

Rte

Réseau de transport d'électricité



Bilan électrique 2013

	Synthèse	2
1	La consommation d'électricité en France tend à se stabiliser	6
	La consommation brute est en légère hausse sous l'effet de températures plus froides qu'en 2012	7
	La consommation corrigée est stable par rapport à 2012	8
	La baisse de la consommation du secteur industriel est moins marquée qu'en 2012	9
	La consommation électrique des PMI/PME, des particuliers et professionnels tend à se stabiliser après plusieurs années de hausse	10
	L'évolution contrastée des consommations régionales reflète la situation économique locale	10
	Le pic de consommation est inférieur à celui de 2012	10
	La sensibilité de la consommation à la température s'accroît légèrement	11
	Les dispositifs d'effacement et de modération de la consommation continuent à se développer	12
2	Une année marquée par un haut niveau de production hydraulique	14
	La part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité continue d'augmenter	15
	Le développement de nouvelles installations éoliennes et photovoltaïques ralentit	16
	La production hydraulique est élevée, les productions nucléaire et thermique classique sont en recul	22
	Les émissions de CO2 associées à la production d'électricité sont stables	23
	Le réseau de transport permet de compenser les déséquilibres entre les productions et les consommations régionales	24
3	Le système électrique européen évolue rapidement	25
	La consommation de l'Europe est en légère baisse	26
	La France et l'Allemagne représentent un tiers de la production européenne	26
	La France est le pays le plus exportateur d'Europe	27
4	Les marchés de l'électricité reflètent un contexte de transition	28
	Des prix de marché de gros relativement bas et des écarts entre pays plus fréquents	29
	Des capacités d'interconnexion toujours plus sollicitées	32
	Les mécanismes d'ajustement et d'équilibrage jouent un rôle toujours croissant	37
	De nouveaux mécanismes de marché en perspective	38
5	RTE adapte son réseau pour accompagner les évolutions du système énergétique	39
	Un niveau de qualité dans la moyenne de la dernière décennie	40
	RTE investit pour adapter le réseau en phase avec les besoins actuels et à venir	41
	La ligne Cotentin-Maine est mise en service	41
	Un développement modéré du réseau souterrain 63-90 kV en 2013	42
	Des schémas de raccordement pour l'intégration des énergies renouvelables sur le réseau	44
	RTE prépare aujourd'hui le réseau de demain	44

L'année 2013 est marquée par une stabilisation de la consommation d'électricité en France et par un haut niveau de production hydraulique. La part de production d'électricité à partir de sources renouvelables continue de croître malgré le ralentissement du développement des filières éolienne et photovoltaïque. Les moyens de production thermique classiques sont peu utilisés, en particulier les cycles combinés au gaz. Dans un contexte européen de consommation électrique orientée à la baisse, les prix sur les marchés de gros restent relativement modérés et les échanges entre pays sont de plus en plus fluctuants.

La consommation d'électricité en France tend à se stabiliser

L'année 2013 est caractérisée par un premier semestre particulièrement froid et pluvieux avant que la tendance ne s'inverse ensuite. Sur l'ensemble de l'année, les températures sont en moyenne inférieures de 0,8°C aux températures normales et sont un peu plus froides qu'en 2012, malgré l'épisode de la vague de froid de février 2012. En conséquence, la consommation brute* s'établit à 495,0 TWh, en augmentation de 1,1% par rapport à 2012.

Cette hausse, liée à la thermosensibilité de la consommation française, s'inscrit dans un paysage européen dont la tendance générale au premier semestre est orientée à la baisse, notamment en Allemagne, Italie et Espagne. La consommation annuelle globale de ces trois pays a baissé de 2,7% entre mi-2012 et mi-2013. La consommation de la Grande-Bretagne est quant à elle stable.

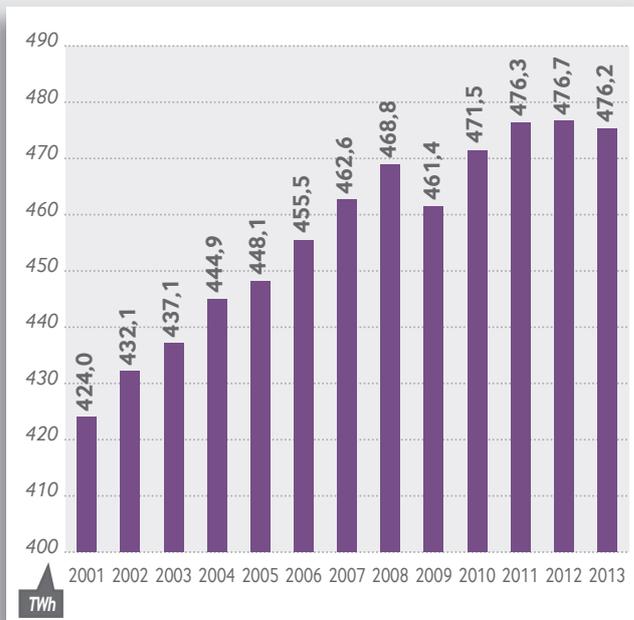
Après correction des divers effets conjoncturels - aléa météorologique, année 2012 bissextile, variation des soutirages du secteur énergie - on constate que la consommation de la France à fin décembre 2013 s'établit à 476,2 TWh, quasiment au même niveau que celles de 2011 et 2012.

Ces chiffres confirment la **stagnation globale de la consommation française annuelle d'électricité** sur les dernières années.

Sous les effets du ralentissement de l'activité économique, la consommation du secteur industriel (hors soutirage du secteur énergie), a baissé de 2,5% entre 2012 et 2013, avec toutefois une tendance à la stabilisation qui apparaît en fin d'année. Cette baisse est plus marquée dans les secteurs de la construction automobile, du papier carton et de la sidérurgie, tandis que la consommation dans la chimie est en hausse modérée.

* Les valeurs présentées en énergie incluent la Corse mais pas les DOM. La consommation brute, comme la consommation corrigée, incluent les pertes électriques.
Un glossaire général figure en fin de document.

Consommation corrigée
(hors soutirage du secteur énergie)



Dans le même temps, la consommation électrique (corrigée des aléas) des PMI/PME, des particuliers et professionnels, raccordés sur les réseaux de distribution, tend à se stabiliser après plusieurs années de hausse. A ce stade, il n'est pas possible de déterminer dans quelles proportions ce ralentissement est dû aux mesures de maîtrise de la demande plutôt qu'aux effets de la crise économique.

En l'absence de vague de froid particulièrement marquée, la pointe s'est établie à 92,6 GW le 17 janvier, niveau qui avait déjà été atteint une première fois en 2009 et dépassé depuis, notamment le 8 février 2012 avec 102,1 GW. Pendant l'été, la puissance consommée a atteint son niveau le plus faible le 11 août, avec 29,6 GW : c'est **le plus bas niveau de consommation constaté depuis sept ans**.

Malgré le ralentissement du développement du chauffage électrique dans la construction neuve, **la sensibilité de la consommation aux températures froides s'accroît légèrement** et peut désormais être estimée à environ 2 400 MW par degré Celsius en hiver.

Les dispositifs d'effacement et de modération de la consommation ont continué à se développer, avec un maximum de capacité offerte sur le mécanisme d'ajustement atteignant près de 900 MW certains jours de novembre 2013. Le volume annuel d'effacements activés s'élève à 20 GWh sur l'année.

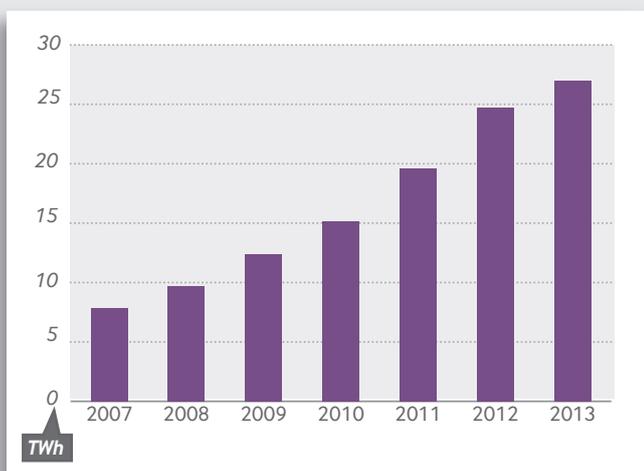
La part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité continue d'augmenter

En tenant compte de la totalité de l'hydraulique, la production issue de l'ensemble des sources d'énergies renouvelables atteint 20,7% de la consommation française en 2013. C'est le niveau le plus élevé des six dernières années.

La production issue des sources d'énergies renouvelables hors hydraulique augmente de 8,1% et dépasse les 25 TWh.

Plus de la moitié est issue de la production éolienne tandis que la production photovoltaïque et celle issue des centrales à combustible renouvelable continuent leur progression.

Production issue des sources d'énergies renouvelables hors hydraulique



Le maximum de production* éolienne sur l'année 2013 a été atteint le 23 décembre à 21h pour une puissance de 6 440 MW - dépassant le maximum de 6 200 MW observé le 27 décembre 2012 - et un facteur de charge de 80%.

Le maximum de production photovoltaïque sur l'année 2013 est atteint le 21 août à 14h pour une puissance de 3 000 MW, soit un facteur de charge de 78%.

La puissance installée** du parc éolien atteint 8 140 MW à fin 2013 et les volumes installés au cours de l'année s'élèvent à 630 MW entre janvier et décembre 2013. **Ce rythme de développement est en ralentissement** par rapport aux cinq dernières années, sachant qu'un maximum annuel de 1 250 MW avait été atteint en 2009.

La puissance installée du parc photovoltaïque atteint 4 330 MW pour un volume de 750 MW sur l'année 2013. Ce rythme de développement est également en retrait, il avait atteint 1 690 MW en 2011.

Les projets éoliens et photovoltaïques dont le raccordement au réseau de transport est en cours ou prévu, représentent 6 270 MW de puissance supplémentaire. Deux tiers de ces projets correspondent à de l'éolien offshore. Le développement du petit éolien et du photovoltaïque reste quant à lui prépondérant sur les réseaux de distribution.

Pour accueillir ces nouveaux projets, des développements de réseau sont souvent nécessaires, tant pour leur raccordement au réseau que pour l'acheminement de la nouvelle production vers les lieux de consommation. Conformément aux dispositions législatives, **RTE élabore des « schémas de raccordement au réseau des énergies renouvelables »** afin de donner de la visibilité aux acteurs sur les capacités d'accueil présentes et à venir. A fin 2013, les schémas des régions Alsace, Auvergne, Bourgogne, Centre, Champagne-Ardenne, Lorraine, Midi-Pyrénées et Picardie ont été approuvés par les préfets de région compétents.

La production hydraulique est élevée, les productions nucléaire et thermique classique sont en recul

En raison des précipitations exceptionnellement abondantes au printemps - pluviométrie parmi les plus élevées des cinquante dernières années selon Météo France - **la production hydraulique augmente de près de 20%** pour atteindre 76 TWh en 2013. Ce volume annuel est le plus élevé de la décennie, le dernier record date de 2001 avec 77 TWh.

Le parc nucléaire a bénéficié d'un meilleur taux de disponibilité à l'été 2013 qu'à l'été 2012, ce qui a permis une production de la filière plus élevée sur cette période. Sur

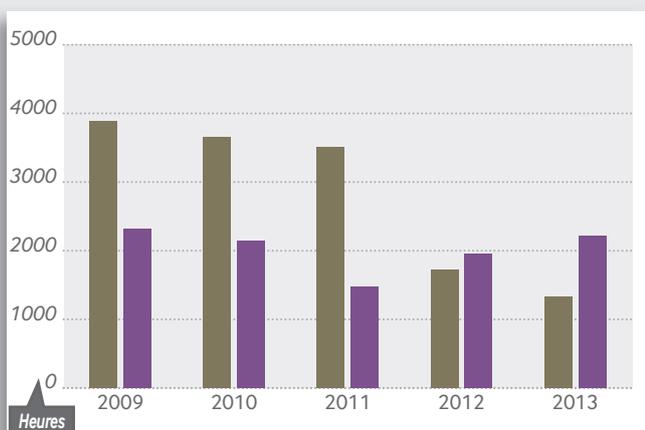
* Les valeurs de production et consommation exprimées en puissance sont hors Corse.

** Les valeurs de puissance installée incluent la Corse.

la seconde partie de l'année la production a en revanche été plus basse, ce qui a abouti à une production nucléaire totale en 2013 inférieure de 1,2 TWh à celle de 2012.

Les centrales thermiques à combustible fossile, qui jouent un rôle d'appoint dans la production d'électricité, ont vu leur production baisser de 7% en 2013. Cela s'explique par la stagnation de la demande et par la forte production de l'hydraulique et des autres énergies renouvelables.

Nombre d'heures équivalent pleine puissance des centrales charbon et cycles combinés gaz



■ Nombre d'heures moyennes cycles combinés gaz
 ■ Nombre d'heures moyennes centrales charbon

Au sein de la filière thermique, la situation est contrastée entre la production au charbon qui est en hausse tandis que celles au fioul et au gaz sont en baisse de presque 20%. Les difficultés particulières de la filière gaz par rapport au charbon s'expliquent par la baisse du cours du charbon et le faible prix des quotas de CO₂. **L'énergie produite sur l'année par les cycles combinés au gaz correspond au fonctionnement équivalent à pleine puissance de l'ensemble des installations pendant 1300 heures.** Cet indicateur est en recul pour la cinquième année consécutive. En France, un groupe a été mis « sous cocon » pour plusieurs années et d'autres ont été placés à l'arrêt en période estivale, leur rentabilité économique n'étant pas assurée.

Cette situation est générale en Europe, notamment en Allemagne, au Royaume-Uni et en Belgique.

La fermeture annoncée de nombreuses centrales fioul et charbon en Europe d'ici 2016, en application de la directive sur les Grandes Installations de Combustion, est cependant susceptible de modifier ce contexte.

Malgré le recul de la production thermique, le recours accru au charbon plutôt qu'au gaz conduit à la stabilité des émissions de CO₂ en 2013 par rapport à 2012.

Des prix de marché de gros relativement bas et des écarts entre pays plus fréquents

Face à une demande modérée et grâce à une bonne disponibilité des moyens de production, notamment hydrauliques, la moyenne annuelle des prix spot se situe à 43,2 €/MWh en France. Comparés aux pays voisins, ils sont parmi les moins élevés, seule l'Allemagne ayant des prix inférieurs sur les marchés de gros. Les moyennes annuelles des prix spot des pays de la zone Allemagne, France, Benelux (zone CWE) restent contenues dans une plage comprise entre 37 et 52 €/MWh sur cinq ans.

Toutefois, les écarts de prix sont plus fréquents entre les différents pays de la zone CWE. Si les écarts de prix étaient inférieurs à 5 €/MWh les trois quarts du temps en 2011, cette proportion s'est inversée en 2013. Cela traduit une situation où les capacités d'échange actuelles ne sont plus suffisantes pour assurer les niveaux d'échange économiquement souhaitables.

Un épisode exceptionnel de prix spot négatifs a eu lieu pendant onze heures en France le dimanche 16 juin, donnant lieu à un prix moyen sur la journée de -41 €/MWh. La formation de ces prix négatifs s'explique essentiellement par un déficit d'offres d'achat sur la bourse française et un excédent de production éolienne en Allemagne par rapport aux besoins de consommation à ce moment-là.

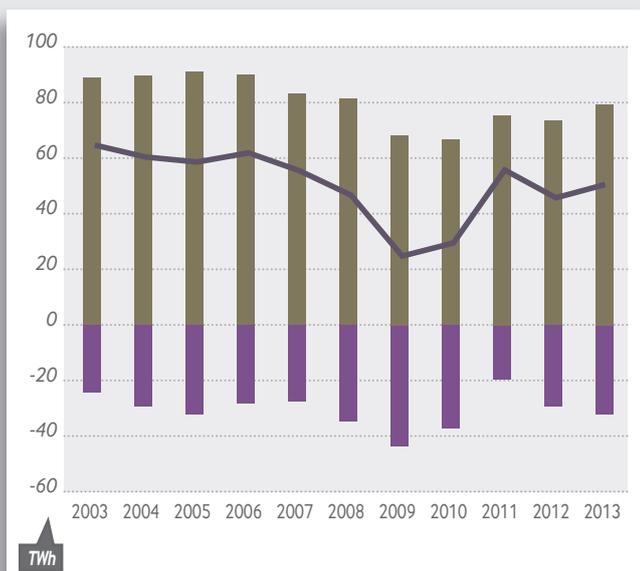
Des capacités d'interconnexions toujours plus sollicitées

La France conserve un solde exportateur positif de 47,2 TWh, en hausse par rapport à 2012, avec 79,4 TWh d'exports et 32,2 TWh d'imports. La France est exportatrice nette tous les mois de l'année en 2013, contrairement à 2012 où le mois de février avait été importateur du fait de la vague de froid. Les échanges sont exportateurs vers tous les pays voisins à l'exception de l'Allemagne avec laquelle le solde est importateur à hauteur de 9,8 TWh contre 8,7 TWh en 2012.

Les limites de capacités d'échange entre la France et l'Allemagne sont atteintes près de la moitié du temps, soit quatre fois plus qu'en 2009, en raison le plus souvent de contraintes sur les réseaux qui apparaissent à l'occasion des flux importants générés par la production éolienne dans le nord de l'Allemagne. La mise en place en 2014 d'un couplage des marchés dit « Flow-Based » devrait permettre d'optimiser l'utilisation des capacités d'échange et réduire leur fréquence de saturation.

Les exportations sont en hausse vers la Belgique et la Grande-Bretagne. Cela s'explique par le niveau élevé des prix du gaz qui maintient un différentiel de prix de l'électricité favorable au parc de production français.

Echanges contractuels



■ Exportations ■ Importations — Solde exportateur

On note également de fortes importations depuis l'Espagne entre février et avril ainsi qu'en novembre, mois pendant lesquels les prix espagnols sont très bas du fait d'une production éolienne espagnole élevée.

La situation est toujours très exportatrice vers l'Italie, à hauteur de 15,4 TWh, avec néanmoins un creux en été en raison de l'apport important de la filière photovoltaïque récemment développée dans ce pays.

Dans ce contexte où la gestion de l'équilibre offre-demande est soumise à des conditions de plus en plus fluctuantes et complexes à prévoir, le rôle des mécanismes d'ajustement et de responsable d'équilibre est plus que jamais essentiel. En 2013, la participation des effacements de consommation à ces mécanismes devient significative et l'utilisation des mécanismes infra-journaliers continue à se développer. Par ailleurs, RTE met en place trois formes de marché complémentaires aux dispositifs actuels : un marché des effacements (« NEBEF »), un marché d'échange de réserves et un marché de capacité. Les règles associées à ce dernier sont en cours de consultation et de validation par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et le ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie.

RTE prépare aujourd'hui le réseau de demain

En 2013, le temps de coupure équivalent des clients de RTE s'établit à 2mn 59s hors événements exceptionnels. Ce résultat se situe légèrement en dessous de la moyenne de ces dix dernières années (3mn 15s).

En 2013, le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 1,4 milliard d'euros. Les principaux investissements ont porté sur les travaux de construction de la ligne à courant continu permettant de renforcer l'interconnexion entre la France et l'Espagne par l'est des Pyrénées, ainsi que la finalisation des travaux sur la ligne Cotentin-Maine (mise en service en avril 2013).

Le Réseau Public de Transport compte 105 000 km de circuits en exploitation à fin 2013. La longueur de circuits souterrains augmente de manière continue tandis que la longueur des circuits aériens augmente ponctuellement avec la mise en service de la ligne Cotentin-Maine. Par ailleurs, le taux de mise en souterrain des nouveaux ouvrages construits en tension 63 kV et 90 kV continue de progresser pour atteindre 93% en moyenne sur les trois dernières années.

RTE élabore tous les ans un schéma décennal de développement du réseau de transport. D'importants projets viendront sécuriser l'approvisionnement en électricité en favorisant les secours mutuels et la complémentarité entre les territoires. Outre les filets de sécurité PACA et Bretagne, RTE prévoit d'ici 2020 la mise en service d'ouvrages 225 kV pour sécuriser l'alimentation électrique du sud des Pays de Loire et de la Vendée, des départements de la Haute-Loire et de la Loire, ainsi que de la Haute-Durance.

Le renforcement des interconnexions est essentiel à la solidarité européenne, dans un contexte où le développement des énergies renouvelables entraîne une plus grande variabilité de la production et des flux d'électricité en Europe. Outre le renforcement en cours de l'interconnexion avec l'Espagne à l'est des Pyrénées, RTE va commencer les travaux d'un nouvel ouvrage avec l'Italie. RTE participe aux études et au développement de quatre projets d'interconnexion avec l'Espagne (par le golfe de Gascogne), le Royaume-Uni et l'Irlande. En outre, un cinquième projet consiste à raccorder la liaison privée Eleclink au réseau public de transport.



La consommation d'électricité en France tend à se stabiliser

LA CONSOMMATION BRUTE EST EN LÉGÈRE HAUSSE SOUS L'EFFET DE TEMPÉRATURES PLUS FROIDES QU'EN 2012

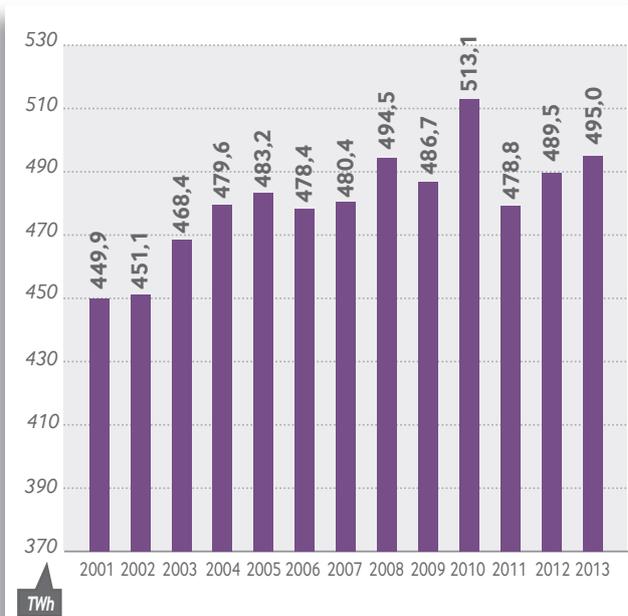
La consommation brute annuelle s'établit à 495,0 TWh en 2013, en hausse de 5,5 TWh soit 1,1% par rapport à 2012.

Cette évolution est due aux températures froides observées au premier semestre et en novembre.

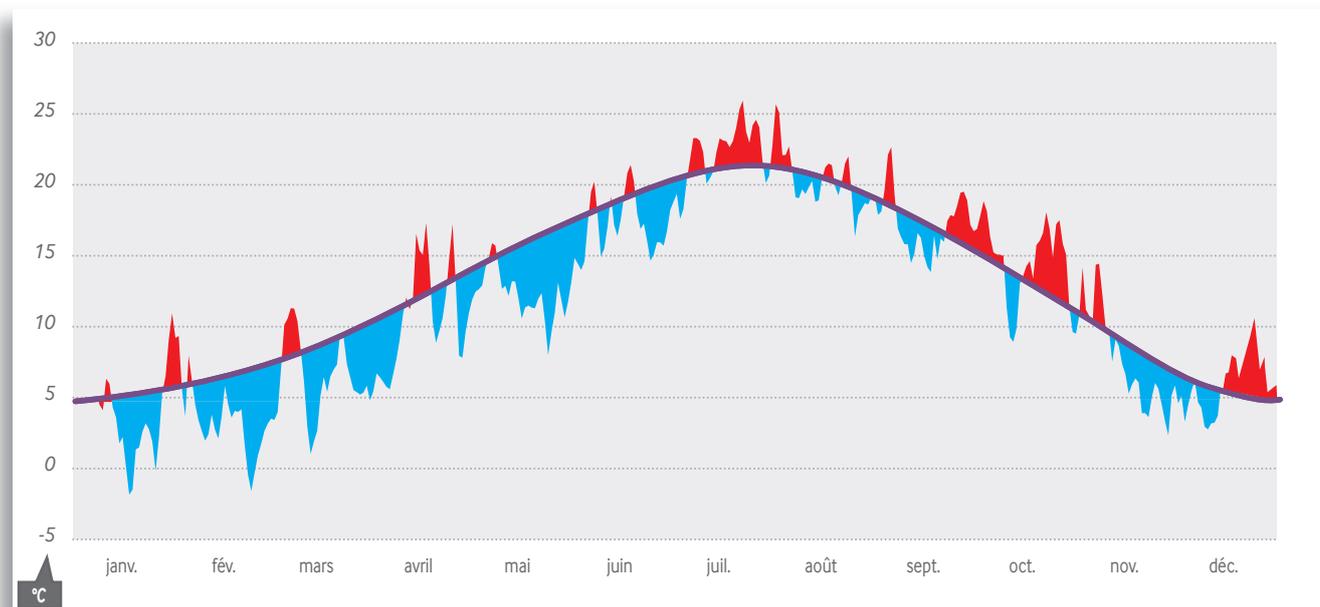
Les températures moyennes en 2013 sont inférieures de 0,8°C aux températures de référence alors qu'elles étaient inférieures de 0,5°C seulement en 2012. Les températures observées en 2013 sont plus souvent en dessous de la température de référence au premier semestre puis de novembre à mi-décembre, et au dessus le reste de l'année. L'effet résultant est une hausse de la consommation de 9,7 TWh en 2013 par rapport à 2012.

