



Réseaux

Les interconnexions électriques et gazières en France

*Un outil au service de la construction
d'un marché européen intégré*

Juin 2016

Message du Collège de la CRE

Les interconnexions sont essentielles au développement du marché intérieur de l'énergie : en permettant les échanges entre les Etats membres, en diversifiant les sources d'approvisionnement, elles permettent d'optimiser le coût de l'énergie pour le consommateur final et de renforcer la sécurité d'approvisionnement de l'Europe.

Depuis sa création, la CRE a joué un rôle moteur sur ce sujet, en favorisant le développement des interconnexions françaises, mais aussi l'optimisation de leur utilisation.

Deux conclusions principales ressortent de ce rapport sur le fonctionnement des interconnexions :

- la France est bien interconnectée avec ses voisins. En électricité, la capacité moyenne d'exportation est de 13,5 GW, à comparer à une consommation de pointe maximale de 102 GW. En gaz, la capacité de sortie a doublé et la capacité d'entrée a augmenté de 50 % en 10 ans ;
- l'utilisation des interconnexions a été significativement améliorée depuis 10 ans. Elle est désormais largement optimisée. En électricité, la France, au sein de la région Centre-ouest de l'Europe, a été pionnière dans la mise en œuvre du couplage des marchés et plus récemment, dans la mise en place d'une méthode de calcul de capacité, dite *Flow based*, qui permet d'allouer la capacité aux flux les plus utiles. En gaz, toutes les interconnexions sont utilisées selon des processus concurrentiels conformes aux codes de réseau européens, que la CRE applique intégralement et dont elle a anticipé la mise en œuvre.

La question qui se pose aujourd'hui concerne le développement de nouvelles interconnexions.

En électricité comme en gaz, les nouvelles interconnexions sont des projets coûteux et complexes. Lorsqu'on inclut les renforcements internes du réseau rendus nécessaires par une nouvelle interconnexion, le coût d'investissement dépasse souvent le milliard d'euros.

Dans un contexte d'évolution majeure et rapide du secteur (développement des énergies renouvelables, stabilisation des consommations, émergence de nouveaux usages et nouvelles flexibilités...), il est essentiel que les décisions d'investissement soient prises sur la base de tests de marché et d'analyses coûts-bénéfices solides, prenant en compte l'ensemble des renforcements internes des réseaux nécessaires pour la pleine utilisation des nouvelles capacités.

Cela a été le cas pour la nouvelle interconnexion électrique entre la France et l'Italie (projet Savoie-Piémont) qui a été approuvée par la CRE en 2015. De même, le renforcement de l'interconnexion électrique avec la Grande-Bretagne apparaît aujourd'hui justifié par les fondamentaux économiques. La CRE et son homologue l'Ofgem ont octroyé en 2014 une exemption au projet d'interconnexion non

régulée Eleclink et RTE vient de saisir la CRE d'une demande d'incitation financière pour la réalisation d'une nouvelle interconnexion régulée avec la Grande-Bretagne (projet IFA2) qui sera examinée au deuxième semestre 2016.

Dans le gaz, le cas du projet Midcat, nouvelle interconnexion gazière entre la France et l'Espagne, illustre également bien cet enjeu. Compte-tenu des renforcements internes nécessaires, ce projet coûterait près de trois milliards d'euros (dont plus de deux pour la partie française), pour créer des capacités représentant jusqu'à 15 % environ des consommations de gaz en France ou en Espagne.

La CRE a soutenu ce projet avec le lancement d'une *open season* en 2010 (qui s'est révélée infructueuse) puis avec son inscription dans la liste des projets d'intérêt commun européen. Mais, au vu des évolutions du marché du gaz depuis quelques années, notamment de la stabilité de la demande et de la surcapacité existante, un certain nombre de conditions doivent être réunies pour qu'un projet aussi coûteux puisse être lancé sans faire peser un risque trop important sur les consommateurs espagnols et français.

Un appel au marché doit tout d'abord être mené par les GRT concernés, conformément aux règles prévues dans les codes de réseau européens. Cette étape est nécessaire pour assurer qu'il existe un besoin du marché pour une telle infrastructure, et que tout ou partie de son coût peut être financé par les réservations de capacités des acteurs de marché.

Si le résultat de l'appel au marché est négatif, ce qui est probable dans le contexte actuel, la décision de lancer le projet ne saurait être prise sans études coûts-bénéfices solides.

Ces études devront notamment identifier et quantifier les bénéfices pour chacun des pays concernés et pour l'Union européenne, et organiser le financement du projet en relation avec ces bénéfices, conformément à la démarche CBCA (*cross border cost allocation*) prévue pour les projets d'intérêt commun européen.

En ce qui concerne le projet d'interconnexion électrique golfe de Gascogne entre la France et l'Espagne, la levée des incertitudes techniques est un préalable indispensable avant de pouvoir se prononcer sur son opportunité au regard des bénéfices et des coûts qu'il génèrerait.

La CRE, conformément à la loi, agit dans toutes ses missions au bénéfice des consommateurs finals. Elle veillera à éviter que les consommateurs de gaz et d'électricité ne soient exposés à des coûts considérables pour construire des infrastructures dont l'utilité pour la construction du marché européen et la sécurité d'approvisionnement n'aurait pas été démontrée.

Table des matières

Partie 1 : Les interconnexions électriques et gazières françaises au cœur de l'Europe de l'énergie	6
1. Les interconnexions, pilier de la construction d'un marché européen intégré de l'énergie	7
1.1. L'émergence de réseaux interconnectés en Europe	7
1.2. Le rôle clef des interconnexions dans la création d'un marché européen intégré de l'énergie	9
2. Les modèles de marché portés par les textes européens associent places de marché et interconnexions	10
2.1. Gaz : le modèle « hub à hub »	11
2.2. Electricité : le couplage des marchés	12
3. Les codes de réseau européens	13
3.1. L'élaboration des codes de réseau européens	13
3.2. Codes de réseau européens adoptés dans le secteur électrique	14
3.3. Codes de réseau adoptés dans le secteur du gaz	15
Partie 2 : Les interconnexions électriques françaises	16
1. La France est bien interconnectée et largement exportatrice nette d'électricité	17
1.1. La France est historiquement bien interconnectée avec ses voisins	17
1.2. La France est exportatrice nette d'électricité, excepté avec l'Allemagne	20
1.3. Des interconnexions françaises fortement utilisées	24
1.4. Des nominations par échéance variables selon les frontières	27
2. Les règles d'allocation et de calcul de capacité ont été améliorées de façon constante	31
2.1. Le calcul des capacités joue un rôle essentiel pour optimiser la capacité offerte aux marchés	32
2.2. La région CWE pionnière dans la mise en œuvre des modèles cibles	32
2.2.1. Le <i>Flow based</i> a renforcé la solidarité entre pays	32
2.2.2. Des améliorations ont également été apportées à l'échéance infra journalière	34
2.3. Des progrès significatifs aux autres frontières	36
2.3.1. Les succès de l'extension géographique du couplage des marchés	36
2.3.2. Vers la mise en œuvre d'une plateforme unique pour l'allocation des produits de long terme	37
2.3.3. Des améliorations substantielles pour le calcul de la capacité d'interconnexion aux frontières France – Italie et France – Espagne	39

2.4. Le fonctionnement spécifique de l'interconnexion à la frontière France - Suisse ne permet pas une gestion optimisée de l'allocation des capacités	40
3. Des investissements sont prévus pour augmenter la capacité disponible aux frontières les plus congestionnées.....	42
3.1. Une rente de congestion importante, tirée par la rente aux interconnexions France - Grande-Bretagne et France - Italie.....	42
3.2. Des projets en cours aux interconnexions France – Italie et France – Grande-Bretagne.....	46
3.3. D'autres projets sont à l'étude.....	47
Partie 3 : Les interconnexions gazières françaises.....	49
1. Bilan des capacités d'entrée et de sortie de gaz en France : une interconnexion avec l'Europe en progression constante.....	50
1.1. Les capacités d'interconnexion apportent souplesse et diversité d'approvisionnement à la France	50
1.2. Des renforcements d'interconnexion encadrés par des procédures d'appels au marché	52
1.3. Point d'entrée depuis la Norvège	54
1.4. Interconnexions avec la Belgique	54
1.5. Interconnexion avec l'Allemagne	55
1.6. Interconnexions avec l'Espagne	56
1.7. Interconnexion avec la Suisse	56
2. La structure d'approvisionnement du marché français.....	58
2.1. Les interconnexions permettent à la France de disposer d'un approvisionnement gazier diversifié	59
2.2. Nord et sud de la France, des situations contrastées.....	62
2.2.1. Grâce aux interconnexions, le PEG Nord bénéficie de la proximité avec les hubs liquides d'Europe du nord-ouest	62
2.2.2. Des voies d'approvisionnement moins diversifiées au sud qu'au nord	63
2.3. Analyse des taux d'utilisation et des flux aux interconnexions	65
2.3.1. Des taux d'utilisation hétérogènes selon les interconnexions	65
2.3.2. Au nord, les interconnexions avec l'Allemagne et la Belgique apportent de la flexibilité .	66
2.3.3. Une zone sud dépendante du GNL	69
2.4. La fusion des zones en France : fluidifier la circulation du gaz sur l'axe Nord Sud.....	71
3. Evolution des taux de souscription de capacité	75
3.1. Méthodes de commercialisation des capacités	75

3.2. Application du code de réseau CAM à la liaison Nord-Sud	76
3.3. Allocation des capacités au point de Dunkerque	77
3.4. Bilan des enchères de capacité	77
3.4.1. Enchères aux interconnexions transfrontalières en 2015	78
3.4.2. Enchères à la liaison Nord-Sud en 2015	79
3.5. Les souscriptions de long terme demeurent élevées en France, dans un contexte de demande de gaz globalement faible	81
3.6. Analyse des souscriptions du côté des GRT frontaliers	82
3.6.1. Obergailbach/Medelsheim	83
3.6.2. Pirineos	84
4. Le développement de nouvelles capacités d'interconnexion	86
4.1. Le rôle des appels au marché	86
4.2. Développement de projets au titre de la sécurité d'approvisionnement	87
4.3. Les projets de développements de capacités d'interconnexions	88
4.3.1. Projet MidCat entre la France et l'Espagne	88
4.3.2. Développement de capacités de sortie vers l'Allemagne	89

Partie 1 : Les interconnexions électriques et gazières françaises au cœur de l'Europe de l'énergie

1. Les interconnexions, pilier de la construction d'un marché européen intégré de l'énergie

Les interconnexions constituent un élément essentiel des systèmes électriques et gaziers en Europe. L'émergence d'une consommation de masse s'est accompagnée de la création de réseaux de grande taille qui ont été progressivement interconnectés afin d'améliorer la sécurité d'approvisionnement.

Dans le secteur électrique, il s'agissait de mettre en place des mécanismes de solidarité entre pays voisins et, dans le cas du gaz, de développer un commerce international qui permettrait au gaz de devenir une source d'énergie de premier plan. L'Europe est aujourd'hui dotée de réseaux électriques et gaziers de dimension internationale qui constituent le support de la construction des marchés intérieurs de l'électricité et du gaz.

1.1. L'émergence de réseaux interconnectés en Europe

La réalisation de réseaux à l'échelle européenne a été un processus long, démarré au lendemain de la seconde guerre mondiale avec la création en 1951 de l'UCPTE (Union pour la coordination de la production et du transport d'électricité) dont l'objectif était de développer les solidarités entre opérateurs et qui a mis en place la synchronisation des installations de production à l'échelle européenne. La France a joué un rôle important dans ce processus en s'engageant tôt dans la réalisation d'interconnexions, mouvement qui a accompagné la construction du parc nucléaire et l'émergence de la France comme grand exportateur d'électricité. Les interconnexions électriques ont été promues au titre de la sécurité d'approvisionnement à travers des contrats d'exportation et des accords d'entraide permettant d'améliorer la résilience du système électrique européen.

Avec l'ouverture des marchés, le rôle des interconnexions s'est enrichi puisqu'elles sont devenues le support privilégié du développement des échanges entre Etats membres, permettant ainsi de concrétiser l'idée de marché intégré.

Figure 1 : Le réseau de transport d'électricité européen



Source : ENTSOE

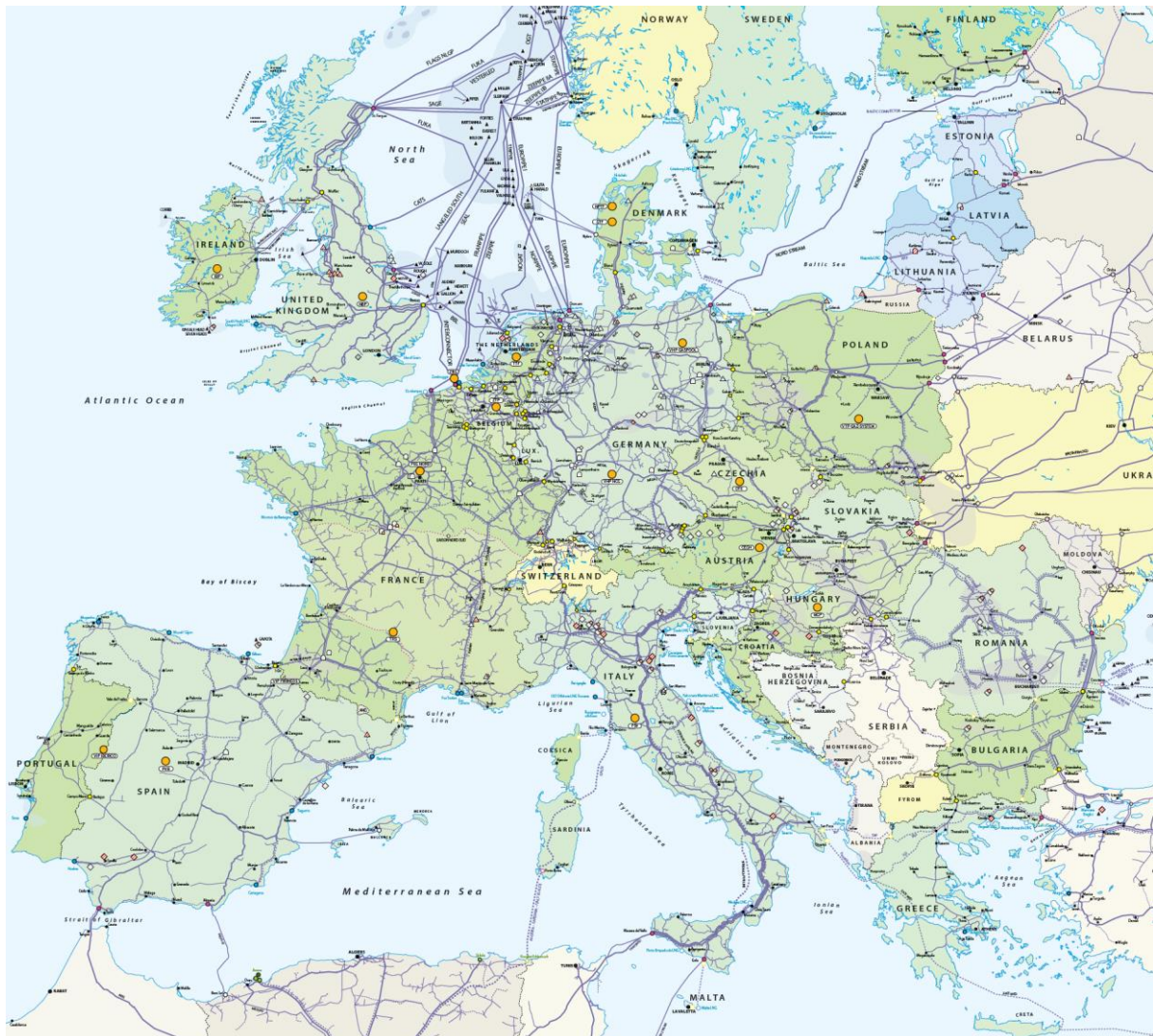
Dans le cas du gaz naturel, les réseaux se sont d'abord développés dans une logique locale, autour des champs de production. L'émergence d'une industrie gazière de grande taille remonte aux années 1950, alors que le recours aux importations devenait une nécessité pour accompagner la progression de la demande, dans une période où les besoins d'énergie croissaient de manière très forte et où le gaz représentait un moyen de diversifier les bouquets énergétiques en Europe.

Les Pays-Bas ont joué un rôle central avec le gisement de Groningen qui a alimenté les pays voisins et a été un facteur déterminant dans l'émergence d'un réseau transnational. Les interconnexions se sont ensuite développées dans le cadre de contrats d'approvisionnement internationaux avec l'Algérie, la Norvège et la Russie.

La France a été très tôt un grand importateur de gaz. Elle a contribué à la réalisation des grands corridors gaziers transeuropéens. Aujourd'hui, la France importe la quasi-totalité de ses besoins et

constitue un pays de transit pour l'Espagne et l'Italie pour lesquelles elle achemine des volumes en provenance de Norvège.

Figure 2 : Le réseau de transport de gaz européen



Source : ENTSOG

1.2. Le rôle clef des interconnexions dans la création d'un marché européen intégré de l'énergie

La création d'un marché intérieur européen pour l'électricité et le gaz est l'un des grands chantiers de l'Union européenne avec l'ambition de dépasser les logiques nationales afin de consolider les solidarités entre Etats membres. L'application de la politique de concurrence à l'électricité et au gaz en a été le principal instrument, ce qui s'est traduit par l'adoption successive de trois « paquets législatifs » de 1996 à 2009. Ces paquets ont élaboré un modèle d'organisation autour de l'indépendance des gestionnaires de réseau, chargés de mettre à disposition de la collectivité des infrastructures performantes constituant le support d'un marché concurrentiel paneuropéen.

Les règles concurrentielles, d'abord mises en place à l'échelle nationale, ont fait l'objet d'une harmonisation de plus en plus poussée. Le troisième paquet législatif adopté en 2009 a ainsi introduit le principe des codes de réseau européens, règles communes dont le rôle est de faciliter les échanges transfrontaliers d'énergie afin de promouvoir le développement de marchés de gros liquides et d'offrir aux consommateurs finals un choix plus large de fournisseurs.

De fait, les interconnexions transfrontalières jouent un rôle central dans la mise en place d'un marché européen, elles constituent la pierre angulaire des modèles de marchés pour le gaz comme pour l'électricité. La création de l'Agence pour la Coopération des Régulateurs de l'Energie (ACER), ainsi que des réseaux européens des gestionnaires de réseau pour l'électricité et le gaz, ENTSOE et ENTSG, traduit institutionnellement la priorité accordée par l'Union européenne à la qualité de la coordination transfrontalière des autorités de régulation et des gestionnaires d'infrastructures.

En ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement, les interconnexions permettent d'exploiter les complémentarités entre Etats membres. Ce principe de solidarité, qui a depuis longtemps été inscrit dans le fonctionnement du système électrique, est de plus en plus présent dans le cas du gaz avec un renforcement progressif des règles d'entre-aide en cas de crise d'approvisionnement. Le règlement sur la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, adopté en 2010 et en cours de révision, a établi un certain nombre de règles visant à faciliter les flux de gaz entre pays. Le projet de révision vise à accentuer la dimension régionale de la gestion des crises, notamment en proposant d'établir des plans d'urgence régionaux.

2. Les modèles de marché portés par les textes européens associent places de marché et interconnexions

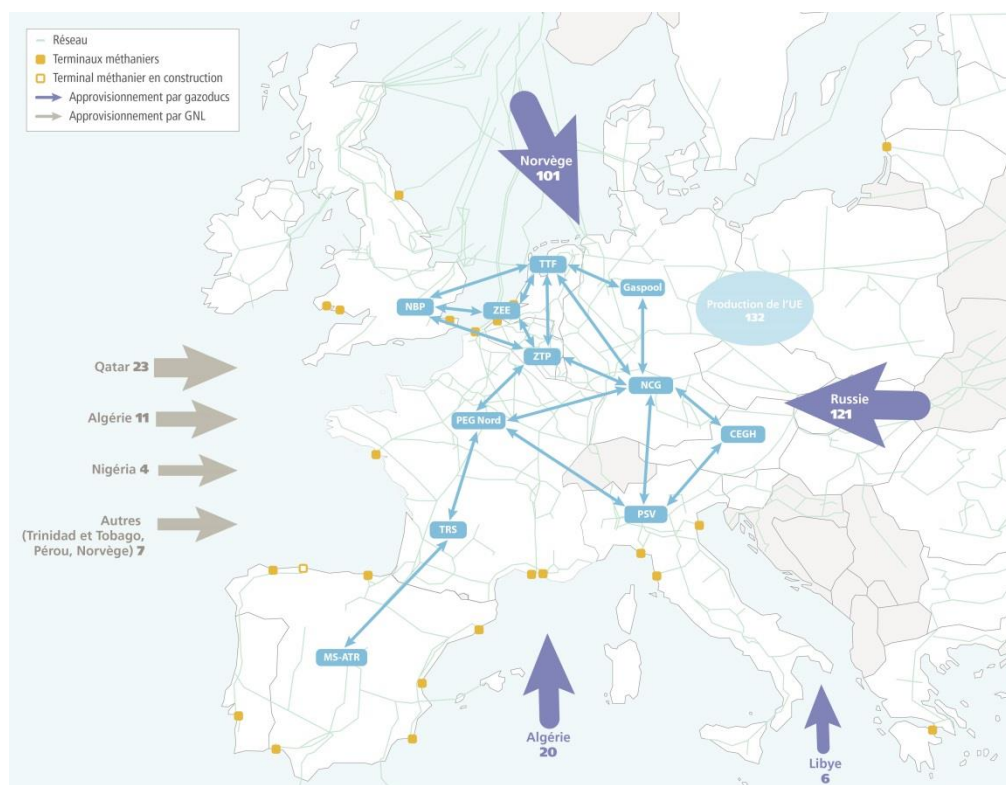
Les directives et règlements européens sont porteurs des mêmes grands principes pour le gaz et pour l'électricité. Construits autour de l'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution, ces textes proposent des cadres convergents dans lesquels les prix de gros jouent un rôle central pour la coordination entre les différents moyens d'approvisionnement et l'organisation des flux entre Etats membres.

Electricité et gaz présentent toutefois des particularités techniques qui se traduisent par des règles différentes pour la gestion des interconnexions. Dans le gaz, les interconnexions servent avant tout à alimenter le marché à partir de sources extérieures alors que dans l'électricité, elles sont mises au service de l'optimisation, via les prix de gros, de l'appel des moyens de production. Ainsi, les allocations implicites de capacités aux frontières sont adaptées à l'électricité, mais pas au gaz, la notion d'ordre de mérite des moyens d'approvisionnement étant au cœur du fonctionnement du marché électrique mais ayant peu de sens pour le gaz.

2.1. Gaz : le modèle « hub à hub »

Dans un document publié en 2011 par le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER), les autorités de régulation ont précisé les contours d'un modèle cible pour le marché européen du gaz. Ces grands principes avaient commencé à être élaborés lors des travaux sur les codes de réseau concernant les mécanismes d'allocation de capacité aux interconnexions et l'équilibrage, publiés respectivement en octobre 2013 et en avril 2014. S'appuyant sur la généralisation du modèle « entrée-sortie », le modèle proposé consiste à simplifier l'accès aux interconnexions par un système de guichet unique permettant aux acteurs de souscrire des capacités « groupées » aux interconnexions. Cela revient à souscrire à la fois la capacité de sortie d'une zone de marché et la capacité d'entrée correspondante dans la zone voisine. Les interconnexions permettent de relier les zones de marché, aussi appelées « hubs », dans lesquelles les gestionnaires de réseau mettent à disposition des acteurs des services permettant de développer un marché de gros (transactions de gré à gré, bourses de gaz). Le décloisonnement des marchés nationaux a permis un développement très fort de la liquidité. L'organisation qui s'est progressivement mise en place articule aujourd'hui, via les interconnexions, des hubs nationaux utilisés pour des transactions spot et pour l'équilibrage, et deux places de marché de grande taille, le TTF (Pays-Bas) et le NBP (Grande-Bretagne), qui proposent des produits de couverture des risques et dont les indices de prix servent de référence dans de nombreux contrats de long terme.

Figure 3 : Le modèle « hub à hub » en Europe



Source : GRTgaz

En France, il existe deux zones de marché, le PEG nord et la *Trading Region South* (TRS), reliées entre elles par la liaison Nord-Sud. En 2018, une zone de marché unique sera créée, la *Trading Region France* (TRF). Les interconnexions avec la Belgique, l'Allemagne, l'Espagne et la Suisse (qui donne accès au marché italien) permettent aux hubs français d'être interconnectés avec les principaux marchés européens. La CRE a œuvré à la mise en place de ce modèle bien avant l'adoption du troisième paquet législatif en réduisant progressivement le nombre de zones d'équilibrage, favorisant ainsi la liquidité des marchés de gros et la concurrence, et en développant les capacités d'interconnexion à ses frontières dans le cadre d'*open seasons*. La qualité de l'intégration de la France au reste du marché européen a été un facteur déterminant pour le développement de la concurrence. Elle a permis de bénéficier de la liquidité du marché nord-européen et donc de profiter d'importantes baisses de prix.

2.2. Electricité : le couplage des marchés

Comme pour le gaz, le modèle de marché promu en Europe donne un rôle central aux bourses d'électricité. Il s'agit de disposer d'outils organisant la confrontation entre offre et demande de manière centralisée : les prix de gros doivent permettre de gérer de manière efficace les besoins des consommateurs en organisant le recours aux moyens de production selon leurs coûts croissants. Cette logique se décline selon différents pas de temps, l'échéance journalière constituant l'échéance privilégiée pour la programmation de la production.

Les interconnexions électriques ont été mises au service de ce modèle via l'application progressive du couplage des marchés à l'ensemble de l'Union européenne (cf. paragraphe 2.3.1 de la partie 2). Le principe du couplage, mis en place à l'échéance journalière, doit être progressivement appliqué à l'échéance infra-journalière, pour laquelle l'allocation implicite constitue le modèle cible proposé par le règlement CACM (*Capacity Allocation and Congestion Management*).

L'amélioration des règles d'attribution des capacités d'interconnexion est un processus continu qui comporte deux volets, l'un quantitatif (augmenter les capacités mises à disposition) et l'autre économique (affecter les capacités aux transactions qui ont le plus de valeur). Dans ce contexte, une attention de plus en plus forte est portée, d'une part, aux méthodes de calcul de la capacité allouée aux marchés, notamment avec la mise en place du couplage fondé sur les flux (appelé « *Flow based* », cf. paragraphe 2.2.1 de la partie 2), et d'autre part aux échéances les plus proches du temps réel.

La CRE est fortement impliquée dans les groupes de travail réunissant les régulateurs européens qui contribuent à l'élaboration des textes et l'application des codes de réseau une fois adoptés. Elle encourage les évolutions aux frontières de la France, attachant une grande importance à l'application dès que possible des nouvelles règles, y compris de manière anticipée par rapport aux exigences de la législation européenne.

3. Les codes de réseau européens

En prévoyant l'élaboration puis la mise en œuvre de règles harmonisées pour la gestion des interconnexions (les codes de réseau), le troisième paquet législatif a constitué une étape clé dans l'élaboration de modèles de marché intégrés pour le gaz et l'électricité.

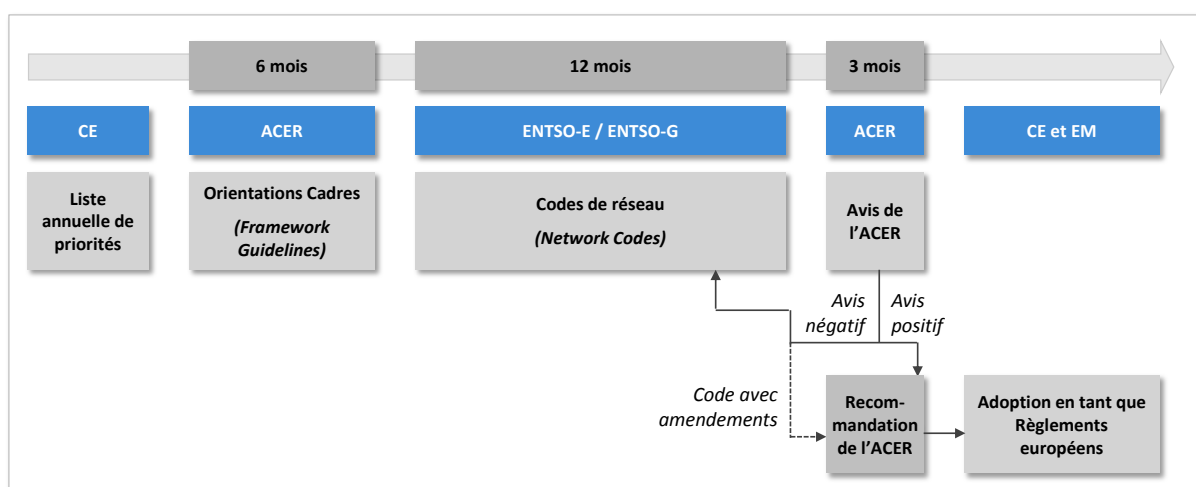
Les modèles cibles définis par ces codes de réseaux sont le plus souvent issus des initiatives régionales mises en œuvre dès le milieu des années 2000 en matière de coopération transfrontalière, avec pour principe l'idée de tester des mesures innovantes permettant d'améliorer l'intégration des marchés. C'est par exemple dans ce cadre que la première initiative de couplage de marché a été élaborée entre la France, la Belgique et les Pays-Bas et mise en œuvre dès 2007.

3.1. L'élaboration des codes de réseau européens

La préparation des codes de réseau européens a élargi le périmètre d'intervention des autorités de régulation en leur donnant un rôle actif dans la définition des codes de réseau via l'ACER. Cette dernière est en effet chargée d'élaborer des lignes directrices qui établissent les bases des codes de réseaux rédigés ensuite par ENTSOE et ENTSG. Les régulateurs approuvent par ailleurs les règles d'allocation mises en œuvre par les gestionnaires de réseau, en anticipation ou en application de ces codes de réseaux.

L'élaboration des codes de réseau, qui a débuté dès l'adoption du troisième paquet en 2009, comporte de nombreuses étapes, des orientations cadres de l'ACER à l'adoption en comitologie (Figure 4). C'est un processus long qui s'étire sur plusieurs années et exige un suivi constant de la part des régulateurs.

Figure 4 : Le processus d'élaboration des codes de réseau européens



En tant que membre de l'ACER, la CRE participe aux travaux des groupes de travail thématiques réunissant les régulateurs européens, au sein desquels sont discutées les orientations à donner à la

régulation ainsi que la mise en œuvre des textes européens. La CRE dirige certains travaux. Elle a notamment eu un rôle moteur sur les codes de réseau sur les allocations de capacité et l'harmonisation des structures tarifaires en gaz, ainsi que sur les codes de réseau sur les allocations de capacité à long terme et l'équilibrage pour l'électricité. La CRE codirige également le groupe de travail sur les infrastructures gazières, qui traite du plan d'investissement européen d'ENTSOG et de la mise en œuvre du paquet sur les infrastructures énergétiques.

3.2. Codes de réseau européens adoptés dans le secteur électrique

Dans l'électricité, trois codes de réseau ont été adoptés. Ils portent sur les allocations de capacité et la gestion des congestions (CACM), sur l'allocation de capacité à l'échéance de long terme (FCA) et sur le raccordement des moyens de production. Les textes CACM et FCA introduisent des modifications importantes en fixant des feuilles de route très ambitieuses pour l'harmonisation des règles d'utilisation des interconnexions électriques.

Les lignes directrices CACM ont été publiées au journal officiel de l'UE le 24 juillet 2015. Portant sur les échéances journalière et infra-journalière, elles inscrivent dans la législation européenne le principe de couplage des marchés. Ces lignes directrices prévoient la généralisation du couplage *Flow based* et la mise en place d'une plateforme d'allocation unique pour l'infra journalier. Les bourses d'électricité qui opèrent le couplage acquièrent un nouveau statut, celui d'opérateur du marché électrique (NEMO pour *Nominated Electricity Market Operator*). Elles traitent également du calcul de capacité en exigeant des GRT qu'ils coopèrent au sein de régions de calcul et élaborent un modèle de réseau unique pour l'UE.

Adopté par les Etats membres le 30 octobre 2015, le code de réseau relatif à l'échéance de long terme (FCA pour *Forward Capacity Allocation*) devrait entrer en vigueur en juillet 2016. Il établit les principes à suivre pour une allocation harmonisée des capacités d'interconnexion aux échéances de long terme (annuelle et mensuelle principalement) avec la mise en place d'une plateforme unique à l'échelle européenne. Dès 2013, les régulateurs ont décidé de demander à leurs gestionnaires de réseaux de préparer une version anticipée des règles harmonisées (dites règles HAR pour *Harmonised Allocation Rules*) afin de s'assurer que le code pourrait être appliqué dans les délais prévus. Adoptées en 2015, ces règles sont appliquées sur les frontières françaises depuis le 1^{er} janvier 2016.

Plusieurs codes de réseau sont encore en préparation. Le code sur l'équilibrage est le troisième code dit « de marché » qui doit être adopté par l'UE, il traite notamment de la gestion de l'équilibrage au niveau transfrontalier via les interconnexions. Plusieurs codes techniques sont également en cours de validation, la ligne directrice sur l'exploitation du système électrique (*System Operation Guideline*) a été adoptée par les Etats membres le 4 mai 2016 en comitologie.

3.3. Codes de réseau adoptés dans le secteur du gaz

Dans le cas du gaz, trois codes de réseau européens ont été adoptés, sur les allocations de capacité, sur l'équilibrage et sur l'interopérabilité des réseaux. Un quatrième code, portant sur l'harmonisation des structures tarifaires, est actuellement en préparation et pourrait être adopté avant la fin de l'année 2016.

L'harmonisation des méthodes d'allocation de capacité (CAM) et de gestion des congestions (CMP) a été un sujet prioritaire lors de l'adoption du 3^e paquet en 2009. Les forts niveaux de congestion contractuelle en Europe, l'hétérogénéité des règles d'allocation des capacités et le manque de coopération entre les GRT pour la commercialisation des produits, ont conduit la Commission européenne à donner la priorité à la fluidification des échanges de gaz entre Etats membres. En effet, les capacités d'interconnexion gazières étaient à cette époque largement préemptées par les contrats long terme des acteurs historiques, il était souvent très difficile pour de nouveaux entrants d'acquérir de la capacité.

Le code de réseau CAM a profondément modifié le fonctionnement du marché européen avec la généralisation du système « entrée-sortie » autour d'un hub virtuel. Ce texte va être complété par des dispositions portant sur l'investissement, c'est-à-dire l'offre de capacité supplémentaire dont la réalisation serait décidée sur la base de la demande exprimée par les utilisateurs. Ce principe est cohérent avec les appels au marché menés en France pour décider des renforcements des interconnexions.

Ont été également adoptés les codes de réseau sur l'équilibrage et sur l'interopérabilité. Le premier consiste à mettre en place un équilibrage de marché dans l'ensemble de l'Union européenne : les acteurs de marché comme les opérateurs de réseau doivent passer par les marchés de gros pour gérer l'équilibre entre injections dans le réseau et consommation. Le code de réseau sur l'interopérabilité porte quant à lui sur l'harmonisation de règles techniques qui pouvaient entraver les flux de gaz. Il comprend des décisions sur les accords d'interconnexion ou sur l'odorisation du gaz.

Partie 2 : Les interconnexions électriques françaises

1. La France est bien interconnectée et largement exportatrice nette d'électricité

Résumé des messages :

- Avec une capacité commerciale moyenne constatée fin 2015 de 13,5 GW à l'exportation et de 9,8 GW à l'importation, la France est bien interconnectée avec ses voisins. Une nouvelle ligne entre la France et l'Espagne, mise en service en octobre 2015, permettra à terme de doubler la capacité d'interconnexion entre ces deux pays pour la porter à 2800 MW.
- La France est le principal exportateur d'électricité en Europe : en 2015, elle a exporté 93,8 TWh d'électricité et a un solde exportateur net positif avec l'ensemble de ses pays voisins excepté avec l'Allemagne. Elle a par ailleurs importé 31,4 TWh, principalement depuis ce pays.
- Le solde exportateur de la France a atteint un record historique le 13 juillet 2015 à 6h30, avec un pic de 15,6 GW, notamment grâce à la mise en œuvre du *Flow based* dans la région Centre-Ouest de l'Europe, qui a permis d'augmenter les échanges avec la Belgique et l'Allemagne.
- Les taux d'utilisation des interconnexions sont très élevés (au-delà de 85 %) avec la Grande-Bretagne, l'Italie et l'Espagne, s'expliquant par un différentiel de prix important avec la France. Ils sont en revanche plus faibles pour l'Allemagne et la Belgique, traduisant une convergence fréquente des prix avec la France (sur les trois dernières années, le taux de convergence est de près de 50 % pour ces deux frontières).
- Avec le couplage des marchés, l'échéance journalière est l'échéance principale de nomination des capacités d'interconnexion, les produits de long terme étant utilisés comme des produits de couverture. Enfin, depuis 2010, les échanges aux interconnexions à l'échéance infra journalière ont été multipliés par 3, principalement tirés par le développement des échanges avec l'Allemagne et la Suisse.

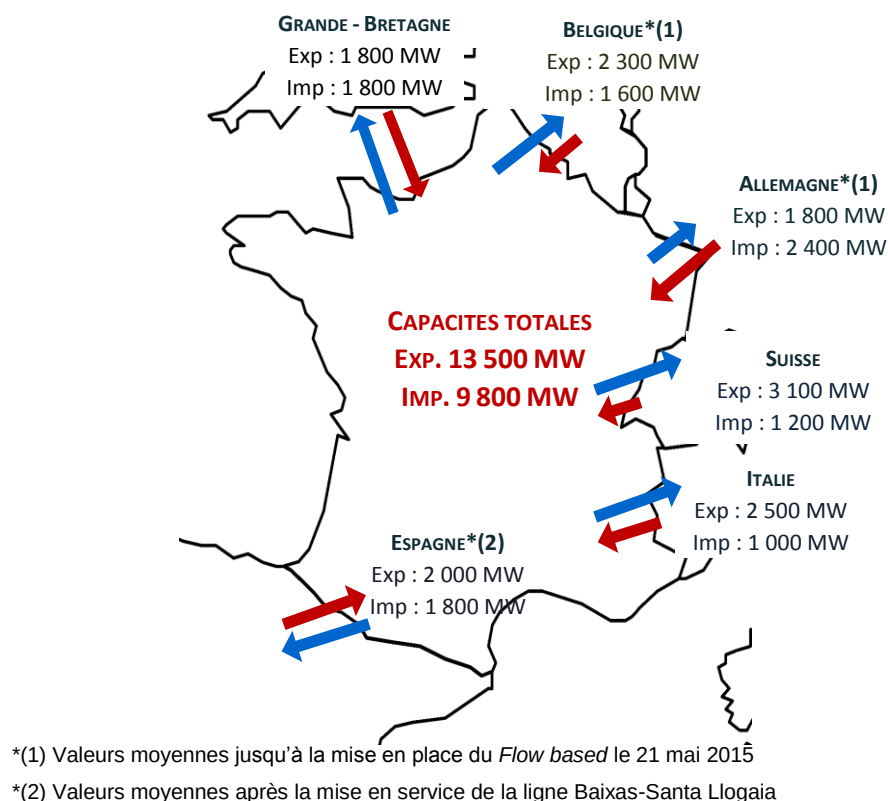
1.1. La France est historiquement bien interconnectée avec ses voisins

La France est interconnectée avec l'ensemble des pays frontaliers à l'exception du Luxembourg. Elle est également interconnectée à la Grande-Bretagne depuis 1986 par un câble sous-marin à courant continu. Les capacités d'interconnexion aux frontières françaises ont été progressivement renforcées pour atteindre fin 2015 une capacité commerciale moyenne constatée de 13,5 GW à l'export et 9,8 GW à l'import, représentant plus de 10 % des capacités de production nationales.

Les niveaux de capacité d'interconnexion disponibles avec les pays limitrophes présentent des différences parfois importantes selon les frontières. La Suisse est le pays avec lequel les infrastructures sont les plus développées à l'export, en raison notamment des contrats historiques d'achat d'électricité attachés à certaines centrales françaises comme Fessenheim ou Bugey. Avec les autres pays, les capacités commerciales moyennes constatées sont comprises entre 1800 MW et

2500 MW à l'export, et 1000 MW à 2400 MW à l'import. L'Allemagne est un cas particulier puisque les capacités à l'importation (2400 MW) sont nettement supérieures à celles observées à l'exportation (1800 MW).

Figure 5 : Capacités commerciales moyennes constatées aux frontières (NTC J-2) à fin 2015



Source : RTE, analyse CRE

Une nouvelle interconnexion entre la France et l'Espagne (ligne Baixas – Santa Llogaia) a été mise en service en octobre 2015. Elle devait permettre de doubler les capacités d'interconnexion entre les deux pays pour les porter à 2800 MW à l'import et à l'export. La capacité commerciale constatée, de la mise en service de cette ligne jusqu'à fin 2015, n'a cependant été en moyenne que de 2000 MW à l'export et de 1800 MW à l'import. Au cours des quatre premiers mois de 2016, la capacité commerciale moyenne constatée est passée à 2400 MW à l'export et 2000 MW à l'import. Cette progression est notamment due à la levée d'une contrainte réglementaire côté espagnol, qui venait limiter la capacité d'échanges, du fait de contraintes internes sur le réseau espagnol. La capacité commerciale ne pourra atteindre son objectif de 2800 MW en moyenne qu'après la réalisation de travaux de renforcements du réseau interne espagnol.

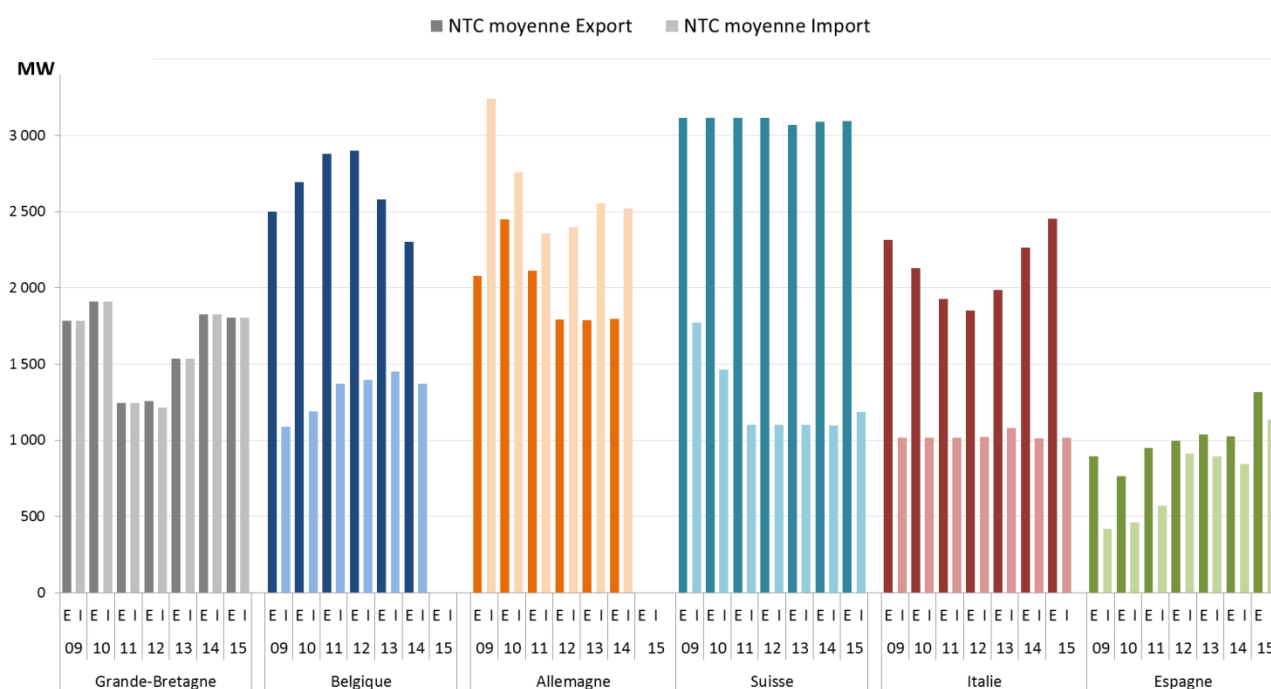
A la frontière avec l'Italie, depuis 2011, des travaux de renforcements internes côté français et italien, notamment de la ligne Albertville – Piosasco, ont permis d'augmenter significativement les capacités offertes aux acteurs de marché dans le sens de l'export. Les capacités calculées en J-2, en moyenne de 1900 MW en 2011, se sont élevées à 2500 MW en 2015. Des différentiels de prix élevés subsistent sur cette frontière (différentiel de prix moyen de 13,8 €/MWh en 2015). Le projet Savoie-Piémont (cf.

partie 3.2.) permettra d'augmenter de 1200 MW les capacités d'interconnexion disponibles entre la France et l'Italie à partir de 2019.

