



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

RAPPORT

JUILLET 2018

Les interconnexions électriques et gazières en France



Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

SOMMAIRE

MESSAGE DE LA CRE	6
PARTIE 1. LES GRANDES EVOLUTIONS EUROPEENNES DEPUIS 2016	8
Chapitre 1 - Les réseaux européens dans une perspective historique	9
Chapitre 2 - Codes de réseau : les évolutions depuis 2016.....	11
1.2.1 Les règlements européens issus du troisième paquet législatif visent à mettre en œuvre l'intégration des marchés européens	11
1.2.2 Les régulateurs sont pleinement impliqués dans le processus long et complexe d'élaboration puis d'adoption des codes de réseau et lignes directrices européens.....	11
1.2.3 L'élaboration et la mise en œuvre des codes de réseau et lignes directrices européens dans le secteur électrique se sont considérablement accélérées depuis 2016	13
1.2.3.1 Mise en œuvre des lignes directrices liées au marché et à la gestion des interconnexions	13
1.2.3.1.1 Règlement concernant l'allocation des capacités à long terme	13
1.2.3.1.2 Règlement concernant l'allocation des capacités journalières et infra-journalières	14
1.2.3.1.3 Règlement concernant l'équilibrage.....	15
1.2.3.2 Règlements concernant la gestion opérationnelle du système électrique.....	16
1.2.3.2.1 Ligne directrice relative à l'exploitation du système électrique	16
1.2.3.2.2 Code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau.....	16
1.2.4 Poursuite de la mise en œuvre des codes de réseau gaziers en France	16
1.2.4.1 Code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport de gaz.....	17
1.2.4.2 Mécanismes d'allocation des capacités	18
Chapitre 3 - Les codes de réseau : quel retour d'expérience et quels enseignements ?	19
1.3.1 Un travail important accompli par les parties prenantes, et des avancées très positives	19
1.3.2 Les enjeux pour l'avenir	19
1.3.2.1 La mise en œuvre de ces codes n'en reste pas moins un défi technique majeur et lourd : l'avancée concrète doit être une priorité	19
1.3.2.2 Les leçons de la mise en œuvre des codes de réseau pour la construction du marché intérieur de l'énergie : éviter la sur-régulation	20
Chapitre 4 - Le paquet législatif « Une énergie propre pour tous les européens »	21
1.4.1 Proposition de la Commission	21
1.4.1.1 Une grande part des propositions législatives du paquet « Énergie propre » aura un impact direct sur le fonctionnement du marché de l'électricité.....	21
1.4.1.2 Les ambitions de la Commission européenne	21
1.4.1.2.1 Des marchés de l'électricité plus flexibles	21
1.4.1.2.2 Une Agence européenne aux pouvoirs renforcés	22
1.4.1.2.3 Des méthodes communes d'évaluation des risques.....	22
1.4.2 Vision de la CRE.....	22
1.4.2.1 Partager l'expertise de la CRE avec les acteurs clés de la négociation.....	22
1.4.2.2 Maintenir un cadre de marché souple et respectueux des particularités nationales.....	22
1.4.2.3 Promouvoir un développement équilibré des interconnexions	23
Chapitre 5 - Évolutions législatives européennes dans le domaine du gaz : le règlement sécurité d'approvisionnement.....	24

PARTIE 2. BILAN D'UTILISATION DES INTERCONNEXIONS ELECTRIQUES ET GAZIERES	25
Chapitre 1 - Règles d'utilisation des interconnexions électriques aux frontières françaises : les évolutions depuis 2016	26
2.1.1 Echéances de long terme : un cadre d'allocation des capacités stable depuis 2016, mais des évolutions à venir en matière de calcul de capacité	26
GROS PLAN 1 - LES DROITS DE LONG TERME EN ELECTRICITE	28
2.1.2 Echéance journalière : des évolutions limitées ces deux dernières années en attendant les nombreuses améliorations à venir avec la mise en œuvre du règlement CACM, en particulier les méthodologies de calcul de capacité	31
2.1.2.1 <i>La généralisation du couplage des marchés s'est poursuivie en Europe en 2016 et 2017</i>	<i>31</i>
2.1.2.2 <i>Des attentes fortes sur les méthodologies de calcul de capacités coordonné</i>	<i>31</i>
2.1.2.3 <i>Des progrès restent à faire pour utiliser l'interconnexion France - Suisse de façon optimale, mais les capacités proposées à l'échéance journalière sont en augmentation grâce à l'expiration de certains contrats de long terme</i>	<i>33</i>
2.1.3 Echéance infra-journalière : une échéance en pleine évolution avec l'extension du couplage continu via le projet XBID	34
2.1.3.1 <i>Le lancement de la plateforme XBID constitue une étape décisive pour la mise en œuvre du modèle cible à l'échéance infra-journalière tel que décrit dans le règlement CACM</i>	<i>34</i>
2.1.3.2 <i>Le recours à des enchères à l'échéance infra-journalière ne doit pas venir affecter l'allocation en continu qui s'effectuera via XBID</i>	<i>36</i>
2.1.3.3 <i>Vers la mise en place de calculs coordonnés de capacité à l'échéance infra-journalière</i>	<i>36</i>
2.1.4 Equilibrage	37
2.1.4.1 <i>Une utilisation de la capacité transfrontalière après l'échéance infra-journalière, pour compenser des besoins d'équilibrage</i>	<i>37</i>
2.1.4.2 <i>Un couplage régional pour la constitution de la réserve primaire</i>	<i>37</i>
2.1.4.3 <i>La poursuite des travaux sur les échanges européens des autres réserves</i>	<i>37</i>
Chapitre 2 - Bilan de l'utilisation des interconnexions électriques	39
2.2.1 Evolution des capacités d'interconnexion aux frontières françaises	39
2.2.1.1 <i>Une augmentation structurelle contrebalancée par une légère baisse conjoncturelle des capacités d'interconnexion</i>	<i>39</i>
2.2.1.2 <i>GRT limitant</i>	<i>40</i>
2.2.1.3 <i>Réductions de capacité</i>	<i>40</i>
2.2.2 Echanges commerciaux aux frontières françaises	42
2.2.2.1 <i>Un solde exportateur en nette baisse en 2016 et 2017</i>	<i>42</i>
2.2.2.2 <i>Des situations contrastées selon les frontières</i>	<i>44</i>
GROS PLAN 2 - DES AMELIORATIONS NECESSAIRES POUR LE CALCUL DE CAPACITE « FLOW BASED » DANS LA REGION CWE	48
2.2.3 Les interconnexions françaises sont gérées efficacement	53
2.2.4 Répartition des nominations par échéance aux différentes frontières	55
2.2.5 Evolution de la rente de congestion	57
Chapitre 3 - Règles d'utilisation des interconnexions gazières aux frontières françaises : les évolutions depuis 2016	58
2.3.1 Impact de la révision du code CAM sur les règles de commercialisation des capacités d'interconnexion	58
2.3.2 Les nouvelles règles de commercialisation des capacités à Dunkerque se rapprochent des dispositions du code CAM	58
2.3.3 La CRE a approuvé les règles de commercialisation des nouvelles capacités d'entrée à Oltingue	59
2.3.4 Les règles de gestion de la congestion (annexe CMP) sont maintenant appliquées à toutes les frontières françaises	59
2.3.5 Mise en service du point d'interconnexion virtuel avec la Belgique (Virtualys)	60
Chapitre 4 - Bilan de l'utilisation des interconnexions gazières	61
2.4.1 Les capacités d'interconnexions apportent souplesse, diversité et sécurité d'approvisionnement à la France	61
2.4.1.1 <i>Les capacités d'interconnexions de la France ont augmenté de plus de 50 % depuis 2005</i>	<i>61</i>
2.4.1.2 <i>Les interconnexions permettent à la France de disposer d'un approvisionnement gazier diversifié</i>	<i>62</i>

2.4.1.3	Une situation contrastée entre les deux zones françaises.....	64
2.4.2	Souscription des capacités aux interconnexions.....	65
2.4.2.1	Bilan des enchères de capacité.....	65
2.4.2.2	Les taux de souscription des interconnexions françaises restent très élevés.....	66
PARTIE 3. DEVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS.....		68
Chapitre 1 - Paquet infrastructures et travaux européens.....		69
3.1.1	L'élaboration d'outils de développement du réseau à l'échelle européenne.....	69
3.1.1.1	Des scénarios communs en gaz et en électricité au niveau européen, mais trop peu diversifiés.....	69
3.1.1.2	Les régulateurs accompagnent l'ENTSOE et l'ENTSOG dans l'amélioration de leurs méthodologies relatives au développement des réseaux.....	70
3.1.2	Les Projets d'Intérêt Commun, outils de la politique énergétique européenne.....	70
GROS PLAN 3 – LA PRISE DE DECISION D'INVESTISSEMENT ET LE ROLE DE LA CRE.....		72
Chapitre 2 - Développement des interconnexions électriques.....		74
3.2.1	La CRE a approuvé la construction d'une nouvelle interconnexion entre la France et l'Espagne.....	74
3.2.2	Un projet d'interconnexion avec l'Italie est en cours de construction.....	75
3.2.3	La frontière franco-britannique est marquée par une abondance de projets d'interconnexions malgré les incertitudes liées au Brexit.....	75
3.2.4	Projet d'interconnexion avec l'Irlande.....	76
3.2.5	RTE prévoit également le renforcement d'interconnexions existantes.....	76
GROS PLAN 4 – LE PROJET D'INTERCONNEXION GOLFE DE GASCOGNE.....		77
Chapitre 3 - Développement des interconnexions gazières.....		78
3.3.1	Interconnexion avec la Belgique et plan de conversion de la région Hauts de France en gaz H.....	78
3.3.2	Capacités rebours avec la Suisse.....	79
3.3.3	Projet de développement de nouvelles interconnexions avec l'Espagne.....	79
3.3.4	La fusion des zones aura lieu le 1 ^{er} novembre 2018.....	80
SYNTHESE GENERALE.....		82
FICHES FRONTIERES.....		85
MISE EN ŒUVRE DU REGLEMENT CACM.....		96
GLOSSAIRE.....		98

MESSAGE DE LA CRE

Par sa position géographique, la France joue un rôle central dans la construction des marchés européens de l'électricité et du gaz. La CRE a soutenu le développement des interconnexions depuis de nombreuses années. Sa participation à des initiatives régionales volontaires sur l'ensemble de ses frontières a permis de préparer la mise en œuvre des modèles cibles en matière d'utilisation de ces interconnexions. Elle est en outre résolument engagée dans l'élaboration des règles européennes en partenariat avec les autres régulateurs européens.

Les interconnexions, qui sont un élément structurant du marché intérieur de l'énergie, jouent aujourd'hui pleinement leur rôle, offrant à la France une énergie compétitive et sûre. Le bilan général est très positif en termes de prix de l'énergie, mais également de sécurité d'approvisionnement, les interconnexions ayant notamment contribué à faire face aux problèmes d'indisponibilité temporaire d'une partie du parc nucléaire ou aux baisses de disponibilité du gaz naturel liquéfié.

Pour autant, des progrès restent à accomplir notamment dans l'exploitation des ouvrages existants. La priorité doit être aujourd'hui d'assurer la mise en œuvre complète des dispositions prévues par le troisième paquet législatif européen : ce dernier a fixé une feuille de route très ambitieuse pour l'harmonisation des règles d'utilisation des réseaux, ambition à la hauteur de l'objectif d'achèvement du marché intérieur.

Les enjeux portent aujourd'hui en particulier sur les méthodologies de calcul des capacités commercialisées aux interconnexions. Si la région centre-ouest de l'Europe (CWE) a été pionnière pour la mise en œuvre du couplage puis du *Flow Based*, l'application de cette méthode de calcul de capacité depuis 2015 n'a pas livré tous les bénéfices attendus : des contraintes internes au sein des réseaux de transport ont parfois significativement limité les capacités d'importation disponibles, notamment lors d'épisodes de tension sur le système (hiver 2016/2017). La CRE continue de travailler activement avec ses homologues régulateurs afin d'assurer que les méthodologies mises en œuvre par les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) assurent une utilisation optimisée des interconnexions.

Concernant les mécanismes de l'équilibrage, l'intégration prévue par le troisième paquet reste encore largement à mettre en œuvre. La France participe à plusieurs projets de plateformes qui permettront les échanges des différents produits d'équilibrage, manuels ou automatiques, avec des délais d'activation différents. La CRE veille à leur bonne mise en œuvre, et s'est notamment particulièrement investie, en coopération avec toutes les parties du projet, dans les travaux relatifs au projet « TERRE », une plateforme régionale commune pour les GRT qui ont une approche « proactive » de l'équilibrage comme celle de RTE. La CRE a également engagé dès 2015 des travaux avec RTE afin d'établir une feuille de route, publiée en 2017, définissant une cible à long terme pour le modèle d'équilibrage français et les étapes pour y parvenir d'ici 2021.

La CRE considère que le cadre institutionnel européen, en cours de révision dans le cadre du paquet « Une énergie propre pour tous les Européens » doit rester suffisamment souple et proposer des mesures proportionnées aux bénéfices attendus. C'est en particulier le cas pour l'organisation des marchés de court terme de l'électricité : certaines propositions viendraient directement réduire le temps dont dispose le gestionnaire de réseau pour équilibrer le système à l'approche du temps réel. En France, le gestionnaire de réseau a ainsi la possibilité de mener des actions d'équilibrage « proactives », moins coûteuses pour la collectivité dans le système français. Remettre en cause cette possibilité aurait des coûts de transition extrêmement importants, sans que la pertinence ni les bénéfices d'un modèle d'équilibrage alternatif n'aient été démontrés.

S'agissant des investissements dans de nouveaux projets d'interconnexions, de nombreux projets ont été décidés ces dernières années et viendront renforcer les capacités déjà existantes.

L'interconnexion Savoie-Piémont avec l'Italie est en phase finale de construction et devrait entrer en service en 2019.

Le projet IFA2 de liaison avec la Grande-Bretagne a été approuvé par la CRE en février 2017. Compte tenu des incertitudes opérationnelles et économiques que fait peser la décision prise par le Royaume-Uni de quitter l'Union européenne, la CRE a mis en place un cadre de régulation incitative rééquilibrant le partage des risques et des bénéfices entre RTE et le consommateur final, afin de ne pas exposer ces derniers à des risques trop importants. Par la suite, après l'activation de la procédure de sortie par le gouvernement britannique en mars 2017, la CRE a considéré que ces incertitudes ne lui permettaient pas de se prononcer sur d'autres projets d'interconnexion, particulièrement nombreux à cette frontière (trois sont aujourd'hui à l'étude).

Le projet Golfe de Gascogne a fait l'objet d'une décision de partage des coûts avec le régulateur espagnol en septembre 2017. Il vise à garantir que les coûts engagés par RTE reflètent le niveau des bénéfices estimé pour la France. Le projet fait par ailleurs l'objet d'un important soutien financier européen.

La CRE a approuvé ces projets parce qu'ils apportent des bénéfices à la collectivité européenne avérés et documentés qui dépassent leurs coûts. Agissant dans l'intérêt du consommateur final, la CRE considère en effet que les décisions d'investissements dans de nouveaux projets doivent faire l'objet d'analyse coûts-bénéfices robustes. Il s'agit ainsi d'éviter de faire porter au consommateur final des coûts inutiles.

L'Europe est lancée dans une démarche de réduction massive de l'empreinte carbone de son économie à l'horizon 2050. La consommation européenne de gaz devrait ainsi stagner dans les prochaines années. Dans cette perspective, toute nouvelle interconnexion gazière doit être envisagée avec la plus extrême prudence, afin d'éviter de créer des coûts échoués avec des infrastructures non utilisées.

Dans ce contexte, la CRE appelle à de nouvelles réflexions sur le cadre réglementaire européen relatif au développement des infrastructures, en gaz comme en électricité. S'il est essentiel de faciliter et d'appuyer le développement des projets utiles à la collectivité, le processus de sélection de projets d'intérêt commun, qui se déroule généralement plusieurs années avant leur réalisation et alors que leurs coûts et bénéfices ne sont pas clairement identifiés, n'est pas sans poser des difficultés s'il aboutit à une validation automatique du projet *in fine*.



**PARTIE 1. LES GRANDES EVOLUTIONS EUROPEENNES DEPUIS
2016**

Chapitre 1 - Les réseaux européens dans une perspective historique

Le système énergétique européen tel qu'il existe aujourd'hui est le résultat d'une longue histoire. Les réseaux d'électricité et de gaz ont été mis en place progressivement au cours du XX^{ème} siècle, accompagnant le développement de la production et de la consommation. Ainsi, partant d'une industrie à caractère localisé, les secteurs de l'électricité et du gaz ont connu une croissance très forte au point de constituer des réseaux à dimension européenne. Cette évolution a consisté à créer des systèmes d'approvisionnement de grande taille (centrales électriques, gisements gaziers) assortis de chaînes logistiques permettant de concentrer les flux d'énergie, bénéficiant ainsi d'effets d'échelle qui ont conduit à une forte baisse des coûts unitaires tout en permettant à la demande de croître très rapidement. Le mouvement vers une plus forte centralisation dans le secteur des énergies de réseau a posé un certain nombre de difficultés puisque le raccordement entre eux de systèmes initialement isolés nécessitait d'harmoniser les normes techniques.

En somme, les réseaux ont d'abord connu un développement local : leur montée en capacité a permis aux sociétés d'accéder à une énergie abondante à un prix compétitif, facteur qui a stimulé la croissance économique et l'amélioration des niveaux de confort accessibles aux populations. Leurs caractéristiques ont été fortement influencées par la disponibilité en ressources énergétiques naturelles et leur localisation géographique.

En France, par exemple, les réseaux haute tension ont permis au réseau de transport de chemin de fer et aux grandes zones de consommation comme la région parisienne d'être alimentées en électricité depuis les barrages hydroélectriques des Alpes, tandis que les gazoducs longue distance ont permis de remplacer le gaz manufacturé produit à partir de charbon par du gaz naturel provenant d'abord de Lacq puis des Pays-Bas.

Les trajectoires énergétiques de l'Allemagne ou de l'Italie ont été sensiblement différentes, avec dans un cas un recours massif au charbon et, dans le second, un mix beaucoup plus tourné vers les hydrocarbures (pétrole et gaz). Allemagne et Italie ont notamment accordé une place beaucoup plus importante au gaz naturel. En termes d'organisation, si certains pays comme la France avaient fait le choix de monopoles publics intégrés verticalement, d'autres comme l'Allemagne étaient dotés d'une industrie à emprise régionale, avec des acteurs publics et privés et une séparation entre production et transport d'une part, et distribution d'autre part.

