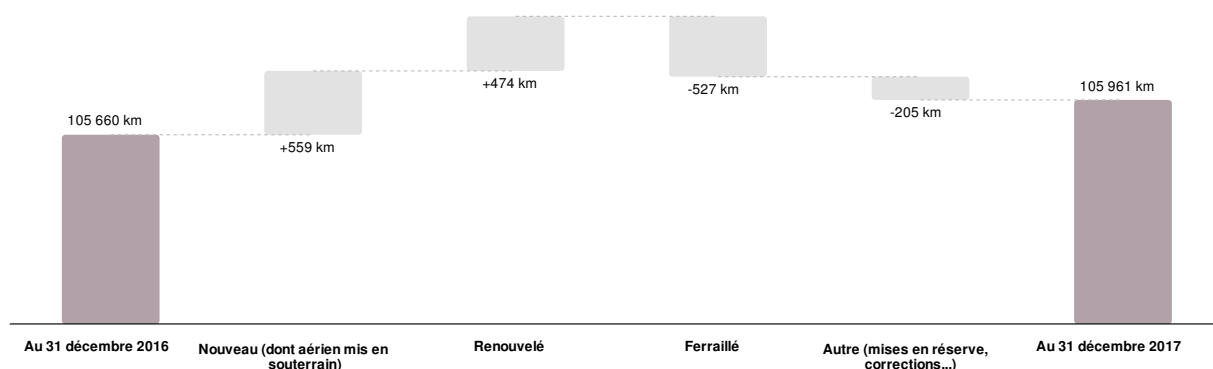
Cette année a été marquée par la finalisation du projet du filet de sécurité Bretagne, avec en particulier la création d'une liaison souterraine 225 kV entre Lorient et Saint-Brieuc, ainsi que par l'aboutissement des chantiers dans la vallée du Rhône et le renouvellement des liaisons aériennes 400 kV entre Lyon et Montélimar.

Les nouvelles liaisons souterraines (liaisons neuves et anciennes liaisons aériennes mises en souterrain) représentent 545 km, tandis que 520 km de liaisons aériennes ont été déposées (définitivement ou pour renouvellement) au cours de cette année.

Au final, la longueur du réseau en exploitation augmente de 301 km en 2017.

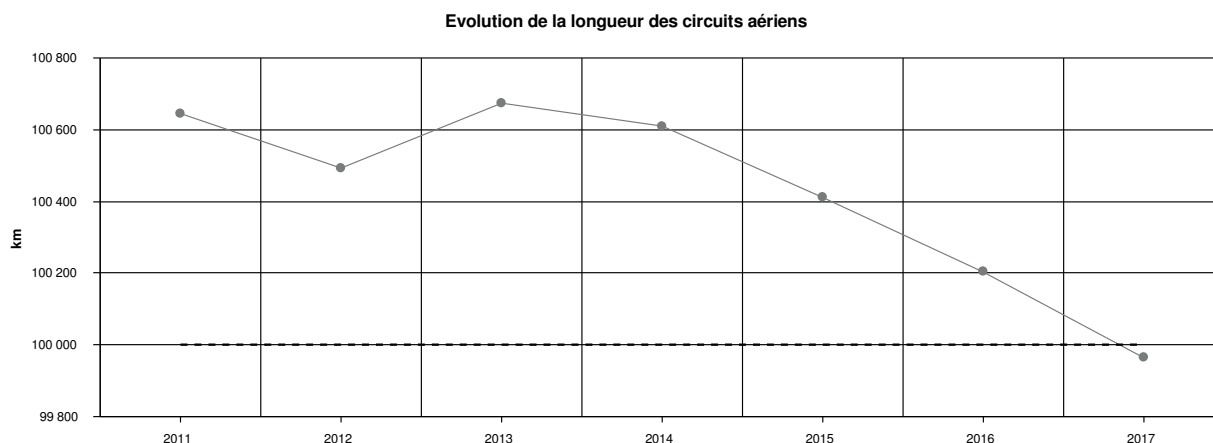
Longueur de circuits en exploitation (km)	Aérien	Souterrain	Total
Au 31 décembre 2016	100 203	5 457	105 660
Neuf	462	571	1033
<i>nouveau</i>	14	498	512
<i>renouvelé</i>	448	26	474
<i>aérien mis en souterrain</i>	0	47	47
Ferraillé	-520	-7	-527
Autre (<i>mises en réserve, corrections de longueur...</i>)	-181	-24	-205
Au 31 décembre 2017	99 964	5 997	105 961
Ecart 2017-2016	-239	540	301

Evolution de la longueur de circuits en exploitation en 2017



Pour la première fois depuis 2010, la longueur totale des circuits aériens descend sous le seuil des 100 000 km, comme le montre le graphique ci-dessous.

Dans le même temps, la longueur totale des circuits souterrains s'approche sensiblement des 6 000 km.



Accéder aux données en OpenData

Raccordement des postes électriques

22 nouveaux postes ont été raccordés au réseau public de transport en 2017, dont 9 postes en très haute tension. Un échelon 225 kV a été mis en service sur le site de *Mûr-de-Bretagne*, dans les Côtes-d'Armor, dans le cadre du projet de sécurisation de l'alimentation électrique de la Bretagne.

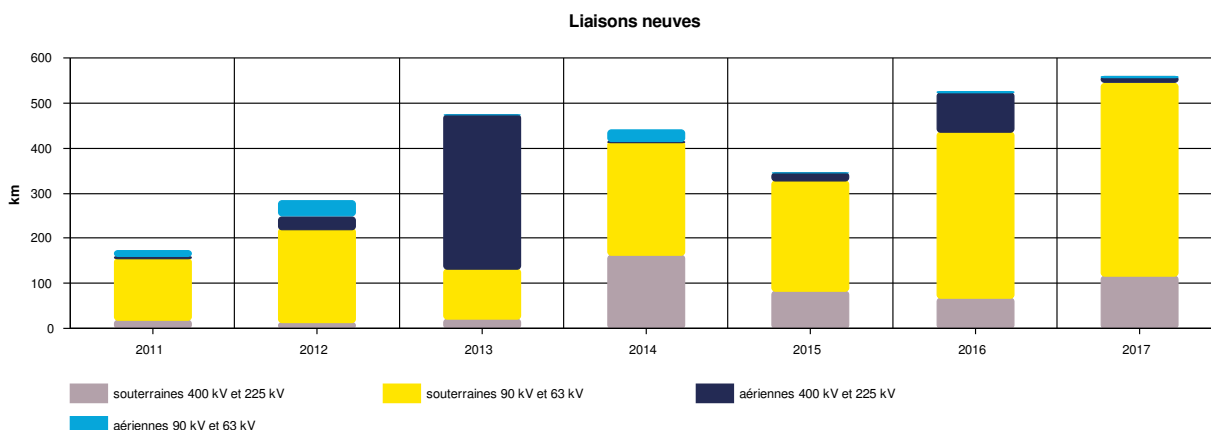
Le raccordement du poste 225 kV *Gréoux-les-Bains*, dans les Alpes-de-Haute-Provence, vise à faciliter l'évacuation de la production photovoltaïque de la centrale. Enfin la création du poste 225/63 kV de *Villiers-St-Sépulcre*, dans l'Oise, contribue à la sécurisation de l'alimentation électrique de Beauvais.

