

Rte

Réseau de transport d'électricité



Bilan électrique 2011



Sommaire

Synthèse	1
----------------	---

1 La consommation française d'électricité a baissé de 6,8 % en 2011

La douceur des températures a fortement réduit la consommation d'électricité	4
La crise économique se traduit par une inflexion à la baisse des consommations à mi-année	5
Les consommations de pointe sont toujours sensibles à la température	7
Les dispositifs de modération de la consommation rencontrent un succès croissant.....	8

2 Le développement du parc de production se poursuit, notamment dans le domaine des énergies renouvelables

La puissance du parc éolien a augmenté de 15 %.....	10
Le parc photovoltaïque a dépassé les 2 000 MW installés.....	12
Le parc thermique à combustible renouvelable continue son développement.....	13
Les demandes de raccordement au réseau de RTE témoignent du dynamisme des énergies renouvelables	13
La capacité totale du parc de production français a augmenté de plus de 2 600 MW.....	14

3 La disponibilité du nucléaire a permis de compenser le déficit hydraulique

La production française d'électricité est en recul de 1,5 %.....	16
Les émissions de CO ₂ de l'électricité française ont baissé de 20 %.....	17

4 Le solde exportateur français des échanges a quasiment doublé par rapport à 2009 et 2010

Le solde total (exportateur) des échanges retrouve un niveau comparable à celui de 2007	20
Avec l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne, le solde des échanges est passé d'importateur à exportateur	22

5 RTE développe son réseau pour accompagner les évolutions du système énergétique

La qualité de l'électricité a atteint son meilleur résultat historique en matière de temps de coupure équivalent	26
RTE a investi 1,2 milliard d'euros en 2011	26
L'augmentation des investissements consacrés au réseau de transport va se poursuivre	27
La part des ouvrages 63 kV et 90 kV construits en technologie souterraine continue de croître.....	31
L'essentiel des investissements sur le 225 kV et 400 kV porte sur l'adaptation et le renouvellement du réseau	32

Annexe : L'Énergie Électrique en France en 2011 : chiffres clés	33
--	----

La consommation française d'électricité a baissé de 6,8 % en 2011

En 2011, la consommation française atteint 478,2 TWh¹, soit 35 TWh de moins qu'en 2010 et un recul de 6,8 %.

Cette diminution provient principalement de l'effet des **températures particulièrement douces**, l'année 2011 se révélant être l'année la plus chaude que l'Hexagone ait connue depuis 1900 selon Météo France, après une année 2010 exceptionnellement froide.

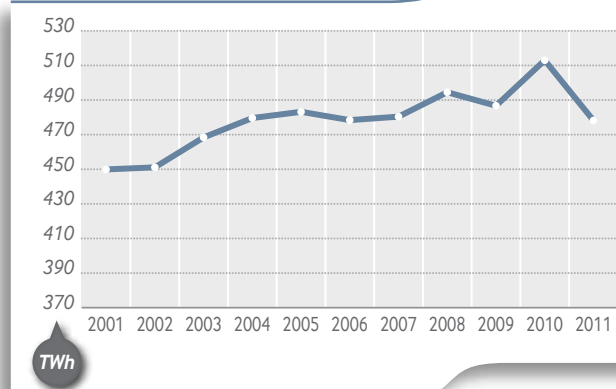
Corrigée du facteur météorologique et de la baisse de consommation du secteur énergie (due à l'évolution en cours du procédé d'enrichissement de l'uranium), la consommation est en hausse de 0,8 % sur l'année. Cependant, on observe un infléchissement significatif à la baisse à partir de l'été 2011.

En effet, après une reprise au premier semestre, on constate **l'effet de la crise économique**, qui se répercute sur la consommation de l'industrie, mais également sur celle des professionnels et particuliers. Seule la consommation des PMI/PME continue à croître sur le second semestre.

Il est difficile de dire à ce stade si cette inflexion reflète également des changements de comportements pérennes au titre des efforts de **maîtrise de la demande d'énergie** (MDE) engagés.

Dans ce contexte, il n'y a pas eu en 2011 de nouveau maximum de consommation en puissance. Cependant la consommation française est toujours très sensible à la température, à raison de 2 300 MW/°C en hiver. RTE continue de promouvoir les dispositifs de modération de la consommation à la pointe comme EcoWatt dont le nombre d'abonnés progresse.

Consommation brute



Le développement du parc de production se poursuit, notamment dans le domaine des énergies renouvelables

Le **parc éolien en exploitation à fin 2011 atteint 6 640 MW**, soit une augmentation de 15 % par rapport à l'année précédente. En moyenne sur l'année, le parc éolien a produit à hauteur de 21,3 % de sa capacité installée. La production éolienne a permis de couvrir 2,5 % de la consommation annuelle (contre 1,9 % en 2010) avec un maximum à 10 % le 17 juillet. Le pic de production éolienne en 2011 a été enregistré le mercredi 7 décembre avec près de 5 350 MW.

Le **parc photovoltaïque a poursuivi sa forte croissance et atteint 2 230 MW** à fin 2011, dont près de 70 % raccordés en basse tension. Pour la première fois, une installation photovoltaïque a été raccordée au réseau de RTE. L'énergie annuelle produite a plus que triplé par rapport à 2010 et atteint 1,8 TWh. La production a ponctuellement atteint 1 % de la consommation française sur quelques journées des mois de juillet et août.

Le volume de projets éolien et photovoltaïque dont le raccordement est inscrit en « file d'attente » à RTE, selon les modalités de raccordement en vigueur, dépasse 2 500 MW à fin 2011 avec 2 160 MW de projets éoliens en cours de traitement, et environ 400 MW de projets photovoltaïques.

Le parc thermique à combustible renouvelable continue son développement avec une augmentation de 3,9 % de la puissance installée (1 270 MW à fin 2011) et de 12,3 % de l'énergie annuelle produite, qui atteint 5,6 TWh.

À ce développement des énergies renouvelables s'ajoute le raccordement au réseau de transport de **deux cycles combinés à gaz** d'une puissance totale de 850 MW. La puissance totale installée du parc de production en France est finalement en augmentation de plus de 2 600 MW.

La disponibilité du nucléaire a permis de compenser le déficit hydraulique

La **production française d'électricité diminue en 2011 par rapport à 2010** (-1,5 %, soit -8,3 TWh) en écho à la baisse de la consommation intérieure française mais dans une moindre mesure. Elle atteint 541,9 TWh et présente un mix énergétique différent de 2010.

Malgré le net recul de la production hydraulique, notamment en raison des conditions de sécheresse au printemps et à l'automne (baisse de 25,6 %, soit -17,3 TWh), **l'accroissement de 3,2 % de la**

production nucléaire (soit +13,2 TWh) et le développement de la contribution des énergies renouvelables (+26,4 %, soit +4,1 TWh) ont permis de limiter le recours à la production carbonée.

La **quantité estimée de CO₂ émis par le parc de production en France est ainsi en baisse** en 2011 de 19,8 %. Les émissions de CO₂ représentent cette année 27,4 millions de tonnes; elles restent environ 5 fois plus importantes les mois d'hiver que les mois d'été.

¹ 1 TWh = 1 térawattheure = 1 milliard de kWh = 1 milliard de kilowattheures

Le solde exportateur français des échanges a quasiment doublé par rapport à 2009 et 2010

Les échanges d'électricité avec les pays voisins ont été influencés par la baisse de la consommation d'électricité intérieure et la disponibilité des moyens de production en France, mais aussi par la décision de sortie du nucléaire prise par le gouvernement allemand.

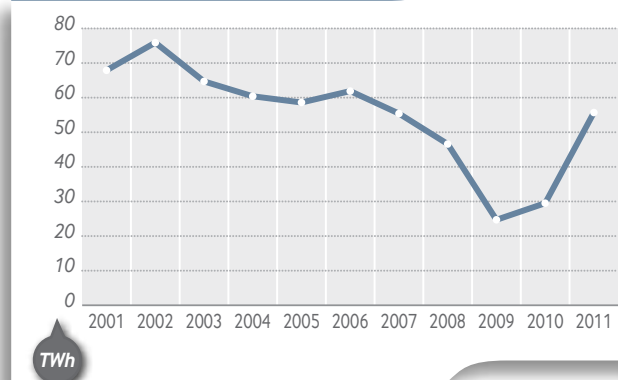
Le solde total des échanges est exportateur et atteint 55,7 TWh (+89 % par rapport à 2010) et retrouve un niveau comparable à celui de 2007. Les soldes annuels vis-à-vis de l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne deviennent exportateurs en 2011.

Les échanges avec l'**Allemagne** ont été fortement impactés par la décision d'arrêt définitif de 7 tranches de production nucléaire allemandes. Le différentiel de prix sur les marchés spot français et allemand s'est inversé avec le moratoire allemand sur la production nucléaire : le prix de marché allemand dépasse souvent le prix français. Dans ce contexte, le solde mensuel des échanges avec l'Allemagne a été largement exportateur entre avril et septembre.

Le solde mensuel des échanges avec la **Belgique** a été exportateur onze mois sur douze. La convergence des prix entre la France et la Belgique a été quasiment permanente en 2011, grâce au couplage des marchés mis en place par les gestionnaires de réseau de transport et les bourses du centre ouest européen.

Les échanges avec l'**Espagne** ont été fortement exportateurs sur six mois en 2011 contre un mois seulement en 2010. Ils sont fortement dépendants de la production hydraulique disponible côté espagnol.

Solde des échanges contractuels



RTE développe son réseau pour accompagner les évolutions du système énergétique

L'année 2011 a été caractérisée par une baisse du temps de coupure équivalent des clients de RTE, qui atteint son plus bas niveau constaté historiquement, avec une valeur de 2 min 04 s tous événements confondus et 1 min 44 s hors événements exceptionnels. Ces bons résultats traduisent les efforts de RTE en matière de maintenance, d'exploitation et de développement du réseau.

En 2011, **le montant total des investissements industriels de RTE s'est élevé à 1 179 M€** dont 1 030 M€ pour les ouvrages de réseau. Pour 2012, le montant total des investissements s'élève à 1 386 M€, soit plus de 200 M€ supplémentaires consacrés à cet effort industriel.

Cette politique d'investissement se poursuivra dans les prochaines années pour permettre d'accueillir les nouvelles installations de production dont les parcs éoliens offshore, de développer les capacités d'interconnexion avec les pays voisins, de renforcer la sécurité d'alimentation de plusieurs régions dont les régions PACA et Bretagne et de renouveler ou de réhabiliter les ouvrages actuels.

Pour les nouveaux ouvrages construits en 63 kV ou 90 kV, RTE recourt largement à la mise en souterrain : **le taux de mise en souterrain atteint 77 %** en moyenne sur les années 2009-2011.

En ce qui concerne les niveaux de tension 225 kV et 400 kV, la diminution régulière, depuis les années 2006-2008, du kilométrage d'ouvrages neufs mis en service reflète la difficulté rencontrée par RTE pour construire de nouvelles lignes. L'essentiel des investissements porte sur l'adaptation et le renouvellement du réseau.

Développer un réseau de transport d'électricité robuste est une condition nécessaire pour permettre l'intégration de nouveaux moyens de production (les énergies renouvelables notamment), et assurer la sécurité d'approvisionnement et la sûreté du système dans un contexte énergétique en évolution rapide. Par son maillage et sa capacité à permettre le foisonnement de plusieurs aléas, le réseau de transport constitue un outil de flexibilité dont la collectivité peut bénéficier à un coût optimisé.

RTE entend **poursuivre le développement du réseau** pour accompagner les évolutions de la consommation et du mix énergétique.



**La consommation
française d'électricité
a baissé de 6,8 % en 2011**



La consommation française d'électricité² est en baisse de 6,8 % (-35,0 TWh) en 2011 par rapport à 2010 en raison principalement de l'impact des conditions météorologiques contrastées. Après un premier semestre marqué par de fortes hausses, seules les PMI/PME voient leur consommation progresser au second semestre dans un contexte de crise.

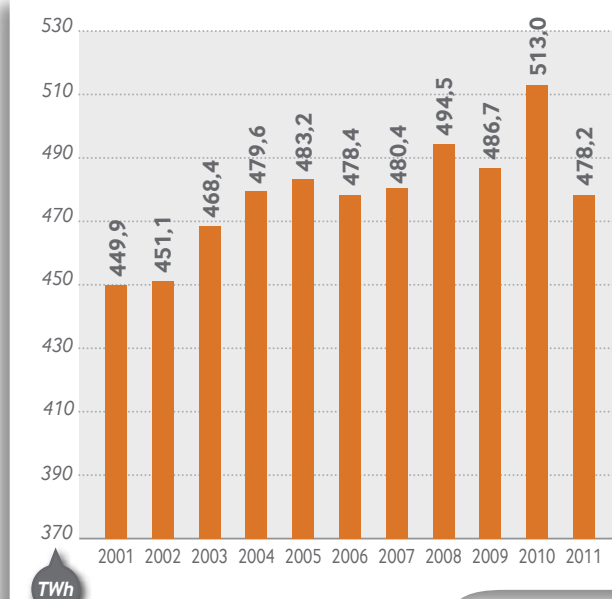
La douceur des températures a fortement réduit la consommation d'électricité

La consommation française d'électricité est en baisse de 6,8 % (-35,0 TWh) en 2011 et atteint 478,2 TWh, son plus bas niveau depuis 2003.

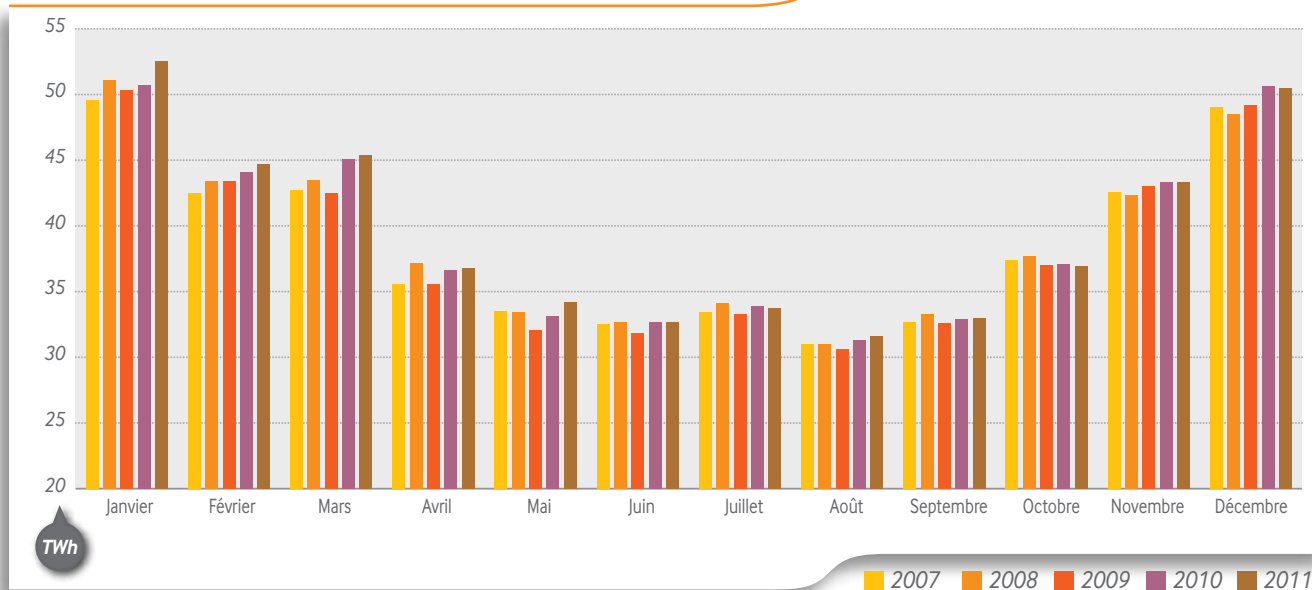
Cette évolution reflète principalement l'impact **des conditions météorologiques contrastées** qui ont caractérisé les années 2011 et 2010 (plus de 90 % de la baisse), mais aussi le comportement du secteur énergie.

Selon Météo France, après une année 2010 se positionnant en France métropolitaine comme la plus froide de ces deux dernières décennies (à égalité avec 1996), l'année 2011 se révèle comme la plus chaude depuis 1900. Ce bilan est le résultat d'un printemps, d'un automne et d'un début d'hiver 2011 exceptionnellement chauds. Les températures³ ont été en moyenne sur l'année 2011 supérieures de 0,5°C aux températures de référence alors qu'en 2010 elles étaient inférieures de 1,1°C. La baisse de consommation entre 2011 et 2010 liée à ce facteur est estimée à près de 31,7 TWh.

