



LES INTERCONNEXIONS ELECTRIQUES ET GAZIERES EN FRANCE

SYNTHESE GENERALE

La France est aujourd'hui largement interconnectée avec les pays voisins, tant en gaz qu'en électricité. Plusieurs projets d'interconnexion ont été mis en œuvre ces dernières années (interconnexion électrique Baixas Santa-Llogaia avec l'Espagne en 2015, capacités d'entrée sur le réseau gazier depuis la Suisse en 2018), tandis que trois projets d'interconnexion électriques sont en cours de construction (Savoie-Piémont avec l'Italie, ElecLink et IFA2 avec la Grande-Bretagne), et que le projet Golfe de Gascogne avec l'Espagne a été approuvé en 2017. Malgré une baisse sensible du solde net des échanges en 2016 et en 2017 (due principalement à une baisse des exportations), la France reste exportatrice d'électricité, et dispose d'un approvisionnement gazier diversifié.

Alors que l'Union européenne s'apprête à adopter un nouveau paquet législatif intitulé « une énergie propre pour tous les européens », l'achèvement du marché intérieur est en bonne voie avec la mise en œuvre du troisième paquet législatif adopté en 2009. Le processus d'intégration entamé il y a plus de vingt ans avec les premières directives sur l'ouverture à la concurrence a permis de construire un marché paneuropéen porteur de plus d'efficacité dans la gestion des systèmes d'approvisionnement en gaz et en électricité. La CRE a été pionnière dans la mise en place du marché intérieur de l'énergie. Elle a par exemple organisé le premier couplage des marchés électriques avec la Belgique et les Pays-Bas dès 2007 et a impulsé le développement de méthodes « *Flow Based* » dès 2015 avec l'Allemagne et le Benelux (région CWE). La France a été un des premiers pays d'Europe continentale à mettre en œuvre des zones entrée-sortie pour son marché gazier. Aujourd'hui, elle continue de s'impliquer fortement, avec ses homologues régulateurs, dans la rédaction et la mise en œuvre des règles européennes.

1. Le développement des interconnexions électriques et gazières s'est poursuivi depuis 2016

En électricité, la mise en service de la ligne Baixas Santa-Llogaia en 2015 et du transformateur déphaseur d'Arkale en juin 2017 ont permis de presque doubler les capacités d'échange avec l'Espagne. Les capacités commerciales d'échange entre la France et ses pays voisins (hors Belgique et Allemagne¹), qui s'élevaient à 8,4 GW en export et 4,9 GW en import avant la mise en service de la ligne Baixas Santa-Llogaia, ont atteint 9,8 GW en export et 6,2 GW en import en 2017.

Trois projets d'interconnexion supplémentaires sont actuellement en construction :

- Le projet Savoie-Piémont, qui représente une augmentation des capacités de 1 200 MW avec l'Italie, devrait être mis en service en 2019.
- Les travaux du projet ElecLink, approuvé par la CRE en 2014, ont débuté en février 2017 : ce projet permettra d'augmenter les capacités d'échange avec la Grande-Bretagne de 1 000 MW.
- Enfin, la CRE a approuvé en février 2017 le projet IFA2, qui prévoit également l'augmentation des capacités d'interconnexion de 1 000 MW avec la Grande-Bretagne, et dont la construction a été lancée en janvier 2018.

La CRE a par ailleurs conclu en septembre 2017 un accord de partage des coûts de l'interconnexion Golfe de Gascogne avec le régulateur espagnol. Ce projet de 2 000 MW reliant la Gironde au Pays Basque espagnol *via* l'Océan atlantique fait l'objet d'un soutien financier européen important. Des projets de renforcement des interconnexions existantes avec la Suisse, la Belgique et l'Allemagne sont actuellement à l'étude.

Le réseau gazier français est aujourd'hui bien intégré au réseau européen : fin 2017, la France disposait de 3 585 GWh/j de capacités en entrée, et de 658 GWh/j en sortie, soit environ deux fois plus qu'en 2005. Les 100 GWh/j de capacités d'entrée depuis la Suisse au PIR d'Oltingue, approuvés en 2014 par la CRE, ont été mis en service en juin 2018.