L'Europe de l'énergie s'est donc construite à partir d'une grande diversité de modèles nationaux influencés par les disponibilités naturelles, les cadres institutionnels, la taille des pays, le niveau plus ou moins prononcé de centralisation et l'évolution des usages, par exemple dans l'industrie ou pour la satisfaction des besoins de chauffage. Le premier défi a consisté à mettre en place des systèmes énergétiques cohérents à l'échelle nationale, et ce n'est que dans un second temps que s'est posée la question des interconnexions avec les réseaux voisins, selon des logiques sensiblement différentes pour l'électricité et le gaz.

Dans le cas de l'électricité, la problématique d'interconnexion à l'échelle internationale a véritablement émergé dans les années 1950. Si les premiers projets de réseaux transnationaux avaient vu le jour dès l'entre-deux guerres, notamment autour de la Suisse, ces initiatives étaient restées avant tout à l'état de réflexion théorique et dans un cadre binational. C'est avec la création de l'Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité (UCPTE) en 1951 (devenue l'UCTE en 1999) qu'a commencé la construction d'une Europe de l'électricité destinée à développer les solidarités entre opérateurs, initiative qui allait conduire à la synchronisation des centrales 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 accompagnera la construction du parc nucléaire et l'émergence de la France comme grand exportateur d'électricité. Les interconnexions électriques ont donc été promues au titre de la sécurité d'approvisionnement via 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 transactions entre Etats membres de l'Union européenne, permettant ainsi de concrétiser l'idée de marché intégré.

Dans le cas du gaz, après un développement local des réseaux, autour de gisements généralement de petite taille, la découverte du champ de Groningue (Pays-Bas) a amorcé l'émergence d'une industrie gazière de grande taille et la création progressive d'infrastructures internationales. Dès les années 1950, le recours aux importations est devenu nécessaire pour accompagner la progression de la demande. Le développement du gaz a alors constitué un axe majeur des politiques énergétiques en Europe. La découverte d'importantes réserves en Sibérie, en Algérie, puis en Norvège a amorcé la création des grands corridors de transport internationaux.

Financés dans le cadre de contrats d'approvisionnement de long terme, les gazoducs internationaux ont été réalisés par des consortiums d'opérateurs sur la base de systèmes de partage de risque entre exportateurs et importateurs. Cette dynamique s'est traduite par une interdépendance de plus en plus forte vis-à-vis des pays producteurs, mais également entre pays européens dans le cadre du transit international, sachant par exemple que les gazoducs en provenance de Russie traversent l'Europe centrale avant d'atteindre les pays de destination finale. La longueur de

la chaîne d’approvisionnement a contraint les pays consommateurs à se doter de moyens physiques leur permettant de gérer une demande fortement saisonnière comme des stockages souterrains.

Figure 1 – Les réseaux de gaz en Europe de 1970 à aujourd’hui



La création du marché intérieur européen pour l’électricité et le gaz s’est donc appuyée sur les infrastructures créées au préalable, dont les interconnexions. Aller au-delà des objectifs historiques de sécurité d’approvisionnement ou d’importations dans le cadre de contrats de long terme a nécessité de renforcer les interconnexions afin de fluidifier les échanges et de rendre possible l’émergence de nouveaux acteurs. Le développement des interconnexions a été un facteur clé de la mise en place de modèles de marché concurrentiels qui doivent offrir la possibilité d’arbitrer entre divers moyens de production. Il a également fallu élaborer des règles permettant de mettre les interconnexions au service du développement du marché. L’amélioration de la gestion des parcs de production par une meilleure exploitation des complémentarités entre pays a également été un des objectifs, ce qui s’est traduit, notamment, par la mise en place des mécanismes de couplage. Ce fut un processus assez long qui, bien qu’encadré par des directives et règlements européens, s’est appuyé sur des innovations mises en place sur un nombre limité de frontières, notamment dans le cadre des initiatives régionales. C’est le cas par exemple du couplage des marchés électriques, qui a d’abord été conçu entre la France, la Belgique et les Pays-Bas, avant d’être élargi à l’Allemagne puis de constituer le modèle de référence pour le marché européen dans son ensemble.

En ce qui concerne la sécurité d’approvisionnement, le rôle des interconnexions est au cœur de la stratégie européenne avec l’objectif d’exploiter au mieux les complémentarités entre Etats membres. Il s’agit d’améliorer la résilience du système énergétique européen en évitant de dupliquer les moyens d’approvisionnement. Ce principe de solidarité qui a, depuis longtemps, été inscrit dans le fonctionnement du secteur électrique, est de plus en plus présent dans le cas du gaz avec un renforcement progressif des règles d’entraide en cas de crise au niveau de l’offre. Les dispositions relatives au marché ont donc été complétées par des mécanismes visant à partager la flexibilité pour préserver l’alimentation des consommateurs « protégés », c’est-à-dire considérés comme particulièrement vulnérables (consommateurs particuliers, services publics, etc.).

Chapitre 2 - Codes de réseau : les évolutions depuis 2016

Les codes de réseau et les lignes directrices sont des règlements européens qui définissent de façon détaillée de nombreux aspects du fonctionnement du secteur énergétique au sein de l'Union européenne (en particulier en ce qui concerne les questions transfrontalières). Ce chapitre présente les grandes évolutions ayant eu lieu en ce qui concerne l'adoption et la mise en œuvre des codes de réseau depuis 2016, pour le gaz et l'électricité.

1.2.1 Les règlements européens issus du troisième paquet législatif visent à mettre en œuvre l'intégration des marchés européens

Le troisième paquet législatif¹, adopté en 2009, a marqué une étape décisive dans l'harmonisation des règles d'utilisation des interconnexions dans l'Union européenne. Le principe était de lever les freins aux échanges transfrontaliers d'énergie par l'élaboration et la mise en œuvre de codes de réseau et lignes directrices européens, sous la forme de règlements. Les deux premiers jeux de directives européennes avaient en effet laissé aux Etats membres une certaine souplesse d'interprétation lors de la transposition en droit national, ce qui s'était traduit par des choix différents faisant parfois obstacle à l'intégration des marchés. Cette intégration s'est appuyée dans le cadre du troisième paquet sur la définition de modèles de marché de référence, les modèles cibles, qui ont été construits grâce aux initiatives développées au niveau local ou régional, comme les modèles entrée-sortie avec hub virtuel pour le gaz et le couplage des marchés pour l'électricité. Ces initiatives volontaires ont été structurantes pour déterminer ensuite le contenu des textes européens.

1.2.2 Les régulateurs sont pleinement impliqués dans le processus long et complexe d'élaboration puis d'adoption des codes de réseau et lignes directrices européens

A fin mai 2018, la Commission avait adopté treize codes de réseau et lignes directrices au total, huit pour l'électricité et cinq pour le gaz. Ces textes complètent les règlements (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009 et couvrent l'ensemble des aspects techniques nécessaires à la mise en œuvre d'un marché européen de l'énergie dont le principe, commun à l'électricité et au gaz, consiste à accorder un rôle central aux marchés de gros et aux interconnexions. Les marchés de gros définissent des prix qui permettent d'organiser les flux transfrontaliers des zones où les prix sont bas vers celles où ils sont plus élevés. L'objectif est d'assurer une meilleure allocation des ressources au niveau européen et permettre ainsi une baisse des coûts d'approvisionnement.

Les codes de réseau définissent, chacun dans leur champ d'application, des exigences techniques ou opérationnelles applicables à différentes catégories d'acteurs. Ils sont mis en œuvre directement à l'échelon national, certains paramètres d'application détaillés étant proposés par les gestionnaires de réseau (GRT), puis approuvés par l'autorité nationale compétente (autorité administrative ou régulateur).

Les lignes directrices définissent des principes (par exemple en matière de gestion opérationnelle du système électrique et des interconnexions entre Etats membres). Elles sont mises en œuvre via un ensemble de méthodologies d'application, qui sont élaborées conjointement par les GRT et/ou les opérateurs de couplage de marché (NEMO – *Nominated Electricity Market Operator*), au niveau national, régional (la France fait partie de quatre régions de calcul de capacité² : la région Manche, la région Core, la région Italie Nord et la région Europe du Sud-Ouest – voir figure 10), ou européen, puis soumises aux autorités de régulation nationales concernées, qui se consultent, coopèrent et se coordonnent afin de parvenir à un accord. Sur cette base, chaque régulateur adopte par la suite une décision au niveau national. L'accord permet ainsi de s'assurer que les décisions des régulateurs sont bien identiques sur le fond. En cas de désaccord, la décision est transférée à l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

¹ Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, règlement (CE) no 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, règlement (CE) no 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et règlement (CE) n° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie.

² La décision de l'ACER du 17 mai 2017 a fixé onze régions de calcul de capacité à travers l'Europe, la France faisant partie de quatre de ces régions, dont la région Core qui regroupe treize Etats membres.

Figure 2 – Les familles de codes de réseau* et lignes directrices** concernant l'électricité

<p>MARCHÉ ET GESTION DES INTERCONNEXIONS</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Allocation des capacités à long terme**(FCA), dont l'objectif est d'harmoniser au niveau européen le système de droits d'usage de long terme des interconnexions émis par les GRT. <i>Entrée en vigueur le 17 octobre 2016.</i> ■ Allocation des capacités d'interconnexion et gestion des congestions** (CACM), dont l'objectif est d'harmoniser les pratiques de gestion des interconnexions au niveau européen. <i>Entrée en vigueur le 14 août 2015.</i> ■ Equilibrage** (EB), dont l'objectif est d'étendre le couplage des marchés européens aux marchés de l'équilibrage. <i>Entrée en vigueur le 18 décembre 2017.</i>
<p>GESTION OPÉRATIONNELLE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Règles de sécurité et de planification opérationnelle, règles de dimensionnement des réserves et de contrôle de la fréquence** (SO). <i>Entrée en vigueur le 14 septembre 2017.</i> ■ Procédures opérationnelles d'urgence* (E&R). <i>Entrée en vigueur prévue le 18 décembre 2018.</i>
<p>RACCORDEMENT AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE</p>	<p>Prescriptions techniques applicables aux :</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Installations de production* (RfG). <i>Entrée en vigueur le 17 mai 2016.</i> ■ Raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation* (DCC). <i>Entrée en vigueur le 7 septembre 2016.</i> ■ Lignes et systèmes à courant continu* (HVDC). <i>Entrée en vigueur le 28 septembre 2016.</i>

Les codes de réseau relatifs au raccordement au réseau électrique ne sont pas traités dans ce rapport.

Figure 3 – Les familles de codes de réseau* et lignes directrices** concernant le gaz

<p>MARCHÉ ET GESTION DES INTERCONNEXIONS</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Orientation cadre sur les procédures de gestion des congestions** (CMP), dont l'objectif est d'harmoniser au niveau européen les outils utilisés pour résoudre les situations de congestion contractuelle. <i>Entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2013.</i> ■ Mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport* (CAM), qui harmonise l'allocation de capacités par les GRT. <i>Entrée en vigueur le 1^{er} novembre 2015, avec un amendement en vigueur depuis le 5 avril 2017.</i> ■ Equilibrage* (BAL), dont l'objectif est de généraliser des systèmes d'équilibrage basés sur le recours au marché, incitant les expéditeurs à s'équilibrer eux-mêmes et favorisant l'émergence des marchés de gros liquides. <i>Entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2015.</i>
<p>GESTION OPÉRATIONNELLE DU RÉSEAU GAZIER</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Interopérabilité et échanges de données*, qui vise à aligner les procédures opérationnelles, techniques et de communication utilisées par les GRT européens. <i>Entrée en vigueur le 1^{er} mai 2016.</i>
<p>TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz* (TAR), dont l'objectif est de renforcer les obligations de transparence et d'harmoniser les principes de base de la tarification des réseaux de transport. <i>Entrée en vigueur le 5 avril 2017 (certaines parties du code ne seront cependant d'application obligatoire qu'à partir du 31 mai 2019).</i>

1.2.3 L'élaboration et la mise en œuvre des codes de réseau et lignes directrices européens dans le secteur électrique se sont considérablement accélérées depuis 2016

Il existe aujourd'hui huit règlements pour le secteur électrique, adoptés sur la base du troisième paquet relatif à l'énergie : ils visent notamment à mettre en place des règles d'accès harmonisées aux interconnexions.

1.2.3.1 Mise en œuvre des lignes directrices liées au marché et à la gestion des interconnexions

Les codes de réseau liés au marché et à la gestion des interconnexions ont pour objectif de faciliter les échanges entre zones de marché, des échéances de long terme (via la ligne directrice FCA) aux échéances journalière et infra-journalière (via la ligne directrice CACM) avec l'instauration du couplage des marchés, jusqu'à l'équilibrage (via la ligne directrice EB GL).

Figure 4- Vue d'ensemble des règlements



* Allocation implicite de la capacité d'interconnexion aux transactions d'énergie
 ** Allocation implicite pouvant être complétée transitoirement par une allocation explicite

1.2.3.1.1 Règlement concernant l'allocation des capacités à long terme

Entré en vigueur le 17 octobre 2016, le règlement (UE) 2016/1719 de la Commission établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme, dit règlement FCA (*Forward Capacity Allocation*), régit le fonctionnement des droits de transport à long terme, qui permettent aux acteurs de marché de sécuriser leurs transactions transfrontalières d'électricité (couverture du différentiel de prix entre zones de marché) jusqu'à un an à l'avance. Il définit un modèle d'allocation des droits par enchères explicites³, selon des règles harmonisées et via une plateforme unique, et établit les principes de calcul de la capacité d'échange entre zones à long terme. Plusieurs pays européens, dont la France, avaient anticipé l'application de cette ligne directrice sur une base volontaire depuis plusieurs années.

Depuis l'entrée en vigueur du règlement FCA, plusieurs méthodologies d'application ont été adoptées, soit à l'échelon européen, soit au niveau de chaque région dite « de calcul de la capacité » (voir figure 5 ci-après).

³ enchères organisées par les GRT et qui ne portent que sur la capacité d'interconnexion transfrontalière, par opposition aux enchères implicites grâce auxquelles la capacité et l'énergie sont allouées simultanément



Figure 5– Décisions prises dans le cadre de la mise en œuvre du règlement FCA



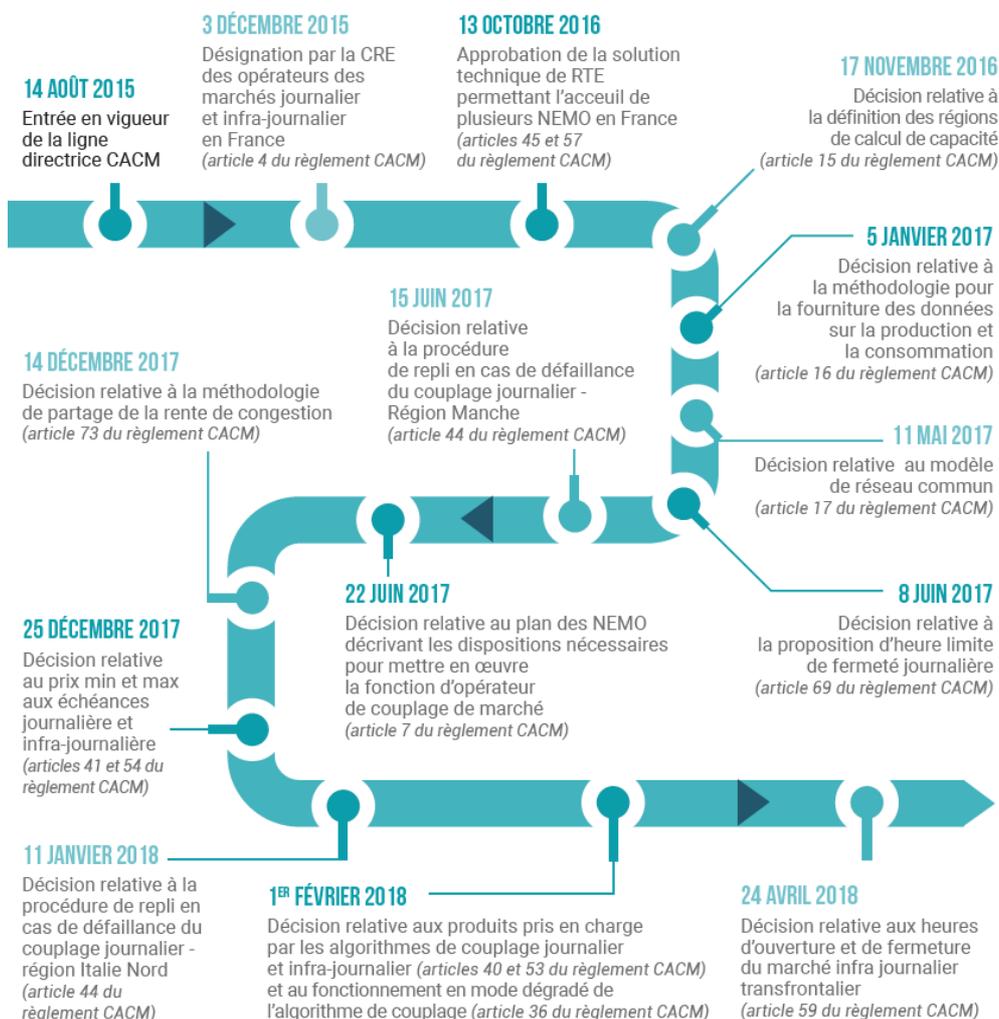
1.2.3.1.2 Règlement concernant l'allocation des capacités journalières et infra-journalières

Entré en vigueur le 14 août 2015, le règlement (UE) 2015/1222 de la Commission établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (CACM pour *Capacity Allocation and Congestion Management*) régit le calcul et l'allocation de capacité aux échéances journalière et infra-journalière. Elle inscrit dans la législation européenne le principe de couplage des marchés par enchère implicite et prévoit la mise en place d'une plateforme unique pour l'allocation transfrontalière implicite et continue à l'échéance infra-journalière.