Consommation brute



Consommation corrigée de l'aléa météorologique et du 29 février hors soutirages du secteur énergie : évolution mensuelle



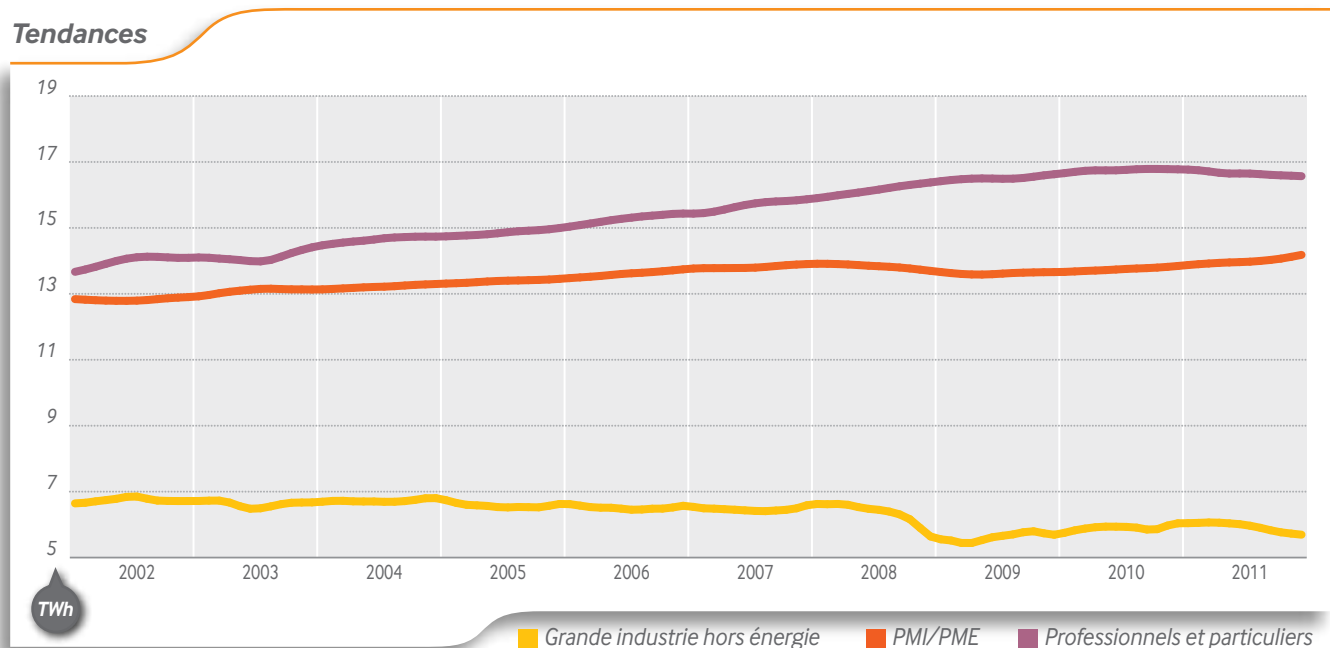
² Il s'agit de la consommation finale d'électricité augmentée des pertes sur l'ensemble des réseaux électriques français, Corse incluse, hors DOM

³ Références internes élaborées à partir de données METEOFRANCE. Plus d'informations sont disponibles sur le site internet de RTE : http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_consommateurs/services/actualites.jsp?id=9482&mode=detail

Cette tendance est accentuée par le comportement du secteur de l'énergie dont la consommation est en forte baisse cette année, en raison de l'évolution de l'activité spécifique d'enrichissement de l'uranium dont le changement de procédé prévu en 2013 s'accompagne d'une forte réduction de la consommation d'électricité en 2011. Hors secteur de l'énergie, la consommation corrigée de l'impact des aléas météorologiques est en hausse de 0,8 % (+3,8 TWh) par rapport à 2010.

La crise économique se traduit par une inflexion à la baisse des consommations à mi-année

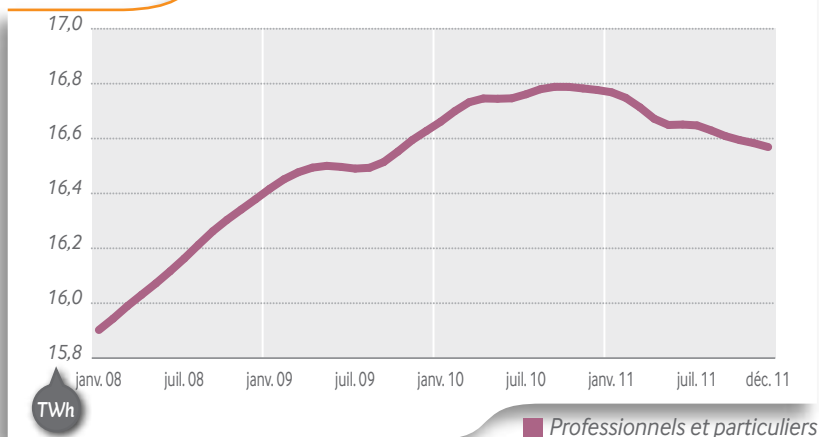
Les tendances présentées dans les quatre graphes ci-après sont issues d'un lissage des données de consommation par type de clientèle, préalablement corrigées si nécessaire de l'aléa météorologique et de l'effet calendaire. Pour des raisons d'effet de bord de la méthode, les données des trois derniers mois de 2011 sont à considérer avec précaution.



Après une reprise globale au premier semestre 2011, une baisse générale des consommations est observée à partir de l'été, hormis pour les PMI/PME. Cette tendance est probablement l'effet de la crise économique, qui semble désormais avoir une répercussion non seulement sur la consommation de l'industrie, mais également sur celle des professionnels et particuliers, ce qui n'avait pas été observé en 2008. Il est difficile de dire à ce stade si cette évolution reflète également des changements de comportements pérennes au titre des efforts de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) engagés.

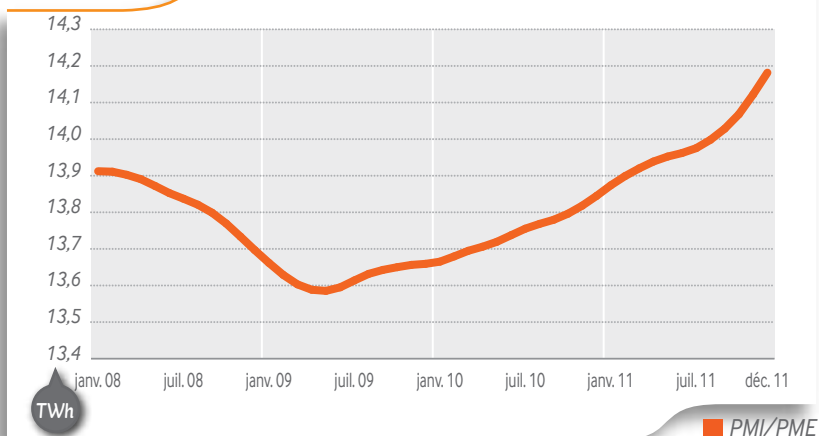
Sur la période 2002-2008, la consommation des **professionnels et particuliers**⁴ progressait de manière forte et régulière, de l'ordre de +3 % par an. À partir du premier trimestre 2009, cette hausse fut moins importante (à un rythme annuel de l'ordre de +1,5 %) et s'infléchit à partir du milieu du premier trimestre 2011 (à un rythme annuel de l'ordre de -1 %). Sur l'année 2011, la consommation de cette clientèle, corrigée de l'aléa météorologique, est en baisse d'environ 0,3 %, en données provisoires. Cependant son interprétation est délicate du fait de l'ampleur de l'écart climatique observé entre 2010 et 2011.

Tendance



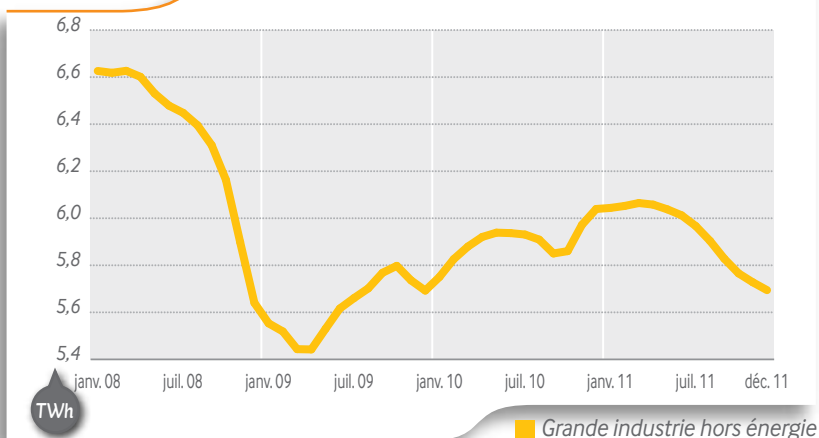
Les **PMI/PME** ont vu leur consommation augmenter sur les années 2002-2007 de manière linéaire (à un rythme annuel de l'ordre de +1,5 %), puis baisser à partir du deuxième trimestre 2008 (à un rythme annuel de l'ordre de -2 %) et ce jusqu'au premier trimestre 2009. Depuis la consommation des PMI/PME est de nouveau en hausse (à un rythme annuel de l'ordre de +1,5 %). Elle a toutefois momentanément cessé d'augmenter au cours des mois de juin et juillet 2011. Sur l'année 2011, la consommation des PMI/PME corrigée des aléas météorologiques est en hausse de 2,3 %.

Tendance



En baisse régulière sur la période 2002-2007 (à un rythme annuel de l'ordre de -1 %), la consommation⁵ de la **grande industrie (hors secteur énergie)** a fortement chuté au cours de l'année 2008. Elle est repartie à la hausse début 2009 (à un rythme annuel de l'ordre de +6 %) et ce jusqu'au début de l'année 2011. Depuis le deuxième trimestre 2011, elle est de nouveau en forte baisse (à un rythme annuel de plus de -7 %). Sur l'ensemble de l'année 2011, la consommation de la grande industrie hors énergie a légèrement progressé (+0,4 %). Les secteurs métallurgie, sidérurgie, construction automobile et chimie sont particulièrement concernés par les baisses de consommation au second semestre 2011.

Tendance



⁴ Clientèle domestique et professionnelle, services publics, éclairage public, divers tertiaire correspondant aux clients raccordés en basse tension.
⁵ Y compris autoconsommation

Les consommations de pointe sont toujours sensibles à la température

En 2011, la consommation a atteint son maximum le mardi 4 janvier à 19h00 avec un pic de 91 720 MW pour une température moyenne journalière de 0,2°C (soit -4,4°C par rapport à la température de référence). Ce maximum est loin du maximum absolu de consommation enregistré le mercredi 15 décembre 2010 à 19h00, avec un pic à 96 710 MW pour une température moyenne journalière en France de -1,0°C (soit -6,4°C par rapport à la température normale de référence). Cet écart s'explique par les différences de températures de ces deux jours du même hiver.

L'usage du chauffage électrique augmente la sensibilité de la consommation aux températures froides. Cette **sensibilité à la température de la consommation d'électricité** est aujourd'hui de **2 300 MW par °C à 19h00**, heure de la pointe de consommation journalière en hiver. Elle n'a cessé de progresser ces dix dernières années, gagnant près de 70 MW par an. Elle représente aujourd'hui l'équivalent du double de la consommation de la ville de Marseille par degré de température en moins.

Historique des maxima annuels de consommation constatés depuis 2001*

Mardi 04/01/2011	91 720 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

La baisse relative de la consommation de pointe en 2011 est donc essentiellement le reflet de l'absence de vague de froid cette année.



Les dispositifs de modération de la consommation rencontrent un succès croissant

Les dispositifs EcoWatt Bretagne et EcoWatt Provence Azur, institués à l'initiative de RTE en partenariat avec les collectivités territoriales, invitent les consommateurs à une démarche citoyenne et volontaire pour modérer leur consommation d'électricité aux heures de pointe en hiver, et contribuer à éviter les risques de coupures durant la pointe de consommation.

En service depuis l'hiver 2008, le site internet www.ecowatt-bretagne.fr a connu, l'hiver dernier, une progression de +65 % de ses abonnés, gagnant 12 000 EcoW'acteurs supplémentaires. Il compte aujourd'hui 34 300 abonnés aux alertes, principalement par mail et SMS.

RTE a pu constater une diminution de la consommation d'électricité en Bretagne au cours de vagues de froid en période d'envoi des alertes EcoWatt. Cette diminution a atteint jusqu'à environ 2 % aux heures les plus chargées, suivant les jours de la semaine, durant l'hiver 2010/2011.

Cela représente l'équivalent de la consommation de la ville de Brest, soit environ 150 000 habitants. 7 alertes ont été lancées durant la vague de froid de novembre – décembre 2010 (2 rouges et 5 orange), aucune sur l'année 2011.

Un dispositif similaire, EcoWatt Provence Azur, a été lancé par RTE le 13 décembre 2010 sur une zone couvrant les départements du Var, des Alpes-Maritimes et Monaco. Depuis cette date, le site internet www.ecowatt-provence-azur.fr a reçu plus de 17 000 visites ; à ce jour, près de 9 600 personnes se sont inscrites pour recevoir les alertes par mail ou SMS. L'hiver 2010/2011, de même que les mois de novembre – décembre 2011, ont été plutôt cléments en terme de consommation électrique dans le sud-est de la France, avec 1 seule alerte (orange) lancée en décembre 2010.

Tous les publics sont concernés par ces dispositifs : particuliers, collectivités, entreprises.

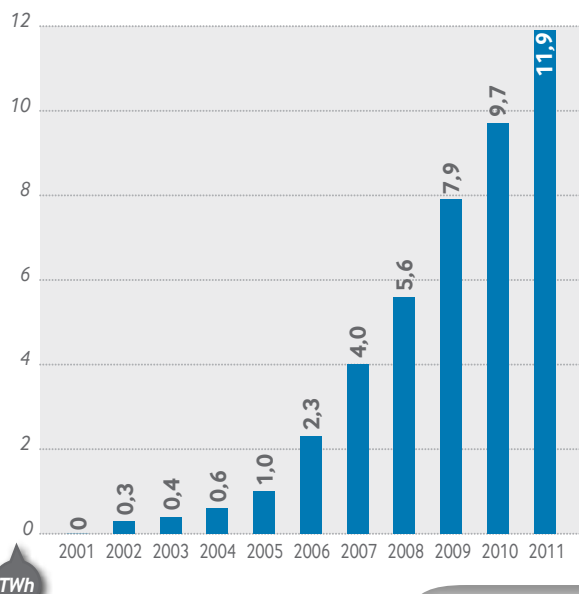


Le développement du parc de production se poursuit, notamment dans le domaine des énergies renouvelables

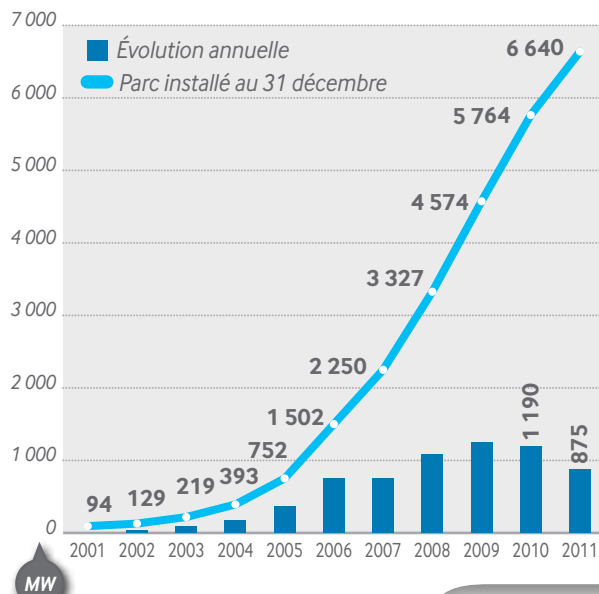
La puissance du parc éolien a augmenté de 15 %

Le parc éolien en exploitation à fin 2011 atteint 6 640 MW, soit une augmentation de 875 MW (+15 %) par rapport à l'année précédente. En 2011, le parc de production éolien a continué son développement sur un rythme d'environ 70 MW installés en plus chaque mois. L'énergie produite par les parcs éoliens a progressé de 23 % par rapport à 2010.

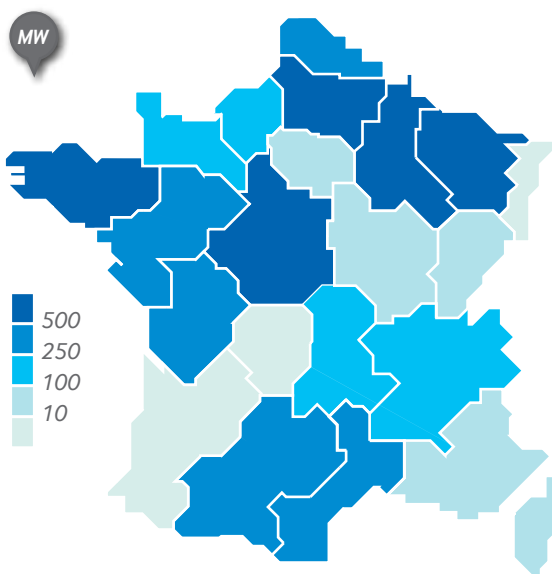
Production éolienne



Parc éolien



Parc éolien



La puissance éolienne installée dépasse 500 MW dans cinq régions françaises : Champagne-Ardenne, Picardie, Bretagne, Centre et Lorraine. Ces régions totalisent à elles seules 57 % du parc éolien français.