Ces températures moyennes au niveau national masquent des disparités régionales. Globalement en 2013, une partie sud de la France bénéficie de températures moyennes plus chaudes que le reste de la France métropolitaine.

Consommation brute



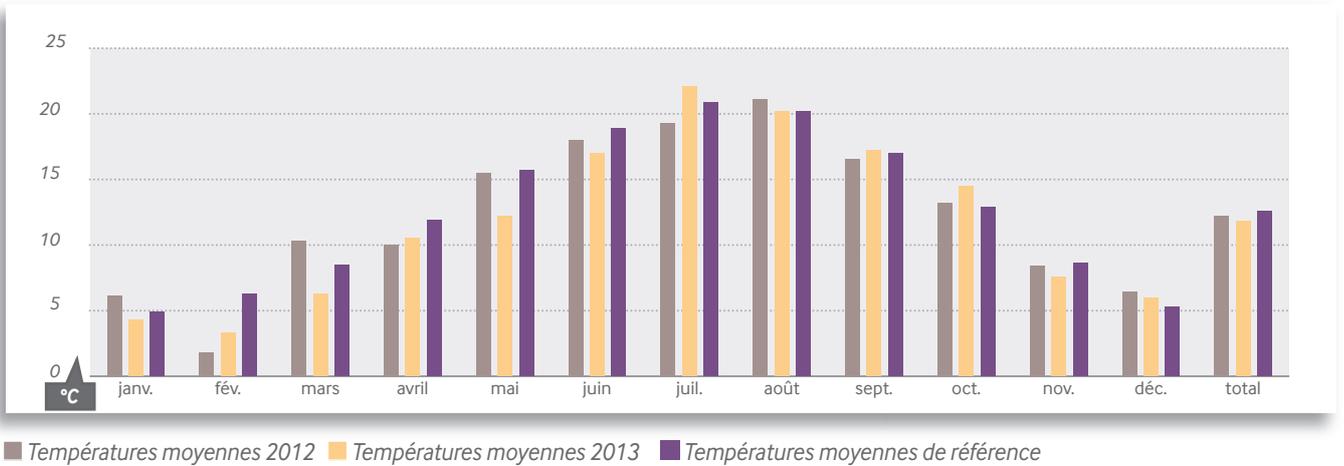
Evolution de la température en France* par rapport à la température de référence



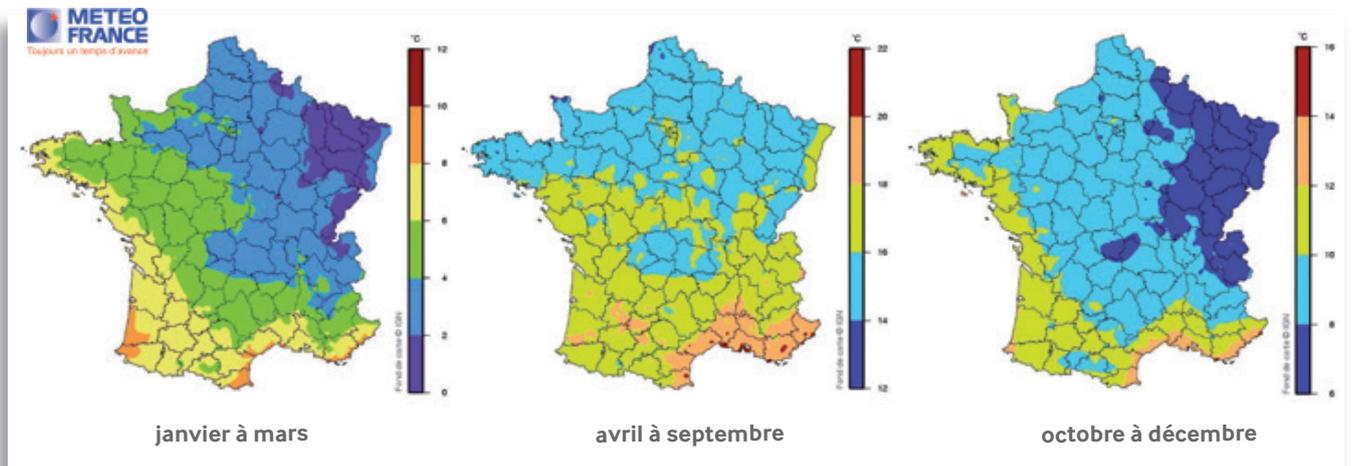
— Température de référence

* température calculée à partir de 32 stations météorologiques réparties sur le territoire français

Températures réalisées (2013 et 2012) et de référence



Températures moyennes en 2013



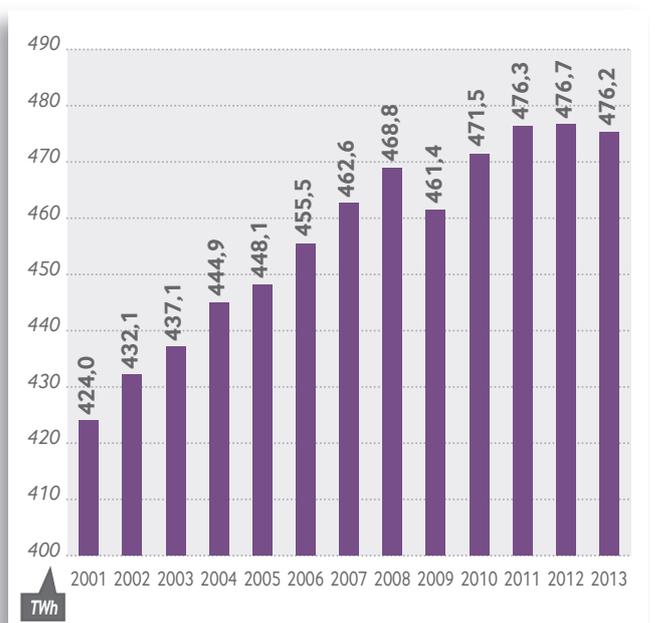
LA CONSOMMATION CORRIGÉE EST STABLE PAR RAPPORT À 2012

Corrigée de l'aléa météorologique et du 29 février 2012, la consommation française, pertes incluses, est en baisse de 0,5% et atteint 480,4 TWh en 2013.

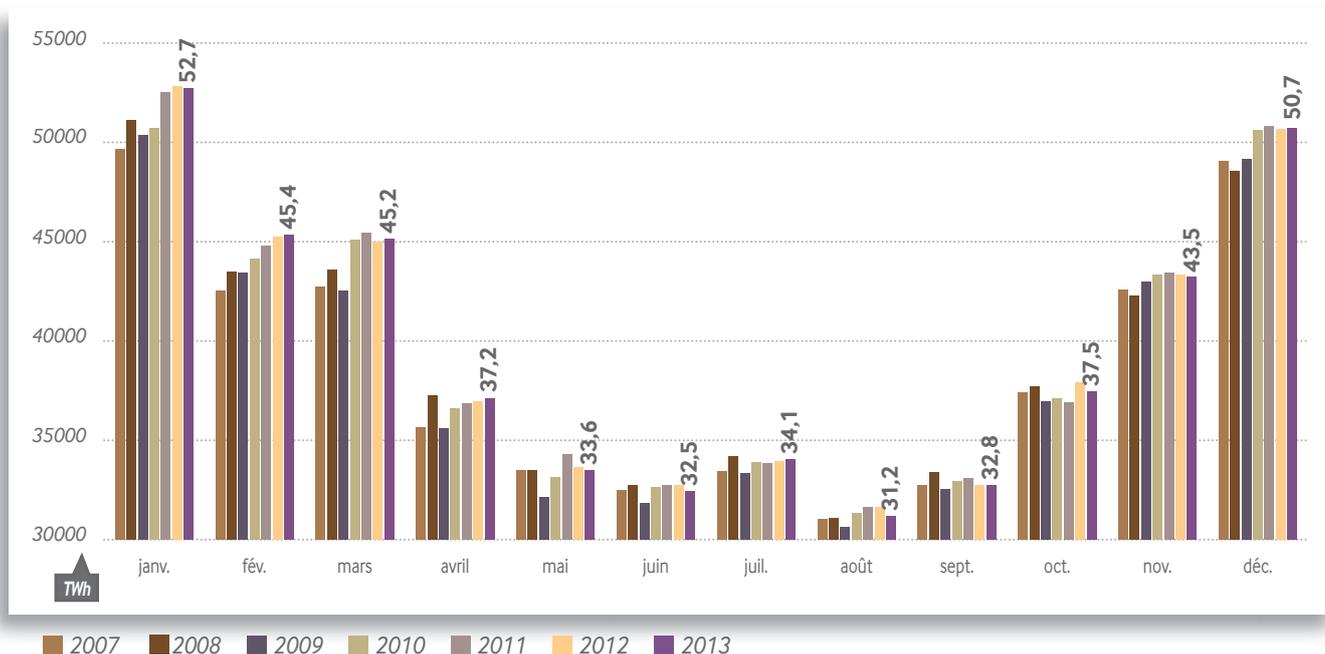
L'évolution de la consommation ainsi corrigée s'explique en partie par le changement de procédé d'enrichissement de l'uranium (inclus dans le secteur énergie). En effet, celui-ci, opéré progressivement sur 2011 et 2012, s'est accompagné d'une forte réduction de la consommation d'électricité, retranscrite dans l'évolution de la consommation 2012-2013.

Hors secteur de l'énergie, la consommation France corrigée atteint 476,2 TWh et reste donc à un niveau similaire à celui de 2011 et 2012 (-0,1%).

Consommation corrigée (hors soutirage du secteur énergie)



Evolution de la consommation corrigée hors soutirage du secteur énergie



Ces chiffres confirment la stagnation globale de la consommation annuelle française d'électricité sur les dernières années.

La répartition mensuelle de la consommation corrigée hors secteur énergie est similaire à celle des trois dernières années. Alors que la consommation estivale est à un niveau stable depuis bon nombre d'années, c'est un fait relativement nouveau pour celle des mois d'hiver.

LA BAISSÉ DE LA CONSOMMATION DU SECTEUR INDUSTRIEL EST MOINS MARQUÉE QU'EN 2012

La consommation industrielle des clients directement raccordés au réseau de transport, autoconsommation incluse¹, hors pertes et hors secteur de l'énergie, s'élève à 67,3 TWh, en baisse de 2,5% sur l'année 2013 par rapport à 2012.

La baisse de la consommation du secteur industriel est marquée dans les secteurs du papier carton (-7,3%), de la construction automobile (-2,5%) et de la sidérurgie (-1,7%), tous trois touchés par la crise, entraînant fermetures de sites et baisse des niveaux de production manufacturière.

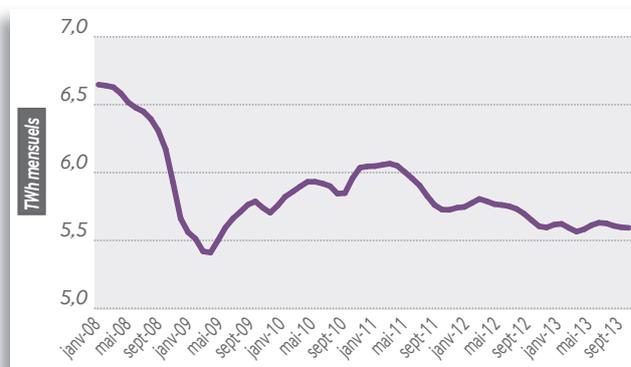
Le secteur de la chimie, gros consommateur d'électricité, affiche une variation positive par rapport à 2012 (+1,8%) notamment grâce à une activité en hausse liée aux exportations dans ce secteur (source BIPE). La métallurgie est en voie de stabilisation (+0,5%) entre 2012 et 2013.

1 L'autoconsommation correspond à l'énergie produite sur un site industriel et consommée sur ce même site.

Afin de s'affranchir de l'effet de saisonnalité et de l'effet calendaire lié aux jours ouvrés, une tendance peut être estimée à partir des données. Celle présentée est issue d'une méthode de lissage appliquée sur les données mensuelles de consommation² de la grande industrie, autoconsommation incluse, hors pertes et hors secteur de l'énergie, des six dernières années.

L'analyse tendancielle pour le secteur industriel met en évidence que la baisse observée depuis 2011 semble s'amortir : la tendance sur l'année 2013 témoigne d'une stabilisation en cours.

Tendance de la consommation de la Grande industrie hors secteur énergie



2 Les données utilisées pour le calcul des tendances ont été préalablement corrigées de l'aléa météorologique et du 29 février. Pour des raisons d'« effet de bord » de la méthode d'estimation de la tendance, les données des trois derniers mois de 2013 sont à considérer avec précaution.

Outre les effets conjoncturels liés à la crise, les tendances reflètent l'évolution du tissu industriel français vers une moindre part d'industrie électro-intensive ainsi que, probablement, l'effet des actions en faveur de l'efficacité énergétique.

LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE DES PMI/PME, DES PARTICULIERS ET PROFESSIONNELS TEND À SE STABILISER APRÈS PLUSIEURS ANNÉES DE HAUSSE

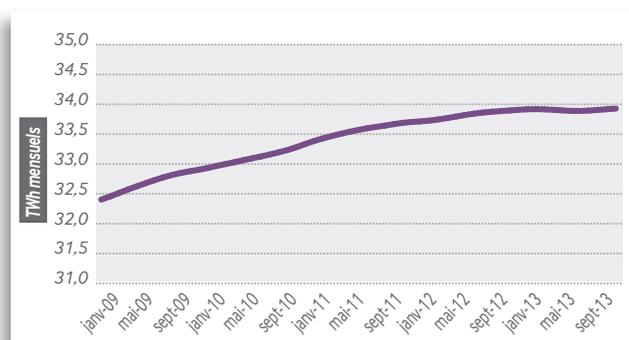
La consommation corrigée des clients raccordés aux réseaux de distribution, qui regroupe la consommation, autoconsommation incluse, des PMI/PME, des particuliers et professionnels, et les pertes associées à leurs soutirages, enregistre une légère hausse (+0,3%) entre 2012 et 2013.

Entre 2009 et 2012, cette hausse avait été en moyenne de 1% par an. L'évolution de 2013 traduit un ralentissement qui n'avait jamais été aussi prononcé.

Il peut s'expliquer par la conjugaison des effets de la crise économique sur les consommations tertiaires et résidentielles, et par les gains en termes d'efficacité énergétique, notamment sur le parc électrique spécifique³, sans qu'il soit possible de déterminer la part de ces facteurs explicatifs.

L'analyse tendancielle sur les consommations corrigées mensuelles des PMI/PME, particuliers et professionnels des cinq dernières années semble confirmer une tendance à la stagnation en 2013.

Tendance de la consommation des PMI/PME, des particuliers et des professionnels

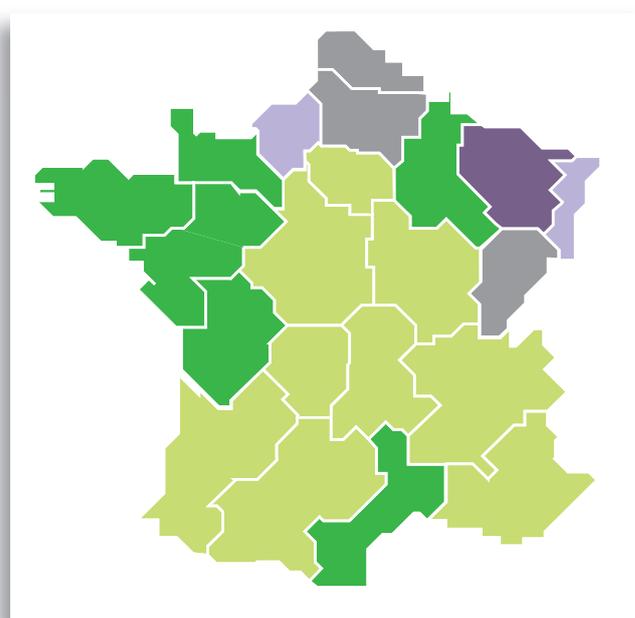


3 Usages électriques non substituables par d'autres énergies.

L'ÉVOLUTION CONTRASTÉE DES CONSOMMATIONS RÉGIONALES REFLÈTE LA SITUATION ÉCONOMIQUE LOCALE

A la maille régionale, la consommation présente des évolutions différenciées. La carte suivante indique l'évolution de la consommation régionale corrigée, hors pertes, de 2007 à 2012.

Evolution de la consommation corrigée entre 2007 et 2012



- Hausse de plus de 5%
- Hausse entre 1 et 5%
- Stable
- Baisse entre 1 et 5%
- Baisse de plus de 5%

La consommation corrigée est en baisse dans les régions de Haute-Normandie, de Lorraine et de l'Alsace, principalement en raison de la crise économique depuis 2009.

LE PIC DE CONSOMMATION EST INFÉRIEUR À CELUI DE 2012

Le maximum de consommation est enregistré le 17 janvier 2013, à 19h, avec une puissance de 92 600 MW, alors que la température France constatée (-1,9°) est inférieure de 6,8°C à la température de référence. Ce maximum de consommation reste inférieur au pic annuel enregistré le 8 février 2012 (102,1 GW).

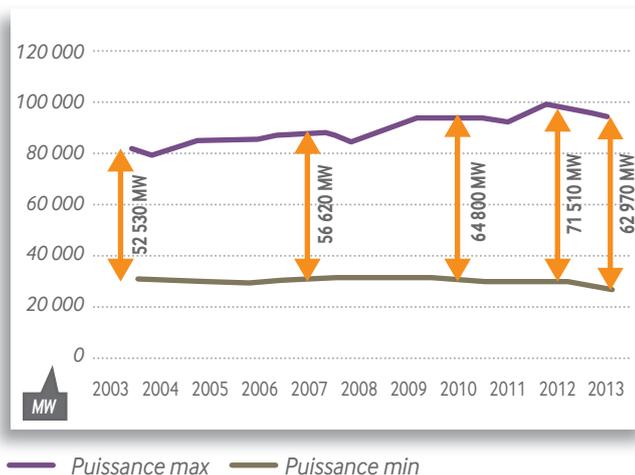
La puissance consommée est au plus bas le 11 août avec 29 630 MW, ce qui constitue le plus faible niveau de consommation constaté depuis sept ans. Pour ce mois d'été, la consommation s'élève à 31,6 TWh, énergie la plus basse rencontrée en août sur les sept dernières années.

Historique des maxima annuels de consommation constatés depuis 2001*

Jeudi 17/01/2013	92 600 MW
Mercredi 08/02/2012	102 100 MW
Mardi 04/01/2011	91 820 MW
Mercredi 15/12/2010	96 710 MW
Mercredi 07/01/2009	92 400 MW
Lundi 15/12/2008	84 420 MW
Lundi 17/12/2007	88 960 MW
Vendredi 27/01/2006	86 280 MW
Lundi 28/02/2005	86 020 MW
Mercredi 22/12/2004	81 400 MW
Jeudi 09/01/2003	83 540 MW
Mardi 10/12/2002	79 730 MW
Lundi 17/12/2001	79 590 MW

*En gras sont indiqués les maxima absolus

Evolution des extrema annuels de consommation

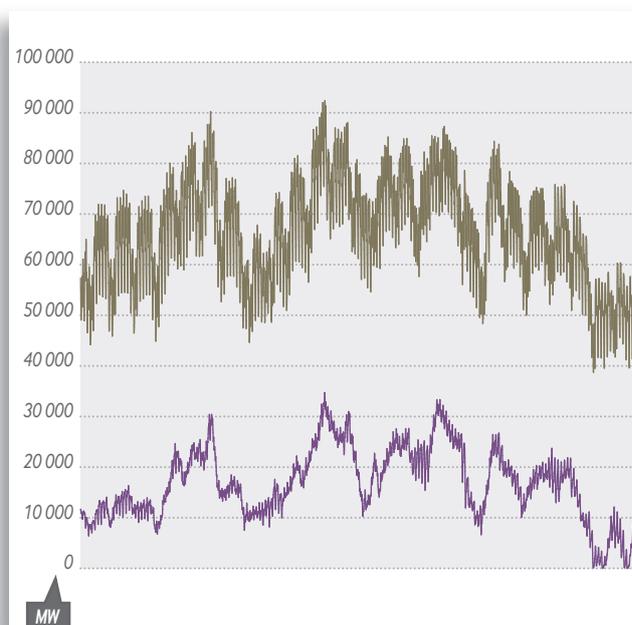


LA SENSIBILITÉ DE LA CONSOMMATION À LA TEMPÉRATURE S'ACCENTUE LÉGÈREMENT

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

Cette composante thermosensible de la consommation impose d'ailleurs sa forme à la consommation totale.

Consommation électrique brute et part thermosensible sur l'hiver 2012-2013



— Consommation brute — Part thermosensible

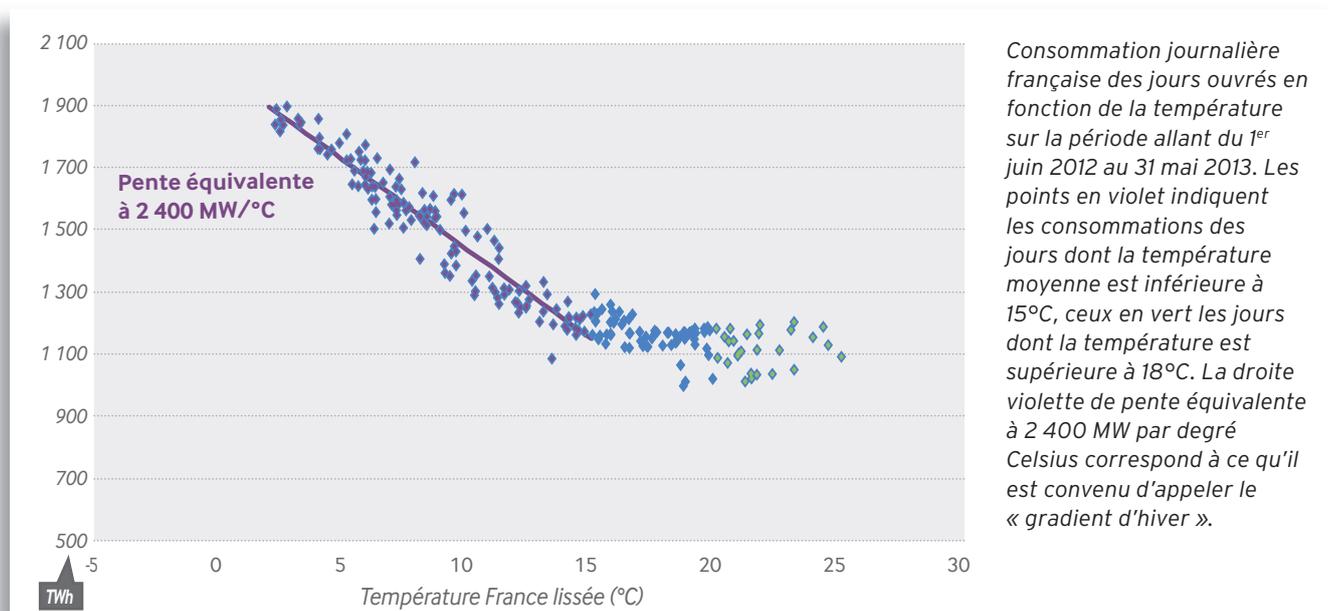
Cette sensibilité à la température de la consommation d'électricité est variable au cours de la journée. Elle est estimée en moyenne à environ 2 400 MW par degré Celsius en hiver.

Elle peut se matérialiser, sur le graphique des consommations journalières en fonction de la température, comme la pente estimée sur les jours dont la température⁴ est inférieure à 15°C. Cette température est lissée sur quelques jours pour prendre en compte l'inertie thermique des bâtiments.

La thermosensibilité n'a cessé de progresser ces dix dernières années. En effet, le gradient d'hiver a augmenté de plus de 30%, entre l'hiver 2001-2002 et l'hiver 2012-2013.

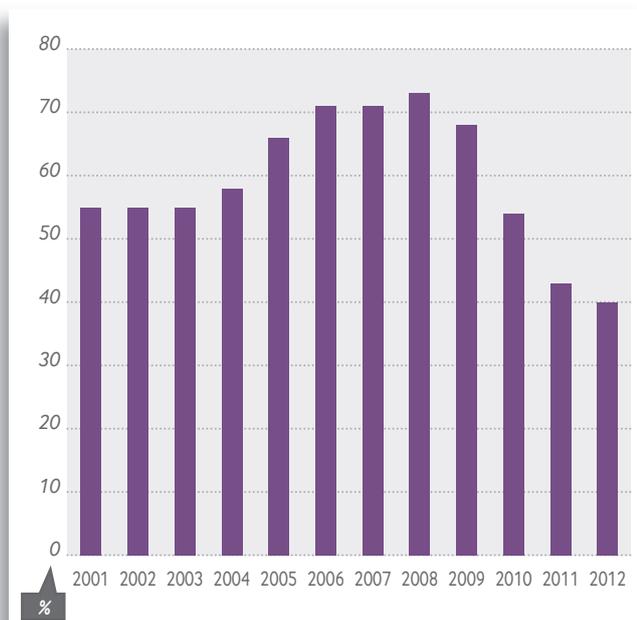
⁴ La température à la maille France est élaborée à partir de mesures Météo France de 32 stations réparties sur tout le territoire et pondérées en fonction de la consommation d'électricité des environs. Pour plus de détails sur les évolutions futures de la thermosensibilité : <http://www.rte-france.com/fr/mediatheque/documents/l-electricite-en-france-donnees-et-analyses-16-fr/publications-annuelles-ou-saisonnieres-98-fr/bilan-previsionnel-de-l-equilibre-offre-demande-100-fr>

Consommation journalière en fonction de la température



Cette augmentation est principalement le fruit de la part importante du chauffage électrique dans les logements résidentiels neufs et dans le tertiaire neuf construits ces dernières années, malgré un récent changement de tendance. Outre le chauffage, d'autres usages contribuent, dans une moindre mesure, à amplifier la part thermosensible de la consommation d'électricité, comme la production de l'eau chaude sanitaire, la cuisson ou la production de froid. L'impact récent de la réglementation thermique sur la croissance du parc de chauffage électrique devrait modérer l'accroissement de la thermosensibilité dans le futur.