Les bourses d'électricité qui assurent le couplage acquièrent un nouveau statut, celui d'opérateur du marché électrique (NEMO). Le règlement CACM prévoit également la mise en place par les GRT de calculs de capacité coordonnés au sein des différentes régions de calcul de capacité, sur la base d'un modèle de réseau unique pour toute l'Union européenne. La cible est l'extension du couplage des marchés fondé sur les flux (*Flow Based*) aux échéances journalière et infra-journalière.

Le règlement CACM est composé d'un corpus d'une quarantaine de méthodologies devant être élaborées par les GRT et/ou les NEMO européens et devant faire l'objet d'une approbation des autorités de régulation nationales. Ces méthodologies peuvent être pan-européennes, régionales ou nationales. A fin mai 2018, 14 méthodologies avaient été adoptées, 18 étaient en cours d'instruction par les régulateurs ou l'ACER, et 9 en cours de préparation par les GRT et les NEMO.

Figure 6- Décisions prises dans le cadre de la mise en œuvre du règlement CACM



1.2.3.1.3 Règlement concernant l'équilibrage

Entré en vigueur le 18 décembre 2017, le règlement (UE) 2017/2195 de la Commission concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (EBGL pour *Electricity Balancing Guideline*) prolonge à l'échéance de l'équilibrage le couplage des marchés européens entamé par CACM. Il rend obligatoire la mise en œuvre d'échanges d'énergie d'équilibrage via des plateformes européennes et la définition de produits standardisés, et enclenche un processus d'harmonisation des règles des marchés de l'équilibrage.

A la différence des échéances de long terme, journalière et infra-journalière, il existe aujourd'hui peu d'initiatives volontaires d'échanges d'énergie d'équilibrage, celui-ci étant principalement réalisé à la maille nationale. La mise en œuvre du règlement modifiera donc la manière d'équilibrer les systèmes électriques en Europe.

Cette intégration transfrontalière des marchés de l'équilibrage ainsi que la transition énergétique imposent de faire évoluer le modèle d'équilibrage français. Pour donner de la visibilité aux acteurs de marché, la CRE a demandé dès 2015 à RTE d'anticiper ces évolutions : RTE lui a soumis en juillet 2016 son Livre Vert sur l'équilibrage du système électrique français.

Dans sa délibération du 22 juin 2017⁴, la CRE a fixé une feuille de route pour l'équilibrage du système électrique français dans laquelle elle a conforté le modèle français actuel d'équilibrage. Cette feuille de route vise entre autres à anticiper les évolutions nécessaires à la création d'un marché européen de l'équilibrage et à faciliter la participation de nouveaux acteurs, notamment les producteurs et agrégateurs d'énergies renouvelables. Par ailleurs, d'autres mesures ont été retenues, notamment un renforcement des incitations à la maîtrise de la demande lors des pointes de consommation ainsi qu'une transparence accrue des données sur les marchés de l'équilibrage et l'état d'équilibre du système français. Ces évolutions seront concrètement déclinées au cours des

⁴ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/equilibrage-du-systeme-electrique-francais>



prochaines années dans les règles encadrant l'accès aux mécanismes d'équilibrage (services système fréquence et mécanisme d'ajustement).

1.2.3.2 Règlements concernant la gestion opérationnelle du système électrique

1.2.3.2.1 Ligne directrice relative à l'exploitation du système électrique

Entré en vigueur le 14 septembre 2017, le règlement (EU) 2017/1485 de la Commission établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (règlement SO pour *System Operation*) prévoit des règles détaillées relatives à la sécurité d'exploitation, à la qualité de la fréquence et à l'utilisation efficace du réseau interconnecté.

Le règlement SO doit également être décliné à travers différentes méthodologies devant être élaborées par les GRT européens et devant faire l'objet d'approbations par les autorités de régulation nationales au niveau pan-européen, régional ou national.

Au cours de l'année 2018, les GRT vont devoir proposer aux autorités de régulation nationales sept méthodologies pour approbation. La plupart de ces méthodologies vont porter sur les services qui doivent être rendus par les centres régionaux de coordination (type Coreso) notamment :

- l'élaboration du modèle de réseau commun européen ;
- les analyses de sécurité coordonnées (et l'activation des actions correctives) ;
- la gestion des indisponibilités coordonnées.

1.2.3.2.2 Code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau

Le règlement (EU) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique (E&R pour *Emergency and Restoration*) est entré en vigueur le 18 décembre 2017. Les dispositions du règlement E&R définissent des règles visant à préserver la sécurité d'exploitation et prévenir la propagation ou la dégradation d'un incident, dans le but d'éviter une perturbation à grande échelle ou un état de panne généralisée. En application de ce règlement, le GRT doit notamment développer des plans de défense et de reconstitution du réseau qui seront soumis à approbation de l'autorité nationale compétente (autorité administrative ou régulateur) en décembre 2018.

1.2.4 Poursuite de la mise en œuvre des codes de réseau gaziers en France

La CRE a progressivement mis en œuvre les différents codes de réseau gaziers prévus par le troisième paquet relatif à l'énergie. Ainsi, la première version du règlement (UE) n°984/2013 de la Commission relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz (code CAM pour *capacity allocation mechanisms*), adoptée le 14 octobre 2013, a été rapidement prise en compte dans la régulation nationale (délibérations des 29 mars 2013⁵ et 13 février 2014⁶). Le code CAM a notamment harmonisé les produits de capacités offerts par les GRT européens (annuel, trimestriel, mensuel et journalier) et leur mode de commercialisation (des enchères organisées en suivant un calendrier commun par la plateforme Prisma pour les GRT français comme pour la majorité des GRT européens). Il a également institué la commercialisation conjointe des capacités fermes de part et d'autre de chaque interconnexion à l'intérieur de l'Union européenne. Enfin, le code CAM garantit que toutes les capacités ne soient pas réservées à long terme en réservant deux quotas minimaux de 10 % de la capacité disponible pour les échéances inférieures à cinq ans et inférieures à un an.

Les principales dispositions du règlement (UE) n°312/2014 de la Commission relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz étaient déjà appliquées avant même son adoption, le 26 mars 2014. La délibération du 10 septembre 2015⁷ a achevé de les mettre en œuvre (certains ajustements ont depuis été apportés par la délibération du 15 septembre 2016⁸). Ces délibérations ont validé notamment le prix de règlement des déséquilibres par les GRT, la mise en place de services de flexibilité proposés par les GRT et l'expérimentation par GRTgaz de produits d'équilibrage localisés. La délibération du 15 septembre 2016 a

⁵ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/code-de-reseau-cam>

⁶ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/code-de-reseau-cam2>

⁷ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/regles-d-equilibrage2>

⁸ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/equilibrage-des-reseaux-de-transport-de-gaz-naturel-au-1er-octobre-2016>

également précisé la répartition des déséquilibres entre GRTgaz et Teréga au sein de la TRS (*Trading Region South* – la zone de marché du sud de la France).

Enfin, le règlement (UE) 2015/703 de la Commission établissant un code de réseau sur les règles en matière d'interopérabilité et d'échange de données a été adopté le 30 avril 2015 et est appliqué depuis le 1^{er} mai 2016. Dans le cas de la France, l'un des enjeux principaux concernait la qualité du gaz (l'odorisation) qui ne permettait pas de flux physique vers l'Allemagne. Les investissements nécessaires à la désodorisation du réseau principal de transport français et à l'odorisation décentralisée des réseaux régionaux ne font plus partie des Projets d'Intérêt Commun (PIC) retenus par la Commission Européenne en 2017, leurs coûts excédant les bénéfices attendus. La CRE a donc demandé à GRTgaz de cesser les études sur ce projet dans sa délibération du 22 mars 2018⁹ sur l'examen du plan décennal de développement du réseau.

Depuis 2016, le code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires a été adopté, ainsi qu'un amendement du code CAM (règlement (UE) 2017/459) relatif au développement de capacités dites « supplémentaires », c'est-à-dire venant s'ajouter aux capacités déjà existantes.

1.2.4.1 Code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport de gaz

Adopté le 16 mars 2017 après plus de six années de discussions, le règlement (UE) 2017/460 de la Commission établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz (dit « code tarifs ») vise à améliorer la transparence des tarifs de transport au sein de l'Union européenne, à éviter les discriminations entre les expéditeurs et à favoriser l'intégration des marchés. Ce code de réseau vient compléter ceux adoptés précédemment, et notamment le code CAM qui a instauré des règles d'allocation par enchères explicites sur l'ensemble des interconnexions européennes. Ces enchères comportent un prix de réserve : l'objectif du code tarifs est de déterminer un mode de calcul de ce prix qui assure notamment la non-discrimination entre transport domestique et transit. La détermination des coûts et leur allocation aux différents points d'entrée et de sortie des réseaux a constitué le principal chantier lors de l'élaboration du code. Cela porte notamment sur les règles de publication des éléments constitutifs des revenus autorisés des GRT et les facteurs de coût utilisés pour les calculs. Capacité et distance sont les deux principaux facteurs retenus dans le texte. Le code tarifs sera mis en œuvre progressivement jusqu'en 2019.

Les principales dispositions du code tarifs sont les suivantes :

- Le code de réseau n'impose pas une structure tarifaire spécifique mais introduit des obligations de justification de la structure mise en place. Il impose en outre qu'une seule méthode tarifaire soit appliquée dans une zone d'équilibrage donnée, en respectant le principe selon lequel les flux transfrontaliers et les flux destinés à la consommation interne sont traités de manière équivalente. Ainsi les coûts unitaires (c'est-à-dire rapportés à la distance et à la capacité souscrite) appliqués à chaque type d'utilisateurs doivent être similaires. De plus, le code décrit une structure de référence (dite « Méthode de calcul des prix de référence fondée sur la capacité et la distance comme facteurs de pondération » ou CWD, *Capacity Weighted Distance*) à laquelle les structures tarifaires de chaque GRT doivent être comparées.
- L'une des dispositions les plus importantes du code de réseau tarifs concerne le renforcement et l'harmonisation des obligations de transparence et de consultation à la charge des GRT et des régulateurs. Une consultation de deux mois sera désormais obligatoire avant le début d'une nouvelle période tarifaire (environ tous les quatre ans en France). Les utilisateurs des réseaux devront disposer des informations nécessaires pour comprendre la construction et, autant que possible, prévoir les évolutions du tarif. Les paramètres déterminants du calcul du revenu autorisé des GRT et les hypothèses d'utilisation de leurs réseaux devront être publiés.
- Le code de réseau prévoit une méthode de fixation du terme tarifaire pour des capacités nouvelles, qui seraient créées à la demande du marché. Cette disposition s'articule avec la nouvelle version du code CAM.

Les tarifs mis en œuvre par la CRE respectent déjà la plupart des dispositions du code tarifs, notamment concernant les obligations de transparence et le traitement identique des flux de transit par rapport aux flux domestiques. La CRE s'inquiète néanmoins de la difficulté de mise en œuvre de certaines parties du code de réseau au regard des bénéfices attendus. Elle s'interroge en particulier sur les difficultés concrètes posées par la méthode CWD, même si ça dernière n'a qu'une valeur de comparaison.

⁹ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/plans-decennaux-grtgaz-tigf>

1.2.4.2 Mécanismes d'allocation des capacités

Une nouvelle version du code de réseau sur l'allocation des capacités gazières (CAM) a également été adoptée le 16 mars 2017. Cette nouvelle version prend en compte le nouveau code sur l'harmonisation des structures tarifaires : le calendrier des enchères de capacités a été modifié afin d'en améliorer l'articulation avec les périodes de calculs des tarifs. Les enchères annuelles sont ainsi reportées de mars à juillet pour des capacités utilisables à compter du 1^{er} octobre.

La révision du code CAM introduit aussi de nouvelles dispositions visant à harmoniser les méthodes de création de capacités supplémentaires et leur allocation. Cette évolution répond à une attente des acteurs de marché par rapport au développement de capacités supplémentaires en cas de congestion récurrente. Evoquées dès l'élaboration initiale du code CAM, mais reportées à plus tard, ces nouvelles règles introduisent certains principes appliqués dans le cadre des *open seasons*. Des capacités supplémentaires potentielles sont incluses dans les capacités offertes lors des enchères annuelles : un test économique est alors appliqué une fois le résultat connu afin de déterminer si les niveaux de souscription et les prix atteints justifient de lancer les investissements envisagés. Ces nouvelles règles prévoient également que, tous les deux ans, les GRT consultent les acteurs de marché sur leurs besoins de capacités de transport supplémentaires. Une première consultation de ce type a été menée au cours de l'été 2017. Alors que les acteurs ont eu la possibilité d'exprimer auprès des GRT européens leurs besoins de capacités supplémentaires, aucune demande n'a été formulée en France.

Chapitre 3 - Les codes de réseau : quel retour d'expérience et quels enseignements ?

1.3.1 Un travail important accompli par les parties prenantes, et des avancées très positives

L'élaboration des codes de réseau et des lignes directrices est un processus long, et il aura fallu plus de sept années après l'adoption du troisième paquet en 2009 pour que l'ensemble des textes en discussion soit formellement intégré dans la législation européenne.

Les codes de réseau ont traduit dans la législation européenne des orientations qui avaient été proposées au niveau régional à l'initiative des régulateurs et des gestionnaires de réseau, comme le couplage des marchés journaliers de l'électricité, mis en œuvre dès 2007 entre la France, la Belgique et les Pays-Bas et progressivement étendu à plusieurs pays européens depuis. Il permet une optimisation des échanges aux interconnexions, à la différence des mécanismes historiques qui pouvaient résulter en une utilisation des interconnexions à contre-sens du différentiel de prix (c'est-à-dire que des exports pouvaient avoir lieu d'une zone plus chère vers une zone moins chère). La ligne directrice CACM a traduit ces orientations dans un texte contraignant qui s'applique à tous les Etats membres et représente désormais le texte central pour l'intégration effective du marché européen de l'électricité aux échéances journalière et infra-journalière.

S'appuyant sur ces expériences, les codes de réseaux et les lignes directrices sont porteurs de plus grandes ambitions en définissant des feuilles de route visant à conduire l'Union européenne vers un modèle de marché unifié pour l'ensemble des échéances, du long terme à l'équilibrage, en gaz et en électricité.

Dans le cas de l'électricité, trois lignes directrices rendent les mécanismes de marché cibles désormais contraignants en imposant un partage des carnets d'ordre au niveau européen. Elles ont été complétées par des règlements qui permettent d'harmoniser les prescriptions techniques demandées aux utilisateurs pour leur raccordement au réseau, ainsi que les règles d'utilisation et d'exploitation des réseaux, afin de renforcer la sécurité opérationnelle du réseau électrique interconnecté.

Dans le cas du gaz, les quatre codes de réseau adoptés ont profondément modifié le fonctionnement du marché européen avec la généralisation du système « entrée-sortie » autour d'un hub virtuel. Cette organisation permet aujourd'hui de disposer de références de prix crédibles au nord-ouest de l'Europe, avec deux marchés réellement liquides (TTF et NBP), y compris pour les échéances de long terme, et une forte corrélation avec les autres places de marché (dont le PEG Nord). Elle offre aux acteurs la possibilité d'arbitrer entre diverses sources d'approvisionnement et de développer des instruments financiers de couverture contre les risques. Ce système apporte beaucoup plus de flexibilité et permet au schéma d'approvisionnement de s'ajuster aux situations tendues.

A titre d'illustration, le mardi 12 décembre 2017, un accident grave (faisant une victime) a interrompu le fonctionnement du réseau autrichien à Baumgarten où circulent chaque année 40 Gm³ de gaz venant de Russie. A la même période, la production en mer du Nord rencontrait des difficultés opérationnelles. Le marché européen aurait donc pu connaître une crise d'approvisionnement en gaz importante. Les conséquences ont finalement été très limitées : le transit vers l'Italie, la Slovénie et la Croatie n'a été interrompu que quelques heures, et les places de marchés européennes se sont rapidement ajustées face à cette situation (avec presque un doublement des prix en Italie et en Autriche) sans pour autant montrer de signe de panique. *In fine*, aucun consommateur n'a été coupé.

1.3.2 Les enjeux pour l'avenir

1.3.2.1 La mise en œuvre de ces codes n'en reste pas moins un défi technique majeur et lourd : l'avancée concrète doit être une priorité

Les évolutions récentes ont apporté une amélioration majeure des échanges transfrontaliers d'électricité et de gaz, et ce à toutes les échéances.

Cependant, dans le cas de l'électricité, plus de deux années après l'adoption du règlement CACM, plusieurs textes restent à adopter et, dans certains domaines, l'émergence d'une solution technique consensuelle se révèle très difficile. La mise en œuvre d'un couplage *Flow Based* de manière généralisée est un défi de taille : alors que son fonctionnement reste à améliorer dans la région CWE (voir gros plan 2), son élargissement à la région Core, puis au-delà à terme, pose des défis techniques complexes.

A l'échéance infra-journalière, le lancement de la plateforme XBID (*cross-border intraday market project*), projet inédit de coopération entre des bourses avec des statuts différents (NEMO en concurrence, des NEMO en monopole) et des GRT régulés, est une véritable avancée pour l'extension du couplage en Europe en infra-journalier. Toutefois, la mise en œuvre de tels projets ne doit pas se faire au détriment de la cible, ni de l'expression des besoins du marché. A ce titre, la mise en œuvre d'enchères complémentaires à l'échéance infra-journalière en complément de la plateforme XBID dans la péninsule ibérique pose question (voir §2.1.3.1). Il est en effet

dommageable que les enchères complémentaires conduisent à des interruptions d'allocation à la frontière française avec l'Espagne. La mise en œuvre d'XBID devrait *in fine* être pleine et entière sur l'ensemble des frontières. Au moment où des renforcements d'interconnexion conséquents entre la France et l'Espagne ont été décidés (voir gros plan 4), il est important de faire en sorte que les méthodes d'allocation retenues permettent de tirer pleinement profit de ces infrastructures.

Ainsi, la priorité doit demeurer la mise en œuvre concrète des livrables prévus par le troisième paquet et ses codes de réseau, à savoir un couplage des marchés étendu, un calcul de capacité robuste permettant de maximiser l'utilisation des éléments de réseau et la mutualisation des réserves d'équilibrage entre GRT.

1.3.2.2 Les leçons de la mise en œuvre des codes de réseau pour la construction du marché intérieur de l'énergie : éviter la sur-régulation

Si un niveau d'harmonisation important est nécessaire pour garantir un fonctionnement efficace des marchés, l'intégration européenne ne doit pas être synonyme d'uniformisation à tout prix. L'expérience des codes de réseau européens montre qu'il est important de s'interroger dès l'élaboration de ces textes sur les bénéfices attendus au regard des difficultés d'application. La réflexion sur ce que serait un système efficace est fondamentale, mais elle doit être articulée avec un bilan de l'existant.