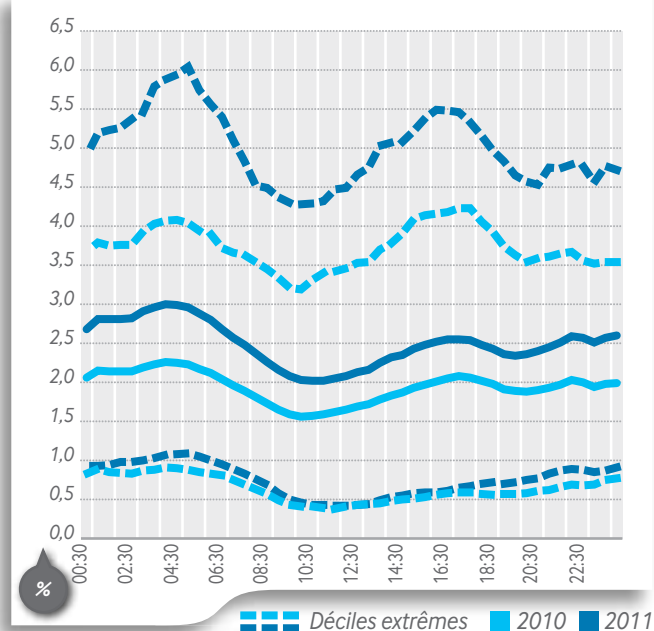
En 2011, le pic de production éolienne a été atteint le mercredi 7 décembre à 7h30 avec près de 5 350 MW. Ce pic est plus important que le pic atteint le vendredi 12 novembre 2010 à 18h30 de 4 253 MW. L'énergie maximale produite sur une journée a atteint 109 GWh⁶ le mercredi 7 décembre 2011 (la valeur maximale atteinte en 2010 était de 95 GWh).

⁶ 1 GWh = 1 gigawattheure = 1 million de kWh = 1 million de kilowattheures

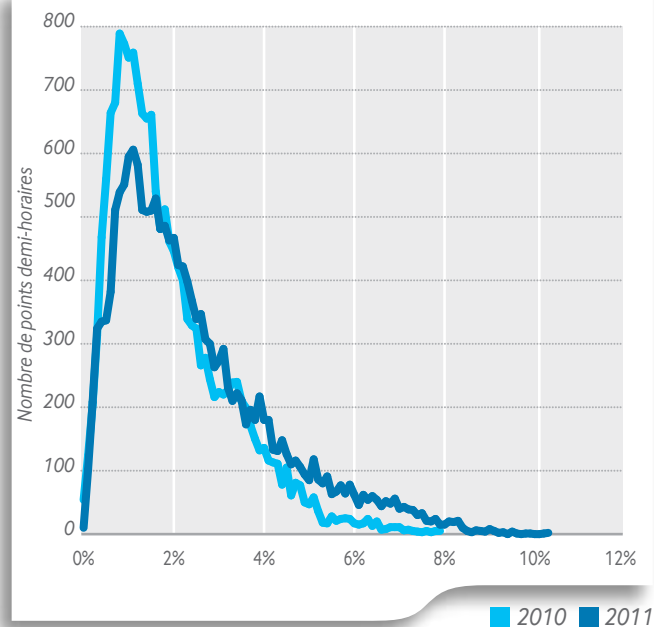
Pour la première fois cette année, **la production éolienne a couvert plus de 10 % de la consommation française le dimanche 17 juillet 2011 pendant 1h30 autour de 15h30**. Le taux de couverture de la consommation par la production éolienne a atteint 2,5 % sur l'année (contre 1,9 % en 2010). Le taux de couverture moyen à 19h a également progressé ; il atteint 2,3 % en 2011 contre 1,9 % en 2010. Sur le mois de décembre 2011, ce taux de couverture a été très important et atteint une moyenne de 4,2 %.

De juillet à septembre 2011, la production éolienne a couvert en moyenne 2,4 % de la consommation en France et au maximum 10,4 % de cette dernière. Sur la même période en Allemagne, la production éolienne a couvert près de 8 % de la consommation en moyenne, avec un maximum à environ 30 %. En Espagne, le 6 novembre 2011 à 2h, la production éolienne a couvert 59,6 % de la consommation.

Taux de couverture demi-horaire de la consommation par la production éolienne (moyenne et déciles extrêmes)



Répartition du taux de couverture de la consommation par la production éolienne

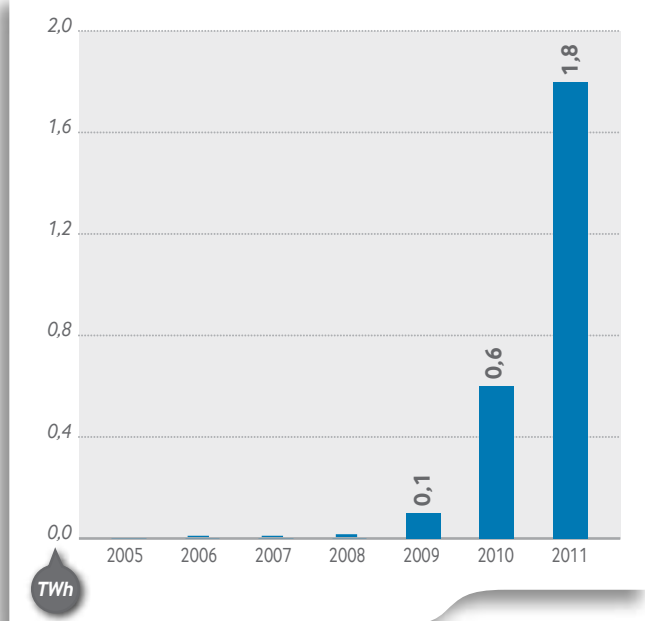


Globalement sur l'année 2011, **le parc éolien a produit en moyenne à 21,3 % de sa capacité**, valeur très proche de celle de 2010. La contribution du parc éolien à l'équilibre offre-demande présente une grande variabilité ; ainsi, le parc éolien a produit à plus de 40 % de sa capacité pendant 10 % de l'année mais à moins de 6 % de sa capacité pendant 10 autres pourcents du temps.

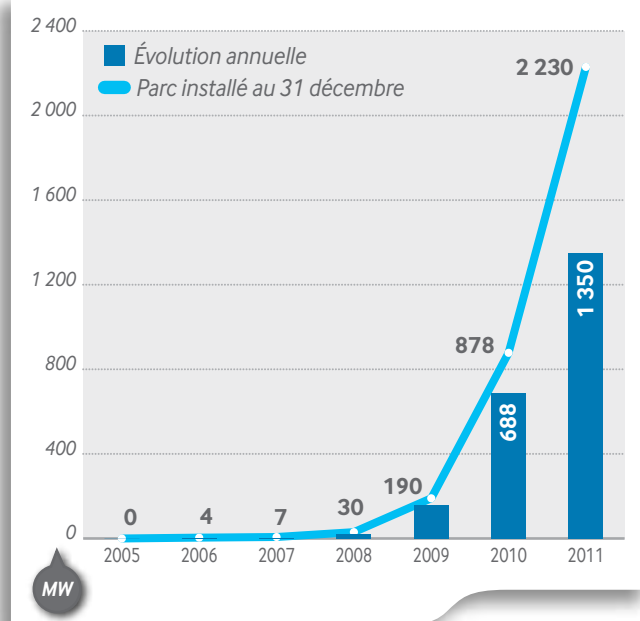
Le parc photovoltaïque a dépassé les 2 000 MW installés

Le parc photovoltaïque continue sa forte croissance avec plus de 1 300 MW mis en exploitation en 2011 ; il atteint près de 2 230 MW à fin 2011. **La production photovoltaïque a plus que triplé par rapport à 2010 et atteint 1,8 TWh en 2011.**

Production photovoltaïque



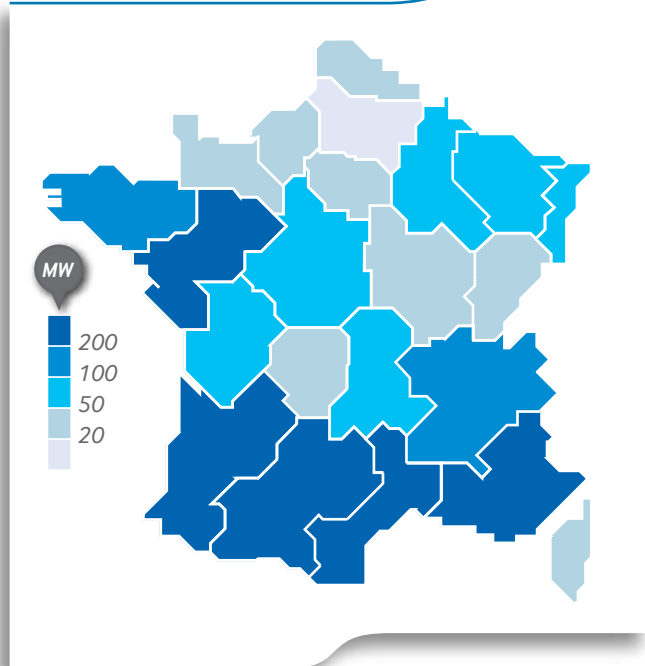
Parc photovoltaïque



Le parc photovoltaïque est majoritairement raccordé en basse tension sur les réseaux de distribution, où il progresse à un rythme de plus de 60 MW supplémentaires par mois pour atteindre 1 520 MW en fin d'année. Sur les niveaux de tension plus élevés, le parc photovol-

taïque progresse plus fortement au second semestre 2011 qu'au premier et passe de 190 MW à fin 2010 à 710 MW à fin 2011.

Parc photovoltaïque



Le parc photovoltaïque dépasse 200 MW dans cinq régions : Provence-Alpes-Côte-d'Azur, Midi-Pyrénées, Aquitaine, Languedoc-Roussillon et Pays-de-la-Loire. Elles représentent à elles seules 58 % du parc installé en France.

Pour la première fois cette année, **la production photovoltaïque a couvert plus de 1 % de la consommation française autour de 14h sur quelques journées des mois de juillet et août.** Le taux de couverture de la consommation par la production photovoltaïque a progressé, il a été en moyenne de 0,5 % en 2011 (contre 0,1 % en 2010).

Sur les mois de juillet à septembre 2011, la production photovoltaïque a couvert en moyenne 0,6 % de la consommation en France et au maximum 1,2 % de cette dernière. Sur la même période en Allemagne, la production photovoltaïque a couvert près de 5 % de la consommation en moyenne, avec un maximum à environ 25 %.

En moyenne sur l'année 2011, **le parc photovoltaïque a fonctionné à 15,3 % de ses capacités**, en progression par rapport à l'année précédente (13,9 %).

Le parc thermique à combustible renouvelable continue son développement

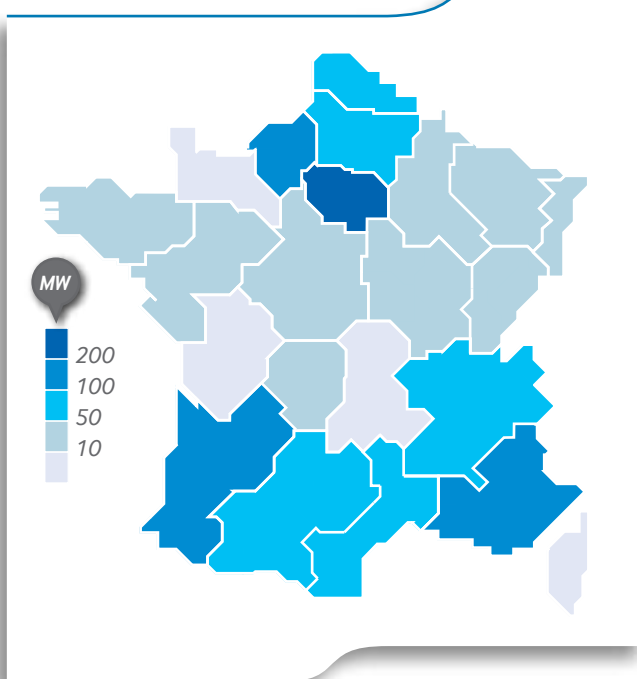
Le parc des centrales thermiques à combustible renouvelable, c'est-à-dire principalement la **biomasse**, le **biogaz** et pour partie les **déchets ménagers**, a augmenté de 3,9 % en 2011 et atteint 1 270 MW. **L'énergie produite à partir de combustibles renouvelables a progressé de 12,3 %** en 2011 et atteint 5,6 TWh.

Les capacités installées dépassent 100 MW dans quatre régions françaises : Ile-de-France, Aquitaine, Provence-Alpes-Côte-d'Azur et Haute-Normandie.

Ce parc est composé à 58 % d'installations d'incinération de déchets ménagers, à 19 % de centrales fonctionnant au biogaz, à 11 % de centrales d'incinération de déchets papetiers et à 12 % de centrales utilisant d'autres types de biomasse (bois et dérivés,...).

En 2011, le parc des centrales thermiques à combustible renouvelable a fonctionné en permanence entre 35 % et 60 % de ses capacités. Cette production est stable d'un mois sur l'autre (entre 400 et 500 GWh) et représente 1,0 % de la production française en 2011.

Parc thermique à combustible renouvelable



Les demandes de raccordement au réseau de RTE témoignent du dynamisme des énergies renouvelables

Pour mémoire, la nouvelle procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production au réseau public de transport adoptée en 2010 a permis d'améliorer la visibilité sur les projets en cours. Elle a également bénéficié aux utilisateurs à travers la mise à disposition de données actualisées sur les potentiels de raccordement.

Puissance en MW (nombre de projets)

au 31/12/2011

Éolien terrestre	1 131 (18)
Éolien offshore	1 028 (4)
Photovoltaïque	414 (11)

D'autre part, le dispositif de soutien au développement des installations photovoltaïques a évolué au printemps 2011, après un moratoire de 3 mois décidé par les pouvoirs publics concernant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

Sur le réseau de RTE, les files d'attente de l'éolien représentent 2 160 MW de projets en cours de traitement, dont 235 MW ont leur convention de raccordement.

Environ 400 MW de projets photovoltaïques sont également en cours, dont 155 MW ont leur convention de raccordement.

À noter la présence en file d'attente de projets de parcs hydroliens et biomasse pour un volume total de près de 125 MW.

La capacité totale du parc de production français a augmenté de plus de 2 600 MW

La puissance installée du parc de production en France a augmenté de plus de 2 600 MW à fin 2011 par rapport à fin 2010, dont près de 700 MW sur le réseau de transport.

L'année 2011 a vu le raccordement de la première installation photovoltaïque au réseau de RTE, près de Forcalquier dans les Alpes-de-Haute-Provence (centrale de Blaux d'une puissance de 24 MW débitant en 225 kV).

Le parc éolien raccordé au réseau de transport a progressé de 65 MW avec la mise en service sur le réseau 225 kV de deux centrales éoliennes : l'une de 41 MW à Couffrau, près de Castres dans le Tarn ; l'autre de 24 MW à Brailly-Cornehotte, près d'Abbeville dans la Somme.

Enfin **deux cycles combinés à gaz d'une puissance totale de 850 MW** environ ont été mis en service, l'un à la centrale des Morandes près de Moulins dans l'Allier raccordé en 225 kV, le second à la centrale de Blénod près de Nancy raccordé en 400 kV.

Sur les réseaux de distribution, le développement du parc de production éolienne (+810 MW) s'est poursuivi de même que celui du parc photovoltaïque (+1 325 MW).

Par ailleurs, on constate une **baisse d'environ 450 MW du parc thermique à combustible fossile** pour moitié sur le réseau de transport et pour moitié sur les réseaux de distribution.

Puissance installée au 31/12/2011

	Ensemble France		
	Puissance (MW)	Variation 2011/2010	Évolution (MW)
Nucléaire	63 130	+0,0%	+0
Thermique à combustible fossile	27 790	+1,4%	+390
<i>dont charbon</i>	<i>7 940</i>	<i>+0,0%</i>	<i>+0</i>
<i>fioul</i>	<i>10 360</i>	<i>-0,8%</i>	<i>-80</i>
<i>gaz</i>	<i>9 490</i>	<i>+5,3%</i>	<i>+470</i>
Hydraulique	25 400	+0,1%	+0
Éolien	6 640	+15,2%	+875
Photovoltaïque	2 230	+153,8%	+1 350
Autres sources d'énergie renouvelables	1 270	+3,9%	+45
Total	126 460	+2,2%	+2 660



**La disponibilité
du nucléaire a permis
de compenser
le déficit hydraulique**

Le développement de la production à partir de sources d'énergie renouvelables et une meilleure disponibilité de la production nucléaire ont permis de faire face au déficit historique de production hydraulique, dû à des conditions météorologiques défavorables, tout en diminuant l'appel aux centrales thermiques à combustible fossile. Il en résulte une diminution des émissions de CO₂.