Part de chauffage électrique dans les logements résidentiels neufs



Source BatiEtude

LES DISPOSITIFS D'EFFACEMENT ET DE MODÉRATION DE LA CONSOMMATION CONTINUENT À SE DÉVELOPPER

L'effacement de consommation, source de flexibilité dans le pilotage du réseau, est un atout supplémentaire pour maintenir l'équilibre offre-demande d'électricité et garantir la sûreté du système électrique français à tout instant

L'effacement consiste pour un consommateur à renoncer ou reporter tout ou partie de sa consommation, en réponse à un signal. Depuis 2003 les effacements peuvent être proposés sur le mécanisme d'ajustement. RTE peut ainsi activer une offre d'effacement afin de contribuer à l'ajustement de la demande à l'offre pour maintenir l'équilibre électrique du réseau en temps réel.

Depuis 2008, RTE contractualise également des capacités d'effacement auprès des acteurs d'effacement afin de garantir la disponibilité de ces offres sur le mécanisme d'ajustement. Par ces contrats, l'acteur s'engage à réduire sa consommation d'électricité à la demande de RTE, en échange d'une rémunération.

Depuis 2011, l'article 7 de la loi NOME demande à RTE d'organiser des appels d'offres pour contractualiser davantage d'offres d'effacement sur trois ans, jusqu'à la publication du décret relatif au mécanisme de capacité. La loi Brottes de 2013 prolonge la contractualisation des capacités d'effacement sur des durées d'un an, jusqu'à la mise en œuvre effective du mécanisme de capacité.

A ce jour, ces appels d'offres ont permis à RTE de disposer de 700 MW de puissance d'effacement mobilisables selon des modalités définies contractuellement.

Deux grandes catégories d'effacement participent à l'équilibre offre-demande :

> L'effacement industriel, qui consiste à baisser voire arrêter la consommation sur le réseau d'un ou plusieurs sites industriels.

> 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 et à la demande de RTE, sur sollicitation d'un agrégateur, participe également à l'équilibre offre-demande. La puissance d'effacement activé a atteint le cap des 100 MW en février 2013.

Tous dispositifs confondus, la capacité globale d'effacement offerte sur le mécanisme d'ajustement a atteint près de 900 MW certains jours de novembre 2013.

Sur l'année, le volume d'effacements annuel activé s'élève à 20 GWh. Ils se répartissent entre l'effacement diffus - pour la moitié - et l'effacement de sites industriels et tertiaires.

En 2014 la mise en place du dispositif « NEBEF » ou Notification d'Echange de Blocs d'Effacement, correspondant à des effacements au service des acteurs du marché, devrait permettre le développement accru des effacements.

EcoWatt en Bretagne et en Provence Côte d'Azur : la mobilisation se poursuit malgré un hiver sans alerte

RTE poursuit le développement des dispositifs EcoWatt Bretagne et EcoWatt Provence Azur en partenariat avec les collectivités territoriales. Ces dispositifs invitent les consommateurs, particuliers, collectivités et entreprises, de Bretagne et de l'est de la région PACA, à une démarche citoyenne et volontaire pour modérer leur consommation d'électricité en hiver, aux heures où sont constatés des pics de consommation.

La cinquième campagne d'EcoWatt Bretagne, pour cet hiver 2012-2013, a pris une tonalité un peu particulière. C'est le premier hiver où aucune alerte n'a été émise par RTE. La principale explication figure dans les conditions météorologiques observées, avec des périodes froides plus longues mais moins extrêmes qu'en 2012. Néanmoins, les EcoW'acteurs sont toujours au rendez-vous. En témoigne l'évolution du nombre d'inscrits : EcoWatt Bretagne (www.ecowatt-bretagne.fr) compte, à ce jour 50 700 EcoW'acteurs et 180 chartes d'engagement signées par des établissements publics ou privés.

Le bilan est le même concernant les alertes EcoWatt Provence Azur. En service depuis décembre 2010, EcoWatt Provence Azur fédère aujourd'hui une communauté grandissante de plus de 20 000 EcoW'acteurs et 74 chartes d'engagement signées par les établissements publics ou privés. Historiquement centrée sur les départements du Var, des Alpes Maritimes et sur Monaco, cette campagne est étendue, pour sa quatrième édition, à l'ensemble de la population de la région PACA, pour une plus grande solidarité électrique. En effet, le déséquilibre entre les productions et les consommations régionales sera encore plus marqué que les hivers passés, plusieurs unités de production ne fonctionnant pas, en raison de maintenance lourde sur une partie des installations hydrauliques de la Durance et du retrait d'exploitation temporaire d'une unité de production thermique. Au total, 1 100 MW seront indisponibles sur un parc de production installée de 7 100 MW. A cette occasion, EcoWatt Provence Azur devient EcoWatt PACA, avec un nouveau site www.ecowatt-paca.fr.

Une expérimentation portant sur l'aménagement du mécanisme d'ajustement pour la Bretagne est menée pour répondre plus spécifiquement aux enjeux de la région

RTE, engagé dans le Pacte électrique breton aux côtés de l'État et de la Région, a proposé une expérimentation pour l'hiver 2012-2013 d'offres d'effacement de consommation. En pratique, les industriels concernés peuvent effacer la consommation d'une partie de leurs équipements ou recourir à leurs groupes électriques de secours, lors de périodes de pointe, sur sollicitation de RTE.

Suite à l'appel d'offres de RTE, cinq acteurs ont été retenus pour l'hiver 2012-2013 et ont ainsi mis à disposition environ 70 MW : 16 MW ont été mobilisés le 12 décembre 2012 et 41 MW le 17 janvier 2013. Fort d'un premier bilan positif, la reconduction de ce dispositif a été décidée pour l'hiver 2013-2014. Au total, ce sont environ 70 MW qui seront mobilisables entre le 1^{er} novembre 2013 et le 31 mars 2014, en fonction des contraintes rencontrées sur le réseau électrique breton pour répondre aux pics de consommation.

Une année marquée par un haut niveau de production hydraulique



LA PART DES ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ CONTINUE D'AUGMENTER

Globalement, la puissance installée du parc de production d'électricité en France diminue de 785 MW sur l'année 2013. Cette baisse est le résultat de la fermeture de centrales thermiques classiques, en partie compensée par une hausse de l'éolien, du photovoltaïque et des autres sources d'énergies renouvelables.

Puissance installée au 31/12/2013 (MW)	Ensemble France		
	Puissance (MW)	Evolution (%) par rapport au 31/12/2012	Evolution (MW)
Nucléaire	63 130	0,0%	0
Thermique à combustible fossile	25 576	-8,1%	-2 251
<i>dont charbon</i>	6 341	-19,9%	-1 573
<i>fioul</i>	8 779	-6,5%	-607
<i>gaz</i>	10 456	-0,7%	-71
Hydraulique	25 404	0,0%	-3
Eolien	8 143	+8,4%	+630
Photovoltaïque	4 330	+21,0%	+752
Autres sources d'énergies renouvelables	1 478	+6,3%	+88
Total	128 061	-0,6%	-785

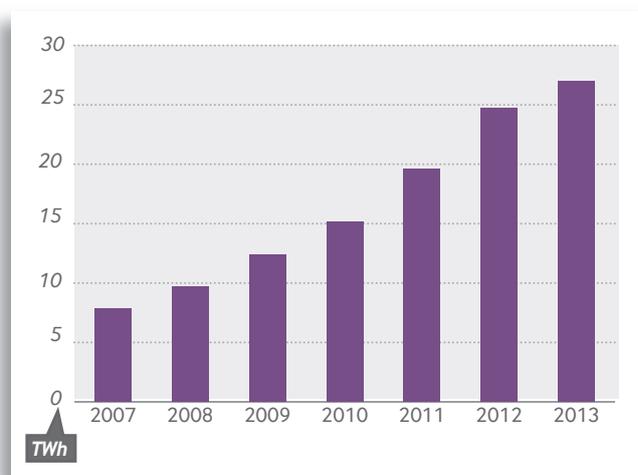
La production totale d'électricité en France s'établit pour l'année 2013 à 550,9 TWh, ce qui correspond à une hausse de 1,7% par rapport à 2012. Cette évolution couvre une croissance de la consommation de 1,1%, et conduit cette année à une légère hausse du solde exportateur.

Energie produite	TWh	Variation 2013/2012	Part de la production	Emissions de CO ₂ (millions de tonnes)
Production nette	550,9	+1,7%	100,0%	29,1
Nucléaire	403,7	-0,3%	73,3%	0,0
Thermique à combustible fossile	44,7	-7,1%	8,1%	26,1
<i>dont charbon</i>	19,8	+14,0%	3,6%	19,0
<i>fioul</i>	5,4	-19,2%	1,0%	1,4
<i>gaz</i>	19,5	-18,9%	3,5%	5,6
Hydraulique	75,7	+18,7%	13,8%	0,0
Eolien	15,9	+6,4%	2,9%	0,0
Photovoltaïque	4,6	+16,2%	0,8%	0,0
Autres sources d'énergies renouvelables	6,3	+7,0%	1,1%	3,0

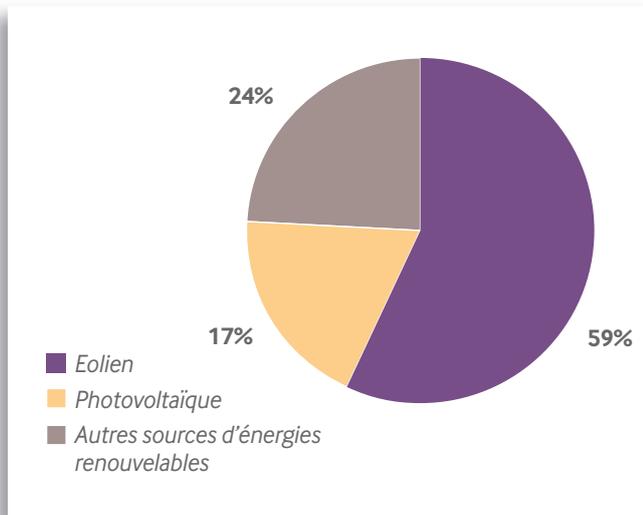
Plus de la moitié de la production des énergies renouvelables hors hydraulique est issue de la production éolienne. La production photovoltaïque augmente également fortement par rapport à 2012 (+16,2%) et atteint 4,6 TWh. La production issue des centrales à combustible renouvelable (déchets ménagers, déchets de papeterie, biomasse et biogaz) augmente de 7,0%.

Au total, la production issue des sources d'énergies renouvelables hors hydraulique augmente en 2013 (+8,1%) pour atteindre 26,8 TWh.

Production issue des sources d'énergies renouvelables hors hydraulique

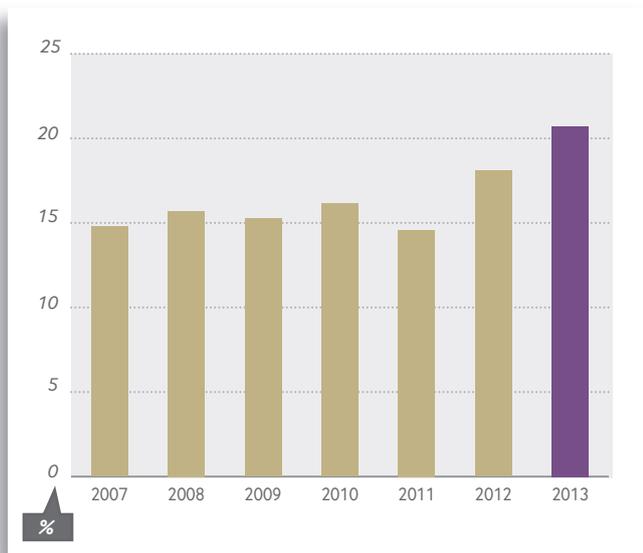


Répartition des productions d'énergies renouvelables hors hydraulique



Si on ajoute la totalité de la production hydraulique, qui augmente fortement (+18,7%) suite à de fortes précipitations au printemps, la production issue de l'ensemble des sources d'énergies renouvelables atteint 20,7% de la consommation française en 2013.

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



LE DÉVELOPPEMENT DE NOUVELLES INSTALLATIONS ÉOLIENNES ET PHOTOVOLTAÏQUES RALENTIT

Les files d'attente fin 2013 comprennent 5 724 MW de puissance supplémentaire pour le parc éolien raccordé au réseau de transport, dont 4 153 MW offshore. Cela représente 31 projets entrés en file d'attente de raccordement au sens de la procédure de raccordement de RTE, c'est-à-dire qui ont signé avec RTE une « proposition d'entrée en file d'attente » (suite à une étude approfondie de raccordement) ou une « proposition technique et financière ». Ces projets se décomposent en 20 projets pour l'éolien terrestre et 11 pour l'offshore, ces derniers incluant ceux retenus dans le cadre de procédures d'appels d'offres.

Six autres projets pour le parc photovoltaïque, représentant 422 MW de puissance à raccorder au réseau de transport, sont en file d'attente.

Quatre projets sont en préparation à la date du 31 décembre 2013. Il s'agit de projets de raccordement qui font l'objet d'une demande d'étude approfondie ou d'une proposition technique et financière en cours d'étude par RTE, ou des projets pour lesquels la proposition technique et financière de raccordement n'est pas encore acceptée par le producteur. Un projet concerne l'éolien terrestre avec 36 MW et les trois autres projets devraient permettre de développer le parc photovoltaïque de 92 MW.

En dehors de l'éolien offshore, la très grande majorité des projets en file d'attente concerne les réseaux de distribution. Ces projets ne sont pas comptabilisés ici.

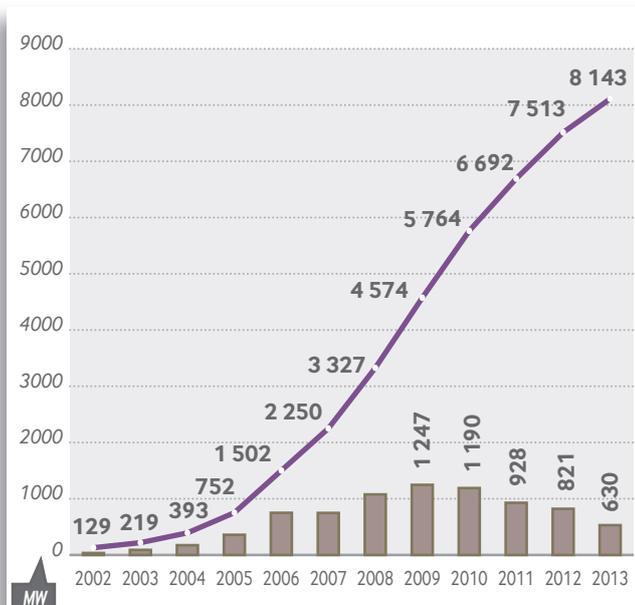
Par ailleurs, l'exploitation des courants sous-marins et des marées pour la production d'électricité devrait bientôt faire son apparition en France, grâce à la famille des hydroliennes. Une cinquantaine de MW est actuellement en file d'attente dans ce domaine.

Filière (RPT)	Puissance installée au 31/12/2013	Projets en file d'attente		Projets en préparation	
		Nb	Puissance cumulée	Nb	Puissance cumulée
Eolien terrestre	411 MW	20	1 571 MW	1	36 MW
Eolien offshore	0 MW	11	4 153 MW	0	0 MW
Photovoltaïque	312 MW	6	422 MW	3	92 MW

Eolien

La croissance du parc éolien ralentit depuis 2009 et atteint 8 143 MW à fin 2013. Ce ralentissement du développement de nouveaux parcs éoliens peut s'expliquer par les incertitudes économiques et réglementaires (conjoncture de crise, tarif d'achat, capacité de financement) et les durées des procédures administratives.

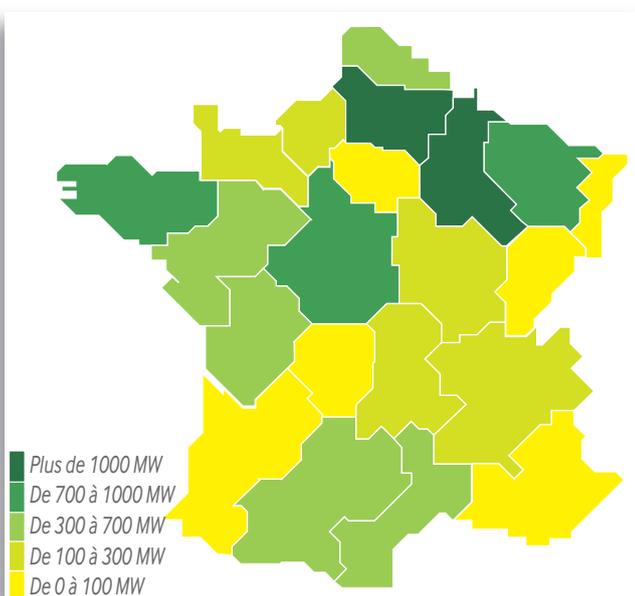
Parc éolien



■ Evolution annuelle — Parc installé au 31 décembre

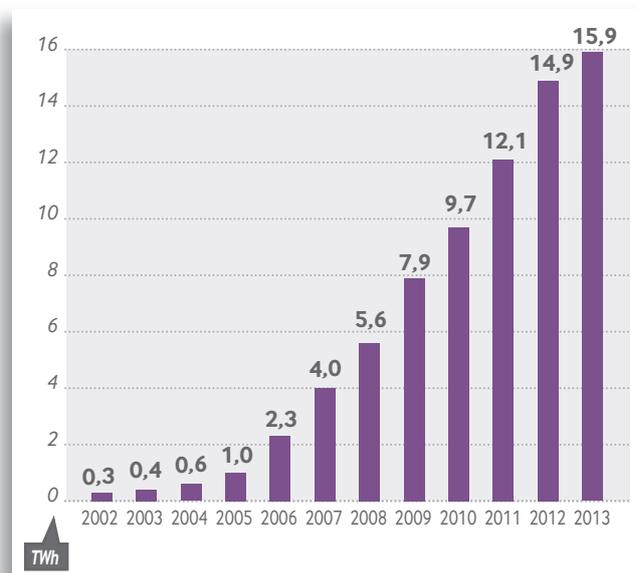
La puissance éolienne installée en France dépasse maintenant les 700 MW dans cinq régions françaises : en Champagne-Ardenne, Picardie, Lorraine, Bretagne et Centre. La région Champagne-Ardenne dépasse les 1 200 MW et la Picardie dépasse les 1 100 MW.

Parc éolien



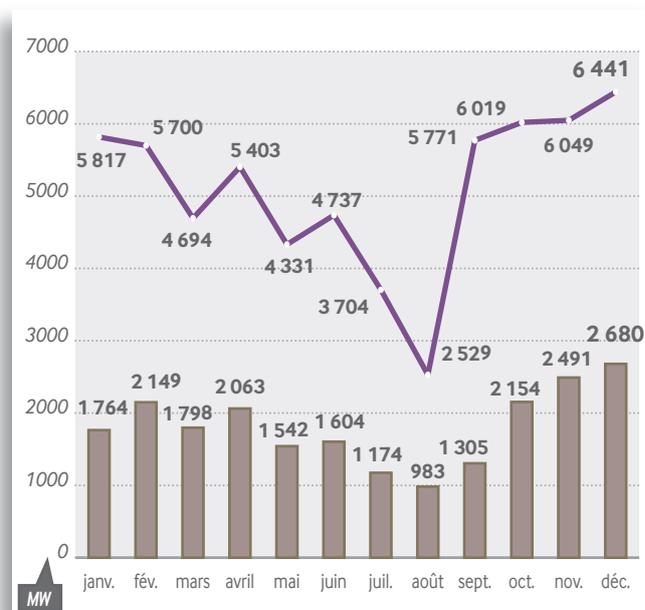
La production éolienne progresse de 6,4% par rapport à 2012, pour atteindre 15,9 TWh.

Production éolienne



Le maximum de production éolienne sur l'année 2013 est atteint le 23 décembre à 21h avec une puissance de 6 441 MW, soit un facteur de charge de 80,3%. Cette valeur dépasse le maximum observé le 27 décembre 2012 (6 198 MW, pour un facteur de charge de 80,2%).

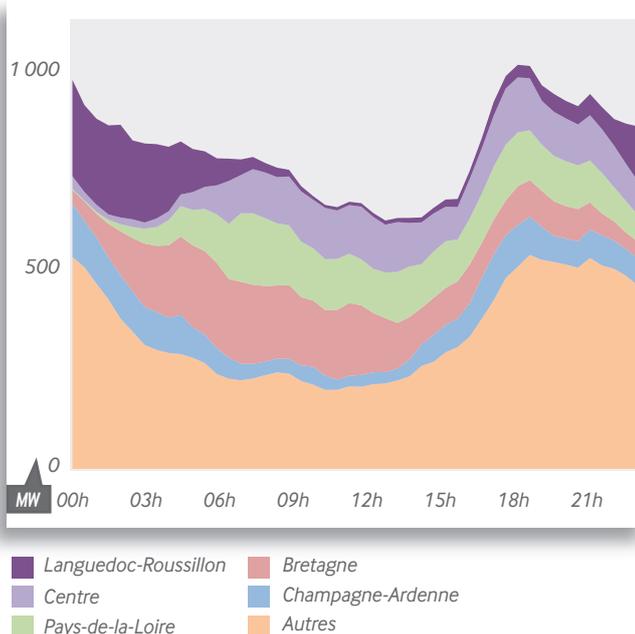
Production éolienne



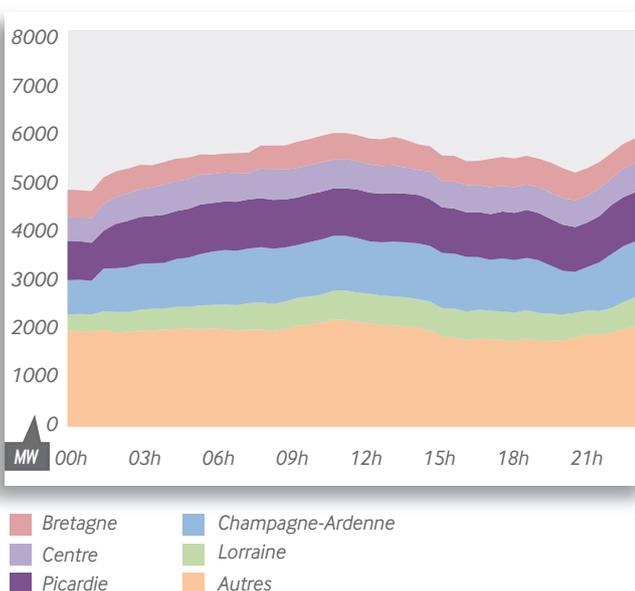
■ Puissance moyenne — Puissance maximale

De plus la production éolienne ne varie pas de façon uniforme sur tout le territoire français. Lorsque la production est faible dans une région, elle peut être forte dans une autre, ce qui montre l'intérêt de la mutualisation des productions régionales via le réseau. Par exemple, le 16 janvier la production est faible en début de journée en région Centre tandis qu'elle est forte en Languedoc-Roussillon, la tendance s'inversant au cours de la journée. Au contraire, la journée du 27 octobre est caractérisée par un vent fort et homogène sur toute la France. Sur la journée du 18 février, la forte variabilité de la production touche simultanément toutes les régions.

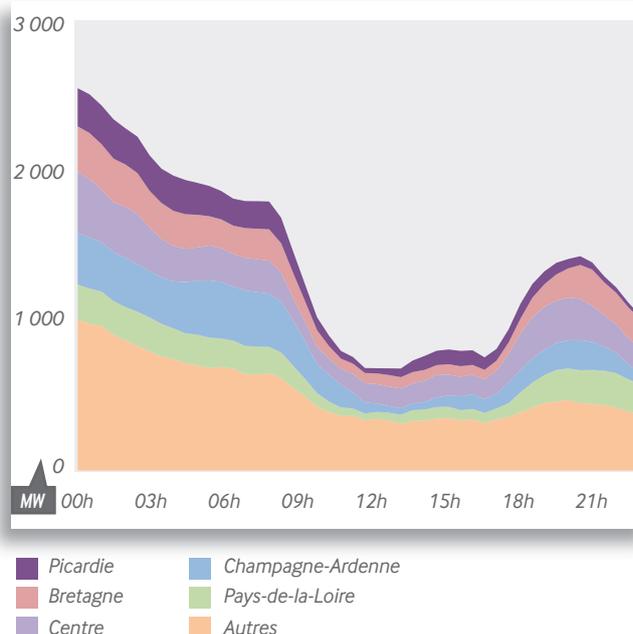
Production du mercredi 16 janvier



Production du dimanche 27 octobre



Production du lundi 18 février



La variabilité de la production éolienne est une nouvelle caractéristique de production à laquelle RTE a dû s'adapter, l'une de ses missions étant la gestion optimale des flux d'électricité à chaque instant.