A ce titre, la ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique prévoit par exemple la définition de produits standardisés, ce qui permettra de mettre en concurrence les fournisseurs de services de manière équitable et de minimiser ainsi les coûts d'équilibrage, au bénéfice de la collectivité. Pour autant, il n'apparaît ni nécessaire ni pertinent d'uniformiser systématiquement toutes les caractéristiques des mécanismes nationaux, comme l'a soutenu la CRE dans sa délibération portant orientation sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français : les coûts d'une telle uniformisation pourraient être très élevés, à mettre en regard de bénéfices faibles ou inexistantes. Un exemple est l'heure de clôture des positions physiques des acteurs (modification de leurs programmes ou imports/exports) : fixé à une heure en France, ce délai permet à RTE d'opérer une gestion de l'équilibrage proactive, centralisée et intégrée. Une réduction de ce délai nécessiterait un nouveau mode de gestion de l'équilibrage, et donc des coûts de transition importants alors même que les bénéfices d'une uniformisation de cette gestion de l'équilibrage ne sont pas avérés.

La mise en œuvre du code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport de gaz apporte un autre exemple de potentielle sur-régulation. La CRE partage les grands principes de ce code de réseau (des obligations de transparence fortes, une non-discrimination entre transit et flux internes, des tarifs reflétant la capacité souscrite et la distance parcourue, un encadrement des prix des produits de capacité de court terme, un ajustement annuel des prix de toutes les capacités souscrites...). Cependant, plutôt que de se concentrer sur les éléments essentiels, les rédacteurs du code ont choisi de proposer un texte très détaillé et technique, souffrant de problèmes d'interprétation, et ont été contraints de prévoir de nombreuses exceptions pour s'adapter aux différentes situations nationales.

La CRE considère qu'un texte plus simple, se concentrant sur les grands principes en confiant leur application aux régulateurs, aurait été préférable. Les dispositions techniques du texte actuel seront fastidieuses à mettre en place mais n'apporteront que peu de valeur ajoutée, étant donné l'ampleur des variations possibles.

Ces retours d'expérience quant à l'élaboration et à la mise en œuvre des codes de réseau fondent les prises de position de la CRE sur le projet de quatrième paquet (*Clean energy package* – voir §.1.4.2). Celles-ci sont guidées par l'ambition de construire un marché intérieur de l'énergie bénéficiant aux consommateurs, tout en considérant qu'une harmonisation totale de l'ensemble des structures de marché n'est ni possible, ni souhaitable, et que la législation européenne doit laisser les marges de manœuvre nécessaires dans un secteur en forte évolution.

Chapitre 4 - Le paquet législatif « Une énergie propre pour tous les européens »

Le 30 novembre 2016, la Commission européenne a présenté un paquet de mesures visant à traiter les changements apportés sur les marchés de l'énergie par la transition vers les énergies propres (paquet « Une énergie propre pour tous les Européens » – *Clean Energy Package* ou CEP). Il s'agit d'un ensemble de textes – propositions législatives, études d'impact, rapports d'évaluation – destinés à lutter contre le changement climatique, à accompagner la transition énergétique de l'Europe à un coût maîtrisé et à fournir une énergie propre et accessible à l'ensemble des consommateurs européens.

Le contenu de ces propositions s'inscrit dans les objectifs de long terme de l'Union européenne et sur le respect de ses engagements dans le cadre de l'accord de Paris sur le climat (COP 21), en particulier en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Cette réforme entend favoriser le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Elle affiche également l'ambition de mettre les consommateurs au cœur du système énergétique.

1.4.1 Proposition de la Commission

1.4.1.1 Une grande part des propositions législatives du paquet « Énergie propre » aura un impact direct sur le fonctionnement du marché de l'électricité

Parmi les trente-sept textes de nature et d'importance variables rassemblés dans le paquet « Énergie propre » figurent huit propositions législatives qui constituent l'épine dorsale de l'ambition européenne. Sur ces huit textes, la moitié aura un impact direct sur le fonctionnement du marché de l'électricité. Il s'agit de :

- la proposition de directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité : ce texte propose une refonte de la directive 2009/72/CE pour permettre de placer le consommateur au cœur des marchés de l'énergie, en lui offrant la possibilité de jouer un rôle plus actif dans la production, de mieux maîtriser sa consommation et ses dépenses énergétiques et d'être davantage informé des évolutions du marché ;
- la proposition de règlement sur le marché intérieur de l'électricité, qui réforme le règlement (CE) n° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité : la Commission souhaite renforcer ainsi la coopération régionale entre États membres et assurer une plus grande flexibilité des échanges électriques intra-européens ;
- la proposition de règlement sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité remplace la directive 2005/89/CE et propose la mise en place de méthodes communes d'évaluation des risques afin de prévoir les situations de crise qui affecteraient plusieurs États simultanément ;
- la proposition de révision du règlement instituant une Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (règlement (CE) n° 713/2009) prévoit un élargissement des missions confiées à l'ACER et un renforcement de ses pouvoirs.

1.4.1.2 Les ambitions de la Commission européenne

1.4.1.2.1 Des marchés de l'électricité plus flexibles

Les propositions de directive et règlement sur le marché intérieur de l'électricité visent à mettre à jour les règles de fonctionnement du marché de l'électricité (« *market design* »). Les évolutions initialement proposées par rapport aux textes en vigueur peuvent être classées en deux grandes catégories :

- d'une part, les mesures visant à encadrer l'exercice de certaines activités qui n'étaient pas traitées par les textes existants, tels que le stockage d'électricité, les règles de valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'électricité ou le développement de l'autoconsommation dans les « communautés énergétiques locales » ;
- d'autre part, les mesures visant à aller plus loin que la législation existante et à pousser plus avant la réalisation du modèle-cible européen, avec une meilleure intégration des marchés de court-terme, l'encadrement strict des mécanismes de capacité, la mise en place des « centres de conduite régionaux » (« *Regional Operational Centres* » - ROC) avec des responsabilités opérationnelles étendues sur les GRT, de nouvelles modalités de définition des zones de prix, des procédures pour favoriser une convergence progressive de la fixation des tarifs des réseaux de transport et de distribution, des critères d'utilisation des rentes de congestion ou encore les modalités de calcul de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne.

1.4.1.2.2 Une Agence européenne aux pouvoirs renforcés

Le projet de règlement relatif à l'ACER vise quant à lui à modifier de manière substantielle le fonctionnement de cette agence. Les évolutions proposées portent en premier lieu sur les modes de gouvernance internes de l'ACER (règles de vote au sein du Conseil des Régulateurs, passant d'une majorité des deux tiers à une majorité simple), ainsi que sur le périmètre de ses missions, qui se verrait élargi pour intégrer notamment la prise de décision sur les méthodologies prévues par les règlements établissant des codes de réseau ou des lignes directrices – aujourd'hui approuvées par chaque régulateur.

1.4.1.2.3 Des méthodes communes d'évaluation des risques

Le projet de règlement sur la préparation aux risques adapte quant à lui les dispositions prévues par le règlement relatif à la sécurité d'approvisionnement en gaz (voir §1.5) au secteur de l'électricité. Il prévoit notamment un processus d'identification des risques liés à la sécurité d'approvisionnement au sein de groupes régionaux. Il vise par ailleurs à mettre en place une plus grande transparence et des règles partagées de gestion des situations de crise.

1.4.2 Vision de la CRE

1.4.2.1 Partager l'expertise de la CRE avec les acteurs clés de la négociation

Les marchés européens de l'énergie étant de plus en plus interdépendants, les missions des régulateurs nationaux ne peuvent s'envisager uniquement à l'échelle nationale. La CRE œuvre, depuis sa création, à une meilleure intégration des marchés européens de l'énergie. Elle travaille activement, au sein de l'ACER, à faciliter les échanges d'énergie et à assurer la flexibilité et l'interopérabilité des réseaux électriques.

Aussi, la CRE a souhaité apporter aux différents acteurs du processus décisionnel européen son analyse, son expertise et son expérience de la régulation afin de les accompagner dans leurs travaux.

Elle a organisé en mars 2017 une rencontre-débat à Paris autour de Klaus-Dieter Borchardt, Directeur du marché intérieur de l'énergie de la Commission européenne, pour permettre aux représentants français du secteur de l'énergie de donner leurs visions de la réforme. La CRE a également publié, en juin 2017, treize fiches de position sur le paquet « Energie propre », et a réagi aux prises de position du Parlement européen. Elle coopère également au sein du Conseil Européen des Régulateurs de l'Energie (CEER) afin d'élaborer une position commune à tous les régulateurs sur les différents textes.

Enfin, le code de l'énergie prévoit que la CRE puisse être associée, à la demande du ministre en charge de l'énergie, à la préparation de la position française dans les négociations européennes. Elle est donc présente à Bruxelles aux réunions du groupe de travail Énergie du Conseil de l'Union européenne et apporte également son expertise aux Parlementaires européens.

1.4.2.2 Maintenir un cadre de marché souple et respectueux des particularités nationales

La CRE partage l'analyse selon laquelle le secteur de l'énergie joue un rôle essentiel pour atteindre l'objectif de réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 et considère que le développement de la production d'électricité à partir des renouvelables est une condition essentielle en Europe pour atteindre les objectifs de l'Accord de Paris sur le climat.

Elle juge globalement positives les propositions de la Commission européenne visant à adapter les règles du marché et de l'exploitation du réseau à cette nouvelle production, plus variable et décentralisée, qui exige une plus grande flexibilité.

Cependant, il est nécessaire que le cadre institutionnel reste suffisamment souple pour tenir compte des retours d'expérience dans la mise en œuvre de la réglementation actuelle, respecter les particularités nationales, s'adapter aux évolutions du marché et tirer parti des innovations technologiques. La CRE a analysé l'ensemble des propositions de la Commission au regard de ces principes et a rendu publiques ses positions, résumées ci-après.

D'une part, l'augmentation considérable du volume des dispositions proposées par la Commission ainsi que du niveau de détail auquel elles font référence pose la question de la proportionnalité de ces mesures, et celle de la pertinence d'inclure des règles extrêmement détaillées dans les actes législatifs qui organisent le fonctionnement du marché intérieur de l'énergie. Ainsi, la CRE juge dommageable d'intégrer dans un règlement européen des règles prescriptives sur le calcul des capacités d'interconnexion – alors même que le cadre extrêmement complet prévu par le code CACM n'a pas encore été décliné.

De manière générale, la CRE considère que les dispositions déjà prévues par les codes de réseau doivent être appliquées, et leur efficacité évaluée, avant d'envisager d'aller plus loin. Toute harmonisation supplémentaire ne doit être décidée que si elle permet de dégager des bénéfices supérieurs à ses coûts. Dans le cadre de l'équilibrage notamment, l'équilibre trouvé dans la rédaction des lignes directrices doit être maintenu, qu'il s'agisse des prescriptions en matière de contractualisation des réserves, du délai de passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes ou encore de la taille de la fenêtre opérationnelle pour les GRT.

D'autre part, la CRE souligne que les efforts d'harmonisation européens doivent se concentrer sur les sujets présentant un véritable enjeu pour la construction d'un marché intérieur, et qu'une prise en compte des spécificités nationales est indispensable. À ce titre, la CRE considère contreproductif de poursuivre une harmonisation des tarifs d'utilisation des réseaux ou d'introduire des règles très prescriptives d'utilisation de la rente de congestion (revenu pour le GRT résultant de l'utilisation des interconnexions).

Enfin, les règles de fonctionnement de l'ACER doivent être revues au regard de l'évolution de son rôle. En effet, les propositions de la Commission élargissent le périmètre des responsabilités de l'Agence, pour intégrer l'approbation de certaines propositions au niveau paneuropéen. Une telle évolution est légitime, dans la mesure où la mise en œuvre de certaines dispositions des codes de réseau a pu mettre en lumière les difficultés pour les régulateurs à s'accorder sur des règles communes. Dans ce contexte, il est indispensable que les règles de gouvernance de l'ACER garantissent que les méthodologies que l'Agence adopte reflètent un consensus au sein des régulateurs. Pour cette raison, la CRE estime que la règle de majorité des deux tiers doit être conservée, et que les régulateurs doivent pouvoir modifier les propositions de décision soumises par le Directeur de l'Agence.

1.4.2.3 Promouvoir un développement équilibré des interconnexions

En 2002, le Conseil européen a fixé un objectif de 10 % d'interconnexion par rapport aux capacités de production installées dans chaque État membre, à atteindre d'ici 2020. Cet objectif a été relevé à 15 % d'ici 2030, sur proposition de la Commission européenne, et intégré dans la proposition de règlement sur la gouvernance de l'Union de l'Énergie.

Les nouvelles interconnexions étant des projets coûteux et complexes, la CRE considère que les décisions d'investissement concernant ces projets doivent être prises sur la base d'analyses approfondies démontrant au cas par cas les bénéfices apportés pour la collectivité, afin de ne pas créer une situation de surinvestissement dans les réseaux dont le coût serait supporté par les consommateurs européens. Or, un objectif d'interconnexion défini *a priori*, et d'autant plus s'il est de manière uniforme à l'échelle européenne, ne permet pas de prendre en compte les spécificités des différentes frontières, en particulier la situation géographique et donc les coûts des projets ainsi que la complémentarité des parcs installés dans les pays concernés. Par ailleurs, cette cible paraît aujourd'hui inadaptée au système électrique, dont le fonctionnement a été considérablement modifié depuis le début des années 2000 avec le développement des énergies renouvelables.

La Commission européenne a mandaté en 2016 un groupe d'experts afin de réévaluer les modalités de réalisation du seuil d'interconnexion électrique. Dans ses conclusions¹⁰, ce dernier propose d'identifier les besoins de renforcement des interconnexions à l'aune de trois critères : l'existence de différentiels de prix supérieurs à 2 €/MWh entre deux pays, des capacités d'interconnexion inférieures à 30 % de la pointe de consommation ou des capacités d'interconnexion inférieures à 30 % des capacités renouvelables installées de chaque État membre. Il préconise également de conditionner la réalisation de nouveaux projets à l'existence d'une analyse coûts-bénéfices positive, réalisée au cas par cas.

La CRE salue la démarche proposée par le groupe d'experts. En effet, les coûts des projets d'infrastructures peuvent être particulièrement élevés, et dans certains cas ne pas atteindre le niveau des bénéfices escomptés. Si certains éléments d'analyse tels que les différentiels de prix peuvent alerter sur le besoin potentiel de renforcement des réseaux, la réalisation de nouvelles interconnexions ne doit pas être motivée uniquement par la nécessité d'atteindre une cible fixée uniformément pour toute l'Union européenne, mais doit prendre en compte les caractéristiques technico-économiques de chaque projet.

À ce titre, la CRE n'est pas favorable à un objectif de principe, tel qu'il est envisagé dans la proposition initiale de règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie. Cet objectif politique, bénéfique au renforcement de l'intégration des marchés de l'énergie en Europe, devrait être complété sur deux points : d'une part, en précisant qu'il s'agit d'un objectif indicatif, non contraignant, et d'autre part, en indiquant que l'identification des besoins de renforcement des interconnexions devra se faire sous condition de réalisation d'une analyse coûts-bénéfices positive, réalisée au cas par cas.

¹⁰ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets.pdf

Chapitre 5 - Évolutions législatives européennes dans le domaine du gaz : le règlement sécurité d'approvisionnement

La sécurité d'approvisionnement fait partie des trois piliers de la politique énergétique européenne. Si l'ambition du marché intérieur est d'y contribuer en éliminant un certain nombre d'obstacles aux flux transfrontaliers et, de ce fait, en améliorant la diversité de sources d'approvisionnement accessibles aux États membres, les crises récurrentes entre la Russie et l'Ukraine ont mis en évidence un certain nombre de fragilités que le marché seul n'est pas en mesure de corriger. Dès 2004, l'Union européenne s'était dotée d'une directive portant sur la sécurité des approvisionnements en gaz. Celle-ci fut abrogée en 2010 pour être remplacée par un règlement en réaction à l'interruption des livraisons de gaz russe par l'Ukraine en janvier 2009. Cet événement avait en effet marqué la réalisation d'un risque jugé jusque-là relativement improbable. L'organisation des réseaux en Europe avait alors été en difficulté, ne parvenant pas à pallier avec suffisamment d'efficacité les baisses de livraisons en gaz russe subies par les pays les plus à l'est. Le règlement (UE) n° 994/2010 a ainsi généralisé la possibilité d'inverser les flux aux frontières ; il a également prévu la mise en place de plans d'urgence gaziers et un système d'alerte anticipée et introduit le principe d'un critère « N-1 »¹¹ pour le gaz.

Face à l'aggravation du conflit entre l'Ukraine et la Russie, la Commission a pris l'initiative de réviser le règlement de 2010 en le complétant par des mesures destinées à améliorer encore la résilience du système gazier européen en cas de crise d'approvisionnement. Adopté le 25 octobre 2017, le nouveau règlement vise trois objectifs : renforcer la coopération régionale entre États membres, rehausser le niveau de transparence sur les contrats commerciaux et prévoir de manière explicite les mécanismes de solidarité en cas de crise.

Ce texte améliore certaines des dispositions du règlement précédent, avec une nouvelle méthode de calcul du critère « N-1 » et en renforçant les obligations de flux rebours aux interconnexions. Des dérogations à ce principe sont toutefois possibles : celles accordées avant l'entrée en vigueur du nouveau règlement restent valables, comme par exemple à la frontière franco-allemande. En effet, la différence de pratique en matière d'odorisation du gaz empêche à ce jour l'envoi de gaz français vers le réseau de transport allemand. Les premières expérimentations relatives à la mise en place d'une odorisation décentralisée n'ont pas permis de valider la pertinence économique d'une telle solution (les GRT étudient actuellement un pilote de désodorisation). L'intérêt de tels flux rebours en matière de sécurité d'approvisionnement n'a par ailleurs pas non plus été démontré. A ce titre, le projet n'a pas été retenu dans la dernière liste des Projets d'Intérêt Commun.