Liaisons neuves et renouvelées

Un réseau de plus en plus souterrain

En 2017, le réseau public de transport compte plus de 559 km de nouvelles liaisons (incluant les mises en souterrain de liaisons existantes). La technologie souterraine représente la quasi-totalité des liaisons neuves en 2017, comme cela est le cas depuis une dizaine d'années (exception faite en 2013 avec la mise en service des 340 km de la liaison 400 kV *Contentin – Maine*, ainsi qu'en 2016 avec les 79 km de la nouvelle liaison 400 kV *Lonny-Vesle*).

Par ailleurs RTE a renouvelé plus de 474 km de liaisons aériennes et souterraines sur son réseau.



Liaisons aériennes et souterraines : deux technologies complémentaires

Le développement du réseau de transport d'électricité s'appuie sur des solutions variées, tenant compte de critères techniques, économiques, environnementaux et sociétaux. Elles se divisent en deux familles : les techniques de liaisons aériennes ou souterraines.

RTE s'est engagé à ne pas augmenter le linéaire aérien (les déposes compensant les créations) et à réaliser a minima 30% des nouvelles liaisons en technique souterraine.

La différence de coûts d'investissement entre aérien et souterrain dépend du niveau de tension : ils sont équivalents pour les ouvrages 63 et 90 kV, mais en tension 225 kV ceux du souterrain sont environ deux fois plus élevés que l'aérien, et huit fois plus élevés en tension 400 kV (*).

Aujourd'hui le réseau est souterrain à :

- 7,7% en 63/90 kV,
- 5,1% en 225 kV
- de façon négligeable en 400 kV.

() En 400 kV alternatif, les câbles souterrains sont très onéreux et il est nécessaire de construire tous les 20 km des postes pour compenser l'effet capacitif des câbles. A ce niveau de tension, la technologie à courant continu souterraine peut être envisagée. Elle présente un coût équivalent à une ligne aérienne en alternatif mais la capacité de transit est de 3 à 5 fois moindre.*

Source : Schéma Décennal du Développement du Réseau

Tensions 400 kV et 225 kV

Aérien

RTE a renouvelé près de 300 km de conducteurs aériens en 2017 pour les tensions 400 kV et 225 kV, dont une très grande partie concerne deux projets dans les régions Occitanie et Auvergne-Rhône-Alpes. Il s'agit de la réhabilitation de la liaison 225 kV *Godin – St-Victor*, dans l'Aveyron, dont les conducteurs arrivaient en fin de vie, ainsi que du renouvellement des liaisons 400 kV *Le Chaffard – Pivoz-Cordier*, dans la vallée du Rhône, dans le cadre du projet de sécurisation électrique Lyon-Montélimar.

Souterrain

117 km de nouvelles liaisons souterraines ont été mises en exploitation en 225 kV en 2017. Cela concerne principalement la mise en service du filet de sécurité Bretagne : liaison 225 kV *Mûr-de-Bretagne – Plaine Haute*, dans les Côtes d'Armor, et liaison 225 kV *Calan – Mûr-de-Bretagne*, dans le Morbihan. Notons également la mise en conduite de la liaison 225 kV *Fleurs – Volvon*, en Auvergne-Rhône-Alpes, pour répondre aux contraintes du réseau 63 kV liées à la croissance des charges sur le territoire de la plaine du Forez.

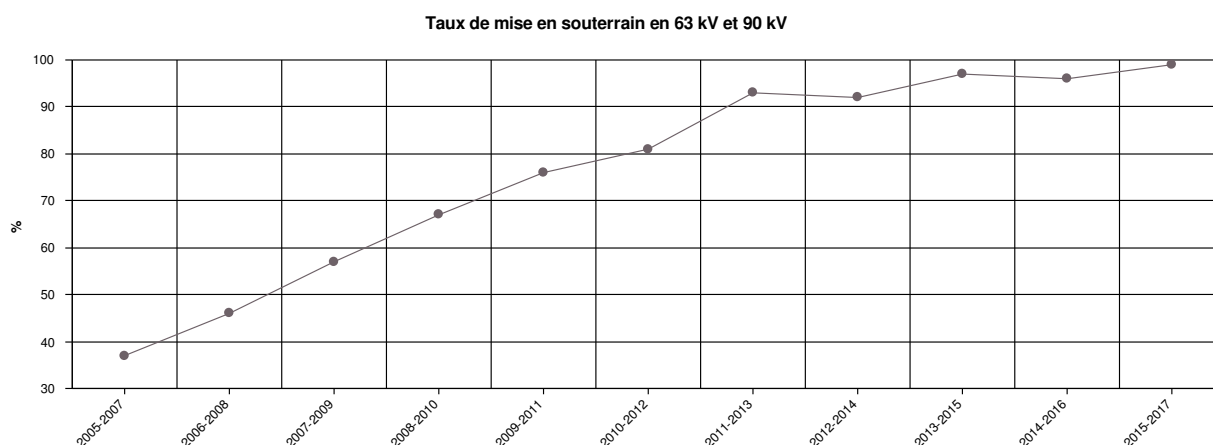
Tensions 63 kV et 90 kV

Souterrain

Avec 428 km de nouvelles liaisons mises en exploitation, la longueur des câbles souterrains en tensions 63 kV et 90 kV augmente en 2017. RTE a procédé en particulier à la mise en service de :

- la liaison 90 kV *Gavrelle – Moffalines*, dans le Pas-de-Calais (renforcement de l'alimentation électrique d'Arras),
- la liaison 90 kV *Challans – Soullans*, en Vendée (mise en souterrain partielle de la liaison),
- la liaison 63 kV *Frasnes – Melincols*, dans le Doubs (mise en souterrain de la liaison),
- la liaison 63 kV *Terradou – Vaison la Romaine*, dans le Vaucluse (sécurisation de l'alimentation électrique du nord du département)

Le taux de mise en souterrain des nouveaux ouvrages construits en tension 63 kV et 90 kV reste stable avec 99,6% en 2017 et une moyenne de 99,5% sur les trois dernières années (période 2015 – 2017).



Aérien

Certains ouvrages aériens de tension 63 kV et 90 kV ont fait l'objet de travaux de renouvellement des conducteurs pour un total de 135 km. On peut citer :

- le renouvellement des liaisons 90 kV *Eguzon – St Marcel* dans l'Indre, *Juine – Les Loges* dans l'Essonne,
- le renouvellement des liaisons 90 kV *Saintes – Piquage à Charron* en Charente-maritime,
- la liaison 63 kV *Boège – Cornier* en Haute-Savoie,
- la liaison 63 kV *Carrières – Villers Saint Paul* dans l'Oise.