Les capacités commerciales mises à disposition à la frontière avec la Grande-Bretagne correspondent à la capacité thermique du câble (2000 MW dans les deux sens) ; elles peuvent cependant être réduites en cas de maintenance programmée ou d'indisponibilité fortuite de l'ouvrage. En 2011 et 2012, des travaux visant à moderniser les installations de conversion courant alternatif – continu ont été réalisés sur l'ouvrage, entraînant une diminution de la disponibilité de l'interconnexion et donc des capacités mises à disposition du marché. De fin 2012 à 2013, des incidents majeurs récurrents (fuites d'huile) ont entraîné un nombre important de réductions de capacité à cette frontière.

Un calcul de capacité de type *Flow based* est mis en œuvre depuis le 21 mai 2015 aux frontières avec l'Allemagne et la Belgique et sera étudié dans la partie 2.2.

**Figure 6 : Capacités commerciales moyennes aux interconnexions françaises
(NTC moyennes J-2) de 2009 à 2015**



Source : RTE, analyse CRE

GRT limitant

Dans les cas où les GRT concernés n'ont pas encore mis en place un calcul de capacité coordonné¹, chaque GRT calcule indépendamment la valeur de la capacité transfrontalière qu'il peut offrir au marché en respectant la sécurité de son réseau. La valeur retenue et allouée au marché est alors la valeur minimale parmi celles calculées par les GRT. On appelle « GRT limitant », le GRT ayant proposé cette valeur minimale.

Grâce à des renforcements internes réalisés en continu ces dernières années, RTE n'est que rarement le GRT limitant la capacité offerte au marché sur l'ensemble de ses frontières.

En effet, à la frontière espagnole en 2015, RTE ne limite la capacité que 17 % du temps à l'import et 11 % du temps à l'export. De mai 2014 à mai 2015, RTE est limitant 8 % du temps à l'export et 56 % à l'import à la frontière belge, ainsi que 4 % du temps à l'export et 32 % du temps à l'import à la frontière allemande.

Aux autres frontières, les règles de calculs de capacité mises en place ne permettent pas de réaliser une analyse aussi détaillée. A la frontière italienne en 2015, seul un calcul annuel de capacité est réalisé d'après des conditions définies par Terna, RTE n'est donc qu'exceptionnellement le GRT limitant. A la frontière britannique, la totalité de la capacité du câble est mise à disposition du marché sauf dans les cas de maintenance ou d'avaries. Enfin, à la frontière suisse, les GRT vérifient uniquement si leurs réseaux peuvent supporter une capacité de 3000 MW en été et 3200 MW en hiver dans le sens de l'export de la France vers la Suisse.

1.2. La France est exportatrice nette d'électricité, excepté avec l'Allemagne

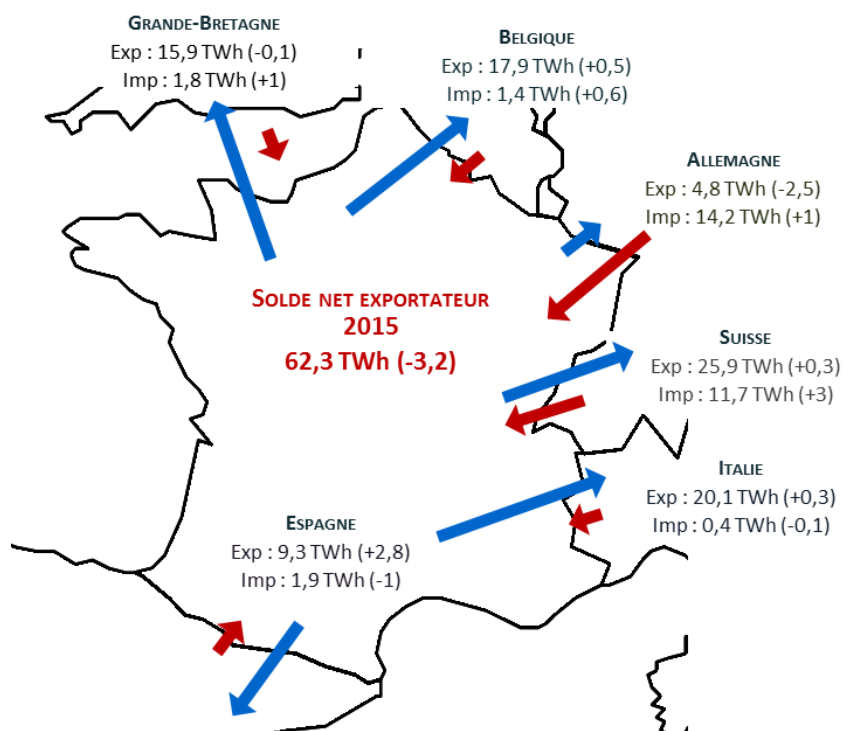
En 2015, la France a exporté 93,8 TWh d'électricité et a importé 31,4 TWh. Avec un solde net de 62,3 TWh, la France est, de loin, le principal exportateur d'électricité en Europe. Cette situation s'explique, d'une part, par les caractéristiques du parc de production français et notamment ses capacités nucléaires et hydroélectriques et, d'autre part, par sa position géographique privilégiée, qui lui offre une excellente intégration dans le système européen. En 2014 par exemple, son solde net d'exportation était presque deux fois supérieur à celui de l'Allemagne, représentant plus de 12 % de sa production². Le bilan est toutefois contrasté selon les frontières. Ainsi, en 2015, la France a exporté d'importants volumes vers l'Italie (20,1 TWh), la Belgique (17,9 TWh) et la Grande-Bretagne (15,9 TWh), pays essentiellement importateurs. Selon le réseau européen des GRT pour l'électricité, ENTSOE (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), en 2014, l'Italie a couvert 14,3 % de sa consommation par des importations, proportion qui a atteint 19,7 % en Belgique

¹ En 2015, RTE ne réalisait de calcul de capacité coordonné qu'avec la région CWE (calcul de capacité Flow based depuis mai 2015). Un calcul coordonné est mis en place aux frontières nord-italiennes depuis février 2016.

² Données issues du rapport « *Electricity in Europe 2014* » publié par ENTSOE

et 6,3 % en Grande-Bretagne. Le cas de la Suisse est particulier : à 25,9 TWh, il s'agit du pays vers lequel la France exporte le plus, alors que la Suisse est elle-même un exportateur net d'électricité. Cette situation s'explique, d'une part par le rôle joué par l'Italie, principal importateur européen, et d'autre part, par l'existence de contrats à long terme de vente d'électricité de la France vers la Suisse. Les exportations ont également fortement dominé les échanges avec l'Espagne, tendance qui s'est renforcée avec une augmentation de 2,8 TWh par rapport à 2014, pour atteindre 9,3 TWh d'exportations d'électricité en 2015, ce qui tient à la mise en place du couplage des marchés en mai 2014 et à la mise en service de la nouvelle interconnexion Baixas-Santa Llogaia en octobre 2015. L'Allemagne est le seul pays avec lequel les importations sont dominantes, situation qui s'explique notamment par le fort développement de la production d'électricité éolienne et photovoltaïque en Allemagne, et par la contribution de l'Allemagne à la couverture de certaines pointes de demande hivernales françaises.

Figure 7 : Flux commerciaux aux interconnexions électriques françaises en 2015 (et évolution avec 2014)³



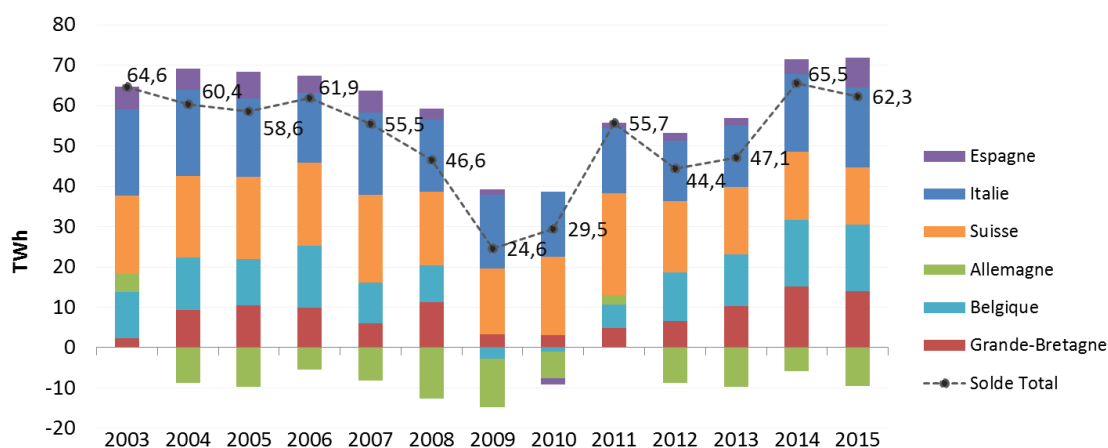
Source : RTE, analyse CRE

Le solde exportateur net de la France en 2015 est le troisième plus élevé depuis 2003, comme le montre la figure 8. La France a exporté 55 TWh en moyenne au cours des cinq dernières années (2009 et 2010 ont été caractérisées par un fléchissement important des exportations lié notamment à la baisse de la production française).

³ Dans l'ensemble du rapport, les flux présentés sont calculés en prenant la somme des nominations de l'échéance de long terme, du journalier et de l'infra journalier et représentent donc les flux commerciaux (et pas les flux physiques).

L'année 2015 a été en ligne avec les bilans import-export observés depuis plusieurs années puisque la France a été systématiquement exportatrice nette vis-à-vis de l'Italie, de la Suisse et de la Belgique depuis 2003. Ce fut également le cas avec l'Espagne à l'exception de 2010. La tendance importatrice vis-à-vis de l'Allemagne a également été vérifiée à l'exception de 2003 et de 2011, année qui a été marquée par l'arrêt de huit réacteurs nucléaires allemands après l'accident de Fukushima.

Figure 8 : Evolution du solde annuel net depuis 2003



Source : RTE, analyse CRE

Les données annuelles masquent des situations qui peuvent être contrastées selon les saisons, avec des évolutions caractéristiques des complémentarités entre parcs de production nationaux et entre profils de consommation, ce qui montre clairement l'intérêt des interconnexions dans la perspective d'une optimisation économique et d'une solidarité énergétique renforcée entre Etats membres. Dans le cas spécifique de la France, les interconnexions apportent une flexibilité utile pour faire face aux pointes de demande hivernales. C'est particulièrement vrai en ce qui concerne les échanges avec l'Allemagne. Les bilans de flux mensuels montrent en effet que le recours aux importations depuis l'Allemagne a lieu essentiellement durant les mois d'automne et d'hiver. L'Espagne a également contribué, dans une moindre mesure, à la couverture des besoins de la France durant les mois d'hiver. On observe cependant qu'avec la mise en œuvre du couplage à cette frontière en mai 2014, cette situation n'a plus été rencontrée qu'en février 2015. D'une manière générale, les exportations de la France sont fortement influencées par sa consommation et sont par conséquent plus faibles en hiver qu'en été.

Au cours des quatre dernières années, la France a présenté un solde mensuel importateur net uniquement en février 2012, période durant laquelle la France a connu une vague de froid exceptionnelle. Durant les dix premiers jours du mois, les températures ont atteint des niveaux inférieurs de 10°C aux normales saisonnières. Alors que la France est le pays d'Europe dont la consommation est la plus sensible aux températures en raison de l'importance du chauffage électrique (2400 MW de puissance supplémentaire sont nécessaires lors de la pointe pour chaque degré perdu en hiver), des records de consommation ont été enregistrés, atteignant en pointe 102 GW

le 8 février 2012 à 19h. En février 2012, on a ainsi observé une inversion du solde des échanges avec la Grande-Bretagne, la Belgique et l'Espagne. La contribution des importations aux frontières françaises lors de cette pointe s'est élevé jusqu'à 8600 MW, le 9 février à 10h.

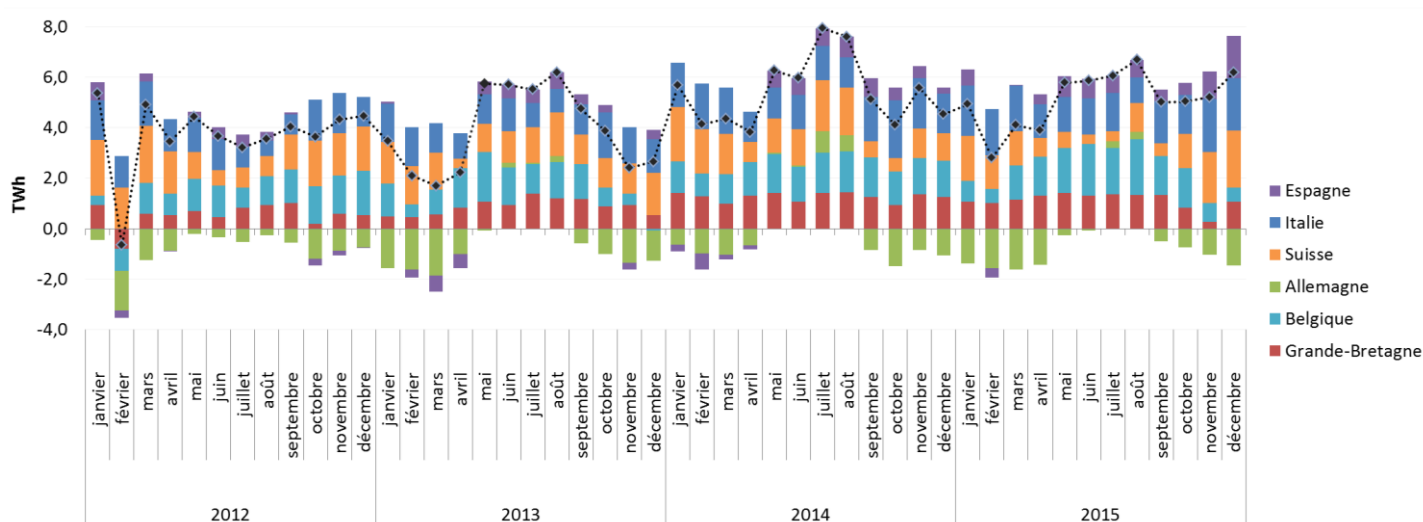
Record d'importation, qui a permis de passer la vague de froid de février 2012

Au cours de la vague de froid de février 2012, le prix moyen de l'électricité sur le marché spot français (EPEX SPOT Auction) a atteint 367,6 €/MWh pour livraison le jeudi 9 février 2012 et 147,3 €/MWh pour le lendemain. Les prix horaires pour livraison le 9 février ont été proches de 1000 €/MWh pendant plusieurs heures le matin, atteignant jusqu'à 1938,5 €/MWh à 10h.

Avec une capacité d'import, en 2012, de 9 GW, les interconnexions transfrontalières ont couvert près de 10 % des besoins en électricité de la France lors de ces pointes de consommation. Les interconnexions avec la Grande-Bretagne, la Belgique, l'Espagne et l'Allemagne ont été utilisées à leur maximum. Bien que la vague de froid n'ait pas épargné les voisins de la France, la moindre sensibilité de leur demande aux variations de température fait qu'ils n'ont pas subi de pics de consommation aussi importants.

L'équilibre offre - demande de la France a ainsi été assuré par une utilisation maximale de la plupart des interconnexions. Grâce à la coopération entre les pays européens, la France a bénéficié au meilleur coût des moyens de production disponibles à l'étranger pour assurer son approvisionnement électrique, ce qui lui a permis de franchir un record de consommation d'électricité sans subir de black-out.

Figure 9 : Evolution du solde mensuel net depuis janvier 2012



Source : RTE, analyse CRE

Record d'exportation

La France est structurellement exportatrice nette d'électricité, elle est le plus important exportateur d'électricité en Europe. Son solde exportateur a connu un record en 2015, avec un pic historique de 15,6 GW le 13 juillet à 6h30. La mise en œuvre du couplage fondé sur les flux (*Flow based*) dans la région centre-ouest de l'Europe en mai 2015 a permis d'augmenter les échanges avec la Belgique et l'Allemagne. Les échanges maximaux observés depuis mai 2015 dépassent ainsi les maxima des cinq années précédentes. La France est par ailleurs depuis 2013 toujours exportatrice en été.

1.3. Des interconnexions françaises fortement utilisées

Le couplage des marchés oriente systématiquement les flux du pays où le prix est le plus bas vers le pays où il est le plus élevé. Ainsi, la mise en place du couplage des marchés en journalier avec l'ensemble des pays limitrophes (à l'exception de la Suisse) a rendu automatique le lien entre différentiel de prix de marché et flux aux frontières.

Analyser les différentiels de prix entre pays nécessite d'aborder les caractéristiques propres à une zone de marché à une heure donnée et d'intégrer l'influence des interconnexions sur la formation du prix de gros. La France est interconnectée avec six pays, l'importance de son solde exportateur montre que, tendanciellement, les prix de gros français sont inférieurs à ceux des pays vers lesquels elle exporte. Les interconnexions sont donc majoritairement utilisées à l'exportation.

Taux d'utilisation et taux de convergence des prix

Une analyse combinée du taux d'utilisation des interconnexions et du taux de convergence des prix à chaque frontière française permet de comprendre l'utilisation des interconnexions. Si une interconnexion est gérée efficacement (comme c'est le cas avec le couplage de marché), alors elle sera utilisée à son maximum tant qu'il existe un différentiel de prix entre les deux pays, c'est-à-dire tant qu'il n'y a pas convergence des prix. Un faible taux d'utilisation traduit ainsi un fort taux de convergence des prix entre les deux marchés de part et d'autre de l'interconnexion.

On observe sur la figure 10 que les interconnexions ont fonctionné, en 2015, dans le sens export plus de 82 % du temps, excepté avec l'Allemagne, et que les taux d'utilisation sont importants, bien que variables d'une frontière à l'autre. Les prix du marché de gros sont depuis plusieurs années plus faibles en Allemagne qu'en France, si bien que la France est fréquemment exportatrice nette vers l'ensemble des pays avec lesquels elle est interconnectée tout en important depuis l'Allemagne. La généralisation du couplage des marchés organise ainsi des schémas de flux dont la logique devient européenne. En outre, dans le cadre du *Flow based*, l'état de tension existant entre offre et demande sur chaque zone de marché influence l'affectation des capacités aux différentes interconnexions : elles sont affectées en priorité aux frontières sur lesquelles les différentiels de prix sont les plus élevés.

La figure 11 montre les taux de convergence entre la France et ses pays voisins, c'est-à-dire le pourcentage du temps où le prix spot France est égal au prix spot du pays frontalier⁴. On note que le taux de convergence est élevé pour les frontières allemande et belge alors qu'il est plus faible pour les frontières italienne et espagnole : sur les 3 dernières années, le taux de convergence est en moyenne de 50 % pour les frontières allemande et belge alors qu'il est de 3 % pour les deux autres frontières.

De manière plus détaillée :

- La frontière avec l'Espagne est la seule où le taux moyen d'utilisation est quasiment le même à l'import qu'à l'export depuis 2013, proche de 90 %. Les différentiels de prix entre la France et l'Espagne présentent une variabilité importante et peuvent être élevés dans un sens comme dans l'autre, ce qui explique les inversions de flux observées. Le différentiel de prix moyen a été de 17,5 €/MWh depuis 2013 à l'export, il est passé de 20 €/MWh en 2013 à 11 €/MWh en 2015 à l'import. Depuis la mise en œuvre du couplage des marchés journalier en mai 2014, le sens de l'exportation est devenu largement dominant, passant de 60 % du temps en 2013 à 82 % en 2015. On observe également, depuis la mise en œuvre du couplage, une augmentation de la convergence des prix atteignant 12,7 % en 2015 alors qu'il était inférieur à 6 % les deux années précédentes.
- L'interconnexion France - Belgique⁵ est aussi utilisée très majoritairement à l'exportation, avec un différentiel de prix relativement élevé dans ce sens (13,2 €/MWh en moyenne depuis 2013). Le taux d'utilisation baisse toutefois de 2014 à 2015 pour atteindre 77 % en 2015, traduisant une progression du taux de convergence des prix à 62,9 % cette dernière année.
- Entre 2014 et 2015, le taux d'utilisation à l'import a augmenté avec l'Allemagne, le taux de convergence des prix ayant diminué (de 51 % en 2014 à 24 % en 2015). A l'export, la baisse du taux d'utilisation en 2015 intervient parallèlement à la baisse du différentiel de prix (de 8,5 €/MWh environ en 2013 et 2014 à 3,6 €/MWh en 2015).
- Les interconnexions anglaise et italienne se caractérisent par des taux d'utilisation supérieurs à 90 % depuis 2013⁶, et même proches de 100 % pour l'Italie. On constate en effet des différentiels de prix moyens à l'export (l'essentiel des échanges ayant lieu à l'export à ces interconnexions) très élevés : avec la Grande-Bretagne, de 19,3 €/MWh en 2013, de 18,5 €/MWh en 2014 et de 19,6 €/MWh en 2015 et, avec l'Italie, de 23,5 €/MWh en 2013, 19,5 €/MWh en 2014 et 15,9 €/MWh en 2015.
- L'interconnexion France – Suisse est également majoritairement utilisée à l'export, mais avec des taux d'utilisation plus faibles : de 63 % en 2015 lorsque l'interconnexion est utilisée à l'export et de 61 % lorsqu'elle l'est à l'import. Cela s'explique par un différentiel de prix faible entre le marché suisse et le marché français (6 €/MWh en moyenne depuis 2013 à l'export,

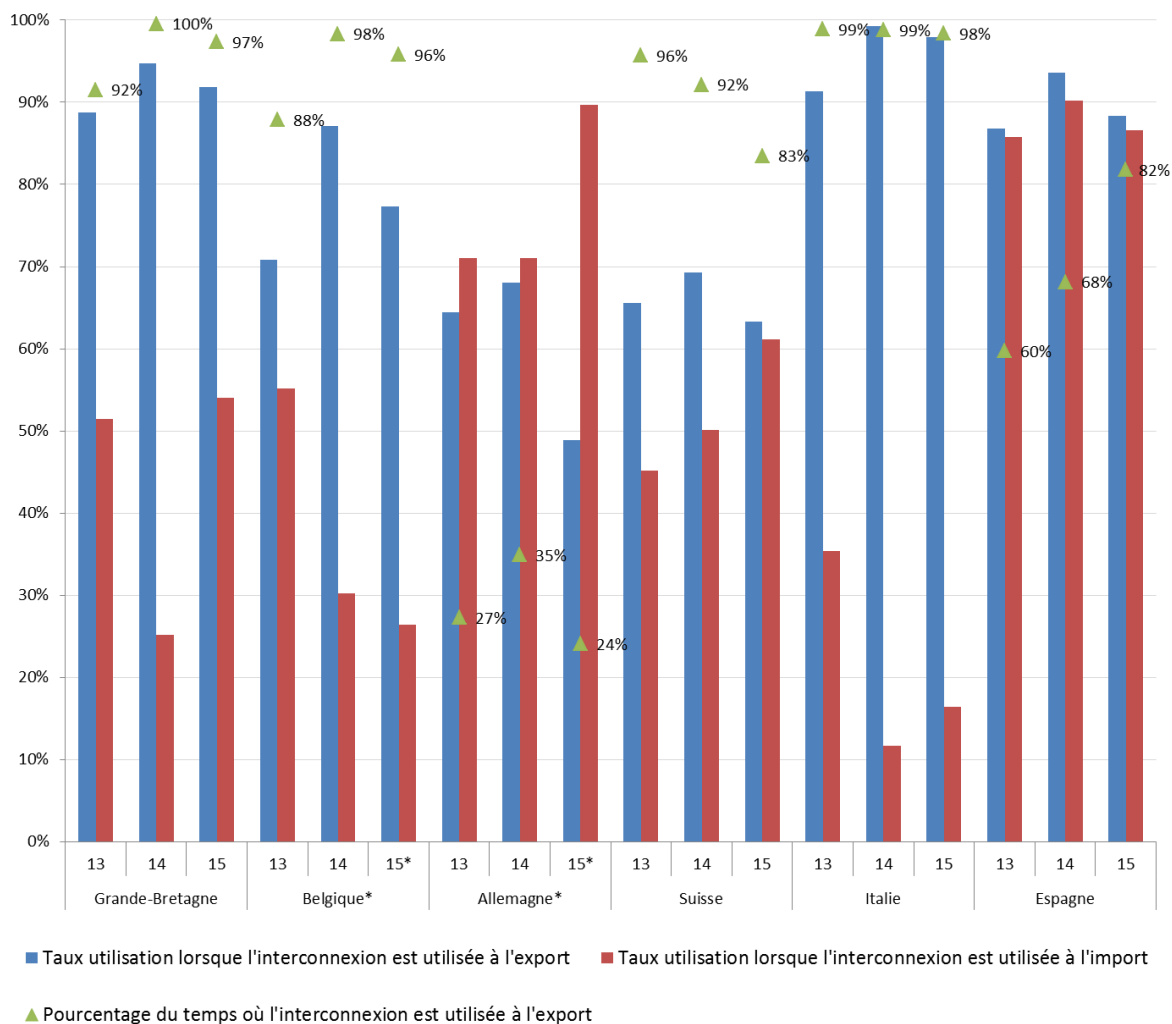
⁴ Convergence calculée à 0,01€ près.

⁵ Pour la Belgique et l'Allemagne, les taux d'utilisation et de convergence en 2015 sont calculés avec les données du 1er janvier au 20 mai 2015 (soit avant la mise en œuvre du *Flow based*).

⁶ Légèrement inférieur à 90 % en 2013 sur l'interconnexion France – Grande-Bretagne

3,6 €/MWh en moyenne sur la même période à l'import). Le faible taux de convergence avec la Suisse s'explique notamment par l'absence de couplage de marché à cette frontière.

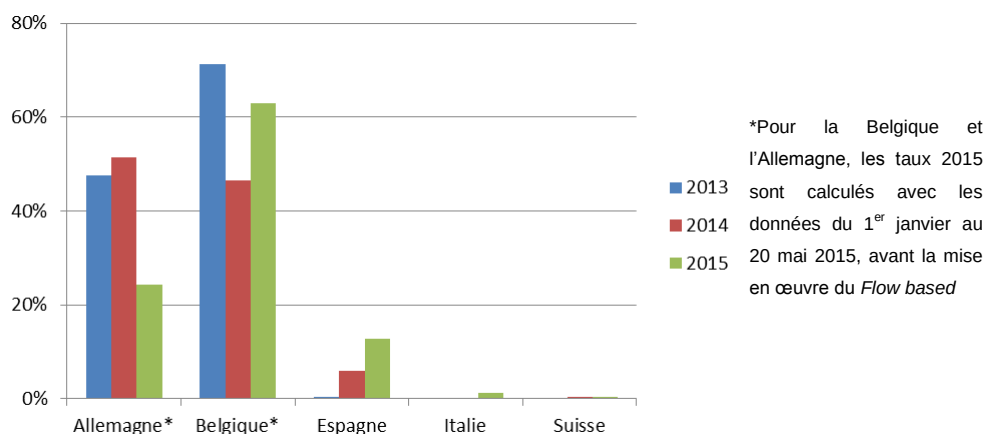
Figure 10 : Taux d'utilisation des interconnexions et % du temps où elles sont utilisées à l'export de 2013 à 2015



* Pour la Belgique et l'Allemagne, les taux d'utilisation en 2015 sont calculés avec les données du 1^{er} janvier au 20 mai 2015, avant la mise en œuvre du *Flow based*

Source : RTE, analyse CRE

Figure 11 : Taux de convergence⁷



Sources : EPEX SPOT, Belpex, OMEL, IPEX, analyse : CRE

1.4. Des nominations par échéance variables selon les frontières

Les capacités d'interconnexion sont commercialisées à différentes échéances : long terme (produits annuels et mensuels principalement), journalier, infra journalier. Aux échéances de long terme, les capacités sont allouées par enchères explicites (capacités et énergie sont acquises séparément). Les acteurs de marché qui les ont souscrites ont la possibilité de les utiliser physiquement en nominant des flux, ou, s'ils ne nominent pas, de toucher le produit de leur revente sur le marché journalier (procédure dite du « use-it-or-sell-it »). En ce qui concerne l'échéance journalière, l'allocation est réalisée de manière implicite (l'énergie vendue inclut la capacité d'interconnexion, la nomination est alors automatique) sur toutes les interconnexions sur lesquelles le couplage de marché a été mis en place. A l'échéance infra journalière, les capacités sont allouées de manière explicite à l'ensemble des frontières, à l'exception des interconnexions avec l'Allemagne et la Suisse où allocations implicite et explicite cohabitent.

Les produits long terme permettent aux acteurs de marché de se couvrir contre le risque de variabilité des prix des marchés spots. Leurs nominations, soit leur taux d'utilisation physique, atteignent des niveaux élevés aux interconnexions à l'export avec la Grande-Bretagne (90 % des nominations) et la Suisse (74 % des nominations).

- A l'interconnexion France - Grande-Bretagne, la régularité de l'orientation du différentiel de prix, combinée à des contrats d'achat d'énergie, permet aux acteurs d'avoir une forte certitude quant au sens du flux et donc de nommer leurs droits et de sécuriser leur profit sans recourir au marché spot journalier, donc sans être redevables des frais associés aux services d'une bourse.

⁷ Le taux de convergence est calculé à 0,01€ près. Il s'agit du temps pendant lequel les prix spot sont identiques sur les deux marchés spot à 0,01€ près.

- S'agissant de la Suisse, qui a représenté en 2015 près de 30 % des exportations totales de la France, la présence historique de contrats de long terme, avec un accès prioritaire, explique la prédominance de cette échéance à l'export.

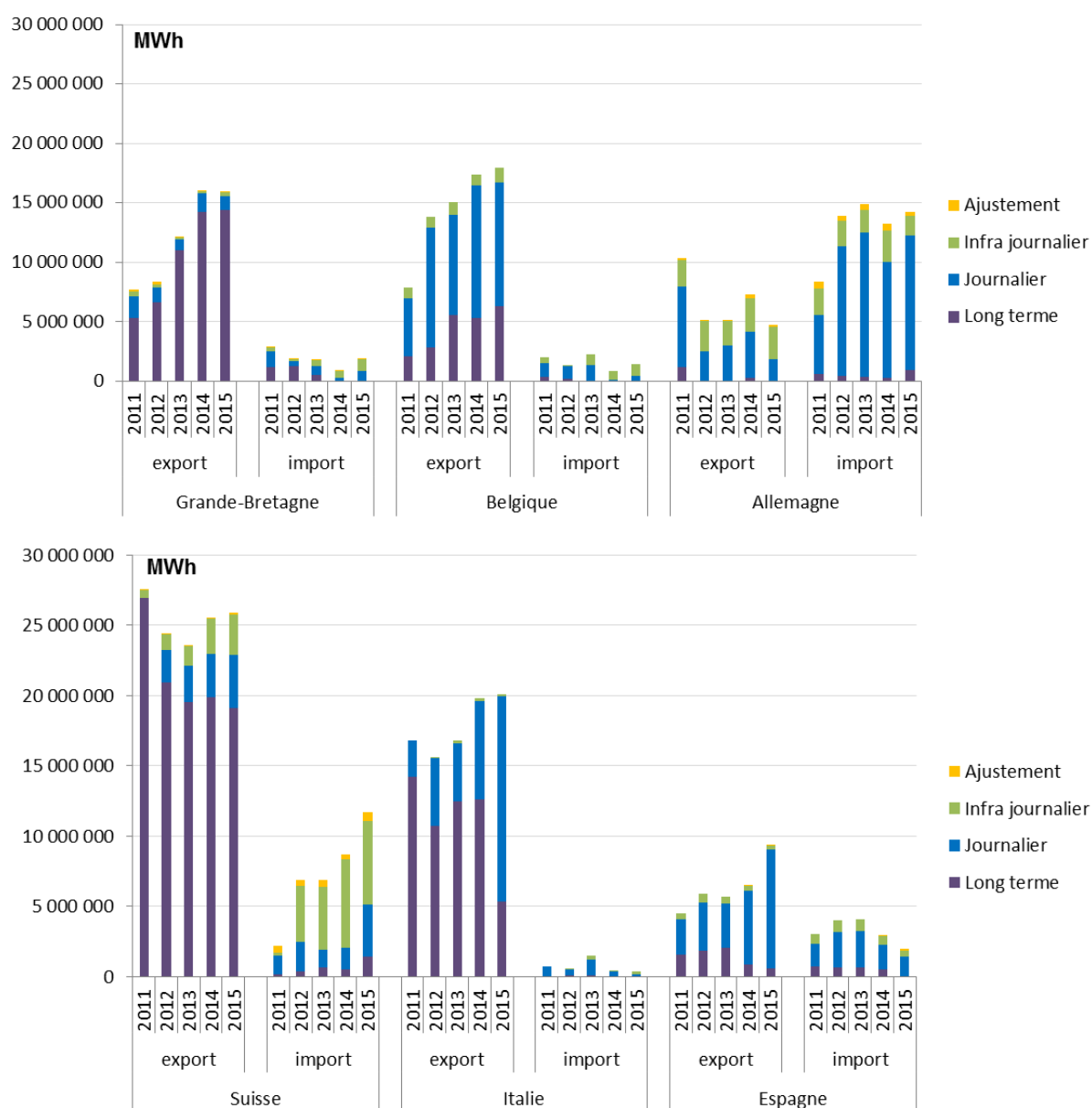
Les interconnexions France - Belgique et France - Italie connaissent à l'export des proportions similaires de nominations long terme (aux alentours de 30 % du total des nominations en 2015). Le couplage de marché permet une utilisation optimale de la capacité à l'échéance journalière, certains acteurs continuent néanmoins de nommer afin de sécuriser leur accès à la capacité, notamment en cas de tension entre l'offre et la demande sur le marché journalier. Le recours beaucoup plus faible aux nominations long terme à la frontière avec l'Espagne (moins de 10 %) est lié à une fluctuation beaucoup plus importante du sens des échanges sur cette frontière.

Depuis 2011, on constate une progression de l'utilisation des capacités à l'échéance journalière. Alors que les nominations à l'échéance journalière ne représentaient que 31 % des nominations en 2011, leur part s'est élevée à 46 % en 2015. Cette augmentation est liée à la mise en œuvre du couplage de marché sur 5 des 6 interconnexions françaises⁸. Aux interconnexions entre la France et l'Allemagne et la Belgique, la part du journalier a représenté en 2015 respectivement 70 % et 56 % des nominations, toutes maturités confondues. Avec l'Espagne, la part du journalier s'est élevée à 87 % des nominations totales en 2015.

Avec la mise en œuvre du couplage de marché, qui permet une utilisation optimale de la capacité à l'échéance journalière, les acteurs de marché utilisent de plus en plus les produits de long terme comme produits de couverture et de moins en moins pour effectuer des nominations physiques. Cette évolution est particulièrement marquée à la frontière avec l'Italie, où le couplage a été mis en œuvre en février 2015. En l'espace d'un an, les nominations journalières ont été multipliées par deux (14,6 TWh dans le sens des exports et 0,16 TWh dans le sens des imports en 2015). A l'inverse, les nominations de long terme à l'export ont été divisées par 2,4 en un an, pour s'établir à 5 TWh en 2015. En Espagne, où le couplage a été mis en œuvre en mai 2014, les nominations de long terme ont été divisées par plus de deux entre 2014 et 2015.

⁸ Allemagne, Belgique, Italie, Espagne et Grande-Bretagne

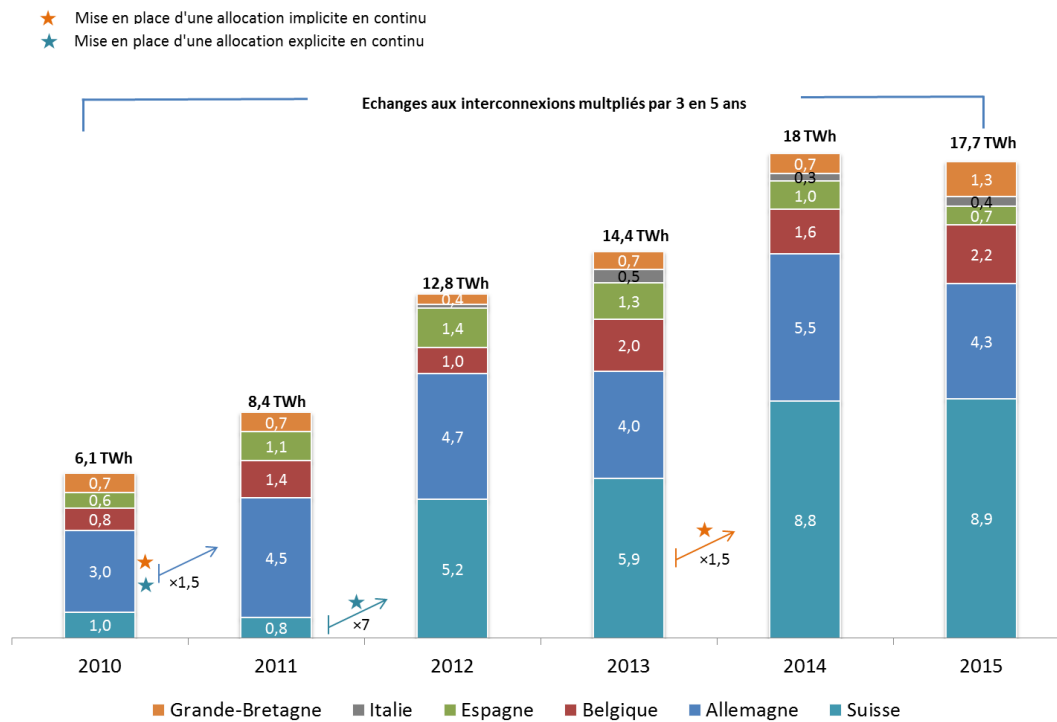
Figure 12 : Répartition des nominations par échéance et par frontière en 2011-2015



Source : RTE, analyse CRE

Bien que les nominations à l'échéance **infra journalière** soient minoritaires (elles ne représentent que 14 % des nominations en 2015), elles connaissent une progression depuis 2010. Au total, les échanges aux interconnexions françaises à l'échéance infra journalière ont été multipliés par 3 en 5 ans, pour atteindre 17,7 TWh en 2015 (figure 13). Les échanges sont particulièrement importants aux frontières avec l'Allemagne et la Suisse, sur lesquelles ont été mises en place des méthodes d'allocation (implicite et explicite) en continu : ils ont représenté, en 2015, 75 % (13,2 TWh) des volumes échangés à l'échéance infra journalière aux frontières françaises. On n'observe pas, en revanche, une telle augmentation sur les interconnexions avec la Grande-Bretagne, l'Italie et l'Espagne, pour lesquelles le mécanisme d'allocation reste fondé sur des enchères explicites. A noter que ces frontières sont particulièrement optimisées à l'échéance journalière et ne proposent que très peu de capacité résiduelle.

Figure 13 : Développement des échanges à l'échéance infra journalière aux interconnexions depuis 2010 (TWh)



Sources : EPEX Spot, RTE, analyse CRE

2. Les règles d'allocation et de calcul de capacité ont été améliorées de façon constante

Résumé des messages :

- Aux frontières françaises, la CRE a travaillé depuis plusieurs années, en collaboration avec RTE et ses homologues, à l'amélioration des règles d'allocation et de calcul des capacités d'interconnexion. Ces évolutions permettent l'optimisation de l'utilisation des capacités d'interconnexion existantes.
- La région centre ouest de l'Europe a joué un rôle précurseur et moteur dans l'intégration des marchés européens. Elle a été la première à avoir mis en œuvre le couplage des marchés en journalier et ce dès 2007¹. Elle a ensuite été la 1^{ère} également à avoir mis en œuvre un calcul de capacité en journalier fondé sur les flux (*Flow based*), depuis le 21 mai 2015. La prochaine étape majeure pour cette région sera la mise en œuvre d'un calcul de capacité en *Flow based*, à l'échéance infra journalière.
- L'année 2014 et le début de l'année 2015 ont été marqués par les succès de l'extension à de nouvelles frontières du couplage de marché à l'échéance journalière. La France est dorénavant couplée avec l'ensemble de ses frontières, excepté avec la Suisse.
- A l'échéance infra journalière, la mise en œuvre d'une plateforme commune conforme au modèle cible européen est prévue à horizon mi 2017. Dans cette attente, plusieurs projets de mise en œuvre anticipée ont été entrepris avec les frontières allemande, suisse et plus récemment belge.
- La mise en œuvre anticipée du code de réseau relatif à l'allocation des capacités à l'échéance de long terme a été l'occasion, dès fin 2015, d'harmoniser les règles d'allocation des produits long terme pour l'ensemble des frontières françaises et d'améliorer le régime de fermeté de ces produits à l'interconnexion France – Italie.
- Dans la région regroupant les frontières nord italiennes, une nouvelle méthode de calcul de capacité coordonnée en J-2 a été mise en place début 2016 et doit permettre d'optimiser le niveau de capacité alloué et la sécurité du réseau. La CRE a également demandé à RTE de travailler avec son homologue espagnol pour mettre en œuvre un calcul de capacité coordonné en J-2 à l'interconnexion France – Espagne.
- L'extension du couplage journalier à l'interconnexion France-Suisse est aujourd'hui possible techniquement mais reste soumise à l'issue de négociations bilatérales entre l'UE et la Suisse. Cette absence de couplage des marchés entre la France et la Suisse génère un surcoût d'approvisionnement estimé à 58 M€/an en moyenne.

⁹ Aux frontières entre la France, la Belgique et les Pays-Bas (le couplage de marché a été étendu à l'Allemagne en 2010).

2.1. Le calcul des capacités joue un rôle essentiel pour optimiser la capacité offerte aux marchés

La capacité qui est offerte au marché, dite capacité commerciale, diffère des possibilités physiques de transport d'électricité des câbles en place, dite capacité thermique. En effet, les règles de sécurité qui imposent aux opérateurs de réseau d'être capables de faire face à la perte d'une ligne, l'état de la production, le niveau de la consommation ou encore les contraintes de réseau sont susceptibles de limiter les flux aux frontières.

Le processus de calcul des capacités d'interconnexion consiste à maximiser le volume de capacité mis à la disposition du marché sous la contrainte de sécurité du système électrique, tout en limitant les coûts des parades éventuelles. La première étape consiste à établir une situation de référence fondée sur le volume et la localisation de la production et de la consommation, la topologie du réseau et les échanges estimés aux frontières. Les marges physiques restantes à réseau disponible complet ou en simulant la perte d'un ouvrage sont ensuite évaluées. Dans le cadre d'un calcul de capacité coordonné, cette étape est commune à l'ensemble des GRT concernés. Ces marges physiques sont alors réparties entre les frontières et constituent ainsi la capacité qui peut être allouée sur chaque interconnexion.