Parmi les nouvelles mesures, le règlement exige des autorités compétentes de chaque État membre qu'elles mènent une analyse de risques sur la base des simulations réalisées par l'ENTSOG (*European Network of Transmission System Operators for Gas*, le réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour le gaz). Ces analyses doivent être coordonnées dans le cadre de groupes régionaux regroupant les pays concernés par des risques d'approvisionnement similaires. La France est concernée par quatre corridors d'approvisionnement : gaz B provenant des Pays-Bas, gaz norvégien, gaz algérien et gaz russe. Les analyses de risques servent à élaborer des plans d'action – plan préventif et plan d'urgence – dans lesquels doivent être précisées la définition des clients protégés retenue ainsi que les mesures envisagées en cas de crise. Ces plans, définis au niveau national, comportent un volet régional.

De nouvelles mesures portent également sur les contrats d'approvisionnement. Dès lors qu'ils sont considérés comme étant clés pour la sécurité d'approvisionnement, avec un seuil fixé à 28 % de la consommation annuelle d'un État membre, ils doivent être notifiés à la Commission européenne.

Enfin, en dernier recours, le règlement prévoit des mécanismes de solidarité entre États membres lors des crises d'approvisionnement. Le principe est de donner la priorité aux consommateurs protégés¹² en enjoignant d'interrompre la fourniture de gaz aux consommateurs qui ne font pas partie de cette catégorie dès lors qu'un pays voisin ne peut approvisionner l'ensemble de ses propres consommateurs protégés. Les États membres sollicités sont alors dans l'obligation de fournir assistance à leur voisin, dans la mesure de leur capacité et en échange d'une compensation financière. L'État membre concerné par la situation de crise peut solliciter plusieurs voisins, et choisir de retenir ou non leur offre.

La Commission européenne a publié en février 2018 une recommandation sur les éléments à intégrer dans les arrangements entre États membres, qui porte notamment sur les modalités de détermination du niveau de la contribution financière demandée au titre de la solidarité, qui doivent maintenant être précisées par les autorités compétentes¹³.

¹¹ Le respect de ce critère caractérise la capacité technique des infrastructures gazières à répondre à la demande totale de gaz de la zone couverte en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière pendant une période de demande exceptionnellement élevée.

¹² Dans le cas de la France, il s'agit de l'ensemble des clients raccordés aux réseaux de distribution.

¹³ L'autorité compétente en France est le ministère en charge de l'énergie.



**PARTIE 2. BILAN D'UTILISATION DES INTERCONNEXIONS
ELECTRIQUES ET GAZIERES**

Chapitre 1 - Règles d'utilisation des interconnexions électriques aux frontières françaises : les évolutions depuis 2016

La mise en œuvre du troisième paquet a permis de réaliser d'importants progrès en matière d'allocation des capacités de transport aux interconnexions avec la généralisation du couplage des marchés (à l'exception de la Suisse) et une évolution progressive des règles de calcul de capacité vers un pas de temps journalier. Le niveau d'harmonisation s'améliore, bien qu'il subsiste encore des différences significatives selon les frontières.

2.1.1 Echéances de long terme : un cadre d'allocation des capacités stable depuis 2016, mais des évolutions à venir en matière de calcul de capacité

Les droits de long terme ont pour objet de permettre aux acteurs de marché de sécuriser leurs transactions transfrontalières jusqu'à un an à l'avance. Vendus aux enchères par les GRT, ces droits offrent, selon les cas, une couverture physique (possibilité de nommer effectivement des échanges transfrontaliers à l'échéance via des PTR – *Physical Transmission Rights*), ou une couverture financière (versement au détenteur d'une rémunération égale au différentiel de prix journalier, via des FTR – *Financial Transmission Rights*). Afin que les GRT puissent honorer leurs engagements, il est important qu'il y ait une correspondance entre les volumes de droits vendus et les capacités de transport effectivement disponibles à court terme, au moment de l'exercice des droits. Dans le cas où des événements imprévus réduisent les capacités de transport disponibles à l'échéance, les droits alloués à long terme peuvent cependant être réduits, sous réserve que les détenteurs soient indemnisés (voir §2.2.1.3) ; les modalités de cette indemnisation déterminent le degré de « fermeté » des droits de long terme.

La ligne directrice FCA établit les principes de calcul et d'allocation des capacités de long terme, notamment au travers des règles d'allocation harmonisées ou HAR (pour *Harmonized Allocation Rules*) et leurs annexes régionales appliquées depuis le 1^{er} janvier 2018, et dont la mise en œuvre aux frontières françaises avait été anticipée dès 2015. Le principe fondamental de ces règles est l'allocation des droits de long terme par enchères explicites avec règlement au prix marginal, enchères organisées *a minima* aux échéances annuelle et mensuelle. L'entrée en vigueur des nouvelles HAR renforce la fermeté des droits sur la frontière France – Grande-Bretagne, puisque la compensation en cas de réduction est désormais fondée sur le différentiel de prix journalier entre les deux pays, sans plafonnement de ce différentiel comme cela était le cas auparavant. Sur chaque frontière française, le montant total des compensations reste borné par la rente de congestion totale perçue par le GRT à la frontière¹⁴. A la frontière franco-suisse, qui n'entre pas dans le champ d'application du règlement FCA, les compensations sont toujours fondées sur 110 % du prix d'allocation initial du droit.

Le règlement FCA impose également l'établissement d'une plateforme d'allocation unique des droits de long terme en Europe. Les GRT européens ont proposé, fin 2017, d'utiliser à cette fin la plateforme JAO qui alloue déjà les droits sur 29 frontières européennes. La migration vers cette plateforme d'ici fin 2019 constituera un pas important en matière d'harmonisation pour la frontière France – Grande-Bretagne, seule frontière française pour laquelle les droits sont encore alloués sur une plate-forme spécifique (CMS).

En ce qui concerne les produits de long terme offerts, les GRT ont soumis des propositions en 2017, dans chaque région de calcul de capacité, qui ont été approuvées par les régulateurs concernés dans la mesure où elles répondaient correctement aux besoins des acteurs de marché. Le type, la forme et les échéances d'allocation appliqués actuellement sur les frontières françaises sont récapitulés dans le tableau ci-dessous :

Figure 7 – Type, forme et échéances d'allocation de long terme appliqués aux frontières françaises

Frontière	Type des produits	Forme des produits	Echéances d'allocation
FR <> GB	PTR	Base	Annuelle/Semestrielle/Trimestrielle/Mensuelle/Week-end
FR <> BE	FTR	Base	Annuelle/Mensuelle
FR <> DE	PTR	Base	Annuelle/Mensuelle
FR > CH ¹⁵	PTR	Base	Annuelle/Mensuelle
FR <> IT	PTR	Base	Annuelle/Mensuelle
FR <> ES	PTR	Base	Annuelle/Mensuelle

¹⁴ Ce plafond est annuel pour toutes les frontières sauf la frontière France – Grande-Bretagne où il est mensuel, comme permis par l'article 54 du règlement FCA, en raison de la nature de l'interconnexion (liaison à courant continu).

¹⁵ La frontière France – Suisse n'a pas fait l'objet d'une décision dans le cadre de la mise en œuvre du règlement FCA, puisque la Suisse n'entre pas dans son champ d'application. Les droits de long terme à cette frontière ne sont offerts que dans le sens FR>CH car l'intégralité de la capacité dans le sens CH>FR est réservée pour des contrats de long terme de gré à gré en énergie.



Des évolutions significatives des méthodologies de calcul de la capacité de long terme devraient être soumises après l'approbation de celles portant sur le calcul de capacité de court terme. En effet, les modalités de calcul ou de recalcul de la capacité offerte à chaque échéance de long terme aux frontières françaises ne sont actuellement pas harmonisées : elles présentent des degrés de coordination entre GRT variables et dans certains cas (pour la frontière France – Grande-Bretagne), aucun calcul de capacité n'est effectué. Le règlement FCA prescrit la réalisation systématique d'un calcul de capacité avant chaque échéance d'allocation et détaille les principes de calcul qui doivent être appliqués (utilisation d'un modèle de réseau commun européen et d'un ensemble de scénarios communs). Ainsi, les méthodologies de calcul de capacité long terme à venir devraient permettre d'optimiser les capacités transfrontalières offertes au marché à long terme. Par ailleurs, la répartition des capacités entre les différentes échéances temporelles sera ré-interrogée à l'occasion de la soumission de la méthodologie dédiée à ce sujet, prévue par l'article 16 du règlement FCA.

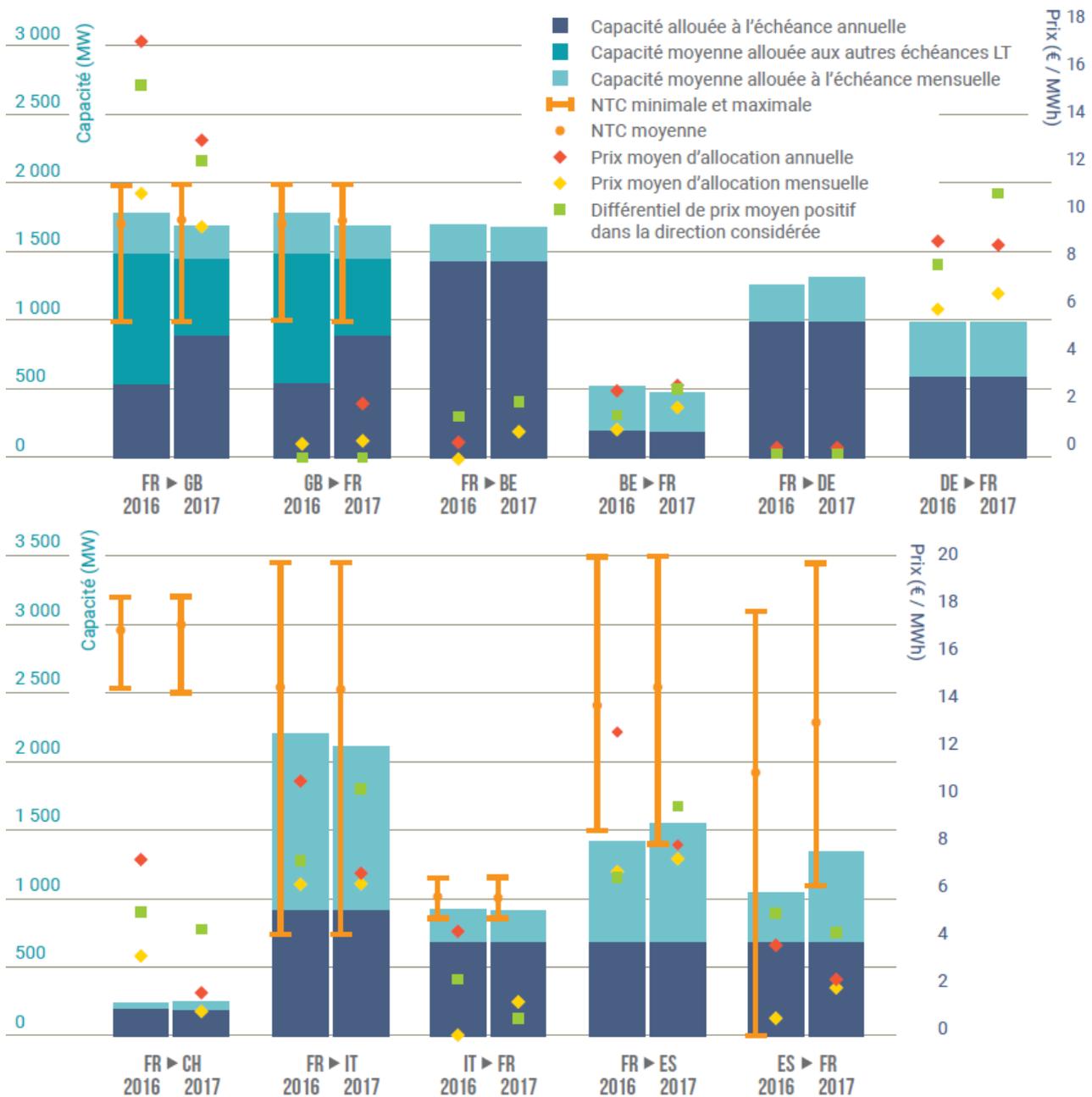
GROS PLAN 1 - LES DROITS DE LONG TERME EN ELECTRICITE

Les droits de long terme jouent un rôle essentiel dans l'organisation du marché européen de l'électricité, puisqu'ils permettent aux acteurs de sécuriser leurs transactions transfrontalières jusqu'à un an à l'avance, en fixant le différentiel de prix entre zones. Emis par les GRT, les droits de long terme complètent

les produits de couverture offerts sur les marchés de l'électricité dans chaque zone.

La figure 8 ci-dessous présente un panorama des droits de long terme alloués aux frontières françaises en 2016 et 2017 :

Figure 8 – Volumes et valorisation des droits de long terme aux frontières françaises en 2016 et 2017



afin d'éliminer les valeurs atypiques résultant de réductions très ponctuelles, les 5% de NTC les plus basses ont été exclus

Source : RTE et JAO, analyse CRE

La valeur des droits de long terme entre deux zones correspond théoriquement au différentiel moyen de prix anticipé entre ces zones durant la période de livraison¹⁶. Les prix auxquels les droits sont alloués sont donc censés refléter les écarts structurels de prix entre zones. Cependant, comme l'illustre la figure 8, le différentiel de prix constaté *ex-post* ne coïncide que rarement avec les prix d'allocation. Ces prix évoluent même en fonction de l'échéance d'allocation, sans qu'on observe pour autant de hiérarchie systématique entre ces différentes valorisations d'une frontière à l'autre. Ceci provient du fait que l'état du système n'est pas connu avec certitude au moment où les droits sont alloués. En revanche, une cohérence doit être observée entre la valeur des droits transfrontaliers de long terme et celle des produits de long terme en énergie correspondants (qu'ils soient échangés sur des bourses ou de gré à gré) au moment de l'allocation.

Les volumes offerts par les GRT aux échéances de long terme évoluent peu d'une année à l'autre¹⁷ ; en revanche, ils varient fortement selon les frontières. Ceci est le reflet des différences qui existent entre les interconnexions du point de vue des capacités physiques, des méthodes de calcul de capacité à long terme et de la répartition de la capacité entre échéances. La capacité commerciale totale disponible est donnée par les plages de NTC (*Net Transfer Capacity*, i.e. capacité commerciale calculée deux jours avant le temps réel) figurées en jaune sur le graphique¹⁸ : selon les cas, les volumes alloués au long terme représentent une part prépondérante de la NTC (cas de la Grande-Bretagne par exemple, où seuls 10 % environ des 2000 MW de l'interconnexion sont réservés pour l'allocation journalière¹⁹) ou au contraire une part plus faible (cas de l'Espagne, où un tiers environ de la capacité est alloué à court terme²⁰). Le partage des capacités entre échéances de long terme est lui-même variable ; on notera qu'il a fait l'objet d'une évolution entre 2016 et 2017 sur la frontière franco-britannique, qui a donné lieu à un avis de la CRE²¹.

Etant donné que les règles de répartition des capacités entre échéances de long terme devront faire l'objet d'une méthodologie soumise par les GRT dans chaque région de calcul de capacité, en

application des dispositions de l'article 16 du règlement FCA, la CRE a souhaité consulter les acteurs de marché, en amont du processus de consultation européen, afin de recueillir leurs avis sur les règles à appliquer aux frontières françaises. Plus généralement, elle a interrogé ces acteurs sur les caractéristiques des droits de long terme alloués actuellement et sur leur adéquation avec leurs besoins, afin de guider d'éventuelles évolutions futures des modalités de couverture des risques de long terme. En effet, alors que les méthodologies adoptées jusqu'à présent dans le cadre de la mise en œuvre du règlement FCA se sont pour l'essentiel inscrites dans la continuité de l'existant, il reste possible d'y apporter des amendements en fonction de l'évolution des besoins, selon les modalités décrites à l'article 4(12) du règlement FCA.

Les réponses reçues soulignent tout d'abord l'importance accordée par les acteurs aux droits de long terme émis par les GRT, par opposition aux instruments de couverture échangés sur les marchés sans intervention des GRT, sur le modèle des contrats pour différence qui existent dans la région nordique. En effet, ces derniers instruments sont susceptibles de se heurter à des problèmes de liquidité des marchés et donnent lieu à des coûts de transaction qui n'existent pas avec les droits de long terme.

La majorité des acteurs sont satisfaits par les droits physiques (PTR), qui sont offerts sur l'ensemble des frontières françaises à l'exception de celle avec la Belgique, notamment en raison de la flexibilité qu'ils apportent. Ils permettent en effet de nommer un échange d'énergie à l'échéance journalière ou de recevoir le différentiel de prix entre zones grâce au mécanisme de « *use-it-or-sell-it* », les PTR étant dans ce dernier cas utilisés comme des droits financiers. En pratique, les PTR sont largement utilisés de cette façon aux frontières françaises, puisque les taux de nomination sont globalement faibles (voir §.2.2.4). Les acteurs sont également majoritairement satisfaits des échéances d'allocation offertes, même s'ils sont en faveur d'une augmentation du nombre d'échéances, pour autant que celles-ci soient cohérentes avec les échéances pour lesquelles existent des produits en énergie suffisamment liquides.

¹⁶ en ne prenant en compte que les cas où celui-ci est positif puisque les produits offerts aux frontières françaises (PTR ou FTR) sont optionnels

¹⁷ La seule variation significative concerne le volume moyen offert à l'échéance mensuelle sur la frontière Espagne→France ; elle s'explique par des maintenances planifiées qui avaient été réalisées en 2016 sur certaines lignes transfrontalières ou proches de la frontière franco-espagnole entraînant la non-allocation du produit mensuel pour certains mois.

¹⁸ Sur les frontières de la région CWE, un calcul de capacité *Flow Based* est appliqué ; les NTC ne sont donc pas disponibles.

¹⁹ La répartition des capacités entre échéances sur l'interconnexion France – Grande-Bretagne est la suivante depuis avril 2017 : produit annuel : 900 MW ; produit semestriel : 200 MW ; produit

trimestriel : 300 MW ; produit mensuel : 300 MW ; produit journalier : 300 MW.

²⁰ La Suisse présente également des volumes très faibles de droits de long terme offerts sur le marché par rapport à la NTC disponible, mais ceci est dû à l'existence de contrats de long terme qui bénéficient d'un accès à l'interconnexion hors marché, voir §2.1.2.3.