La fusion des zones Nord et TRS, nécessitant la réalisation des projets Val de Saône (renforcement de l'artère de Bourgogne) et Gascogne-Midi, sera mise en œuvre le 1^{er} novembre 2018.

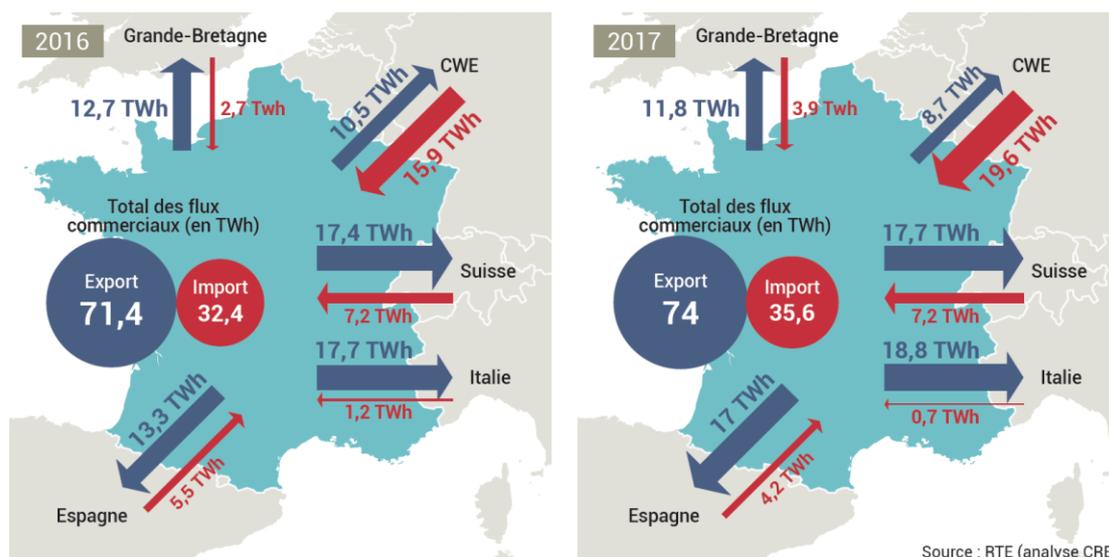
2. Bilan d'utilisation des interconnexions françaises

2.1. Interconnexions électriques

Le solde des échanges d'électricité de la France a connu une forte baisse en 2016 et en 2017 (s'établissant aux alentours de 39 TWh, voir cartes ci-après) sans pour autant atteindre le niveau de 2009 (24,6 TWh). Cette évolution est due à la fois à une baisse des exports (passés de 91 TWh en 2015 à 74 TWh en 2017) et à une légère augmentation des imports (passés de l'ordre de 30 TWh en 2015, à 35 TWh en 2017). La France conserve cependant un solde exportateur net positif avec tous les pays voisins, à l'exception de la région CWE (*Central West Europe*).

¹ Depuis la mise en place du *Flow Based* en mai 2015, les capacités d'échange dans la région CWE (*Central Western Europe*) ne sont plus déterminées *ex ante* par frontière (France-Belgique d'une part et France-Allemagne d'autre part), mais pour l'ensemble des échanges de la région, en prenant en compte l'interdépendance des flux entre frontières

Figure 1 – Flux commerciaux d’électricité aux frontières françaises en 2016 et en 2017



Ce résultat est lié aux tensions auxquelles a été soumis le système électrique français au cours de l’hiver 2016/2017. L’indisponibilité temporaire d’une partie du parc nucléaire français, conjuguée à des températures très inférieures aux normes de saison, a pesé sur les prix de l’électricité en France (avec un prix spot ayant atteint un maximum de 874 €/MWh le 7 novembre 2016 à 18h) et modifié la structure des échanges observée habituellement (la France était importatrice nette en décembre 2016 (-0,1 TWh) et janvier 2017 (-0,9 TWh), ce qui n’était pas arrivé depuis 2012).