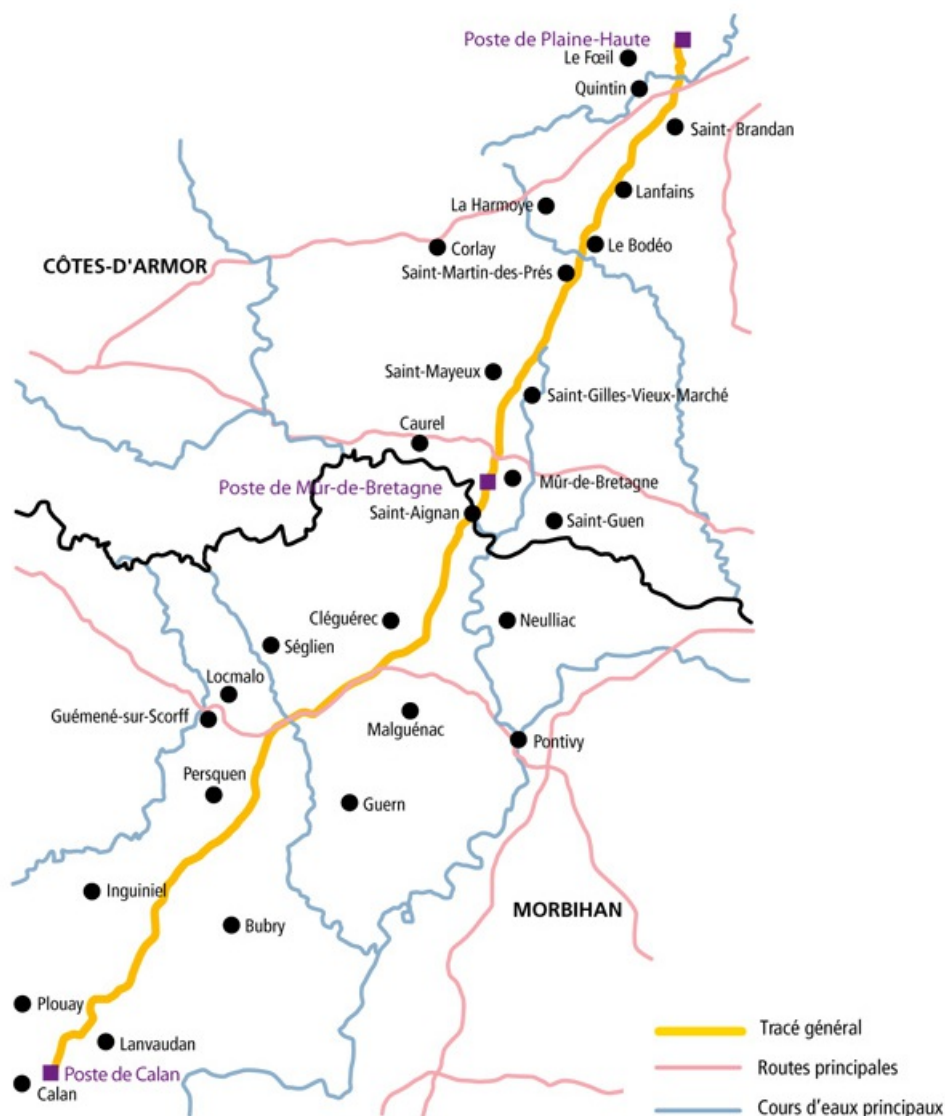
Par ailleurs, moins de 2 km de circuits neufs ont été mis en service au cours de cette année.

Faits marquants 2017

Finalisation du projet Filet sécurité Bretagne

L'année 2017 voit la finalisation du projet de sécurisation électrique du nord et du centre de la Bretagne, avec la mise en service du poste 225 kV de *Mûr-de-Bretagne* et la création d'une liaison souterraine 225 kV entre les postes de *Calan*, dans le Morbihan, et de *Plaine-Haute*, dans les Côtes-d'Armor.

Après sept années d'études, de concertation et de travaux, les chantiers liés à ce projet se sont achevés en fin d'année 2017. Le Filet sécurité est inscrit dans le Pacte électrique breton, comme un des projets indispensables à la sécurisation de l'alimentation électrique de la région Bretagne. Il vise à sécuriser plus particulièrement le nord et le centre de la Bretagne, et à accueillir la production d'énergies renouvelables, terrestres et marines, tout en optimisant son acheminement.