Deux méthodes existent aujourd'hui pour répartir les capacités entre frontières : la méthode dite de capacité nette de transfert (NTC, pour *Net Transfer Capacity*), où la capacité est répartie selon des clés fixes entre les différentes frontières, et la méthode fondée sur les flux (*Flow based*), où la répartition est dynamique, prenant en considération l'interdépendance entre les différents échanges et leur valeur, afin d'optimiser le coût global de l'approvisionnement à l'échelle d'une région. La méthode Flow based est aujourd'hui utilisée à l'échéance journalière aux frontières de la région CWE¹⁰.

2.2. La région CWE pionnière dans la mise en œuvre des modèles cibles

2.2.1. Le *Flow based* a renforcé la solidarité entre pays

La région CWE a joué un rôle moteur dans l'intégration des marchés européens. En particulier, elle a été la première à mettre en œuvre le couplage de marché journalier par les prix : appliqué aux frontières entre la France, la Belgique et les Pays-Bas depuis 2007, le couplage de marché a été étendu à l'Allemagne depuis 2010. Ce mécanisme permet de faire correspondre aux offres d'achat d'électricité de plusieurs pays les moyens de production les moins chers de l'ensemble de la zone dans la limite des capacités d'échange aux frontières. De ce fait, il garantit que les interconnexions sont utilisées efficacement, c'est-à-dire du pays où l'électricité est la moins chère vers celui où elle est la plus chère. Depuis l'entrée en vigueur du règlement sur l'allocation des capacités et la gestion des

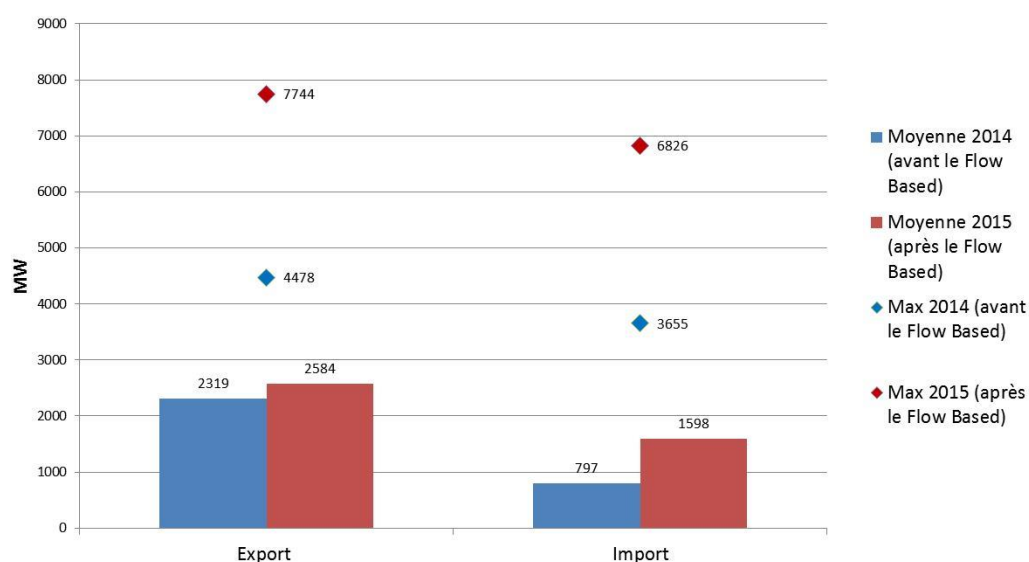
¹⁰ La région Centre-Ouest (CWE, *Central-West Europe*) regroupe la France, l'Allemagne, la Belgique, les Pays-Bas et le Luxembourg, ainsi que l'Autriche en tant que pays observateur.

congestions (« Règlement CACM »), ce mécanisme constitue le modèle-cible européen d'allocation à l'échéance journalière qui devra être déployé sur l'ensemble des Etats Membres.

Plus récemment, la région CWE a de nouveau joué un rôle précurseur en mettant en œuvre, à partir du 21 mai 2015, un calcul de capacité fondé sur les flux (« *Flow based* »). Cette méthode de calcul de capacité est le modèle-cible européen décrit dans le Règlement CACM¹¹. Avec cette méthode, les capacités physiques de transport d'électricité sont automatiquement affectées aux échanges commerciaux vers la zone où ils ont la plus grande utilité.

L'étude des flux issus du couplage de marché journalier avant et après le démarrage du calcul de capacité *Flow based* met en évidence l'augmentation significative des capacités d'exportation et d'importation de la France avec l'Allemagne et la Belgique. La figure 14 permet de comparer l'évolution des flux France - Belgique et France - Allemagne avec un calcul *Flow based* (période du 21 mai au 31 décembre 2015) et avec un calcul NTC (période du 21 mai au 31 décembre 2014). La mise en œuvre du *Flow based* a non seulement permis une augmentation des flux moyens échangés aux frontières françaises (+11,4 % à l'export et +100 % à l'import), mais a également permis de doubler à l'import comme à l'export les flux maximaux, traduisant ainsi l'intérêt majeur du *Flow based* en matière de sécurité d'approvisionnement : si un pays fait face à une situation tendue se traduisant par une hausse des prix de marché, le *Flow based* prend en compte ce différentiel de prix et tend à orienter les flux vers cette zone de prix.

Figure 14 : Evolution des flux entre les périodes du 21 mai-31 décembre 2014 et 21 mai-31 décembre 2015 (avant et après la mise en œuvre du *Flow based*)

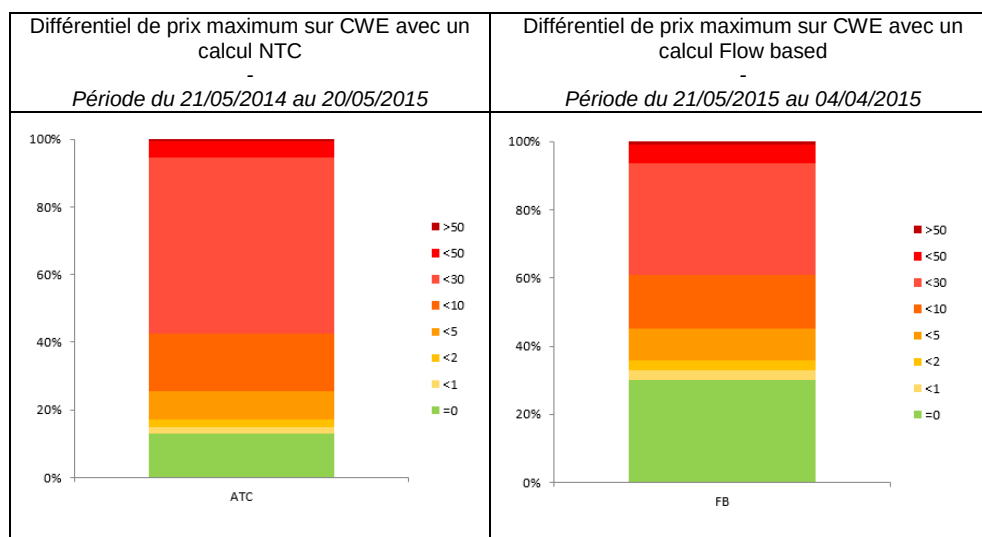


Source : RTE, analyse : CRE

¹¹ Elle devra s'appliquer à toutes les régions de calcul de capacité pour lesquelles elle présente une valeur ajoutée par rapport à la méthode de calcul de capacité NTC.

Cette augmentation des flux a permis un rapprochement des prix au sein de la région CWE. La figure 15 montre, en effet, que le différentiel de prix maximum au sein de la région tend à se réduire depuis la mise en œuvre du *Flow based* : le différentiel de prix était inférieur à 10 €/MWh durant 40 % du temps avec un calcul NTC, alors que depuis la mise en œuvre du *Flow based* c'est le cas 60 % du temps.

Figure 15 : Evolution des différentiels du prix maximum sur la région CWE entre les calculs NTC et Flow based



Sources : Gestionnaires de réseau CWE

En outre, le *Flow based* a eu un effet significatif sur la convergence des prix au sein de la région CWE : les prix de marché des 4 pays CWE convergent en moyenne 30 % du temps depuis le lancement du *Flow based* (convergence totale) alors qu'ils n'ont convergé totalement que 13 % du temps l'année précédant le lancement.

Un test « grandeur nature » du Flow Based (*parallel run*), mené de janvier 2013 à mai 2015, a permis d'établir que la mise en œuvre de cette méthodologie aurait permis de générer, sur cette période, une baisse des coûts de production à l'échelle de la région Centre-Ouest de l'ordre d'une centaine de millions d'euros par an.

2.2.2. Des améliorations ont également été apportées à l'échéance infra journalière

- Amélioration du calcul de capacité à l'échéance infra journalière dans la région CWE

La mise en œuvre du couplage de marché *Flow based* a eu des conséquences sur le niveau des capacités mises à disposition des acteurs de marché à l'échéance infra journalière : le niveau de capacité disponible en infra journalier a diminué. Cela s'explique, d'une part, par l'optimisation de l'allocation à l'échéance journalière permise par le couplage de marché *Flow based* et, d'autre part, par la méthode de détermination des capacités infra journalières.

En effet, aux frontières françaises de la région CWE, aucun calcul de capacité n'est actuellement réalisé à l'échéance infra journalière. La capacité offerte au marché correspond à la capacité résiduelle de l'échéance journalière, elle-même définie à partir du domaine *Flow based* établi en journalier. Les régulateurs de la région CWE avaient, au moment de leur approbation du *Flow based*, identifié cet effet du *Flow based* et avaient en conséquence demandé aux GRT de mettre en œuvre un calcul systématique de la capacité à l'échéance infra journalière¹². Le modèle cible prévu par le Règlement CACM pour l'échéance infra journalière dans la région CWE est un calcul de capacité *Flow based*. Ce dernier devrait être mis en œuvre d'ici fin 2017 sur la région CWE. Cependant, une solution transitoire a été proposée par les GRT et approuvée par les régulateurs. Elle doit permettre d'augmenter le niveau des capacités mises à disposition des acteurs de marché à l'échéance infra journalière¹³.

- Vers la mise en œuvre du modèle cible d'allocation infra journalière à la frontière France - Belgique

Le règlement CACM a posé comme modèle cible une allocation implicite et en continu via les bourses de l'électricité en infra journalier. Il prévoit toutefois la possibilité de demander, de manière transitoire¹⁴, la mise en œuvre d'un accès explicite aux capacités d'interconnexion et permettre ainsi les échanges de gré à gré entre acteurs. La combinaison d'allocations implicite et explicite correspond à la solution retenue fin 2011 pour la frontière avec l'Allemagne et la Suisse. On note d'ailleurs que ce sont sur ces deux frontières que les échanges en infra journalier sont les plus importants (voir figure 13).

Le projet européen « XBID » a pour objectif d'établir une plateforme sur laquelle, à l'échéance infra journalière, les capacités d'interconnexion seront allouées selon le modèle cible défini par le règlement CACM. La CRE soutient pleinement ce projet. En outre, la plateforme du projet « XBID » devant être mise en place à l'horizon mi 2017, la CRE estime que des mises en œuvre anticipées doivent être envisagées lorsque cela est possible et pertinent.

En 2015, les régulateurs français et belge ont d'ailleurs travaillé à l'amélioration de la méthode actuelle d'allocation des capacités, dite de prorata amélioré, afin de se rapprocher du modèle cible. A la suite d'une consultation publique menée conjointement fin décembre 2015, ils ont décidé de mettre en place pour 6 mois une allocation explicite des capacités entre la France et la Belgique, qui sera

¹² La CRE avait exprimé cette demande dans sa délibération portant approbation du couplage de marché *Flow based* à l'échéance journalière.

¹³ A partir du second trimestre 2016, l'ensemble des GRT de la région CWE auront la possibilité de réévaluer quotidiennement le niveau de capacité disponible à l'échéance infra journalière. Si le niveau de capacité résiduelle est inférieur à un certain seuil sur une frontière donnée, les GRT concernés pourront augmenter la capacité disponible, sous réserve que cette augmentation soit validée par tous les GRT qui se seront assurés qu'elle est compatible avec la sécurité de leurs réseaux.

¹⁴ Sur les frontières pour lesquelles un accès explicite a été décidé, les régulateurs concernés peuvent approuver le retrait de l'allocation explicite après avoir mené conjointement une consultation publique permettant d'évaluer si les produits « non standards » proposés sur le marché organisé répondent aux besoins des acteurs de marché.

remplacée à l'automne 2016 par une allocation implicite conforme aux dispositions du règlement CACM.

- Développement de produits de granularités plus fines pour faciliter l'équilibrage des acteurs de marché au plus proche du temps réel

Les besoins de rééquilibrage des acteurs de marché à l'approche du temps réel sont amenés à augmenter en raison, notamment, du développement de la production d'électricité à partir de sources renouvelables. Or, actuellement, les produits négociés sur le marché organisé de l'électricité ainsi que les capacités commercialisées aux interconnexions françaises à l'échéance infra journalière sont, au plus court, des produits horaires. Proposer des produits d'une durée inférieure permet de répondre plus finement aux besoins d'équilibrage des acteurs.

En novembre 2015, la CRE a ainsi approuvé l'introduction, dès décembre 2015, de produits de capacité d'une durée de 30 minutes aux interconnexions France - Allemagne et France - Suisse à l'échéance infra journalière. Sur le marché organisé de l'électricité, des produits d'une durée de 30 minutes seront également proposés avant la fin de l'année 2016. La durée de ces produits correspondant au pas de règlement des écarts, les acteurs disposent d'un levier additionnel via le marché organisé et les interconnexions pour s'équilibrer plus finement et réduire ainsi leurs coûts de règlement des écarts.

2.3. Des progrès significatifs aux autres frontières

La région CWE a ouvert la voie à plusieurs améliorations des mécanismes de calcul et d'allocation des capacités aux différentes échéances, qui ont depuis été mises en œuvre sur les autres interconnexions françaises.

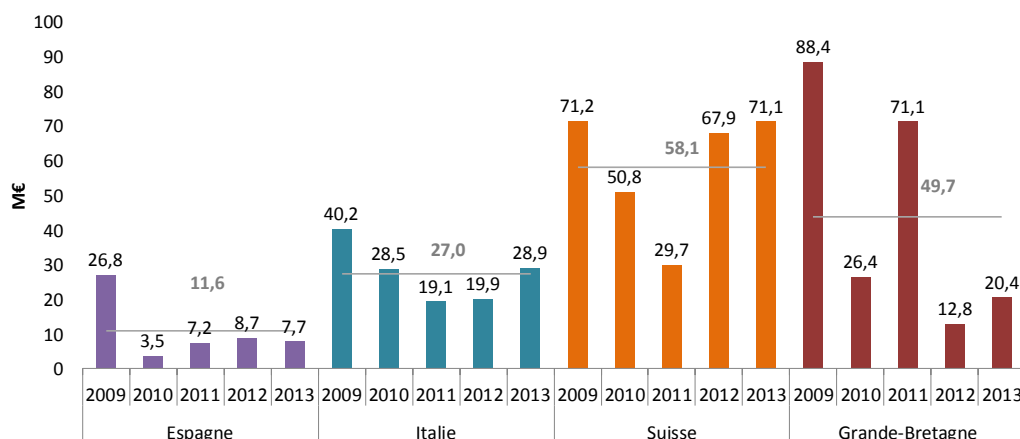
2.3.1. Les succès de l'extension géographique du couplage des marchés

L'année 2014 et le début de l'année 2015 ont été marqués par l'extension du couplage des marchés à l'échéance journalière. Le couplage de marché mis en œuvre au sein de la région CWE depuis 2010 a été étendu, en février 2014, à 15 pays¹⁵ au total, ce qui a permis à la France d'être couplée avec le marché anglais. Quelques mois plus tard, le couplage de marché a été élargi à l'Espagne et au Portugal (mai 2014), puis à l'Italie et la Slovaquie (février 2015).

La figure 16 illustre les gains significatifs permis grâce au couplage des marchés : en moyenne sur les quatre années précédant l'extension du couplage (soit 2009-2013), les coûts d'approvisionnement sur les marchés journaliers auraient été réduits de près de 82 M€ par an si un couplage de marché avait été mis en place avec la Grande-Bretagne, l'Espagne et l'Italie.

¹⁵ Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Estonie, Finlande, France, Grande-Bretagne, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Suède.

Figure 16 : Surcoût d'approvisionnement lié à l'absence de couplage des marchés (2009-2013)



Source : RTE, analyse : CRE

2.3.2. Vers la mise en œuvre d'une plateforme unique pour l'allocation des produits de long terme

Le code de réseau relatif à l'allocation des capacités à l'horizon de long terme (FCA) a été adopté par les Etats membres en octobre 2015 et devrait entrer en vigueur au troisième trimestre 2016. Il définit le modèle cible pour l'échéance de long terme. Une étape importante a été franchie dans la mise en œuvre de ce modèle cible en 2015, avec sa mise en œuvre anticipée sur l'ensemble des interconnexions aux frontières françaises. Cela s'est traduit concrètement par l'adoption de règles d'allocation harmonisées des produits long terme, appelées règles HAR (*Harmonised Allocation Rules*), ainsi que par la fusion des deux plus importantes plateformes d'allocation de capacités (CASC¹⁶ et CAO¹⁷) pour constituer une plateforme commune appelée JAO (*Joint Allocation Office*). Depuis les enchères annuelles pour 2016 (qui ont eu lieu à la fin de 2015), les règles HAR sont ainsi appliquées aux interconnexions de vingt-trois pays européens, pour toutes les enchères permettant d'allouer des droits de transport à l'échéance de long terme. JAO est désormais la plateforme d'allocation pour la grande majorité des frontières.

De manière plus détaillée :

- A la frontière France – Espagne, cette évolution vers des règles harmonisées et la mise en place de la plateforme JAO n'ont pas introduit de changements majeurs, l'interconnexion avait déjà rejoint la plateforme CASC en mars 2014. Ce passage aux règles CASC avait été l'occasion d'améliorer le régime de fermeté des produits long terme (suppression du plafond appliqué au différentiel de prix versé aux acteurs de marché en cas de réduction - voir encadré suivant), afin qu'il se rapproche du modèle cible.

¹⁶ La plateforme CASC procédait à l'allocation des capacités transfrontalières par enchères explicites pour la région Centre-Ouest (France, Allemagne, Belgique, Pays-Bas, Luxembourg), la région Centre-Sud (France, Allemagne, Autriche, Italie, Slovaquie, Grèce), l'ensemble des frontières de la Suisse et la frontière France-Espagne, à différentes échéances (annuelle, mensuelle, journalière et infra journalière suivant les frontières).

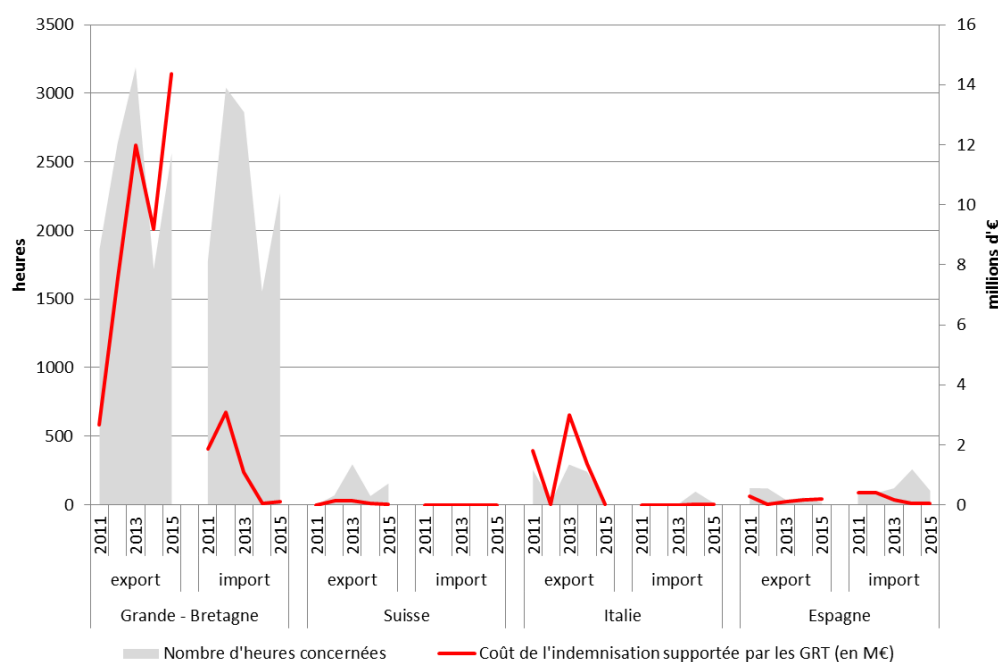
¹⁷ CAO, plateforme qui allouait les droits long terme pour l'Autriche, la République Tchèque, l'Allemagne, la Hongrie, la Pologne, la Slovaquie et la Slovaquie.

- A la frontière France - Italie, la mise en œuvre anticipée du code FCA a été l'occasion de faire évoluer les règles de fermeté des produits long terme à cette interconnexion. Dans le cadre de l'élaboration des HAR et à la suite de la mise en œuvre du couplage avec l'Italie en février 2015, RTE et Terna ont fait évoluer ces règles pour passer d'une compensation représentant 110 % du prix de l'enchère initiale à une compensation au différentiel de prix de marché. L'interconnexion a ainsi pu rejoindre en 2016 le régime de fermeté harmonisé des HAR.
- A la frontière France - Grande-Bretagne, un pas important a été franchi avec l'inclusion de cette frontière dans le périmètre d'application des règles HAR, alors qu'historiquement ces règles d'allocation étaient définies dans un document spécifique (règles d'accès IFA, pour Interconnexion France Angleterre). Une annexe dédiée permettra cependant de conserver un certain nombre de particularités, liées notamment aux caractéristiques spécifiques de cette interconnexion, en courant continu. Il convient de noter qu'à ce jour, pour cette frontière, les capacités sont toujours allouées par une plateforme spécifique appelée CMS (*Capacity Management System*).

Une fois le code FCA entré en vigueur, un nouveau jeu de règles harmonisées, dont les HAR actuelles seront le socle, devra être produit afin de garantir le respect de l'ensemble des dispositions du code. En outre, l'ensemble des pays européens allouant des droits de transport à l'échéance de long terme devront rejoindre la plateforme unique, y compris l'interconnexion France – Grande-Bretagne.

Analyse des réductions de capacité

Figure 17 : Réductions de capacité par frontière en heures et en millions d'euros, de 2011 à 2015



Source : RTE, analyse : CRE

Figure 18 : Profondeur moyenne des réductions par frontière, de 2011 à 2015

Profondeur moyenne des réductions (MW)		2011	2012	2013	2014	2015
G-B	Export	465	654	32,44	27,9	32,61
	Import	477	684	33,37	37,34	50,71
Suisse	Export	0	317	12,44	23,54	16,56
	Import	0	0	0	0	0
Italie	Export	526	44	14,43	8,76	21,76
	Import	0	0	0	50,29	24,46
Espagne	Export	423	291	39,01	15,34	23,05
	Import	626	623	17,57	12,71	16,42

Source : RTE, analyse : CRE

Quand le niveau de capacités vendues aux échéances de long terme est supérieur à ce que le gestionnaire de réseau peut assurer, en cas d'incident imprévu affectant le réseau par exemple, le GRT peut être contraint d'effectuer des réductions de capacités.

Le nombre de réductions varie beaucoup d'une frontière à une autre. En Belgique et en Allemagne par exemple, il n'y a eu aucune réduction depuis 2011¹⁸. À l'inverse, il y a beaucoup de réductions sur l'interconnexion France – Grande-Bretagne, et d'une profondeur importante (une réduction peut concerner un plus ou moins grand nombre de MW). Ces différences s'expliquent principalement par le maillage de l'interconnexion d'une frontière à l'autre : aux frontières allemande et belge les réseaux sont denses et permettent une certaine flexibilité. Au contraire à la frontière anglaise, un seul câble en courant continu assure l'ensemble des échanges, tout problème ou maintenance sur ce câble provoque ainsi automatiquement des réductions de capacités importantes.

En cas de réduction de capacité, le GRT informe l'acteur de marché qui détient ces capacités qu'il ne pourra pas les honorer, et il lui verse une compensation financière à hauteur du nombre de MW réduits. Il s'agit de la « fermeté » associée aux produits long terme. La CRE, dans le cadre de l'élaboration du code FCA et des règles HAR, a travaillé à ce que cette compensation soit fondée sur le différentiel de prix et non pas sur un simple remboursement du prix de l'enchère, comme c'était le cas sur la plupart de nos frontières historiquement. L'ensemble de nos interconnexions, excepté celle avec la Suisse et la Grande-Bretagne, appliquent désormais ce régime de fermeté.

2.3.3. Des améliorations substantielles pour le calcul de la capacité d'interconnexion aux frontières France – Italie et France – Espagne

La CRE a approuvé, le 9 décembre 2015, une nouvelle méthode de calcul de capacité coordonné en J-2 aux frontières nord-italiennes¹⁹ qui repose sur la mise en commun par les GRT concernés, deux jours avant le temps réel, des hypothèses relatives à la production, à la consommation et à l'état du

¹⁸ A l'exception du mois d'octobre 2015 dans le sens Belgique - France, les GRT ont dû effectuer sur trois jours 23,33 MW de réductions en moyenne.

¹⁹ Interconnexions entre le nord de l'Italie et les pays frontaliers : France, Suisse, Autriche / Allemagne, Slovaquie

réseau, pour en déduire ensemble les capacités commerciales maximales. Cette coordination doit permettre une meilleure gestion des incertitudes au plus proche du temps réel et rendre possible l'optimisation de l'utilisation des capacités, tout en assurant une meilleure sécurité du réseau. Cette méthodologie est utilisée pour le calcul des capacités allouées depuis le 1^{er} février 2016. Avant la mise en œuvre de cette nouvelle méthode, c'est la capacité calculée annuellement qui était utilisée pour l'allocation journalière, éventuellement ajustée pour tenir compte des maintenances planifiées. Ce calcul annuel est effectué selon un processus coordonné impliquant l'ensemble des GRT concernés.

La CRE porte une attention particulière à ce que le niveau de capacités allouées aux frontières soit optimisé. La CRE a ainsi demandé à RTE de lui fournir, avant la fin de l'année 2016, un retour d'expérience sur la mise en œuvre de cette nouvelle méthodologie, notamment concernant l'évolution des capacités effectivement allouées.

A la frontière France - Espagne, un projet de calcul de capacité coordonné opéré en J-2 doit être mis en place courant 2017 par les GRT, afin d'améliorer les niveaux de capacités mis à disposition du marché lors du couplage journalier. Il s'agit de remplacer le calcul actuel réalisé de manière hebdomadaire et d'améliorer la coordination entre les deux GRT, aujourd'hui très limitée. Les évolutions attendues permettront d'optimiser le volume de capacités allouées tout en assurant une meilleure sécurité du réseau.

2.4. Le fonctionnement spécifique de l'interconnexion à la frontière France - Suisse ne permet pas une gestion optimisée de l'allocation des capacités

Du fait de la non-appartenance de la Suisse à l'Union européenne, l'interconnexion France - Suisse est soumise à un régime particulier. Les capacités d'interconnexion sont en effet essentiellement utilisées pour des contrats de long terme historiques qui bénéficient d'un accès prioritaire et gratuit, ce qui n'existe sur aucune autre des frontières françaises. Ces contrats disposent en outre de conditions d'accès particulières, permettant, par exemple, à leurs détenteurs de procéder à des nominations tardives. Jusqu'au début 2012 et l'arrivée à son terme d'un contrat portant sur 610 MW, les contrats de long terme saturaient la capacité dans le sens de l'export. La CRE et le régulateur suisse Elcom ont alors décidé que la capacité ainsi libérée serait mise à disposition du marché et serait allouée par enchères explicites.

L'extension du couplage journalier à l'interconnexion franco-helvétique est aujourd'hui possible techniquement mais reste soumise à l'issue des négociations bilatérales entre l'UE et la Suisse. Cette absence de couplage des marchés entre la France et la Suisse génère un surcoût d'approvisionnement estimé à en moyenne 58 M€/an (figure 16). Des avancées ont toutefois été réalisées à l'échéance infra journalière, avec la mise en place d'une allocation explicite continue en janvier 2012, puis avec la création, en juillet 2013, d'un marché organisé infra journalier en Suisse, intégré avec les marchés allemand et français à travers une allocation implicite de la capacité, en parallèle de l'allocation explicite. La priorité d'accès dont bénéficient les contrats de long-terme et

l'absence de couplage de marché journalier confèrent à l'échéance infra journalière un rôle crucial mais qui reste mal adapté à l'allocation de volumes importants de capacités. La mise en œuvre du couplage de marché journalier reste donc primordiale pour optimiser le fonctionnement de cette interconnexion.

3. Des investissements sont prévus pour augmenter la capacité disponible aux frontières les plus congestionnées

Résumé des messages :

- La rente de congestion générée par l'allocation des capacités d'interconnexion aux frontières françaises a atteint 475 M€ en 2015. Les interconnexions France – Grande-Bretagne (194 M€) et France – Italie (104 M€) sont celles qui génèrent le plus de revenus, ces deux pays étant ceux avec lesquels les différentiels de prix avec la France sont les plus élevés.
- Sur ces deux frontières des projets d'investissement ont été décidés : la société ElecLink doit construire et exploiter une nouvelle liaison de 1000 MW à l'interconnexion France – Grande-Bretagne et RTE étudie avec son homologue britannique un projet de liaison supplémentaire (IFA 2) ; à la frontière italienne, le projet Savoie-Piémont permettra d'augmenter les capacités d'interconnexion de 1200 MW à partir de 2019.
- La ligne Baixas – Santa Llogaia, mise en service fin 2015, devrait permettre à terme de porter les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne à 2800 MW. En outre, la faisabilité du projet Golfe de Gascogne, qui relierait la France et l'Espagne, est en cours d'étude. Au vu de l'ampleur des dépenses envisagées, la poursuite des études de faisabilité technique est un préalable indispensable avant de pouvoir se prononcer sur l'opportunité du projet, au vu de son évaluation socio-économique. Il s'agit de s'assurer que les bénéfices sont effectivement supérieurs à ses coûts.
- Les capacités d'interconnexion françaises représentent plus de 10 % de sa capacité de production installée. Néanmoins, compte tenu des évolutions significatives du système électrique, avec notamment le développement des énergies renouvelables, la CRE considère comme nécessaire de renouveler la réflexion sur la méthodologie de fixation du seuil de 10 % qui avait été exprimé par le Conseil européen en 2002. Afin d'éviter un risque de surdimensionnement des besoins d'interconnexion, ce seuil devrait être défini sur la base d'une approche multicritères et ce, de manière différenciée en fonction des circonstances régionales.

3.1. Une rente de congestion importante, tirée par la rente aux interconnexions France - Grande-Bretagne et France - Italie

La rente de congestion correspond aux revenus générés par l'allocation des capacités d'interconnexion aux différentes échéances temporelles (revenus des enchères long terme, de l'allocation implicite journalière²⁰ et de l'allocation en infra-journalier). Ces revenus, qui représentent environ 10 % de l'ensemble des revenus de RTE en 2015, sont utilisés pour garantir la disponibilité effective des capacités attribuées (fermeté des produits), développer les capacités d'interconnexion par des investissements et enfin en déduction du tarif d'utilisation du réseau de transport.

²⁰ Allocation explicite uniquement à la frontière avec la Suisse.

Les interconnexions France – Grande-Bretagne et France – Italie, et dans une moindre mesure France – Espagne, sont celles qui génèrent le plus de revenus. C’est une constante depuis 2013 et même avant 2012 pour l’Italie. Cela s’explique par des niveaux de prix de l’électricité beaucoup plus bas en moyenne en France que dans ces pays et donc un intérêt fort des acteurs de marché à pouvoir acheter et vendre de l’énergie via ces interconnexions.

- La rente de congestion de l’interconnexion France – Grande-Bretagne est en hausse constante depuis 2012, elle a atteint 194 M€ en 2015. Elle reflète notamment le fort différentiel de prix entre les marchés spots anglais et français (19,6 €/MWh en moyenne à l’export sur l’année 2015).
- Bien qu’ils aient baissé de 29 % entre 2012 et 2015, les revenus à la frontière France – Italie sont également très élevés, 104 M€ en 2015, le différentiel de prix moyen entre les deux pays à l’export s’établissant à 15,9 €/MWh en 2015.
- La rente de congestion de la région CWE (frontières belge et allemande) s’est élevée à 96,5 M€ en 2015, avec des différentiels de prix plus bas et une convergence des prix plus fréquente que sur les autres interconnexions.
- En 2015, les revenus générés à l’interconnexion France – Espagne ont représenté 75 M€, avec un différentiel de prix moyen sur l’année de 18 €/MWh à l’export et 11 €/MWh à l’import. Ces différentiels de prix sont en hausse depuis 2012.
- La rente de congestion à l’interconnexion avec la Suisse s’est élevée à 9 M€ en 2015. Cette faiblesse relative tient à la priorité d’accès à la capacité d’interconnexion et à la gratuité dont disposent les contrats long terme historiques.

Calcul de la rente de congestion théorique

La rente de congestion théorique permet d’appréhender la valorisation de l’interconnexion dans des conditions de marché parfaites. La méthode qui a été retenue pour son calcul est de considérer que l’ensemble de la capacité est vendue sur le seul marché journalier et que sa valeur est égale au différentiel de prix entre les marchés journaliers nationaux (différence entre le prix spot du marché A et le prix spot du marché B). La rente de congestion réelle se distingue de la rente de congestion théorique par la prise en compte des prix payés par les acteurs de marché pour les capacités achetées aux différentes échéances. La différence entre la rente réelle et théorique s’explique principalement par l’incertitude inhérente aux prévisions des acteurs.

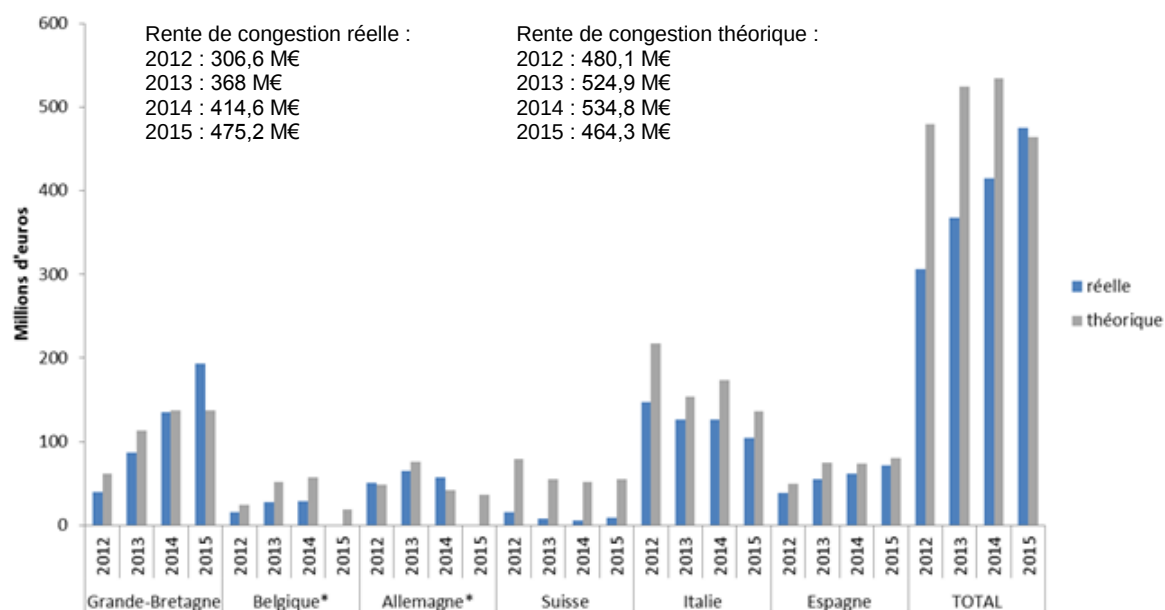
La comparaison entre rentes de congestion théorique et réelle permet de mesurer l’écart entre la rente de congestion effectivement perçue par les GRT et la valorisation théorique de chaque interconnexion. La rente de congestion théorique, qui ne prend pas en compte la différence entre le prix journalier et celui des autres échéances, est généralement plus élevée que la rente de congestion réelle, puisqu’on constate que le prix de la capacité vendue aux échéances de long terme est la plupart du temps plus faible que celui du journalier. On observe cependant certaines frontières et années pour lesquelles cela n’est pas le cas, par exemple pour l’interconnexion avec la Grande-Bretagne en 2015. Cela s’explique par l’anticipation des acteurs de marché, qui lors des enchères

annuelles ont surestimé le différentiel de prix à venir pour l'année. Les produits long terme sont en effet des produits de couverture utilisés par les acteurs pour se couvrir contre la variabilité des différentiels de prix entre les marchés spots. Les enchères long terme sont ainsi censées refléter les anticipations des acteurs pour le niveau des différentiels de prix à venir.

A la frontière avec la Suisse, les contrats de long terme historiques autorisent un accès prioritaire et gratuit à l'interconnexion pour leurs détenteurs. C'est ainsi que 2590 MW sur les 3200 MW disponibles à l'export et l'ensemble des 1100 MW disponibles à l'import ne sont pas accessibles pour le marché. Ce qui explique la faiblesse de la rente de congestion réelle sur cette frontière. La rente de congestion théorique permet de prendre la mesure du manque à gagner pour les gestionnaires de réseau et pour le système dans son ensemble. Avec un ratio moyen, sur l'ensemble des frontières (excepté la Suisse) de 83,5 % entre la rente de congestion théorique et la rente de congestion réelle, on peut estimer qu'environ 200 M€ supplémentaires auraient pu être collectés depuis 2012.

On remarque enfin un écart assez élevé entre rentes de congestion théorique et réelle sur l'interconnexion France – Italie : depuis 2013, le différentiel de prix moyen à l'export a été plus élevé que les anticipations des acteurs, ce qui a impacté à la baisse la rente de congestion réelle.

Figure 19 : Comparaison rente de congestion réelle et théorique de 2012 à 2015



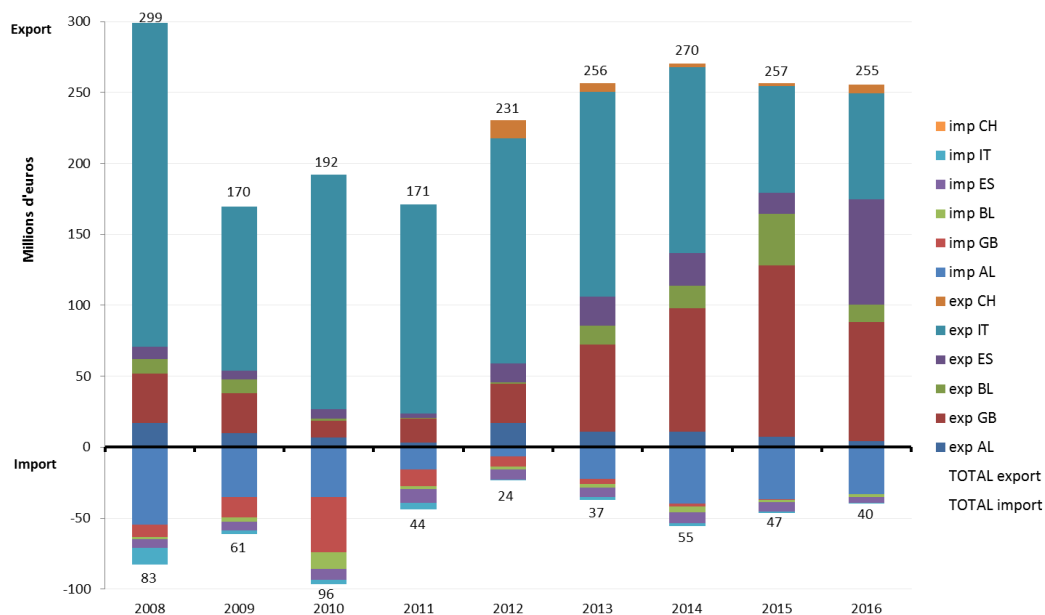
* Depuis la mise en place du *Flow based* dans la région CWE (mai 2015), la rente de congestion n'est plus calculée par frontière mais par pays. Rente RTE 2015 pour la région CWE : 96,5 M€.

Source : RTE, analyse : CRE

Zoom sur les revenus tirés des enchères annuelles

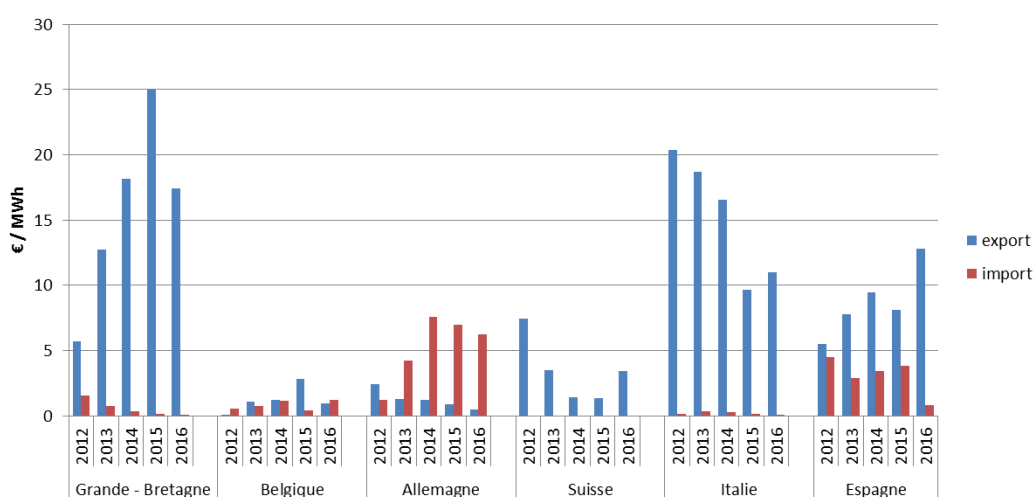
Une partie de la capacité est vendue aux échéances de long terme et notamment lors des enchères annuelles. Ces enchères ont lieu entre novembre et décembre de l'année N-1, pour des produits couvrant l'ensemble de l'année N. Elles permettent aux acteurs de marché d'acquérir, pour toutes les heures de l'année, des droits de transport entre pays frontaliers (droits d'utiliser la capacité d'interconnexion sur une frontière et dans un sens donné, ou de toucher le différentiel de prix journalier entre deux marchés spots, si celui-ci est positif sur une frontière et dans un sens donné).

Figure 20 : Revenu des enchères annuelles de 2008 à 2016



Source : JAO et FUI, analyse : CRE

Figure 21 : Prix des capacités allouées à l'enchère annuelle de 2012 à 2016



Source : JAO et FUI, analyse : CRE

En 2016 (enchères ayant lieu à la fin de l'année 2015), comme les années précédentes, l'ensemble des capacités offertes ont été allouées. Les acteurs ont demandé en moyenne huit fois plus de capacités que celles vendues par les GRT. Le revenu total des enchères annuelles pour l'année 2016 s'élève à 295 M€ (revenu à diviser entre les deux GRT de part et d'autre de la frontière), à un niveau très proche de celui de 2015 et de 2013, mais inférieur de 9,5 % par rapport à 2014. Excepté à la frontière avec l'Allemagne, la capacité aux frontières françaises est mieux valorisée à l'export (86,5 % des revenus des enchères), ce qui révèle que les acteurs anticipent des prix de l'électricité moins élevés en France que dans les pays frontaliers.