²¹ *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 octobre 2016 portant avis sur les règles de répartition des capacités sur l'interconnexion électrique entre la France et la Grande-Bretagne*. L'objet de cette évolution était de supprimer une échéance de long terme peu utilisée par les acteurs de marché (le « *Financial Year* »), et d'augmenter la capacité allouée à l'échéance journalière pour rapprocher les règles de répartition de celles en vigueur sur les autres frontières françaises.

En revanche, de nombreux acteurs considèrent que les capacités de long terme offertes au marché par les GRT sont trop faibles en volume, ce qui est imputé à la volonté des GRT de conserver des marges opérationnelles, de gérer les congestions internes, ou de minimiser les coûts associés à la fermeté des droits (*redispatching*, *countertrading*). A cet égard, la soumission par les GRT des méthodologies de calcul de capacité de long terme, en application des dispositions de l'article 10 du règlement FCA, sera l'occasion de préciser concrètement les éléments qui peuvent ou non être pris en compte dans le calcul de la capacité offerte au marché ; cette capacité sera recalculée pour chaque échéance d'allocation, conformément à l'article 9 du règlement FCA.

Par ailleurs, une majorité d'acteurs souhaitent que les capacités calculées aux échéances de long terme soient intégralement allouées au plus loin du temps réel, sans réservation de capacité pour les échéances ultérieures, afin de maximiser les possibilités de couverture. Les échéances

ultérieures seraient alors uniquement utilisées à des fins d'ajustement si le recalcul de la capacité fait apparaître la possibilité d'allouer des volumes additionnels, et les droits déjà émis seraient échangés sur le marché secondaire jusqu'à l'échéance. Ces éléments seront pris en compte lors de l'examen des méthodologies de répartition de la capacité entre échéances de long terme ; il faut toutefois noter à ce stade que, en l'état actuel, les possibilités d'échange de droits sur le marché secondaire sont limitées, puisqu'il n'existe pas de marché organisé et que seuls des échanges de gré à gré sont possibles.

Pour l'ensemble des caractéristiques des droits de long terme, l'harmonisation entre les différentes frontières françaises est considérée comme bienvenue, mais elle ne constitue pas une fin en soi ; les acteurs de marché ne sont donc pas opposés au maintien de caractéristiques différenciées si des situations différentes entre frontières le justifient.

2.1.2 Echéance journalière : des évolutions limitées ces deux dernières années en attendant les nombreuses améliorations à venir avec la mise en œuvre du règlement CACM, en particulier les méthodologies de calcul de capacité

2.1.2.1 La généralisation du couplage des marchés s'est poursuivie en Europe en 2016 et 2017

A l'échéance journalière, le couplage des marchés constitue le modèle cible établi par le règlement CACM. En France, 2015 avait marqué l'extension du couplage des marchés journaliers à l'ensemble des frontières à l'exception de la Suisse ainsi que le lancement du *Flow Based* dans la région « Centre Ouest » (CWE, rassemblant la France, la Belgique, les Pays-Bas, l'Allemagne et le Luxembourg). Aujourd'hui, la France est donc couplée via le projet PCR (*Price Coupling of Regions*) avec l'ensemble de ses voisins membres de l'Union européenne. Le principe est d'organiser la mise en commun des carnets d'ordre des opérateurs de marché (les NEMO) à concurrence des capacités d'interconnexion disponibles.

Figure 9– Les couplages de marché dans l'Union européenne à fin mai 2018



Le plan pour l'exercice des fonctions d'opérateur de couplage des marchés (« MCO plan »), soumis par les NEMO en application du règlement CACM et approuvé par l'ensemble des régulateurs en juin 2017²², définit les projets PCR et XBID comme les projets pan-européens à la base du couplage unique européen des marchés pour les échéances journalière et infra-journalière respectivement. Tous les pays non couplés ou couplés via le projet 4MMC devront ainsi rejoindre PCR dans les années à venir.

2.1.2.2 Des attentes fortes sur les méthodologies de calcul de capacités coordonné

Le développement et la bonne utilisation des interconnexions doivent permettre de faire appel aux ressources les plus efficaces économiquement pour satisfaire l'approvisionnement en électricité en Europe. Dans ce cadre, l'objectif des méthodes de calcul de capacité est d'estimer les volumes d'échanges maximum qui peuvent transiter aux frontières tout en respectant la sécurité du système.

²² <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbaton/nemo-plan-ocm>



Un calcul coordonné journalier est mis en place aux frontières de la région Italie Nord depuis février 2016, dans le sens des imports vers l'Italie. Approuvée par la CRE en décembre 2015²³, la proposition de RTE et des autres GRT de la région introduisait un calcul à l'échéance journalière réalisé deux jours avant le temps réel (« J-2 »), alors que les résultats du calcul annuel étaient utilisés auparavant pour l'échéance journalière ; il visait aussi à améliorer la coordination des GRT (dans le sens des exports depuis l'Italie, la capacité n'est toujours pas calculée en J-2). En réduisant les incertitudes grâce à un calcul plus près du temps réel et en améliorant la coordination, cette méthodologie devait permettre d'augmenter le niveau de capacité disponible pour les acteurs de marché ; le retour d'expérience communiqué par RTE à la CRE fin 2016 indiquait cependant une augmentation moyenne de 135 MW seulement pour toutes les frontières de la région Italie Nord, dont 37 %²⁴ revenait à la frontière France – Italie. Cette faible augmentation a été confirmée par la suite, puisqu'entre 2015 et 2017 les capacités d'exportation de la France vers l'Italie n'ont augmenté que de 70 MW en moyenne.

La CRE considère que l'augmentation de capacité offerte au marché pourrait être bien plus importante en améliorant la méthode actuelle de calcul de capacité et en supprimant les nombreuses limitations qui subsistent dans cette méthode, notamment à l'étape de validation des résultats du calcul coordonné par chaque GRT. A titre d'exemple, la capacité calculée de façon coordonnée en J-2 est systématiquement vérifiée pour qu'elle soit incluse dans une bande [*Lower TTC* – *Upper TTC*] qui ne dépasse pas 600 MW à la hausse et 500 MW à la baisse par rapport à la capacité calculée issue du calcul annuel. Sur une année et demi de mise en œuvre (soit entre février 2016 et octobre 2017), cette limitation a réduit la capacité 23 % du temps pour une réduction moyenne de 1 025 MW. La *Lower TTC* a quant à elle généré une augmentation de la capacité dans seulement 8 % des cas sur la même période. Par ailleurs, il ne s'agissait que d'une augmentation de 103 MW en moyenne.

La méthodologie de calcul de capacité sera améliorée dans le cadre de la mise en œuvre du règlement CACM : en application des dispositions de l'article 20 du règlement, les GRT de chaque région de calcul de capacité devaient soumettre aux régulateurs concernés une méthodologie de calcul coordonné de capacité pour les échéances journalière et infra-journalière en septembre 2017. Le règlement CACM établit le calcul de capacité *Flow Based* en tant que cible, un calcul coordonné de type NTC étant néanmoins possible si les GRT d'une région démontrent qu'il serait au moins aussi efficace que le *Flow Based* ou, dans le cas de la région Italie Nord, tant que la Suisse n'a pas rejoint le couplage journalier.

Ces méthodologies sont en cours d'instruction par les régulateurs de chaque région, dont la CRE, et elles seront *a priori* approuvées courant 2018, pour une mise en œuvre d'ici à 2020.

Dans les régions SWE et Channel, elles permettront ainsi de mettre en place un calcul de capacité journalier et infra-journalier entièrement coordonné au lieu du calcul qui est effectué aujourd'hui (où chaque GRT calcule la capacité de son côté et où le minimum des deux valeurs est retenu) afin d'améliorer les niveaux de capacité offerts aux marchés.

En outre, d'ici l'approbation et la mise en œuvre d'une méthode de calcul coordonné de capacité dans la région Core, les travaux continuent dans la région CWE pour améliorer le fonctionnement du *Flow Based* journalier qui existe depuis 2015 (voir gros plan 2).

²³ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/calcul-de-capacite>

²⁴ Le calcul permet de déterminer une capacité d'échange globale pour toutes les frontières de la région Italie Nord (« TTC »), la capacité disponible à chaque frontière est ensuite calculée à partir de coefficients de répartition fixes, dit « *splitting factors* » (environ 50 % pour la Suisse, 37 % pour la France, 9 % pour la Slovénie et 4 % pour l'Autriche).

Figure 10 – Les régions de calcul de capacité incluant la France



2.1.2.3 Des progrès restent à faire pour utiliser l’interconnexion France – Suisse de façon optimale, mais les capacités proposées à l’échéance journalière sont en augmentation grâce à l’expiration de certains contrats de long terme

Alors que la mise en œuvre du règlement CACM se poursuit sur l’ensemble des frontières françaises, l’interconnexion avec la Suisse fait figure d’exception. En effet, du fait de la non-appartenance de la Suisse à l’Union européenne et en application des dispositions de l’article 1(4) du règlement CACM, la Suisse ne peut à ce stade pas participer aux projets de couplages uniques journalier et infra-journalier, bien que cela soit techniquement possible. Cette exclusion de la Suisse de la recherche d’échanges optimisés avec l’Union européenne résulte de l’absence d’accord intergouvernemental sur la coopération dans le domaine de l’électricité entre l’Union et la Suisse. A l’échéance journalière, la capacité d’interconnexion disponible est ainsi allouée au travers d’une enchère explicite, qui se déroule la veille du jour de livraison, de 9h (moment de publication des spécifications de l’enchère) à 9h45 (heure de clôture du dépôt des offres). Actuellement, à l’échéance infra-journalière, la capacité d’interconnexion est allouée à la fois de manière implicite et explicite, en continu. L’allocation débute à 21h05 le jour précédant la livraison. Ces méthodes d’allocation ont vocation à évoluer à compter du lancement de la plateforme XBID. En effet, l’article 1(4) du règlement CACM interdisant la participation de la Suisse au couplage unique journalier et infra-journalier, la frontière France – Suisse ne fait pas partie de ce projet. Au lancement de la plateforme XBID, en juin 2018, l’allocation implicite entre la Suisse et la France n’existera donc plus : seule l’allocation explicite continue sera maintenue à cette frontière.

A l’absence de couplage paneuropéen aux échéances journalière et infra-journalière s’ajoute la rémanence de contrats de long terme à cette frontière, qui disposent d’un accès prioritaire et gratuit à la capacité d’interconnexion, ce qui n’existe sur aucune autre frontière française. Conclues pour certains dès les années 1950, ces contrats courent parfois au-delà de 2050. Ils précisent en outre des conditions d’accès particulièrement flexibles aux interconnexions, permettant par exemple à leurs détenteurs de procéder à des nominations tardives, limitant ainsi de fait la possibilité que les capacités non utilisées au titre des contrats long terme soient proposées aux acteurs de marché dans le cadre des enchères explicites de capacité à l’échéance journalière. Jusqu’au début de l’année 2012 et à l’arrivée à son terme d’une portion d’un contrat portant sur 610 MW, les contrats de long terme saturaient l’intégralité de l’interconnexion dans le sens de l’export vers la Suisse, soit environ 3 100 MW. La CRE et son homologue suisse, l’Elcom, ont alors décidé que la capacité libérée par l’expiration de portions de contrats long terme serait mise à disposition des acteurs de marché et proposée à l’échéance journalière.

Ainsi, et bien que l'interconnexion présente un fonctionnement particulier ne permettant pas d'optimiser l'allocation des capacités à cette frontière, un volume croissant de capacité est proposé aux acteurs lors des enchères explicites journalières.

Dans sa consultation publique du 20 avril 2018 relative à l'utilisation des droits de transport d'électricité transfrontaliers de long terme aux frontières françaises, la CRE a demandé aux acteurs de marché s'ils estimaient pertinent d'allouer une partie de la capacité d'interconnexion libérée par l'arrivée à expiration des contrats de long terme sur la frontière France – Suisse à des échéances de long terme, ou s'ils préféreraient, comme c'est le cas actuellement, que l'intégralité de cette capacité soit proposée en journalier. La quasi-totalité des acteurs de marché qui se sont exprimés ont indiqué une préférence pour l'allocation de la capacité libérée aux échéances de long terme, afin d'offrir des possibilités de couverture des risques à long terme sur cette frontière.

2.1.3 Echéance infra-journalière : une échéance en pleine évolution avec l'extension du couplage continu via le projet XBID

2.1.3.1 Le lancement de la plateforme XBID constitue une étape décisive pour la mise en œuvre du modèle cible à l'échéance infra-journalière tel que décrit dans le règlement CACM

Le règlement CACM étend le couplage des marchés comme modèle cible à l'échéance infra-journalière. Contrairement au couplage de marché à l'échéance journalière qui se réalise via un mécanisme d'enchère, le couplage de marché infra-journalier s'effectue en continu (24h/24, 7j/7) sur la base du « premier arrivé, premier servi ». Jusqu'à une heure avant le temps réel, les acteurs ont donc accès aux offres du marché organisé pour réaliser des transactions.

En France, les méthodes d'allocation des capacités à l'échéance infra-journalière sont aujourd'hui différentes selon les frontières :

- l'allocation implicite et en continu est déjà mise en œuvre aux frontières avec l'Allemagne (depuis 2011), la Suisse (depuis 2013) et la Belgique (depuis 2016) : sur les deux premières frontières, un accès explicite continu existe également ;
- aux frontières avec l'Angleterre, l'Espagne et l'Italie, l'allocation s'effectue par enchères explicites : la capacité transfrontalière est allouée de manière dissociée de l'achat/vente d'électricité de chaque côté de la frontière.

Ces méthodes d'allocation ont vocation à être harmonisées grâce au projet européen XBID, auxquels participeront à terme tous les Etats membres de l'Union européenne. L'objectif de ce projet est d'établir une plateforme sur laquelle, au pas de temps infra-journalier, toutes les capacités d'interconnexion seraient allouées de manière implicite et continue à l'échelle de la région couplée.

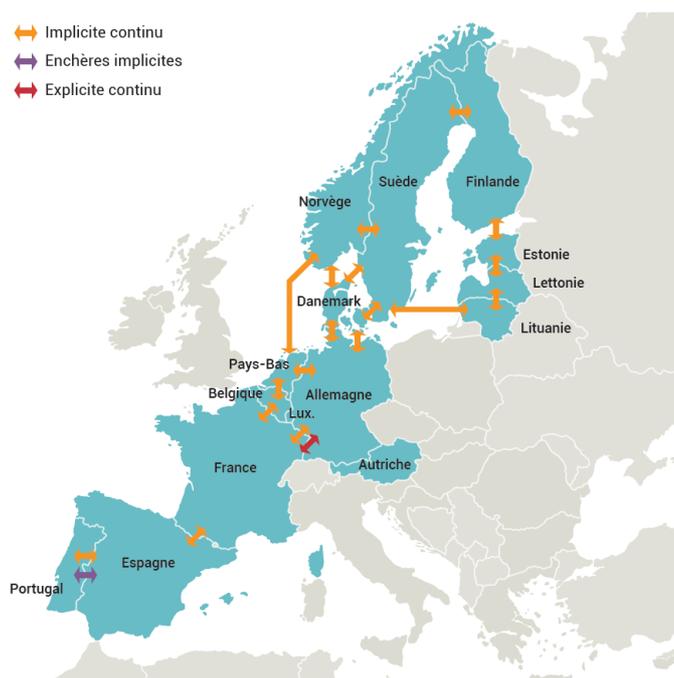
Initié en 2012, il est un exemple inédit de coopération à l'échelle européenne des NEMO et des GRT. En France, seront actifs les NEMO désignés par la délibération de la CRE du 3 décembre 2015²⁵, Nord Pool et EPEX Spot. L'ensemble des ordres déposés chez l'un ou l'autre des NEMO actifs en France sera partagé sur le carnet d'ordres commun de la plateforme XBID, à compter de l'heure d'ouverture du marché journalier transfrontalier, fixée par l'ACER à 15h la veille du jour de livraison à partir du 1^{er} janvier 2019²⁶, jusqu'à sa fermeture, une heure avant le début de la livraison des produits. Ne pourront être échangés sur le marché local français que les produits qui ne sont pas pris en charge par la plateforme XBID après l'ouverture du marché journalier transfrontalier. La CRE souligne l'importance de cette initiative de regrouper la liquidité sur la plateforme européenne, qui apparaît d'autant plus importante qu'en France, les volumes transfrontaliers peuvent représenter plus de deux tiers de l'ensemble des volumes échangés à l'échéance infra-journalière.

Pour la France, les frontières avec l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne feront partie de la « première vague » de frontières à participer au projet. La frontière avec l'Italie devrait rejoindre la plateforme XBID en 2019. Les travaux avec le Royaume-Uni sont pour l'instant suspendus compte tenu des incertitudes liées au Brexit.

²⁵ Décision de la CRE du 3 décembre 2015 portant désignation des opérateurs de marché journalier et infra journalier de l'électricité en France

²⁶ Décision de l'ACER du 24 avril relative aux heures d'ouverture et de fermeture du marché infra journalier transfrontalier

Figure 11 – Interconnexions incluses dans la première vague du projet XBID



Le lancement du projet XBID aux frontières françaises en juin 2018 va se traduire par des évolutions des méthodes d'allocation des capacités d'interconnexion en infra-journalier. Ces évolutions ont été approuvées par la CRE le 31 mai 2018.

A la frontière avec l'Allemagne, les méthodes d'allocation implicite et explicite seront maintenues. En effet, en application des dispositions de l'article 64 du règlement CACM, il est possible que les GRT allouent explicitement la capacité, de manière transitoire, tant que les produits non-standard ne sont pas proposés sur la plateforme pan-européenne. Des produits horaires et demi-horaires (existants depuis mars 2017) pourront être échangés sur cette frontière.

A la frontière avec la Belgique, les capacités d'interconnexion en infra-journalier sont actuellement allouées de manière implicite depuis septembre 2016. A compter du lancement de la plateforme XBID, cette méthode d'allocation implicite restera bien entendu disponible sur cette frontière, A cette interconnexion, les produits échangés seront uniquement horaires.