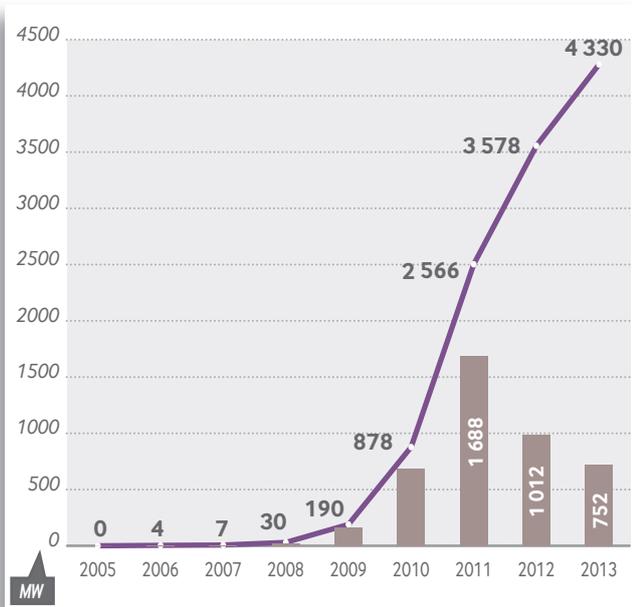
Pour ce faire, RTE a mis en place un système d'observation et d'estimation des énergies renouvelables variables (éolien et photovoltaïque), ainsi que de prévision : « IPES » (Insertion de la Production Eolienne et photovoltaïque sur le Système). Ce système observe en temps réel la puissance injectée et en déduit des prévisions de productions nationales éolienne et photovoltaïque à partir de modèles de calcul développés par RTE. L'observation temps réel est basée sur des télémesures issues de la téléconduite de RTE, ainsi que sur des télémesures envoyées par d'autres acteurs, notamment pour une grande part par ERDF. Ainsi, IPES joue un rôle central dans l'intégration de la production éolienne dans le système électrique en la rendant prévisible.

La prévision effectuée la veille pour le lendemain par RTE est affinée en infra-journalier, jusqu'à une heure avant, en se basant sur de nouvelles données météorologiques et les dernières données de télémesures disponibles.

Photovoltaïque

La croissance du parc photovoltaïque ralentit. Avec 752 MW supplémentaires par rapport à fin décembre 2012, il atteint 4 330 MW installés en 2013.

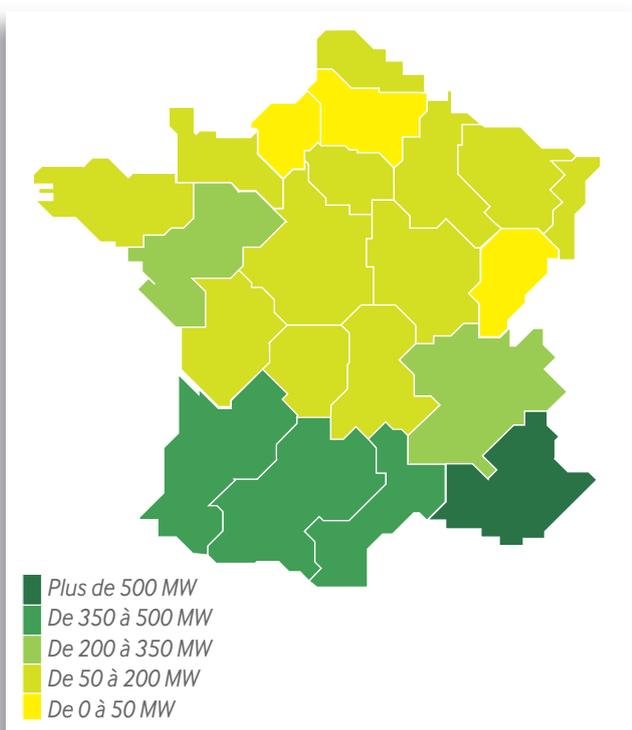
Parc photovoltaïque



■ Evolution annuelle — Parc installé au 31 décembre

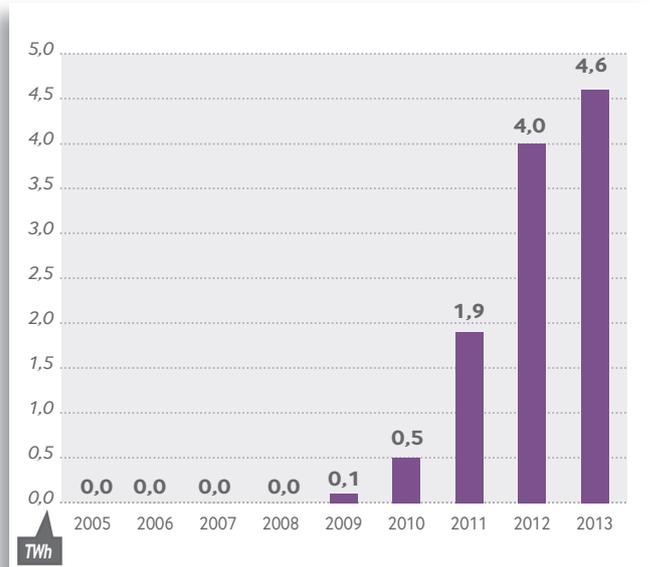
Toutes les régions possèdent maintenant au moins 30 MW de parc photovoltaïque installé. Le parc dépasse 400 MW dans quatre régions : en Aquitaine, Midi-Pyrénées, Provence-Alpes-Côte d'Azur et Languedoc-Roussillon.

Parc photovoltaïque



La production photovoltaïque augmente fortement en 2013 (+16,2%) pour atteindre 4,6 TWh contre 4,0 TWh en 2012.

Production photovoltaïque

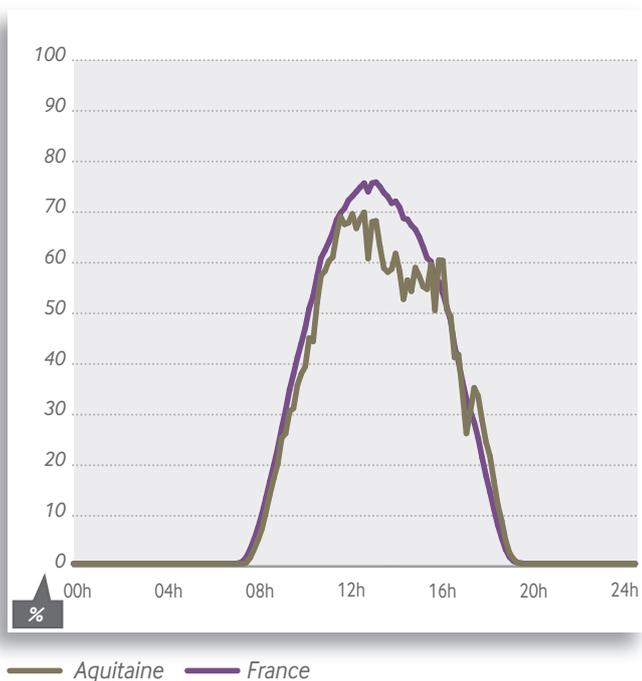


En moyenne sur l'année 2013, le parc photovoltaïque couvre 1,0% de la consommation d'électricité, contre 0,8% en 2012 et produit à 13,1% de sa capacité totale en 2013, contre 13,9% en 2012.

Le maximum de production photovoltaïque sur l'année 2013 est atteint le 21 août à 14h pour une puissance de 2 997 MW soit un facteur de charge de 75,5%.

Le graphique suivant illustre le foisonnement de la production photovoltaïque en prenant comme exemple la journée du 15 mars. La courbe au niveau France présente une allure typique pour une journée de beau temps : la production est nulle la nuit, augmente le matin jusqu'à atteindre son maximum au midi solaire, puis diminue jusqu'au soir. Le facteur de charge correspondant à une région (par exemple, Aquitaine dans le graphique suivant) a une plus forte variabilité dans la journée, cela étant dû au passage de nuages localisés. L'effet de foisonnement engendre une variabilité moindre au niveau national qu'à la maille régionale.

Illustration du foisonnement du facteur de charge photovoltaïque exemple du 15 mars 2013

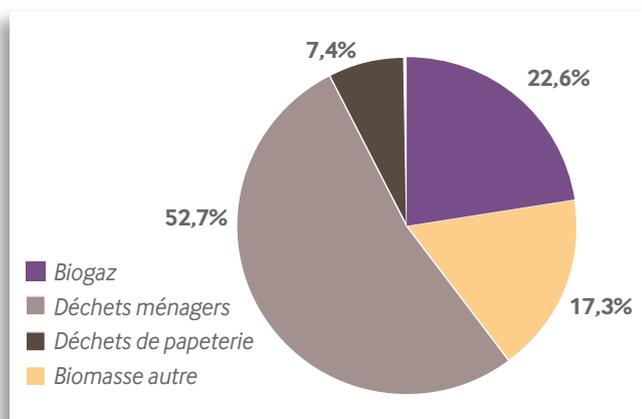


Thermique renouvelable

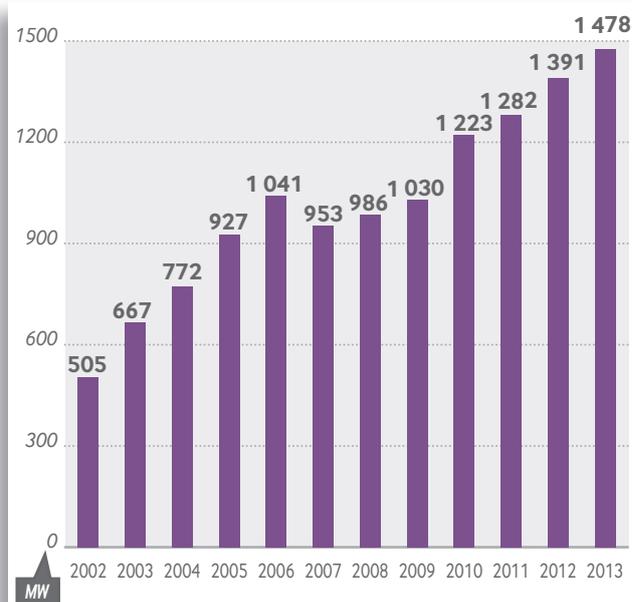
Le parc des centrales thermiques à combustible renouvelable augmente de 88 MW en 2013, dont 68 MW sur le réseau de distribution. Il atteint ainsi les 1 478 MW.

Plus de la moitié des centrales thermiques à combustible renouvelable utilisent les déchets ménagers (52,7%). Les autres combustibles utilisés sont le biogaz, la biomasse et les déchets papetiers.

Composition du parc des centrales thermiques à combustible renouvelable

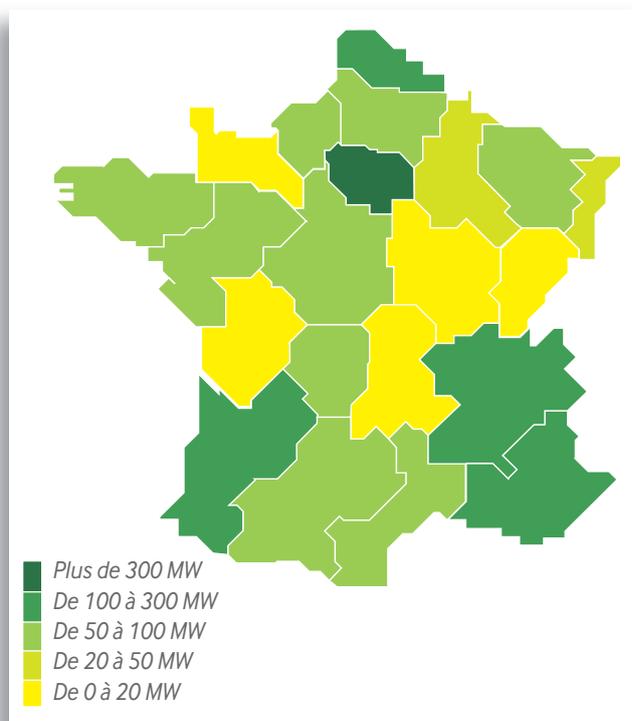


Parc thermique à combustible renouvelable



La capacité installée dépasse 100 MW dans cinq régions : en Aquitaine, Provence-Alpes-Côte d'Azur, Rhône-Alpes, Nord-Pas de Calais et Ile-de-France, cette dernière possédant plus de 300 MW.

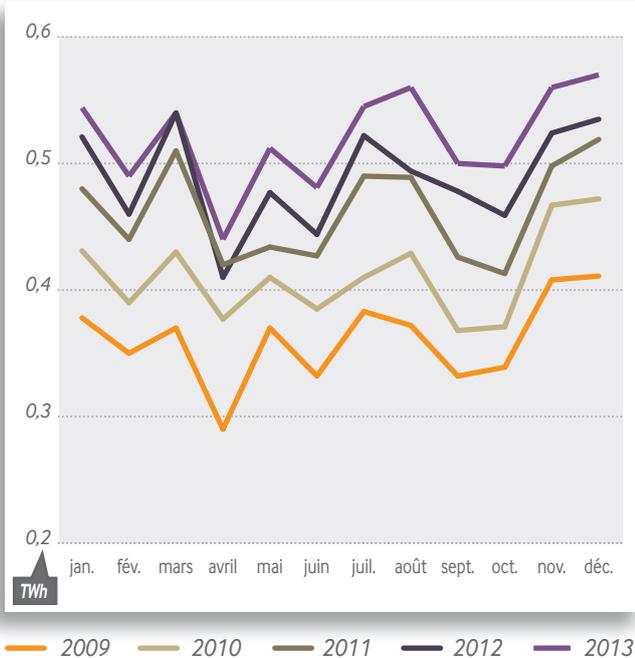
Parc thermique renouvelable



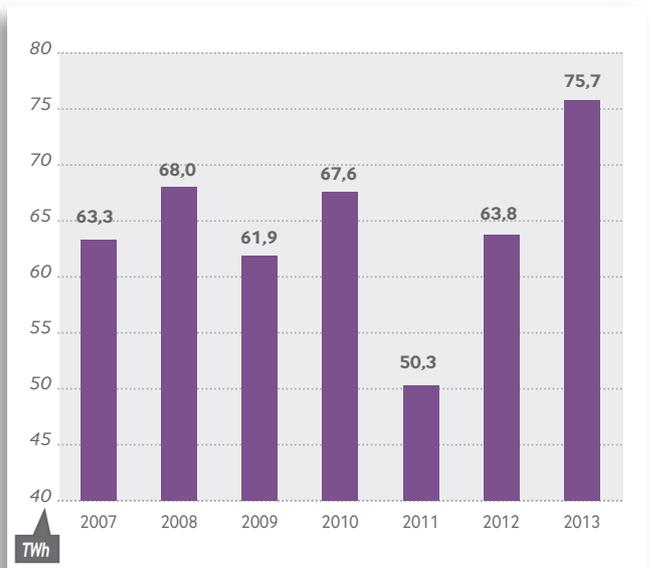
L'énergie produite par la filière thermique renouvelable est de 6,3 TWh en 2013.

La production thermique renouvelable a la particularité d'être peu variable (la principale source d'énergie est l'incinération de déchets ménagers).

Production mensuelle thermique renouvelable



Production hydraulique



Cela s'explique par une année très pluvieuse. Selon Météo France, le printemps 2013 a connu une des pluviométries les plus élevées depuis cinquante ans. La carte des cumuls de précipitations montre que le printemps 2013 observe une pluviométrie plus élevée que la normale sur la quasi-totalité du territoire français, et jusqu'à plus d'une fois et demie la normale sur certaines régions. La production de la filière hydraulique est ainsi supérieure tous les mois de l'année (hormis décembre) à celle de 2012, avec un maximum en mai qui s'élève à 8 626 GWh, niveau de production mensuelle non atteint depuis juin 2001.

LA PRODUCTION HYDRAULIQUE EST ÉLEVÉE, LES PRODUCTIONS NUCLÉAIRE ET THERMIQUE CLASSIQUE SONT EN RECUL

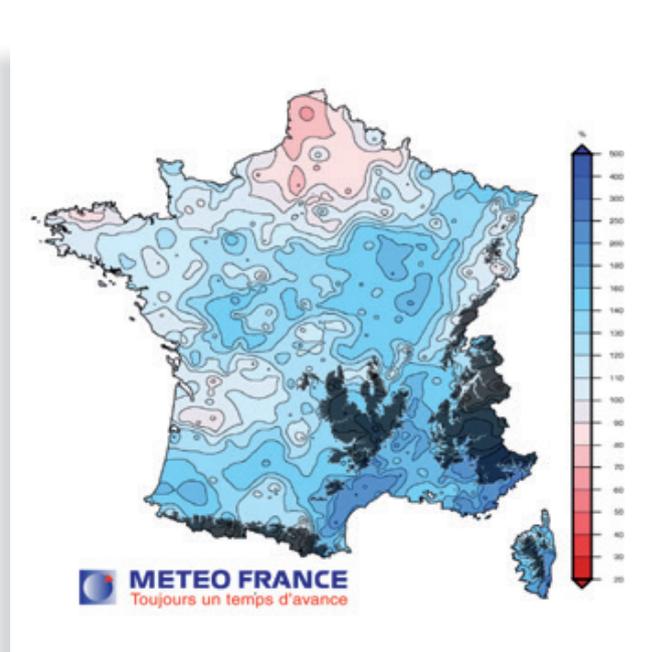
La capacité de production nucléaire n'évolue pas et reste de 63 130 MW. Son utilisation permet d'assurer la consommation électrique de base tout au long de l'année.

Le parc nucléaire bénéficie d'un meilleur taux de disponibilité à l'été 2013 qu'à l'été 2012, ce qui permet une production de la filière plus élevée sur cette période. Sur la seconde partie de l'année, la production a en revanche été plus modérée, ce qui a abouti à une production nucléaire totale en 2013 de 403,7 TWh, inférieure de 1,2 TWh à celle de 2012.

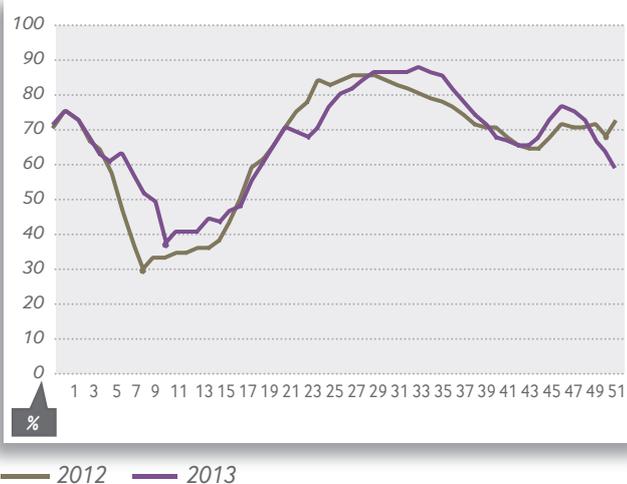
Le parc hydraulique est stable en 2013.

La production hydraulique connaît une forte hausse de 18,7%, et atteint cette année les 75,7 TWh. Ce volume annuel à fin décembre est le plus élevé de la décennie, le dernier record date de 2001 avec 77 TWh.

Rapport du cumul de précipitations au printemps 2013 à la moyenne de référence 1981-2010



Stock hydraulique hebdomadaire



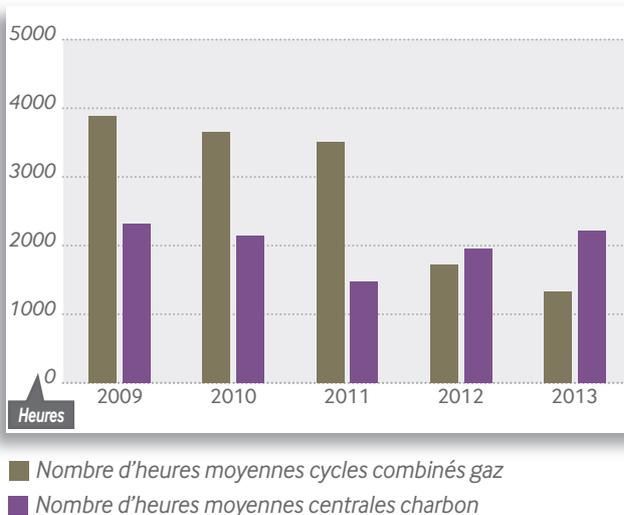
Les centrales thermiques à combustible fossile ont une puissance installée de 25 576 MW soit 20,0% de la puissance du parc national. Le parc installé est en baisse de 2 251 MW en 2013, baisse provenant principalement de la fermeture de centrales au charbon (-1 573 MW).

Les centrales thermiques à combustible fossile jouent un rôle d'appoint dans la production d'électricité. Cette année, plusieurs facteurs contribuent à une plus faible production de leur part : la production hydraulique est élevée, et l'éolien et le photovoltaïque continuent à augmenter leur production. La production issue des centrales thermiques à combustible fossile se retrouve ainsi en baisse de 7,1% en 2013.

Cette baisse globale masque une diversité au sein de la filière : la production des centrales thermiques au charbon est en hausse alors que celle des centrales thermiques au fioul et au gaz est en baisse. L'année 2013 voit effectivement une forte érosion de la production de la filière gaz avec une production de 19,5 TWh, en diminution de 18,9%. Cette tendance s'explique d'une part, par la baisse du cours du charbon accompagnée de faibles prix pour les quotas de CO₂, alors que le prix du gaz est stable et, d'autre part, par le développement des capacités de production d'énergie renouvelable.

En 2013 l'énergie produite sur l'année par les cycles combinés au gaz (CCG) correspond au fonctionnement équivalent à pleine puissance de l'ensemble des installations pendant 1 300 heures. Cet indicateur est en recul pour la cinquième année consécutive. En France, un groupe a été mis « sous cocon » pour plusieurs années et d'autres ont été placés à l'arrêt durant la période estivale, leur rentabilité n'étant pas assurée. On observe a contrario une utilisation plus fréquente des centrales à charbon depuis 2012.

Nombre d'heures équivalent pleine puissance des centrales charbon et cycles combinés gaz



Dans le reste de l'Europe, les CCG sont confrontés aux mêmes contraintes économiques. Les producteurs ont annoncé des mises sous cocon et des reports de projets de construction dans de nombreux pays comme l'Allemagne, le Royaume-Uni et la Belgique.

Cependant, une directive européenne concernant les grandes installations de combustion va entraîner la fermeture de centrales au charbon. Cela sera donc de nature à changer le contexte pour les cycles combinés gaz dans le futur.

LES ÉMISSIONS DE CO₂ ASSOCIÉES À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ SONT STABLES

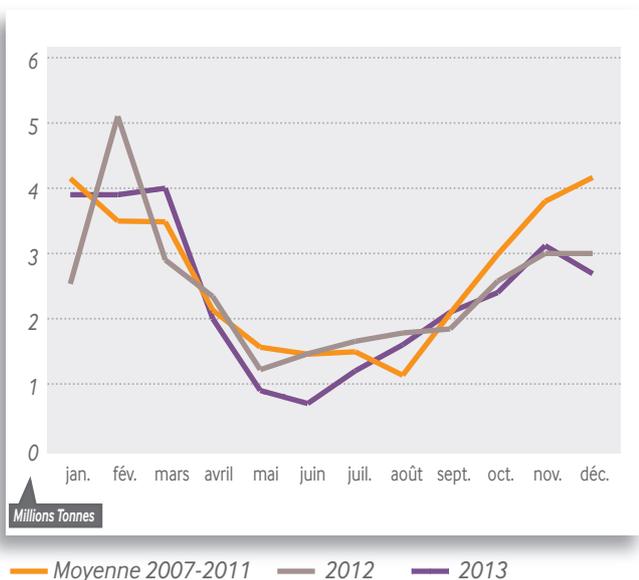
Le recours accru au charbon plutôt qu'au gaz, durant les périodes de froid de janvier à mars, conduit à une augmentation des émissions de CO₂ en 2013 par rapport à 2012.

Sans prise en compte de l'autoconsommation, la quantité estimée de CO₂, en 2013, est en hausse de 0,2% par rapport à 2012, avec un total de 29,1 millions de tonnes.

Les émissions de CO₂ dues à l'autoconsommation sont comptabilisées dans le bilan des sites industriels en question. La prise en compte de ces émissions ajoute 4,8 millions de tonnes aux émissions produites.

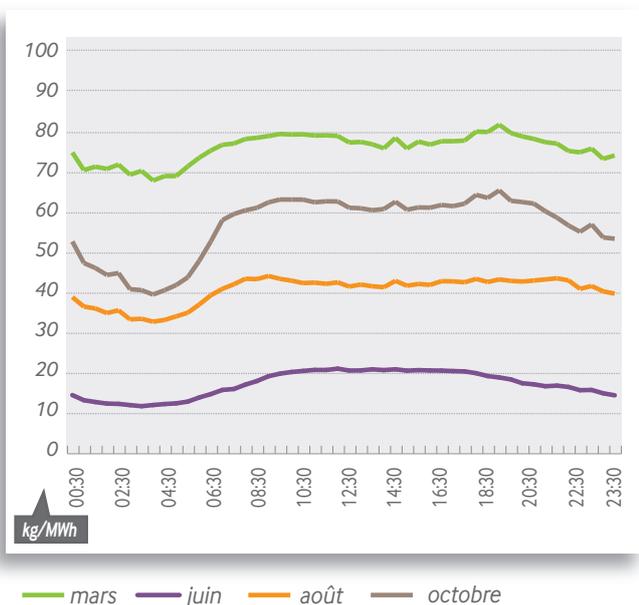
Les émissions de CO₂ varient en fonction de la saison. Ainsi, sur les six dernières années elles sont trois fois plus importantes en hiver qu'en été.