La rente de congestion perçue par RTE est la conséquence directe du nombre d'interconnexions de la France et de leur importance en termes de volumes échangés. Elle traduit également le niveau élevé des différentiels de prix entre le marché français et celui de plusieurs de ses voisins. C'est fort de ce constat que le gestionnaire de réseau français RTE, soutenu par la CRE, s'est engagé dans des investissements visant à augmenter les capacités mises à disposition du marché sur les interconnexions où cela est pertinent.

3.2. Des projets en cours aux interconnexions France – Italie et France – Grande-Bretagne

La CRE veille au développement des interconnexions avec les pays voisins, la plus récente illustration étant la mise en service fin 2015 de la nouvelle ligne Baixas – Santa Llogaia entre la France et l'Espagne. Elle considère que les décisions d'augmentation de capacité d'interconnexion doivent être justifiées par une analyse coûts-avantages robuste, démontrant que les bénéfices de tout nouveau projet sont effectivement supérieurs à ses coûts. Lorsque cette analyse met en évidence des externalités positives mais au bénéfice de nombreux acteurs et pays européens, la CRE considère qu'un financement européen ou des mesures de répartition des coûts conformément à la démarche CBCA (*cost benefit cost allocation*) devraient être mis en œuvre.

De nouveaux projets ont ainsi été décidés ou se trouvent à un stade avancé avec le Royaume-Uni et l'Italie. Le projet le plus avancé est l'interconnexion Savoie-Piémont. Bénéficiant du statut de Projet d'Intérêt Commun (PIC) européen (statut attribué en 2013 et renouvelé en 2015), il doit augmenter les capacités d'interconnexion entre la France et l'Italie de 1200 MW à l'import et à l'export. Il consiste en deux câbles à courant continu d'une capacité de 600 MW chacun qui relieront Grande Ile, en France, à Piosasco, près de Turin, via le tunnel du Fréjus, en empruntant le tracé des autoroutes A42 (France) et A32 (Italie). La longueur totale de la liaison sera de 190 km. La mise en service de la nouvelle interconnexion est prévue en 2019. Ce projet a fait l'objet d'une décision finale d'investissement en 2015 de la part de RTE, qui a démarré les travaux de pose en mars 2015. Le coût d'investissement estimé pour RTE et retenu par la CRE est de 465 millions d'euros. La CRE a également approuvé la mise en œuvre d'un mécanisme incitatif pour le projet Savoie-Piémont comportant trois composantes :

- une prime fixe en fonction de l'utilité économique du projet évaluée ex ante, fondée notamment sur les scénarios du plan européen à dix ans réalisé par ENTSO-E ;
- une prime variable en fonction de l'utilité du projet mesurée ex-post, fondée sur le taux d'utilisation effectif de l'interconnexion ;
- une prime fonction des coûts réels du projet, afin d'inciter RTE à maîtriser ces derniers.

En ce qui concerne les interconnexions entre la France et la Grande-Bretagne, la société ElecLink Ltd doit construire et exploiter d'une nouvelle liaison de 1000 MW, pour un coût estimé à 400 M€ et une mise en service en 2019. Le projet ElecLink a bénéficié d'une décision d'exemption qui lui a été accordée en 2014 par la CRE et son homologue britannique, l'Ofgem. ElecLink doit commercialiser sur plusieurs années une partie des capacités créées via un appel au marché de type « *open season*²¹ ». Les règles d'accès à l'interconnexion ElecLink ont été approuvées par la CRE et l'Ofgem au premier semestre 2016. Les capacités qui seront allouées aux échéances de long terme, aux échéances journalière et infra journalière, seront soumises à des règles d'accès identiques à celles en vigueur sur l'interconnexion France – Grande-Bretagne existante.

RTE étudie également avec le GRT National Grid Interconnector Holdings Ltd un projet de liaison supplémentaire avec la Grande Bretagne (« IFA 2 ») d'une capacité de 1000 MW, pour une mise en service en 2020. Les analyses des fonds marins ont permis de proposer un tracé, et RTE a déposé le 22 décembre 2015 les demandes d'autorisations administratives nécessaires au projet. Les projets Eleclink et IFA 2 bénéficient tous deux du statut de PIC depuis 2013. RTE vient de saisir la CRE d'une demande d'incitation financière pour ce projet, qui sera examinée au 2^{ème} semestre 2016.

3.3. D'autres projets sont à l'étude

La ligne Baixas – Santa Llogaia mise en service en 2015 devrait permettre à terme d'augmenter les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne à 2800 MW. RTE et Red Electrica de España étudient en outre la faisabilité du projet Golfe de Gascogne, qui relierait la France et l'Espagne par un câble sous-marin et pourrait permettre de porter les capacités d'interconnexion entre les deux pays à environ 5000 MW à l'import comme à l'export. Le coût total du projet est estimé entre 1,6 et 1,9 milliard d'euros. L'évaluation des bénéfices apportés par ce projet, menée dans le cadre du Plan européen de développement du réseau à dix ans publié par ENTSO-E en 2014 présente une très forte sensibilité des résultats aux scénarios considérés. Au vu de l'ampleur des dépenses envisagées, la poursuite des études de faisabilité technique est un préalable indispensable avant de pouvoir se prononcer sur l'opportunité du projet, au vu de son évaluation socio-économique. Il s'agit de s'assurer que les bénéfices sont effectivement supérieurs à ses coûts.

²¹ Une *open season* consiste à proposer aux acteurs de marché de souscrire des capacités sur un nouveau projet, la décision finale d'investissement est alors prise si les revenus garantis par ces souscriptions apportent une sécurité financière suffisante aux investisseurs.

Au-delà du projet Golfe de Gascogne, d'autres développements ont été évoqués dans le cadre du Groupe de Haut-Niveau sur les interconnexions en Europe du sud-ouest mis en place par la Commission Européenne à la suite de la Déclaration de Madrid du 4 mars 2015. La CRE considère qu'il convient de traiter les différents projets les uns après les autres, la priorité étant donnée à Golfe de Gascogne. A ce stade, les projets de liaisons à travers les Pyrénées envisagés n'ont pas atteint un stade de maturité suffisant pour faire l'objet d'évaluations socio-économiques pertinentes. Il faudra commencer par préciser leurs caractéristiques techniques, les renforcements de réseau nécessaires ainsi que les estimations de coûts.

En plus des frontières précédemment mentionnées, RTE répertorie également dans son schéma décennal des possibilités de développement d'interconnexion supplémentaires avec l'Irlande, le Royaume-Uni, la Belgique, l'Allemagne et la Suisse. Ces projets sont aujourd'hui en phase d'étude.

Seuil de 10 % d'interconnexion

En 2002, le Conseil Européen a exprimé l'objectif d'atteindre des capacités d'interconnexion électriques correspondant à 10 % de la capacité de production installée pour chacun des Etats Membres de l'Union. Ce seuil reste un niveau de référence pour la construction du marché intérieur de l'électricité. Il est parfois mis en avant pour promouvoir de nouveaux investissements. Or, la situation du système électrique a profondément changé depuis 2002, notamment avec le fort développement des énergies renouvelables. La CRE considère qu'il est nécessaire de renouveler la réflexion autour des besoins d'interconnexions en élaborant des indicateurs qui tiennent compte de la situation géographique des pays, des caractéristiques des parcs de production et des taux de convergence des prix.

En particulier, la puissance de production installée devrait être modulée en fonction de la pointe de production effective, afin d'éviter de surestimer la possibilité de mobiliser effectivement les capacités de production photovoltaïques et éoliennes. En outre, la prise en compte d'un seul indicateur ne permet pas de refléter de manière appropriée l'état du système électrique. La pointe de consommation de chacun des pays devrait notamment être prise en compte. Ainsi, dans le cas de la France, avec un parc installé au 31 décembre 2015 s'élevant à 129 GW et des capacités d'interconnexion à l'export atteignant les 13,5 GW à fin 2015, le taux d'interconnexion est de 10,4 %. Rapporter plutôt la capacité d'interconnexion à l'export à la pointe de production effective (qui est montée jusqu'à 94 GW en 2015) porterait ce taux à 14,4 %. Alternativement, rapporter la capacité d'interconnexion à l'export à la pointe de consommation historique (102 GW en février 2012) conduit à un taux de 13,2 %.

Un objectif uniforme portant sur un unique indicateur, d'autant plus lorsqu'il est fixé en pourcentage de la puissance de production installée, risque de conduire à sur-dimensionner les interconnexions, et donc à alourdir les coûts supportés par les consommateurs européens sans que les bénéfices associés à ces interconnexions ne viennent compenser ces coûts. Les objectifs d'interconnexion devraient être définis sur la base d'une approche multicritères, tant quantitatifs que qualitatifs, et ce de manière différenciée en fonction des circonstances régionales.

Partie 3 : Les interconnexions gazières françaises

1. Bilan des capacités d'entrée et de sortie de gaz en France : une interconnexion avec l'Europe en progression constante

Résumé des messages :

- Les gestionnaires de réseau de transport français ont investi environ 3 milliards d'euros¹ ces 10 dernières années, au niveau du cœur de réseau de transport français et des interconnexions transfrontalières. Les capacités fermes d'entrée et de sortie de France ont ainsi été portées en 2015 respectivement à 3 585 GWh/j et 658 GWh/j, contre 2 345 GWh/j et 304 GWh/j en 2005, soit une hausse de 52 % en entrée et de 116 % en sortie en 10 ans.
- La France dispose de capacités d'interconnexions significatives à toutes ses frontières : le marché français est bien interconnecté avec le reste de l'Europe. Les capacités d'interconnexion avec l'Allemagne ont cependant diminué récemment à la suite de réallocations de capacités vers d'autres points de sortie en Allemagne.
- En 2015, la France a mis en service de nouvelles capacités d'interconnexion avec l'Espagne. A Pirineos, les capacités fermes ont été portées de 165 GWh/j à 225 GWh/j dans le sens de l'Espagne vers la France. A ce stade, l'interconnexion est utilisée uniquement dans le sens de la France vers l'Espagne.
- Fin 2015, la nouvelle interconnexion d'Alveringem (270 GWh/j) a été mise en service. Elle permet d'exporter vers la Belgique du gaz non odorisé importé depuis le terminal GNL de Dunkerque ou depuis le point d'entrée depuis les champs norvégiens, ce qui permettra de renforcer la contribution du GNL dans l'approvisionnement de l'Europe du Nord-ouest et la sécurité d'approvisionnement.
- Le niveau des capacités d'interconnexion de la France avec ses pays adjacents permet à la France de remplir l'objectif d'intégration des marchés européens fixé dans le troisième paquet.

1.1. Les capacités d'interconnexion apportent souplesse et diversité d'approvisionnement à la France

Le réseau de transport de gaz français, l'un des plus longs d'Europe, compte sept interconnexions terrestres avec les pays frontaliers, ainsi qu'un point d'entrée par gazoduc depuis les champs norvégiens de mer du Nord, et quatre terminaux méthaniers, Fos-Tonkin²³, Fos-Cavaou, Montoir-de-Bretagne et Dunkerque LNG (dont la mise en service est prévue en septembre 2016). A la fin de 2015, les capacités d'entrée par gazoduc sur le réseau français s'élevaient ainsi à 2 285 GWh/j²⁴, et

²² Source : Consultation publique de la Commission de Régulation de l'Energie du 25 février 2016 relative aux prochains tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz de GRTgaz et TIGF et aux prochains tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés

²³ Les capacités de regazéification de Fos Tonkin diminuent depuis fin 2014 du fait du démantèlement de l'un des réservoirs du site

²⁴ Capacités physiques fermes à Dunkerque, Taisnières H et B, Obergailbach, Pirineos

les capacités de sortie vers des pays voisins à 658²⁵ GWh/j (figure 22). Une fois le terminal de Dunkerque LNG entré en service, les capacités d'importation de GNL s'élèveront quant à elles à 1 330 GWh/j (soit 34 Gm³/an²⁶), ce qui placera la France en troisième position en Europe, derrière l'Espagne (~60 Gm³/an) et le Royaume-Uni (52,3 Gm³/an). La France bénéficie également de capacités de stockage souterrain importantes. Elle dispose en effet de seize sites de stockage, dont le volume utile global est de 131,4 TWh²⁷ (soit les troisièmes capacités les plus importantes d'Europe), représentant approximativement 30 % de la consommation française annuelle de gaz. La France dispose donc d'un système gazier solide, bien intégré au reste du marché européen, permettant une grande diversité d'approvisionnement.

L'amélioration des capacités d'interconnexion et de l'intégration avec les pays voisins en général a été une préoccupation constante pour la CRE. Ainsi, en dix ans, les capacités d'entrée ont progressé de plus de 52 % et la France a plus que doublé ses capacités de sortie aux frontières, notamment en doublant les capacités de sortie vers l'Espagne et mettant en service une nouvelle interconnexion avec la Belgique, à Alveringem, qui permettra de réexporter du gaz vers le nord de l'Europe. Des investissements significatifs (budget total estimé à 823 millions d'euros²⁸) destinés à fluidifier le cœur de réseau français ont également été décidés et permettront de faire évoluer la structure du marché français vers une zone unique à l'horizon 2018.

²⁵ Capacités physiques fermes à Oltingue, Pirineos et Alveringem

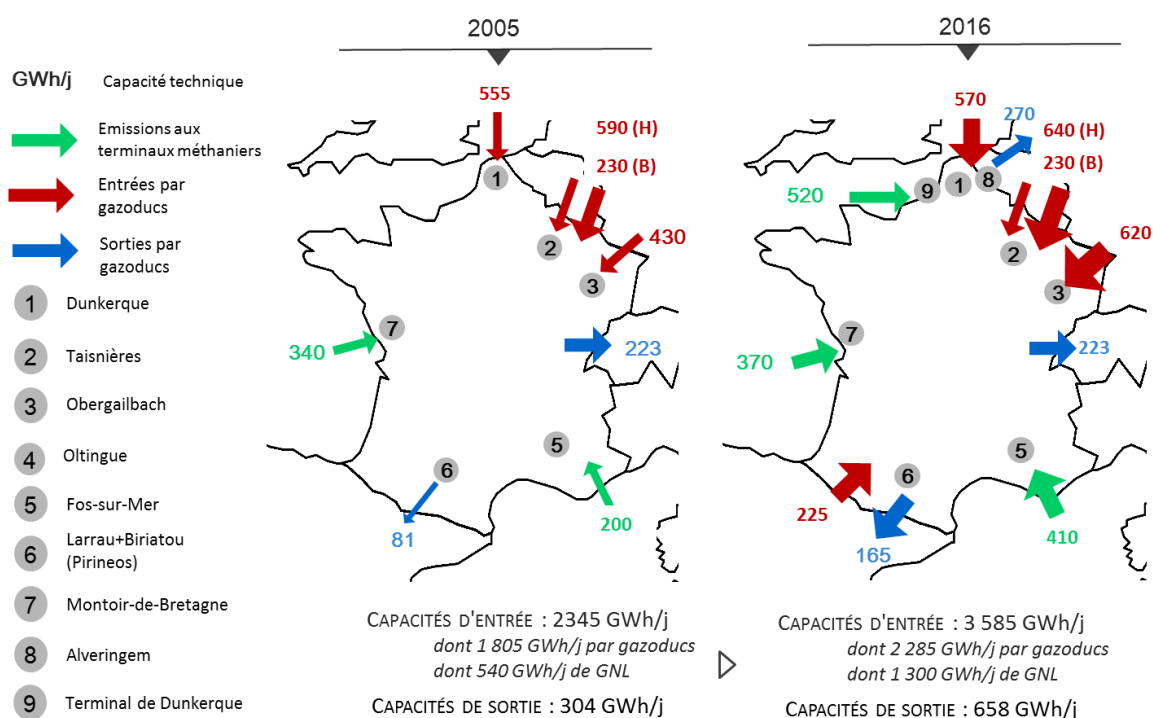
²⁶ En incluant le terminal GNL de Dunkerque

²⁷ Volume utile de Storengy : 99,2 TWh en 2015

Volume utile de TIGF : 32,2 TWh en 2015

²⁸ Montant incluant le renforcement des artères de Bourgogne (GRTgaz), Gascogne-Midi (TIGF) ainsi que l'adaptation des systèmes de compression

Figure 22 : Interconnexions et points d'entrée GNL (2005-2016)



Sources : GRTgaz et TIGF, analyse CRE

1.2. Des renforcements d'interconnexion encadrés par des procédures d'appels au marché

Depuis 2005, la CRE s'est appuyée sur des procédures d'appels au marché (*open seasons*) pour fonder les décisions d'investissement dans de nouvelles interconnexions transfrontalières, en particulier avec l'Allemagne (2005), l'Espagne (2009 et 2010) et la Belgique (2008 et 2012). Les procédures d'appel au marché visent à dimensionner une nouvelle infrastructure en fonction des besoins des utilisateurs et à allouer les capacités correspondantes de manière non discriminatoire. Ces procédures permettent en outre de sécuriser le financement du projet et réduisent le risque pour le consommateur final de supporter, via le tarif de transport, les coûts d'infrastructures qui seraient sous-utilisées.

La CRE a mené ces procédures d'appel au marché conformément aux bonnes pratiques européennes en la matière, définies dans les guides de bonnes pratiques pour les *opens seasons* publiées par le groupe des régulateurs européens (ERGEG)²⁹. Depuis 2005, ces *open seasons* ont permis de créer 465 GWh/j de capacités fermes en entrée sur le réseau français et 135 GWh/j de capacités en sortie, pour un montant total de 1,3 milliard d'euros (incluant les investissements liés aux renforcements du cœur de réseau nécessaires compte tenu des augmentations de capacités à la frontière avec l'Espagne) (figure 23).

²⁹ ERGEG guidelines of good practices for *open seasons* (GGPOS)

Figure 23 : Open seasons menées en France depuis 10 ans et développements de capacités fermes associés

Interconnexion	Date de l'open season	Capacités développées	Coûts à terminaison
Avec l'Allemagne Renforcement des capacités d'entrée à Obergailbach/Medelsheim	2005	- Décembre 2008 : hausse des capacités fermes annuelles de 430 GWh/j à 550 GWh/j - Décembre 2009 : création de 70 GWh/j de capacités fermes annuelles (total : 620 GWh/j)	200 millions d'€ (sur le réseau de GRTgaz)
Avec la Belgique Renforcement des capacités d'entrée à Taisnières H	2008	- Décembre 2013 : création de 50 GWh/j de capacités fermes d'entrée à Taisnières H, pour porter les capacités totales d'entrée à 640 GWh/j	169,7 millions d'€ (sur le réseau de GRTgaz)
Avec l'Espagne Création de capacités d'entrée et de sortie à Pirineos	2009 et 2010	En entrée en France : - Avril 2013 : création de 135 GWh/j de capacités fermes, pour porter les capacités d'entrée de 30 GWh/j à 165 GWh/j - Décembre 2015 : création de 60 GWh/j de capacités fermes en entrée, portant les capacités totales à 225 GWh/j En sortie vers l'Espagne : - Avril 2013 : création de 65 GWh/j de capacités fermes, portant les capacités fermes en sortie à 165 GWh/j	491,4 millions d'€ ³⁰ (Sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF. Ce montant n'inclut pas les renforcements sur le cœur de réseau français nécessaires pour exporter/importer les volumes de gaz correspondant aux augmentations de capacités à la frontière avec l'Espagne, validés lors des open seasons de 2009 et 2010)
Avec la Belgique Création de capacités de sortie vers la Belgique à Alveringem	2012	- Décembre 2015 : mise en service de 270 GWh/j de capacités fermes du PEG Nord vers la Belgique	86 millions d'€ (sur le réseau de GRTgaz)

Sources : GRTgaz et TIGF, analyse CRE

³⁰ Ce montant inclut les 27 millions d'euros d'investissement validés par la CRE dans sa délibération du 16 juillet 2014 pour la construction de la compression de Sauveterre (dont la mise en service est prévue en 2017), ainsi que les 50 millions de subvention européenne octroyés pour la construction de l'Artère du Béarn

1.3. Point d'entrée depuis la Norvège

La France dispose, à Dunkerque, d'un point d'entrée direct depuis les champs de production norvégiens de Mer du Nord (plateforme de Draupner) via le gazoduc *Franpipe*, d'une longueur de 840 km et d'une capacité ferme de 570 GWh/j. Il s'agit du principal point d'entrée de gaz sur le réseau français en volume : 189 TWh ont transité par Dunkerque en 2015, ce qui équivaut à 37 % des importations totales de gaz de la France. Sur ces volumes, une partie est réexportée vers l'Espagne et l'Italie.

1.4. Interconnexions avec la Belgique

La France compte deux points d'interconnexion avec la Belgique à Taisnières, l'un dédié au gaz H (haut pouvoir calorifique) et l'autre au gaz B (faible pouvoir calorifique). Un troisième point d'interconnexion, d'une capacité de 270 GWh/j, a été créé à Alveringem. Il permettra d'expédier vers le nord du gaz non odorisé depuis le terminal méthanier de Dunkerque et depuis le gazoduc *Franpipe*, levant ainsi l'obstacle que représentait l'odorisation du gaz sur le réseau de transport principal en France, alors que la Belgique et l'Allemagne n'acceptent pas de gaz odorisé sur leur réseau de transport.

Le point d'interconnexion de Taisnières H, d'une capacité de 640 GWh/j, est le point d'entrée pour du gaz à haut pouvoir calorifique en provenance principalement de mer du Nord et transitant par la Belgique via les gazoducs de Segeo et Zeepipe, qui atteignent le continent au niveau du hub de Zeebrugge. Avec 148,2 TWh en 2015, les entrées au point de Taisnières H ont représenté 29 % des importations totales de gaz. Cela fait de Taisnières H le deuxième point d'entrée en France en 2014 et 2015.

D'une capacité de 230 GWh/j, le point d'interconnexion de Taisnières B reçoit les approvisionnements en gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B) en provenance du champ de Groningue aux Pays-Bas. En 2015, les importations de gaz B se sont élevées à 44 TWh, soit 9 % des importations totales de gaz. Le gaz B est consommé exclusivement dans le nord de la France (Nord-Pas-de-Calais et Picardie), il concerne 1,3 millions de clients dont 8 000 industriels, représentant 10 % de la consommation française de gaz naturel. Avec l'épuisement à venir du gisement de Groningue, cette zone devra être progressivement convertie au gaz H, avec le risque qu'il faille accélérer la procédure par rapport au calendrier prévu initialement à la suite de problèmes de production aux Pays-Bas.

Groningue et la conversion au gaz H de la zone gaz B

Le champ gazier de Groningue entre progressivement dans la dernière période de son exploitation (réserve d'environ 680 Gm³ début 2015). Les contrats d'exportation se terminent entre 2021 et 2030 et ne seront pas renouvelés (2029 pour la France, l'approvisionnement commençant à décroître dès 2024). Depuis janvier 2014, en raison du lien entre l'exploitation du gaz et l'activité sismique dans la région de Groningue, des limites de production successives et de plus en plus drastiques sont fixées par le gouvernement néerlandais. La dernière décision date du 18 décembre 2015 et acte une limitation de la production à 27 Gm³/an pour l'année gazière 2015-2016 avec la possibilité

d'augmenter les volumes à 33 Gm³ en cas d'année froide. En 2015, la production du champ de Groningue s'est élevée à 28 Gm³, soit 34 % de moins que la production de 2014 et une division par deux par rapport à 2013.

Même si l'ensemble des acteurs considèrent que les contrats d'exportation seront honorés, le risque d'une interruption anticipée de l'exploitation de Groningue doit être pris en compte. Il est maintenant nécessaire de préparer la conversion au gaz H des zones aujourd'hui alimentées par du gaz B. Ce projet, particulièrement complexe, nécessite une forte coordination entre les acteurs au niveau national et entre les pays concernés (l'approvisionnement en gaz B de la France est entièrement dépendant du transit sur le réseau belge).

A ce stade, le ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer, qui pilote le projet côté français, prévoit une conversion progressive au gaz H, s'étalant de 2021 à 2029. Un décret du 23 mars 2016³¹ relatif au projet de conversion du réseau de gaz naturel à bas pouvoir calorifique dans les départements du Nord, du Pas-de-Calais, de la Somme, de l'Oise et de l'Aisne, explicite le périmètre et le calendrier de la conversion du réseau gazier qui est envisagé. De nombreux obstacles doivent être surmontés d'ici là sur le plan technique (intervenir chez 1,3 million de clients, conversion du stockage de Gournay qui est la seule source de flexibilité de la zone, etc.) comme sur les plans juridiques et financiers (partage des responsabilités et des coûts entre les opérateurs, notamment concernant les interventions chez les clients finals).

En Belgique, la réflexion a également commencé. Les autorités belges prévoient pour l'instant de lancer la transition vers le gaz H en 2024. En l'état actuel des études, Fluxys n'envisage pas d'interrompre le transit de gaz B vers la France avant 2029.

1.5. Interconnexion avec l'Allemagne

La France compte un point d'interconnexion avec l'Allemagne, à Obergailbach. Offrant une capacité de 620 GWh/j, cette interconnexion est le point d'entrée pour les importations de gaz en provenance de Russie qui transitent par l'Allemagne. En 2015, les entrées au point d'Obergailbach ont représenté 67,6 TWh, soit 13 % de la totalité des importations de gaz de la France. Deux gestionnaires de réseaux opèrent cette interconnexion en Allemagne : GRTgaz Deutschland, qui gère environ 90 % des capacités offertes en sortie d'Allemagne, et Open Grid Europe (OGE).

Il existe un écart grandissant entre les capacités fermes offertes en sortie du réseau allemand et celles offertes en entrée du système français. En effet, le mode de gestion des capacités d'interconnexion en Allemagne autorise les GRT à réaffecter des capacités invendues à d'autres points du réseau allemand. Ainsi, depuis le second semestre 2012, OGE et, dans une moindre mesure, GRTgaz Deutschland ont réduit leur offre de capacité ferme de sortie vers la France, créant ainsi un écart d'environ 50 GWh/j avec les capacités fermes d'entrée commercialisées par GRTgaz. Les capacités commercialisées par OGE ont été divisées par près de deux depuis 2011, pour

³¹ Décret du 23 mars 2016 relatif au projet de conversion du réseau de gaz naturel à bas pouvoir calorifique dans les départements du Nord, du Pas-de-Calais, de la Somme, de l'Oise et de l'Aisne

atteindre une cinquantaine de GWh/j début 2016. Ces réallocations qui, jusqu'à présent, ne s'effectuaient que sur du court terme, pourraient s'étendre à des horizons de plus long terme, ce qui détériorerait la sécurité d'approvisionnement de la France, en particulier dans un contexte de fusion des zones de marché en France³². La CRE a fait part de sa préoccupation sur cette question à son homologue allemand, la Bundesnetzagentur, et a également informé le Ministre en charge de l'énergie.

1.6. Interconnexions avec l'Espagne

La France compte deux points d'interconnexion physiques avec l'Espagne, à Larrau (capacité technique de 165 GWh/j) et Bariatou (capacité technique de 60 GWh/j). Depuis octobre 2014, ils ont été regroupés en un seul point commercial nommé « Pirineos ».

Depuis le 1^{er} avril 2013, les capacités offertes dans les deux sens sont passées à 165 GWh/j, contre 100 GWh/j dans le sens France vers Espagne et 30 GWh/j dans le sens Espagne vers France antérieurement. Elles permettent de couvrir près de 20% de la consommation totale de gaz de l'Espagne. En 2015, les capacités dans le sens Espagne vers France ont été portées à 225 GWh/j. Dans le sens France vers Espagne, 60 GWh/j de capacités interruptibles sont proposées aux acteurs de marché depuis décembre dernier.

L'interconnexion avec la France est un point stratégique pour l'Espagne et plus largement, la péninsule ibérique, dont l'approvisionnement gazier repose par ailleurs sur les importations de gaz algérien et sur le GNL. La France est en effet un pays de transit pour l'Espagne. Un contrat d'approvisionnement de long terme lie la Norvège à l'Espagne jusqu'en 2027 pour des volumes proches de 80 GWh/j acheminés via Dunkerque. Ces dernières années, l'interconnexion avec la France a été une source d'arbitrage importante pour l'Espagne, qui s'est reportée vers des approvisionnements depuis le nord de l'Europe lorsque le GNL était moins compétitif et qu'il était avantageux de le ré-exporter vers l'Asie. Depuis que l'interconnexion avec l'Espagne a été rendue bidirectionnelle en 2011, elle a toujours fonctionné dans le sens France vers Espagne, et jamais dans le sens inverse (figure 31 au point 2.3.1). En 2015, 31 TWh ont été exportés vers l'Espagne (soit 56 % d'utilisation moyenne). Les sorties vers l'Espagne ont représenté 51 % des exportations de la France.

1.7. Interconnexion avec la Suisse

L'interconnexion d'Oltingue permet d'exporter du gaz naturel vers l'Italie en transitant par la Suisse. D'une capacité de 223 GWh/j, elle relie la zone Nord du réseau de GRTgaz au réseau suisse opéré par FluxSwiss, lui-même relié au réseau italien de Snam Rete Gas par l'interconnexion de Passo Gries. Les sorties au point d'Oltingue ont représenté, en 2015 près de 30 TWh, c'est-à-dire 49 % des volumes nets exportés depuis la France.

Historiquement, cette interconnexion avait été créée pour approvisionner l'Italie en gaz venant de la Norvège, ce qui expliquait qu'elle ne puisse fonctionner qu'en sortie. Il n'existait jusqu'à présent

³² Voir la partie 3.6.1 pour plus d'explications sur ce sujet.

qu'une offre de rebours virtuel (45 GWh/j). Toutefois, des capacités physiques d'entrée sur le réseau de GRTgaz de 100 à 200 GWh/j vont être créées d'ici à 2018 en coordination avec FluxSwiss. Cet investissement de 15 millions d'euros ouvrira un accès à de nouvelles sources de gaz provenant d'Italie, par exemple depuis l'Azerbaïdjan, via le futur gazoduc Trans Anatolian Pipeline (TAP). Ces capacités d'entrée à Oltingue ne seront pas totalement fermes (elles pourront être interrompues lorsque les quantités de gaz acheminées depuis Taisnières et Obergailbach seront trop importantes). Compte tenu du coût réduit de ce projet, la CRE a approuvé cet investissement sans procéder à une *open season*. En 2012 une *open season* avait été menée pour des capacités fermes mais s'était révélée infructueuse, les acteurs de marché ayant souligné à l'époque que les coûts du projet étaient très élevés³³.

³³ Les investissements nécessaires au développement de 100 GWh/j de capacités fermes d'entrée en France à Oltingue avaient été estimés à 258 millions d'euros

2. La structure d'approvisionnement du marché français

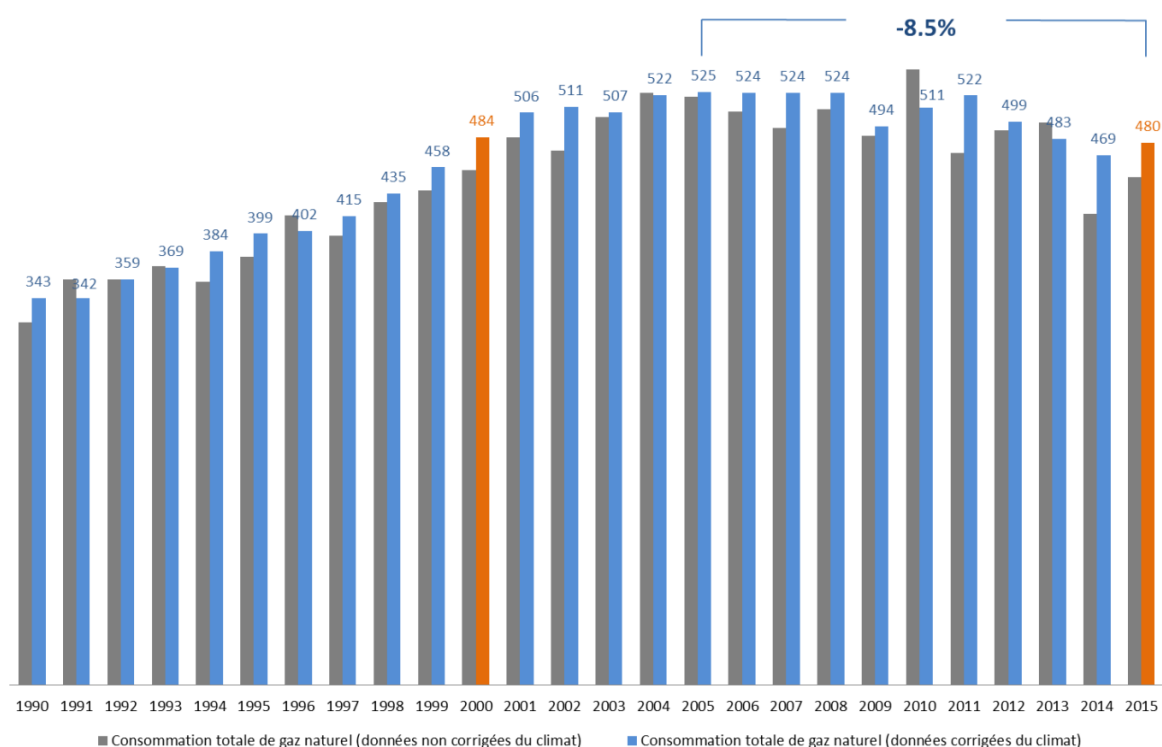
Résumé des messages :

- La consommation de gaz en France, et plus globalement en Europe, a stagné au cours des dernières années. L'atonie de la croissance économique, le niveau bas des prix sur les marchés de l'électricité, les mesures d'efficacité énergétique et les températures élevées en 2014 et 2015 ont contribué à cette tendance, même si la demande de gaz des centrales électriques a repris à la fin de 2015.
- L'approvisionnement gazier français repose en majorité sur des contrats de long terme, mais de plus en plus de volumes sont achetés à court terme.
- Le portefeuille d'approvisionnement français est diversifié. La majorité des volumes de gaz est importée par gazoducs. La part du GNL dans l'approvisionnement gazier français a chuté depuis 2011, en raison de la réorientation des flux de GNL de l'Europe vers l'Asie à la suite de la catastrophe de Fukushima. Malgré une détente sur le marché du GNL depuis le dernier trimestre 2014, la contribution du GNL à l'approvisionnement gazier français est restée stable en 2015 (aux alentours de 12 %). La France bénéficie également d'importantes capacités de stockage souterrain, qui représentent près de 30 % de la consommation française annuelle de gaz et qui contribuent à la flexibilité du système gazier français.
- Les taux d'utilisation des interconnexions restent globalement stables en 2015 par rapport à 2014, à l'exception des interconnexions avec l'Allemagne et avec l'Espagne. Les tensions entre l'Ukraine et la Russie ont conduit à une moindre sollicitation de l'interconnexion d'Obergailbach. Les exportations vers l'Espagne ont diminué de 37 % à la suite d'une hausse des émissions de GNL sur les réseaux espagnols et des importations d'Algérie par pipeline. Les flux entre la France et l'Espagne sont cependant restés orientés exclusivement du nord vers le sud.
- Grâce aux nombreuses interconnexions assurant un approvisionnement diversifié, le nord de la France est bien relié avec les hubs d'Europe du Nord-Ouest. Le Sud de la France reste dépendant du GNL et des flux à la liaison Nord-Sud pour satisfaire les consommations en France et en Espagne. L'interconnexion de Pirineos apporte de la flexibilité au marché espagnol par exemple lorsque son approvisionnement en GNL est moins important du fait du réacheminement de cargaisons de GNL vers des marchés plus rémunérateurs.
- Pour fluidifier la circulation du gaz sur l'axe Nord-Sud, la CRE continue de simplifier le design du marché français. Depuis avril 2015, à la suite de la fusion des zones GRTgaz Sud et TIGF, la France n'est plus scindée qu'en deux zones de marché : le PEG Nord et la *Trading Region South*. Une place de marché unique en France sera mise en œuvre en 2018. Pour y parvenir, la CRE a retenu un schéma de développement associant les projets Val de Saône et Gascogne-Midi permettant de décongestionner le réseau français dans son axe Nord/Sud à l'horizon 2018.

2.1. Les interconnexions permettent à la France de disposer d'un approvisionnement gazier diversifié

La consommation totale de gaz en France (corrigée du climat) a diminué de 8,5 % en 10 ans, passant de 525 TWh en 2005 à 480 TWh en 2015 (figure 24). Les répercussions de la crise économique de 2008 sur la production industrielle, la baisse de la production d'électricité à partir de gaz, les efforts de maîtrise de la consommation énergétique ainsi que les températures élevées des deux dernières années expliquent cette baisse de la consommation française de gaz qui est revenue à des niveaux proches de ceux début des années 2000.

Figure 24 : Consommation totale de gaz en France 1990-2015 (TWh) (données corrigées et non corrigées du climat)

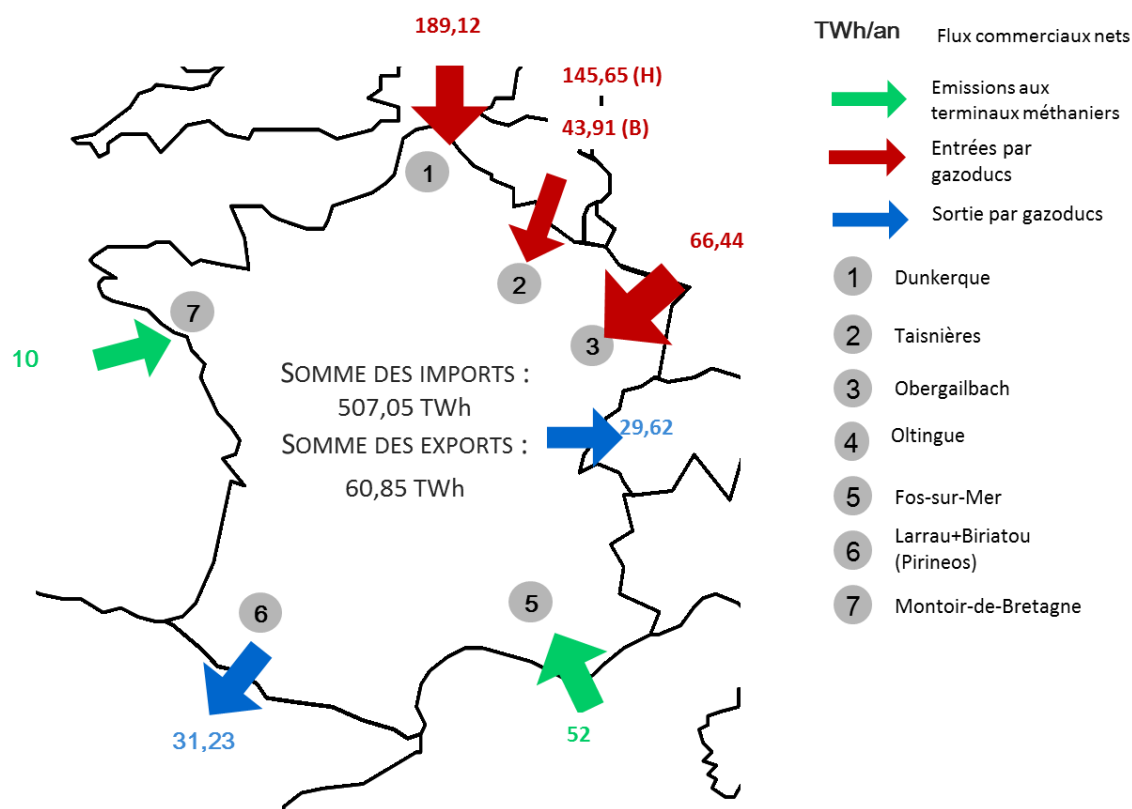


Source : DGEC, analyse CRE

L'année 2015 figure parmi les plus chaudes jamais observées. La reprise de la demande des centrales électriques au gaz, dont la consommation a été multipliée par 2,6 par rapport à 2014³⁴, a permis d'atténuer les effets des températures élevées sur la demande : la consommation totale de gaz en France a atteint 480 TWh en 2015 (+2,3 % par rapport à 2014) (figure 24). Les douze centrales raccordées au réseau de GRTgaz avaient toutes repris la production fin 2015. Cet effet, combiné à une légère reprise de la consommation industrielle en fin d'année, a porté le solde importateur net de la France à 446 TWh (donnée non corrigée du climat) en 2015, en hausse de 4 % par rapport à 2014 (435 TWh) (figure 25).

³⁴ Sur le réseau de GRTgaz

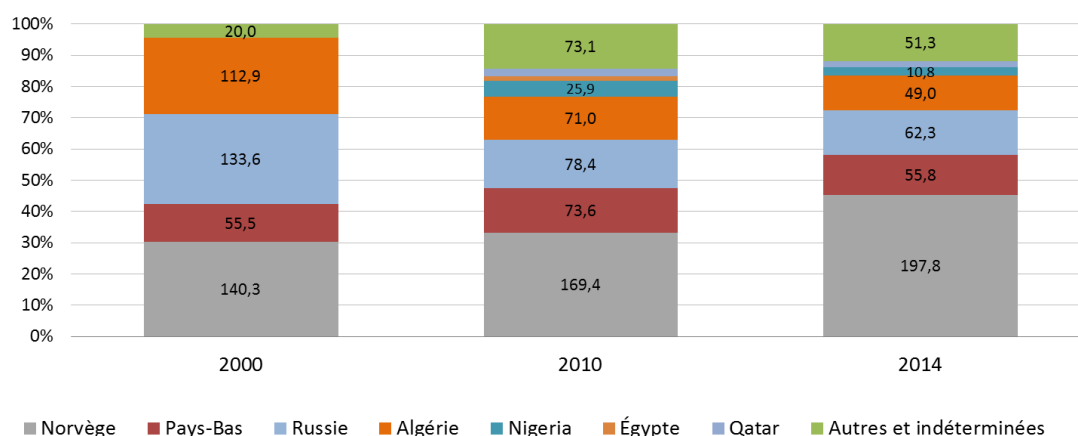
Figure 25 : Flux commerciaux nets en 2015



Sources : GRTgaz et TIGF

Depuis 2012, on dénombre sept sources d'importations de gaz en France (figure 26) : la Norvège, la Russie, les Pays-Bas, l'Algérie, le Nigéria, l'Égypte et Trinidad-et-Tobago. Cette diversité permet à la France d'être relativement protégée contre les risques de défaillance d'un fournisseur. Le poids de la Norvège dans le portefeuille d'approvisionnement français est important, les volumes importés de Norvège s'élevant à environ 40 % des volumes totaux. La Russie représente environ 15 % des importations de la France en 2015.