La production française d'électricité est en recul de 1,5 %

Bilan électrique France

	2011 (TWh)	2010 (TWh)	Variation 2011/2010	Part dans la production 2011	Émissions de CO ₂ 2011 (en millions de tonnes)
Production nette	541,9	550,2	-1,5%	100%	27,4
Nucléaire	421,1	407,9	+3,2%	77,7%	0,0
Thermique à combustible fossile	51,2	59,5	-13,8%	9,5%	24,4
<i>dont charbon</i>	<i>13,4</i>	<i>19,1</i>	<i>-29,9%</i>	<i>2,5%</i>	<i>12,9</i>
<i>fouil</i>	<i>8,1</i>	<i>8,0</i>	<i>+0,7%</i>	<i>1,5%</i>	<i>2,3</i>
<i>gaz</i>	<i>29,7</i>	<i>29,9</i>	<i>-0,5%</i>	<i>5,5%</i>	<i>9,2</i>
Hydraulique	50,3	67,6	-25,6%	9,3%	0,0
Éolien	11,9	9,7	+22,8%	2,2%	0,0
Photovoltaïque	1,8	0,6	+208,7%	0,3%	0,0
Autres sources d'énergie renouvelables	5,6	4,9	+12,3%	1,0%	3,0

La **production française d'électricité (541,9 TWh) est inférieure de 1,5 % à celle de l'année précédente (-8,3 TWh)**. Cette baisse est bien plus modérée que celle de la consommation en raison de la forte hausse des exportations. Le mix énergétique est assez différent en 2011 par rapport à 2010 marqué par une production nucléaire importante et une production hydraulique exceptionnellement basse.

La **production des centrales nucléaires** augmente de 3,2 %, soit +13,2 TWh par rapport à 2010, grâce à une meilleure disponibilité du parc nucléaire. Le niveau atteint en 2011 est le quatrième plus important de l'histoire du programme nucléaire français, en retrait de 1 % à 2 % par rapport à ceux des années 2004 à 2006.

La **production des centrales hydrauliques** diminue de 25,6 % soit -17,3 TWh. Le niveau de production est le plus faible depuis 1989 suite au déficit de précipitations qui a touché une grande partie du territoire au printemps et en automne ; selon Météo France, 2011 a ainsi été une des années les plus sèches des cinquante dernières années.

La **production issue des sources d'énergie renouvelables** (hors hydraulique) augmente fortement (+26,4 %). Elle représente 19,3 TWh soit 3,5 % de la production française, dont 11,9 TWh sont issus du parc éolien soit environ 2,2 % de la production. La production éolienne a augmenté de 22,8 % par rapport à l'année précédente (+2,2 TWh). La production photovoltaïque atteint 1,8 TWh (+1,2 TWh par rapport à 2010). La production issue des autres sources d'énergie renouvelables (principalement déchets ménagers, papetiers et biogaz) augmente de 12,3 % (+0,7 TWh).

La **production des centrales thermiques à combustible fossile** qui assurent le rôle de bouclage de l'équilibre offre/demande diminue de 13,8 %, soit -8,3 TWh.

La **production issue de toutes les sources d'énergie renouvelables** (y compris hydraulique) représente, en 2011, environ 12,8 %⁷ de la production en France. Cette part de production issue des sources d'énergie renouvelables est la plus faible des cinq dernières années (13,1 % en 2007, 14,1 % en 2008, 14,3 % en 2009 et 15,1 % en 2010) en raison de la très faible production hydraulique.

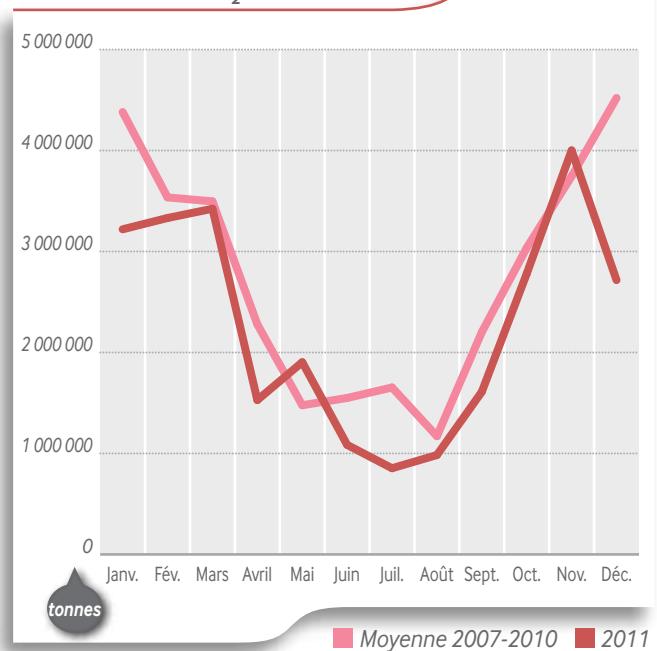
⁷ Cet indice diffère de celui élaboré par les pouvoirs publics dans le cadre du suivi de l'objectif « trois fois vingt » de la Directive 2009/28/CE.

Les émissions de CO₂ de l'électricité française ont baissé de 20 %

La quantité estimée de CO₂⁸ émis par le parc de production d'électricité français est en baisse de 19,8 % et représente 27,4 millions de tonnes en 2011 (34,2 millions de tonnes en 2010). Cette baisse est bien plus importante que celle de la production en raison d'un mix énergétique différent. En effet, malgré un important déficit de production hydraulique, la hausse de la production nucléaire de 3,2 % entre 2010 et 2011 et l'accroissement des productions éolienne et photovoltaïque ont permis de réduire le recours aux centrales thermiques à combustible fossile. Ainsi l'électricité produite à partir des sources d'énergie non carbonée atteint 90 % en 2011 contre 88 % en 2010.

Sur les cinq dernières années, ces émissions de CO₂ sont près de cinq fois plus importantes en hiver qu'en été en raison de l'utilisation des centrales thermiques à combustible fossile majoritairement en hiver pour faire face à la consommation plus importante. Les émissions de l'année 2011 sont nettement en retrait par rapport aux émissions mensuelles moyennes des années 2007 à 2010.

Émissions de CO₂ mensuelles



Centrale à cycle combiné gaz

⁸ Il s'agit d'une estimation du contenu carbone de l'électricité produite sans prise en compte des émissions de CO₂ qui ont été générées lors de la construction des moyens de productions d'électricité ou lors du cycle d'extraction/transformation des combustibles.

Les imports d'électricité ne sont pas pris en compte dans le calcul des émissions de CO₂.

La contribution de chaque filière de production aux émissions de CO₂ est indiquée ci-dessous. Les émissions de CO₂ sont estimées à partir de valeurs de référence par filière employées par l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) et par l'ENTSO-E, l'association européenne des gestionnaires de réseau de transport, dans le cadre de ses publications.

0,96 t/MWh pour les groupes charbon,

0,80 t/MWh pour les groupes fioul,

0,36 t/MWh pour les groupes gaz,

1 t/MWh pour la production des usines d'incinération d'ordures.

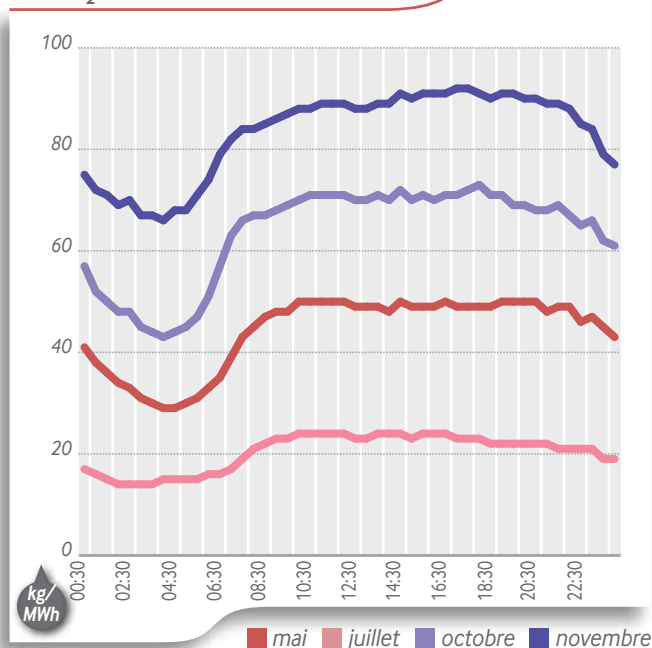
Comme défini par l'AIE, les émissions de CO₂ liées à la production d'électricité autoconsommée sur un site industriel ne sont pas comptabilisées au niveau de la production d'électricité mais de l'activité du site industriel.

Les données publiées par RTE sont purement indicatives et ont pour seule destination l'information du grand public. Ces données ne sont pas opposables et ne font pas référence pour le marché du CO₂.

Ces émissions de CO₂ varient également beaucoup au cours d'une journée. Quel que soit le mois de l'année, elles sont plus faibles la nuit au moment où la consommation est la plus faible. Elles présentent, les mois d'hiver, des maxima autour de 19h, tout comme la consommation.

Ramenées au volume de production, les émissions de CO₂ par MWh⁹ sont plus faibles la nuit et présentent un palier haut entre 9h et 21h. Elles sont près de trois fois plus élevées en hiver (autour de 65 kg de CO₂ par MWh en 2011) qu'en été (autour de 25 kg de CO₂ par MWh en 2011). Ces moyennes ne reflètent pas la disparité au sein de chaque mois des taux d'émission de CO₂, qui peuvent varier d'un facteur de l'ordre de 3 à 4 : en novembre 2011 par exemple, le taux d'émission de CO₂ a fluctué entre 37 kg/MWh et 135 kg/MWh pour une moyenne de 83 kg/MWh.

Courbes journalières moyennes par mois des taux d'émission de CO₂ en 2011



⁹ 1 MWh = 1 mégawattheure = 1 millier de kWh = 1 millier de kilowattheures



**Le solde exportateur
français des échanges
a quasiment doublé
par rapport à 2009 et 2010**

Les échanges d'électricité avec les pays voisins ont été influencés par la baisse de la consommation d'électricité et la disponibilité des moyens de production en France, mais aussi par l'arrêt de 7 réacteurs nucléaires en Allemagne.

Le solde total (exportateur) des échanges retrouve un niveau comparable à celui de 2007

Le solde¹⁰ des échanges contractuels transfrontaliers atteint **55,7 TWh en 2011, soit une hausse de 89 %** par rapport à 2010; ce solde est la différence entre le volume des exportations contractuelles (75,4 TWh, en hausse de 13 %) et celui des importations contractuelles (19,7 TWh, en baisse de 47 %).

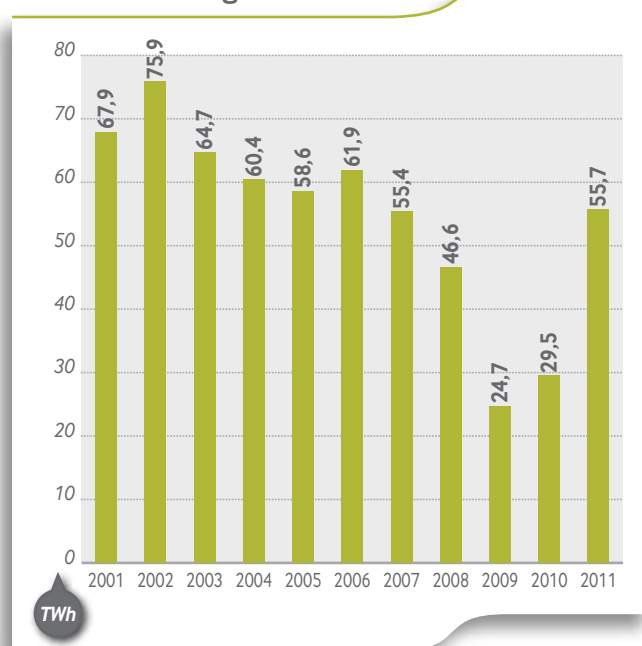
Le niveau atteint, comparable à celui de l'année 2007, reflète une meilleure disponibilité de l'offre de production nucléaire en France par rapport aux années 2009-2010 et la compétitivité de l'électricité produite en France par rapport à celle des pays voisins.

Le solde mensuel des échanges a progressé sur l'ensemble des mois à l'exception d'août, en particulier de janvier à mai puis en octobre et décembre.

Les situations avec solde importateur ont été moins fréquentes en 2011 que sur les années précédentes, avec 4 journées d'importations contractuelles nettes, contre 72 en 2010.

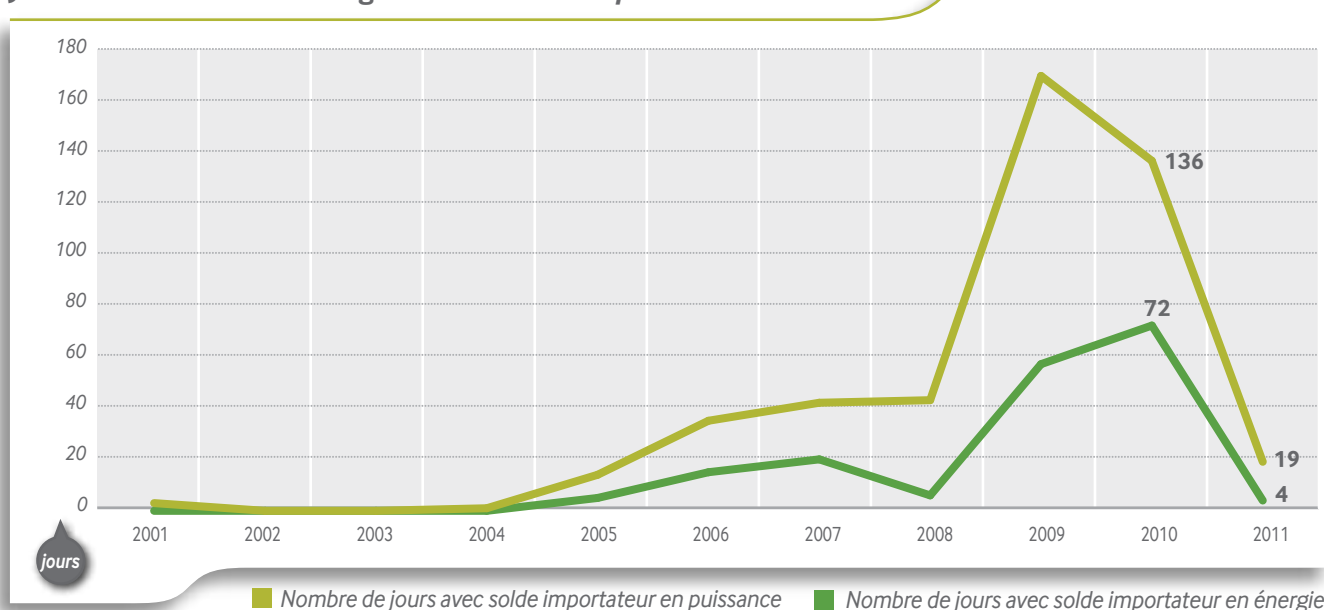
De même, le nombre de journées présentant au moins un point horaire avec un solde des échanges contractuels importateur passe à 19 en 2011, contre 136 en 2010.

Solde des échanges contractuels



L'année 2011 présente des résultats similaires à ceux des années 2005-2006.

Jours avec solde des échanges contractuels importateur

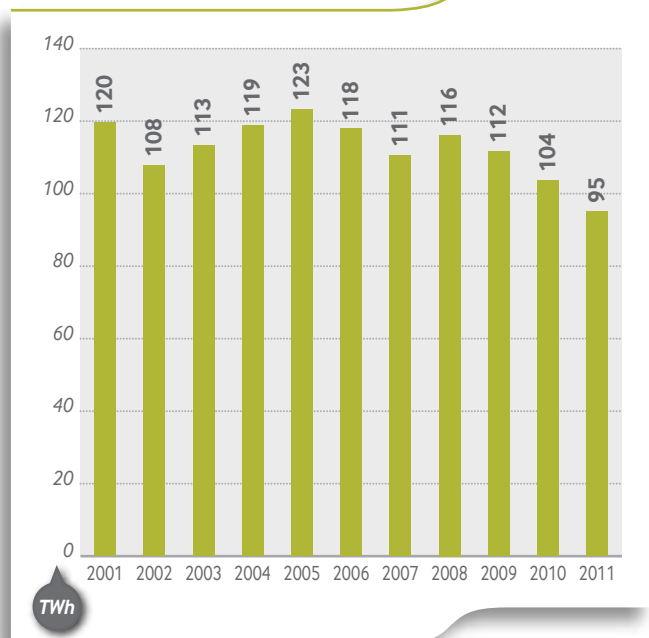


¹⁰ Le solde des échanges est la différence entre les exportations et les importations. Une valeur positive indique un solde exportateur et une valeur négative un solde importateur.