Emissions de CO₂
sans prise en compte de l'autoconsommation



Ramenés au volume de production, les taux d'émission de CO₂ par MWh sont plus faibles la nuit et présentent un palier haut entre 9h et 21h. Ces moyennes ne reflètent pas la disparité observée au sein de chaque mois des taux d'émission de CO₂ qui peuvent varier d'un facteur d'ordre de 3 à 4 : en mars 2013 par exemple, le taux d'émission de CO₂ a fluctué entre 34 kg/MWh et 128 kg/MWh pour une moyenne de 76 kg/MWh.

Courbes journalières moyennes des taux d'émission de CO₂
Sans prise en compte de l'autoconsommation



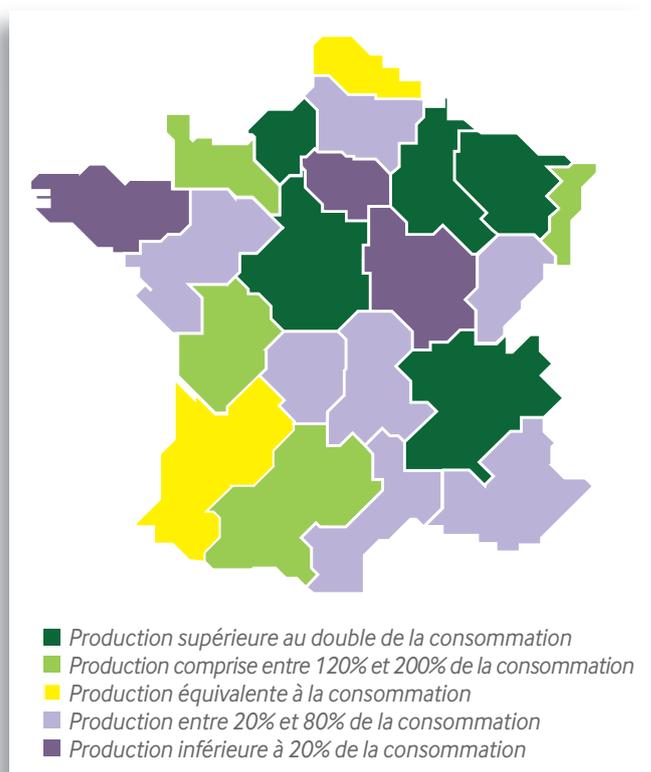
LE RÉSEAU DE TRANSPORT PERMET DE COMPENSER LES DÉSÉQUILIBRES ENTRE LES PRODUCTIONS ET LES CONSOMMATIONS RÉGIONALES

La carte met en regard les volumes de production et de consommation d'électricité dans chacune des régions françaises, pour l'année 2012. Comme les moyens de production sont rarement situés dans les zones géographiques où la consommation est la plus forte, il ressort une grande disparité entre les régions quant à leur aptitude à couvrir tout ou une partie de leur consommation par une production réputée « locale ». Certaines régions - Bourgogne, Bretagne, Ile-de-France - affichent une consommation cinq fois supérieure à leur production alors que d'autres produisent deux fois plus que leur consommation - Centre, Lorraine, Champagne-Ardenne, Rhône-Alpes et Haute-Normandie. A noter que ce constat peut être différent selon l'année considérée du fait des événements climatiques ou de l'évolution du parc de production des régions.

Ainsi, l'interdépendance énergétique des régions, qui de plus varie selon les années, montre que l'équilibre offre-demande global ainsi que la sécurité et la sûreté du système électrique reposent sur une mutualisation des moyens de production associée à un réseau de transport maillé en conséquence.

Ces chiffres basés sur des énergies annuelles ne traduisent que partiellement l'ampleur des échanges interrégionaux en puissance qui ont lieu en temps réel, mutualisation rendue possible grâce au réseau électrique.

Rapport production/consommation en 2012





Le système électrique européen évolue rapidement

Dans un contexte de transition énergétique et sur fond de crise économique, les fondamentaux du système électrique européen évoluent, ce qui se traduit sur la consommation, la production et les échanges entre pays.

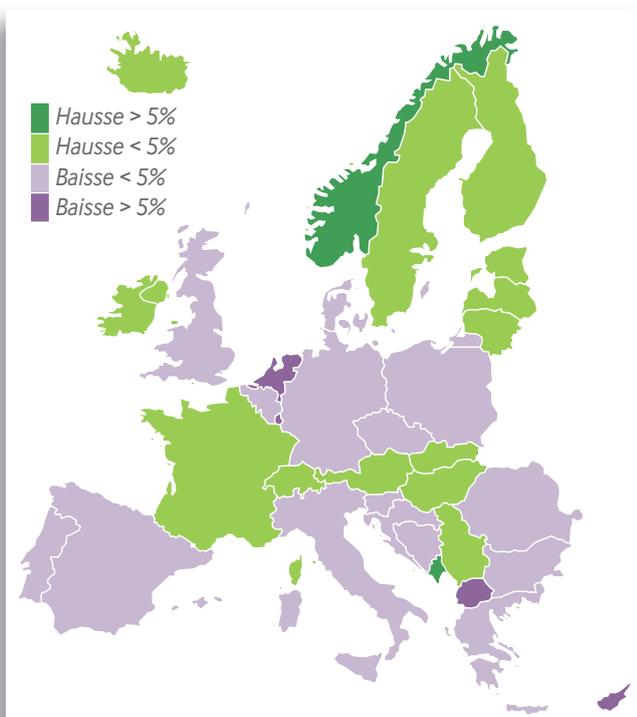
Les données présentées dans ce chapitre proviennent de l'ENTSO-E et portent sur la période de juillet 2012 à juin 2013, le cas échéant comparée à la période de juillet 2011 à juin 2012.

LA CONSOMMATION DE L'EUROPE EST EN LÉGÈRE BAISSÉ

La consommation annuelle globale à l'échelle de l'ENTSO-E est en recul de 0,6% entre juin 2012 et juin 2013. En particulier, la baisse de la consommation cumulée de l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne est de l'ordre de 2,7% et la consommation de la Grande-Bretagne est plutôt stable. Cette tendance orientée à la baisse s'explique par l'effet conjoint de la crise économique et des mesures d'efficacité énergétique.

Sur la même période, la consommation de la France est quant à elle en hausse de 2,1% sous l'effet de températures plus froides que l'année précédente. Cela traduit le fait que la consommation française demeure avant tout sensible aux conditions météorologiques en raison de la place importante que tient le chauffage électrique.

Evolution de la consommation annuelle d'électricité

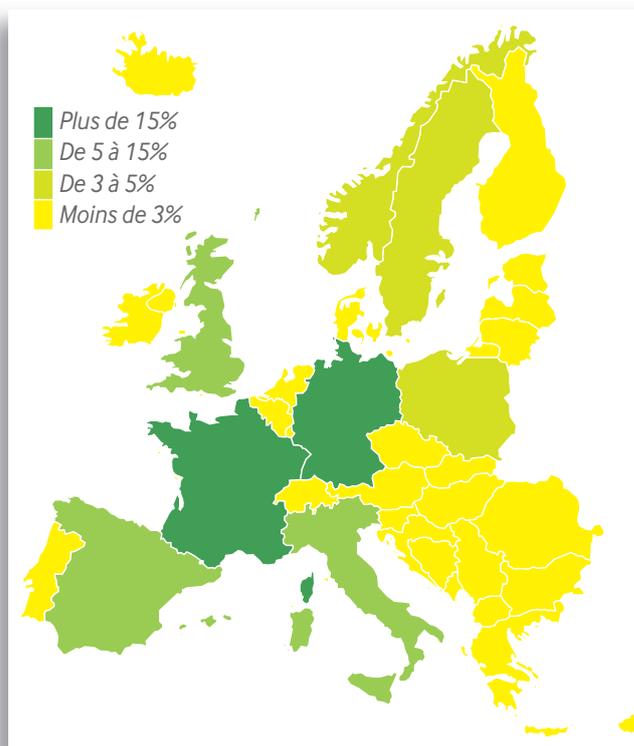


Calculée sur 12 mois glissants entre juin 2012 et juin 2013

LA FRANCE ET L'ALLEMAGNE REPRÉSENTENT UN TIERS DE LA PRODUCTION EUROPÉENNE

A eux seuls, la France et l'Allemagne représentent environ un tiers de la production totale des pays membres de l'ENTSO-E qui s'établit à 3 341 TWh.

Part de chaque pays dans la production totale de l'ENTSO-E

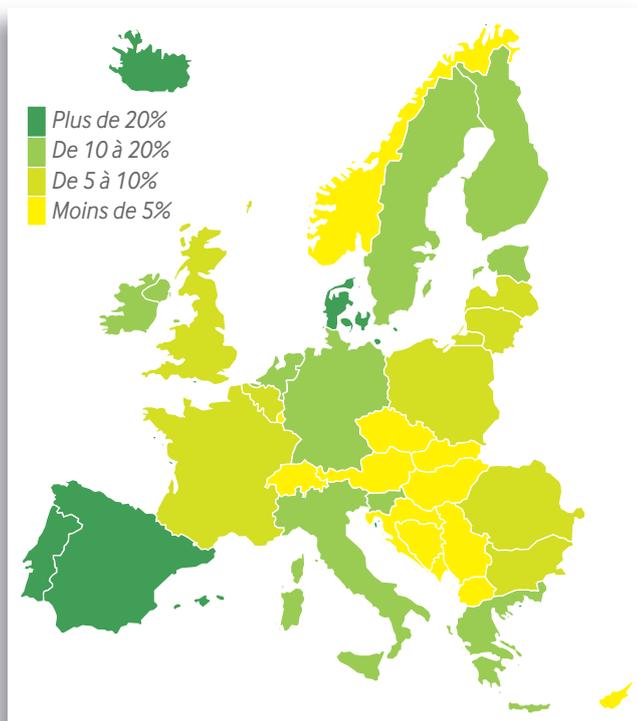


Calculée sur 12 mois de juillet 2012 à juin 2013

La production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, hors hydraulique, continue à croître. Sa part dans la consommation annuelle d'électricité à la maille de l'ENTSO-E atteint 11,8% en juin 2013.

La production éolienne couvre entre un cinquième et un tiers de la consommation en Espagne, au Portugal et au Danemark, et couvre de l'ordre de 8% de la consommation en Allemagne. La production photovoltaïque couvre de l'ordre de 5% de la consommation en Allemagne, Espagne, Italie et Grèce. En Islande, c'est la production géothermique qui couvre une partie des besoins.

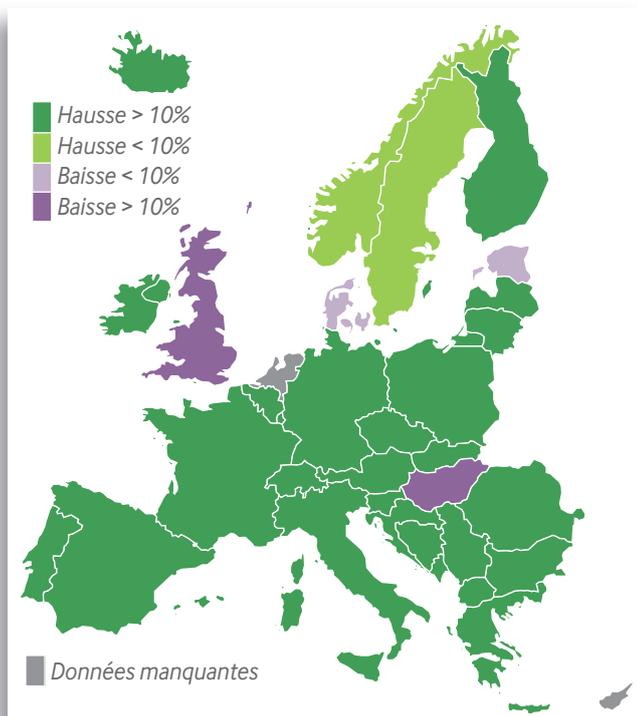
Part de la consommation couverte par les EnR hors hydraulique



Calculée sur 12 mois de juillet 2012 à juin 2013

Le premier semestre 2013 particulièrement pluvieux conduit à des niveaux de production hydraulique en hausse par rapport à l'année précédente dans la grande majorité des pays européens. En regard de l'augmentation de près de 11 % de la production hydraulique globale de l'ENTSO-E, la production issue des énergies fossiles diminue de 8 %.

Evolution de la production annuelle hydraulique



Calculée sur 12 mois glissants entre juin 2012 et juin 2013

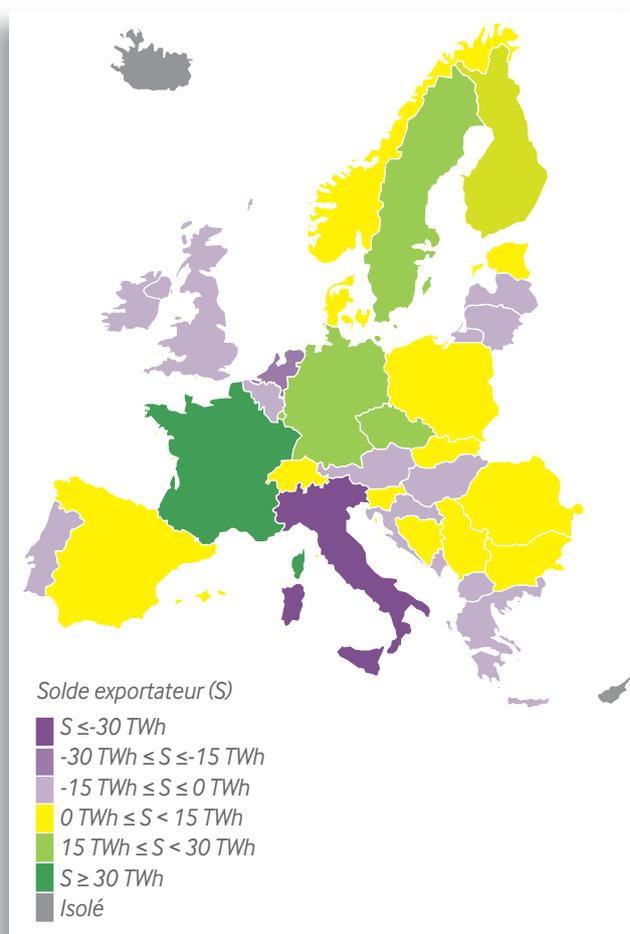
LA FRANCE EST LE PAYS LE PLUS EXPORTATEUR D'EUROPE

Sur la période de juillet 2012 à juin 2013, le bilan global des échanges physiques sur l'ensemble des pays membres d'ENTSO-E est quasiment à l'équilibre avec une dizaine de TWh importés depuis l'Est de l'Europe compensée par des exportations vers le Maroc et la Turquie.

La France, l'Allemagne, la République Tchèque et la Suède sont les pays les plus exportateurs et l'Italie le pays le plus importateur.

Cette configuration des bilans par pays est en très grande majorité stable par rapport à 2012. On note toutefois le changement de situation de la Suisse dont le solde des échanges devient importateur de septembre 2012 à avril 2013, puis de nouveau exportateur à partir de mai 2013.

Solde des échanges physiques



Calculé sur 12 mois de juillet 2012 à juin 2013



Les marchés de l'électricité reflètent un contexte de transition

DES PRIX DE MARCHÉ DE GROS RELATIVEMENT BAS ET DES ÉCARTS ENTRE PAYS PLUS FRÉQUENTS

Prix spot moyens sur les bourses de l'électricité



Sources : bourses européennes de l'électricité

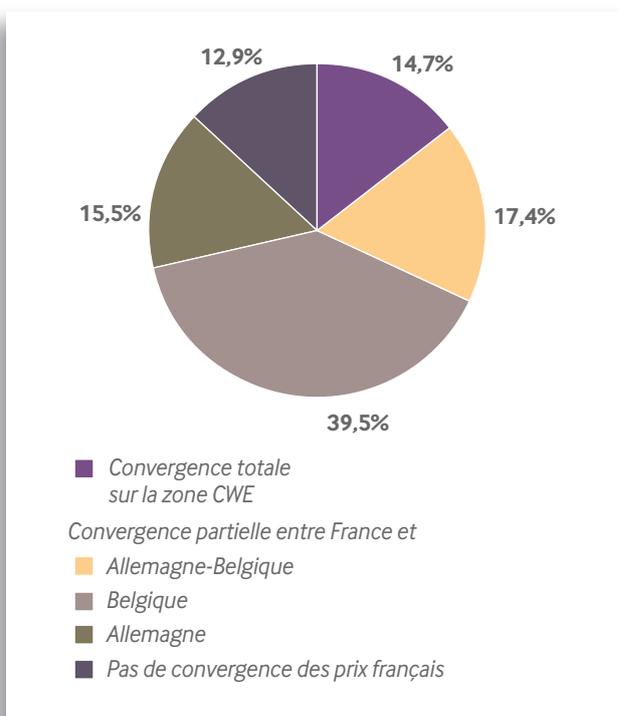
En 2013, la moyenne annuelle des prix spot de la bourse de l'électricité se situe à 43,2 €/MWh en France. Comparés aux pays voisins, ils sont parmi les moins élevés ; seule l'Allemagne en moyenne a des prix inférieurs.

En 2006, les marchés de l'électricité ont été couplés entre la France, la Belgique et le Luxembourg. Ce couplage a été étendu à l'Allemagne et aux Pays-Bas le 10 novembre 2010, créant ainsi la zone dite CWE (Central West Europe). Le couplage des marchés par les prix de ces différents pays a permis de créer une zone d'échange unique, et par conséquent des zones de prix convergents quand les capacités d'interconnexion ne limitent pas les échanges transfrontaliers.

Le taux de convergence représente la fréquence avec laquelle les prix sont identiques entre les différents pays de la zone CWE.

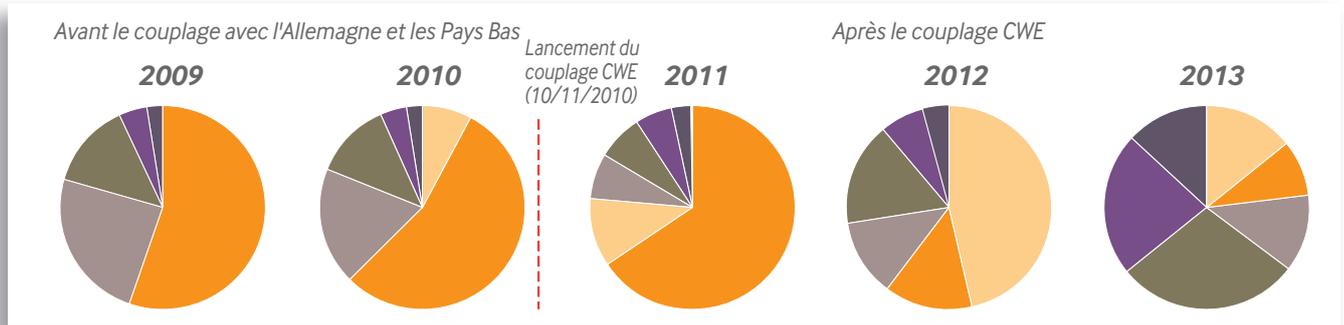
En 2013, les prix français convergent avec au moins un des pays de la zone CWE (couplage partiel ou total) pendant 87,1% du temps, avec en outre des prix identiques sur les marchés de toute la zone pendant 14,7% des heures de l'année⁶.

Convergence des prix français au sein de la zone CWE



⁶ Les prix des transactions sur les marchés spot sont fixés au pas horaire

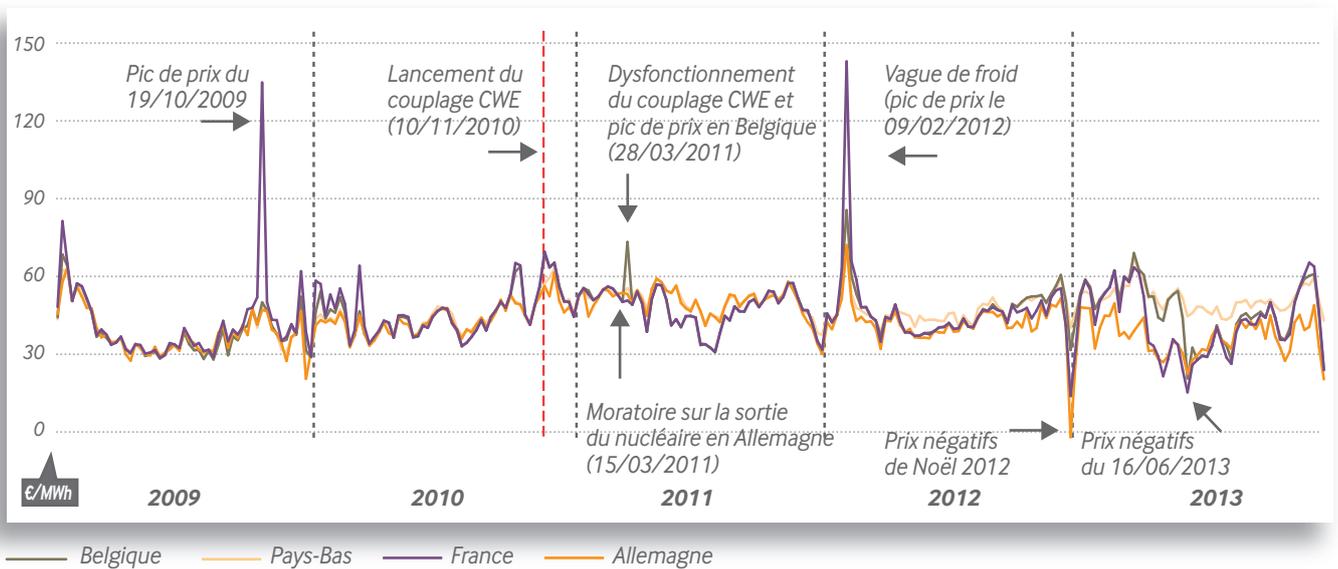
Écarts de prix au sein de la zone CWE



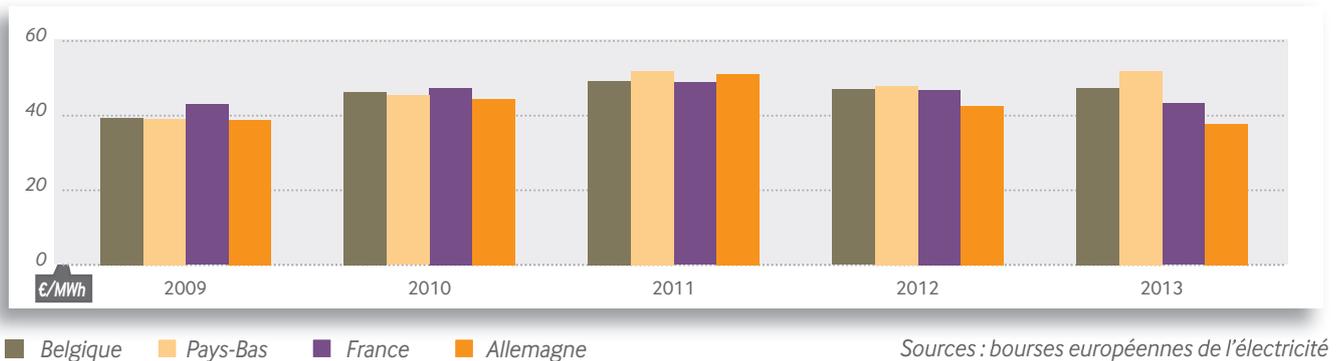
Écart entre le prix maximum et le prix minimum dans la zone CWE (en €/MWh)

■ E=0
 ■ 0<E<5
 ■ 5<E<10
 ■ 10<E<20
 ■ 20<E<30
 ■ E>30

Prix spot moyens hebdomadaires



Prix spot moyens annuels



En 2009, les différentiels de prix sont inférieurs à 5 €/MWh pendant près de 55% des heures de l'année. L'extension du couplage des marchés à l'Allemagne et aux Pays-Bas fin 2010 a favorisé la diminution des écarts de prix. Ils sont inférieurs à 5 €/MWh pendant plus des trois quarts des heures de l'année en 2011, première année complète pour le couplage CWE.

Les écarts de prix restent inférieurs à 5 €/MWh pendant 60% du temps en 2012 et seulement 23% en 2013.

Les tendances constatées sur les prix depuis 2009 reflètent l'évolution des mix énergétiques de chaque pays dans un contexte où le prix du charbon est devenu inférieur à celui du gaz.

Les moyennes annuelles des prix spot des pays de la zone CWE restent contenues dans une plage comprise entre 37 et 52 €/MWh sur cinq ans.