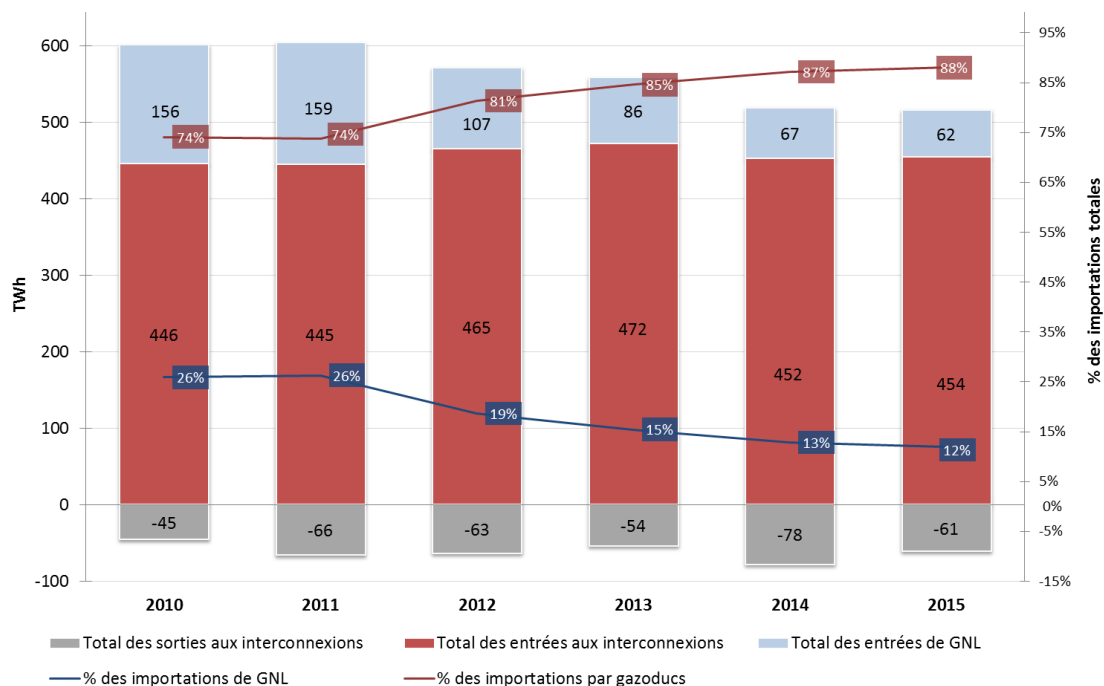
Figure 26 : Source des importations de gaz en France



Source : Insee

La grande majorité des volumes est importée par gazoduc (figure 27). Ils ont représenté 88 % des importations totales de gaz de la France en 2015. Les importations par gazoducs sont restées stables entre 2014 et 2015, malgré les tensions entre la Russie et l'Ukraine, par où transitait en 2013 près de 50 % du gaz russe destiné à l'Europe³⁵.

Figure 27 : Entrées et sorties de gaz en France (TWh)



Sources : GRTgaz et TIGF, analyse CRE

Depuis 2010, la part du GNL dans l'approvisionnement gazier français a été divisée par plus de deux, à 12 % en 2015, contre 26 % en 2010 et 2011 (figure 27). Cette baisse des importations de GNL en France, et plus largement en Europe, s'explique par le réacheminement de volumes de GNL vers les marchés asiatiques devenus plus rémunérateurs à la suite de l'accident de Fukushima. La possibilité de rediriger des cargaisons de GNL témoigne de l'importance croissante des dynamiques de court terme dans le secteur du GNL, dont les flux sont de plus en plus réactifs aux différentiels de prix internationaux.

Sous l'effet combiné de la chute des prix du pétrole à partir du troisième trimestre 2014 et d'une demande de GNL moins élevée qu'attendue en Asie, les prix du GNL ont largement chuté au cours de l'année 2015, pour se retrouver proches de ceux des importations par gazoducs. C'est dans ce contexte de détente sur le marché du GNL que les importations en Europe ont augmenté de près de 15 % en 2015, à environ 40,3 Gm³³⁶. Dans le cas particulier de la France, l'augmentation des

³⁵ Source : Agence Internationale de l'Energie

³⁶ Source : GIIGNL 2016 – 40,3 Gm³ soit 393,7 TWh

importations de Norvège et la sollicitation des stockages expliquent la stagnation des importations de GNL en France en 2015 à 5,51 Gm³ en 2015³⁷.

En 2015, les arrivées de GNL en Europe connaissent de fortes disparités. Si le Royaume-Uni et l'Espagne restent les principaux importateurs de GNL en Europe en 2015, respectivement à 12,7 Gm³ (+20 % par rapport à 2014³⁸) et 11,2 Gm³ (+11,7 % par rapport à 2014³⁹), les volumes livrés en Belgique (+94 %⁴⁰ à 2,3 Gm³) et au Pays-Bas (+50 %⁴¹ à 0,8 Gm³), ont également connu une progression significative.

Pour ses importations, la France repose majoritairement sur des contrats de long terme, qui représentent environ 80 %⁴² des approvisionnements. Cependant, l'intégration des marchés européens et la proximité du marché français avec les hubs liquides britanniques et néerlandais, le NBP et le TTF (figure 28, présentant la corrélation forte entre les prix spot du gaz sur les différentes places de marché en Europe), expliquent la croissance des volumes de court terme importés en France. Cet approvisionnement de court terme a augmenté d'un tiers en 3 ans, passant de 16 % des volumes totaux importés en 2012 à 21 % en 2015. Il s'agit d'une évolution du fonctionnement du marché français qui donne un rôle croissant à la flexibilité offerte par les interconnexions.

2.2. Nord et sud de la France, des situations contrastées

Le marché français a pour particularité d'être à l'interface entre deux régions gazières ayant des caractéristiques bien différentes. D'une part, la zone Nord est sur la plaque d'Europe du Nord-Ouest, caractérisée par des niveaux de congestions faibles et une forte corrélation des prix sur les marchés, dont les plus liquides sont le NBP au Royaume-Uni, et le TTF au Pays-Bas. D'autre part, la zone TRS est sur la plaque d'Europe du sud-ouest, dont l'approvisionnement repose largement sur le GNL.

2.2.1. Grâce aux interconnexions, le PEG Nord bénéficie de la proximité avec les hubs liquides d'Europe du nord-ouest

Le PEG Nord dispose d'un réseau gazier dense, qui s'articule autour de quatre points d'entrée par canalisation (Dunkerque, Taisnières H et B, et Obergailbach), deux terminaux GNL (Montoir et à partir de 2016, Dunkerque LNG), et onze sites de stockage souterrain de gaz (dont trois sont actuellement sous cocon, Trois-Fontaines, Soings-en-Sologne, Saint-Clair-sur-Epte). Les entrées sont largement supérieures aux besoins de cette zone. La consommation de gaz de la zone nord représente, depuis 2010, près de 70 % de la consommation française totale, puisque tout le transit passe par cette zone, y compris celui vers le sud de la France et l'Espagne.

³⁷ Source : GIIGNL 2016 – 5,51 Gm3 soit 53,8 TWh

³⁸ Source : GIIGNL 2016 – 12,7 Gm3 soit 124 TWh

³⁹ Source : GIIGNL 2016 – 11,2 Gm3 soit 109,4 TWh

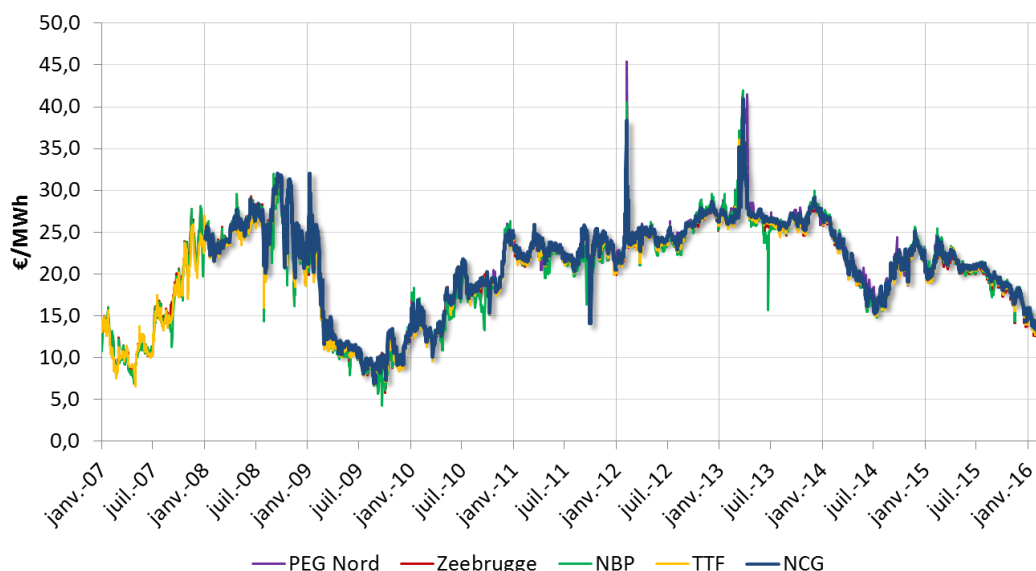
⁴⁰ Source : GIIGNL 2016 – 2,3 Gm3 soit 22,4 TWh

⁴¹ Source : GIIGNL 2016 – 0,8 Gm3 soit 7,8 TWh

⁴² Source : MEDDE, Bilan énergétique de la France pour 2014

Les interconnexions de Taisnières (H et B) et d'Obergailbach assurent la bonne intégration du PEG Nord et la convergence des prix avec les marchés liquides d'Europe du Nord-Ouest, comme l'illustre la figure 28 ci-dessous.

Figure 28 : Prix spot du gaz en Europe



Sources : Heren, analyse CRE

Un certain nombre d'indicateurs permettent de mesurer la profondeur de ces marchés, en particulier le nombre de transactions réalisées chaque jour, les volumes négociés et échangés et la concentration du marché. Le TTF et le NBP proposent ainsi des produits de long terme, qui sont des outils de couverture qui offrent de la visibilité aux acteurs de marché. Si le PEG Nord ne dispose pas d'une profondeur comparable à celles de ces marchés, on remarque cependant une progression significative des volumes qui y sont échangés depuis 2007 : ils ont été multipliés par 12,5 en 8 ans, pour s'établir à 316 TWh en 2015⁴³. L'évolution des volumes échangés et l'augmentation du nombre de transactions réalisées s'expliquent notamment par le partage de liquidité garanti par les interconnexions qui permettent aux acteurs de marché de tirer pleinement parti de la liquidité des hubs d'Europe du Nord-Ouest.

2.2.2. Des voies d'approvisionnement moins diversifiées au sud qu'au nord

Les consommations de la zone TRS représentent de l'ordre de 30 % de la consommation totale de gaz en France depuis 2010.

Les voies d'approvisionnement du sud de la France sont peu diversifiées. La zone dépend des arrivées de GNL aux terminaux de Fos-Tonkin et Fos-Cavaou, dont les capacités permettent d'injecter jusqu'à 410 GWh/j sur les réseaux. Outre ces terminaux de regazéification, la zone sud dispose de

⁴³ Sources : GRTgaz et TIGF – analyse CRE.

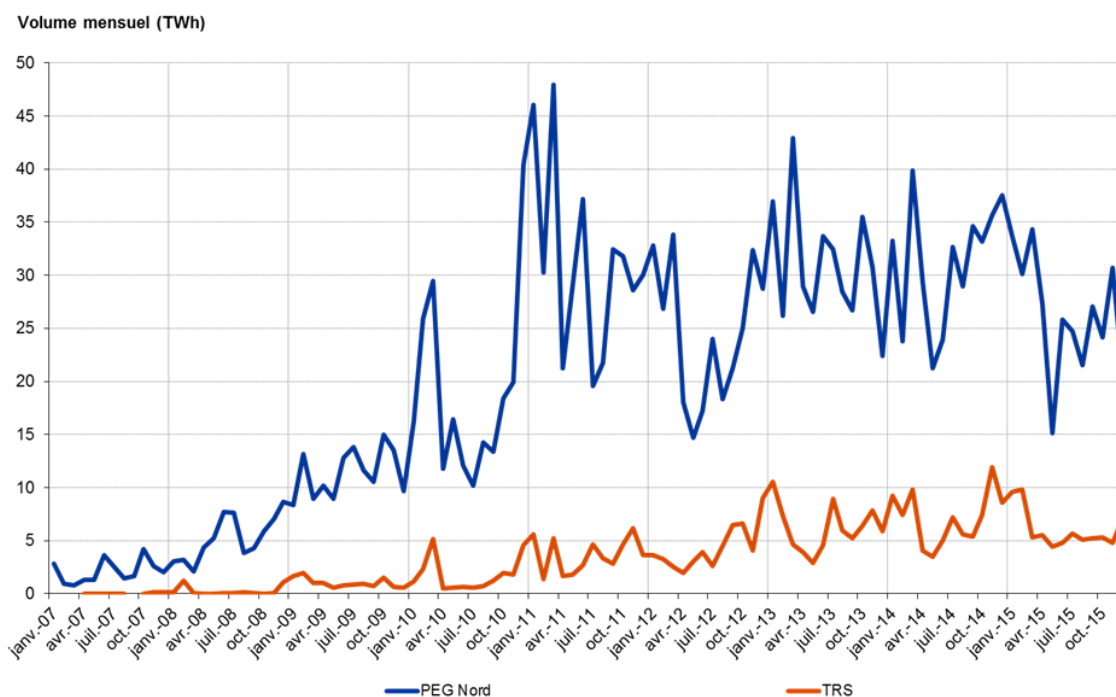
Plus d'éléments d'analyse dans le [rapport 2015 de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO2 et du gaz naturel](#)

deux points d'entrée, la liaison Nord-Sud (215 GWh/j de capacités fermes dans le sens sud vers nord et 270 GWh/j de capacités fermes du nord vers le sud, auxquelles s'ajoutent 20 GWh/j en hiver), qui relie les deux zones de marché en France, et l'interconnexion avec l'Espagne, Pirineos, qui, depuis décembre 2015, pourrait permettre d'importer jusqu'à 225 GWh/j de gaz depuis la péninsule ibérique, bien qu'aucun flux dans ce sens n'ait été observé depuis 2011.

On dénombre également six sites de stockage en zone sud (Etrez, Manosque, Tersanne, Hauterives, Izaute et Lussagnet), qui ont la particularité de permettre un soutirage rapide (stockages notamment dans des cavités salines). En moyenne, au cours des hivers gaziers allant de 2010 à 2015, la part du stockage dans l'approvisionnement se situe autour de 20 % au nord du territoire, alors qu'elle peut s'élever à 45 % dans le sud de la France. La flexibilité qu'apportent ces types de stockages est particulièrement importante pour assurer la continuité de fourniture de gaz des clients au sud, en particulier lorsque l'approvisionnement de cette région est contraint par des congestions au niveau de la liaison Nord-Sud et par les arrivées de méthaniers à Fos.

Par sa position géographique, et à cause de la contrainte de la capacité Nord-Sud, la zone sud dispose d'un moins bon degré d'intégration avec les marchés liquides d'Europe du nord-ouest que le nord du territoire. Malgré les disparités qui existent entre le PEG Nord et la *Trading Region South*, on assiste à une croissance de l'activité sur le marché du sud. Les échanges de court et long terme à la TRS ont en effet été multipliés par plus de 200 depuis 2007 pour atteindre 72,4 TWh⁴⁴ en 2015 (figure 29).

Figure 29 : Volumes échangés au PEG Nord et à la TRS



Sources : GRTgaz, TIGF, analyse CRE

⁴⁴ Source : GRTgaz et TIGF – analyse CRE

Plus d'éléments d'analyse dans le [rapport 2015 de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO2 et du gaz naturel](#)

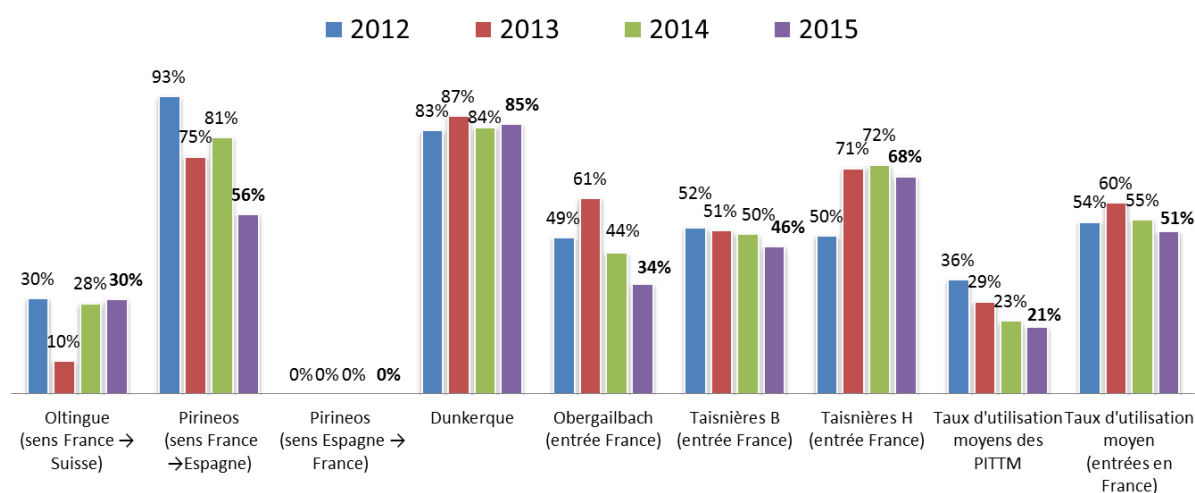
2.3. Analyse des taux d'utilisation et des flux aux interconnexions

2.3.1. Des taux d'utilisation hétérogènes selon les interconnexions

Le taux d'utilisation moyen des infrastructures en entrée en France est en diminution depuis 2013. En 2015, il a atteint son plus bas niveau depuis 4 ans à 51 % (figure 30).

Les taux d'utilisation des interconnexions françaises sont hétérogènes. Ils sont globalement en baisse en 2015 par rapport à 2013 et 2014, à l'exception du point de Dunkerque, dont les taux d'utilisation restent élevés, aux alentours de 85 % de la capacité technique effective (figure 30). Les tensions avec la Russie et la disponibilité du GNL permettent d'expliquer les principales variations, en particulier aux interconnexions avec l'Allemagne et l'Espagne. Ces taux moyens d'utilisation sont donc le reflet des arbitrages réalisés par les acteurs de marché et de la stagnation de la consommation française.

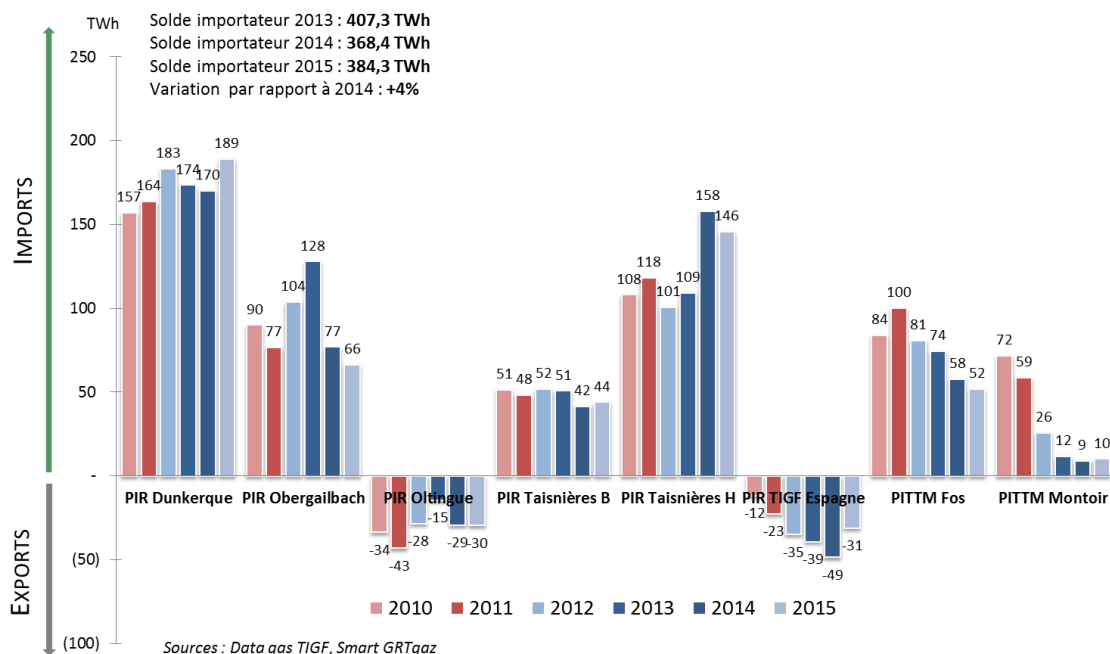
Figure 30 : Taux d'utilisation des interconnexions françaises (% de la capacité technique effective)



Sources : GRTgaz et TIGF, analyse CRE

Note : à l'interconnexion de Pirineos : la baisse du taux d'utilisation de 93 % en 2012 à 75 % en 2013 est due à l'augmentation des capacités fermes disponibles à 165 GWh/j à compter d'avril 2013.

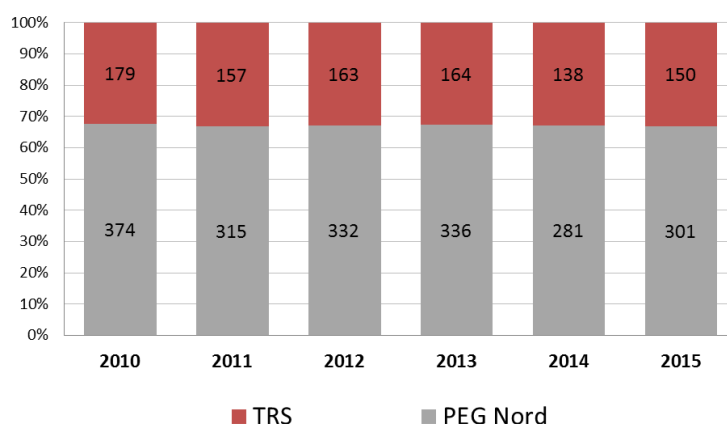
Figure 31 : Evolution du solde importateur/exportateur par interconnexion transfrontalière (TWh/an)



2.3.2. Au nord, les interconnexions avec l'Allemagne et la Belgique apportent de la flexibilité

La consommation totale de gaz au Nord de la France (consommations industrielles, professionnelles et résidentielles) représente depuis 2010 près de 70% de la consommation de gaz en France. Elle suit une tendance décroissante malgré une hausse en 2015 de 7% par rapport à 2014, à 301 TWh. La consommation de gaz en zone Nord a diminué de près de 20% en 5 ans. Elle s'établissait à 374 TWh en 2010.

Figure 32 : Consommation de gaz en France (données non corrigées du climat)



Sources : TIGF et GRTgaz, analyse CRE

L'intégralité de l'approvisionnement de la zone Nord provient des interconnexions avec l'Allemagne, la Belgique et la Norvège, et des terminaux méthaniers (figure 34). La contribution du GNL pour l'approvisionnement de la zone Nord a été divisée par 4 en 5 ans pour atteindre 10 TWh en 2015, de

nombreuses cargaisons ayant été réacheminées vers d'autres marchés. Dans ce contexte, l'interconnexion avec l'Allemagne a eu un rôle très important comme l'illustre la hausse des flux annuels nets à Obergailbach de 23 %, à 128 TWh en 2013 (figure 31). Mais, depuis 2014, on observe une substitution des importations en provenance d'Allemagne par celles venant de Belgique, qui s'explique par les arbitrages réalisés par les acteurs de marché face aux incertitudes liées au transit par l'Ukraine. Les flux nets à Obergailbach ont chuté de moitié à 77 TWh en 2014 puis à 66 TWh en 2015. A l'inverse, les flux nets à Taisnières H ont augmenté de 45 % entre 2013 et 2014 à 158 TWh, avant de légèrement diminuer en 2015 à 146 TWh (figure 31). En 2015, la diminution des importations de Belgique a été compensée par une hausse de 11 % de celles en provenance de Norvège, via Dunkerque.

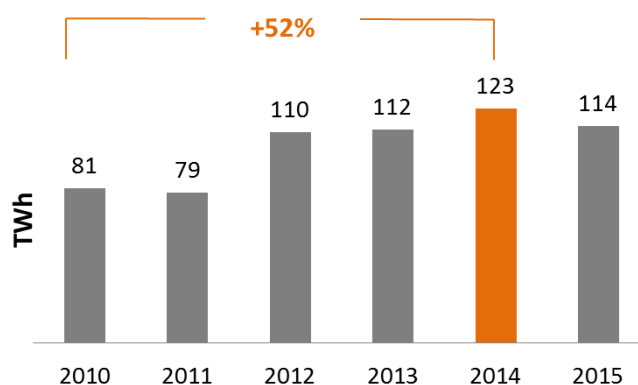
Les fluctuations et substitutions entre points d'entrées au Nord sont révélatrices de l'efficacité du modèle de marché « hub à hub », qui permet aux acteurs de marché de pouvoir arbitrer entre les différentes sources d'approvisionnement dont ils disposent, en fonction de leur compétitivité.

Les exportations vers l'Italie via la Suisse, à Oltingue, reviennent, en 2014 et 2015 à leur niveau de 2012 (proches de 30 TWh), après avoir chuté de moitié en 2013 à la suite d'un incident technique sur le réseau de transit en Suisse.

Les stockages apportent en hiver la flexibilité au système gazier et permettent de faire face aux pics de consommation. Au cours des hivers gaziers de 2010 à 2015 (figure 35), la contribution des stockages à l'alimentation de la zone Nord reste stable autour de 59 TWh. Les températures très douces expliquent la moindre sollicitation (-14 %) des stockages durant les hivers 2013-2014 et 2014-2015.

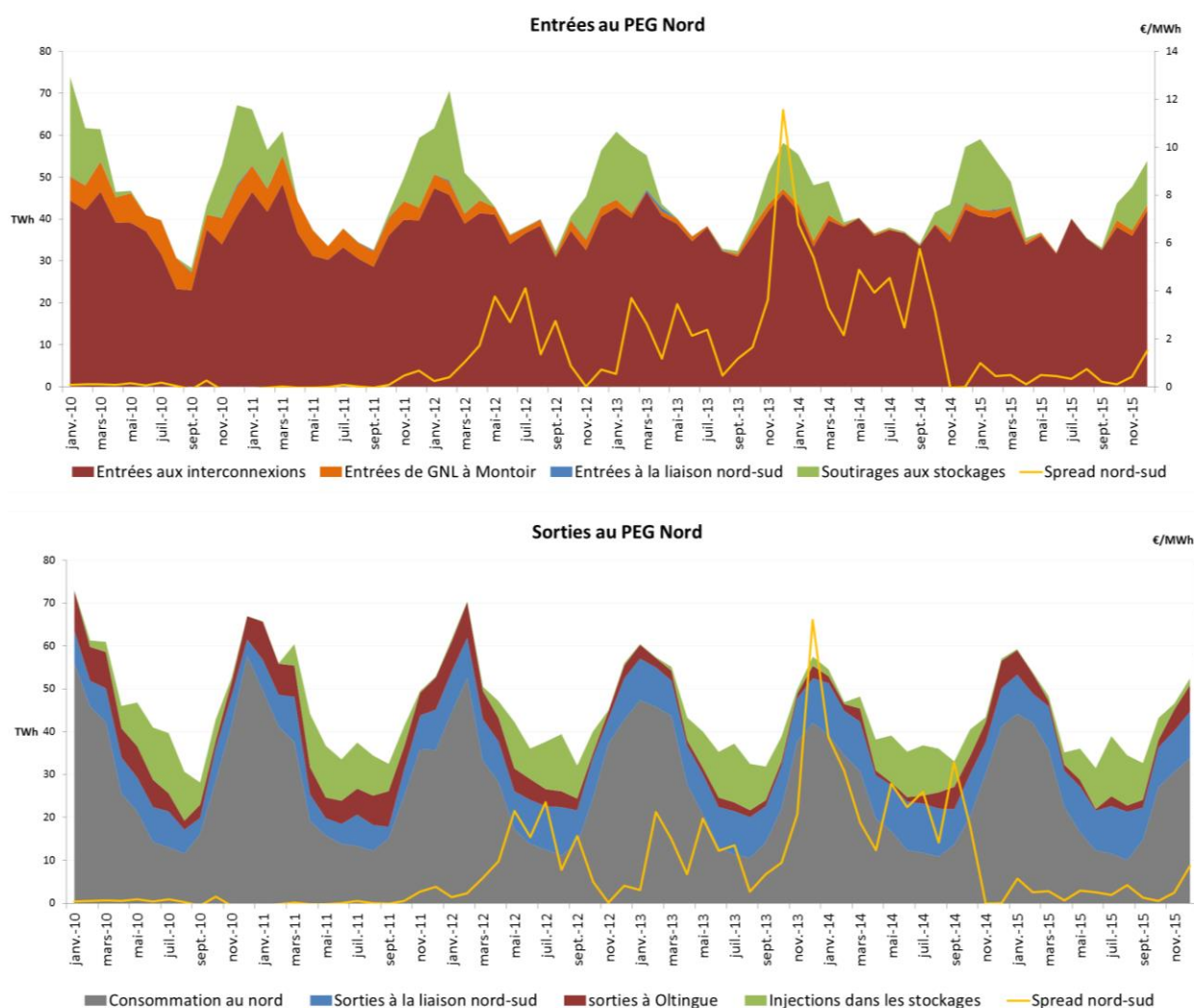
L'analyse des flux gaziers depuis 2010 (figure 34) met en évidence la très forte sollicitation de la liaison Nord-Sud, tout particulièrement au cours des hivers 2011-2012, 2012-2013 et 2013-2014, du fait du réacheminement de cargaisons de GNL d'Europe vers l'Asie. Les flux nord vers sud, proches de 81 TWh en 2010, ont augmenté de 52 % en 4 ans, pour atteindre 123 TWh en 2014. Ils ont diminué de 7 % entre 2014 et 2015, à 114 TWh (figure 33).

Figure 33 : Flux annuels moyens à la liaison Nord-Sud (TWh)



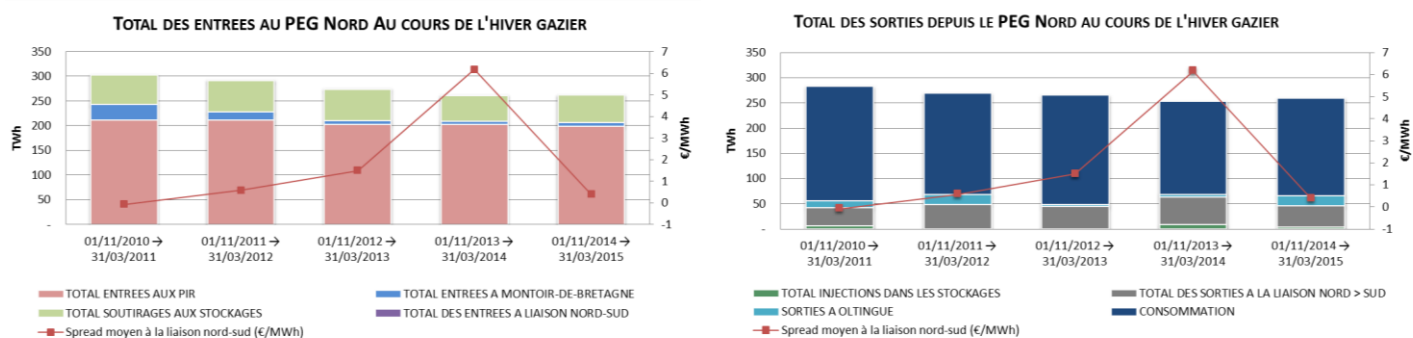
Source : GRTgaz, analyse CRE

Figure 34 : Entrées et sorties au nord de la France (2010-2015)



Sources : GRTgaz et TIGF, analyse CRE

Figure 35 : Structure de l'approvisionnement et des débouchés du nord de la France au cours de l'hiver gazier

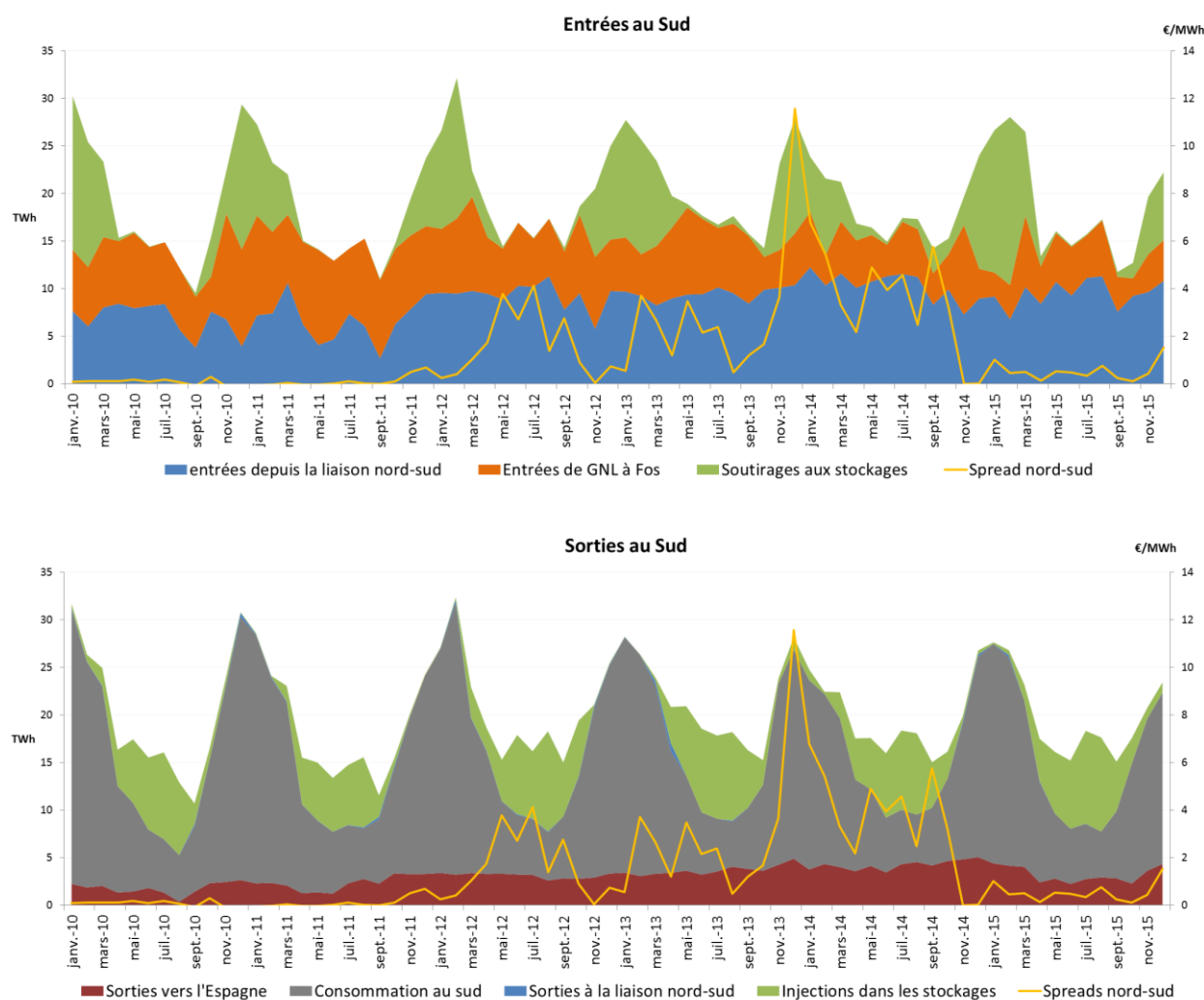


Sources : TIGF et GRTgaz, analyse CRE

2.3.3. Une zone sud dépendante du GNL

La consommation totale de gaz en zone Sud (zone TIGF et zone Sud GRTgaz) représente en moyenne un tiers de la consommation française totale sur la période 2010-2015. Elle a décliné de 23 % entre 2010 et 2014 (données non corrigées du climat), pour atteindre 137,8 TWh en 2014, sous le triple effet de la crise économique qui a impacté la production industrielle, de l'hiver très doux de l'année 2014 et des mesures d'efficacité énergétique pour les particuliers (figure 32). En 2015, la consommation totale de gaz de la zone sud a augmenté de près de 10 % pour atteindre 150 TWh, en particulier grâce à la reprise de la production d'électricité à partir de gaz (figure 32).

Figure 36 : Entrées et sorties au sud de la France (2010-2015)



Sources : TIGF et GRTgaz, analyse CRE

L'analyse des entrées dans la zone sud au cours des cinq dernières années met en évidence la nette diminution de la part des importations de GNL depuis les terminaux de Fos (figure 36). Les émissions de GNL à Fos-Tonkin et Fos-Cavaou, qui s'élevaient à 100 TWh en 2011, ont ainsi été divisées par près de deux en 5 ans pour s'établir à 52 TWh en 2015.

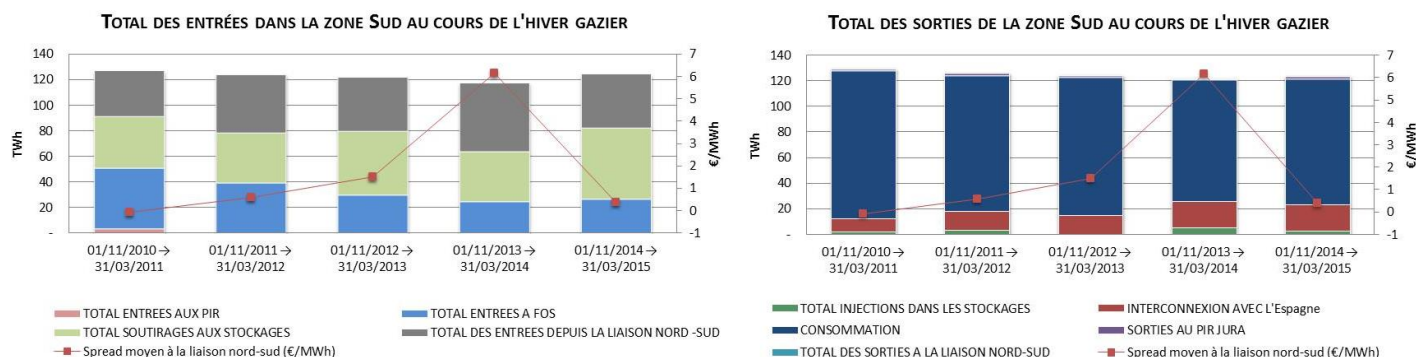
Depuis 2010, les changements de conjoncture des marchés ont conduit les acteurs à utiliser les différents leviers de flexibilité offerts par les infrastructures présentes au Sud du territoire pour assurer l'approvisionnement des clients du sud. Malgré la baisse des livraisons de GNL, il n'y a eu aucun problème d'approvisionnement au sud du territoire ces dernières années.

Au cours de l'hiver 2012-2013, qui était froid, les soutirages des stockages ont augmenté de près de 30 % par rapport à l'hiver 2011-2012 pour atteindre 50,43 TWh (figure 37). Sur la même période, le total des entrées via la liaison Nord-Sud baissait de 7 % à 42,6 TWh. Dans un contexte de forte diminution des déchargements de GNL au sud (-26 % en 1 an), les acteurs de marché ont préféré soutirer du gaz des stockages plutôt que d'acheminer du gaz depuis le nord.

A l'inverse, au cours de l'hiver 2013-2014, les soutirages des stockages ont chuté de 22 %. Pour compenser les faibles souscriptions aux stockages et en substitution du GNL, les acteurs ont davantage sollicité la liaison Nord-Sud, ce qui a conduit à ce qu'elle soit utilisée à son maximum – les différentiels de prix Nord-Sud ont pu atteindre 16,77€/MWh. La disponibilité de la liaison Nord-Sud avait pourtant augmenté par rapport à l'hiver précédent. Depuis juin 2013⁴⁵, GRTgaz commercialise un nouveau produit qui permet d'améliorer la capacité technique disponible sur la liaison Nord-Sud. Le service Joint Transport Storage (JTS) a permis de proposer à la vente 6 TWh supplémentaires en 2014, et 5,4 TWh en 2015. Entre 2014 et 2015, le niveau de souscription du JTS a fortement varié en fonction de l'écart des prix entre PEG Nord et *Trading Region South*.

Au cours de l'hiver 2014-2015, les entrées depuis le nord ont baissé de 23 %. Compte tenu d'un niveau élevé de remplissage des stockages au début de l'hiver par rapport à l'année précédente, les acteurs de marché ont soutiré du gaz des stockages plutôt que d'en acheminer du nord, alors même que les écarts de prix entre les deux régions ont fortement diminué. L'écart de prix Nord-Sud maximum s'est alors élevé à 2,15€/MWh, son niveau le plus bas depuis l'hiver 2010-2011. Les volumes soutirés des stockages ont augmenté de près de 45 % pour représenter près de la moitié de la totalité des entrées au sud (figure 37).

Figure 37 : Structure de l'approvisionnement et des débouchés du sud de la France au cours de l'hiver gazier



Sources : TIGF et GRTgaz, analyse CRE

⁴⁵ Délibération du 30 octobre 2013 portant décision relative aux règles de commercialisation par GRTgaz de capacités de transport additionnelles à la liaison entre les zones Nord et Sud

L'analyse des sorties au sud met en évidence le fait que la France joue un rôle important dans le fonctionnement du marché espagnol, en particulier lorsque le prix du GNL est élevé. Les exportations totales de gaz vers l'Espagne ont été multipliées par 4 entre 2010 et 2014, à 49 TWh, à la faveur notamment d'un renforcement des interconnexions entre la France et l'Espagne, qui a porté les capacités dans les deux sens à 165 GWh/j (figure 31). En 2014, elles ont permis de couvrir en moyenne 16 % de la consommation totale de gaz en Espagne, qui s'était établi à 302 TWh⁴⁶. En raison des arbitrages réalisés par les acteurs de marché à la suite de la catastrophe de Fukushima, l'approvisionnement de la péninsule ibérique a été davantage couvert par des importations depuis le nord, le GNL étant autant que possible redirigé vers les marchés asiatiques. En 2015, la baisse des prix du GNL au niveau international a conduit les acteurs de marché à substituer des importations depuis la France, par plus d'importations de GNL et du gaz provenant par gazoduc d'Algérie. Les exportations dans le sens de la France vers l'Espagne ont diminué, passant de 49 TWh à 37 TWh.

Des nominations dans le sens de l'Espagne vers la France ont été enregistrées, particulièrement entre les mois de mars et septembre 2015, avec un record en juillet 2015 proche de 57 GWh/j. Les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne sont néanmoins restées utilisées exclusivement du nord vers le sud, y compris dans un contexte de prix du GNL plus faibles. Fin 2015, les nominations dans le sens sud-nord sont revenues à un niveau proche de zéro.

2.4. La fusion des zones en France : fluidifier la circulation du gaz sur l'axe Nord Sud

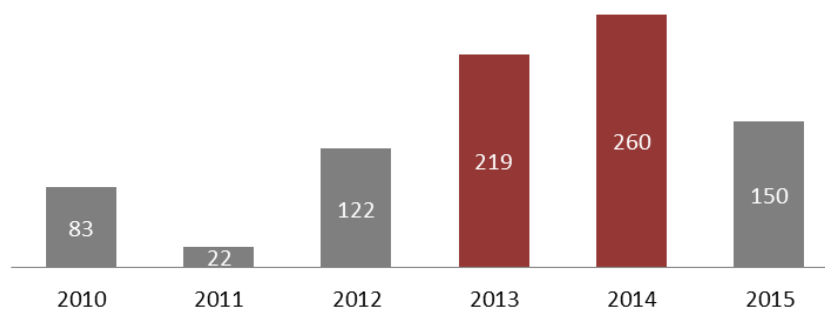
Depuis avril 2015, le marché français du gaz ne comprend plus que deux zones de marché : le PEG Nord et la *Trading Region South*, issue de la fusion des points d'échange de gaz (PEG) Sud de GRTgaz et PEG TIGF. Il n'existe plus qu'un seul prix de gros pour le gaz dans la région sud. La zone de marché unique au sud doit notamment accroître la liquidité et contribuer à un marché de détail plus concurrentiel. La création de la *Trading Region South* s'inscrit dans le mouvement de réduction du nombre de places de marché en France, engagé dès 2003, avec en particulier la création d'un grand PEG Nord réalisée au 1^{er} janvier 2009.

L'évolution du différentiel de prix entre le nord et le sud s'explique par la contrainte physique entre le nord et le sud du territoire et des structures d'approvisionnement différentes. La baisse des arrivées de GNL au sud liée à la hausse du prix du GNL, combinée à de faibles souscriptions aux stockages en 2013-2014 se sont traduits par une très forte sollicitation de la liaison entre les zones nord et sud de GRTgaz. Le niveau de congestion physique sur ce point a atteint des niveaux sans précédent en 2013 et 2014 où le taux d'utilisation moyen de la capacité était de 94 %⁴⁷ environ (67 % en 2011) et la capacité a été utilisée à un niveau supérieur ou égal à 98 % durant 260 jours en 2014 (22 en 2011) (figure 38).