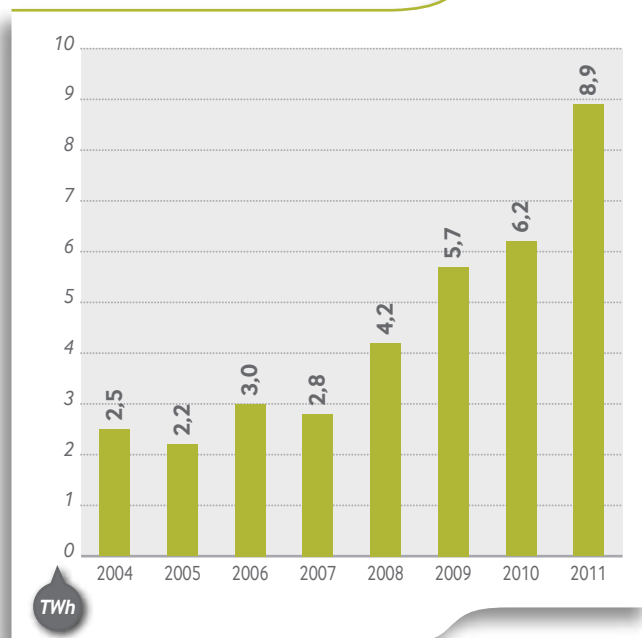
Le **volume cumulé des transactions** (importations + exportations) s'élève à 95,1 TWh, en retrait de 8 % (8,6 TWh) par rapport à 2010, tandis que le **volume des transactions infra-journalières** (transactions mises en place en cours de journée avec un préavis court)

continue à augmenter, montrant l'importance des flux transfrontaliers dans l'équilibre offre-demande au quotidien. Avec 8,9 TWh, le volume des transactions infra-journalières augmente de 42 % par rapport à 2010, soit 2,6 TWh.

Cumul des échanges contractuels

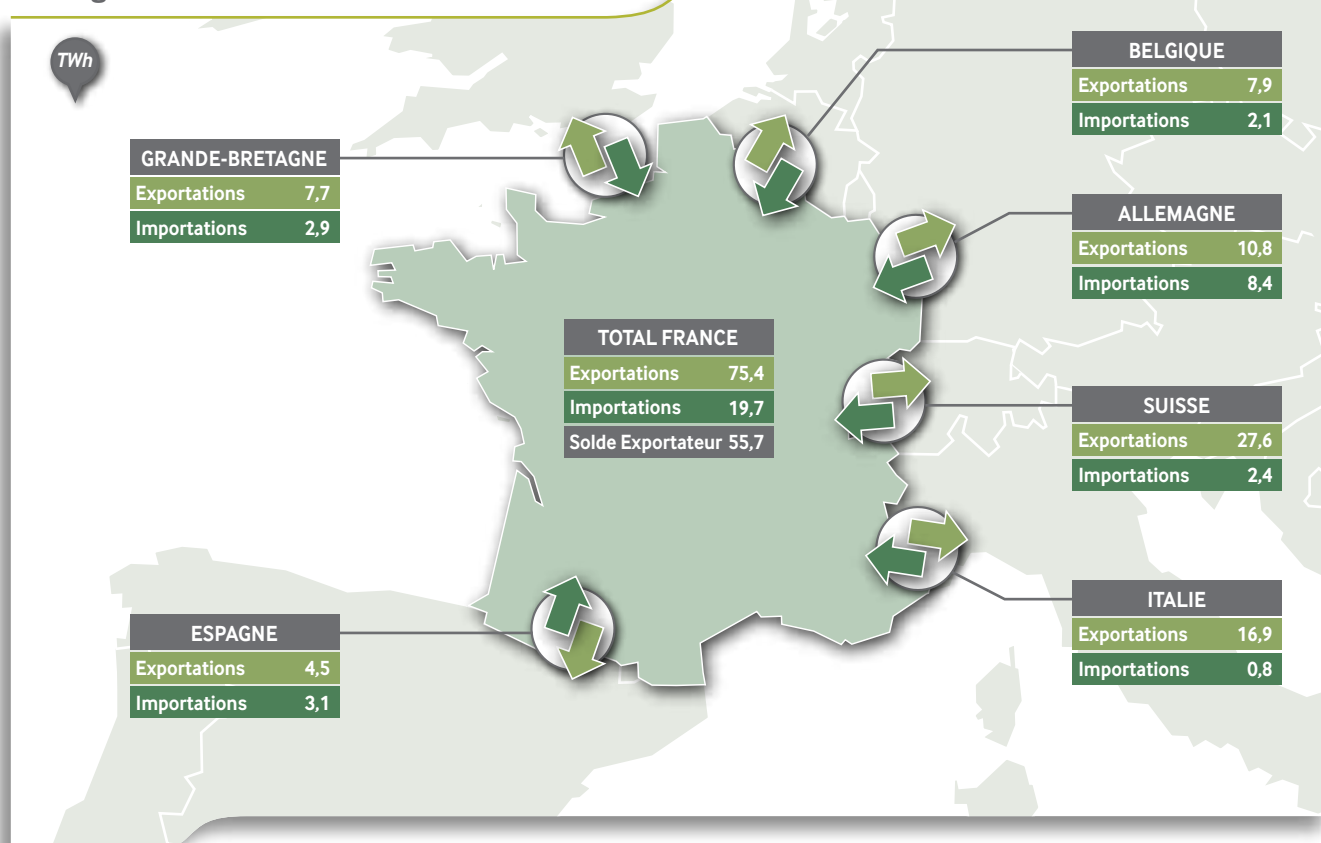


Transactions infra-journalières



Ces évolutions témoignent de la fluidité des échanges aux 46 interconnexions électriques qui relient notre pays à ses voisins européens.

Échanges contractuels transfrontaliers en 2011



Avec l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne, le solde des échanges est passé d'importateur à exportateur

En 2011, le solde devient exportateur avec l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne, alors qu'il était importateur en 2010.

Solde des échanges mensuel avec l'Allemagne



La répartition des flux avec l'Allemagne en 2011 a été fortement influencée par la décision du gouvernement allemand mi-mars de suspendre le fonctionnement de 7 tranches nucléaires pendant 3 mois, suivie fin mai par la décision d'arrêter définitivement ces tranches.

Sur le 1er trimestre 2011, le solde mensuel des échanges avec l'Allemagne est resté importateur (-1,3 TWh), malgré une baisse des importations de 34 % et une hausse des exportations de 47 %.

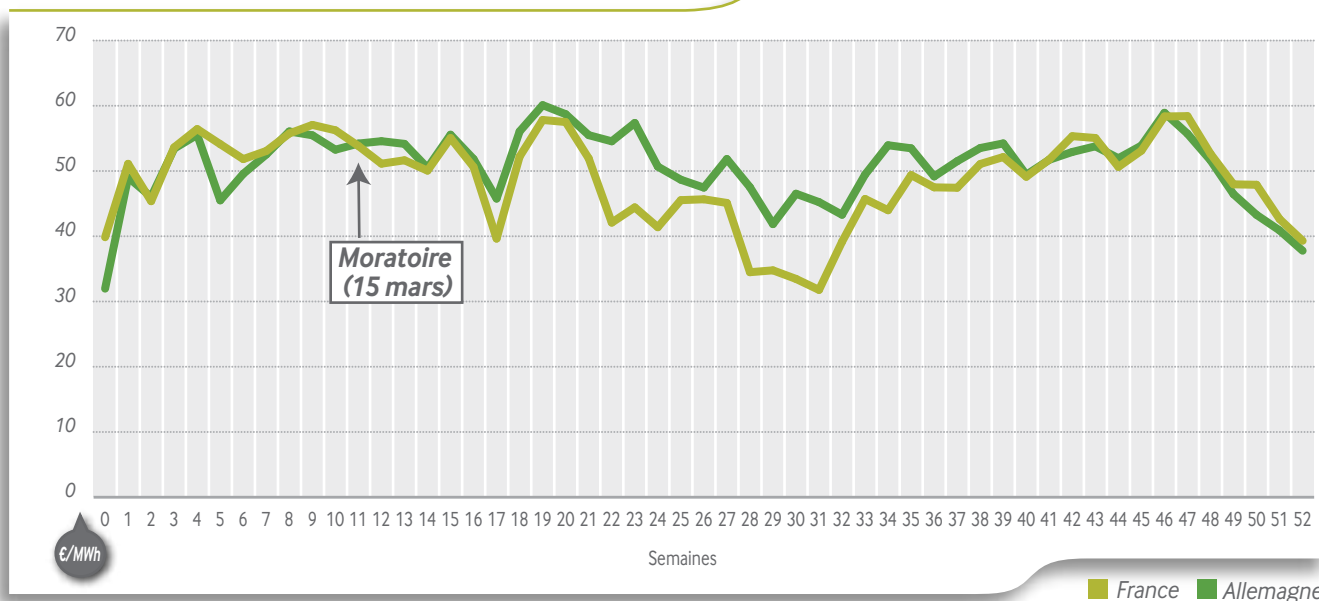
Le solde mensuel est devenu exportateur d'avril à septembre (4,5 TWh) :

- les tendances observées au 1er trimestre se sont accentuées sur les mois d'avril-mai pendant le moratoire sur le nucléaire en Allemagne.
- de juin à septembre, la baisse des importations s'est poursuivie, mais les exportations ont fléchi.

Sur le dernier trimestre, le solde des échanges est redevenu importateur (-0,8 TWh), mais de moindre ampleur qu'en 2010 (-3,7 TWh).

Les prix sur les bourses française et allemande ont été identiques dans 67,6 % des cas en base et dans 75,0 % des cas aux heures de pointe en 2011.

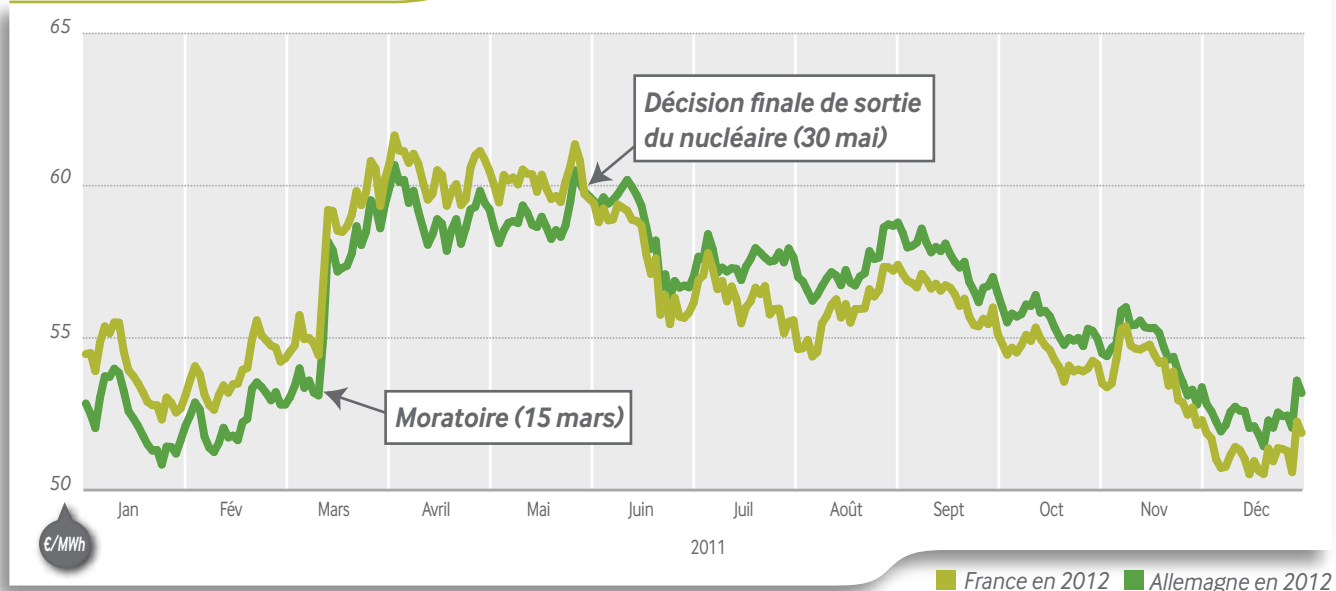
Prix spot France et Allemagne : moyenne hebdomadaire



Le moratoire sur le nucléaire en Allemagne a induit une inversion du différentiel de prix sur les marchés spot français et allemand à partir du 15 mars, le prix spot allemand devenant supérieur au prix spot français ; ce différentiel de prix s'est creusé de juin à mi-septembre sous l'effet de la bonne disponibilité du parc nucléaire français durant l'été. À l'approche de l'hiver, les prix se rapprochent de nouveau sous l'effet de la hausse de la consommation française.

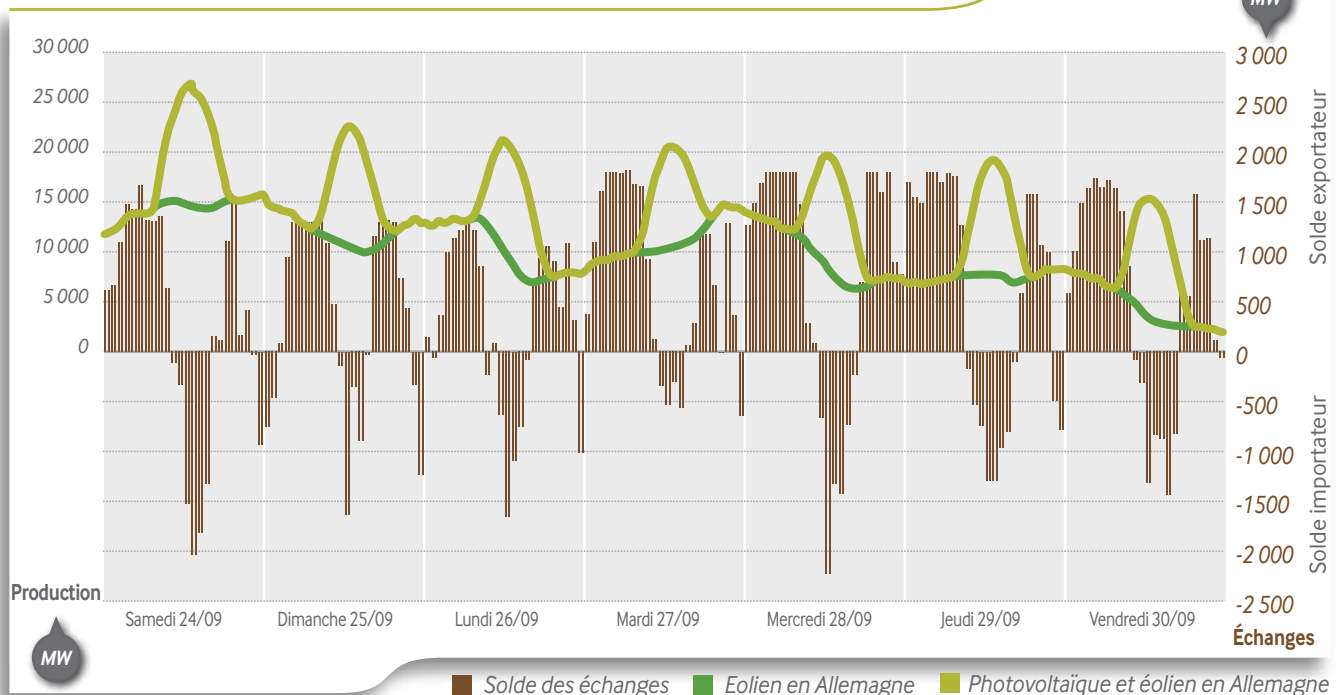
En ce qui concerne les **marchés à terme**, l'inquiétude des acteurs s'est traduite par une forte hausse des prix à terme dès l'annonce du moratoire et pendant toute sa durée, mais c'est au moment de l'annonce de la décision finale de sortie du nucléaire en Allemagne que l'inversion du différentiel des prix à terme français et allemand a eu lieu. Depuis lors, ceux-ci évoluent progressivement à la baisse et ont retrouvé fin 2011 un niveau proche de celui observé en début d'année.

Prix à terme France et Allemagne



D'autre part, il est à noter que **les échanges sur la frontière franco-allemande sont fortement impactés par le volume de la production éolienne et photovoltaïque en Allemagne**. Ainsi le solde des échanges à la frontière franco-allemande devient régulièrement importateur lors des pics de production photovoltaïque en Allemagne. À titre d'exemple, le graphique ci-dessous présente l'évolution au pas horaire du solde des échanges avec l'Allemagne en regard des productions photovoltaïque et éolienne injectées sur le réseau allemand, dans la semaine du 24 au 30 septembre 2011.