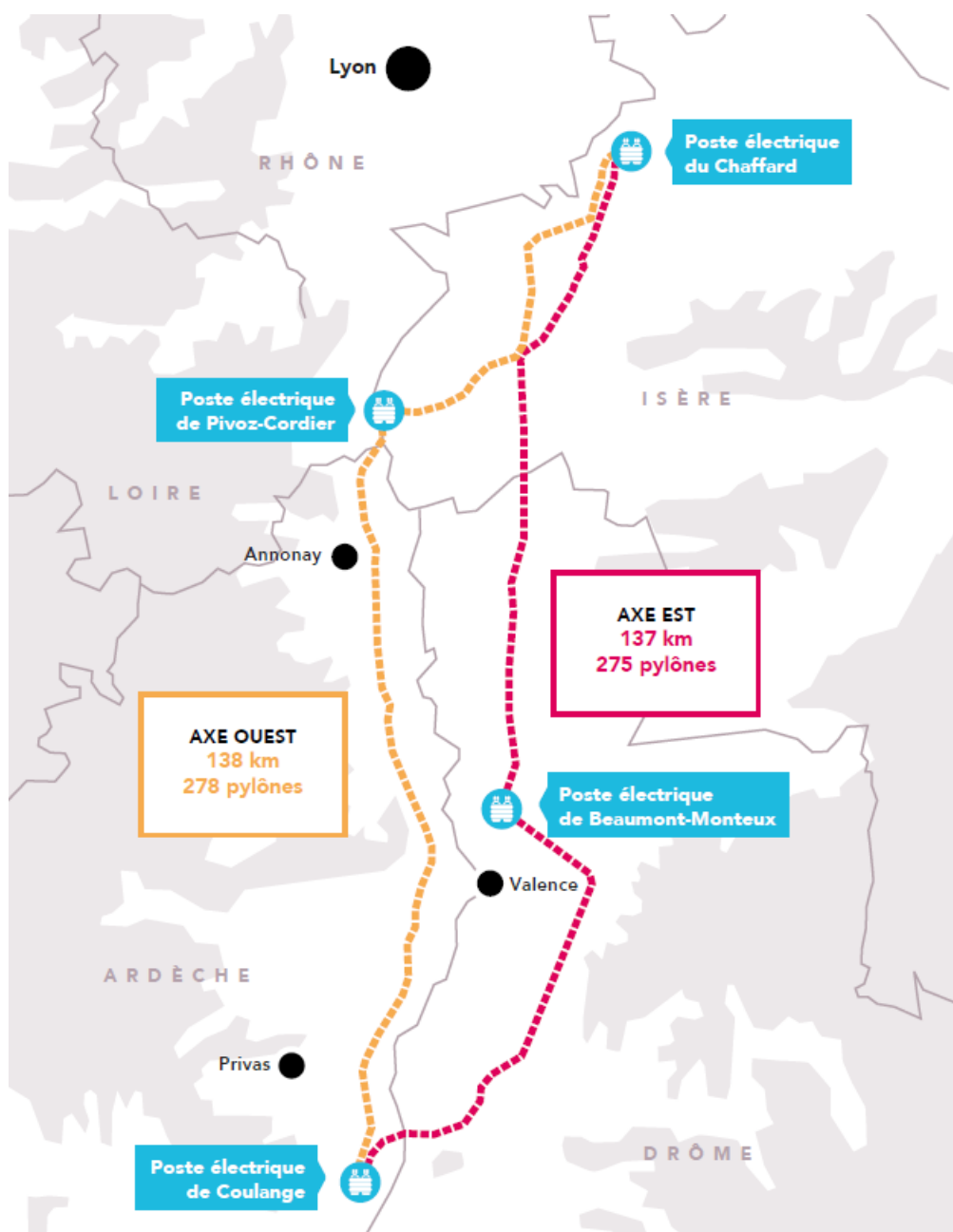


Aboutissement du projet Lyon-Montélimar

Depuis 2011, RTE a engagé des travaux de maintenance sur le réseau 400 kV reliant Lyon à Montélimar, afin de sécuriser et d'optimiser l'alimentation électrique entre ces deux territoires. Ce projet s'inscrit dans le programme national de sécurisation mécanique du réseau engagé par RTE suite aux conséquences des tempêtes de 1999. Au final, ce sont plus de 400 pylônes qui ont donc été renforcés ou reconstruits afin de les rendre plus résistants à des aléas climatiques.

A ces travaux de sécurisation mécanique, s'ajoutent des opérations de maintenance d'optimisation du réseau. Ces dernières ont consisté à remplacer près de 3 600 km de câbles actuels par des câbles plus performants qui permettront d'assurer la continuité de l'alimentation électrique.

Deux axes stratégiques relient Lyon à Montélimar : un axe Ouest et un axe Est, chacun à double circuits et long de près de 140 km, et traversant 4 départements (l'Isère, la Drôme, l'Ardèche et la Loire). Les travaux sur les liaisons 400 kV reliant *Le Chaffard – Beaumont – Coulange* (axe Est) sont terminés depuis 2014. En 2017, le renouvellement des conducteurs sur la liaison *Le Chaffard – Pivoz Cordier* (axe Ouest) a été effectué.



Achèvement du programme de sécurisation mécanique

Les tempêtes de 1999 ont révélé la vulnérabilité d'une partie du réseau de transport :

- 8 % des lignes de 63 à 400 kV deviennent indisponibles (soit près de 8000 km de lignes)
- 1 000 pylônes sont détruits ou gravement endommagés
- Trois millions et demi de foyers sont privés d'électricité.
- Remise sous tension de la majorité des postes de livraison (90%) en 4 jours.

Un programme de sécurisation mécanique du réseau a donc été lancé en septembre 2001, avec trois objectifs majeurs :

- maintenir l'alimentation de la quasi-totalité des postes électriques à la suite d'événements climatiques significatifs d'intensité ne dépassant pas celles des tempêtes de décembre 1999 ;
- rétablir en cinq jours au plus les services de base liés à la continuité d'alimentation à la suite d'événements climatiques importants, dus au vent, au givre ou à la neige collante ;
- maîtriser le risque de chute sur les personnes et les biens d'une portée située au voisinage de zones d'habitation ou de voies de communication importantes même en cas d'événements climatiques importants.

Ce programme, achevé en 2017, représente en quelques chiffres :

- 48 400 km de lignes sécurisées
- 6 154 pylônes anti-cascades installés
- 2 897 postes sécurisés

Ces investissements ont permis les résultats suivants :

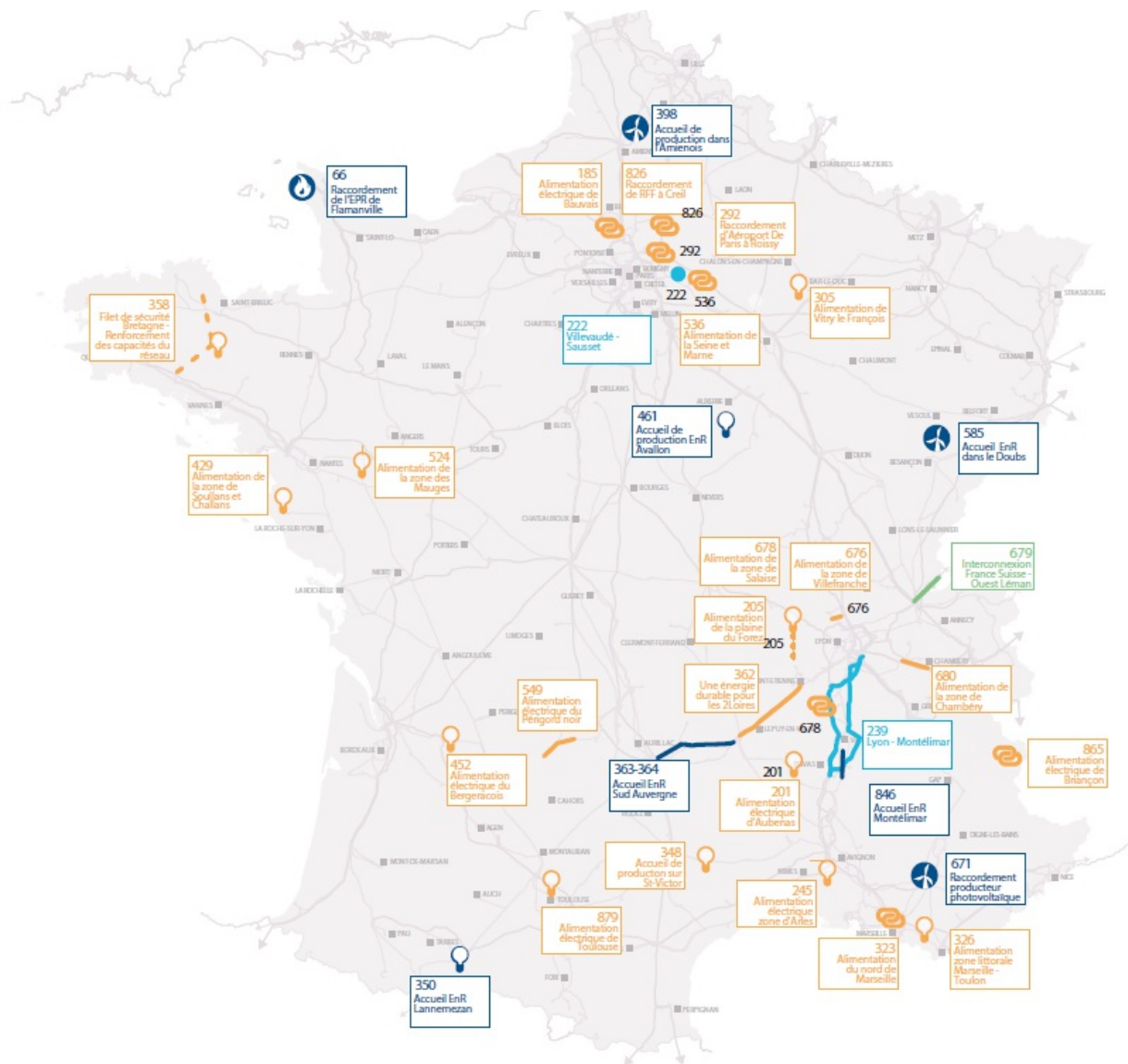
- En 2016 et 2017, il n'y a pas eu de rupture d'alimentation et aucune avarie de structure n'a été relevée sur le réseau sécurisé lors d'un événement climatique d'ampleur ;
- De nombreuses innovations réalisées pendant ces 15 années de mise en œuvre