Un épisode exceptionnel de prix spot négatifs le dimanche 16 juin 2013

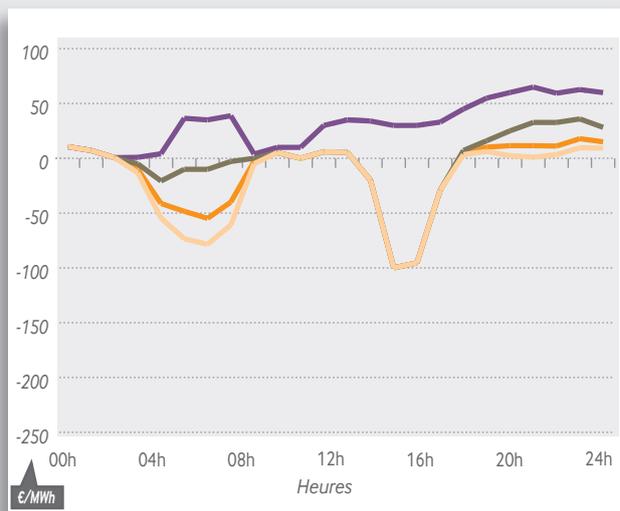
Les prix négatifs sont des épisodes rares, mais qui peuvent survenir lors des creux de consommation, par exemple lors de jours de fin de semaine, en raison de capacités de production difficilement modulables (nucléaire) ou fatales (hydraulique, EnR).

Prix horaires dans la zone CWE le 16 juin



— France et Belgique — Allemagne — Pays-Bas

Simulation Flow Based



— France — Belgique — Allemagne — Pays-Bas

Pour la première fois depuis le couplage de marché de la zone CWE, le prix moyen journalier français est négatif le 16 juin 2013 et s'établit à -41 €/MWh. Entre 5h00 et 8h00 le matin, les prix atteignent même -200 €/MWh. La formation de ces prix exceptionnellement bas s'explique notamment par un surplus de production peu flexible. En outre, s'il n'y a aucune observation de dysfonctionnement sur la bourse, on relève une plus faible liquidité que les dimanches précédents sur le marché français côté offre.

Entre 13h00 et 17h00 l'après-midi, les prix négatifs sont liés à une contagion provenant d'Allemagne qui écoule une forte production d'énergie renouvelable alors que la demande d'électricité reste faible. Sur cette plage horaire, près de 60% de la production totale allemande est d'origine solaire et éolienne avec une pointe de puissance qui culmine à 30,6 GW à 13h00.

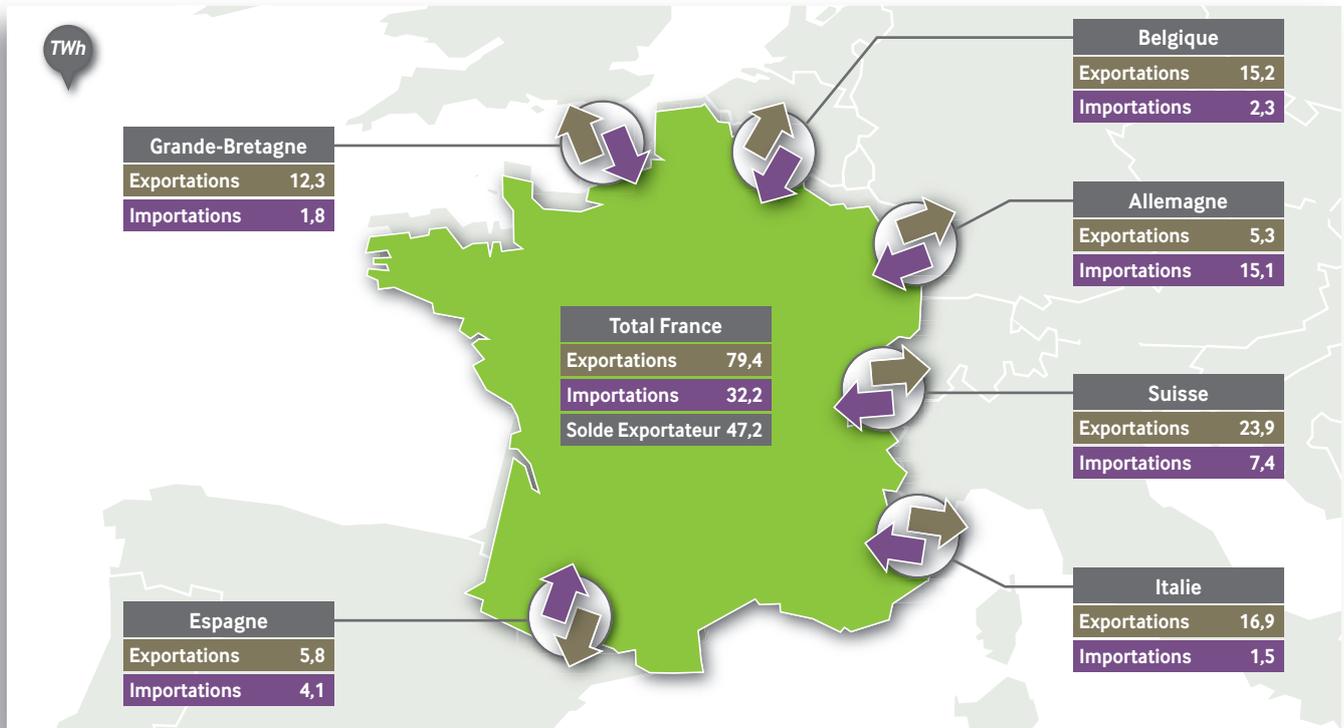
Le couplage de marchés Flow Based*, qui sera implémenté dans la zone CWE mi-2014, aurait permis d'atténuer cet épisode de prix négatifs, comme le montre la simulation basée sur les carnets d'ordres réels.

Dans le cas du 16 juin, le fait que des offres françaises non pourvues avec le mécanisme de couplage actuel puissent trouver preneur en Allemagne ou aux Pays-Bas, grâce à l'accroissement des capacités d'échange permis par le Flow Based, aurait eu pour effet de remonter le prix français. Le prix serait ainsi passé de -200 à -50 €/MWh.

(* Le Flow Based est une méthode de calcul des capacités d'échange complètement coordonnée entre les GRT ; elle est basée sur une modélisation plus fine du réseau qui permet d'évaluer instantanément l'influence d'un échange transfrontalier sur chaque ouvrage du réseau. Ainsi les échanges transfrontaliers sont optimisés au plus près des capacités physiques réelles du réseau, et reflètent les besoins du marché.

DES CAPACITÉS D'INTERCONNEXION TOUJOURS PLUS SOLLICITÉES

Bilan des échanges contractuels



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

Les échanges contractuels entre deux pays sont le résultat de transactions commerciales entre les acteurs du marché de ces deux pays. Les échanges physiques rendent compte quant à eux des flux d'électricité qui transitent réellement sur les lignes d'interconnexion reliant directement les pays.

Bilan sur la totalité des frontières

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*.

Bilan sur une seule frontière

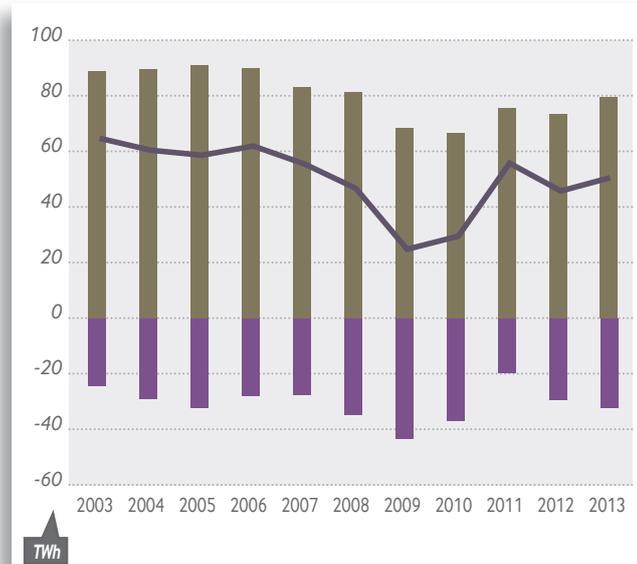
Si des échanges contractuels sont mis en place entre deux pays connectés physiquement en antenne (cas de la France et l'Espagne par exemple), l'électricité transite complètement par l'interconnexion entre ces deux mêmes pays.

En revanche, si deux pays sont connectés au sein d'un réseau maillé avec d'autres pays, le trajet physique de l'électricité peut traverser plusieurs frontières, en fonction des caractéristiques électriques (impédance) du réseau.

Par exemple sur la frontière France-Allemagne, un programme commercial importateur peut être en quelque sorte « contrebalancé » par des exports importants destinés à la Belgique, l'Italie ou la Suisse mais qui, d'un point de vue physique, vont transiter en partie par l'Allemagne. Ainsi en 2013, les différentiels de prix placent généralement la France en situation d'import vis-à-vis de l'Allemagne d'un point de vue commercial, tandis que d'un point de vue physique la France est au contraire en situation d'export sur cette frontière.

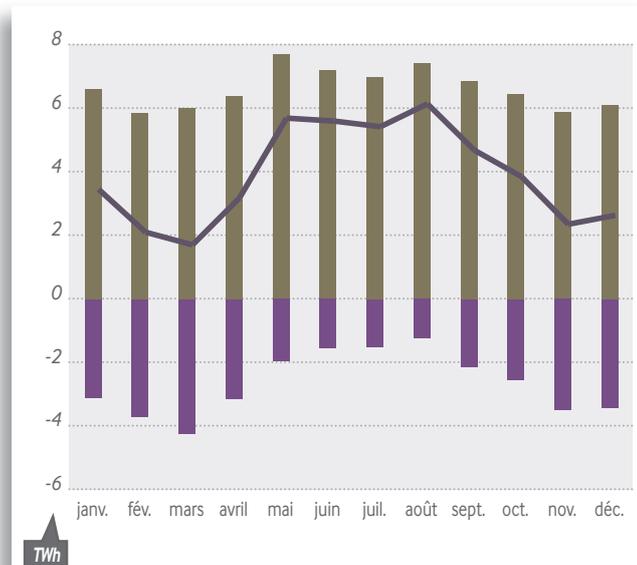
* Des différences mineures peuvent subsister du fait de la prise en compte pour le calcul des échanges physiques d'exportations sur des lignes frontalières en antenne (Andorre, Jersey, industriels frontaliers), d'échanges réalisés sur des réseaux de distribution, des droits d'eau (pour les centrales hydroélectriques à participation française situées à l'étranger en zone frontalière) et d'écarts de réglage.

Echanges contractuels



■ Exportations ■ Importations — Solde exportateur

Echanges contractuels mensuels

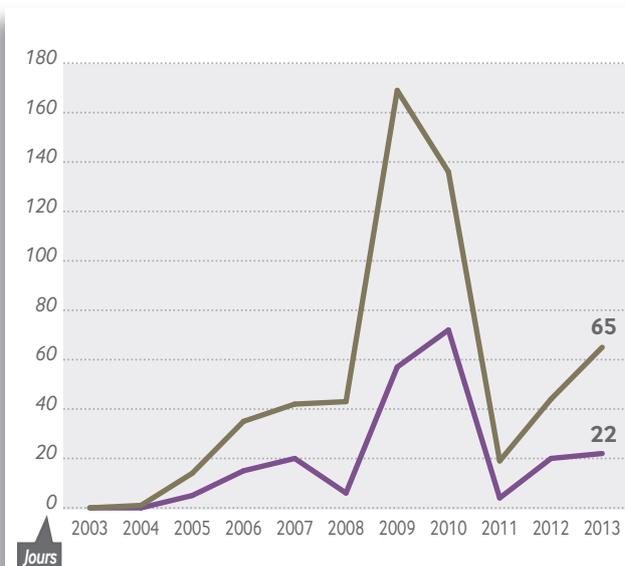


■ Exportations ■ Importations — Solde exportateur

La France conserve un solde exportateur global positif de 47,2 TWh, en hausse par rapport à 2012, avec 79,4 TWh d'exports et 32,2 TWh d'imports.

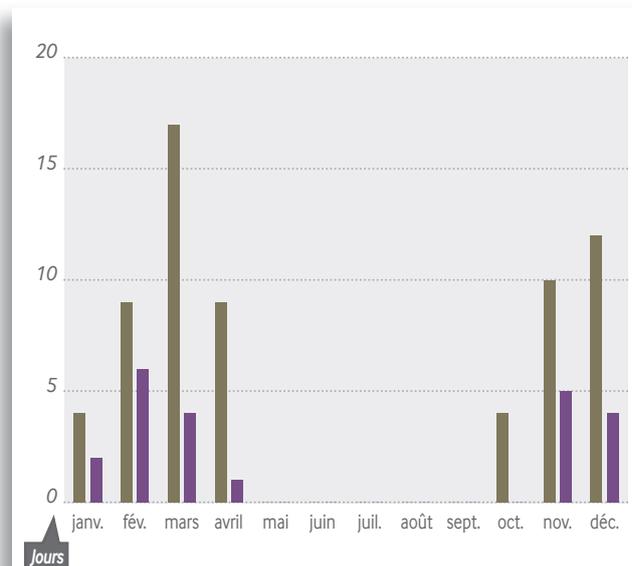
La France est exportatrice nette tous les mois de l'année en 2013, contrairement à 2012 où la situation avait été importatrice en février à l'occasion de la vague de froid.

Nombre de jours avec un solde des échanges contractuels importateur



— Nombre de jours avec un solde importateur en puissance
— Nombre de jours avec un solde importateur en énergie

Nombre de jours avec un solde des échanges contractuels importateur par mois

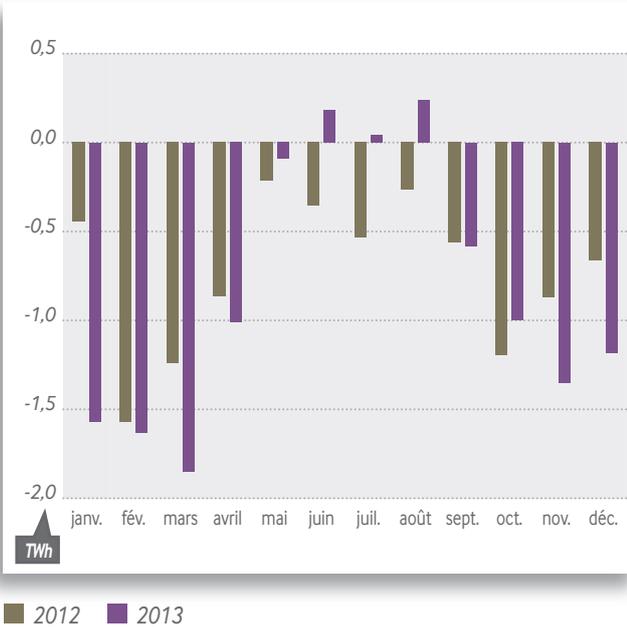


■ Nombre de jours avec un solde importateur en puissance
■ Nombre de jours avec un solde importateur en énergie

La majorité des 65 jours présentant au moins une heure avec un solde des échanges contractuels importateur ainsi que la majorité des 22 journées d'importations en énergie se concentrent sur les mois les plus froids de l'année, de janvier à avril et d'octobre à décembre.

Allemagne

Solde exportateur des échanges avec l'Allemagne



Les mois de janvier à avril 2013 présentent un solde plus importateur que 2012 compte tenu de températures froides en début de printemps. De juin à août, les soldes mensuels deviennent exportateurs, ce qui ne s'était pas produit depuis septembre 2011. A partir de septembre, le solde redevient importateur, en particulier en novembre et décembre.

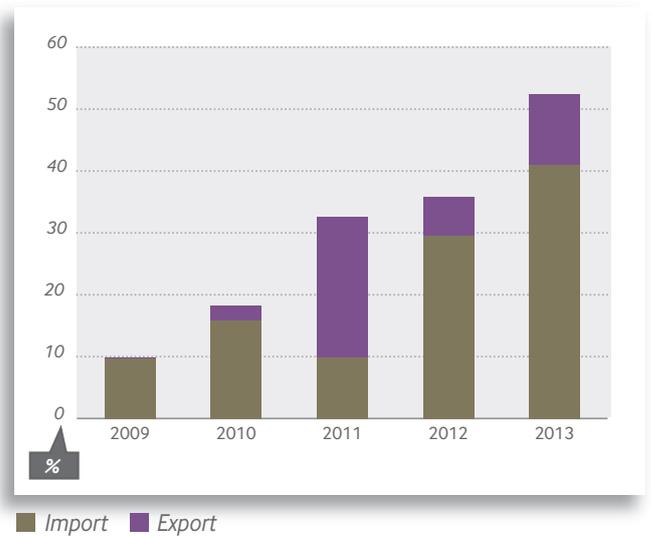
En cumul annuel, le bilan final des échanges avec l'Allemagne est légèrement plus importateur en 2013 (9,8 TWh) qu'en 2012 (8,7 TWh).

La production d'énergie renouvelable représente aujourd'hui une part importante du mix énergétique

allemand. Elle peut également avoir un impact significatif sur les changements d'orientation des échanges transfrontaliers avec la France.

Sur l'exemple présenté dans le graphique ci-après, correspondant aux jours ouvrés d'une semaine ensoleillée, les périodes d'importation française coïncident avec des niveaux de production photovoltaïque élevés en Allemagne, le cas échéant renforcées lorsque la production éolienne est importante.

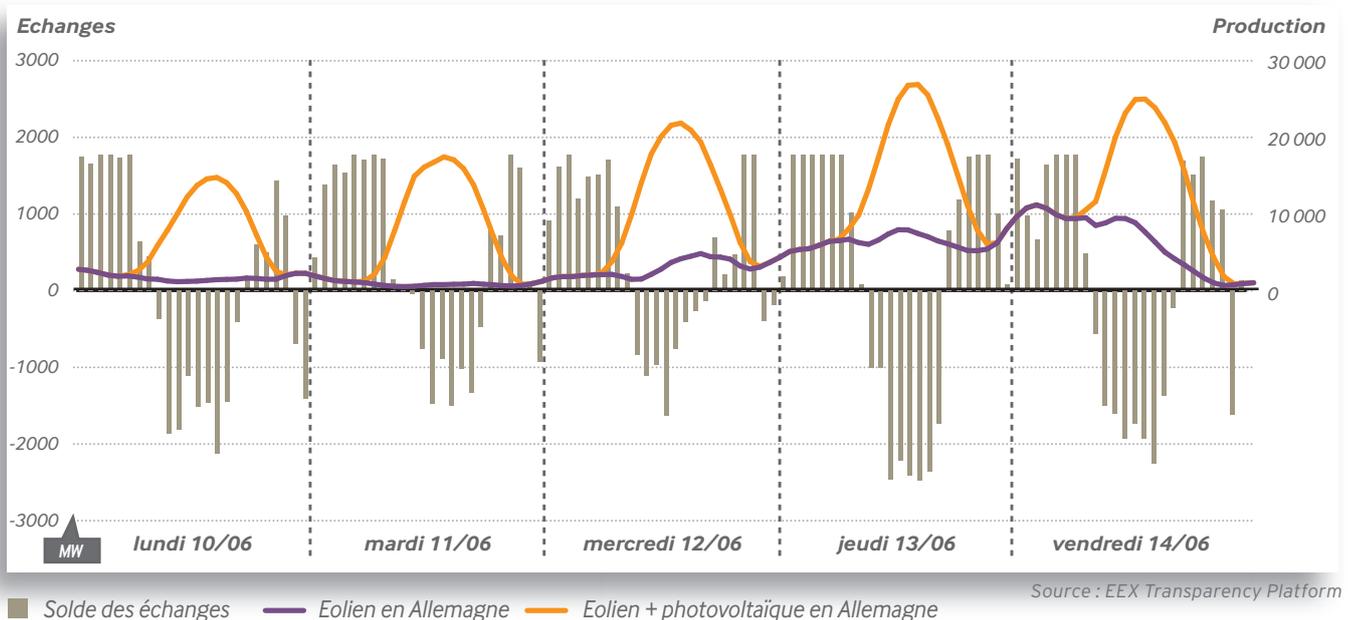
Pas horaires pour lesquels l'interconnexion France-Allemagne est saturée* en J-1



* On parle de saturation lorsque le solde des échanges commerciaux atteint une capacité limite déterminée par les GRT et permettant d'assurer la sûreté du réseau. En 2013 sur France-Allemagne, cette limite se situe en moyenne à 2600 MW en import et 1800 MW en export.

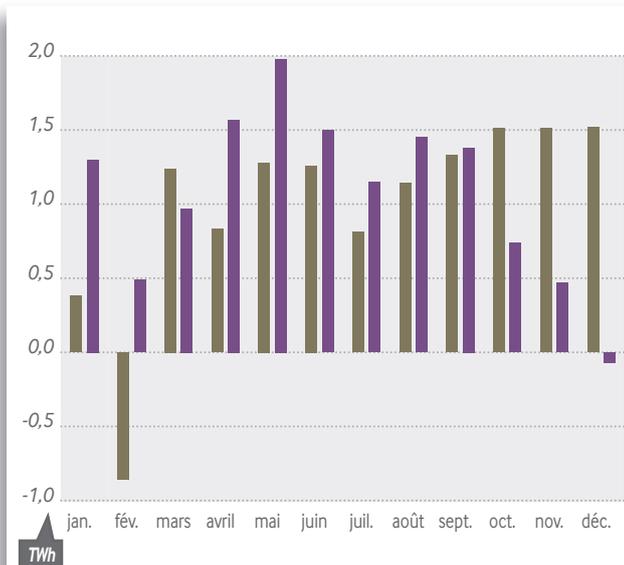
Les interconnexions entre la France et l'Allemagne sont saturées pendant plus de la moitié du temps, soit presque cinq fois plus qu'en 2009. Cette tendance confirme le besoin de développer les capacités d'échange entre les deux pays.

Evolution comparée du solde des échanges sur la frontière franco-allemande et de la production éolienne et photovoltaïque en Allemagne



Belgique

Solde exportateur des échanges avec la Belgique

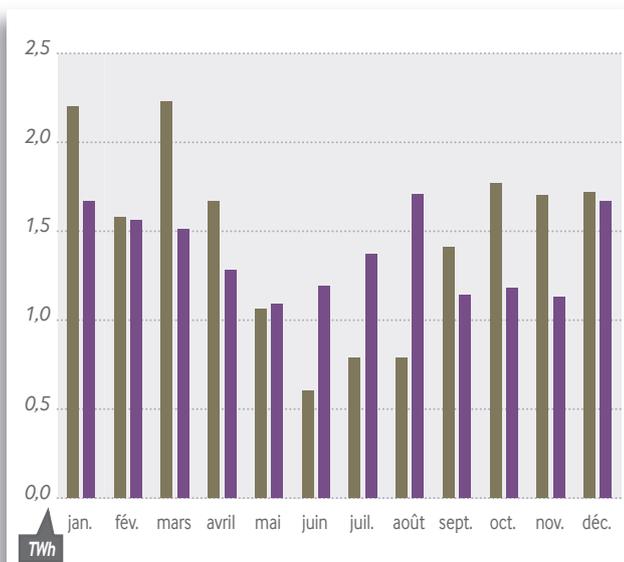


■ 2012 ■ 2013

Les exportations vers la Belgique (15,2 TWh) progressent par rapport à l'année dernière avec des soldes mensuels toujours positifs à l'exception du mois de décembre, marqué par des températures rigoureuses pendant la première quinzaine et l'impact de la thermosensibilité sur la consommation en France.

Suisse

Solde exportateur des échanges avec la Suisse

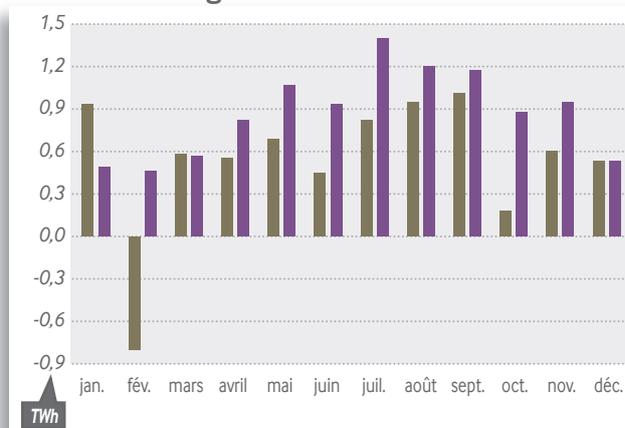


■ 2012 ■ 2013

Le solde annuel des échanges diminue légèrement par rapport à 2012 tout en restant positif à 16,5 TWh. Le niveau élevé d'exportation en été est à rapprocher de la bonne disponibilité des parcs nucléaire et hydraulique français.

Grande-Bretagne

Solde exportateur des échanges avec la Grande-Bretagne

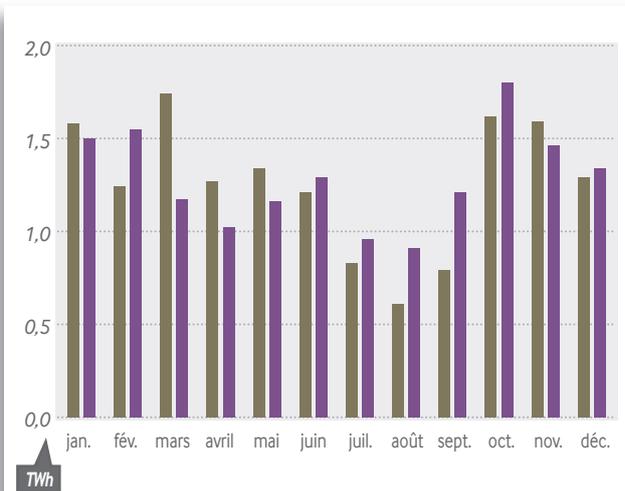


■ 2012 ■ 2013

Les exportations vers la Grande-Bretagne augmentent sensiblement cette année et atteignent 12,3 TWh. La disponibilité de l'interconnexion est en progrès par rapport à 2012 où elle avait été limitée par de nombreux travaux, notamment sur juin, juillet et octobre. Par ailleurs, la fermeté des prix du gaz maintient un différentiel de prix de l'électricité avec la France en faveur de l'exportation de la France vers la Grande-Bretagne.