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



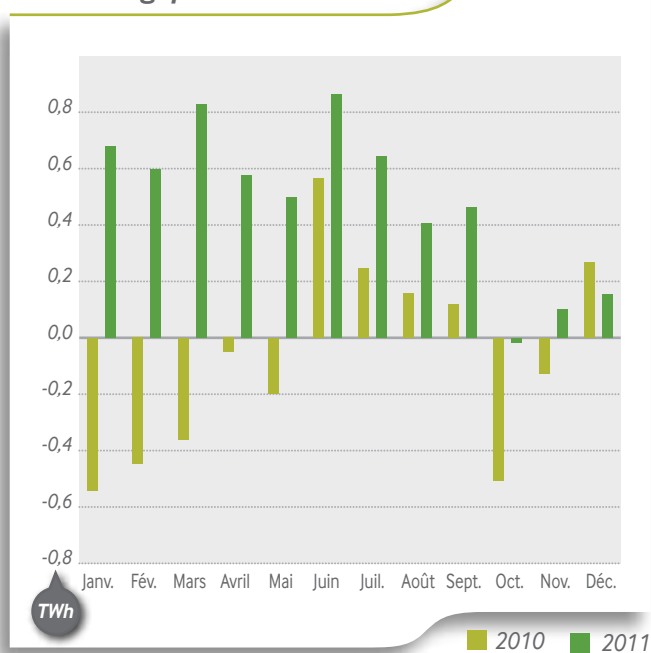
Le solde mensuel avec la **Belgique** est resté exportateur en 2011 à l'exception du mois d'octobre, contrairement à 2010 où il était importateur de janvier à mai puis en octobre-novembre. Les exportations sont multipliées par 2 ou plus de janvier à mai ainsi qu'en octobre, tandis que les importations sont en baisse jusqu'au mois de novembre. Sur l'année, le volume des exportations double (+4,0 TWh) tandis que celui des importations diminue de 57 % (-2,7 TWh).

Les prix sur les bourses belge et française ont été identiques quasiment en permanence en 2011 : dans 99,5 % des cas en base (contre 87,0 % en 2010) comme aux heures de pointe (contre 88,0 % en 2010). Les périodes pour lesquelles il y a convergence des prix sur les bourses belge et française sont plus fréquentes depuis la mise en œuvre du couplage sur l'ensemble des bourses CWE (Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas). Pour mémoire, le couplage entre les seules bourses belge, française et néerlandaise a fonctionné de novembre 2006 à début novembre 2010.

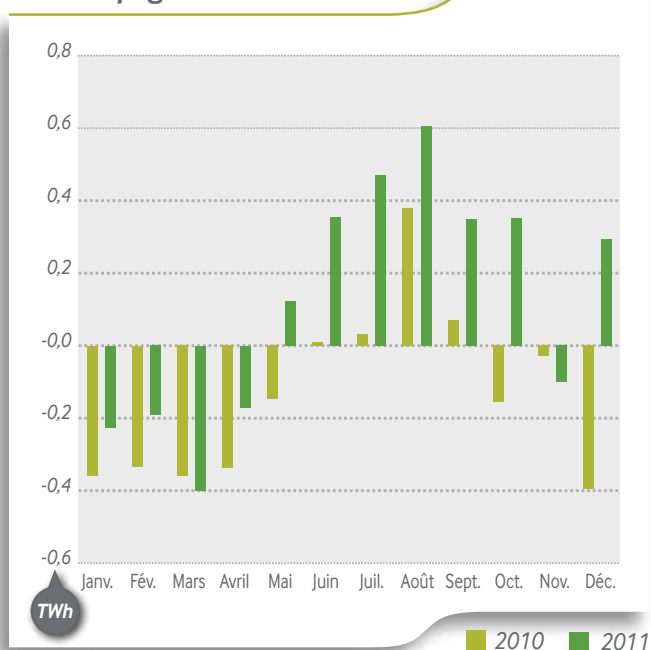
Le solde mensuel avec l'**Espagne** est resté largement exportateur de mai à octobre 2011 ainsi qu'en décembre, contrairement à 2010 où seul le mois d'août présentait un solde exportateur significatif; les importations mensuelles sont restées en baisse à l'exception des mois de mars et de novembre alors que les exportations mensuelles sont restées en hausse à l'exception du mois de février. Sur l'ensemble de l'année 2011, le solde des échanges est devenu exportateur, il était importateur en 2010; le volume des exportations a plus que doublé (+2,6 TWh) tandis que celui des importations a diminué de 13 % (-0,4 TWh).

La forte variabilité, pour un mois donné, du volume et du sens des échanges avec l'Espagne est principalement liée au niveau de la production hydraulique dans ce pays; pour mémoire, en 2010 l'Espagne avait bénéficié d'une production hydraulique abondante, qui s'était traduite par une baisse des exportations françaises; en 2011, la situation s'est inversée avec une hausse des exportations, en lien avec une moindre disponibilité de la production hydraulique espagnole.

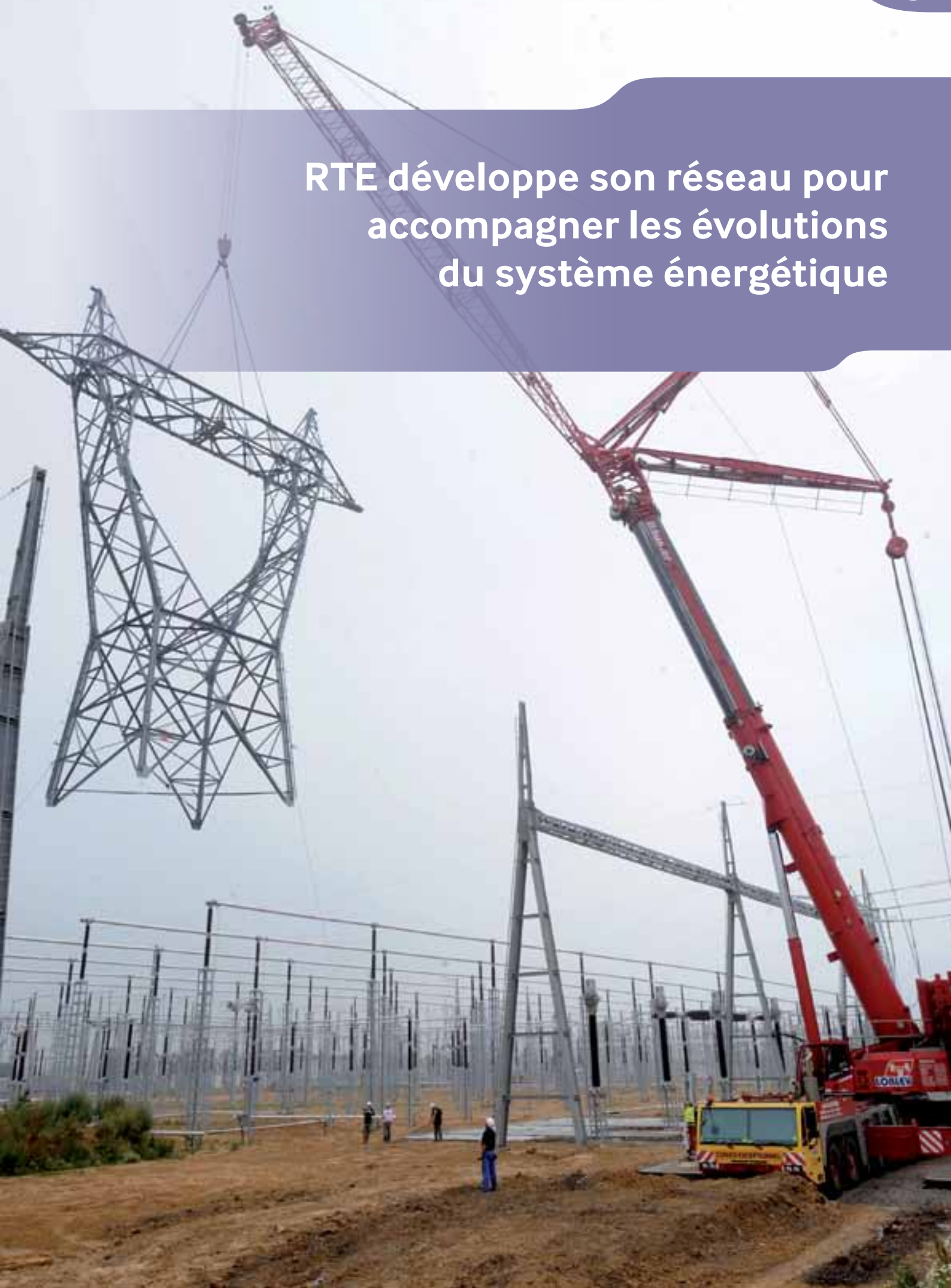
Solde des échanges mensuel avec la Belgique



Solde des échanges mensuel avec l'Espagne



RTE développe son réseau pour accompagner les évolutions du système énergétique



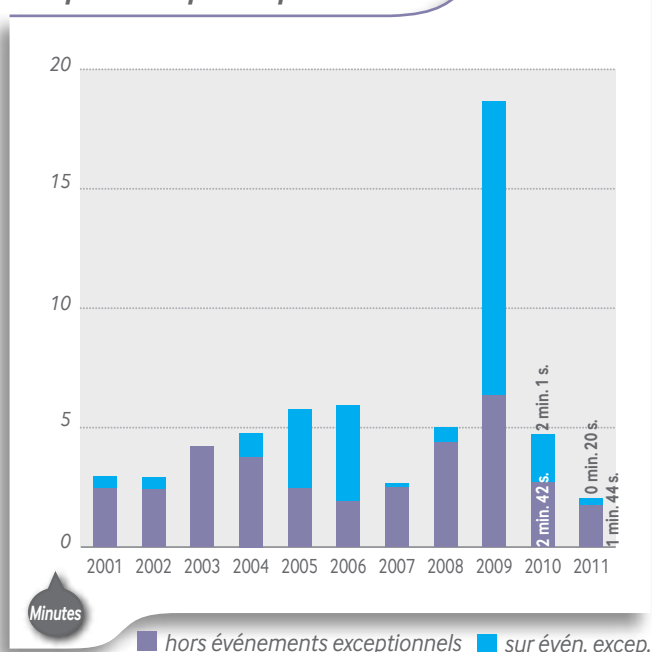
La qualité de l'électricité a atteint son meilleur résultat historique en matière de temps de coupure équivalent

L'année 2011 a été caractérisée par une baisse du temps de coupure équivalent¹¹ des clients de RTE, qui atteint son plus bas niveau constaté historiquement, avec une valeur de 2 min 04 s tous événements confondus, et 1 min 44 s hors événements exceptionnels¹².

Ce bon résultat s'accompagne du maintien des fréquences de coupure longue et de coupure brève¹³ à un niveau proche de celui constaté en 2010 hors événements exceptionnels, qui était le meilleur niveau jamais atteint historiquement.

L'amélioration du temps de coupure équivalent, liée à un faible nombre d'incidents à fortes conséquences (seulement 2 incidents ont occasionné plus de 100 MWh d'énergie non distribuée en 2011, contre 13 en 2010), est favorisée par les efforts de RTE en matière de développement, de maintenance et d'exploitation du réseau.

Temps de coupure équivalent

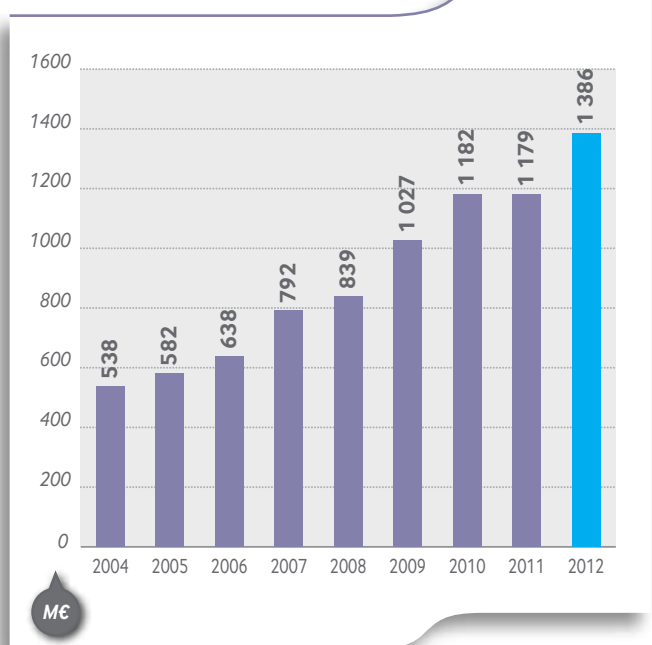


RTE a investi 1,2 milliard d'euros en 2011

En 2011, le montant total des investissements de RTE s'est élevé à 1 179 M€ dont 1 030 M€ pour les ouvrages réseau. Les principaux investissements à ce titre ont porté sur le renforcement des liaisons d'interconnexion avec l'Espagne et l'Italie, le développement de zone d'accueil de production et la construction de la ligne 400 kV Cotentin – Maine. Pour 2011, un tiers des investissements a été consacré au renouvellement des ouvrages existants.

Pour 2012, le montant total des investissements de RTE s'élève à 1 386 M€¹⁴, soit plus de 200 M€ supplémentaires par rapport à 2011 consacrés aux investissements du réseau. Cette augmentation a principalement pour origine la montée en puissance des projets France – Espagne et Cotentin – Maine et le renforcement de la capacité de transit de l'axe vallée du Rhône.

Investissements de RTE



¹¹ Le temps de coupure équivalent est égal à l'énergie non distribuée du fait de coupures d'alimentation ou de délestages des clients, rapportée à la puissance annuelle moyenne livrée par RTE à ses clients.

¹² Les événements exceptionnels regroupent les phénomènes atmosphériques de grande ampleur à faible probabilité d'occurrence, ainsi que d'autres cas de force majeure (ex: faits accidentels imputables à des tiers...).

¹³ La fréquence de coupure est le 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.

¹⁴ Montant total des investissements de RTE SA, dont 1 379 M€ au titre du programme d'investissement approuvé par la Commission de Régulation de l'Énergie dans sa délibération du 8 décembre 2011.

Cette évolution à la hausse, qui se poursuivra dans les prochaines années, permettra d'accueillir les nouvelles installations de production dont les parcs éoliens offshore, de développer les capacités d'interconnexion avec les pays voisins, de renforcer la sécurité d'alimentation de plusieurs régions dont les régions PACA et Bretagne et de renouveler ou de réhabiliter les ouvrages actuels.

L'augmentation des investissements consacrés au réseau de transport va se poursuivre

Le réseau de transport d'électricité doit **s'adapter à la profonde mutation du paysage énergétique** induite par la mise en œuvre des politiques énergétiques, en Europe et en France, liée à l'ouverture du marché de l'électricité, à la sécurité d'approvisionnement et à la lutte contre le changement climatique (paquet énergie climat de l'Union Européenne, lois de mise en œuvre du Grenelle de l'environnement). Aux mesures de maîtrise de la demande en énergie (MDE) s'ajoutent des incitations aux transferts d'usages des énergies fossiles vers l'électricité (pompes à chaleur, transports électriques...) et au développement des énergies renouvelables (éolienne, solaire, biomasse, hydraulique).

Développer les capacités d'échange avec les pays voisins

À l'heure où les interconnexions contribuent de plus en plus à la sécurité des approvisionnements en France et permettent une mutualisation des ressources en Europe, RTE entend renforcer ou créer des lignes transfrontalières et renforcer le réseau interne amont lorsqu'il est lui-même limitant.

Les efforts déjà déployés par RTE en 2011 – projet France-Espagne, optimisation du réseau des Alpes, projet Savoie-Piémont, remplacement des thyristors de la liaison entre la France et l'Angleterre IFA 2000 – se poursuivront avec la création de nouvelles capacités d'échanges avec les Iles britanniques, l'accroissement des capacités avec l'Espagne et le renforcement des échanges avec le Benelux et l'Allemagne.

Fluidifier les transits interrégionaux et faciliter les secours entre les régions

Dans un contexte de développement des énergies renouvelables et de remplacement des centrales thermiques les plus anciennes, l'amplitude et la volatilité des flux entre le nord et le sud de la France augmentent. Si ce phénomène concerne l'ensemble du réseau, les besoins d'investissement se font sentir aux seuls endroits où le réseau apparaît trop faible au regard de la taille des zones de production et de consommation qu'il relie.

Outre le projet Cotentin-Maine en cours d'instruction en 2011 et la modernisation des lignes aériennes en Vallée du Rhône, entre Montélimar et Satolas déjà engagée, RTE prévoit de reconstruire les axes anciens du nord de la France (Avelin-Gavrelle entre Lille et Arras ainsi que Lonny-Seuil-Vesles entre Charleville-Mézières et Reims) tout en triplant leur capacité et propose de créer un second lien entre le Languedoc et la Provence.