⁴⁶ Source : Cores 2015

⁴⁷ Source : Smart GRTgaz

**Figure 38 : Nombre d'occurrence de congestions physiques à la liaison Nord-Sud
(taux d'utilisation $\geq 98\%$)**



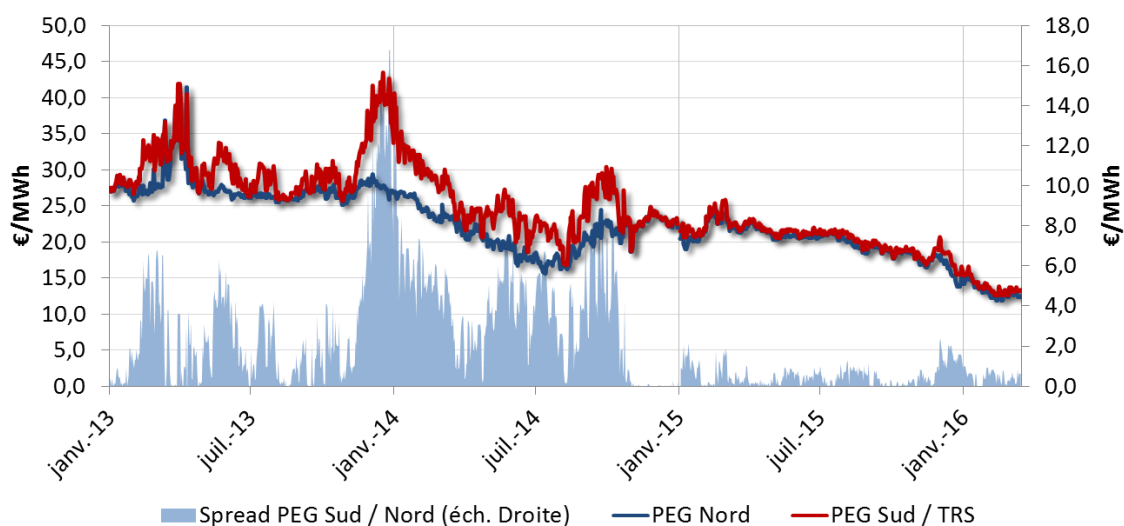
Sources : Powernext, analyse CRE

Les congestions au niveau de la liaison Nord-Sud ont conduit à une augmentation du différentiel de prix entre les deux zones. En moyenne de 2,9 €/MWh sur l'année 2013, l'écart de prix PEG Nord – PEG Sud a dépassé les 16 €/MWh pendant plusieurs jours lors de l'hiver 2013-2014. Ces conditions de prix dans le sud ont pesé sur la compétitivité des consommateurs industriels, notamment gazo-intensifs.

Le fort remplissage des stockages situés au sud de la France, la douceur des températures au début de l'hiver 2014-2015 et la diminution des exportations vers l'Espagne liée à une baisse du prix du GNL ont réduit les congestions au niveau de la liaison Nord-Sud dès la fin de l'année 2014 (figure 38).

L'évolution des différentiels de prix entre les zones Nord et Sud de GRTgaz⁴⁸ illustre ce point. Ils se sont établis en moyenne autour de 0,53 €/MWh en 2015 contre 3,52 €/MWh en moyenne en 2014. Au cours de l'année 2015, ils n'ont jamais dépassé les 2,15 €/MWh (figure 39).

Figure 39 : Evolution du spread journalier PEG Nord/TRS



Source : Powernext, analyse CRE

⁴⁸ Plus d'éléments d'analyse dans le [rapport 2015 de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO2 et du gaz naturel](#)

En juillet 2012, la CRE a défini une feuille de route sur la réduction du nombre de places de marché en France et elle a fixé à 2018 l'échéance pour la réalisation du PEG France. La CRE a mandaté un consultant pour conduire une analyse coûts/bénéfices sur les investissements nécessaires pour fluidifier les flux sur l'ensemble du territoire et permettre la fusion des zones en France et elle a demandé aux GRT de réaliser les études détaillées afin de permettre une prise de décision au 1^{er} semestre 2014.

Si la décongestion de l'axe Nord-Sud est une priorité pour le bon fonctionnement du marché, elle suppose des investissements significatifs sur le réseau de transport français. L'existence de plusieurs zones entrée-sortie en France traduit les limites techniques et physiques de transfert du gaz entre un point d'entrée d'une zone et un point de sortie d'une autre zone. Le schéma d'investissement identifié initialement était fondé sur la réalisation du projet Val de Saône, estimé à 650 millions d'euros, associé à la réalisation du projet Eridan, estimé à 484 millions d'euros lors de son approbation par la CRE en 2011 mais dont le coût a été réévalué à 620 millions d'euros au vu des études complémentaires.

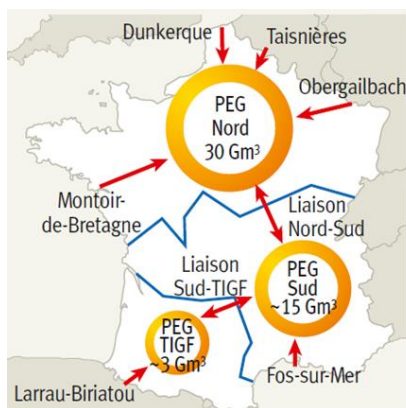
Courant 2013, une solution alternative au projet Eridan a été proposée par GRTgaz et TIGF. Ce projet, Gascogne-Midi, est estimé à 173 millions d'euros⁴⁹ pour les deux opérateurs. Ce gazoduc permet de fusionner les zones de marché en France mais sa capacité à acheminer davantage de gaz dans le sens sud vers nord n'est pas confirmée par les GRT à ce stade.

La CRE a finalement retenu le schéma de développement associant les projets Val de Saône et Gascogne-Midi permettant de décongestionner le réseau français à un coût très inférieur à l'option Eridan. Ce choix se justifie par la nécessité de maîtriser l'évolution des coûts d'infrastructures, dans un contexte incertain sur l'évolution de la demande de gaz en Europe. En outre, les récentes évolutions sur le marché du GNL ont mis en évidence une préférence très nette des acteurs de marché pour une exploitation des capacités dans le sens Nord-Sud, que le prix mondiaux du GNL soient élevés (comme en 2012 à la suite de la catastrophe de Fukushima) ou plus faibles (comme cela a été le cas en 2015). Le projet Gascogne-Midi est suffisant pour une exploitation des capacités dans ce sens.

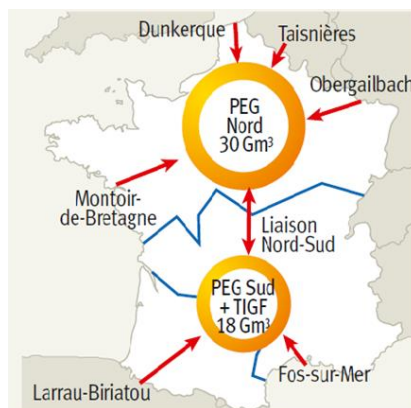
GRTgaz a déposé une demande de répartition transfrontalière des coûts entre la France et l'Espagne pour le projet Val de Saône, qui figurait dans la liste de projets d'intérêt commun publiée par la Commission européenne le 14 octobre 2013. Dans leur décision commune relative à cette demande, la CRE et l'autorité de régulation espagnole, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), ont souligné l'intérêt pour la péninsule ibérique d'être directement raccordée à une place de marché de la taille du PEG France. Plus généralement, la CRE et la CNMC ont conclu que la création du PEG France irait dans le sens du modèle cible et bénéficierait au marché européen dans son ensemble.

⁴⁹ [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne/Midi](#)

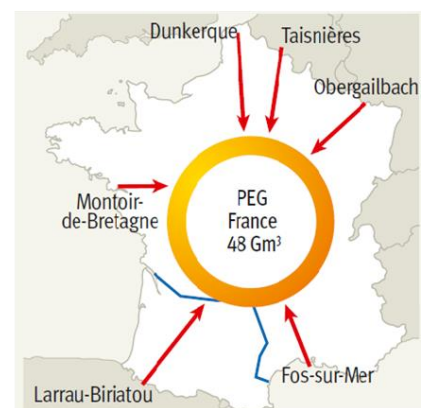
Figure 40 : Réduction du nombre de places de marché en France entre 2013 et 2018



2013 : 3 Market areas



**As of April 1st 2015: 2 Market areas
(joint PEG Sud-TIGF)**



**2018: 1 Market area
(PEG France)**

Source : Rapport annuel CRE

3. Evolution des taux de souscription de capacité

Résumé des messages :

- La CRE participe activement à l'élaboration et à la mise en œuvre anticipée des codes de réseau européens. C'est le cas pour le code de réseau CAM relatif à l'allocation des capacités gazières, en vigueur depuis novembre 2015, qui permet d'harmoniser au niveau européen les méthodes d'allocation entre deux Etats membres ou entre deux zones de marché d'un même Etat membre. Les capacités gazières sont ainsi allouées aux enchères et de manière groupée, sur cinq pas de temps (annuel, trimestriel, mensuel, journalier et infra journalier). En France, les règles du code CAM sont appliquées aux points d'interconnexion avec la Belgique, l'Allemagne, l'Espagne, la Suisse ainsi qu'à la liaison Nord-Sud.
- Bien que les souscriptions de capacité aux enchères soit faibles (en moyenne, en 2015, 0,11 % des volumes proposés aux enchères aux points CAM français ont été alloués), les niveaux de réservation sont élevés aux interconnexions françaises et au point d'entrée depuis la Norvège. Cette situation s'explique par la préexistence de contrats de long terme souscrits avant la mise en œuvre du code CAM, ainsi que par le faible niveau de congestion en France et plus largement en Europe.

3.1. Méthodes de commercialisation des capacités

Le code de réseau sur les allocations de capacité aux interconnexions (dit code CAM) encadre la commercialisation des capacités aux interconnexions internes à l'Union européenne, qu'elles soient entre deux Etats membres ou entre deux zones de marché d'un même Etat Membre. En revanche, le code ne porte pas sur l'attribution des capacités de transport avec des pays tiers ou aux terminaux méthaniers. Ainsi, en France, sont concernées par le code CAM les interconnexions avec la Belgique (Taisnières et Alveringem), l'Allemagne (Obergaillbach) et l'Espagne (Larrau et Biriadou), ainsi que la liaison Nord-Sud. Bien que la Suisse n'appartienne pas à l'Union européenne, la CRE a pris la décision d'allouer les capacités de l'interconnexion Oltingue selon les règles du code CAM. Elle a demandé à GRTgaz de poursuivre les discussions avec l'opérateur adjacent Fluxswiss pour permettre la commercialisation de produits groupés. Ce code traite à la fois des capacités groupées, qui constituent la norme pour les capacités fermes et, lorsqu'il subsiste des écarts entre les capacités disponibles des deux côtés d'une interconnexion, des capacités non groupées. Les capacités interruptibles sont également allouées de manière non groupée.

Le code CAM prévoit la commercialisation des capacités fermes, interruptibles et des capacités rebours (dans le sens inverse du flux physique) sur cinq pas de temps :

- Annuel, lors des enchères du premier lundi de mars
- Trimestriel, lors des enchères du premier lundi de juin
- Mensuel, le 3^e lundi de chaque mois

- Journaliers, la veille à 16h30
- Infra-journaliers, toutes les heures

La mise en œuvre des enchères de produits groupés, telle que prévue dans le code de réseau européen, a été rendue possible par la création de la plateforme commune de réservation de capacités PRISMA, opérationnelle depuis le 1^{er} janvier 2013, à l'initiative de seize GRT dont GRTgaz, les GRT allemands Open Grid Europe et GRTgaz Deutschland, et le GRT belge Fluxys. Au 1^{er} janvier 2014, TIGF a rejoint l'actionnariat de PRISMA en vue de la mise en place des enchères aux interconnexions avec l'Espagne. En février 2015, les GRT espagnol, Enagas, et portugais, REN, ont signé un accord d'association et de prestation de service avec PRISMA. Ainsi, les capacités de tous les points d'interconnexion français sont allouées sur cette seule plateforme, dont les fonctionnalités ont été peu à peu développées et garantissent une commercialisation des capacités en conformité avec l'ensemble des dispositions du code de réseau depuis le 1^{er} novembre 2015.

Aux points d'interconnexion sur lesquels le code de réseau s'applique, tous les produits de capacités sont désormais commercialisés aux enchères sous forme groupée. Un quota minimum de 10 % de la capacité ferme annuelle commercialisable est réservé pour des ventes aux enchères de capacités trimestrielles. Un second quota minimum de 10 % de capacité ferme annuelle est dédié à la vente de produits annuels sur un horizon de 5 ans. Par conséquent, de la 6^e à la 15^e année, au maximum 80 % des capacités sont vendues sur une base annuelle.

Les capacités restées invendues lors des enchères sont reversées dans les enchères de capacité de plus court terme.

La CRE, qui a contribué aux travaux sur l'élaboration du code de réseau CAM, l'a appliqué de manière anticipée à tous ses points d'interconnexion, y compris à la liaison Nord-Sud.

3.2. Application du code de réseau CAM à la liaison Nord-Sud

A la liaison Nord-Sud, les capacités sont commercialisées aux enchères depuis 2014⁵⁰, comme prévu par le code de réseau européen CAM. Les produits interruptibles ne sont commercialisés que lorsque 95 % des capacités fermes ont été vendues lors des enchères annuelles. La prime d'enchère est intégralement redistribuée aux expéditeurs qui livrent des clients du sud de la France, au prorata de la consommation de ces clients. La demande de capacité formulée par chaque expéditeur est plafonnée à 20 % des capacités Nord-Sud mises aux enchères afin d'éviter un blocage du marché en zone Sud et donc garantir un niveau de concurrence suffisant.

La fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz ayant été décidée à l'horizon 2018, aucune capacité à la liaison n'est actuellement commercialisée au-delà de cette échéance. Bien qu'aucun retard dans la fusion des zones ne soit anticipé à ce jour, la réalisation d'une place de marché unique n'est prévue qu'au 1^{er} novembre 2018, créant une incertitude pour les expéditeurs, qui ne pourront souscrire de capacités pour le mois d'octobre 2018 qu'un mois à l'avance. C'est pourquoi, dans sa délibération du

⁵⁰ Délibération de la CRE du 13 février 2014

3 février 2016, la CRE a demandé à GRTgaz de commercialiser la capacité à la liaison Nord-Sud pour une année gazière supplémentaire, soit jusqu'au 30 septembre 2019.

3.3. Allocation des capacités au point de Dunkerque

S'agissant des points d'interface avec un pays hors Union Européenne, l'application du code de réseau CAM n'est pas obligatoire. Pour autant, la CRE souhaite autant que possible que des règles cohérentes soient appliquées à l'ensemble des points d'interconnexion français, c'est pourquoi la CRE a demandé à GRTgaz, dans sa délibération du 13 février 2014, d'étudier les modalités et risques associés à la mise en œuvre du code de réseau au point de Dunkerque, avec la Norvège. Une partie des capacités sont allouées sur des pas de temps courts dans le but de permettre à de nouveaux entrants d'accéder au gaz norvégien. Ainsi, seuls 80 % de la capacité ferme et 80 % de la capacité interruptible annuelle peuvent être alloués à un horizon de temps supérieur à un an. Les capacités pluriannuelles sont proposées lors de deux ventes par guichet (*Open Subscription Period* ou OSP), organisées l'une en septembre de l'année gazière précédente et l'autre en février de l'année gazière en cours.

Les capacités restées invendues au terme de l'OSP long terme viennent s'ajouter au 20 % de capacités réservées à des souscriptions de produits d'une maturité d'un an dans le cadre d'une vente par guichet.

Les capacités annuelles restées invendues au terme de cette OSP sont attribuées suivant la règle du premier arrivé, premier servi jusqu'au dernier jour du mois M-2 avant la livraison. Une OSP est ensuite organisée en M-2 pour attribuer les capacités mensuelles. En cas d'invendus, ces capacités sont attribuées selon une règle de premier arrivé premier servi jusqu'au 15^{ème} jour du mois M-1.

Les capacités journalières sont attribuées suivant le principe du premier arrivé-premier servi à partir du 20^{ème} jour du mois précédent la livraison. Enfin, GRTgaz commercialise aux enchères chaque jour les capacités fermes quotidiennes restant disponibles.

Depuis 2011, le taux annuel moyen de réservation des capacités au point de Dunkerque est proche de 100 %.

3.4. Bilan des enchères de capacité

Depuis le lancement de la plateforme PRISMA, plus de 5 000 enchères, toutes maturités confondues, ont été lancées aux différents points d'interconnexion français et à la Liaison Nord-Sud.

Au total, depuis 2013, seules 11 % des enchères lancées en France ont abouti à une allocation de capacité. Ce faible niveau a été constaté partout en Europe, il s'explique par la préexistence d'importantes souscriptions de long terme et par le faible niveau de congestion. Dans un contexte de surcapacité, les acteurs de marché souscrivent surtout des capacités journalières en fonction de leurs besoins effectifs.

La liaison Nord-Sud fait exception : elle regroupe à elle seule 40 % des enchères ayant abouti à des allocations en France depuis 2013. La congestion entre le nord et le sud de la France depuis 2012 suite à la diminution des déchargements de GNL dans le sud du territoire explique largement cette singularité.

3.4.1. Enchères aux interconnexions transfrontalières en 2015

La part des enchères ayant *in fine* abouti à une allocation de capacité reste stable en 2015 à 11 %. Ce faible niveau s'accompagne également de faibles volumes souscrits. En moyenne en 2015, 0,11 % des volumes proposés aux enchères ont été alloués.

En 2015, plusieurs tendances se dégagent du bilan des enchères, toutes maturités confondues (hors enchères infra journalières) tenues sur Prisma.

Figure 41 : Enchères ayant abouti à une allocation de capacité en 2015 lors des enchères CAM

	Nombre d'enchères ayant abouti à une allocation de capacité (en % des enchères lancées sur PRISMA)			
	Enchères annuelles de mars 2015	Enchères trimestrielles de juin 2015	Enchères mensuelles	Enchères journalières
Obergailbach	5%	0%	7%	10%
Taisnières H	14%	0%	32%	15%
Taisnières B	0%	0%	7%	0%
Oltingue	0%	0%	0%	0%
Pirineos	3%	50%	19%	3%
Liaison Nord-Sud	89%	50%	13%	26%

Source : PRISMA, analyse CRE

D'une manière générale, la quasi-totalité des enchères aux points d'interconnexion, toutes maturités confondues, se sont closes au prix de réserve, à l'exception de six enchères journalières au point d'Obergailbach⁵¹. Sur les 3815 enchères tenues en 2015 sur Prisma aux points d'interconnexion français (hors capacités infra journalières), seules 304 ont donné lieu à des souscriptions, soit 8 %⁵² du total.

Peu de souscriptions ont eu lieu lors des enchères annuelles : seules cinq enchères, dont quatre à Taisnières H, ont abouti à une allocation de capacité. Les acteurs de marché ont également montré peu d'intérêt pour les produits trimestriels, hormis à l'interconnexion avec l'Espagne où la moitié des enchères lancées a abouti à une allocation de capacité. En effet, 500 MWh/j de capacités groupées et 250 MWh/j de capacités non groupées ont été allouées pour les quatre trimestres vendus, exclusivement dans le sens France vers Espagne.

De même, les enchères mensuelles ont été très faiblement souscrites, seules 15 % des enchères lancées ont donné lieu à une allocation de capacités. A l'interconnexion de Taisnières H, 12 enchères

⁵¹ 3 enchères pour de la capacité « backhaul » en août et septembre 2015, et 3 enchères le 11 février 2015

⁵² Hors enchères allouées à la liaison Nord-Sud

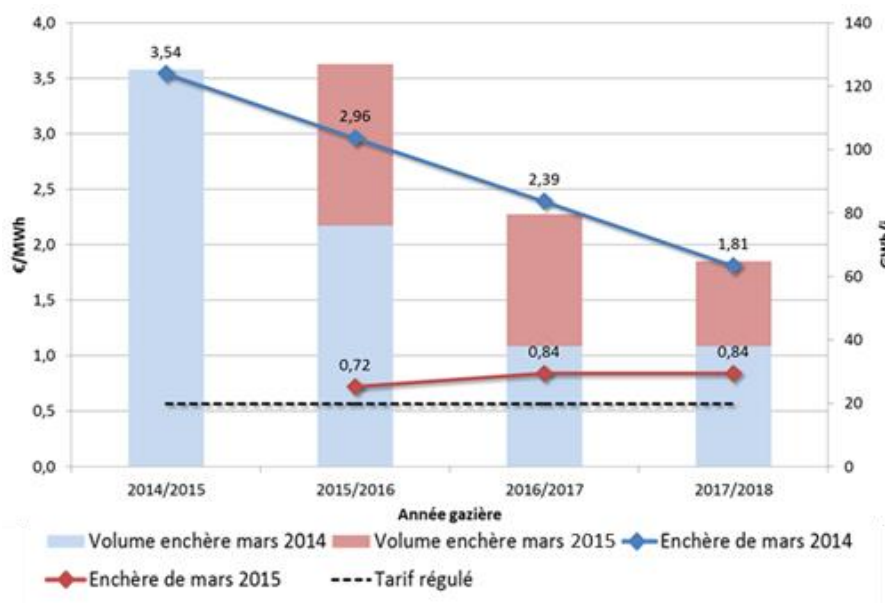
sur 37 ont conduit à des allocations de petits montants de capacités (il s'agit de 3,12 MWh/j de capacités non groupées en entrée sur le réseau de GRTgaz de février à décembre 2015).

La plupart des souscriptions s'est finalement effectuée sur une base journalière. 88 % des enchères concluentes, soit 268 enchères, concernent des capacités journalières. Cependant, les volumes contractés restent faibles au regard des capacités proposées. En moyenne, les capacités journalières souscrites se sont élevées à 1,5 GWh/j à Pirineos, à 3,3 GWh/j à Taisnières H et jusqu'à 16 GWh/j à Obergailbach, principalement dans le sens rebours.

3.4.2. Enchères à la liaison Nord-Sud en 2015

Malgré une baisse du différentiel de prix entre le PEG Nord et la TRS en 2015, les volumes souscrits en 2015 à la liaison Nord-Sud restent élevés. Comme en 2013 et 2014, les enchères à la liaison Nord-Sud représentent 40 % du total des enchères ayant abouti à une allocation de capacité, elles ont donné lieu à environ 90 % des enchères closes avec une prime en 2015 en France. L'analyse comparée des enchères annuelles de mars 2014 et mars 2015 montre une diminution du prix d'adjudication. La prime d'enchère qui atteignait 2,46€/MWh en 2014, ne s'est élevée qu'à 0,22 €/MWh en 2015.

Figure 42 : Evolution des volumes souscrits lors des enchères de 2014 et 2015 à la liaison Nord-Sud



Source : PRISMA, analyse CRE

Figure 43 : Résultats des enchères de capacité en 2015 aux points français sur lesquels CAM s'applique

	Enchères annuelles de mars 2015			Enchères trimestrielles de juin 2015			Enchères mensuelles (01/2015 à 12/2015)			Enchères journalières (01/01/2015-31/12/2015)		
	Nombre d'enchères lancées	Nombre d'enchères ayant abouti à une allocation de capacité	Nombre d'enchères allouées avec un premium	Nombre d'enchères lancées	Nombre d'enchères ayant abouti à une allocation de capacité	Nombre d'enchères allouées avec un premium	Nombre d'enchères lancées	Nombre d'enchères ayant abouti à une allocation de capacité	Nombre d'enchères allouées avec un premium	Nombre d'enchères lancées	Nombre d'enchères ayant abouti à une allocation de capacité	Nombre d'enchères allouées avec un premium
Obergailbach	44	2	0	20	0	0	45	3	0	1325	131	6
Taisnières H	28	4	0	12	0	0	37	12	0	795	117	0
Taisnières B	9	0	0	8	0	0	15	1	0	363	0	0
Oltingue	19	0	0	8	0	0	22	0	0	306	0	0
Pirineos	31	1	0	16	8	0	26	5	0	686	20	0
Liaison Nord-Sud	9	8	5	8	4	0	24	3	0	702	180	35

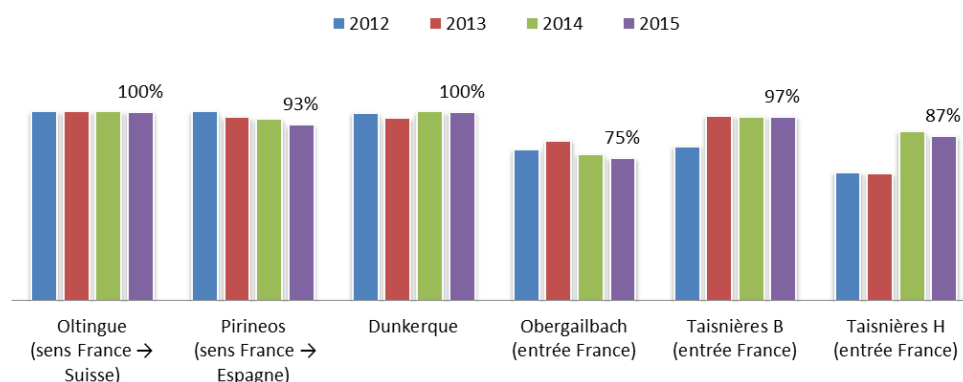
Source : PRISMA, analyse CRE

3.5. Les souscriptions de long terme demeurent élevées en France, dans un contexte de demande de gaz globalement faible

Les taux de souscription des capacités fermes aux interconnexions françaises depuis 2012 sont stables et élevés : ils peuvent atteindre jusqu'à 100 % des capacités fermes offertes à Oltingue, en sortie vers la Suisse, et à Dunkerque. Elles sont très proches de leur maximum à Pirineos en sortie vers l'Espagne et à Taisnières, en entrée depuis la Belgique. Les taux de souscription en entrée à Obergailbach sont stables, aux alentours de 75 %, mais restent moins élevés qu'aux autres interconnexions françaises.

Hormis à Dunkerque où les entrées nettes sont proches des capacités physiques maximales de l'interconnexion, les niveaux de souscription sont bien supérieurs aux taux d'utilisation des capacités.

Figure 44 : Taux de souscription des capacités fermes aux interconnexions françaises (% des capacités fermes offertes)



Sources : GRTgaz et TIGF

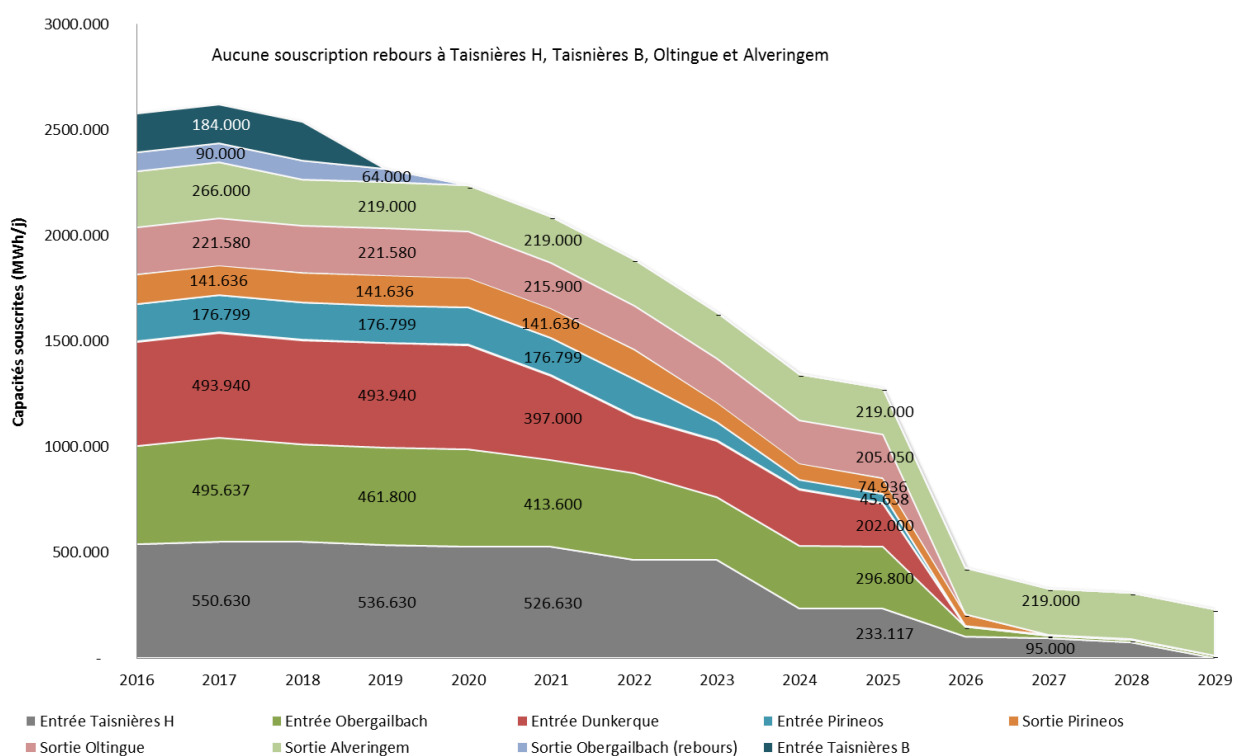
Depuis 10 ans, l'intégration des marchés européens a nécessité la construction ou le renforcement d'interconnexions. En France, la CRE, en validant les plans de développement des GRT, a approuvé la construction de nombreux projets facilitant les échanges de gaz entre la France et les pays adjacents. Au total, un montant équivalent à 3 milliards d'euros a été investi entre 2005 et 2015 par les GRT français. Pour s'assurer que ces projets répondent effectivement à une demande des acteurs de marché et qu'ils ne représentent pas de coûts échoués pour le système gazier, leur développement a été adossé à des souscriptions fermes de long terme (figure 45). Ces réservations de long terme permettent également de favoriser une certaine stabilité tarifaire. La CRE tient au principe selon lequel l'investissement doit être conditionné à un bon niveau de réservations de long terme lors des procédures d'appel au marché, et considère que celles-ci sont nécessaires pour garantir la viabilité économique du système gazier et éviter aux consommateurs finals de supporter des coûts associés au développement de capacités qui seraient sous-utilisées.

Dans les années à venir, l'évolution des souscriptions de long terme s'effectuera par paliers successifs correspondant à la fin d'anciens engagements de long terme. La diminution des réservations aux interconnexions françaises, qui commencera en 2021 et s'accroîtra en 2025,

devrait induire un changement important du fonctionnement du marché. Alors que les contrats de long terme permettaient de sécuriser une route d'approvisionnement, l'intégration des marchés européens conduit les acteurs à s'approvisionner directement sur les marchés et sur des horizons de plus court terme.

En l'état des réservations à ce jour et à titre d'exemple, le taux de réservation à Pirineos, dans le sens France vers Espagne, chute de 86 % à 45 % à partir de 2024, ce qui coïncide avec la fin des souscriptions effectuées lors des *open seasons* de 2013. De même les souscriptions chutent de moitié, de 80 % à 40 % en 2023, et à 20 % en 2026 dans le sens Espagne vers France. A Taisnières B, en entrée sur le réseau français, plus aucune capacité n'est souscrite à partir de 2019, ce qui signifie que les réservations s'effectueront sur des horizons de plus court terme.

Figure 45 : Réservation des capacités à long terme aux interconnexions françaises



Sources : GRTgaz et TIGF, analyse CRE

3.6. Analyse des souscriptions du côté des GRT frontaliers

La situation sur-capacitaire du marché gazier conduit certains acteurs à vouloir résilier une partie de leurs réservations de long terme de capacités, qu'ils considèrent comme des coûts échoués. Ces acteurs souhaitent ainsi bénéficier des opportunités d'arbitrage supplémentaires offertes par la commercialisation de capacités fermes à court terme prévue par le code de réseau CAM.

Contrairement au cadre français, le cadre juridique de certains pays adjacents a autorisé les expéditeurs à dénoncer tout ou partie de leurs contrats de capacité. Cette situation a conduit à une importante instabilité tarifaire et à une redistribution des coûts des réseaux entre les acteurs. Il en

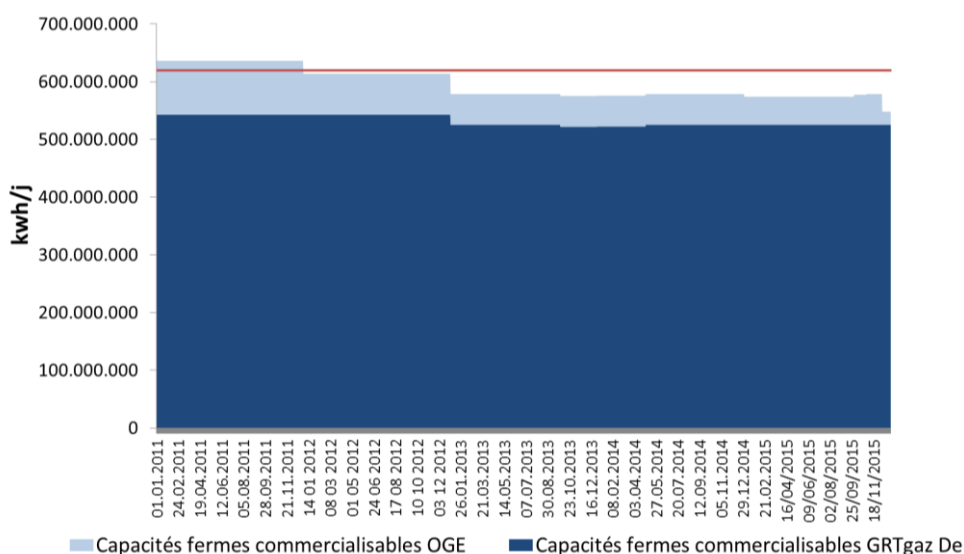
résulte aujourd'hui des niveaux de souscription différents de part et d'autre de certains points d'interconnexion.

3.6.1. Obergailbach/Medelsheim

A l'interconnexion d'Obergailbach/Medelsheim, la loi fédérale allemande ouvre la possibilité de dénoncer les souscriptions de long terme lorsque les tarifs de transport augmentent plus que l'inflation. Des désengagements sont intervenus alors qu'en 2005-2006, Open Grid Europe (OGE) et GRTgaz avaient tous deux lancé un projet de développement de capacité. En France, environ 200 millions d'euros ont été investis pour porter les capacités fermes d'entrée à 620 GWh/j côté français fin 2009. La capacité ferme libérée du côté allemand a été réallouée par les gestionnaires de réseau de transport allemands, OGE et GRTgaz Deutschland, dès la fin de 2012, vers d'autres points de leurs réseaux pour lesquels la demande était plus forte. Ces réallocations, qui jusqu'à présent ne s'effectuaient qu'à court terme, pourraient également s'étendre à des horizons de plus long terme si la capacité à ce point n'est pas davantage demandée. Cette situation préoccupe fortement la CRE, qui coopère avec son homologue allemand afin de concilier au mieux les impératifs de sécurité d'approvisionnement de la France et l'obligation légale des GRT allemands d'optimiser de manière dynamique leur offre de capacités.

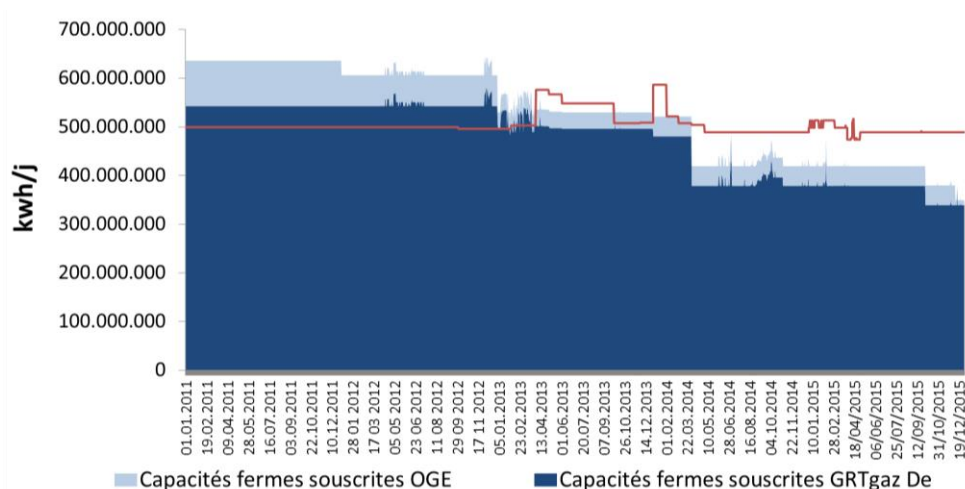
Les réallocations de capacité en Allemagne se traduisent à la fois par un décalage entre les capacités fermes offertes de part et d'autre de l'interconnexion, et par des souscriptions asymétriques. Fin décembre 2015, les capacités offertes par GRTgaz en entrée sur le réseau de transport français étaient environ supérieures de 50 GWh/j à celles offertes par OGE et GRTgaz Deutschland en sortie d'Allemagne. Les capacités fermes souscrites étaient quant à elles supérieures de 84 GWh/j côté français aux capacités fermes souscrites en sortie des réseaux en Allemagne.

Figure 46 : Evolution des capacités fermes offertes à Medelsheim/Obergailbach



Sources : OGE, GRTgaz Deutschland, GRTgaz, analyse CRE

Figure 47 : Evolution des capacités fermes souscrites à Medelsheim/Obergailbach



Sources : OGE, GRTgaz Deutschland, GRTgaz, analyse CRE

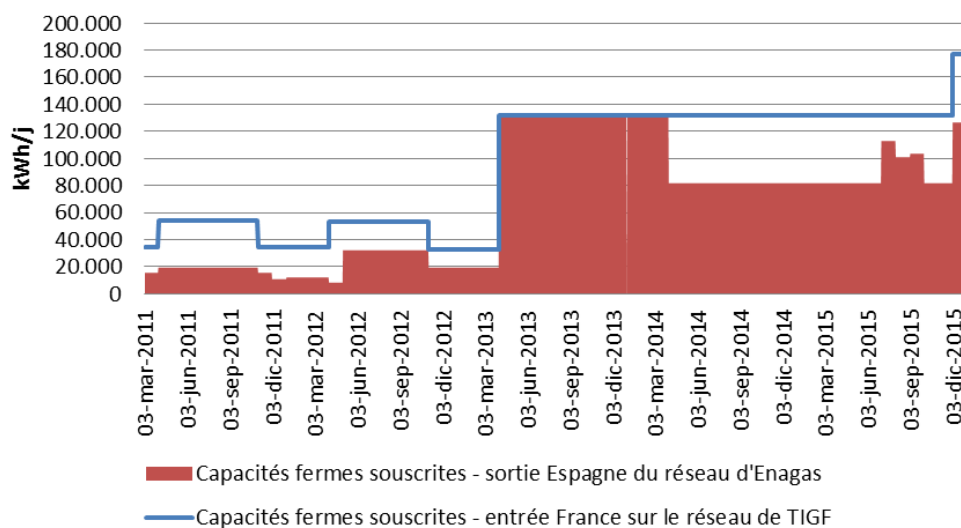
Ces décisions de réallocation des capacités d'interconnexion de long terme, lorsqu'elles sont prises unilatéralement, sont contraires à l'esprit de coopération promu par le Troisième Paquet législatif européen et dégradent la sécurité d'approvisionnement à l'échelle européenne. Le potentiel d'importation depuis l'Allemagne n'est plus garanti qu'à hauteur d'environ 570 GWh/j, ce qui pourrait se révéler problématique après la création d'une zone de marché unique en France en 2018. En effet, l'étude coûts-bénéfices portant sur la création d'une zone unique en France estime à 65 TWh par an d'ici 2022 les flux additionnels qui pourraient résulter des investissements réalisés dans le cadre de la fusion des zones, dont 80 % devraient provenir des pays du Nord-Ouest de l'Europe. Dans cette perspective, des capacités stables à long terme au niveau de l'interconnexion avec l'Allemagne s'avèrent indispensables pour assurer l'approvisionnement du marché français et pour éviter que la nouvelle zone de marché unique soit déconnectée des marchés d'Europe du Nord-ouest.

3.6.2. Pirineos

Les investissements décidés en 2009 et 2010 ont permis de porter les capacités de l'interconnexion à 165 GWh/j dans les deux sens en avril 2013, puis à 225 GWh/j dans le sens Espagne vers France, en décembre 2015. Les décisions d'investissement s'appuyaient à l'époque sur des réservations de capacité de long terme, dans les deux sens (Espagne vers France et France vers Espagne). A partir de 2011, le marché gazier a subi des changements conjoncturels majeurs avec une réorientation du GNL vers le marché asiatique et une demande de gaz en baisse, en Espagne comme en France. L'hypothèse de flux du sud vers le nord n'était dès lors plus crédible et les capacités d'Espagne vers la France n'intéressaient plus le marché. Dans ce contexte, certains expéditeurs ont choisi de dénoncer, du côté espagnol, dès mars 2014, leurs souscriptions dans le sens de l'Espagne vers la France alors que la réglementation le permettait. Fin décembre 2015, les capacités fermes souscrites en entrée sur le réseau de TIGF étaient supérieures de 50 GWh/j à celles souscrites en Espagne, en

sortie du réseau d'Enagas. Le désengagement des contrats de long terme n'étant plus autorisé en Espagne, cette situation ne devrait plus se reproduire.

Figure 48 : Décalage entre les capacités fermes souscrites en sortie du réseau d'Enagas et en entrée sur le réseau de TIGF



Sources : TIGF, Enagas, analyse CRE

Cette asymétrie des souscriptions de capacités fermes ne plaide pas pour une relance des investissements à l'interconnexion avec l'Espagne, qui devrait s'effectuer sur la base d'une demande du marché. Les capacités aujourd'hui non réservées côté espagnol devraient au préalable trouver preneur.

4. Le développement de nouvelles capacités d'interconnexion

Résumé des messages :

- Avant toute augmentation de capacité aux frontières, la CRE a eu recours aux procédures d'appels au marché (*open seasons*). Le projet d'amendement au code de réseau sur les allocations de capacité (CAM) portant sur la capacité incrémentale reprend ce principe d'un test économique pour valider un investissement au regard du niveau de demande.
- Les nombreux investissements réalisés en France et au niveau des interconnexions permettent aujourd'hui au système gazier français de disposer d'une grande capacité de résilience aux différentes crises d'approvisionnement envisageables.
- S'agissant des projets d'infrastructure pouvant contribuer à la sécurité d'approvisionnement en Europe, et pour lesquels la demande de marché est trop faible pour justifier l'investissement, la CRE estime qu'une analyse coûts-bénéfices doit être systématiquement menée pour éclairer la décision. En outre, si des projets d'infrastructures transfrontaliers devaient être développés pour des raisons de sécurité d'approvisionnement à l'échelle de l'Europe, la CRE considère qu'un partage des coûts entre pays bénéficiaires du projet devrait être effectué.

4.1. Le rôle des appels au marché

La CRE, qui valide les plans de développement des GRT français, détermine avec eux les ouvrages nécessaires à la poursuite de l'achèvement du marché intérieur. Dans tous les cas, l'identification des projets et la prise de décision d'investissement se fait en étroite collaboration avec les autres opérateurs et les régulateurs concernés, dans le cadre d'un dialogue avec les acteurs de marché, afin que les projets soient dimensionnés au mieux par rapport aux besoins.

En ce qui concerne les projets visant à améliorer l'intégration avec les pays voisins, un appel au marché préalable à la prise de décision d'investissement a été réalisé par les GRT. Il s'agit, pour les nouvelles infrastructures, de développer des capacités de transport en fonction des besoins exprimés par les utilisateurs, ce qui garantit un niveau suffisant de couverture des coûts via des souscriptions à long terme et vise à éviter que les consommateurs ne supportent *in fine* au travers du tarif de transport les coûts d'infrastructures qui s'avèrent sous-utilisées.