Les différentiels de prix spot entre la France et les zones de prix voisines ont baissé à toutes les frontières à l’exception de l’Allemagne depuis 2015 (dont le différentiel avec la France est passé de 7,5 €/MWh² en 2015 à 10,9 €/MWh en 2017). Cette tendance est particulièrement marquée avec l’Espagne (le différentiel de prix est passé de 14,8 €/MWh à 10,2 €/MWh en deux ans), grâce à la mise en service de la nouvelle interconnexion (le taux de convergence des prix a par ailleurs beaucoup augmenté, passant de 13 % en 2015 à 25 % en 2017).

Le bilan de la mise en place du calcul de capacité *Flow Based* au sein de la région CWE (en mai 2015) est plus mitigé. S’il s’est traduit par une augmentation significative des échanges maximaux entre les zones de prix de la région, il apparaît que les échanges transfrontaliers moyens ont eu tendance à baisser par rapport à leur niveau antérieur. L’application de cette méthode de calcul de capacité n’a en effet pas livré tous les bénéfices attendus, des contraintes internes au sein des réseaux des GRT ayant parfois significativement limité les capacités d’import disponibles, notamment lors d’épisodes de tension sur le système (hiver 2016/2017). Les régulateurs de la région CWE ont demandé aux GRT l’application de plusieurs mesures début 2018 afin d’améliorer la situation.

Dans les autres régions, en application du règlement sur les allocations de capacité et la gestion de la congestion (CACM), les gestionnaires de réseaux travaillent à la mise en œuvre de méthodologies de calcul de capacité coordonné. La CRE sera vigilante à ce que ces dernières permettent une optimisation effective des capacités d’interconnexions existantes.

2.2. Interconnexions gazières

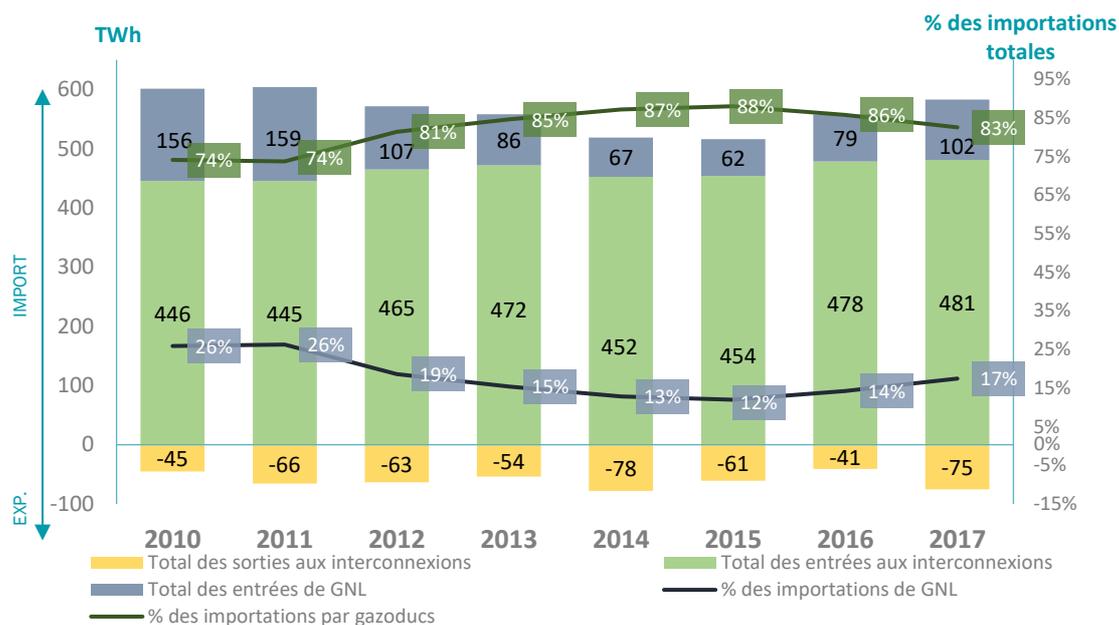
La France dispose d’un approvisionnement gazier diversifié via quatre terminaux méthaniers, des points d’interconnexion terrestres avec la Belgique, l’Allemagne, la Suisse, et l’Espagne, ainsi qu’un accès direct par le gazoduc Franpipe aux champs de production norvégiens situés en mer du Nord, qui représente à lui seul 33 % du total des importations françaises en 2017. Le système gazier français est ainsi l’un des plus robustes d’Europe. La réforme du stockage du gaz naturel adoptée en mars 2018 et la fusion des zones de marché, effective au 1^{er} novembre 2018, contribuent également à renforcer la sécurité d’approvisionnement de la France.