Accueillir les nouveaux moyens de production d'énergie de la France

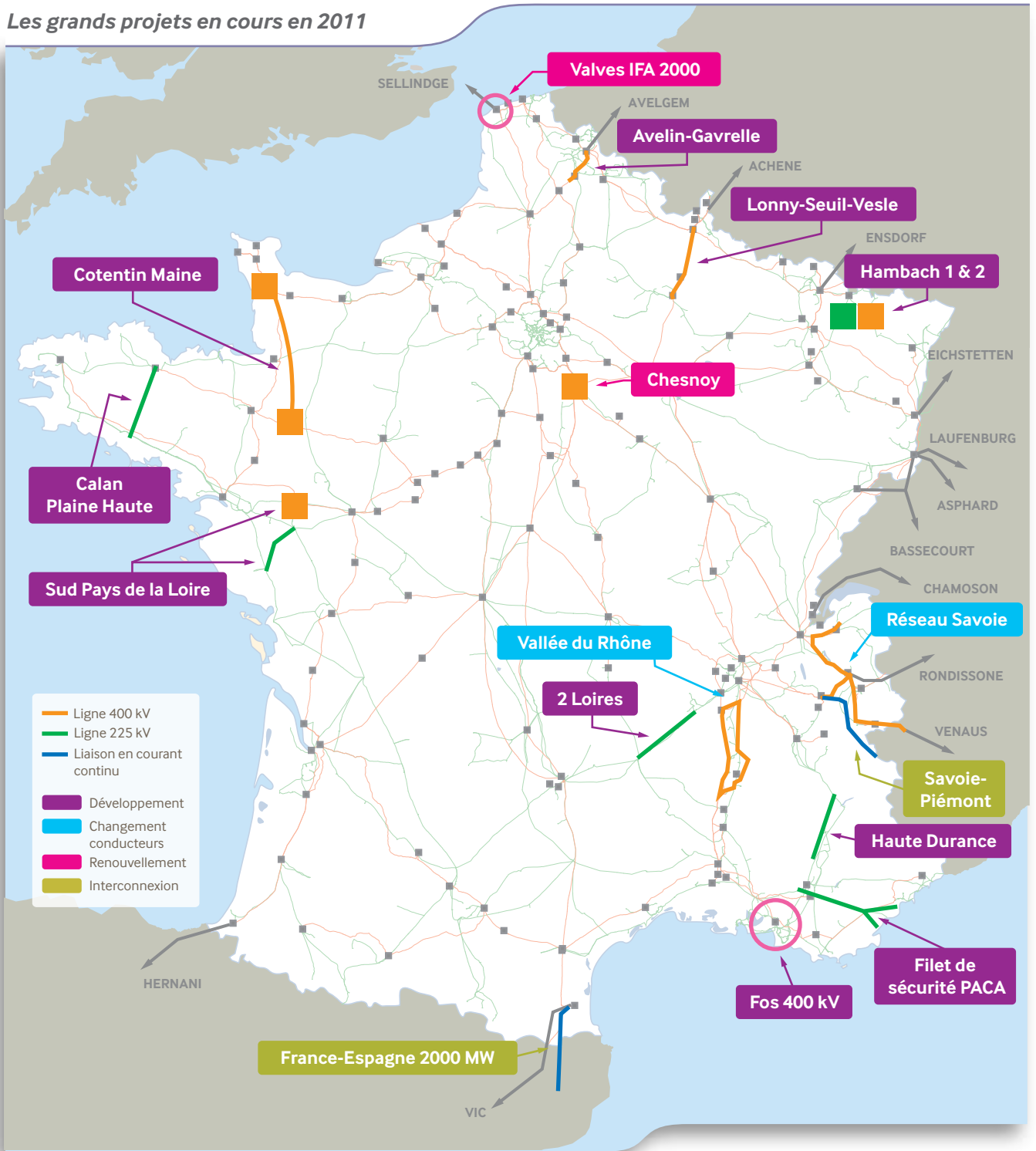
L'objectif de RTE est d'assurer dans les meilleurs délais le raccordement des nouvelles installations au réseau et de développer celui-ci en amont aux endroits qui le nécessitent.

Compte tenu des délais de mise en service de tout nouvel ouvrage de réseau, RTE s'efforce d'anticiper les besoins des producteurs d'électricité en développant des « zones d'accueil » correspondant à leurs demandes et conformes aux dispositions relatives aux énergies renouvelables.

De façon générale, RTE entend intervenir le plus en amont possible vis-à-vis des porteurs de projets de production, en faisant en sorte qu'ils puissent aussi intégrer les capacités d'accueil du réseau public de transport au moment des choix de localisation de leurs futures unités de production.

Les projets d'éoliennes *offshore* dans l'ouest de la France, dans le cadre de l'appel d'offres initié par le Gouvernement en 2011, induiront des investissements de raccordement significatifs, à la charge des porteurs de projets. Pour le raccordement des installations éoliennes et photovoltaïques terrestres au réseau, les solutions pourront être précisées en 2012 dans le cadre des schémas régionaux de raccordement des énergies renouvelables (S3REnR), une fois validés les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE). Dans la perspective du développement de centrales thermiques, RTE a prévu de renforcer ses zones d'accueil, notamment dans le nord-ouest et dans le sud-est.

Les grands projets en cours en 2011



Sécuriser l'alimentation électrique des territoires

La réalisation de « filets de sécurité » concerne en particulier l'est de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur et la Bretagne. Dans l'une et l'autre région, les renforcements de réseau constituent l'un des leviers de sécurisation de l'alimentation des territoires, avec la mise en place d'un plan de maîtrise de la demande en énergie (MDE) et le développement de la production locale d'énergie.

Au-delà de ces deux régions emblématiques, RTE prévoit d'investir pour sécuriser l'alimentation électrique d'une trentaine d'agglomérations et départements à travers tout le pays, en renforçant les capacités de transformation existantes, en créant de nouveaux postes d'injection et en renforçant les boucles d'alimentation d'agglomérations (Beauvais, Montpellier, Perpignan, Bordeaux et Saint-Étienne en particulier).

Veiller à la sûreté du système électrique

RTE doit veiller au bon fonctionnement d'ensemble du réseau, de façon à ce que chaque utilisateur soit protégé contre les risques d'un incident et de sa propagation.

Il s'agit tout particulièrement de prévenir des incidents généralisés type cascade de surcharges, écoulement de tension, rupture de synchronisme entraînant des black-out, ou des conséquences immédiates d'un court-circuit sur les installations. La construction de nouvelles capacités de transport d'électricité contribue au meilleur maillage du réseau et à la solidarité d'ensemble du système face aux incidents. Au-delà des projets de nouvelles liaisons ou de transformation, peuvent être déployés des équipements spécifiques haute tension, essentiellement des matériels de poste, qui visent à la tenue de tension, à la maîtrise des courts circuits et à la stabilité en fréquence.

Des solutions innovantes

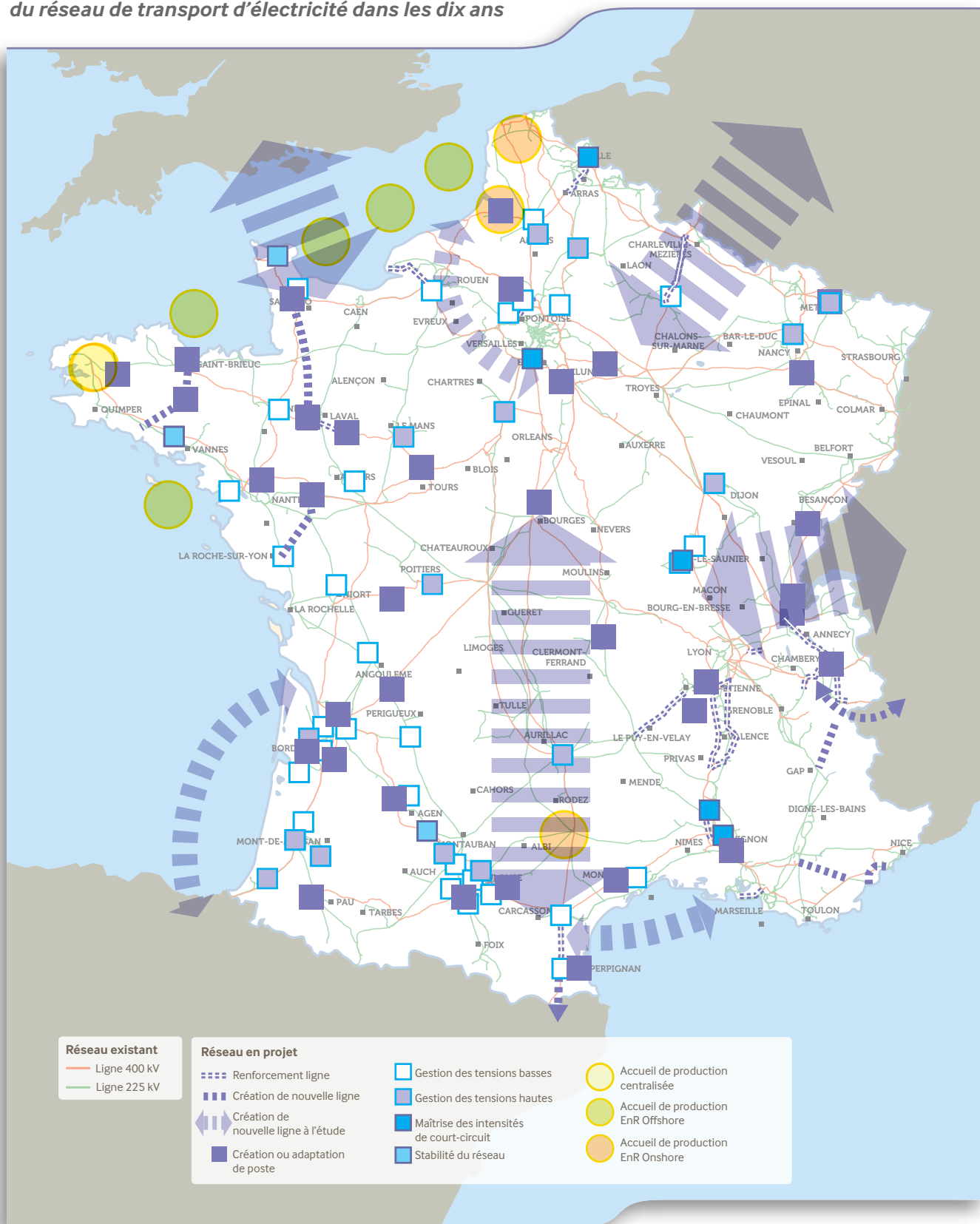
Pour accroître la capacité du réseau existant et en améliorer la gestion, RTE met en œuvre des solutions innovantes.

Pour les projets de grandes infrastructures il est prévu d'utiliser des conducteurs tels que les **câbles à faible dilatation** capables de véhiculer une énergie plus importante, pour éviter la construction de nouveaux ouvrages.

Des **liaisons à courant continu** peuvent être envisagées pour transporter l'électricité à très haute tension sur de longues distances en souterrain. L'insertion d'un tel dispositif dans un système courant alternatif maillé est un défi technologique - RTE et son homologue espagnol réalisent aujourd'hui une première mondiale.

RTE entend par ailleurs recourir plus largement à la **mise en souterrain du réseau** partout où cette solution assure des délais de mise en service satisfaisants, pour un surcoût final acceptable par la collectivité par rapport à la solution aérienne équivalente. L'enjeu est de limiter la charge financière pesant sur l'ensemble des utilisateurs via la part acheminement de leur facture d'électricité.

Localisation des principaux investissements de développement du réseau de transport d'électricité dans les dix ans



La part des ouvrages 63 kV et 90 kV construits en technologie souterraine continue de croître

Le taux de mise en souterrain des nouveaux ouvrages construits en 63 kV ou 90 kV continue de progresser et atteint 77 % en moyenne sur les années 2009-2011, reflétant la dynamique des investissements de RTE dans cette technologie.

Parmi les principaux ouvrages souterrains mis en service cette année on peut citer :

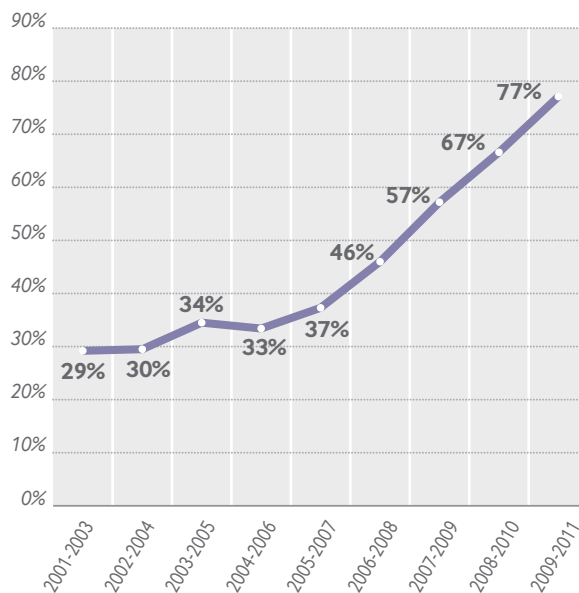
- la nouvelle liaison 90 kV Molière – Vion (8,2 km) dans la Sarthe,
- les liaisons 90 kV Ganil – St Contest n°1 (3,4 km) et Ganil – St Contest n°2 (3,5 km) dans le Calvados, après mise en souterrain des ouvrages pré-existants,
- la nouvelle liaison aéro-souterraine 63 kV Saint Sulpice – Verfeil n°1, comportant 12 km en souterrain, dans la Haute-Garonne,
- les liaisons aéro-souterraines 63 kV Cossigny – Epinay – Jonchère n° 1 et n° 2 dans l'Essonne, après mise en souterrain partielle (2 x 4,5 km de souterrain).

RTE recourt largement à la mise en souterrain du réseau en 63 kV ou 90 kV lorsque le surcoût final est considéré comme acceptable par la collectivité par rapport à la solution aérienne équivalente.

Ainsi la longueur des liaisons souterraines neuves mises en service a augmenté régulièrement ces dernières années, passant de 75 kilomètres en moyenne sur les années 2006-2008 à 135 kilomètres en moyenne sur les années 2009-2011.

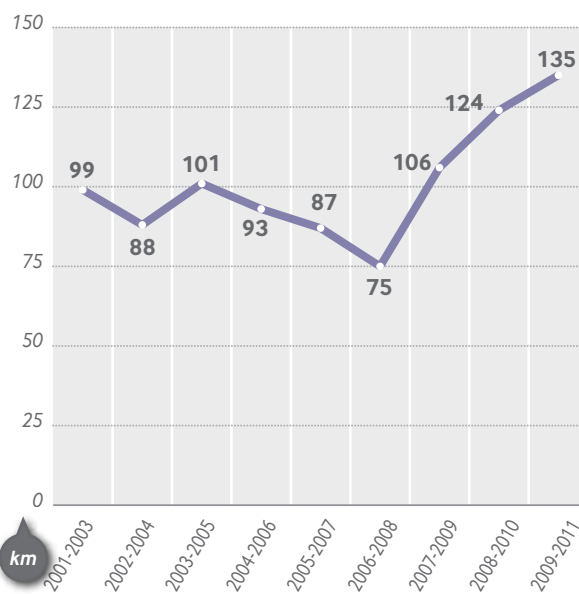
RTE utilise préférentiellement la technique souterraine pour les niveaux de tension 63 kV et 90 kV dans les zones urbaines de plus de 50 000 habitants (au sens de l'INSEE), dans les zones d'habitats regroupés, dans les zones considérées comme prioritaires au plan environnemental et aux abords des postes sources ; RTE peut intervenir ponctuellement sur des ouvrages existants afin d'améliorer leur insertion dans l'environnement, via une mise en souterrain, à l'occasion de projets de développement ou par convention associant les collectivités.

Taux de mise en souterrain des ouvrages neufs en 63 kV et 90 kV



moyenne mobile sur 3 ans

Liaisons souterraines neuves en 63 kV et 90 kV (km de circuits)



moyenne mobile sur 3 ans

L'essentiel des investissements sur le 225 kV et 400 kV porte sur l'adaptation et le renouvellement du réseau

En règle générale, pour mettre en service une nouvelle liaison électrique, environ sept années sont nécessaires à partir du premier dépôt de dossier auprès de l'Administration. En moyenne, on observe que les phases de concertation et d'obtention des autorisations administratives s'étalent, à elles-seules, sur trois ans pour les lignes 225 kV souterraines, quatre ans pour les lignes 225 kV aériennes et quatre ans et demi pour les lignes 400 kV aériennes. À titre d'exemple, pour le seul projet de ligne Cotentin-Maine, depuis octobre 2006, RTE a organisé plus de 4000 réunions qui se sont tenues avec les maires, les associations, les organisations locales, les acteurs économiques, les riverains et les administrations, afin d'identifier le meilleur tracé.

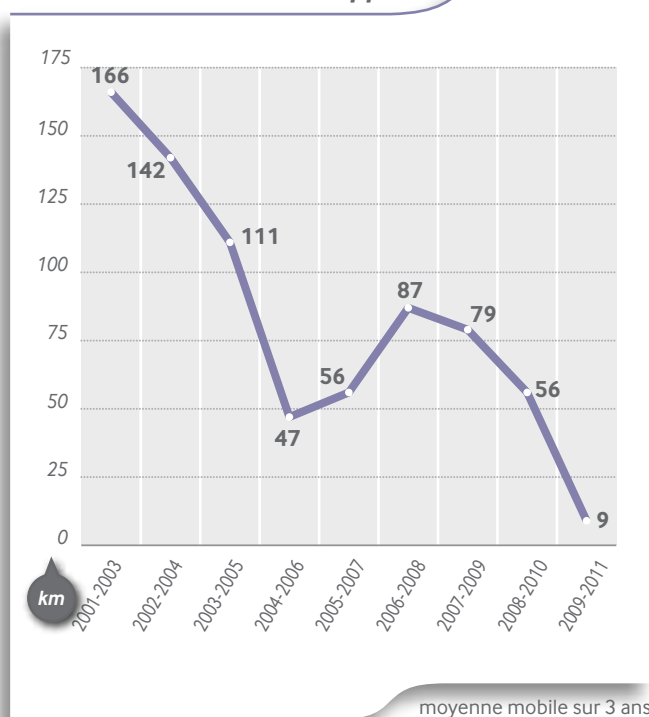
Ainsi, le délai entre le début des études et la mise en service des infrastructures de transport d'électricité dépasse parfois la décennie, notamment pour les ouvrages 400 kV, et ce délai continue de s'allonger.