Depuis une dizaine d'années, l'ensemble des augmentations de capacités aux frontières ont ainsi été réalisées dans le cadre d'*open seasons*. Réalisées en deux phases, celles-ci consistent à proposer aux acteurs de marché de souscrire des capacités sur des durées d'au moins 10 ans, la décision d'investissement étant alors prise sur la base d'un test économique qui compare la valeur des réservations de capacités et les coûts de développement. L'investissement est décidé dès lors que le niveau de couverture cible défini préalablement dans le test économique est atteint lors de la procédure d'*open season*. De nouvelles procédures vont bientôt être mises en place à la faveur de la modification du code de réseau CAM et du code de réseau sur l'harmonisation des structures

tarifaires, qui prévoient une procédure dite de « capacité incrémentale » qui codifie les appels au marché pour la création de nouvelles capacités d'interconnexion. Ces nouvelles règles, qui s'inscrivent dans la même ligne que les procédures d'*open seasons* menées en France depuis 10 ans, devraient entrer en vigueur en 2017.

Amendement au code de réseau CAM sur la capacité incrémentale

L'amendement au code de réseau CAM sur la capacité incrémentale permettra de fonder les décisions d'investissement en fonction de la demande du marché. Les capacités incrémentales seront offertes en même temps que les capacités existantes.

Cet amendement au code CAM reprend largement au niveau européen les principes des *open seasons*, en particulier le principe d'un test économique pour valider un investissement au regard du niveau de demande.

Les acteurs de marché et les Etats membres accueillent favorablement cet amendement au code, qui devrait être révisé en comitologie au second semestre 2016.

4.2. Développement de projets au titre de la sécurité d'approvisionnement

Les nombreux investissements réalisés en France depuis 10 ans permettent aujourd'hui au système gazier français d'être flexible et bien interconnecté. Les acteurs de marché peuvent arbitrer entre les différentes sources de gaz disponibles et ainsi faire face aux modifications potentielles des schémas de flux. Il n'est plus nécessaire aujourd'hui d'investir au titre de la sécurité d'approvisionnement de la France.

S'agissant des projets d'infrastructures pouvant contribuer à renforcer la sécurité d'approvisionnement en Europe, et pour lesquels la demande de marché est trop faible pour justifier l'investissement, la CRE estime qu'une analyse coûts-bénéfices doit être systématiquement menée pour éclairer la décision. Cette analyse s'avère nécessaire pour éviter des investissements non adaptés aux objectifs poursuivis, en particulier dans un contexte de stagnation voire de diminution de la consommation de gaz en Europe à l'horizon 2050. En France, pour la période 2015-2024, GRTgaz anticipe une baisse annuelle de la consommation d'environ 0,3 % par an, provenant principalement de la baisse des consommations dans les secteurs résidentiels (-0,8 % par an) et pour l'industrie (-0,7 % par an) ; dans ce scénario, ces baisses sont partiellement compensées par une reprise de la consommation de gaz pour la production d'électricité à partir de 2017-2018⁵³. TIGF anticipe pour sa part une baisse des consommations de gaz d'environ 0,1 % par an, liée principalement à la baisse des consommations du secteur résidentiel (-0,3 % par an), partiellement compensée par une hausse des consommations industrielles dans le sud de la France⁵⁴. En outre, la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit une réduction de la consommation primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à 2012.

⁵³ Plan Décennal de GRTgaz

⁵⁴ Plan prospectif de développement du réseau de TIGF

Ainsi, si des projets d'infrastructures transfrontaliers devaient être développés pour des raisons de sécurité d'approvisionnement à l'échelle de l'Europe, la CRE considère qu'un partage des coûts entre pays bénéficiaires de ces projets devrait être effectué, conformément à la démarche CBCA (*cross border cost allocation*).

4.3. Les projets de développements de capacités d'interconnexions

Deux projets possibles sont répertoriés dans les plans de développement de GRTgaz et TIGF. Il s'agit d'un projet de création de capacités de sortie vers l'Allemagne et du projet MidCat entre la France et l'Espagne.

4.3.1. Projet MidCat entre la France et l'Espagne

A la suite des *open seasons* de 2009 et 2010, les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne ont fortement augmenté, passant à 165 GWh/j dans les deux sens au 1^{er} avril 2013, puis à 225 GWh/j (+60 GWh/j de capacité ferme dans le sens Espagne vers France et +60 GWh/j de capacité interruptible dans le sens France vers Espagne) en décembre 2015. Les engagements des expéditeurs lors de ces *open seasons* n'avaient pas été suffisants pour décider de la réalisation du projet MidCat, qui vise à créer un troisième point d'interconnexion entre la France et l'Espagne à l'est des Pyrénées.

Les augmentations de capacités réalisées en 2013 et 2015 offrent d'ores et déjà un bon niveau d'interconnexion des marchés français et espagnols. Il reste des capacités non-souscrites dans les deux sens et une part significative des capacités souscrites n'est pas utilisée, en particulier dans le sens Espagne vers France. En outre, l'interconnexion a été constamment utilisée dans le sens France vers Espagne. De plus, les capacités disponibles devraient augmenter dans les prochaines années à mesure que les réservations de long-terme existantes viendront à expiration. A moins que de nouvelles demandes des acteurs de marché, traduites par des engagements fermes de souscriptions dans le cadre d'une *open season* ne se manifestent, la CRE considère que les capacités d'interconnexion actuelles permettent de satisfaire les besoins du marché et de sécurité d'approvisionnement des marchés régionaux.

Dans le cadre du projet MidCat, le développement de capacités fermes à hauteur de 230 GWh/j dans le sens Espagne-France et 160 GWh/j dans le sens France-Espagne nécessiterait, outre la nouvelle interconnexion proprement dite, le renforcement du réseau interne français via notamment la mise en œuvre des projets Eridan et Est Lyonnais. Le coût total des investissements nécessaires côté français est estimé à plus de 2 milliards d'euros par les GRT.

Compte tenu du coût très élevé de tels développements, les gestionnaires de réseaux de transport français et espagnols ont étudié la nature et le volume de capacités qui pourraient être créés par un ensemble plus réduit d'ouvrages, qui, côté français, comprendrait uniquement le pipeline entre les stations de compression de Barbaira et du Perthus, sur le réseau de TIGF.

L'étude commune des GRT conclut que, dans ce cas, seules des capacités interruptibles pourraient être créées. En particulier, les contraintes internes propres aux réseaux espagnol et français font que la disponibilité effective de capacités d'interconnexion additionnelles entre la France et l'Espagne dépendrait des niveaux d'émission aux terminaux GNL de Fos et de Barcelone. Ainsi, les capacités dans le sens Nord vers Sud seraient interrompues en cas d'utilisation trop élevée du terminal de Barcelone et réciproquement, les capacités dans le sens Sud vers Nord seraient interrompues en cas d'utilisation trop élevée du terminal de Fos.

Dans l'éventualité d'une crise d'approvisionnement nécessitant de recourir à des importations supplémentaires de GNL importantes, les niveaux actuels de capacités de regazéification en Europe⁵⁵ et de capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne apparaissent déjà suffisants au regard de la disponibilité attendue du GNL sur le marché mondial : si la reprise des importations de GNL se poursuit, après une période d'utilisation moyenne des terminaux inférieure à 20 %⁵⁶ depuis 2013, les infrastructures européennes permettraient d'importer au moins deux fois plus de GNL que le précédent record de 2011. Les terminaux d'Europe du Nord apparaissent en outre comme des destinations privilégiées pour les arrivées de GNL, tant en période de fonctionnement normal du marché (car ils sont plus liquides que d'autres marchés en Europe) que dans l'éventualité d'une crise d'approvisionnement, où les volumes sont acheminés au plus proche des besoins. Cependant, même dans l'hypothèse où les terminaux de Fos et Barcelone seraient significativement utilisés pour faire face à une telle crise, les capacités interruptibles d'interconnexion entre la France et l'Espagne créées par un ensemble réduit d'ouvrages seraient alors effectivement interrompues, n'apportant donc aucun bénéfice particulier, ni pour la France, ni pour l'Espagne.

La CRE considère donc que, compte tenu de la capacité du système français à faire face à des crises d'approvisionnement, MidCat n'a pas d'utilité pour la sécurité d'approvisionnement de la France.

4.3.2. Développement de capacités de sortie vers l'Allemagne

La possibilité de permettre des flux physiques de la France vers l'Allemagne, à hauteur de 100 GWh/j de capacités fermes de sortie au point d'interconnexion d'Obergailbach, a été étudiée par GRTgaz. Un tel projet nécessiterait, en plus des ouvrages devant être construits pour permettre la création de capacités, une évolution des pratiques d'odorisation. Plusieurs options sont envisagées, notamment une évolution vers une odorisation décentralisée. Le coût total des investissements nécessaires pour la mise en œuvre de l'odorisation décentralisée sur l'ensemble du réseau de GRTgaz et la construction des ouvrages nécessaires pour permettre le flux rebours vers l'Allemagne est estimé à environ 600 M€.

Une installation pilote est en cours de mise en œuvre par GRTgaz sur deux sites, à Etroeungt et Bas Lieu (Nord), afin d'évaluer de manière plus fine la faisabilité technique ainsi que le coût de cette solution.

⁵⁵ En 2015, les capacités de regazéification en Europe se sont élevées à 203 Gm³. Ces capacités permettraient théoriquement de couvrir environ 40% de la demande européenne de gaz. (Source GLE)

⁵⁶ Source GLE

Compte tenu du temps nécessaire à la construction des ouvrages, le projet pourrait être envisagé à l'horizon 2022.

Par ailleurs, GRTgaz étudie des solutions alternatives fondées sur la désodorisation des flux de gaz afin d'abaisser le coût de la capacité d'export. Enfin, la mise en place d'une offre commerciale ferme mensuelle de sortie vers l'Allemagne au 1^{er} avril 2017 permettra de réellement tester l'intérêt de cette capacité pour le marché.

Si la demande des acteurs du marché apparaît insuffisante et en l'absence de bénéfices pour la France en matière de sécurité d'approvisionnement, la CRE considère que ce projet ne pourrait être mis en œuvre que dans le cadre d'une allocation transfrontalière de coûts telle que prévue par le Règlement 347/2013 si des bénéfices en matière de sécurité d'approvisionnement au profit d'autres Etats Membres étaient identifiés par ceux-ci.

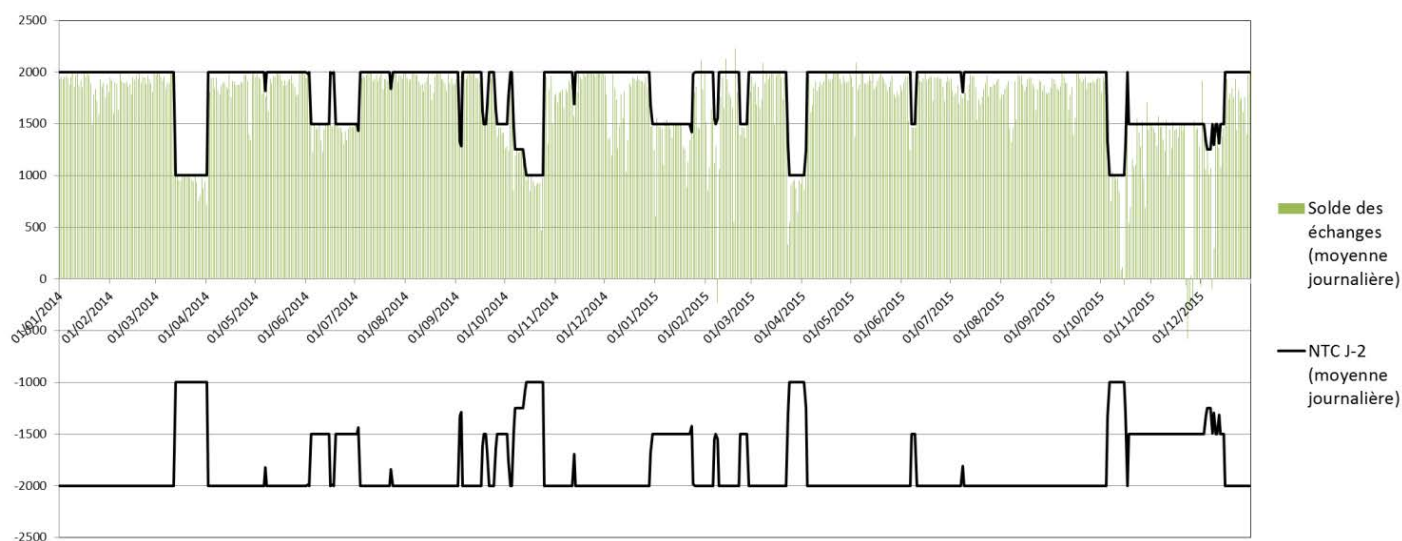
Table des figures

Figure 1 : Le réseau de transport d'électricité européen	8
Figure 2 : Le réseau de transport de gaz européen	9
Figure 3 : Le modèle « hub à hub » en Europe	11
Figure 4 : Le processus d'élaboration des codes de réseau européens	13
Figure 5 : Capacités commerciales moyennes constatées aux frontières (NTC J-2) à fin 2015	18
Figure 6 : Capacités commerciales moyennes aux interconnexions françaises	19
(NTC moyennes J-2) de 2009 à 2015	19
Figure 7 : Flux commerciaux aux interconnexions électriques françaises en 2015 (et évolution avec 2014)	21
Figure 8 : Evolution du solde annuel net depuis 2003	22
Figure 9 : Evolution du solde mensuel net depuis janvier 2012	23
Figure 10 : Taux d'utilisation des interconnexions et % du temps où elles sont utilisées à l'export de 2013 à 2015	26
Figure 11 : Taux de convergence	27
Figure 12 : Répartition des nominations par échéance et par frontière en 2011-2015	29
Figure 13 : Développement des échanges à l'échéance infra journalière aux interconnexions depuis 2010 (TWh)	30
Figure 14 : Evolution des flux entre les périodes du 21 mai-31 décembre 2014 et 21 mai-31 décembre 2015 (avant et après la mise en œuvre du <i>Flow based</i>)	33
Figure 15 : Evolution des différentiels du prix maximum sur la région CWE entre les calculs NTC et <i>Flow based</i>	34
Figure 16 : Surcoût d'approvisionnement lié à l'absence de couplage des marchés (2009-2013)	37
Figure 17 : Réductions de capacité par frontière en heures et en millions d'euros, de 2011 à 2015	38
Figure 18 : Profondeur moyenne des réductions par frontière, de 2011 à 2015	39
Figure 19 : Comparaison rente de congestion réelle et théorique de 2012 à 2015	44
Figure 20 : Revenu des enchères annuelles de 2008 à 2016	45
Figure 21 : Prix des capacités allouées à l'enchère annuelle de 2012 à 2016	45
Figure 22 : Interconnexions et points d'entrée GNL (2005-2016)	52
Figure 23 : <i>Open seasons</i> menées en France depuis 10 ans et développements de capacités fermes associés	53
Figure 24 : Consommation totale de gaz en France 1990-2015 (TWh) (données corrigées et non corrigées du climat)	59
Figure 25 : Flux commerciaux nets en 2015	60
Figure 26 : Source des importations de gaz en France	60
Figure 27 : Entrées et sorties de gaz en France (TWh)	61
Figure 28 : Prix spot du gaz en Europe	63
Figure 29 : Volumes échangés au PEG Nord et à la TRS	64
Figure 30 : Taux d'utilisation des interconnexions françaises (% de la capacité technique effective)	65
Figure 31 : Evolution du solde importateur/exportateur par interconnexion transfrontalière (TWh/an)	66
Figure 32 : Consommation de gaz en France (données non corrigées du climat)	66
Figure 33 : Flux annuels moyens à la liaison Nord-Sud (TWh)	67
Source : GRTgaz, analyse CRE	67
Figure 34 : Entrées et sorties au nord de la France (2010-2015)	68
Figure 35 : Structure de l'approvisionnement et des débouchés du nord de la France au cours de l'hiver gazier	68
Figure 36 : Entrées et sorties au sud de la France (2010-2015)	69
Figure 37 : Structure de l'approvisionnement et des débouchés du sud de la France au cours de l'hiver gazier	70
Figure 38 : Nombre d'occurrence de congestions physiques à la liaison Nord-Sud	72
(taux d'utilisation $\geq 98\%$)	72
Figure 39 : Evolution du spread journalier PEG Nord/TRS	72
Figure 40 : Réduction du nombre de places de marché en France entre 2013 et 2018	74
.....	74
Figure 41 : Enchères ayant abouti à une allocation de capacité en 2015 lors des enchères CAM	78
Figure 42 : Evolution des volumes souscrits lors des enchères de 2014 et 2015 à la liaison Nord-Sud	79
Figure 43 : Résultats des enchères de capacité en 2015 aux points français sur lesquels CAM s'applique	80
Figure 44 : Taux de souscription des capacités fermes aux interconnexions françaises (% des capacités fermes offertes)	81
Figure 45 : Réservation des capacités à long terme aux interconnexions françaises	82
Figure 46 : Evolution des capacités fermes offertes à Medelsheim/Obergailbach	83
Figure 47 : Evolution des capacités fermes souscrites à Medelsheim/Obergailbach	84
Figure 48 : Décalage entre les capacités fermes souscrites en sortie du réseau d'Enagas et en entrée sur le réseau de TIGF	85

CAPACITES & FLUX

- Capacité moyenne constatée en 2015 dans le sens France – Grande - Bretagne : 1 800 MW

- Capacité moyenne constatée en 2015 dans le sens Grande - Bretagne – France : 1 800 MW



- Solde importateur net avec la France : 14,1 TWh

- Pourcentage du temps où l'interconnexion est utilisée à l'export : 97 %

CALCUL ET ALLOCATION DES CAPACITES PAR ECHEANCE

Long terme

Plateforme et règles d'allocation	CMS et EU HAR
Niveau de fermeté des produits	Régime de fermeté spécifique (compensation au prix initial de l'enchère ou au différentiel de prix, mais avec un double plafond)
Calcul de capacité	Non applicable

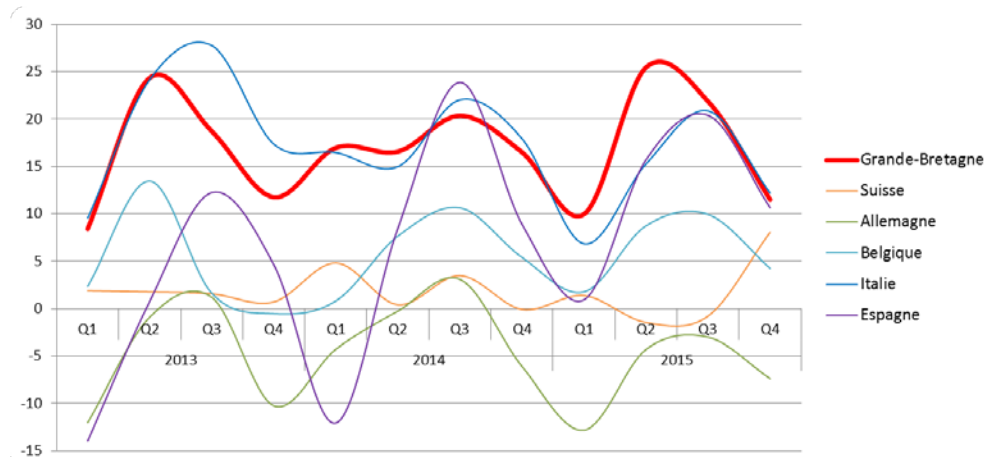
Journalier

Allocation	Implicite (mise en œuvre du couplage de marché en février 2014)
Calcul de capacité	Pas de calcul de capacité : la capacité thermique du câble est allouée

Infra-journalier

Allocation	Explicite
Calcul de capacité	Capacité résiduelle du journalier

DIFFERENTIEL DE PRIX & CONVERGENCE



- Différentiel de prix moyen en 2015 :
17,22 €/Wh

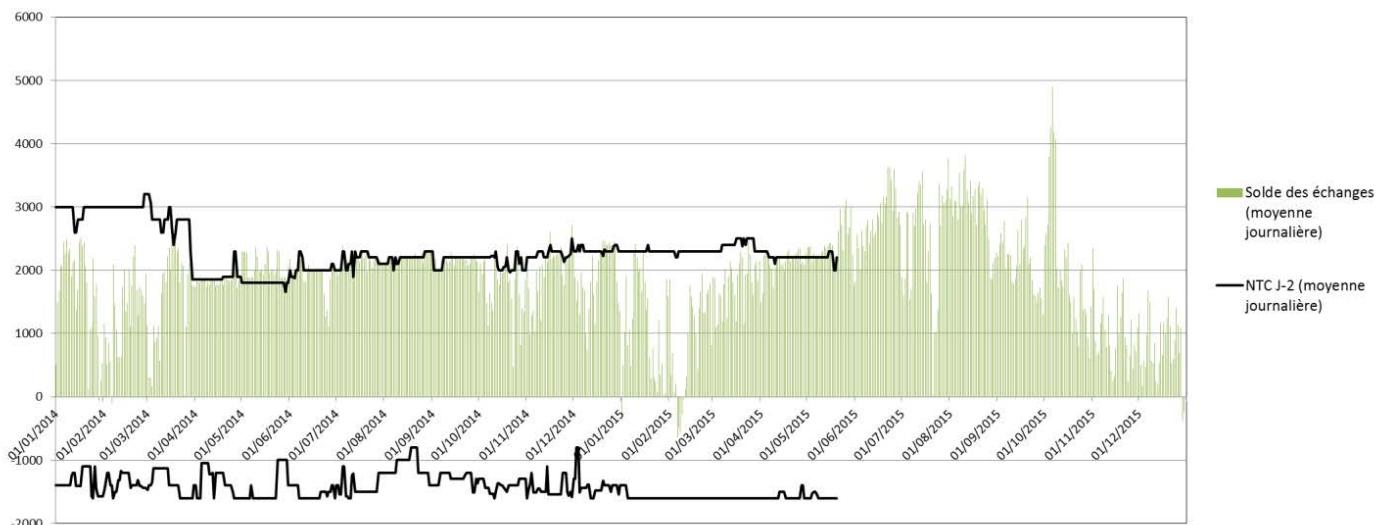
INVESTISSEMENTS

2019 : Mise en service prévue d'une nouvelle liaison de 1 000 MW par la société ElecLink Ltd.

CAPACITES & FLUX

- Capacité moyenne constatée en 2015 dans le sens France - Belgique : 2 300 MW¹

- Capacité moyenne constatée en 2015 dans le sens Belgique - France : 1 600 MW¹



- Solde importateur net avec la France : 16,5 TWh

- Pourcentage du temps où l'interconnexion est utilisée à l'export : 96 %

CALCUL ET ALLOCATION DES CAPACITES PAR ECHEANCE

Long terme

Plateforme et règles d'allocation	JAO et EU HAR
Niveau de fermeté des produits	Régime de fermeté harmonisé des HAR
Calcul de capacité	Non coordonné

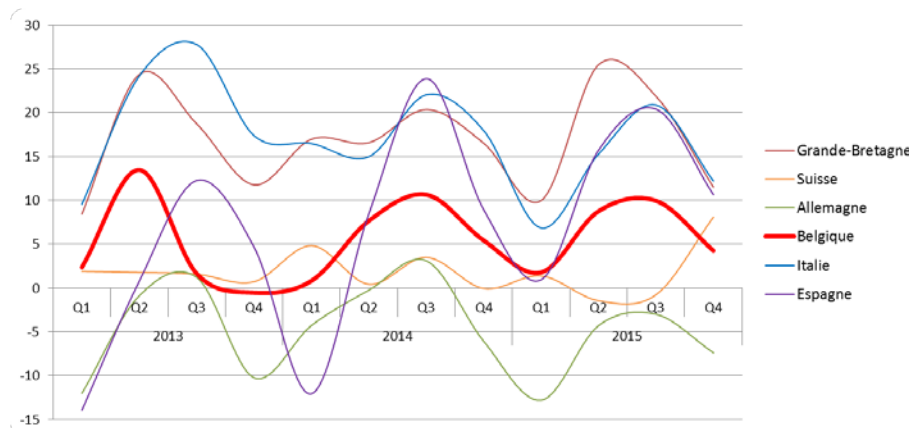
Journalier

Allocation	Implicite (mise en œuvre du couplage de marché en 2007)
Calcul de capacité	Flow based

Infra-journalier

Allocation	Prorata amélioré jusqu'en 2015, explicite continu depuis début 2016, implicite continu prévu en septembre 2016
Calcul de capacité	Capacité résiduelle du journalier avec réévaluation commune (depuis mars 2016)

DIFFERENTIEL DE PRIX & CONVERGENCE



- Différentiel de prix moyen en 2015 : 6,2 €/MWh

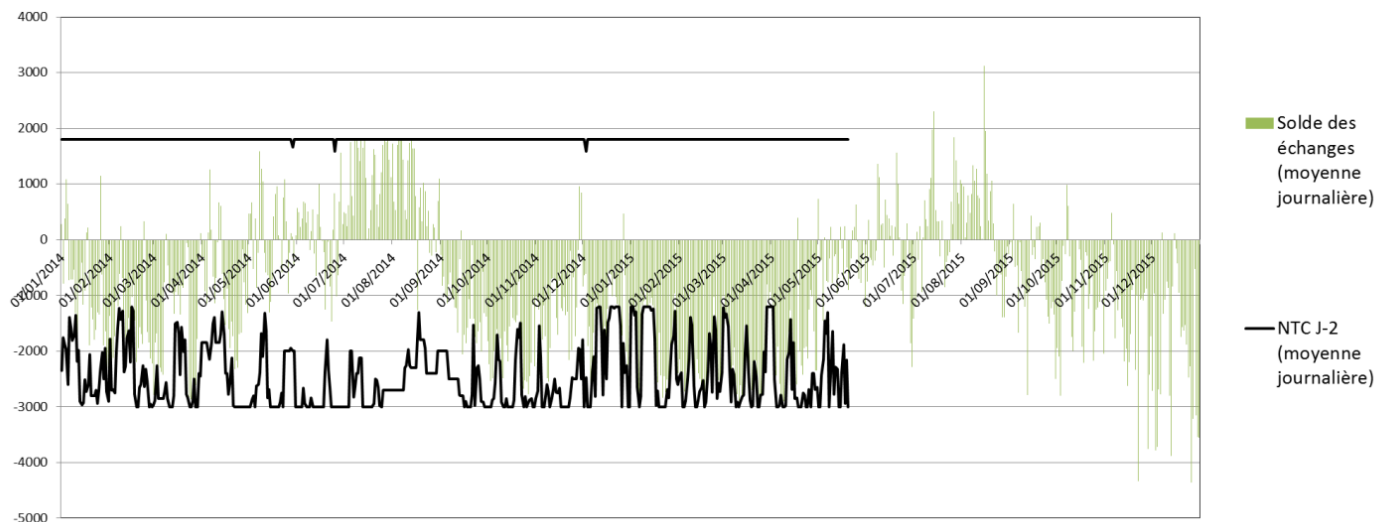
- Convergence des prix en 2015 : 43,6 % du temps

¹ Valeurs moyennes jusqu'à la mise en place du Flow Based, le 21 mai 2015 (faible saisonnalité de la capacité)

CAPACITES & FLUX

- Capacité moyenne constatée en 2015 dans le sens France - Allemagne : 1 800 MW¹

- Capacité moyenne constatée en 2015 dans le sens Allemagne - France : 2 400 MW¹



- Solde exportateur net avec la France : 9,4 TWh

- Pourcentage du temps où l'interconnexion est utilisée à l'export : 24 %

CALCUL ET ALLOCATION DES CAPACITES PAR ECHEANCE

Long terme

Plateforme et règles d'allocation	JAO et EU HAR
Niveau de fermeté des produits	Régime de fermeté harmonisé des HAR
Calcul de capacité	Non coordonné

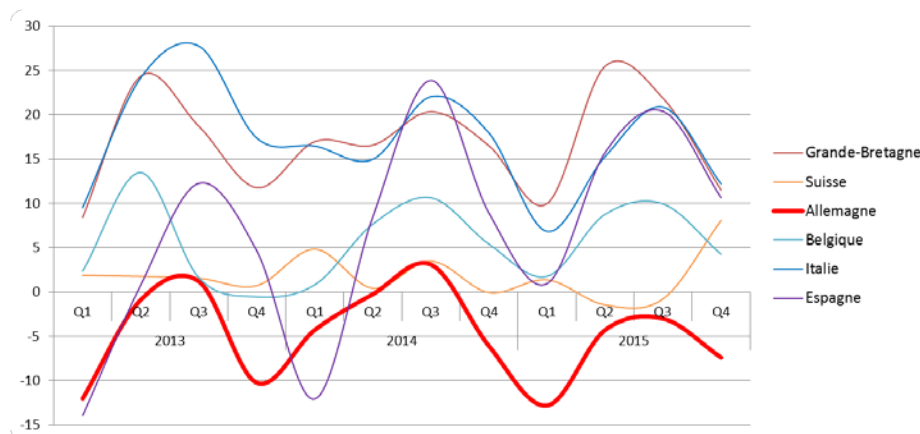
Journalier

Allocation	Implicite (mise en œuvre du couplage de marché en 2010)
Calcul de capacité	Flow based

Infra-journalier

Allocation	Implicite continu (couplage) & explicite continu
Calcul de capacité	Capacité résiduelle du journalier, avec réévaluation commune (depuis mars 2016)

DIFFERENTIEL DE PRIX & CONVERGENCE



- Différentiel de prix moyen en 2015 : -6,85 €/MWh

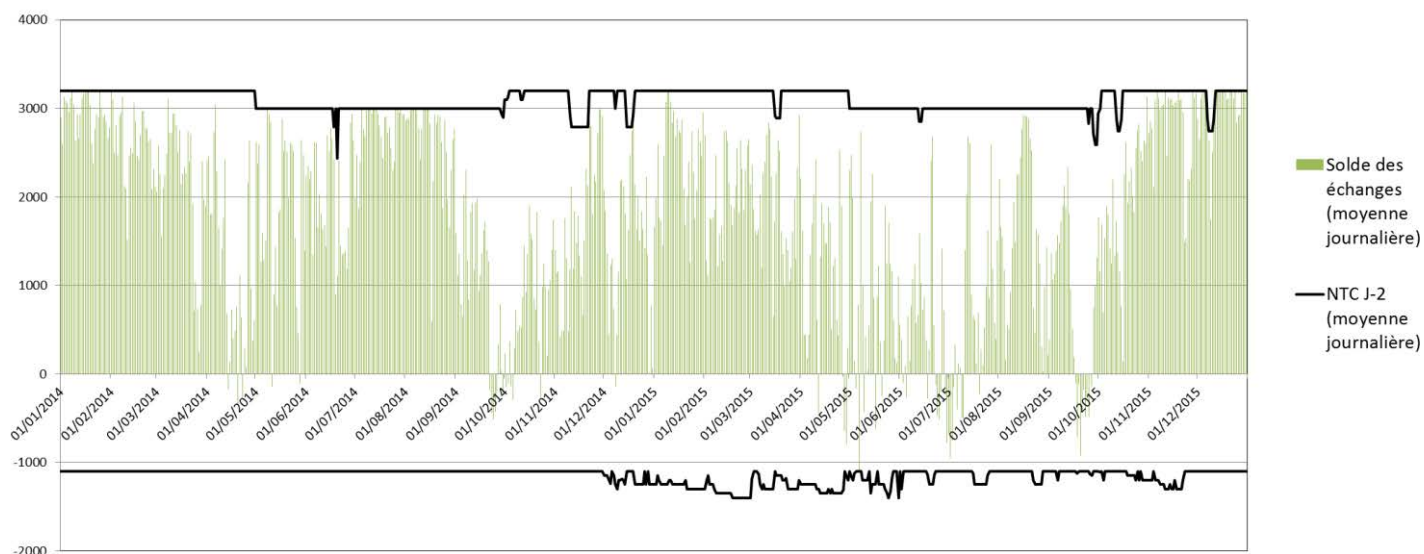
- Convergence des prix en 2015 : 27,4 % du temps

¹ Valeurs moyennes jusqu'à la mise en place du Flow Based, le 21 mai 2015 (faible saisonnalité de la capacité)

CAPACITES & FLUX

- Capacité moyenne constatée en 2015 dans le sens France - Suisse : 3 100 MW

- Capacité moyenne constatée en 2015 dans le sens Suisse - France : 1 200 MW



- Solde importateur net avec la France : 14,2 TWh

- Pourcentage du temps où l'interconnexion est utilisée à l'export : 83 %

CALCUL ET ALLOCATION DES CAPACITES PAR ECHEANCE

Long terme

Plateforme et règles d'allocation	JAO et EU HAR
Niveau de fermeté des produits	Régime de fermeté spécifique (compensation à 100 % ou 110 % du prix initial de l'enchère)
Calcul de capacité	Non coordonné

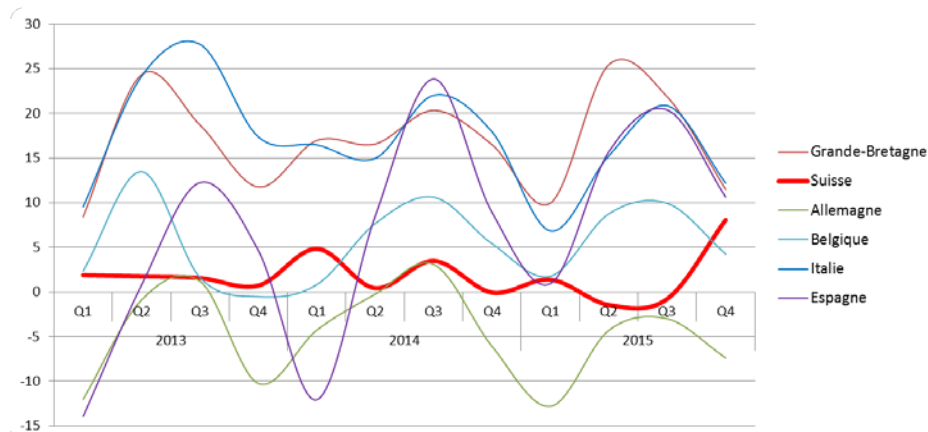
Journalier

Allocation	Explicite (pas de couplage de marché)
Calcul de capacité	Méthodologie spécifique liée aux contrats long terme

Infra-journalier

Allocation	Implicite continu (couplage) & explicite continu
Calcul de capacité	Capacité résiduelle après les enchères explicites journalières

DIFFERENTIEL DE PRIX & CONVERGENCE



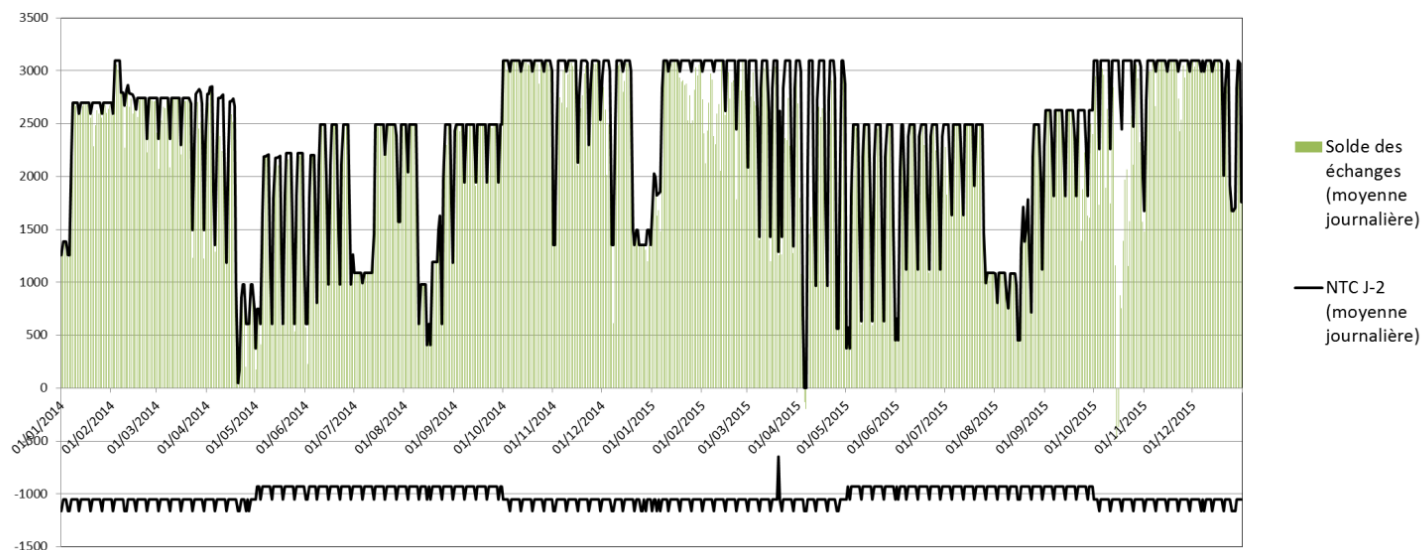
- Différentiel de prix moyen en 2015 : 1,82 €/MWh

- Convergence des prix en 2015 : 0,3 % du temps

CAPACITES & FLUX

- Capacité moyenne constatée en 2015 dans le sens France - Espagne : 2 500 MW

- Capacité moyenne constatée en 2015 dans le sens Espagne - France : 1 000 MW



- Solde importateur net avec la France : 19,7 TWh

- Pourcentage du temps où l'interconnexion est utilisée à l'export : 98 %

CALCUL ET ALLOCATION DES CAPACITES PAR ECHEANCE

Long terme

Plateforme et règles d'allocation	JAO et EU HAR
Niveau de fermeté des produits	Régime de fermeté harmonisé des HAR
Calcul de capacité	Coordonné

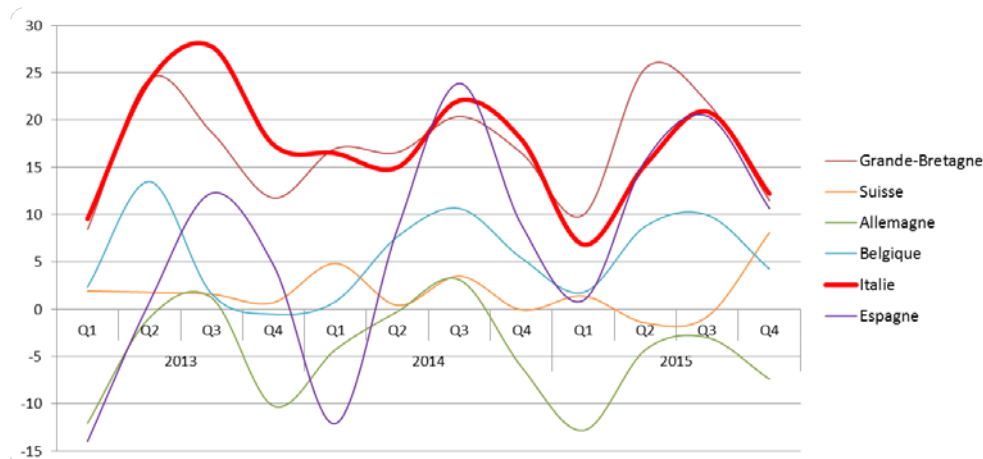
Journalier

Allocation	Implicite (mise en œuvre du couplage de marché en février 2015)
Calcul de capacité	NTC coordonné (depuis février 2016)

Infra-journalier

Allocation	Explicite
Calcul de capacité	Capacité résiduelle du journalier

DIFFERENTIEL DE PRIX & CONVERGENCE



- Différentiel de prix moyen en 2015 : 13,83 €/MWh

- Convergence des prix en 2015 : 1,2 % du temps

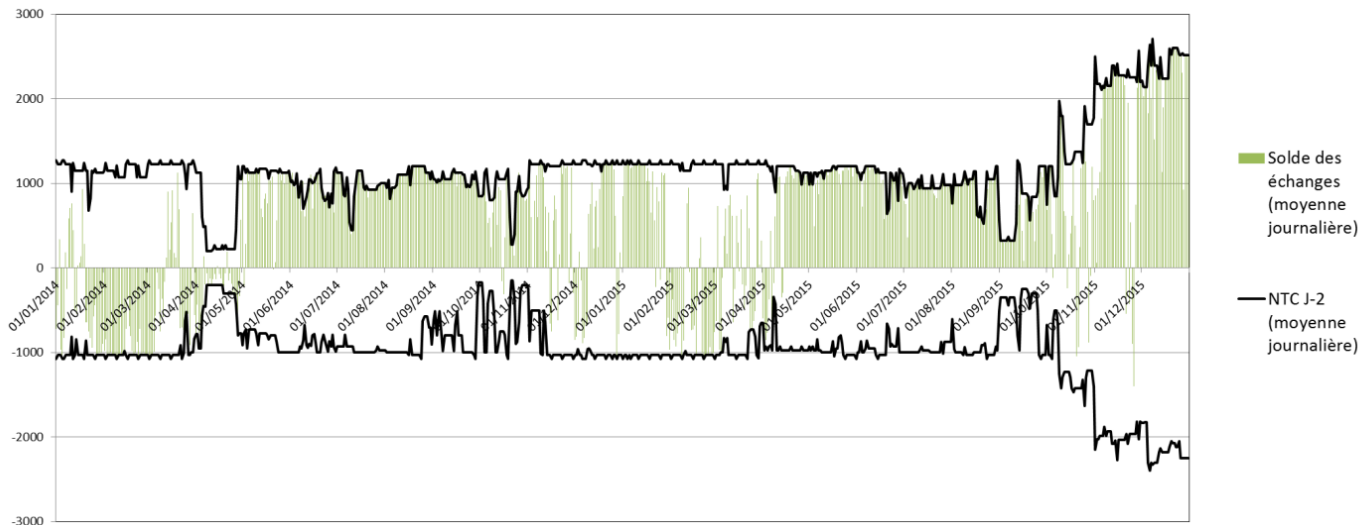
INVESTISSEMENTS

2019 : Mise en service prévue d'une nouvelle liaison « Savoie-Piémont » de 1 200 MW

CAPACITES & FLUX

- Capacité moyenne constatée en 2015 dans le sens France - Espagne : 2 000 MW¹

- Capacité moyenne constatée en 2015 dans le sens Espagne - France : 1 800 MW¹



- Solde importateur net avec la France : 7,4 TWh

- Pourcentage du temps où l'interconnexion est utilisée à l'export : 82 %

CALCUL ET ALLOCATION DES CAPACITES PAR ECHEANCE

Long terme

Plateforme et règles d'allocation	JAO et EU HAR
Niveau de fermeté des produits	Régime de fermeté harmonisé des HAR
Calcul de capacité	Non coordonné

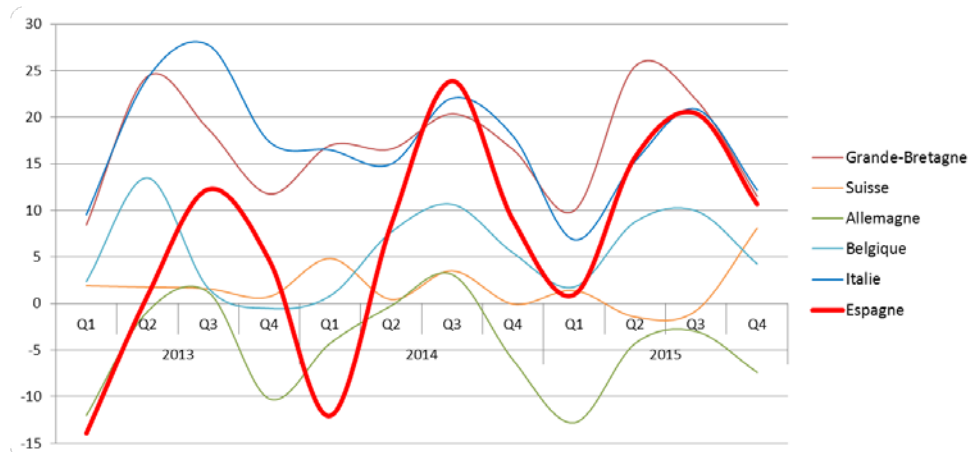
Journalier

Allocation	Implicite (mise en œuvre du couplage de marché en mai 2014)
Calcul de capacité	NTC non coordonné

Infra-journalier

Allocation	Explicite
Calcul de capacité	Capacité résiduelle du journalier

DIFFERENTIEL DE PRIX & CONVERGENCE



- Différentiel de prix moyen en 2015 : 11,98 €/MWh

- Convergence des prix en 2015 : 12,7 % du temps

INVESTISSEMENTS

5 octobre 2015 : Mise en œuvre de la nouvelle interconnexion Baixas Santa Llogaia (ligne à courant continu de 2 000 MW)

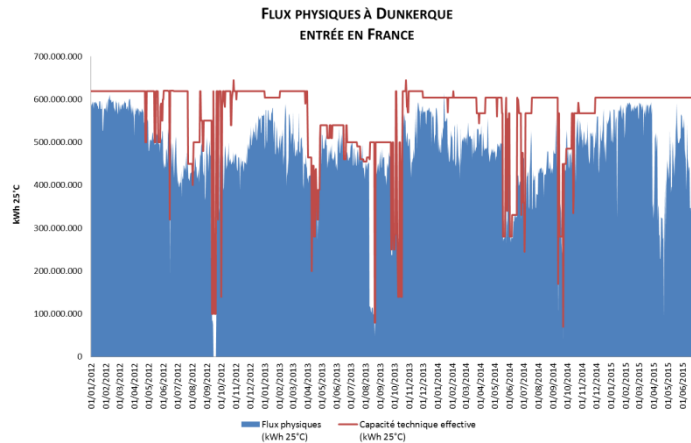
¹ Valeurs moyennes après la mise en service de la ligne Baixas – Santa Llogaia)

CAPACITES

Sens Norvège-France :

- 570 GWh/j de capacités fermes

FLUX PHYSIQUES ET COMMERCIAUX A DUNKERQUE



Dunkerque est le point d'entrée sur le réseau de transport français où les flux sont les plus importants.