Des points de vigilance concernant la mise en œuvre de l'allocation implicite continue à la frontière France – Espagne

C'est à l'interconnexion avec l'Espagne que les changements vont être les plus substantiels, puisqu'actuellement la capacité d'interconnexion est allouée par deux enchères explicites. Le lancement d'XBID et la mise en œuvre d'un couplage unique devraient donc permettre d'optimiser l'allocation de capacité à cette frontière. Cependant, les enchères complémentaires régionales entre l'Espagne et le Portugal telles qu'approuvées par la CNMC et ERSE dans leur décision du 12 avril 2018 vont affecter les échanges à la frontière avec la France. Ainsi, au lancement d'XBID, les sessions de trading en continu entre la France et l'Espagne seront restreintes aux heures comprises entre deux enchères ibériques (c'est-à-dire des plages de quelques heures avant la livraison physique, au lieu du trading possible toute la journée sur les frontières allemande et belge). Cette limitation de la plage des sessions d'échanges en continu devrait perdurer jusqu'en novembre 2018, date à partir de laquelle l'intégralité des heures de la journée électrique sera disponible pour la frontière entre la France et l'Espagne sur la plateforme XBID, à certaines exceptions près. En effet, des interruptions sur cette frontière sont à prévoir à la fin de chaque enchère ibérique : elles devraient être limitées à une durée de 10 minutes maximum selon l'article 63 du règlement CACM. Les modalités des enchères approuvées par les régulateurs ibériques étant de nature à limiter les possibilités d'échange sur la plateforme XBID entre la France et l'Espagne, la CRE, en collaboration avec ses homologues de la CNMC et d'ERSE, travaille à une mise en œuvre pleine et effective du projet XBID et s'assure du respect des dispositions du règlement CACM. En particulier, la CRE œuvre à ce que la mise en œuvre des projets européens ne se matérialise pas par des retours en arrière pour les acteurs de marché et veille à ce que l'accès aux interconnexions soit optimisé, en particulier dans un contexte de développement des interconnexions.

2.1.3.2 Le recours à des enchères à l'échéance infra-journalière ne doit pas venir affecter l'allocation en continu qui s'effectuera via XBID

En plus d'une allocation implicite et en continu de la capacité d'interconnexion, réalisée via le projet XBID, le règlement CACM dispose que la capacité d'interconnexion à l'échéance infra-journalière doit faire l'objet d'une tarification. Ainsi, en application des dispositions de l'article 55 du règlement CACM, l'ensemble des GRT européens a élaboré, dans les 24 mois suivant l'entrée en vigueur du règlement CACM, une proposition de méthodologie pour la tarification de la capacité infra-journalière, soumise aux autorités de régulation nationales en février 2017.

La proposition de tarification de la capacité infra-journalière via un mécanisme d'enchères est en cours d'instruction par les régulateurs européens, qui doivent prendre une décision commune d'ici août 2018. Cette méthodologie soulève de nombreuses questions, liées notamment à son articulation avec les échanges en continu sur XBID et aux horaires pertinents pour mener de telle(s) enchère(s) pan-européenne(s). En effet, il serait pertinent de mener une telle enchère une fois la capacité infra-journalière recalculée. Cependant, les méthodologies de calcul de capacité, en cours d'instruction pour chaque région, ne prévoient pas nécessairement des heures de recalcul harmonisées en Europe, complexifiant la possibilité de trouver un horaire commun pertinent pour cette enchère. En outre, mener une telle enchère trop tôt dans l'après-midi risque de n'avoir aucune valeur ajoutée par rapport à l'enchère de couplage journalier.

L'utilisation d'enchères à l'échéance infra-journalière en complément du couplage de marché continu est également possible au niveau régional, selon l'article 63 du règlement CACM. En effet, cet article dispose que, 18 mois après l'entrée en vigueur du règlement CACM, les NEMO et les GRT qui le souhaitent peuvent soumettre une proposition d'enchères régionales complémentaire en infra-journalier.

Une telle proposition a été élaborée par tous les GRT et tous les NEMO actifs aux frontières italiennes et a été soumise aux régulateurs italien, français, autrichien, slovène, suisse et grec, le 14 février 2017.

Cette méthodologie propose la mise en œuvre, aux frontières italiennes, d'enchères implicites qui viendront compléter l'allocation continue devant être mis en œuvre à ces frontières en 2019, lorsque le projet XBID sera opérationnel. Les GRT et les NEMO proposent de mettre en place deux enchères implicites, l'une à 22h en J-1 (couvrant toutes les heures du jour J), l'autre à 7h30 en J (couvrant les heures allant de 12h à 24h). Les capacités n'ayant pas été allouées lors de ces enchères seront offertes sur la plateforme XBID. Cette proposition est en cours d'instruction par les régulateurs de la région concernée, qui doivent prendre une décision commune d'ici juin 2018.

La CRE travaille avec ses homologues européens afin que le design de marché retenu à l'échéance infra-journalière reste lisible pour les acteurs de marché. Pour la CRE, la priorité doit être donnée à la mise en œuvre sur toutes les frontières couplées de la plateforme XBID. Les initiatives d'enchères à l'échéance infra-journalière au niveau pan-européen pour tarifier la capacité ou seulement sur quelques frontières dans le cadre des enchères régionales ne doivent pas impacter négativement les échanges en continu sur XBID.

2.1.3.3 Vers la mise en place de calculs coordonnés de capacité à l'échéance infra-journalière

Aujourd'hui, aucun calcul de capacité pour l'échéance infra-journalière n'est réalisé de façon systématique aux frontières françaises, ni même en Europe : ce sont les capacités résiduelles de l'échéance journalière qui sont offertes au marché. Comme pour l'échéance journalière et en application du règlement CACM, les GRT de chaque région de calcul de capacité ont soumis à partir de septembre 2017 des méthodologies de calcul coordonné de capacité à l'échéance infra-journalière aux régulateurs concernés. Ces méthodologies sont en cours d'instruction et devraient être approuvées au second semestre 2018 ; les calculs coordonnés à l'échéance infra-journalière débiteront cependant après la mise en œuvre de ceux à l'échéance journalière dans chaque région, et donc d'ici à 2020.

En parallèle des améliorations apportées par la mise en œuvre des codes de réseau, la région CWE a été pionnière des évolutions du calcul de capacité à l'échéance infra-journalière. En effet, dès l'approbation du *Flow Based* journalier en mars 2015, l'ensemble des régulateurs CWE, dont la CRE²⁷, ont demandé aux GRT de mettre en œuvre un calcul systématique de capacité à l'échéance infra-journalière. Le développement du calcul de capacité *Flow Based* infra-journalier étant plus long qu'anticipé, les régulateurs CWE ont approuvé en février 2016 une solution transitoire proposée par les GRT visant à augmenter la capacité offerte au marché par une réévaluation quotidienne des capacités résiduelles du journalier²⁸, mise en œuvre depuis mars 2016.

Malgré la création de la région Core par la décision de l'ACER du 17 novembre 2016 sur les régions de calcul de capacité, et grâce à la flexibilité autorisée par cette même décision, les régulateurs et GRT CWE ont décidé fin 2016

²⁷ Délibération de la CRE du 26 mars 2015 portant approbation du couplage de marché fondé sur les flux : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/approbation-du-flow-based>

²⁸ Si la capacité résiduelle est inférieure à un certain seuil pour une frontière donnée, les GRT concernés peuvent demander une augmentation de la capacité disponible. Cette demande d'augmentation sera acceptée ou non par l'ensemble des GRT, en fonction de sa compatibilité avec la sécurité des réseaux de chaque GRT.

de poursuivre les travaux entamés dans la région CWE à la suite de l'approbation du *Flow Based* journalier ; il est en effet important que les processus CWE soient continuellement améliorés puisque le *Flow Based* de la région Core sera opérationnel au mieux fin 2019 pour le journalier, et en 2020 pour l'infra-journalier. C'est dans ce cadre que les régulateurs de la région CWE ont approuvé en septembre 2017 les principes généraux du calcul de capacité *Flow Based* à l'échéance infra-journalière dans la région CWE. Une nouvelle proposition prenant en compte les résultats des tests réalisés devra être soumise par les GRT aux régulateurs CWE en juillet 2018, pour une décision d'ici fin 2018 et une mise en œuvre du calcul de capacité au second trimestre 2019.

2.1.4 Equilibrage

2.1.4.1 Une utilisation de la capacité transfrontalière après l'échéance infra-journalière, pour compenser des besoins d'équilibrage

En février 2016, RTE a rejoint le projet « *International Grid Control Cooperation* » (IGCC), qui vise à diminuer les activations de réserve secondaire des GRT participants, en annulant leurs activations de sens opposé. Ce projet implique depuis 2016 les GRT de huit pays. Il servira de base à la plateforme européenne de compensation des déséquilibres, qui devra être mise en œuvre par l'ensemble des GRT européens dans le cadre du règlement européen relatif à l'équilibrage.

La compensation entre les GRT de leurs déséquilibres permet de limiter les volumes d'énergie de réserve secondaire qu'ils auraient eu à activer en sens opposé, en l'absence de compensation. La compensation est possible seulement lorsque les capacités transfrontalières restantes après la fermeture des marchés infra-journaliers permettent l'échange d'énergie correspondant.

2.1.4.2 Un couplage régional pour la constitution de la réserve primaire

Depuis le mois de février 2017, RTE contractualise ses besoins de capacité de réserve primaire au sein de la coopération FCR (« *Frequency Containment Reserve* »), au travers d'appels d'offres hebdomadaires menés par les GRT des six pays de la coopération (Allemagne, Autriche, Belgique, France, Pays-Bas, Suisse). Dans le cadre du règlement européen relatif à l'équilibrage, les GRT participants à cette coopération ont soumis le 26 avril 2018 les modalités de cette coopération à l'approbation des régulateurs des pays concernés, ainsi que ses évolutions futures.

Le produit ainsi contractualisé concerne la livraison de réserve primaire pour la même puissance à la hausse et à la baisse (produit symétrique) en continu sur une semaine. Les fournisseurs de réserve des pays concernés soumettent des offres pour la fourniture de réserve primaire sur une plateforme commune. Ces offres sont sélectionnées de manière à répondre à la demande formulée par chacun des GRT en minimisant le coût de constitution de cette réserve, tout en respectant les limites d'import et d'export de réserve primaire définie par le règlement *System Operation* : la coopération régionale permet donc de mobiliser préférentiellement les capacités de réserve primaire dans les pays où elles sont les moins coûteuses. Les échanges d'énergie de réserve primaire résultant de cette contractualisation commune ne requièrent pas la disponibilité de capacité d'échange transfrontalière car ils sont pris en compte dans les marges disponibles aux interconnexions.

En 2017, RTE a ainsi importé 27 semaines sur 50 en moyenne 60 MW de réserve primaire et a exporté le reste du temps en moyenne 54 MW de réserve primaire. La contractualisation commune a permis de réduire le prix moyen de la réserve constituée d'environ 20 % par rapport au prix régulé précédemment en vigueur.

2.1.4.3 La poursuite des travaux sur les échanges européens des autres réserves

Pour les réserves secondaire et tertiaire, les GRT et régulateurs européens ont poursuivi leur coopération et leurs travaux volontaires sur plusieurs projets de plateformes d'échanges d'énergie.

Le projet TERRE (pour « *Trans European Replacement Reserves Exchanges* ») vise à mettre en œuvre une plateforme d'échanges d'énergie de réserve complémentaire, c'est-à-dire des produits d'équilibrage activables en moins de 30 minutes. Compte tenu de l'ampleur des évolutions futures, plusieurs GRT²⁹ dont RTE ont amorcé la définition de l'architecture de la plateforme dès 2013. Ces travaux ont été menés avec un groupe de régulateurs piloté par la CRE qui a assuré leur cohérence avec ceux sur le développement du règlement européen relatif à l'équilibrage. Ils ont donné, de manière anticipée, des orientations communes³⁰ sur l'architecture du projet, après deux consultations publiques menées par les GRT. Dans le cadre de la mise en œuvre formelle de la ligne directrice,

²⁹ En 2017, le projet rassemblait RTE (France), National Grid (Grande-Bretagne), REN (Portugal), REE (Espagne), Swissgrid (Suisse) et Terna (Italie).

³⁰ Délibérations de la CRE portant orientation : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/projet-terre> et <http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/projet-terre2>

les GRT utilisant des produits de réserve complémentaire doivent saisir leurs régulateurs d'une proposition d'architecture pour la plateforme avant le 18 juin 2018.

Le projet MARI (pour « *Manual Activated Reserves Initiatives* ») aboutira quant à lui à la mise en œuvre d'une plateforme d'échanges d'énergie issue de la réserve tertiaire rapide. Ces produits mobilisables en moins de 15 minutes sont utilisés par l'ensemble des GRT européens. Ils seront ainsi partagés sur une plateforme unique composée de deux listes de préséance économique : l'une pour les activations programmées et l'autre pour les activations en continu. La ligne directrice EBGL impose aux GRT de soumettre aux régulateurs européens une proposition d'architecture de la future plateforme avant décembre 2018. Une consultation publique a été lancée par les GRT au deuxième trimestre 2018. La plateforme devra ensuite être rendue opérationnelle avant décembre 2021.

Enfin, une troisième plateforme d'échanges de produits standard verra le jour avant décembre 2021 : il s'agit de la plateforme d'échanges d'énergie issue de la réserve secondaire (projet PICASSO pour « *Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation* »). Cette réserve, dont l'activation est contrôlée automatiquement, est mobilisable dans une constante de temps variant aujourd'hui entre 5 et 15 minutes en fonction des pays. Cette plateforme entraînera des changements significatifs de l'architecture du marché français, dans la mesure où elle imposera en particulier de passer d'un mode d'activation de la réserve au prorata (toutes les flexibilités fournissant la réserve sont activées simultanément) à une activation par préséance économique. Une consultation publique sur l'architecture de cette plateforme a été lancée par les GRT en avril 2018, qui soumettront ensuite aux régulateurs une proposition d'architecture avant décembre 2018.

Chapitre 2 - Bilan de l'utilisation des interconnexions électriques

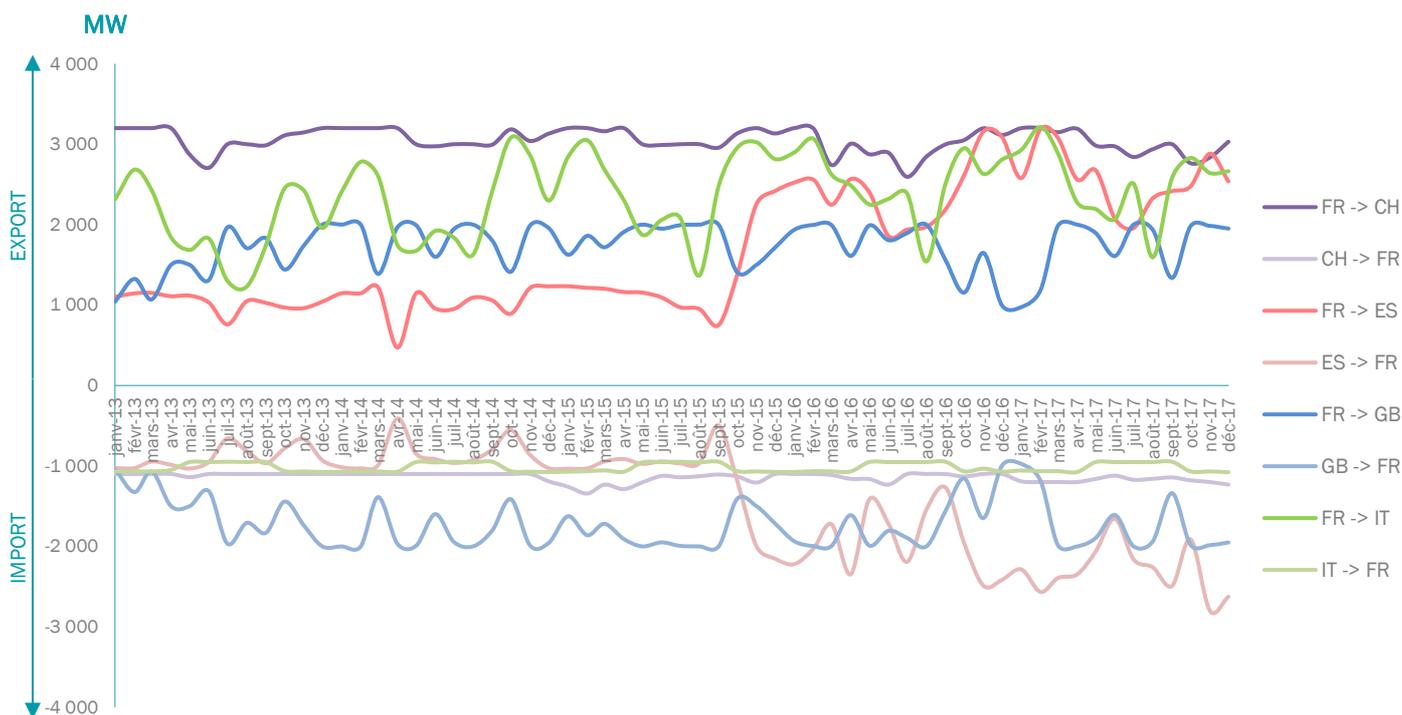
2.2.1 Evolution des capacités d'interconnexion aux frontières françaises

2.2.1.1 Une augmentation structurelle contrebalancée par une légère baisse conjoncturelle des capacités d'interconnexion

Les capacités commerciales d'interconnexion représentent les capacités d'échange qui sont proposées aux acteurs de marché ; elles peuvent différer des capacités physiques des infrastructures de transport, dites capacités thermiques. Les capacités commerciales sont calculées pour chaque pas horaire par les GRT afin de s'assurer que les flux physiques résultant des échanges commerciaux transfrontaliers ne mettent pas en danger la sécurité du réseau. Depuis la mise en place du *Flow Based* en mai 2015, les capacités d'échange dans la région CWE ne sont plus déterminées ex ante par frontière (France-Belgique d'une part et France-Allemagne d'autre part), mais pour l'ensemble des échanges de la région, en prenant en compte l'interdépendance des flux entre frontières.

La France métropolitaine est aujourd'hui interconnectée avec la Grande-Bretagne, la Belgique, le Luxembourg³¹, l'Allemagne, la Suisse, l'Italie et l'Espagne. Les capacités commerciales d'échange entre la France et ces pays hors Belgique et Allemagne, qui s'élevaient à 8,7 GW en export et 5,1 GW³² en import en moyenne en 2015, ont atteint 9,8 GW en export et 6,2 GW en import en 2017. Depuis 2013, les capacités d'échange ont augmenté de 2,2 GW à l'export, et de 1,6 GW à l'import. Les différences de niveau entre l'import et l'export s'expliquent par la configuration des réseaux de transport de part et d'autre des différentes frontières, historiquement organisée de manière à maximiser les exports français.