En 2017, les importations par gazoduc ont représenté 83 % des approvisionnements. Les livraisons de GNL sont restées à un niveau relativement bas (102 TWh), mais elles sont en augmentation depuis 2015, à la faveur d’une baisse de la tension au niveau des besoins asiatiques qui a contribué à réorienter des flux vers l’Europe. En ce qui concerne les réexportations, la France a atteint, en 2017, un niveau proche de son maximum historique observé en 2014, avec des volumes élevés vers l’Espagne (43 TWh).

² les différentiels de prix sont indiqués en absolu



Figure 2 – Entrées et sorties de gaz en France (2010-2017)



Les prix *spot* européens ont poursuivi la baisse amorcée en 2015 jusqu'en septembre 2016, avant de connaître une augmentation importante au cours de l'hiver 2016/2017, marqué à la fois par une remontée des prix des matières premières, une hausse de la consommation des centrales électriques fonctionnant au gaz et des tensions sur le marché du GNL.

Les prix de la zone PEG Nord sont, de manière générale, fortement corrélés à ceux du reste de la plaque d'Europe du Nord-Ouest, avec un différentiel de prix moyen de 0,3 €/MWh en 2016, et de 0,1 €/MWh en 2017 avec le TTF. En revanche, la zone TRS subit une volatilité des prix plus forte, avec des écarts qui ont atteint plus de 15 €/MWh avec la zone nord durant l'hiver 2016-2017. La création de la zone de marché unique pour la France, rendue possible par des investissements importants dans le cœur de réseau français (artère de Bourgogne et gazoduc Gascogne-Midi), sera effective le 1^{er} novembre 2018. Elle permettra de mettre fin aux différences entre prix de gros entre le nord et le sud du territoire, tout en améliorant le niveau de liquidité du marché français.

Les taux de souscription aux interconnexions gazières françaises restent très élevés, leur développement ayant été adossé sur des contrats d'importation ou des souscriptions de long terme. La prochaine décennie sera cependant marquée par l'arrivée à échéance de la plupart des contrats des réservations de long terme à ces interconnexions, puisque seuls deux contrats subsisteront après 2029.

3. La mise en œuvre du troisième paquet s'est accélérée depuis 2016

Le troisième paquet législatif, adopté en 2009, est entré dans la phase finale de sa mise en œuvre. L'ensemble des lignes directrices et des codes de réseau ont été adoptés, permettant une harmonisation des règles d'utilisation des interconnexions dans l'Union européenne. Dans le secteur électrique, après l'adoption en 2015 du règlement CACM sur les échéances journalière et infra-journalière, 2016 et 2017 ont vu l'adoption de huit règlements, dont deux consacrés aux règles de marché (allocation des capacités à long terme et équilibrage), ainsi que six règlements « techniques », portant sur la gestion opérationnelle du réseau et les raccordements. En ce qui concerne le gaz, le code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires est venu s'ajouter aux quatre textes adoptés précédemment.

La mise en œuvre complète de ces règlements prendra encore plusieurs années, pour autant le marché européen de l'énergie est maintenant une réalité qui organise les flux d'électricité et de gaz en fonction des niveaux de prix comparés entre pays, minimisant ainsi les coûts d'approvisionnement à l'échelle européenne.