Le gaz norvégien a représenté jusqu'à environ 40% des importations de gaz en France.

Importations depuis la Norvège via Dunkerque :

- 2012 : 179 TWh
- 2013 : 168 TWh
- 2014 : 167 TWh
- 2015 : 186 TWh

En 2015, les flux en provenance de Norvège via Dunkerque ont augmenté de 11%, ils ont compensé la baisse des importations depuis la Belgique et l'Allemagne

NIVEAU D'UTILISATION PHYSIQUE

Taux d'utilisation moyens annuels :

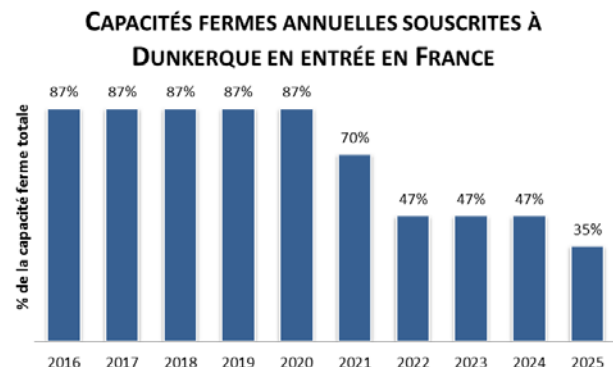
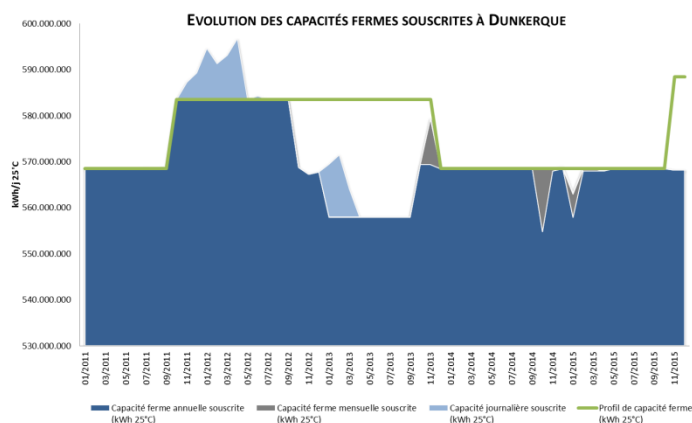
- 2012 : 83%
- 2013 : 87%
- 2014 : 84%
- 2015 : 85%

Les épisodes de congestion physique ont été divisés par 4 entre 2014 et 2015, à la suite d'une hausse des capacités commercialisées par GRTgaz de 20 GWh/j, sous la forme de produits mensuels, du 1er novembre 2015 au 31 mars 2016.

Nombre de jours où le taux d'utilisation a dépassé 98% :

- 2012 : 17 jours
- 2013 : 43 jours
- 2014 : 32 jours
- 2015 : 8 jours

NIVEAU DE SOUSCRIPTION DES CAPACITES



Taux de souscription moyens annuels :

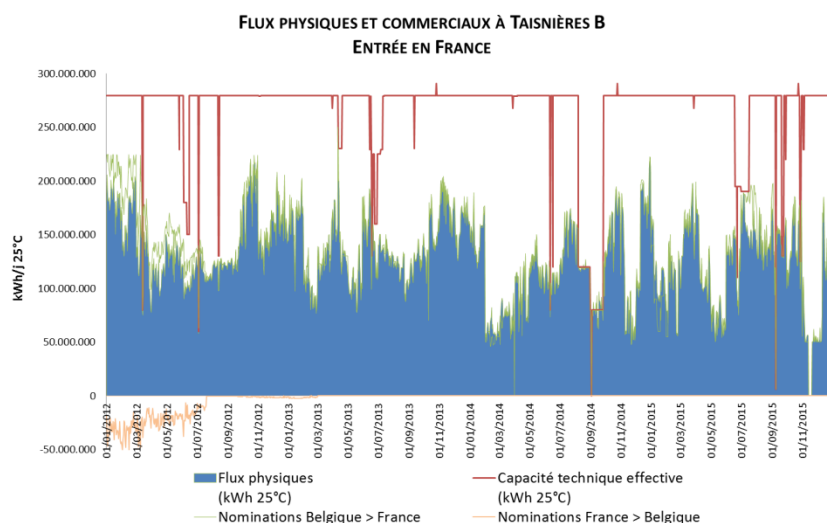
- 2012 : 85%
- 2013 : 89%
- 2014 : 85%
- 2015 : 86%

Les souscriptions fermes annuelles baissent dès 2021 et diminuent progressivement jusqu'en 2025. A compter de 2026, aucune capacité ferme annuelle n'est actuellement souscrite

CAPACITES

- 230 GWh/j de capacités fermes dans le sens Belgique > France

FLUX PHYSIQUES ET COMMERCIAUX A TAISNIERES B



Importations de gaz B depuis la Belgique :

- 2012 : 51,9 TWh
- 2013 : 50,7 TWh
- 2014 : 42,1 TWh
- 2015 : 43,6 TWh

L'interconnexion de Taisnières B est le seul point d'entrée de gaz B en France

- Les importations de gaz depuis Taisnières B ont représenté 10% des importations totales aux interconnexions ;
- les entrées depuis ce point permettent d'alimenter une zone de consommation se concentrant principalement dans le nord de la France (Nord-Pas-de-Calais et Picardie) et distribué à 1,3 millions de clients dont 8000 industriels.

Le champ de Groningue (Pays-Bas), d'où provient le gaz B, entre dans sa dernière période d'exploitation :

- les contrats d'exportation se terminent entre 2021 et 2030 et ne seront pas renouvelés ;
- une série de séismes liés à l'exploitation du gisement a conduit le gouvernement néerlandais à réduire la production autorisée ;
- en 2015, le pic de production du champ de Groningue s'est élevé à 30 Gm³, soit 30% de moins que la production du champ en 2014 ;
- en France, GRTgaz et GrDF préparent la conversion au gaz H des zones alimentées par du gaz B.

NIVEAU D'UTILISATION PHYSIQUE

Des taux d'utilisation moyen annuels stables :

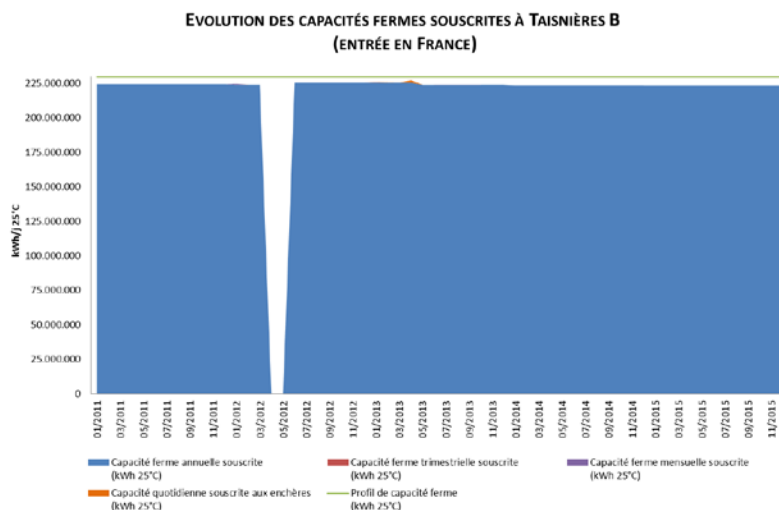
- 2012 : 52%
- 2013 : 51%
- 2014 : 50%
- 2015 : 46%

Les épisodes de congestion physiques en 2014 sont imputables à une baisse de la capacité technique effective entre juillet et août 2014

Nombre de jours où le taux d'utilisation dépasse 98% :

- 2012 : 1 jour
- 2013 : 0 jour
- 2014 : 33 jours
- 2015 : 8 jours

NIVEAU DE SOUSCRIPTION DES CAPACITES

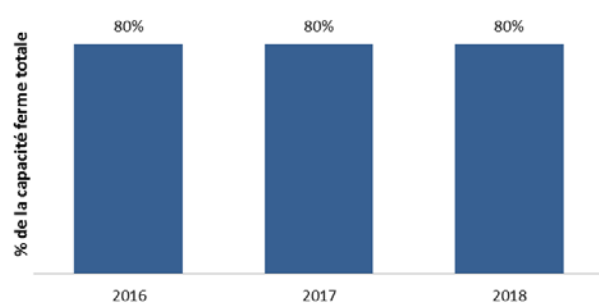


Taux de souscriptions moyens annuels

- 2011 : 98%
- 2012 : 82%
- 2013 : 98%
- 2014 : 97%
- 2015 : 97%

La quasi-totalité des capacités sont souscrites à long terme.

En 2015, aucune enchère PRISMA n'a abouti à une allocation de capacité.

**CAPACITÉS FERMES ANNUELLES SOUSCRITES À
TAISNIÈRES B EN ENTRÉE EN FRANCE**

Plus aucune capacité n'est souscrite à Taisnières B en entrée en France à compter de 2018

CAPACITES

Sens Belgique > France :

- 640 GWh/j de capacités fermes

Sens France > Belgique :

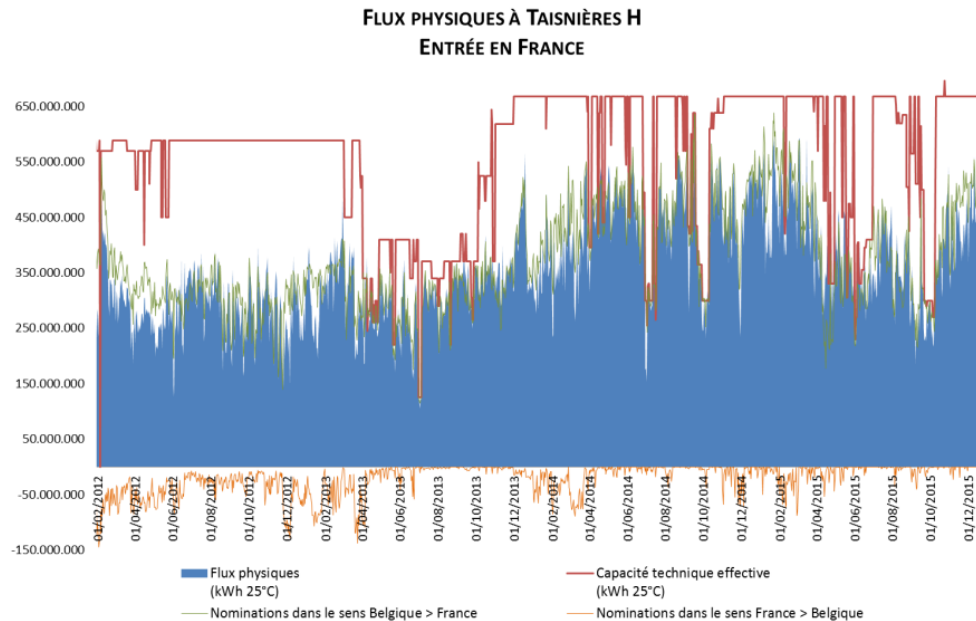
- 200 GWh/j de capacités rebours (virtuel)

INVESTISSEMENTS

Décembre 2013 :

- augmentation des capacités d'entrée depuis la Belgique de 50 GWh/j ;
- coût à terminaison : 169,7 millions d'euros.

FLUX PHYSIQUES ET COMMERCIAUX A TAISNIERES H



Importations depuis Taisnières H :

- 2012 : 101 TWh
- 2013 : 109 TWh
- 2014 : 158 TWh
- 2015 : 146 TWh

Depuis 2014, les importations depuis la Belgique permettent de compenser la baisse des importations depuis l'Allemagne

NIVEAU D'UTILISATION PHYSIQUE

Taux d'utilisation moyens annuels :

- 2012 : 50%
- 2013 : 71%
- 2014 : 72%
- 2015 : 68%

Hausse des épisodes de congestion physique en 2014 :

Taisnières H a été fortement sollicité en 2014 pour compenser la baisse des importations de GNL et en substitution des flux d'Obergailbach.

Nombre de jours où le taux d'utilisation a dépassé 98% :

- 2012 : 0 jour
- 2013 : 13 jours
- 2014 : 24 jours
- 2015 : 16 jours

NIVEAU DE SOUSCRIPTION DES CAPACITES

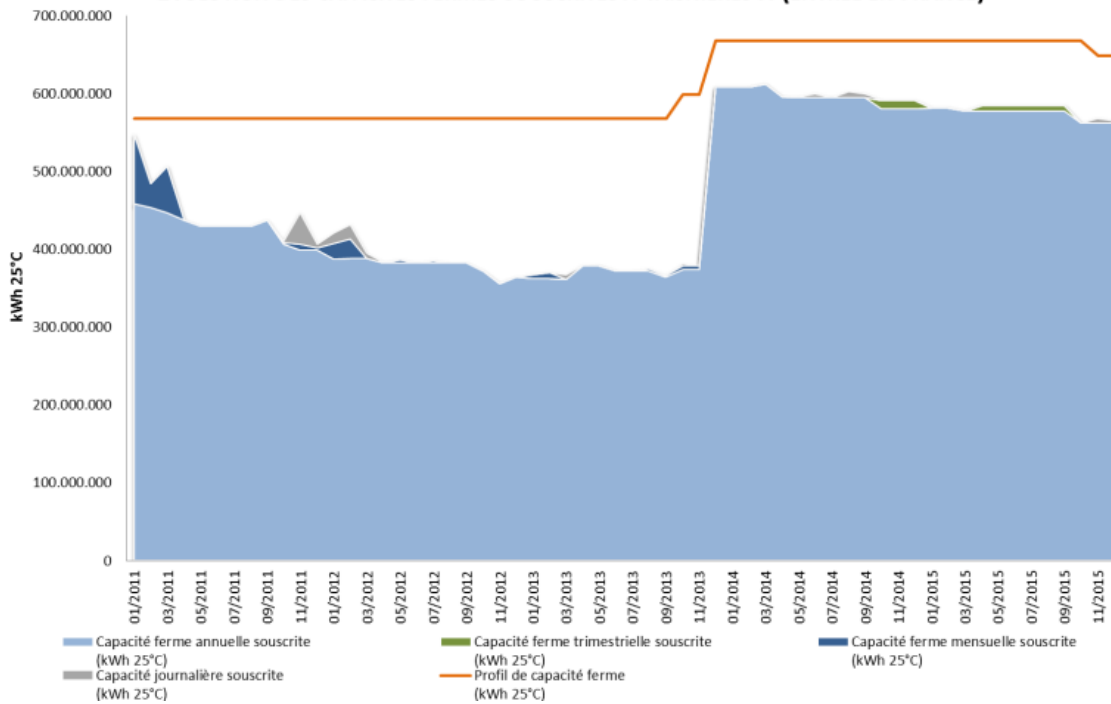
Taux de souscription moyens annuels :

- 2011 : 79%
- 2012 : 68%
- 2013 : 67%
- 2014 : 90%
- 2015 : 87%

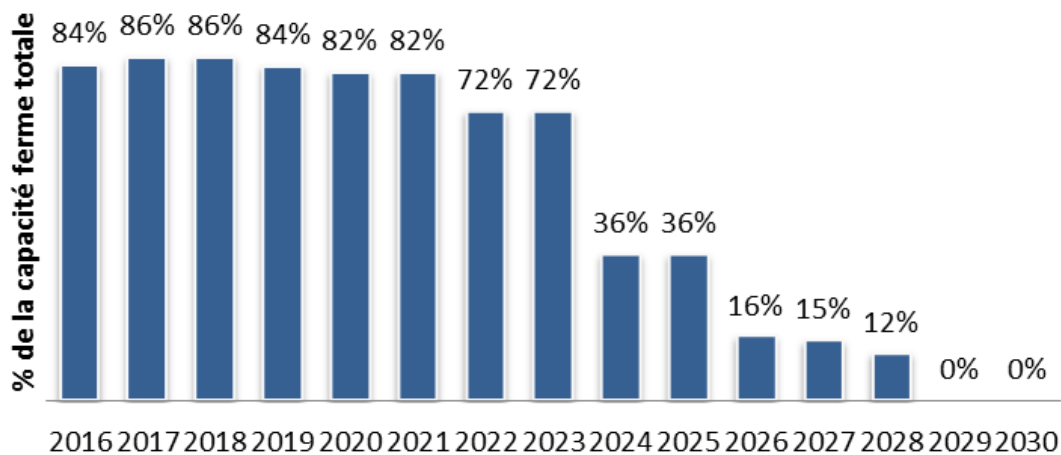
Hausse du taux de souscription moyen annuel depuis 2014, dû à la mise en service de capacités réservées lors de l'open season de 2008 :

- l'open season de 2008 a permis de valider l'augmentation des capacités d'entrée depuis la Belgique;
- lors de cet appel au marché, les acteurs de marché ont réservé près de 340 GWh/j de capacités pendant 10 ans ;
- ces capacités ont été mises en service en décembre 2013.

EVOLUTION DES CAPACITÉS FERMES SOUSCRITES À TAISNIÈRES H (ENTRÉE EN FRANCE)



CAPACITÉS FERMES ANNUELLES SOUSCRITES À TAISNIÈRES B EN ENTRÉE EN FRANCE



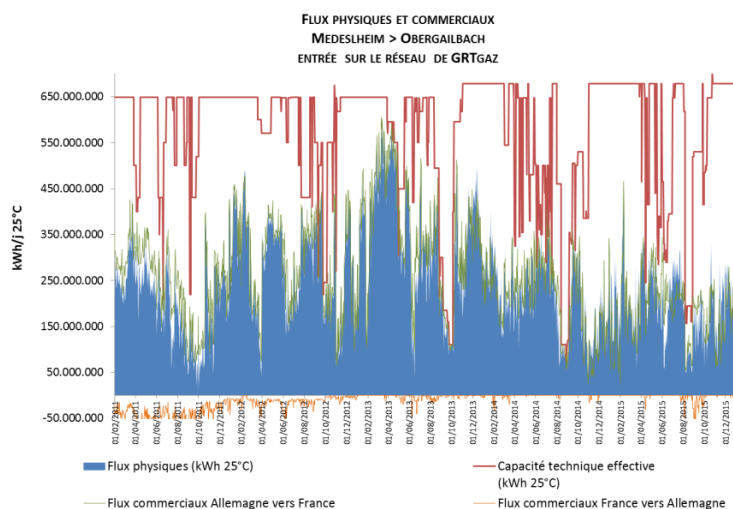
CAPACITES

- **620 GWh/j** de capacités fermes en entrée en France
- **30 GWh/j** de capacités interruptibles en entrée en France
- **150 GWh/j** de capacités rebours, vers l'Allemagne

INVESTISSEMENTS

- **2008** : Augmentation des capacités d'entrée sur le réseau de transport de GRTgaz de 430 GWh/j à 550 GWh/j de capacités physiques fermes
- **2009** : Augmentation des capacités d'entrée sur le réseau de transport de GRTgaz de 550 GWh/j à 620 GWh/j de capacités physiques fermes et création de 30 GWh/j de capacités interruptibles
- **Coût à terminaison de ces projets** : près de 200 millions d'euros

FLUX PHYSIQUES ET COMMERCIAUX A OBERGAILBACH



Importations de gaz depuis l'Allemagne :

- 2011 : 76,6 TWh
- 2012 : 103,7 TWh
- 2013 : 128 TWh
- 2014 : 76,9 TWh
- 2015 : 66,4 TWh

L'interconnexion avec l'Allemagne est le point d'entrée pour le gaz en provenance de Russie. Elle joue un rôle important pour la sécurité d'approvisionnement de la France, rôle qui pourrait être renforcé avec la création de la zone de marché unique en 2018.

En 2012 et 2013, l'interconnexion avec l'Allemagne a été plus sollicitée pour compenser la baisse des importations de GNL en France. Entre 2011 et 2013, les flux ont augmenté de 60%.

En 2014 et 2015, le retour du GNL en Europe et les tensions entre la Russie et l'Ukraine se sont traduits par une forte baisse des flux depuis l'Allemagne, en chute de 43% en deux ans pour revenir à des niveaux proches de celui de 2011.

NIVEAU D'UTILISATION PHYSIQUE

Des taux d'utilisation moyens annuels en baisse depuis 2 ans

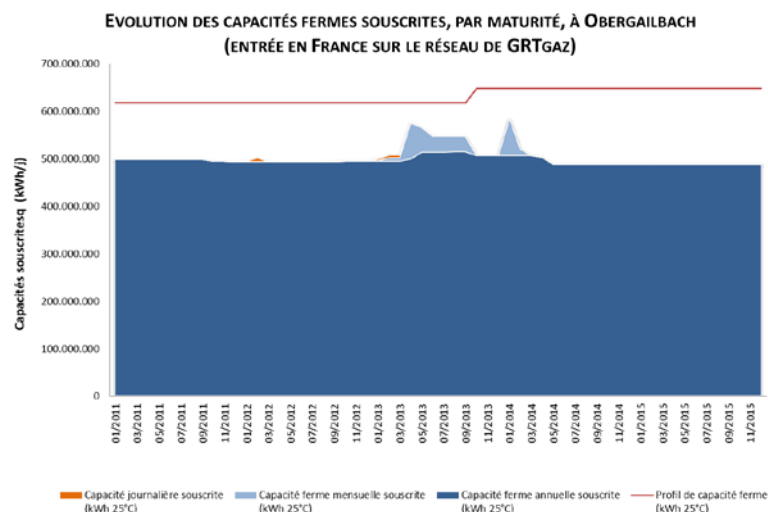
- 2011 : 35%
- 2012 : 49%
- 2013 : 61%
- 2014 : 44%
- 2015 : 34%

Peu d'occurrences de congestion physiques

Nombre de jours où le taux d'utilisation dépasse 98% :

- 2011 : 0 jour
- 2012 : 0 jour
- 2013 : 10 jours
- 2014 : 6 jours
- 2015 : 0 jour

NIVEAU DE SOUSCRIPTION DES CAPACITES



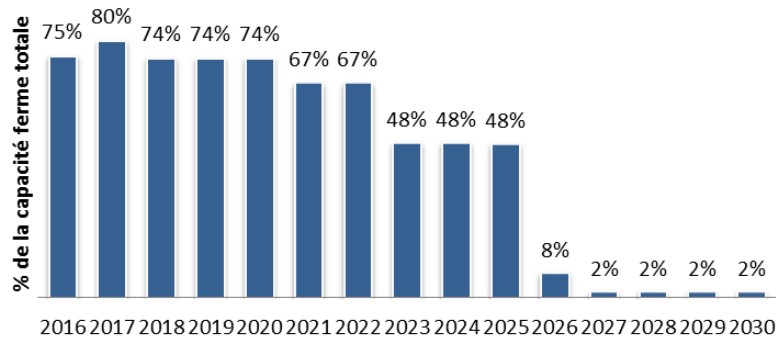
Taux de souscription moyen annuel :

- 2011 : 80%
- 2012 : 80%
- 2013 : 85%
- 2014 : 78%
- 2015 : 75%

Les taux de souscription moyens annuels ont été élevés ces dernières années, malgré la baisse des flux à Obergailbach depuis 2 ans

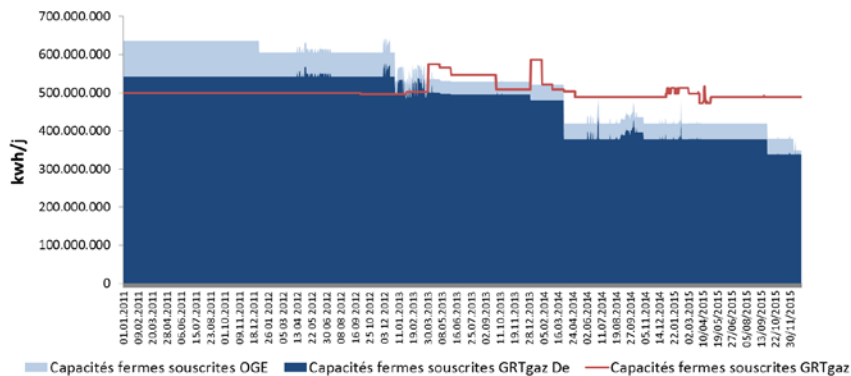
- La quasi-totalité des capacités réservées est contractée à long terme
- En 2015, 136 enchères journalières sur PRISMA ont abouti à une allocation de capacité, mais pour des niveaux faibles (16 GWh/j en moyenne, principalement dans le sens rebours)

CAPACITÉS FERMES ANNUELLES SOUSCRITES À OBERGAILBACH EN ENTRÉE EN FRANCE

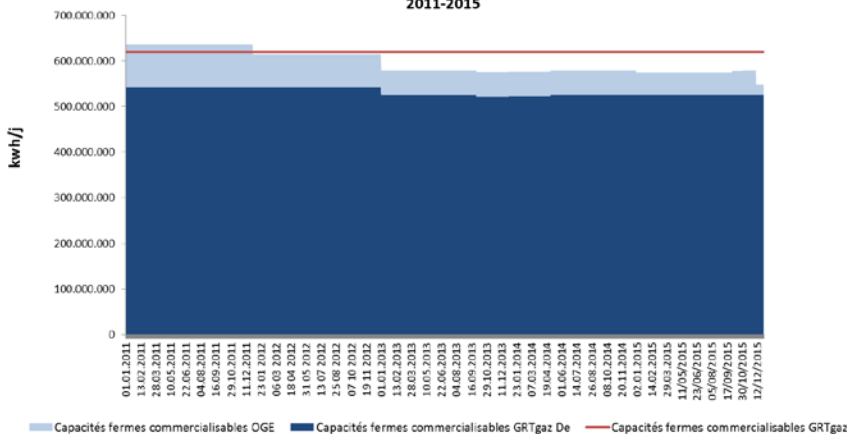


DES NIVEAUX DE SOUSCRIPTION ASYMETRIQUES

EVOLUTION DES CAPACITÉS FERMES SOUSCRITES À MEDELSHEIM (CÔTÉ FRANÇAIS ET ALLEMAND)



EVOLUTION DES PROFILS DE CAPACITÉS FERMES OFFERTES À MEDELSHEIM/OBERGAILBACH 2011-2015



Malgré des développements conjoints récents, les capacités d'interconnexion avec la France en sortie du système allemand ont été réduites :

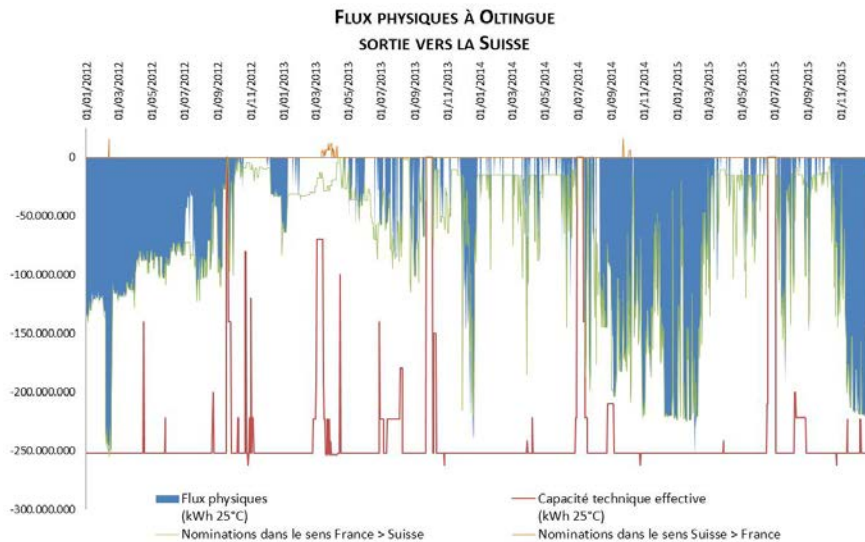
- les GRT allemands ont permis, depuis le second semestre 2012, en accord avec une loi fédérale, à certains expéditeurs de résilier une partie de leurs contrats ;
- ces désengagements côté allemand ont conduit à un décalage d'environ 80 GWh/j entre les capacités souscrites en sortie des réseaux en Allemagne, et celles souscrites en entrée sur le réseau français ;
- les capacités rendues en Allemagne ont été réallouées unilatéralement par les GRT allemands vers d'autres points de leurs réseaux. Cela les conduit à réduire leur offre de capacité ferme de sortie vers la France ;
- Il existe un écart d'environ 50 GWh/j entre les capacités fermes offertes en sortie d'Allemagne et celles offertes en entrée en France ;
- Fin 2015, les GRT allemands ont proposé de nouveau une (petite) partie des capacités qui avaient été réallouées aux distributions publiques, en sortie vers la France.

CAPACITES :

- **223 GWh/j** de capacités fermes dans le sens France > Suisse
- **45 GWh/j** de rebours virtuel dans le sens Suisse > France

INVESTISSEMENTS**Création de capacités rebours en 2018 :**

- Mise en service de 100 à 200 GWh/j de capacités semi-interruptibles d'entrée en France qui permettront d'acheminer du gaz provenant d'Italie ;
- Budget prévisionnel : 15 millions d'euros (validés en 2015).

FLUX PHYSIQUES ET COMMERCIAUX A OLTINGUE*Exportations vers l'Italie via la Suisse :*

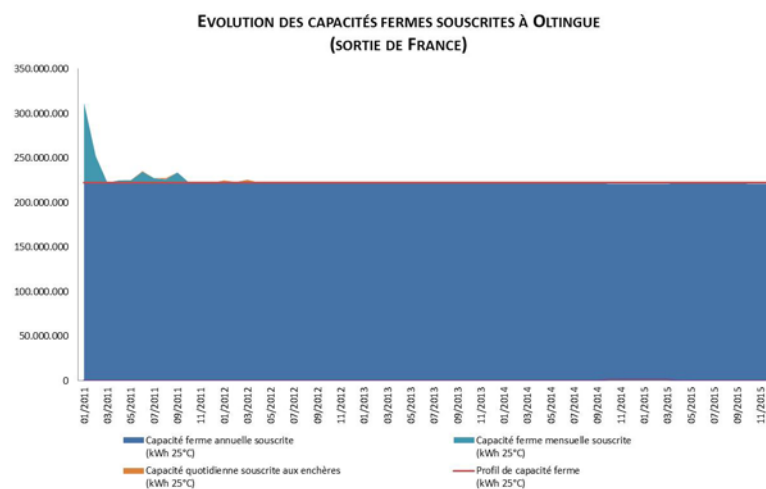
- 2012 : 28 TWh
- 2013 : 15 TWh
- 2014 : 29 TWh
- 2015 : 30 TWh

NIVEAU D'UTILISATION PHYSIQUE*Taux d'utilisation moyens annuels :*

- 2012 : 30%
- 2013 : 10%
- 2014 : 28%
- 2015 : 30%

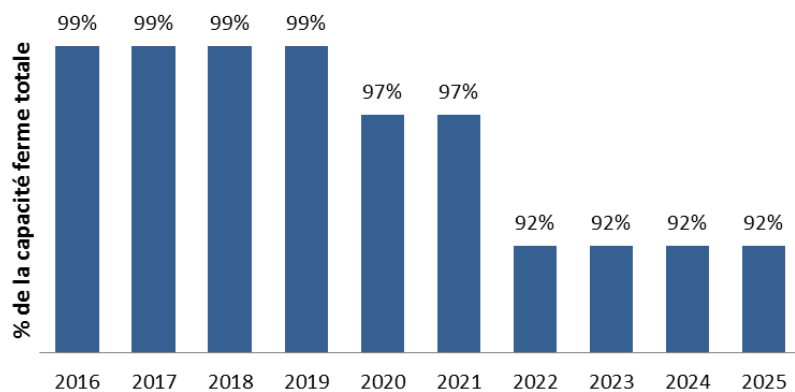
Nombre de jours où le taux d'utilisation a dépassé 98% :

- 2012 : 5 jours
- 2013 : 0 jour
- 2014 : 0 jour
- 2015 : 2 jours

NIVEAU DE SOUSCRIPTION DES CAPACITES*Taux de souscription moyens annuels (sens France-Suisse)*

- 2011 : 106%
- 2012 : 100%
- 2013 : 100%
- 2014 : 100%
- 2015 : 100%

CAPACITÉS FERMES ANNUELLES SOUSCRITES À OLTINGUE EN SORTIE VERS LA SUISSSE



CAPACITES

Sens France > Espagne :

- 165 GWh/j de capacités fermes
- 60 GWh/j de capacités interruptibles

Sens Espagne > France :

- 225 GWh/j de capacités fermes

INVESTISSEMENTS

1^{er} avril 2013 :

- Les capacités offertes dans les deux sens sont passées à 165 GWh/j, contre 100 GWh/j dans le sens France vers Espagne et 30 GWh/j dans le sens Espagne vers France antérieurement.

Décembre 2015 :

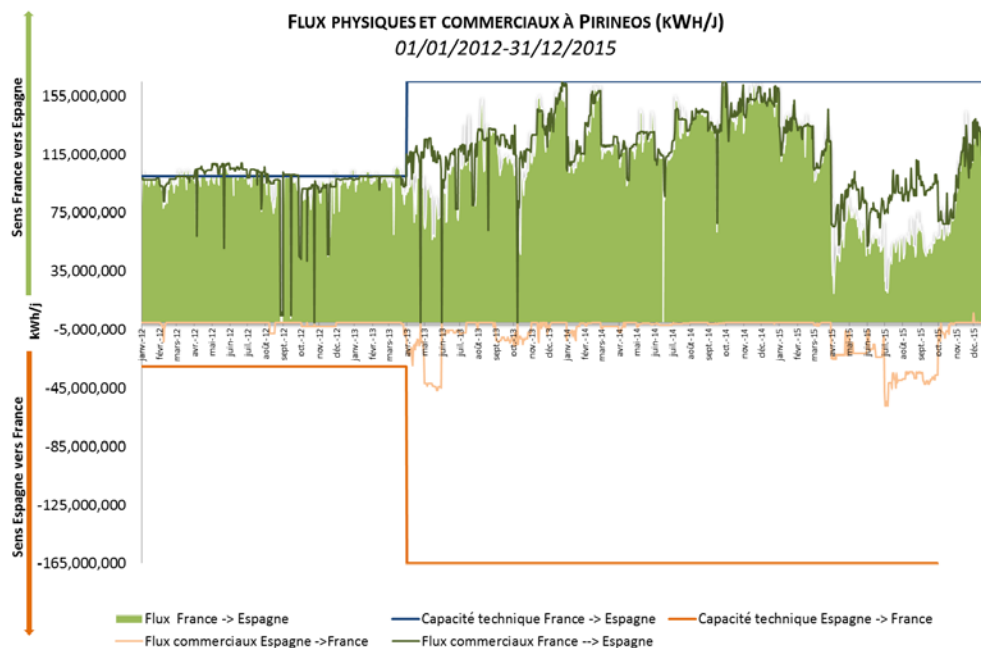
- les capacités dans le sens Espagne-France et France-Espagne ont été portées à 225 GWh/j

Montant des investissements sur le réseau de transport français : **491,4 millions d'euros**

Ce montant n'inclut pas les renforcements sur le cœur de réseau français nécessaires pour exporter/importer les volumes de gaz correspondant aux augmentations de capacités à la frontière avec l'Espagne, validés lors des open seasons de 2009 et 2010.

Ce montant inclut les 27 millions d'euros d'investissement validés par la CRE dans sa délibération du 16 juillet 2014 pour la construction de la compression de Sauveterre (dont la mise en service est prévue en 2017), ainsi que les 50 millions de subvention européenne octroyés pour la construction de l'Artère du Béarn.

FLUX PHYSIQUES ET COMMERCIAUX A PIRINEOS



Exportations vers l'Espagne :

- 2010 : 11,71 TWh
- 2011 : 22,73 TWh
- 2012 : 34,98 TWh
- 2013 : 39,24 TWh
- 2014 : 48,63 TWh
- 2015 : 31,23 TWh

Les flux physiques ont toujours été orientés dans le sens France-Espagne depuis 2011, quelles que soient les conditions de marché. En 2014, les flux en provenance de France ont couvert environ 20% de la demande espagnole. En 2015, l'augmentation des importations de GNL et depuis l'Algérie en Espagne a fait baisser les flux journaliers moyens à 85,6 GWh/j, contre 133 GWh/j en 2014.

NIVEAU D'UTILISATION PHYSIQUE

Des taux d'utilisation moyen annuels élevés, mais en baisse en 2015 :

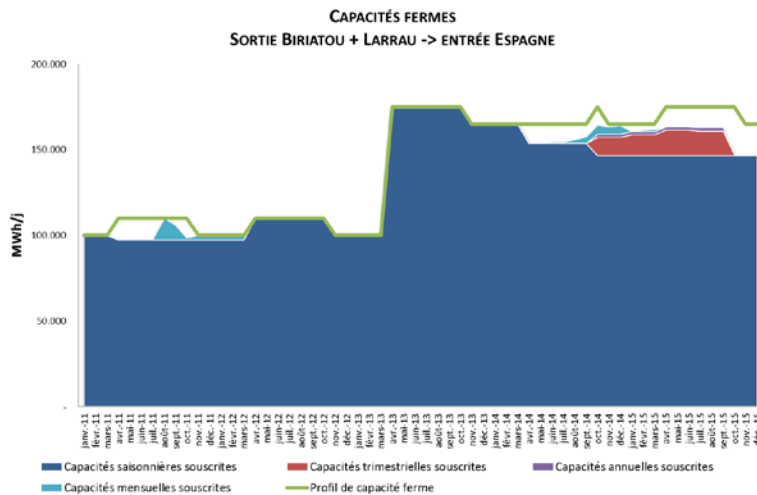
- 2012 : 93%
- 2013 : 75%
- 2014 : 81%
- 2015 : 56%

L'augmentation des capacités, portées à 165 GWh/j en avril 2013, a permis de diviser par 3 le nombre d'occurrence de congestion physique dans le sens France-Espagne

Nombre de jours où le taux d'utilisation a dépassé 98% :

- 2012 : 176 jours
- 2013 : 55 jours
- 2014 : 18 jours
- 2015 : 0 jour

NIVEAU DE SOUSCRIPTION DES CAPACITES



Taux de souscription moyen annuel

Sens France > Espagne Sens Espagne > France

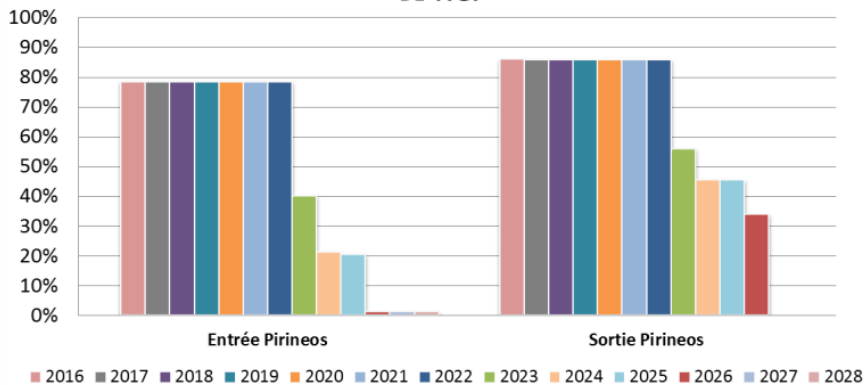
	Sens France > Espagne	Sens Espagne > France
2012	100%	97%
2013	100%	82%
2014	97%	77%
2015	93%	77%

Des taux de souscription à long terme élevés : entre 80% (en entrée France) et 90% (en sortie vers l'Espagne) de la capacité de long terme est souscrite

Les réservations de long terme sont plus élevées dans le sens France-Espagne que dans le sens Espagne-France

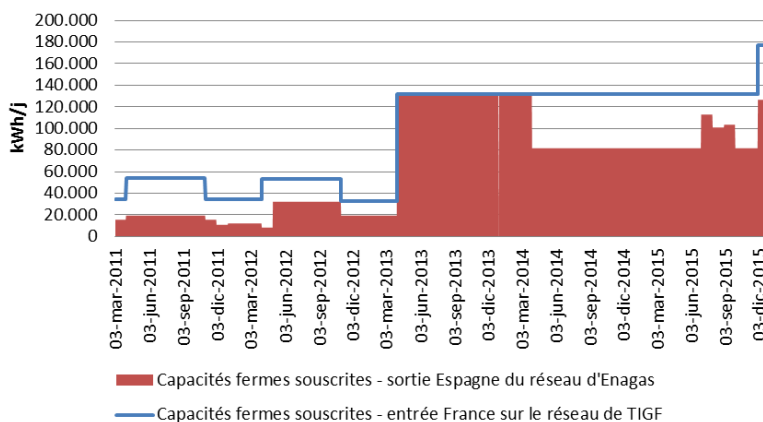
A partir de 2023 les souscriptions chutent, tant en entrée qu'en sortie, et marquent la fin des engagements conclus lors des open seasons de 2009 et 2010.

TAUX DE SOUSCRIPTION DE LONG TERME À PIRINEOS SUR LE RÉSEAU DE TIGF



ANALYSE DES SOUSCRIPTIONS ASYMETRIQUES

DÉCALAGE ENTRE LES CAPACITÉS FERMES SOUSCRITES EN SORTIE DU RÉSEAU D'ENAGAS ET EN ENTRÉE SUR LE RÉSEAU DE TIGF



Certains acteurs de marché ayant souscrit des capacités Espagne vers France ont eu l'opportunité de dénoncer leurs contrats côté espagnol, ce qui s'est traduit, dans le sens Espagne vers France, par une différence entre les capacités souscrites en sortie du réseau d'Enagas et en entrée sur le réseau de TIGF d'environ 50 GWh/j.