Italie

Solde exportateur des échanges avec l'Italie

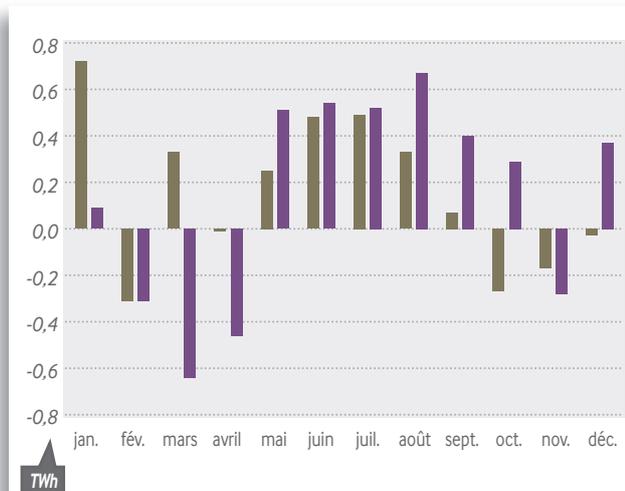


■ 2012 ■ 2013

La situation est fortement exportatrice vis-à-vis de l'Italie à hauteur de 15,4 TWh. On observe cependant un creux en été. Il s'explique par une réduction des capacités d'échange, liée en partie à des opérations de maintenance mais aussi à des contraintes de sûreté sur le réseau italien. En effet, en raison de l'apport important de sa filière photovoltaïque, l'Italie doit limiter ses importations les jours de faible consommation afin de maintenir en activité suffisamment de groupes thermiques pour permettre la modulation de ses capacités de production.

Espagne

Solde exportateur des échanges avec l'Espagne

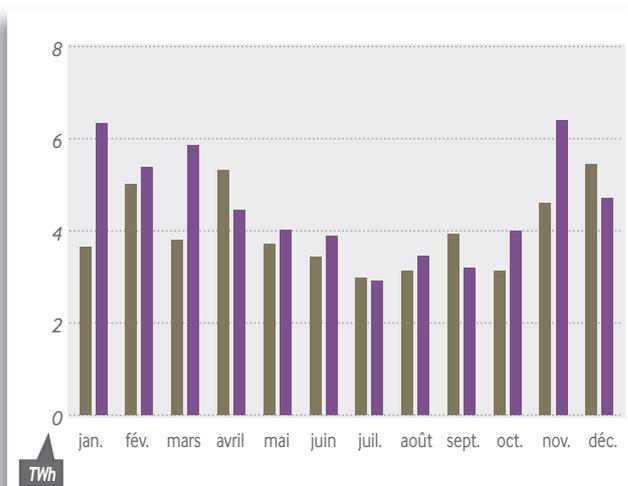


■ 2012 ■ 2013

Le solde annuel des échanges de la France vers l'Espagne est positif, à un niveau comparable à celui de 2012.

L'année est marquée par des fortes importations depuis l'Espagne de février à avril. Pendant ces trois mois, les prix espagnols sont exceptionnellement bas avec un écart moyen de 23 €/MWh avec la France du fait d'une production éolienne espagnole importante alors que les prix français sont restés soutenus en raison des températures fraîches.

Production éolienne de l'Espagne



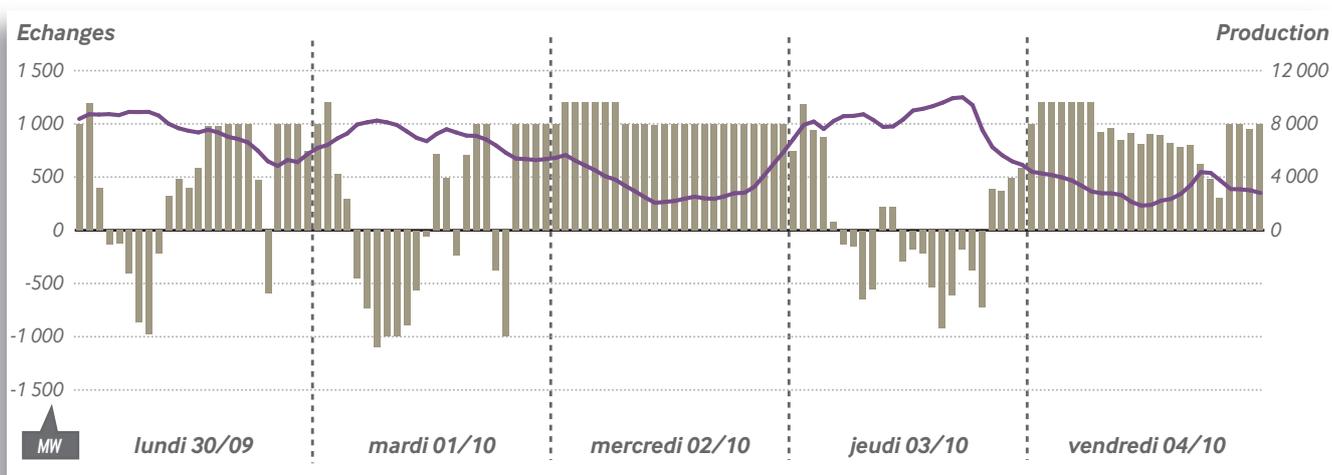
■ 2012 ■ 2013

Source : Red Eléctrica de Espana

Les soldes mensuels redeviennent nettement exportateurs à partir du mois de mai, hormis en novembre (forte production éolienne espagnole).

Bien que majoritairement importatrice, l'Espagne voit sa production éolienne peser davantage dans le mix énergétique du pays. A titre d'exemple, le graphique ci-dessous présente l'évolution au pas horaire du solde des échanges avec l'Espagne en regard de la production éolienne injectée sur le réseau espagnol sur cinq jours ouvrés d'automne.

Evolution comparée du solde des échanges à la frontière franco-espagnole et de la production éolienne* en Espagne



■ Solde des échanges — Eolien en Espagne

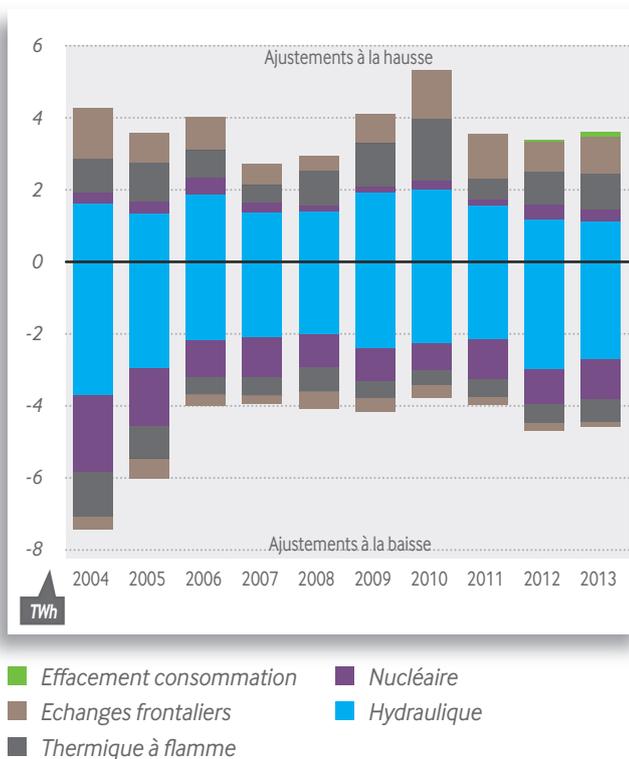
* prévisions de production éolienne en J-1

Source : Red Eléctrica de Espana

LES MÉCANISMES D'AJUSTEMENT ET D'ÉQUILIBRAGE JOUENT UN RÔLE TOUJOURS CROISSANT

Le mécanisme d'ajustement permet à RTE de disposer à tout moment de réserves de puissance mobilisables dès qu'un déséquilibre entre l'offre et la demande se produit. L'acteur d'ajustement communique les conditions techniques et financières auxquelles RTE peut lui demander de modifier ses programmes de production, de consommation ou d'échanges.

Volumes ajustés sur le mécanisme d'ajustement



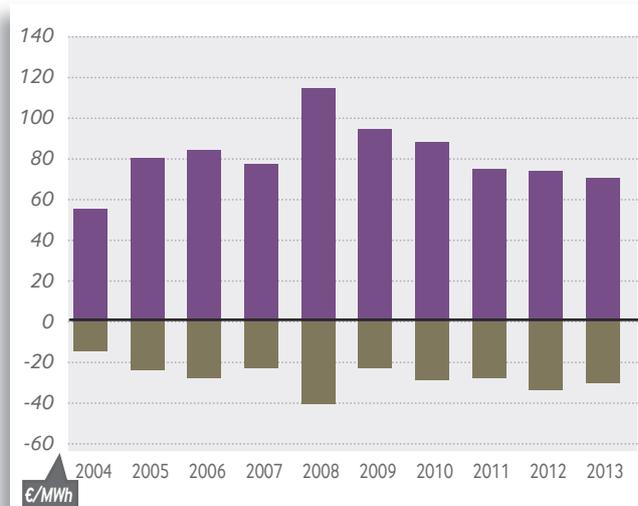
Ce mécanisme qui a été mis en place le 1^{er} avril 2003 fête cette année ses 10 ans d'existence.

Pour la neuvième année (sur dix, à l'exception de 2010), le volume d'ajustement est sur l'ensemble de l'année légèrement plus important à la baisse qu'à la hausse.

En 2013 les volumes ajustés se maintiennent à un niveau relativement faible, de l'ordre de 1% du total du volume d'activité des responsables d'équilibre.

Les participations au mécanisme d'ajustement sont apportées par les filières hydraulique, thermique à flamme et nucléaire, les échanges aux frontières et, dans une moindre mesure, les effacements de consommation. Le volume des effacements a néanmoins été multiplié par sept depuis 2010 et représente 20 GWh en 2013.

Coût moyen des ajustements

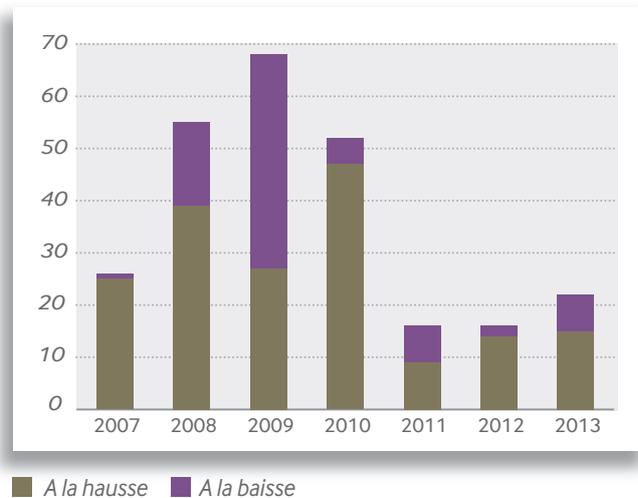


■ A la hausse (versé par RTE aux acteurs)

■ A la baisse (versé par les acteurs à RTE)

Ce coût moyen inclut les éventuels coûts de démarrage

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



■ A la hausse ■ A la baisse

* 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.

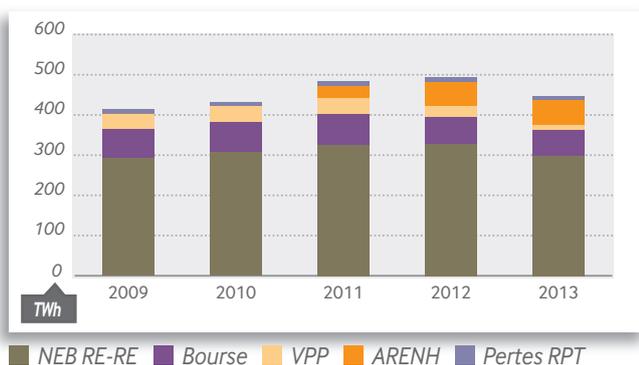
Parmi les situations tendues de l'année 2013, la journée du 28 mars a été marquée par un mouvement social chez plusieurs producteurs. Un mode dégradé a été émis et le prix moyen pondéré des offres activées à la hausse sur le mécanisme d'ajustement a atteint 237 €/MWh.

Le dispositif de responsable d'équilibre offre l'opportunité aux consommateurs, producteurs, commercialisateurs ou traders, de procéder à tous les types de transactions commerciales sur le marché de l'électricité. 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 les 175 responsables d'équilibre disposant d'un contrat valide fin 2013, soit neuf de plus par rapport à fin 2012, 128 sont réellement actifs. Seuls 28 procèdent à des injections et des soutirages physiques sur le réseau à hauteur d'au moins 10% de leur activité totale.

Le total des activités déclaratives de l'ensemble des responsables d'équilibre (transactions sur les marchés et Imports/Exports) est globalement du même ordre de grandeur que le total des activités purement physiques (injection et soutirage physique).

Transactions des responsables d'équilibre sur les marchés



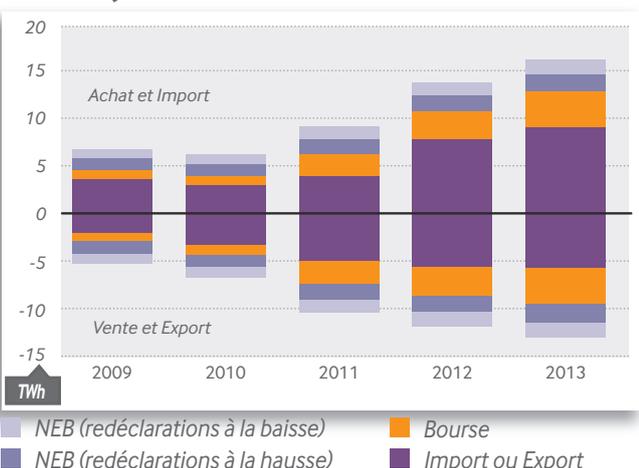
En 2013, on constate :

- Un recul sensible du volume des opérations sur le marché de gré à gré (Notification d'Echange de Blocs ou NEB) entre responsables d'équilibre par rapport aux niveaux atteints en 2012 (-10,1%). La vague de froid de février 2012 s'était traduite par une augmentation des échanges entre responsables d'équilibre.

- L'extinction progressive des « Virtual Power Plants » (VPP), suite à la décision de la Commission Européenne du 30 novembre 2011, qui ne pèsent plus que 8,5 TWh en 2013, contre 27,6 TWh en 2012 et 40,3 TWh en 2011.

- L'ancrage du mécanisme d'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH) dans le paysage français, depuis son lancement mi-2011, avec un volume total de 64,4 TWh en 2013 contre 60,8 TWh en 2012.

Transactions des responsables d'équilibre en infra-journalier



L'utilisation des mécanismes infra-journaliers continue à se développer. Ils sont mis à la disposition des acteurs afin de les aider à faire face aux aléas et à se rééquilibrer à courte échéance.

En 2013 le solde net des réajustements infra-journaliers des acteurs est importateur en France.

DE NOUVEAUX MÉCANISMES DE MARCHÉ EN PERSPECTIVE

Depuis sa création, RTE met en place, en concertation avec les acteurs de marché, les mécanismes qui permettent l'ouverture du marché français de l'électricité et son intégration dans le marché européen.

Le couplage journalier par les prix des marchés de la région CWE a fortement contribué à une meilleure optimisation économique du système électrique en permettant une plus grande harmonisation des prix de marché dans cette zone et une meilleure allocation des capacités d'interconnexion disponibles. L'extension du couplage par les prix à la région NWE (région CWE, Grande-Bretagne et pays nordiques) début 2014, puis vers le sud-ouest (Espagne, Portugal) et le sud-est (Italie et ses frontières nord) marquera une nouvelle étape importante pour l'intégration du marché européen de l'électricité.

Par ailleurs, un couplage des marchés « Flow-Based » est également prévu en 2014. Il s'agit de la mise en place d'une nouvelle méthode de calcul et d'allocation des capacités d'échange d'électricité pour la région CWE. Avec cet algorithme, les échanges transfrontaliers sont optimisés au plus près des capacités physiques réelles du réseau.

RTE contribue aussi au renforcement de la flexibilité du système électrique à travers de nouvelles initiatives du côté de l'offre et de la demande.

RTE expérimente depuis la fin de l'année 2013 avec la communauté des acteurs du système électrique un mécanisme de valorisation des effacements de consommation : les Notifications d'Echange de Blocs d'Effacement (NEBEF). Le premier effacement basé sur ce mécanisme a été notifié à RTE pour la journée du 8 janvier 2014.

D'autre part, RTE travaille en 2014 à la participation expérimentale des sites de soutirage aux services système fréquence, et à l'industrialisation du dispositif d'échange de ces services entre les différents acteurs du marché.

Enfin, RTE a ouvert en septembre 2013 une consultation auprès des acteurs du marché de l'électricité sur les règles du mécanisme de capacité prévu par la loi relative à la nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) adoptée en décembre 2010. Ce mécanisme vise à améliorer la gestion économique de la problématique de la pointe de consommation d'électricité tout en garantissant la sûreté du système électrique. Le démarrage du marché de capacité est prévu fin 2015.



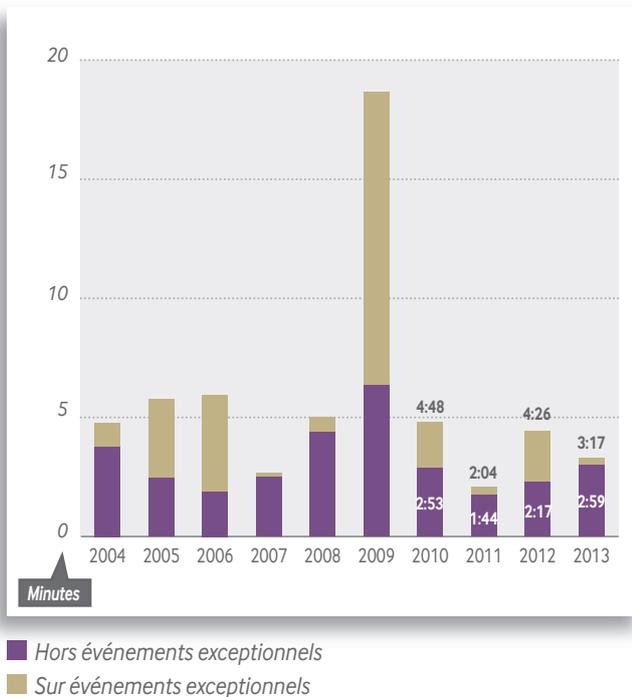
**RTE adapte son réseau pour
accompagner les évolutions du
système énergétique**

UN NIVEAU DE QUALITÉ DANS LA MOYENNE DE LA DERNIÈRE DÉCENNIE

En 2013, le temps de coupure équivalent (TCE) des clients de RTE s'établit à 2mn 59s hors événements exceptionnels. Ce résultat se situe dans la moyenne de ces dix dernières années (3mn 03s). Trois événements concernant des clients industriels ne disposant pas d'alimentation de secours représentent à eux seuls plus de 30% du TCE total.

Au cours de cette année, deux événements classés exceptionnels portent le TCE, toutes causes confondues, à 3mn 17s : un accident d'hélicoptère, et l'épisode d'orages violents des 26 et 27 juillet sur un axe sud-ouest nord-est.

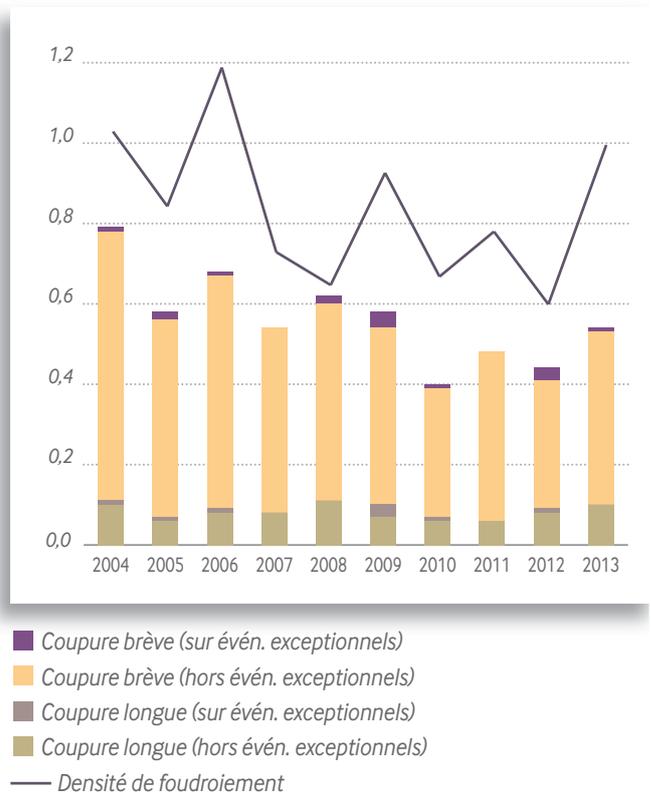
Temps de coupure équivalent



La fréquence de coupure hors événements exceptionnels est en légère augmentation et s'élève à 0,53. Ce résultat se situe légèrement en dessous de la moyenne de ces dix dernières années (3mn 15s).

La régulation incitative de la qualité de l'électricité fixe un cadre conduisant à l'application d'un bonus ou d'un malus financier. Le TCE de 2013 est supérieur à la cible fixée à 2mn 24s hors événements exceptionnels. La fréquence de coupure est quant à elle inférieure à la cible de 0,60, prise en compte depuis cette année.

Fréquences de coupure

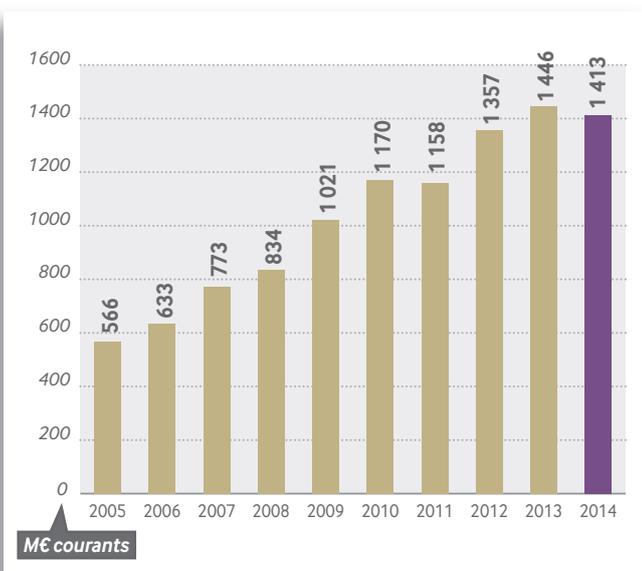


Malgré des conditions météorologiques 2013 plutôt défavorables, avec notamment une densité de foudroiement (0,99/km²) parmi les plus élevées de la dernière décennie, l'implication des équipes de RTE a permis de maintenir un niveau de qualité comparable à celui de la dernière décennie.

RTE INVESTIT POUR ADAPTER LE RÉSEAU EN PHASE AVEC LES BESOINS ACTUELS ET À VENIR

En 2013, le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 1,4 milliard d'Euros.

Investissements de RTE



Les principaux investissements à ce titre ont porté sur les travaux de construction de la ligne à courant continu permettant de renforcer l'interconnexion entre la France et l'Espagne par l'est des Pyrénées, les remplacements de conducteurs permettant de sécuriser les flux sur les axes 400 kV Baixas-Gaudière et Montélimar-Lyon, ainsi que la finalisation des travaux sur la ligne Cotentin-Maine (mise en service en avril 2013). Les investissements ont également compris d'importants programmes d'installation de moyens de compensation réactive permettant de garantir la tenue de tension lors de périodes de froid et, dans certaines situations, de transits transfrontaliers. Par ailleurs, 30% des investissements sur les ouvrages de réseau ont concerné du renouvellement permettant le maintien de la qualité de service.

Le montant du programme d'investissement 2014 de RTE est de 1 413 M€ (périmètre régulé par la CRE). Cette stabilité s'explique par la combinaison de deux facteurs : d'une part la fin de gros chantiers structurants (ligne Cotentin-Maine, projet France-Espagne), qui est compensée, d'autre part, par la poursuite de la montée en puissance d'investissements régionaux (avec notamment la réalisation de nombreux projets de sécurité d'alimentation de régions - PACA, Vendée - ou de grandes agglomérations - Bordeaux, Montpellier, Perpignan, Laval, etc.). Les investissements de RTE s'inscrivent dans un contexte de besoins croissants dans les années à venir pour 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), l'intégration énergétique européenne (par le renforcement des capacités transfrontalières d'échanges), la sûreté d'exploitation des réseaux et la qualité d'alimentation des zones de consommation et des territoires.

LA LIGNE COTENTIN-MAINE EST MISE EN SERVICE

Avec 104 983 km de circuits en exploitation, on observe en 2013 un développement du réseau RTE caractérisé par l'augmentation de la longueur des circuits souterrains, mais également, avec la mise en service du projet Cotentin-Maine, une augmentation significative de la longueur des circuits aériens.