Carte des principales mises en service

Schéma décennal

Pour en savoir plus sur le développement du réseau, consulter le Schéma Décennal du Développement du Réseau

Principales mises en service en 2017



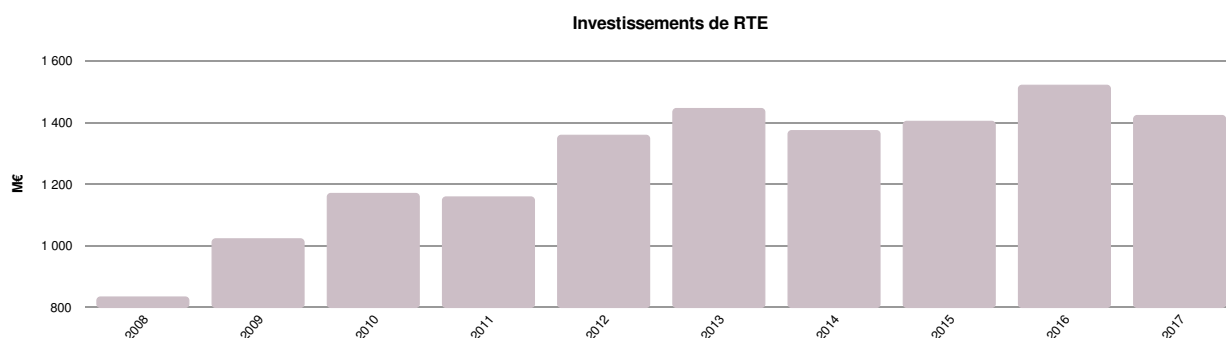
Les principales infrastructures mises en service en 2017

TYPE D'OUVRAGES	RACCORDEMENT	FINALITÉ PRINCIPALE DES PROJETS	FINALITÉ : SÛRETÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE
— Renforcement de ligne existante - - - Création de nouvelle ligne 💡 Nouveau poste ou renforcement	🔥 Cycle combiné gaz, nucléaire 🌬️ Éolien, photovoltaïque 💧 Hydrolien, hydraulique ⚡ Consommation	🟡 Garantir l'alimentation et faciliter les secours entre territoires 🟢 Accueillir le nouveau mix énergétique 🔵 Préserver le système électrique 🟠 Développer les capacités d'échanges aux interconnexions	⚡ Gestion des tensions basses ⚡ Gestion des tensions hautes ⚡ Maîtrise des intensités de court-circuit 🟢 Stabilité du réseau

Investissements de RTE

RTE a investi 1,4 milliard d'euros en 2017

En 2017, le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 1393 M€, dont 1166 M€ consacrés au réseau. Les principaux investissements ont porté sur l'achèvement de la reconstruction de l'axe 225 kV assurant l'interconnexion entre la vallée du Rhône et le Massif Central (projet « 2Loires »), la mise en service du renforcement du Centre Bretagne (« Filet de sécurité Bretagne »), le démarrage des travaux sur la nouvelle interconnexion avec l'Angleterre (« IFA2 »), la poursuite des travaux de construction de l'interconnexion à courant continu entre la France et l'Italie passant par la galerie de sécurité du tunnel du Fréjus (« Savoie – Piémont »), et la restructuration du réseau 225 kV de la Haute Durance. 66 % des investissements réseaux ont été réalisés sur des ouvrages existants. Les investissements dans les systèmes d'information et l'immobilier-logistique se sont élevés respectivement à 144 M€ et 83 M€.

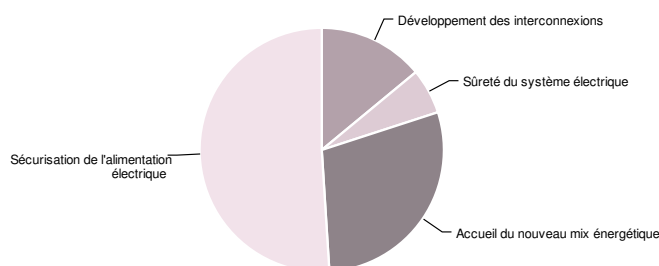


Le projet de programme d'investissement 2018 de RTE présenté au régulateur s'élève à 1 492 M€. Une part des investissements prévus répond aux besoins de raccordement des clients qui, par le biais de subventions d'investissements, sont en grande partie financés par les demandeurs. La hausse par rapport aux investissements 2017 s'explique par la combinaison de plusieurs facteurs : baisse des investissements destinés à garantir l'alimentation et faciliter les secours entre territoires (en raison de la stabilité de la consommation), accroissement des dépenses sur les grands projets (interconnexions Savoie-Piémont et IFA2, poursuite des autres grands projets de développement dont Haute Durance et Cergy-Persan, début des travaux de raccordement du parc éolien offshore de Fécamp), enfin poursuite d'investissements importants dans les systèmes d'information.

Les investissements de RTE s'inscrivent dans un contexte de besoins durablement élevés dans les années à venir afin de répondre aux enjeux de la transition énergétique. Le réseau français de transport d'électricité est en effet un maillon essentiel pour l'accueil de nouvelles productions dont les parcs éoliens en mer, et pour l'intégration énergétique européenne via le renforcement des capacités d'échanges transfrontaliers. RTE doit de plus préserver la sûreté d'exploitation des réseaux et garantir l'alimentation des zones de consommation et des territoires. RTE adapte sa stratégie d'investissements aux profondes mutations en cours du système électrique, privilégiant les solutions s'appuyant sur des ouvrages existants afin d'en maintenir ou accroître le service rendu, en particulier grâce aux solutions flexibles. Pour ce faire, RTE a pour ambition de développer les technologies numériques qui lui permettront d'optimiser ses décisions en termes d'exploitation, maintenance et évolution du réseau. Le programme d'investissements des prochaines années vise à faire de RTE le premier réseau de transport européen couplant puissance et digital.

Sur la période 2017-2020, 51% des projets visent à améliorer la sécurisation de l'alimentation électrique et près de 30% des investissements ont pour finalité principale l'accueil du nouveau mix énergétique. Le développement des nouvelles interconnexions représente 14% des investissements, et enfin 6% concernent des projets améliorant la sûreté du système électrique.