Le volume de liaisons aériennes neuves mises en service en 225 kV ou 400 kV ne cesse de décroître ces dernières années passant de près de 90 kilomètres en moyenne sur les années 2006-2008 à moins de 10 kilomètres en moyenne sur les années 2009-2011, ce qui illustre la difficulté rencontrée par RTE pour construire de nouvelles lignes.

Ainsi en 2011, seulement 5 kilomètres de lignes aériennes neuves en 225 kV ou 400 kV ont été mis en service.

Néanmoins, plusieurs ouvrages aériens ont fait l'objet de travaux de renouvellement des conducteurs représentant un total de l'ordre de 340 km de circuits neufs mis en service en 2011.

Liaisons aériennes neuves en 400 kV et 225 kV (km de files de supports)



On peut citer notamment :

- les liaisons 400 kV La Coche – Praz Saint André n°1 (40 km) et Albertville – La Coche n°1 (22 km) en Savoie,
- les liaisons 225 kV Dambron – Les carrés- Villejust n°1 et n°2 dans l'Essonne et le Loiret (2 x 65 km).

RTE entend poursuivre le développement du réseau pour accompagner les évolutions de la consommation et des modes de consommation. Par son maillage et sa capacité à permettre le foisonnement de plusieurs aléas, le réseau de transport constitue un outil de flexibilité dont la collectivité peut bénéficier à un coût optimisé.

Annexe

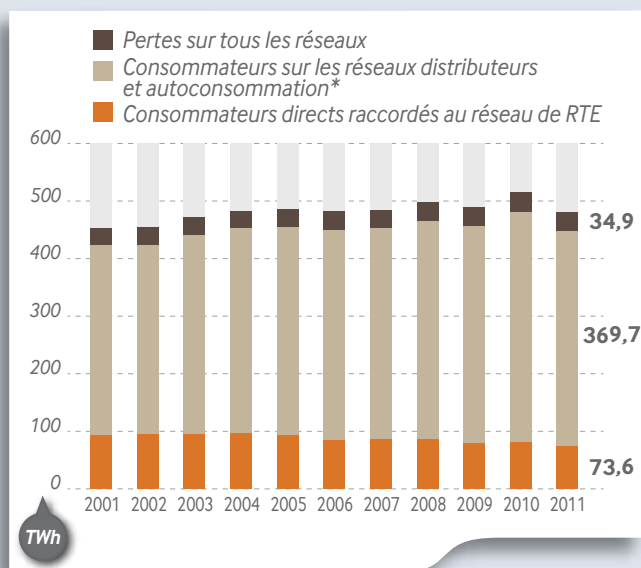
L'Énergie Électrique en France en 2011 : chiffres clés

Valeurs provisoires



Les chiffres de cette page rendent compte des flux d'électricité enregistrés en France métropolitaine, y compris la Corse.

Consommation intérieure brute 478,2 TWh (-6,8 %)



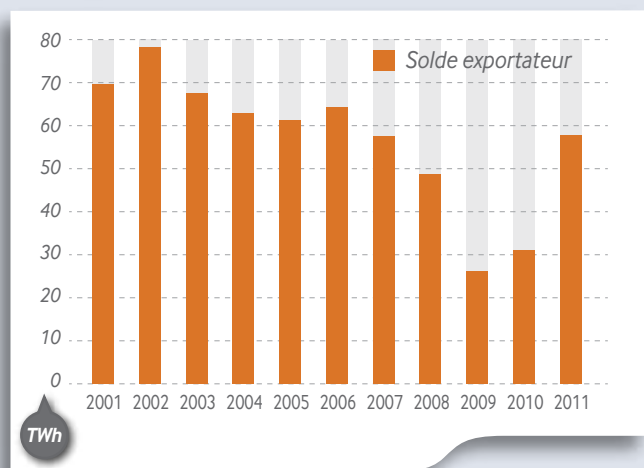
ÉNERGIE CONSOMMÉE	TWh	Variation 2011/2010 (%)	Part de la consommation (%)
Consommation intérieure brute	478,2	-6,8	
Consommation nette (hors pertes)	443,3	-6,9	100,0
Consommateurs directs raccordés au réseau de RTE	73,6	-8,4	16,6
Consommateurs sur les réseaux distributeurs	358,7	-6,7	80,9
Autoconsommation*	11,0	-3,3	2,5

* Production autoconsommée par les industriels sur leurs sites.

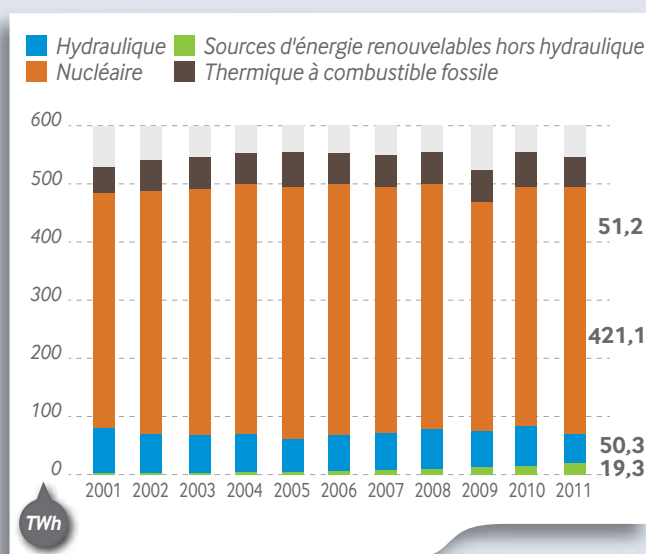
Bilan de l'énergie électrique en France en 2011

BILAN DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE	TWh	Variation 2011/2010 (%)
Consommation intérieure brute	478,2	-6,8
Énergie soutirée pour le pompage	6,8	+5,2
Solde des échanges physiques (exportateur)	56,9	+86,4
Production nette	541,9	-1,5

Échanges physiques avec l'étranger (+86,4%)



Production nette 541,9 TWh (-1,5%)



ÉNERGIE PRODUITE	TWh	Variation 2011/2010 (%)	Part de la production (%)	Émissions de CO ₂ (Millions de tonnes)
Production nette	541,9	-1,5	100,0	27,4
Nucléaire	421,1	+3,2	77,7	0,0
Thermique à combustible fossile	51,2	-13,8	9,5	24,4
dont charbon	13,4	-29,9	2,5	12,9
fioul	8,1	+0,7	1,5	2,3
gaz	29,7	-0,5	5,5	9,2
Hydraulique	50,3	-25,6	9,3	0,0
Éolien	11,9	+22,8	2,2	0,0
Photovoltaïque	1,8	+208,7	0,3	0,0
Autres sources d'énergie renouvelables*	5,6	+12,3	1,0	3,0

* Principalement: déchets urbains, déchets de papeterie, biogaz.

Données marquantes de l'année 2011

Les chiffres concernent le périmètre France métropolitaine hors Corse.

MAXIMA JOURNALIERS	ÉNERGIE (GWh)			PUISSANCE (GW)		
Les maxima indiqués ne sont pas forcément simultanés et ne se cumulent pas.	2010	2011	Variation 2011/2010 (%)	2010	2011	Variation 2011/2010 (%)
Consommation intérieure brute (date)	2 096 (15.12)	2 004 (01.02)	-4,4 %	96,7 (15.12)	91,7 (04.01)	-5,2 %
Température : écart à la normale*	-6,4°C	-6,1°C		-6,4°C	-4,4°C	
Production thermique** (date)	1 736 (15.12)	1 786 (01.02)	+2,9 %	74,8 (15.12)	76,2 (01.02)	+1,9 %
Production hydraulique (date)	277 (11.02)	247 (21.01)	-10,8 %	16,6 (10.02)	16,4 (20.01)	-1,2 %
Production éolienne (date)	95 (12.11)	109 (07.12)	+14,7 %	4,3 (12.11)	5,3 (07.12)	+23,3 %
Solde exportateur des échanges physiques (date)	261 (20.06)	277 (15.01)	+6,1 %	12,6 (14.11)	13,9 (16.01)	+10,3 %
Solde importateur des échanges physiques (date)	117 (21.10)	32 (04.01)	-72,6 %	7,8 (06.01)	3,4 (04.01)	-56,4 %

* Références internes RTE élaborées à partir de données de METEO-FRANCE. ** Thermique nucléaire, thermique à combustible fossile et thermique à combustible renouvelable.

Ouvrages de production et de transport

Parc de production en France

Puissance maximale (GW)	31/12/2011	Écart 2011 / 2010
Nucléaire	63,1	+0,0
Thermique à combustible fossile	27,8	+0,4
<i>dont charbon</i>	7,9	+0,0
<i>fioul</i>	10,4	-0,1
<i>gaz</i>	9,5	+0,5
Hydraulique	25,4	+0,0
Éolien	6,6	+0,9
Photovoltaïque	2,2	+1,3
Autres sources d'énergie renouvelables*	1,3	+0,0
Total	126,4	+2,6

* Principalement : déchets urbains, déchets de papeterie, biogaz.

Transport - lignes propriété de RTE

Longueur de circuits en exploitation (km)	31/12/2011	Écart 2011 / 2010
400 kV	21 360	-10
225 kV	26 540	+50
150, 90 et 63 kV	56 200	+30

Transport - transformateurs propriété de RTE*

Puissance installée en exploitation (MVA)	31/12/2011	Écart 2011 / 2010
400 kV	132 060	+1 920
225 kV	88 170	+1 570
150, 90 et 63 kV	3 430	+140

* Comptabilisés par leur tension supérieure.

Principaux ouvrages de transport mis en service en 2011

19 nouveaux postes ont été raccordés au réseau de RTE: 1 en 400 kV, 7 en 225 kV, 6 en 90 kV et 5 en 63 kV.

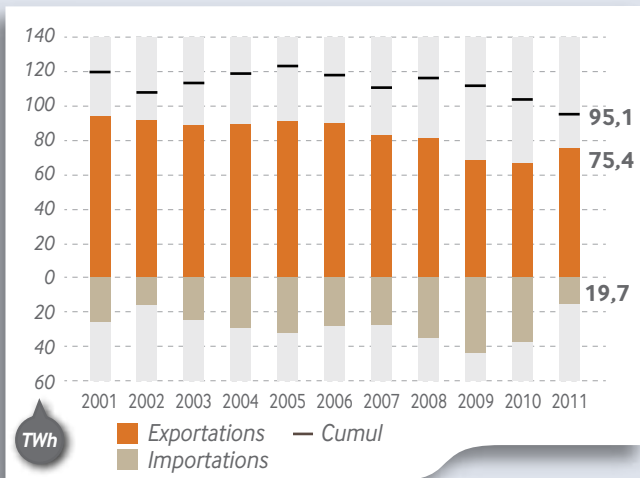
RTE a mis en service 656 km de circuits neufs ou renouvelés 63 kV à 400 kV en 2011, tandis que les déposes d'ouvrages et modifications diverses représentent une diminution de 590 km.

L'indicateur de circuits neufs souterrains en 90 kV et 63 kV suivi dans le cadre du contrat de service public atteint 77% en moyenne sur les 3 dernières années, après 67% sur les années 2008-2010.

Circuits NEUFS OU RENOUVELÉS (nombre de km)	Aérien	Souterrain	Total 2011
400 kV	94	0	94
225 kV	255	19	274
150, 90 et 63 kV	156	132	288

Fonctionnement du marché de l'électricité

Échanges contractuels transfrontaliers



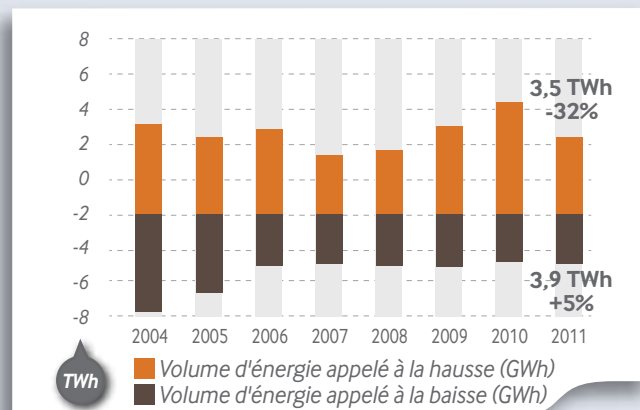
ÉCHANGES: DONNÉES MARQUANTES EN 2011	ÉNERGIE		PUISSANCE	
	2011	Écart / 2010	2011	Écart / 2010
Maxima du cumul des transactions journalières	349 GWh	+5 GWh	18,7 GW	+0,2 GW
Nombre de jours avec solde importateur*	4 jours	-68 jours	19 jours	-117 jours

* En énergie: solde importateur sur la journée; en puissance: solde importateur pendant au moins 1 heure.

VOLUMES CONTRACTUALISÉS	IMPORTATIONS		EXPORTATIONS	
	Énergie (TWh)	Variation 2011/2010	Énergie (TWh)	Variation 2011/2010
Belgique (BE)	2,1	-57%	7,9	+102%
Allemagne (DE)	8,4	-47%	10,8	+16%
Suisse (CH)	2,4	-60%	27,6	+8%
Italie (IT)	0,8	-38%	16,9	-3%
Espagne (ES)	3,1	-13%	4,5	+138%
Grande-Bretagne (GB)	2,9	-46%	7,7	-9%
Total	19,7	-47%	75,4	+13%

Ces échanges intègrent toutes les transactions mises en place par RTE.

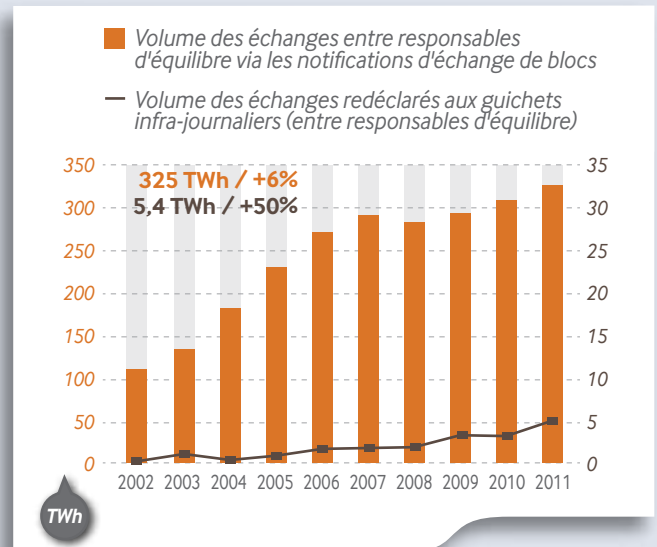
Mécanisme d'ajustement



Au 31 décembre 2011, 40 acteurs d'ajustement étaient déclarés (+3 par rapport à l'année précédente).

L'acteur d'ajustement est une personne morale qui communique à RTE les conditions techniques et financières auxquelles RTE peut modifier ses programmes de production, de consommation ou d'échanges.

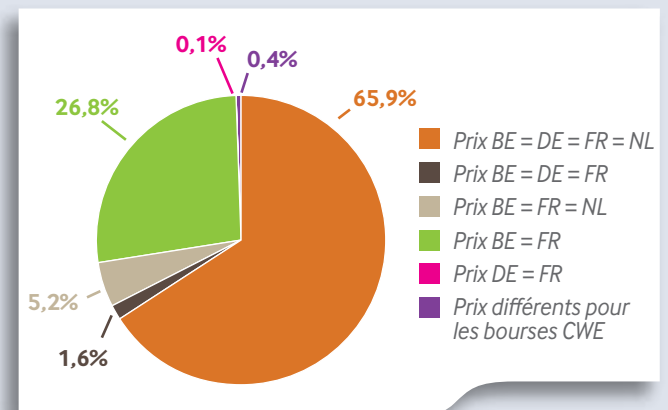
Responsables d'équilibre



Au 31 décembre 2011, 160 responsables d'équilibre étaient déclarés, comme à fin 2010.

Le responsable d'équilibre est une personne morale qui s'oblige envers RTE, par un contrat de responsable d'équilibre, à régler pour un ou plusieurs utilisateurs du réseau rattachés à son périmètre, le coût des écarts constatés a posteriori.

Couplage de marché journalier



Cet indicateur reflète la convergence des prix en base (de 0h à 24h) sur les marchés journaliers de la région Centre-Ouest Europe (CWE), réunissant la Belgique (BE), l'Allemagne (DE), la France (FR), le Luxembourg (LU) et les Pays-Bas (NL).