Globalement, la longueur du réseau en exploitation augmente de 300 km en 2013.

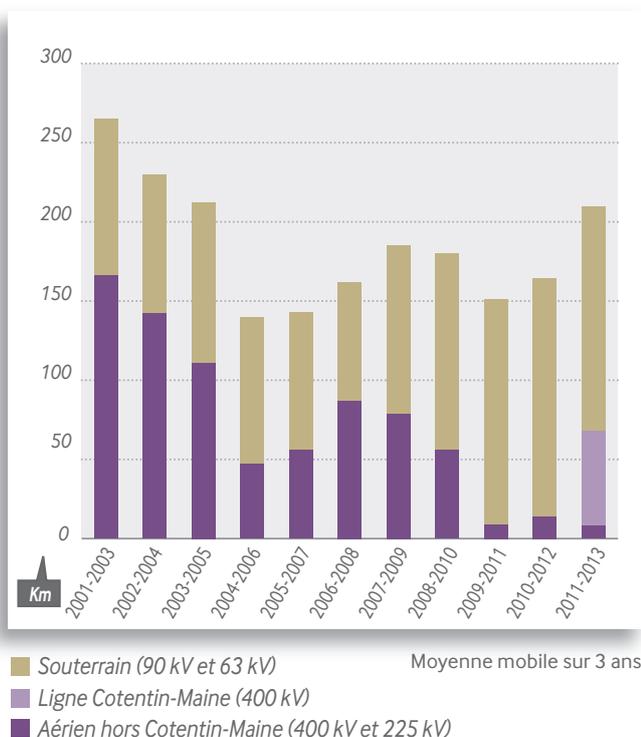
Longueur de circuits en exploitation (km)	Aérien	Souterrain	Total
Au 31 décembre 2012	100 494	4 190	104 684
Neuf	748	153	901
<i>nouveau</i>	343	100	443
<i>renouvelé</i>	405	22	427
<i>aérien mis en souterrain</i>	0	31	31
Déposé	-495	-11	-506
Autres modifications	-73	-23	-96
Au 31 décembre 2013	100 674	4 309	104 983

On note également pour l'année 2013, le raccordement de cinq nouveaux postes THT dont trois postes clients. On retiendra le poste électrique 400 kV de Fruges dans le Pas-de-Calais et le poste électrique 225 kV de Morihan en Ille-et-Vilaine. Le raccordement du poste 400 kV de Fruges n'a pas entraîné la création de circuits aériens neufs. Lors des raccordements des nouveaux postes 225 kV, la mise en service de liaisons contribue à faire évoluer pour cette tension le réseau essentiellement en technique souterraine. Cela concerne près de 10 km en 2013.

L'événement phare de l'année 2013 sur le réseau est l'aboutissement du projet de ligne aérienne 400 kV Cotentin-Maine, d'une longueur de circuit de 340 km, correspondant à un tracé de 170 km. Après sept années de concertation et un peu plus d'un an de travaux, elle a été mise en service en avril 2013. Cette ligne permettra dans le futur d'insérer sur le réseau l'énergie produite par le nouveau réacteur EPR du site de Flamanville et par les énergies marines renouvelables (parcs éoliens offshore et hydroliens). Dès à présent, elle contribue à sécuriser l'alimentation électrique du Grand Ouest. La ligne Cotentin-Maine représente un investissement de l'ordre de 440 M€.

La longueur moyenne (sur trois ans) des liaisons aériennes neuves en 225 kV et 400 kV évolue donc de façon significative pour atteindre un niveau très supérieur à la tendance observée depuis plusieurs années.

Liaisons neuves



Par ailleurs, les travaux de remplacement de conducteurs ont concerné 356 km de circuits sur des lignes aériennes 225 kV et 400 kV. On peut notamment citer Baixas-Gaudière dans les Pyrénées-Orientales en 400 kV, Eguzon-Ste Feyre et La Mole-Ste Feyre dans la Creuse en 225 kV.

Dans un but de sécurisation du réseau électrique, certains ouvrages aériens en 63 kV et 90 kV ont fait l'objet de travaux de renouvellement des conducteurs pour un total de 49 km de circuits. Par ailleurs, moins de 200 m de circuits neufs ont été mis en service.

Pour illustrer les travaux réalisés, on peut mentionner les liaisons 90 kV Criquet-Port Jérôme en Seine-Maritime, 90 kV Lusignan-Piquage Chantecorps dans la Vienne et 63 kV Le Creusot-Henri Paul en Saône-et-Loire.

UN DÉVELOPPEMENT MODÉRÉ DU RÉSEAU SOUTERRAIN 63-90 kV EN 2013

Le taux de mise en souterrain des nouveaux ouvrages construits en tension 63 kV et 90 kV continue de progresser pour atteindre 99,8% en 2013 et 93% en moyenne sur les trois dernières années.

Taux de mise en souterrain en 63 kV et 90 kV



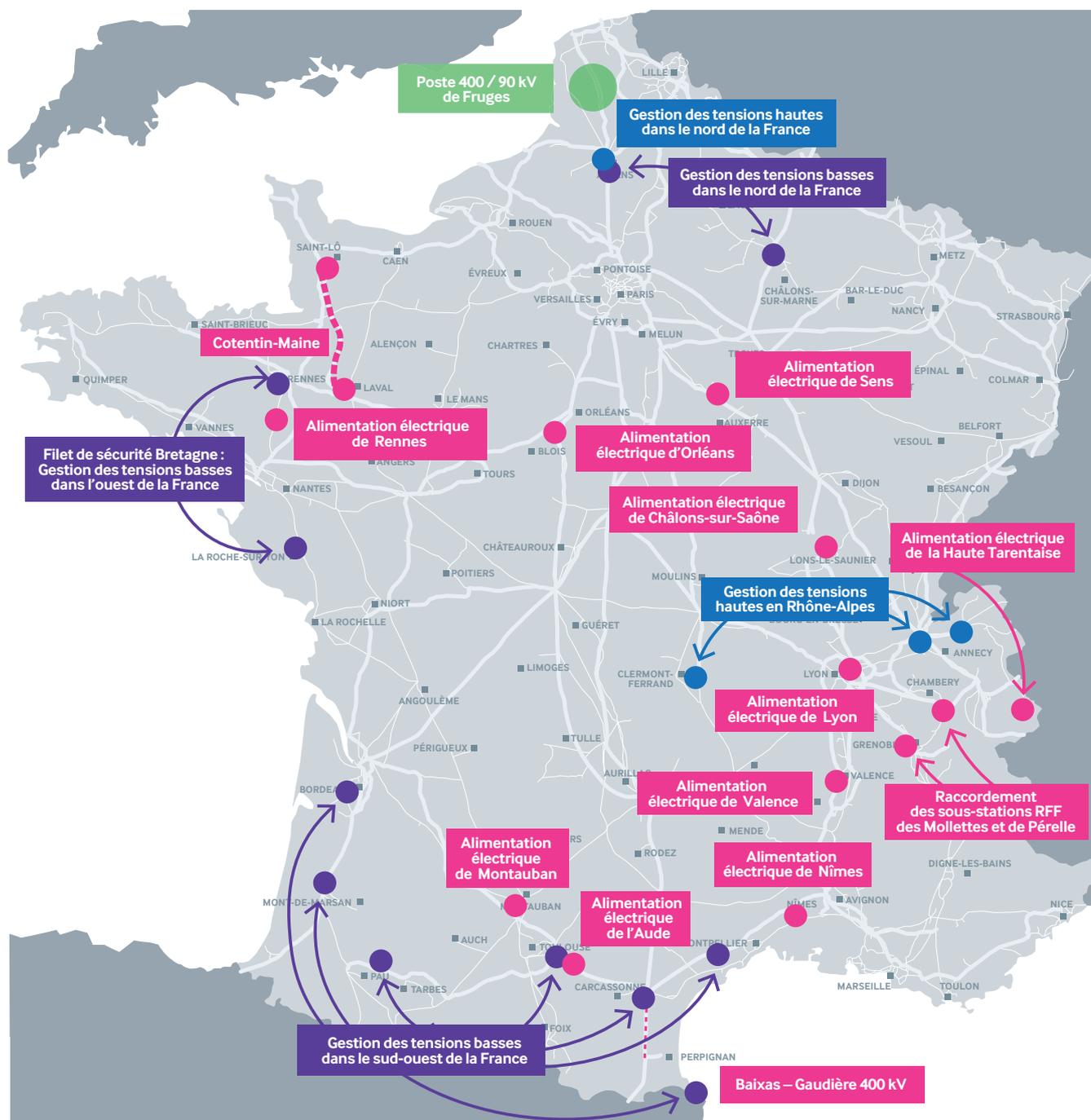
Moyenne mobile sur 3 ans

Le nombre des mises en service des liaisons souterraines neuves en 63 kV et 90 kV est stable sur les trois dernières années. En 2013, 110 km de circuits ont été mis en exploitation, contre 208 en 2012 et 136 en 2011. De plus, 22 km de lignes souterraines en 63 kV et 90 kV ont été renouvelées en 2013.

Près de 6% du réseau existant en 63 kV et 90 kV est souterrain. Ce taux peut néanmoins varier d'une région à l'autre en fonction de caractéristiques telles que la densité de population, la géographie physique (plaine, montagne), l'existence de zones protégées ou le surcoût pour la collectivité par rapport à la solution aérienne.

Si la majorité des ouvrages construits en souterrain concerne les tensions 63 ou 90 kV, on note cependant la mise en service de 21 km de câbles souterrains neufs en 225 kV. On peut citer notamment la liaison Richardet-Sonnette, en Seine-Saint-Denis et la liaison Moirans-Perelle, dans l'Isère. Ces nouvelles liaisons mises en souterrain ont généralement pour dénominateur commun leur localisation proche d'une grande agglomération.

CARTE DES PRINCIPALES MISES EN SERVICE EN 2013



RÉSEAU EXISTANT

- Ligne 400 kV
- Ligne 225 kV

RÉSEAU EN PROJET

- - - Renforcement de ligne
- - - Création de nouvelle ligne
- ⊠ Création à l'étude
- Création ou adaptation de poste électrique
- Gestion des tensions basses
- Gestion des tensions hautes
- Maîtrise des intensités de court-circuit
- Stabilité du réseau
- Accueil de production
- Cycle combiné gaz
- Énergies renouvelables

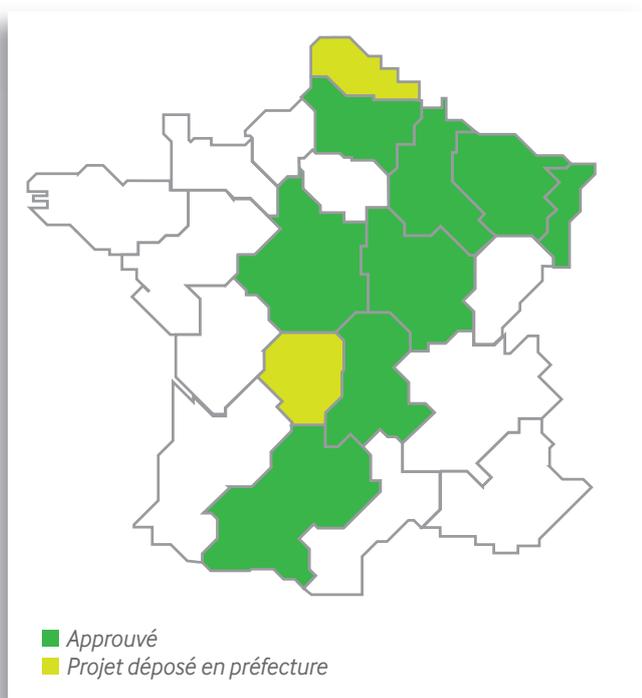
DES SCHÉMAS DE RACCORDEMENT POUR L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES SUR LE RÉSEAU

L'augmentation actuelle de la capacité de production issue d'énergies renouvelables nécessite une adaptation du réseau de transport d'électricité. En effet, comme ces installations de production ont la particularité d'être « décentralisées », le réseau de transport doit être renforcé pour pouvoir les accueillir et ainsi relier ces divers lieux de production aux pôles de consommation.

Cette adaptation du réseau de transport a lieu à travers les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR). Ceux-ci prennent en compte les objectifs en termes d'énergies renouvelables des Schémas Régionaux Climat Air Environnement (SRCAE) ainsi que les capacités d'accueil du réseau électrique. Ils sont élaborés par RTE en accord avec les gestionnaires de réseaux de distribution et en concertation avec les parties prenantes régionales. A fin 2013, huit S3REnR ont été approuvés et deux ont été déposés en préfecture pour approbation.

Quand les capacités d'accueil sont suffisantes, les S3REnR réservent aux énergies renouvelables une capacité par poste électrique pour une durée de dix ans. Dans le cas contraire, des solutions de renforcement ou de création de lignes ou postes électriques sont proposées. Les coûts associés à la création de réseau sont répartis entre producteurs sur un périmètre de mutualisation par un calcul de quote-part.

Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables



RTE PRÉPARE AUJOURD'HUI LE RÉSEAU DE DEMAIN

Liaison transfrontalière France-Espagne

Cette liaison entièrement souterraine entre Baixas (près de Perpignan) et Santa Llogaia (près de Figueras, en Espagne), décidée lors du sommet franco-espagnol de Saragosse le 27 juin 2008, traversera le massif montagneux des Albères et utilisera la technique du courant continu. D'une capacité de 2 000 MW, elle fonctionnera à une tension de 320 kV et permettra de renforcer la capacité des échanges électriques entre la France et l'Espagne. Cela améliorera ainsi les possibilités d'entraide entre les pays, tout en intégrant davantage d'énergies renouvelables dans le réseau européen et en réduisant les émissions de CO₂.

Le projet d'interconnexion électrique Baixas-Santa Llogaia représente un investissement de l'ordre de 700 M€ répartis pour moitié entre RTE et REE, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité espagnol. Déclaré d'intérêt européen, il est financé par l'Union européenne à hauteur de 225 M€ dans le cadre du programme EEPR (European Energy Programme for Recovery).

Le projet de construction de la ligne d'interconnexion électrique entre la France et l'Espagne, a été confié à Inelfe, filiale à 50% de RTE et 50% de REE.

Les travaux de construction de la liaison seront complètement terminés à l'automne 2014.

La mise en service de l'ouvrage devrait être effective au cours de l'été 2015.

Filet de sécurité électrique PACA 225 kV

Le Var, les Alpes-Maritimes et la principauté de Monaco ne produisent pas suffisamment d'électricité localement pour couvrir leur niveau de consommation, et dépendent donc de la production acheminée depuis les départements voisins.

Pour se prémunir d'une fragilité d'alimentation électrique de l'Est PACA, RTE a proposé en 2008 de développer un « filet de sécurité » dans la région.

Ce « filet de sécurité » s'appuie sur trois nouvelles liaisons souterraines à 225 kV qui constitueront des itinéraires « bis » pour l'électricité en cas de coupure de l'« autoroute » principale à 400 kV.

Les travaux ont commencé au mois de juin 2012. Ils devraient s'achever d'ici mi-2015.

Ces trois nouvelles liaisons représentent pour RTE un investissement de l'ordre de 170 M€.

Eolien offshore

Le plan de développement des énergies renouvelables de la France issu du Grenelle de l'environnement vise à augmenter la production annuelle d'énergies renouvelables de sorte qu'elle couvre au moins 23% de la consommation d'énergie finale d'ici à 2020. Cela se traduit notamment par le développement de 6 000 MW d'installations éoliennes en mer et d'énergies marines en France à l'horizon 2020.

Le cahier des charges du premier appel d'offres désigne RTE comme maître d'ouvrage et maître d'œuvre des études et de la réalisation du raccordement des quatre zones de production localisées à Fécamp en Seine-Maritime, Courseulles-sur-Mer dans le Calvados, Saint-Brieuc dans les Côtes d'Armor et Saint-Nazaire en Loire Atlantique. Ce projet prévoit 350 éoliennes totalisant une capacité de 2 000 MW, réparties sur ces quatre sites. Elles devraient être construites progressivement à partir de 2016 avec une mise en service échelonnée de 2018 à 2020.

L'appel d'offres concernant ces parcs éoliens en mer a été attribué en avril 2012.

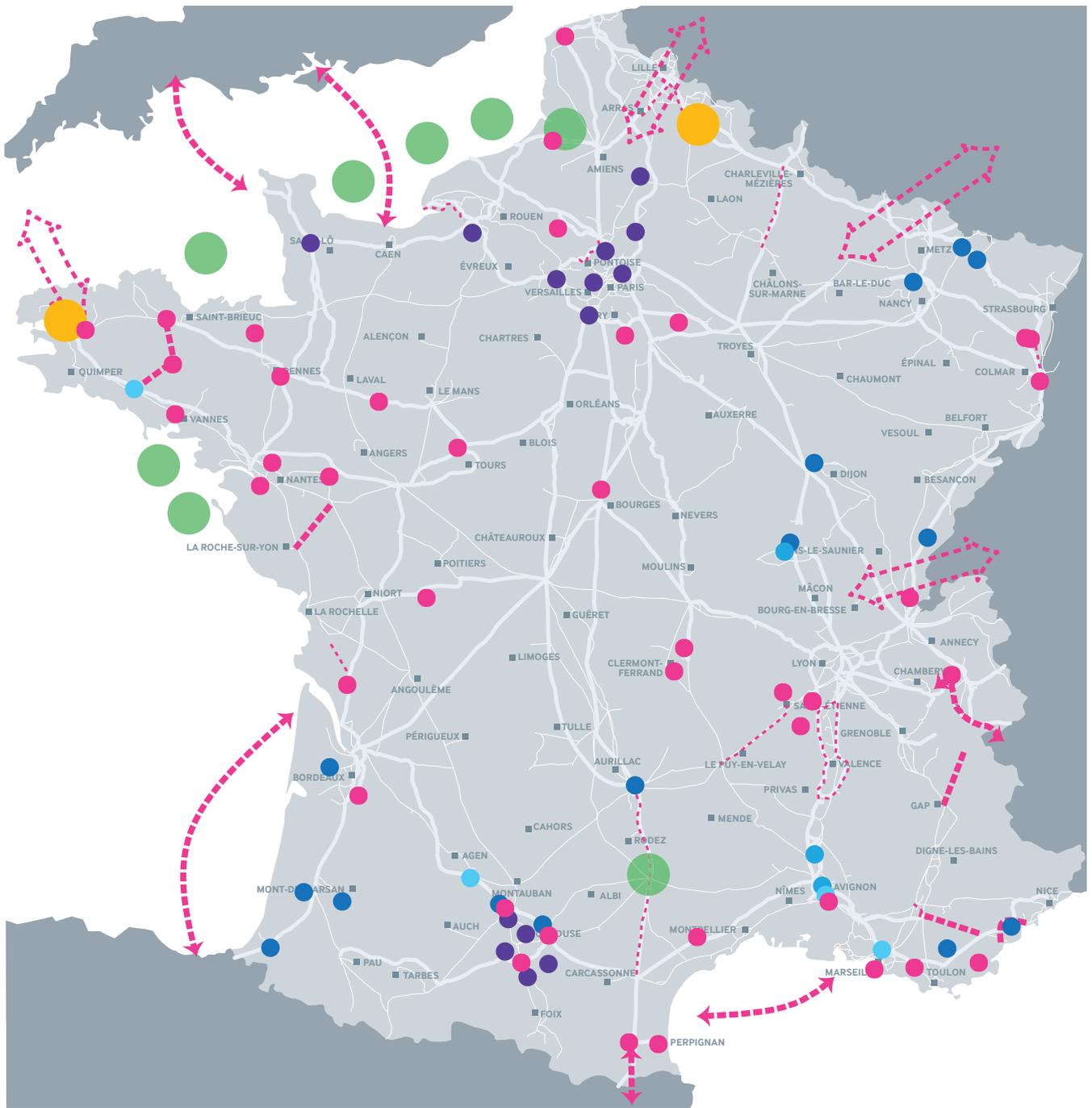
Un deuxième appel d'offres de 1 000 MW est en cours. Il porte sur deux parcs de 500 MW chacun, au large l'un du Tréport en Seine Maritime et l'autre de Noirmoutier en Vendée.

Projet d'interconnexion Savoie-Piémont

Le projet Savoie-Piémont consiste à construire une nouvelle liaison électrique d'interconnexion entre la France et l'Italie. RTE et le gestionnaire de réseau italien Terna travaillent sur la réalisation de cette liaison transfrontalière souterraine à courant continu qui permettra d'augmenter la capacité d'échange et de secours mutuel entre les deux pays.

Les travaux de construction de la liaison côté français sont prévus sur la période 2014-2019. Les premiers travaux sont envisagés début 2015, et la mise en service est planifiée pour 2019.

CARTE DES PRINCIPAUX PROJETS À 10 ANS



RÉSEAU EXISTANT

- Ligne 400 kV
- Ligne 225 kV

RÉSEAU EN PROJET

- - - - - Renforcement de ligne
- - - - - Création de nouvelle ligne
- ⋈ Création à l'étude
- Création ou adaptation de poste électrique
- Gestion des tensions basses
- Gestion des tensions hautes
- Maîtrise des intensités de court-circuit
- Stabilité du réseau
- Accueil de production
- Cycle combiné gaz
- Énergies renouvelables

GLOSSAIRE

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 l'année 2012).

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.

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

ENTSO-E : European Network of Transmission System Operators for Electricity (<https://www.entsoe.eu/>), association européenne des gestionnaires de réseau de transport d'électricité, regroupant 34 pays membres au travers de 41 GRT, qui 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. Elle travaille en étroite concertation avec la Commission européenne et représente la colonne vertébrale de l'Europe électrique.

Événements 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 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 1 seconde et 3 minutes, de longue si sa durée est supérieure à 3 minutes.

Gradient d'hiver : Puissance supplémentaire appelée par degré Celsius en moins lors des journées d'hiver. RTE calcule ce gradient afin d'estimer la sensibilité de la consommation d'électricité à la température.

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

IPES : Insertion de la Production Éolienne et photovoltaïque dans le Système, dispositif de RTE constituant un outil d'observation et de surveillance en temps réel des flux de production éolienne et photovoltaïque sur le système électrique français (métropole continentale).

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.

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

PMI/PME : 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.

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

Production :

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

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

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

> La catégorie « **Autres sources d'énergies renouvelables** » comprend la biomasse, les biogaz et les déchets papeterie/carton.

Projet en file d'attente de raccordement : Au sens de la procédure de raccordement de RTE, projet qui a signé avec RTE une « proposition d'entrée en file d'attente » (suite à une étude approfondie de raccordement) ou une « proposition technique et financière ».

Projet en préparation : Projet qui a fait l'objet d'une demande d'étude approfondie ou d'une proposition technique et financière en cours d'étude par RTE, ou projet pour lequel la proposition technique et financière de raccordement n'est pas encore acceptée par le producteur.

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

RPT : Réseau Public de Transport, réseau de transit et de transformation de l'énergie électrique, entre les lieux de production et de consommation. Il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 000 volts et 225 000 volts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts). Ce réseau à très haute tension et haute tension alimente la Grande industrie ainsi que les principaux gestionnaires de réseaux de distribution.

SRCAE : Schémas Régionaux Climat Air Environnement. Ils fixent des objectifs en termes de capacité installée des énergies renouvelables par région.

S3REnR : Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables. Elaborés par RTE en accord avec les gestionnaires de réseaux de distribution et en concertation avec les parties prenantes régionales, ils prévoient les travaux d'infrastructures nécessaires sur le réseau afin d'accueillir les productions issues d'énergies renouvelables.

Stock hydraulique : Taux de remplissage (exprimé en pourcentage), correspondant au rapport du volume stocké constaté le précédent lundi à 0h00 sur le volume maximal de stockage, en agrégé.

Taux de couverture : Rapport entre la puissance générée et la consommation intérieure brute du moment.

Températures de référence : Moyennes de chroniques de températures passées, réputées représentatives de la décennie en cours. Elles sont calculées par RTE au niveau de la France entière grâce à un panel de 32 stations météorologiques réparties sur le territoire.

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



SOURCE DES DONNÉES

Cette publication s'appuie sur les données de comptage collectées par RTE sur le réseau public de transport, ainsi que sur les données recueillies auprès des gestionnaires de réseaux de distribution, notamment ERDF et EDF Systèmes Energétiques Insulaires pour la Corse, et l'association européenne des gestionnaires de réseau de transport ENTSO-E.

© 2014 RTE Réseau de transport d'électricité

RTE Réseau de transport d'électricité se réserve le droit de revendiquer les droits attachés à sa qualité d'auteur et propriétaire des documents, données et informations contenus dans le « Bilan électrique 2013 », et notamment :

- > en cas d'utilisation, exploitation ou diffusion desdits documents, données et informations ne le mentionnant pas comme ayant cette qualité d'auteur ou propriétaire;
- > en cas d'utilisation, exploitation ou diffusion desdits documents, données et informations ayant pour objet ou pour effet de dénaturer leur valeur informative, et notamment leur caractère exact ou exhaustif.

La responsabilité de RTE Réseau de transport d'électricité ne saurait être engagée pour les dommages de toute nature, directs ou indirects, résultant de l'utilisation, de l'exploitation ou de la diffusion des documents, données et informations contenus dans le « Bilan électrique 2013 », et notamment toute perte d'exploitation, perte financière ou commerciale.