Répartition des investissements sur le réseau, par finalité (2017-2020)



Pour accompagner ces évolutions, RTE privilégie de s'appuyer sur les ouvrages existants. En effet, 66% des investissements prévus concernent des projets destinés à rénover ou adapter le réseau actuel.

RTE a également pour ambition de développer les technologies numériques qui lui permettront d'optimiser ses décisions en termes de gestion, maintenance et évolution du réseau. Leur déploiement est indissociable des infrastructures à haute tension.

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

RTE déploie des actions pour réduire les impacts environnementaux de ses activités grâce à une meilleure utilisation de ses ressources et de l'énergie. Par exemple, RTE est engagé depuis 2004 dans une politique volontariste de réduction des fuites de SF₆, gaz à fort pouvoir d'effet de serre. Ce gaz est indispensable aujourd'hui à l'isolation électrique des équipements, dont ceux présents dans les postes en bâtiment (Postes Sous Enveloppe Mécanique, faisant aujourd'hui l'objet d'une attente sociétale). En 2017, ce sont 5,77 tonnes de SF₆ qui ont été émises. Des progrès sont attendus via la mise en œuvre d'une solution de récupération des fuites. Par rapport au niveau de 2008, la réduction des émissions atteint près de 17,6%.

RTE développe également des partenariats pour faire de ses couloirs de lignes des corridors de biodiversité. En effet, la quasi-totalité des ouvrages de RTE est située dans des zones agricoles (70%) ou boisées (20%) et près de 23 000 km de couloirs de lignes traversent des espaces naturels protégés. La préservation et le développement de la biodiversité constituent un axe fort de la politique environnementale de l'entreprise. Cet engagement est reconnu au titre de la « Stratégie Nationale pour la Biodiversité 2011-2020 » par le Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie.

A fin septembre 2017, RTE a aménagé 847 hectares de superficie (en moyenne + 100 ha/ an) favorable à la biodiversité. Ces aménagements réalisés au travers de partenariats avec les acteurs locaux renforcent l'ancrage territorial de l'entreprise.

Le rapport de gestion de RTE contient la totalité des informations relatives au développement durable.

Biodiversité construire et préserver ensemble nos espaces naturels

Biodiversité

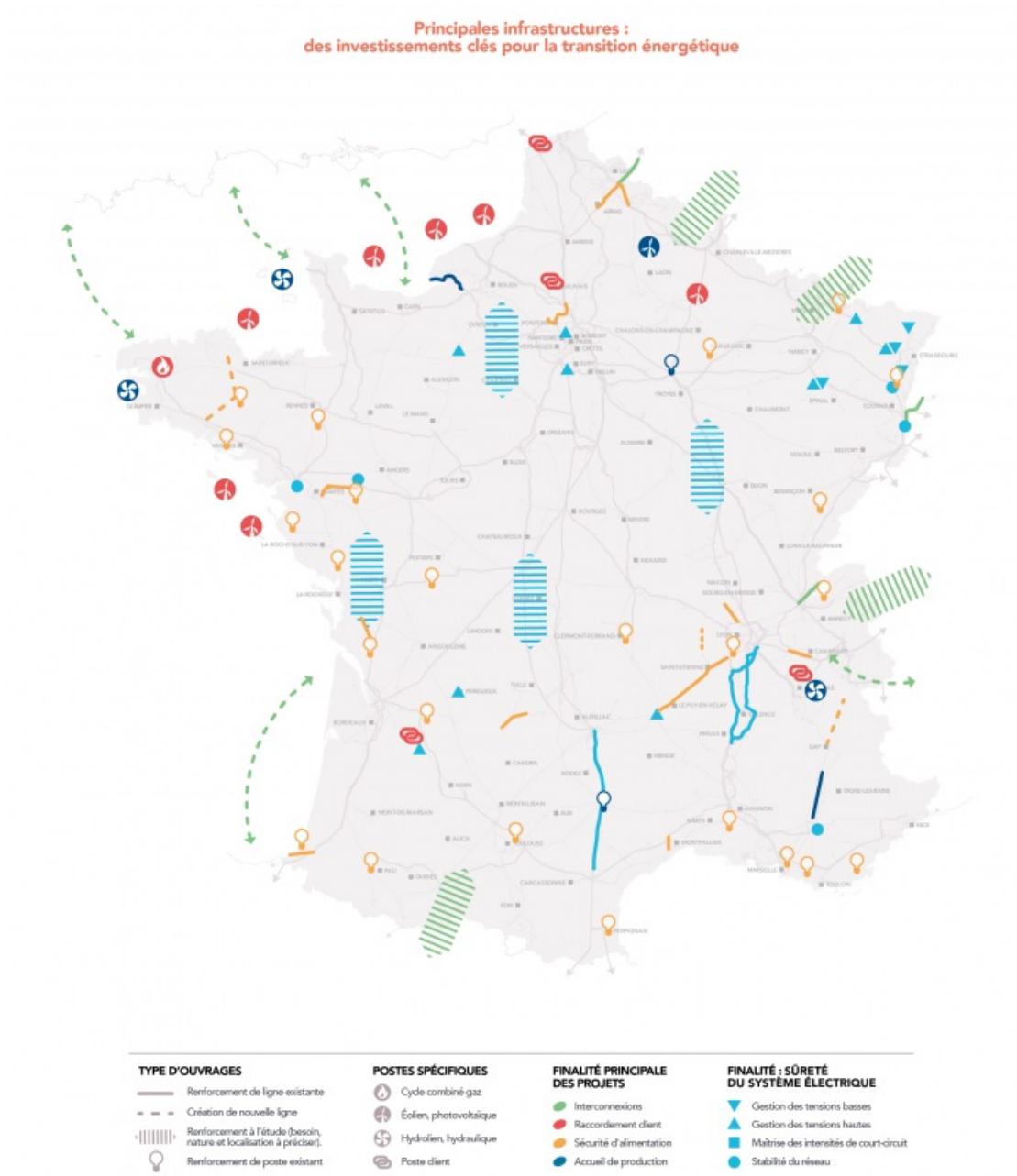
A l'écart des activités humaines, les espaces ouverts situés sous les emprises des ouvrages de RTE constituent des zones de refuge pour la faune et la flore. Aménagements innovants, recherche, partenariats, formations... Découvrez dans le dossier du MAG RTE&Vous, comment les équipes de RTE se mobilisent partout en France pour préserver et développer la biodiversité sous les lignes.

Carte des principaux projets en cours

Schéma décennal

Pour en savoir plus sur le développement du réseau, consulter le Schéma Décennal du Développement du Réseau

Principaux projets en cours



Golfe de Gascogne

Golfe de Gascogne

Le projet Golfe de Gascogne vise à créer une nouvelle interconnexion électrique entre la France et l'Espagne. Prévue pour être mise en service à l'horizon 2025, cette liaison portera les capacités d'échanges d'électricité entre la France et l'Espagne 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, reconnu comme Projet d'Intérêt Commun par l'Europe, est mise en œuvre par INELFE, la société constituée par RTE et son homologue espagnol REE (Red Eléctrica de España). Plus d'informations sur <http://www.inelfe.eu>

Projet Haute-Durance

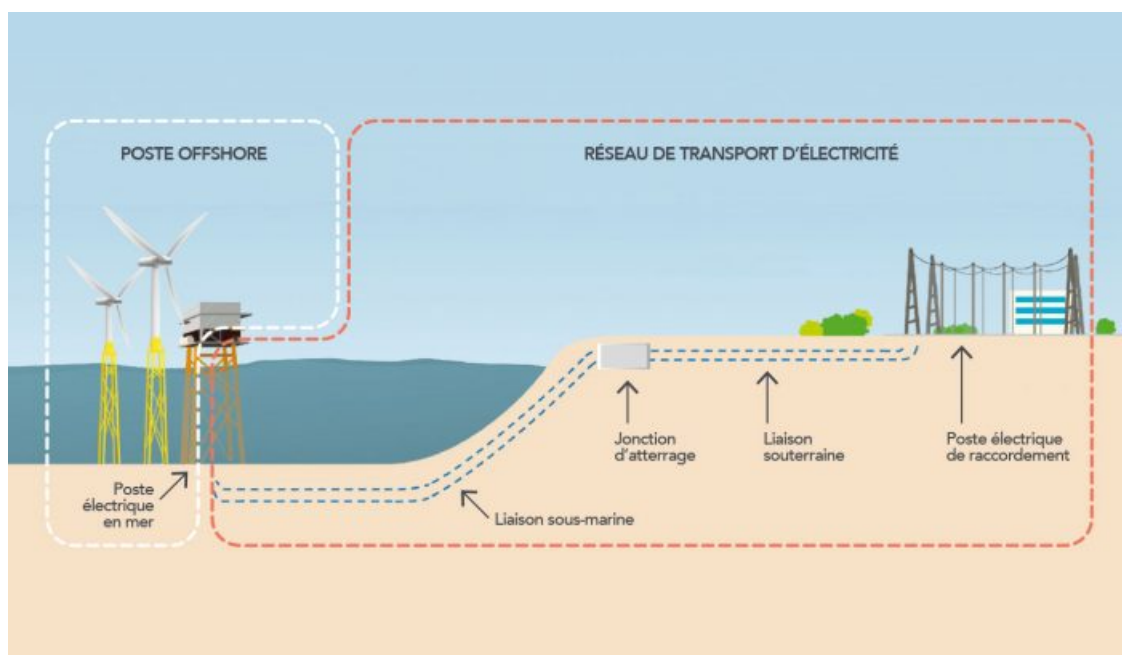
Projet Haute-Durance

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

Raccordement de la production éolienne offshore

Raccordement de la production éolienne offshore

La France s'est fixé comme objectif l'installation d'une capacité de production électrique en mer de 6 000 MW à l'horizon 2020, ce qui correspondrait à 3,5% de la consommation d'électricité en 2020. Le pays dispose d'un fort potentiel de développement pour ce type de production d'électricité, compte tenu des atouts naturels de son territoire (11 millions de km² d'eaux sous sa juridiction). Les zones à plus fort potentiel sont concentrées au large des côtes de Normandie, de Bretagne et des Pays de la Loire. Deux appels d'offres ont été lancés par l'État pour la construction de 6 parcs éoliens offshore dans ces zones. Il s'agit au total de raccorder près de 3 000 MW de capacité de production en mer au réseau électrique français, répartis sur plus de 400 éoliennes offshore. RTE est en charge des études et de la réalisation de ces raccordements. La solution envisagée est la création de liaisons doubles à 225 kV, d'abord sous-marines entre le parc éolien raccordé au poste électrique en mer et la jonction d'atterrage, puis souterraines entre cette jonction d'atterrage et le poste électrique 225 kV de raccordement.



Les sites concernés par le premier appel d'offres ont déjà fait l'objet d'une large concertation avec les acteurs locaux, les services de l'État et les gestionnaires d'infrastructures, pour définir les tracés les plus appropriés d'un point de vue technico-économique et environnemental. Fin 2015, les différents projets ont été soumis à l'enquête publique ouverte dans les communes concernées par les futurs parcs de Fécamp, Courseulles-sur-Mer, Saint-Nazaire et Saint-Brieuc. Les premières mises en service de ces sites de production ne sont pas prévues avant 2020.

Solutions de flexibilité

Développement et solutions flexibles

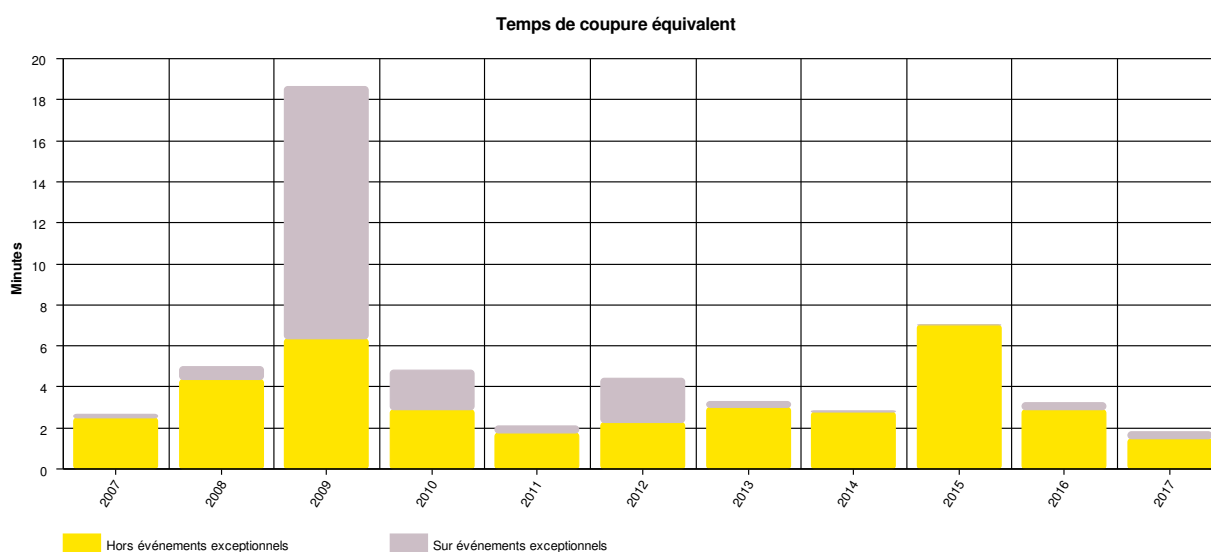
Les innovations technologiques et numériques actuelles ouvrent de nouvelles possibilités pour développer le réseau public de transport autrement, et répondre aux nouveaux enjeux de la transition énergétique. En effet, les évolutions locales de consommation et de production présentent de fortes incertitudes, et le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable demande une gestion de ses intermittences.

RTE prend en compte ces nouveaux enjeux, en intégrant des solutions flexibles sur son réseau à travers par exemple des automates d'écêtement/limitation de production, ou bien à travers l'expérimentation des Postes nouvelles générations (plus d'informations sur <http://www.posteintelligent.com/>).

Qualité d'électricité

Temps de coupure équivalent

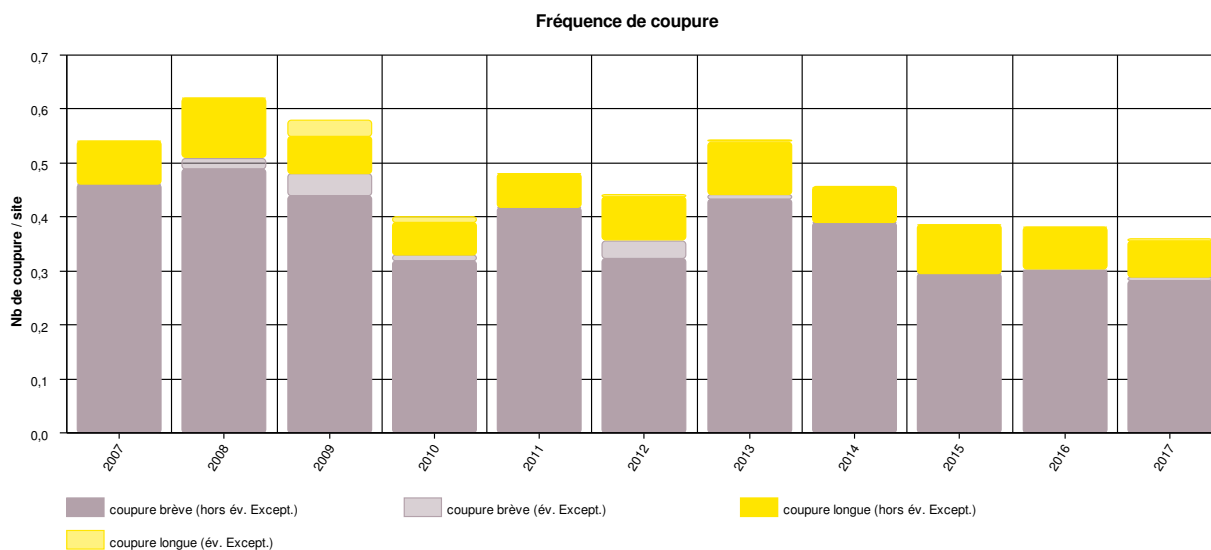
Le temps de coupure équivalent (TCE) est un des indicateurs utilisés pour mesurer la qualité de l'électricité fournie par RTE. En 2017, celui-ci s'établit à 1mn 27s, hors événements exceptionnels. Ce résultat est en nette amélioration par rapport aux années précédentes, et respecte le seuil de 2mn 48s fixé par la régulation incitative.



Les événements exceptionnels de 2017 concernent les différentes tempêtes particulièrement violentes ayant touché le pays en début d'année, pour un TCE s'élevant à 20s.

Fréquence de coupure

La fréquence de coupure est prise en compte depuis 2013 dans la régulation incitative fixée par la CRE concernant la continuité d'alimentation. En 2017, la fréquence de coupure s'élève à 0,35 coupures/site, hors événements exceptionnels. Ce résultat est inférieur au seuil de 0,46 fixé par la régulation incitative, et est également inférieur à la moyenne des dix dernières années.



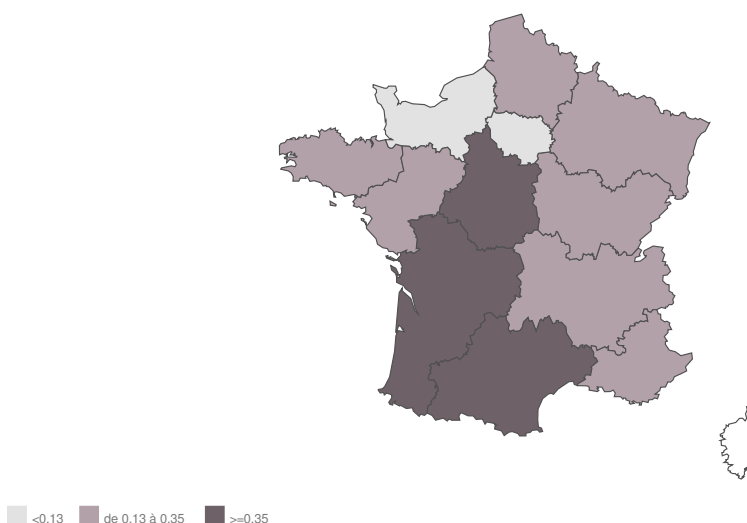
Densité de foudroiement

Densité de foudroiement et fréquence de coupures brèves

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. À l'inverse, les régions plutôt épargnées par la foudre présentent une fréquence de coupures brèves plus faible. En 2017, la densité de foudroiement s'élève à 0,8 impacts de foudre par km² sur le territoire national.

Pour en savoir plus sur la qualité d'électricité, rendez-vous sur le [MAG RTE&Vous](#).

Fréquence de coupures brèves (par région)



Taux de pertes

Le taux de pertes en 2017 est stable

Lors de son transport entre les lieux de production et les lieux de consommation, l'électricité subit des pertes dont le volume dépend de la puissance transportée, de la distance de transport, des conditions météorologiques et des caractéristiques du réseau. Bien que ces conditions soient en grande partie externes, RTE veille à maîtriser le niveau des pertes grâce aux choix de développement et d'exploitation du réseau qui permettent d'optimiser le chemin parcouru par l'électricité dans la limite des marges de manœuvre existantes. Près de 80% de ces pertes correspondent à l'énergie dissipée par effet Joule et effet couronne sur les lignes à haute et très haute tension. D'autres effets y contribuent, notamment lors du passage du courant dans les postes électriques. L'impact environnemental des pertes est celui de la production d'électricité nécessaire pour les compenser.

En 2017 les pertes se sont établies à 11,2 TWh, soit un taux de 2,23% par rapport aux injections totales (production et importations).

Glossaire

ADEeF

Association des Distributeurs d'Electricité en France.

ARENH

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

CCG

Centrale électrique à Cycle Combiné Gaz

CWE

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

Consommation brute

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

Consommation corrigée

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

Consommation résiduelle

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

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.

Densité de foudroisement

Nombre d'impacts de foudre par an et par km² dans une région.

EDF-SEI

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

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.

ENTSO-E

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

Effacement de consommation

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

Enedis

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

Entreprises

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

Evénements exceptionnels

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

Facteur de charge

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

Fréquence de coupure

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

Grande industrie

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

ITER

International Thermonuclear Experimental Reactor

Infrajournalier

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

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.

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.

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.

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.

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.

Particuliers

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

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 hydraulique

La catégorie « Hydraulique » comprend tous les types de centrales hydrauliques (écluse, 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.

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.

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.

Résidentiel

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

SER

Syndicat des Énergies Renouvelables.

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.

Série 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.

Taux de couverture

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

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.

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.