Figure 12- Capacités commerciales d'interconnexion (hors CWE), moyennes mensuelles (2013-2017)



Source : RTE, analyse CRE

L'augmentation des capacités d'échange de la France est liée à la mise en service d'une nouvelle interconnexion avec l'Espagne (Baixas Santa-Llogaia) en octobre 2015 et au renforcement du réseau espagnol (mise en service du transformateur déphaseur d'Arkale en juin 2017). Les capacités d'échange avec l'Espagne sont ainsi passées de 1 GW à 2,6 GW à l'export et de 0,9 GW à 2,3 GW à l'import.

L'augmentation des capacités d'échange avec l'Italie apportée par la mise en place du calcul de capacité coordonné à l'export en février 2016 a été moins élevée qu'attendue, puisque les capacités commerciales n'ont augmenté

³¹ Le Luxembourg fait partie de la zone de marché commune avec l'Allemagne, le Luxembourg et l'Autriche en électricité.

³² 8,4 GW à l'export et 4,9 GW à l'import avant la mise en service de l'interconnexion Baixas-Santa Llogaia avec l'Espagne en octobre 2015



que de 70 MW en moyenne entre 2015 et 2017 (même si la plage de variation des capacités d'échange est devenue plus importante : elles peuvent parfois atteindre 3,3 GW, contre 3,1 GW maximum avant février 2016). Cette augmentation mesurée souligne les limites de la méthode appliquée aujourd'hui, et qui devrait être améliorée dans le cadre de l'application du règlement CACM (voir §.2.1.2.2).

Les capacités d'échange avec la Suisse ont sensiblement baissé en 2016 (en moyenne de 120 MW à l'export et de 60 MW à l'import), avant de légèrement remonter en 2017 (30 MW à l'export et 50 MW à l'import), des travaux sur le réseau ayant entraîné des indisponibilités de l'interconnexion.

L'interconnexion entre la France et l'Angleterre a connu une avarie liée à une tempête dans la Manche à la fin du mois de novembre 2016. Quatre des huit câbles de l'interconnexion ont été endommagés, limitant ainsi les capacités d'échange jusqu'à la fin du mois de février 2017. La moyenne annuelle des capacités commerciales offertes en 2016 et en 2017 a ainsi été légèrement plus basse que les années précédentes (de l'ordre de 1,7 GW au lieu de 1,8 GW habituellement).

2.2.1.2 GRT limitant

Lorsque le calcul de capacité coordonné n'a pas encore été mis en œuvre à une frontière, les gestionnaires de réseau calculent indépendamment le niveau de capacité transfrontalière qu'il peuvent offrir au marché tout en respectant la sécurité de leur réseau, puis retiennent la valeur minimale parmi celles calculées. Le GRT ayant proposé cette valeur est appelé « GRT limitant ». En France, un calcul de capacité coordonné a été mis en œuvre avec la région CWE et l'Italie. A la frontière avec la Grande-Bretagne, la totalité de la capacité du câble (soit 2 GW) est mise à disposition du marché, sauf en cas de maintenance ou d'avarie.

A la frontière franco-suisse, les imports sont la plupart du temps limités par le GRT suisse, Swissgrid (68 % du temps en 2017), tandis qu'à l'export, RTE et Swissgrid vérifient simplement que leurs réseaux peuvent supporter une capacité de 3 000 MW l'été, et de 3 200 MW l'hiver.

A la frontière espagnole, RTE a limité la capacité 19 % du temps à l'import et 17 % du temps à l'export en 2016, soit un peu plus qu'en 2015 (respectivement 17 % et 11 % du temps). Les travaux de renforcement effectués sur le réseau espagnol en 2016 et en 2017 ont permis à REE (*Red Eléctrica de España*), le gestionnaire de réseau espagnol, de moins limiter les capacités, rééquilibrant par conséquent mécaniquement la répartition entre les deux GRT. RTE est ainsi devenu le GRT limitant 34 % du temps à l'import, et 49 % du temps à l'export en 2017 (les deux GRT ayant proposé le même niveau de capacité environ 6 % du temps à l'import comme à l'export). Les capacités retenues lorsque chacun des GRT était limitant sont ainsi plus élevées en 2017 qu'en 2016, illustrant ainsi le moindre impact des contraintes internes sur les capacités offertes au marché.

2.2.1.3 Réductions de capacité

Quand le niveau de capacités vendues aux échéances de long terme est supérieur à la capacité physique réellement disponible à l'échéance, en cas d'incident imprévu affectant le réseau par exemple, les GRT peuvent être contraints d'effectuer des réductions de capacités, c'est-à-dire d'annuler des droits préalablement alloués. Aux termes du règlement FCA (voir §.2.1.1), ces réductions de capacités ne peuvent intervenir qu'avant la limite de fermeture journalière, fixée une heure avant la clôture du guichet journalier, afin de laisser aux acteurs de marché le temps de rééquilibrer si nécessaire leurs positions sur le marché journalier.

Comme illustré par le graphique et le tableau ci-après, 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 2011³³ ; de même, aucune réduction n'a été enregistrée sur la frontière franco-suisse en 2017. À l'inverse, il y a beaucoup de réductions sur l'interconnexion France – Grande-Bretagne, et d'une ampleur importante, en hausse sur 2016 et 2017 par rapport aux années précédentes. Ces différences peuvent s'expliquer par plusieurs facteurs :

- le maillage de l'interconnexion : aux frontières allemande, belge ou suisse, les réseaux sont denses et permettent une certaine flexibilité. Au contraire à la frontière britannique, une seule liaison en courant continu assure l'ensemble des échanges ; tout problème ou maintenance sur cette liaison provoque donc automatiquement des réductions de capacité importantes. L'endommagement de quatre des huit câbles de l'interconnexion a ainsi provoqué une forte réduction de capacité entre novembre 2016 et février 2017.

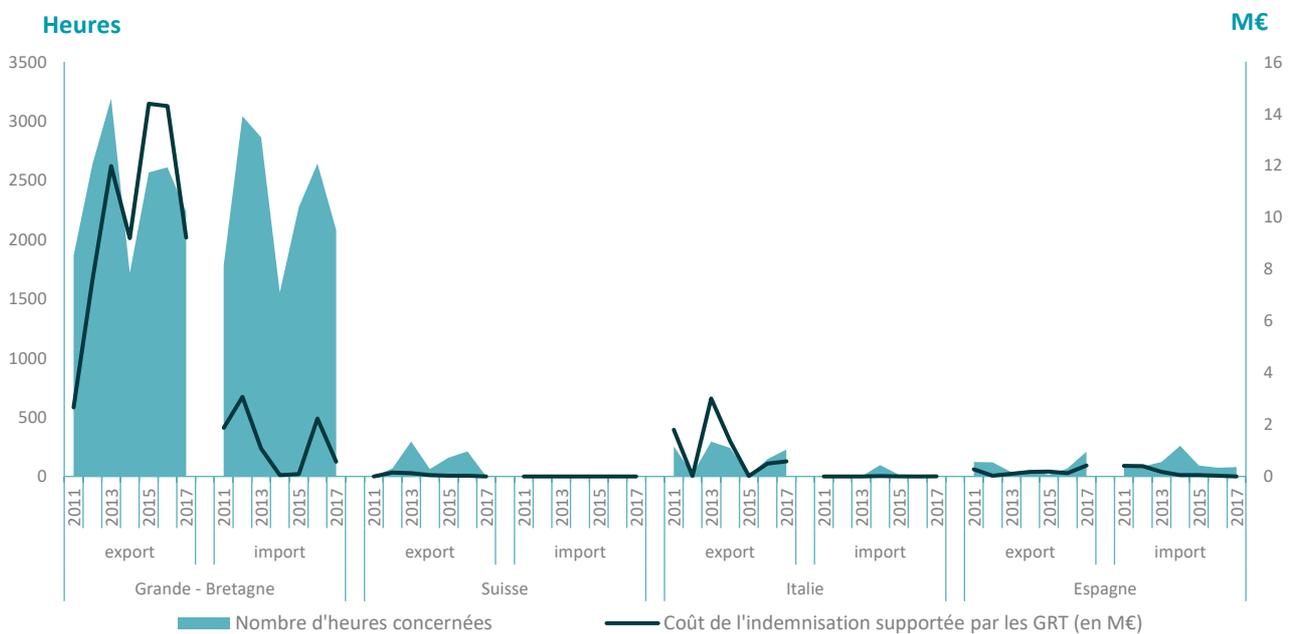
³³ A l'exception du mois d'octobre 2015 dans le sens Belgique - France, où les GRT ont dû effectuer sur trois jours 23,33 MW de réductions en moyenne. Le *Flow Based* en place depuis 2015 dans la région CWE limite les réductions de droits de long terme, dans la mesure où il intègre, dans le calcul de capacité réalisé en J-2, une procédure dite de *LTA inclusion* qui garantit que le domaine *Flow Based* calculé à cette échéance couvre *a minima* les droits de long terme déjà alloués, si nécessaire au prix de parades coûteuses.

- les modalités de calcul de la capacité offerte aux échéances de long terme, qui donnent des marges plus ou moins importantes permettant de faire face aux aléas, ainsi que la répartition des capacités entre échéances d'allocation. A la frontière anglaise, aucun calcul de capacité n'est réalisé ; l'intégralité de la capacité physique du câble est donc offerte au marché, et ce à des échéances majoritairement très éloignées du temps réel (semestrielles ou annuelles). En conséquence, un volume important de capacité de long terme est exposé à des réductions en cas de défaillance de la liaison.

- la survenue aléatoire d'avaries sur le réseau ou les moyens de production, ainsi que les maintenances programmées, qui affectent différemment les différentes frontières.

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, selon des modalités désormais prescrites par le règlement FCA (voir §.2.1.1). La figure 13 ci-après montre que les montants de compensation ne sont significatifs qu'à la frontière entre la France et la Grande-Bretagne.

Figure 13– Nombre d'heures de réduction de capacité long terme par frontière et compensations associées, de 2011 à 2017, hors CWE



Source : RTE, analyse CRE

Figure 14 – Volume moyen des réductions par frontière, de 2011 à 2017

Profondeur moyenne des réductions (MW)		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Grande-Bretagne	Export	465	654	32	28	33	536	333
	Import	477	684	33	37	51	521	351
Suisse	Export	0	317	12	24	17	40	0
	Import	0	0	0	0	0	0	0
Italie	Export	526	44	14	9	22	351	231
	Import	0	0	0	50	24	0	794
Espagne	Export	423	291	39	15	23	179	596
	Import	626	623	18	13	16	341	353

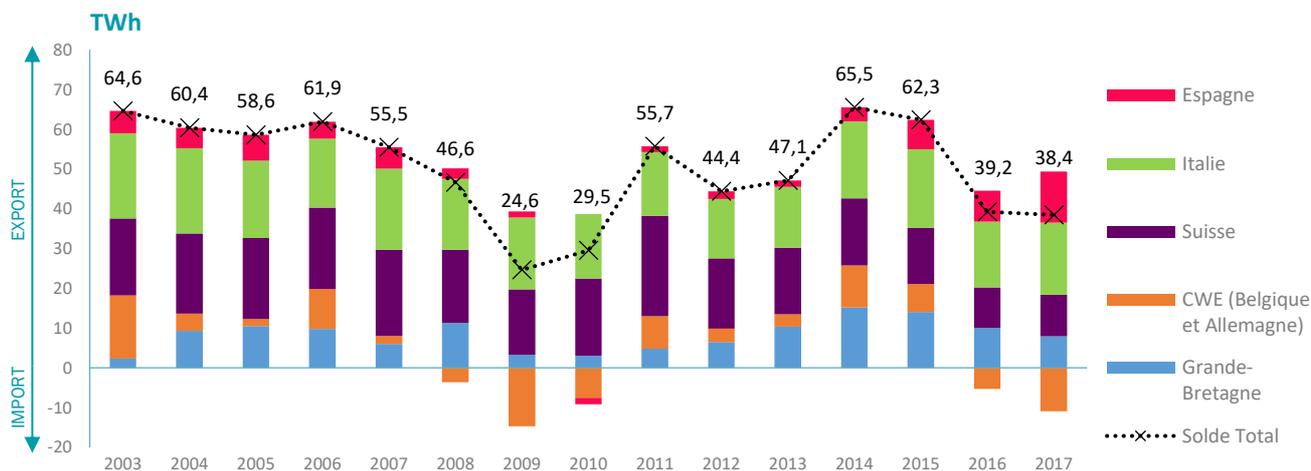
Source : RTE, analyse CRE

2.2.2 Echanges commerciaux aux frontières françaises

2.2.2.1 Un solde exportateur en nette baisse en 2016 et 2017

Le solde des échanges d'électricité de la France a atteint un niveau historiquement bas en 2016 et en 2017, de l'ordre de 39 TWh (voir figure 15 ci-après), sans pour autant atteindre le niveau de 2009 (24,6 TWh). Cela est dû à la fois à une baisse très marquée des exports (passés de 91 TWh en 2015, à 72 TWh en 2016 puis 74 TWh en 2017), et à une légère augmentation des imports (de l'ordre de 30 TWh en 2015, et de 35 TWh en 2017).

Figure 15– Flux commerciaux nets annuels par frontière

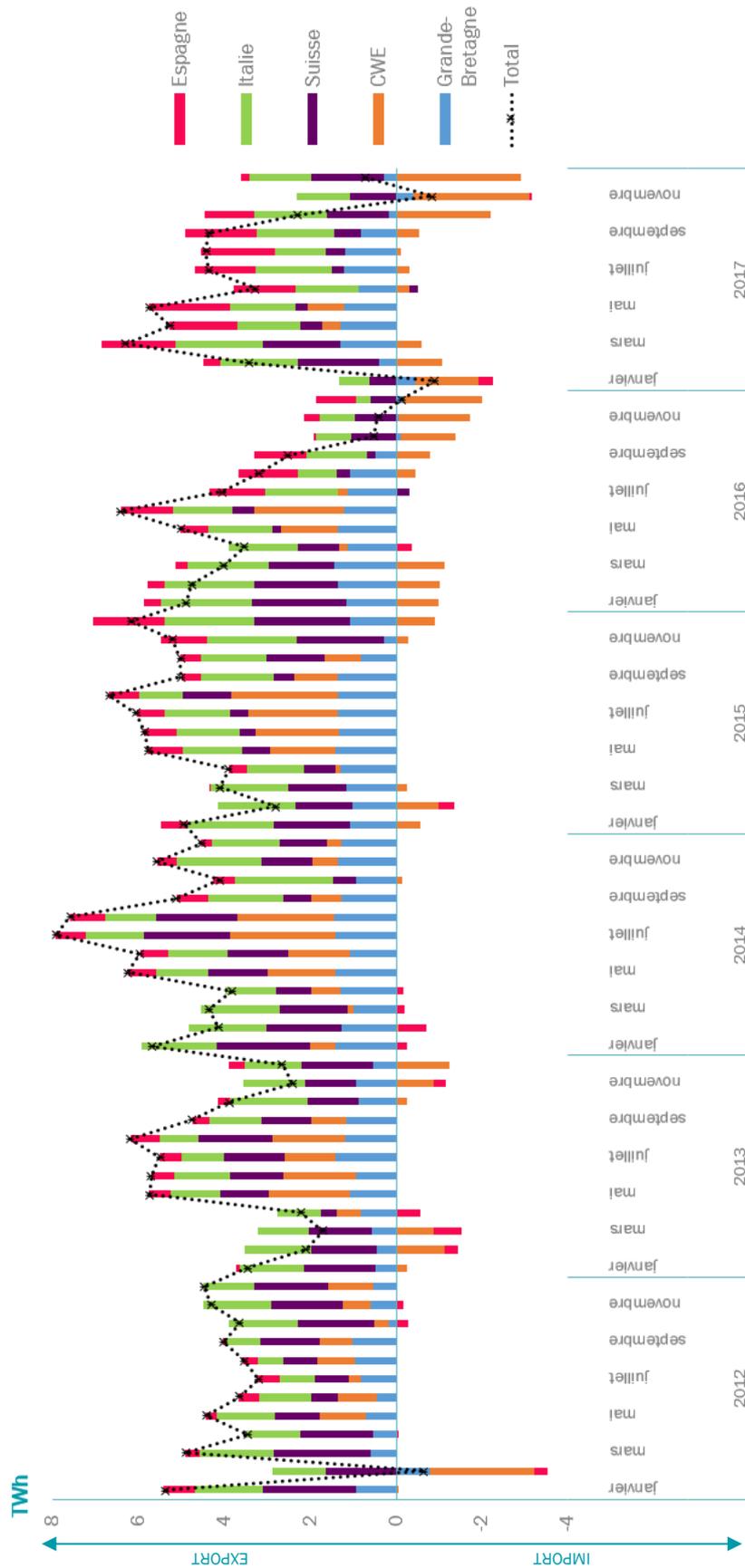


Source : RTE, analyse CRE

Ce phénomène est directement lié à la période de tension apparue au cours de l'hiver 2016/2017 : l'indisponibilité d'une partie du parc nucléaire français, conjuguée à des températures très inférieures aux normales saisonnières, a pesé sur les prix de l'électricité français et modifié l'équilibre des échanges habituel (voir encadré ci-après pour une analyse plus détaillée de la situation lors de l'hiver 2016/2017). Le solde net de la France a ainsi atteint des niveaux particulièrement bas : il était quasi nul en octobre et novembre 2016 (environ 0,5 TWh par mois), puis négatif en décembre 2016 (- 0,1 TWh) et janvier 2017 (- 0,9 TWh). La France n'avait pas connu de solde mensuel importateur depuis la vague de froid de février 2012 (- 0,7 TWh). En comparaison, le solde exportateur de la France s'élevait à 6,2 TWh en décembre 2015.

Si les soldes des échanges de 2016 et 2017 ont un niveau comparable, l'évolution saisonnière des flux a été différente au cours de ces deux années. L'année 2016 a ainsi été marquée par un solde exportateur élevé pendant le premier semestre (avec un pic de 6,4 TWh en juin), puis par une baisse des exports conjuguée à une hausse des imports pendant la seconde moitié de l'année, en raison de la baisse de la production nucléaire à partir du mois de septembre.

Figure 16– Flux commerciaux nets mensuels par frontière



Source : RTE, analyse CRE



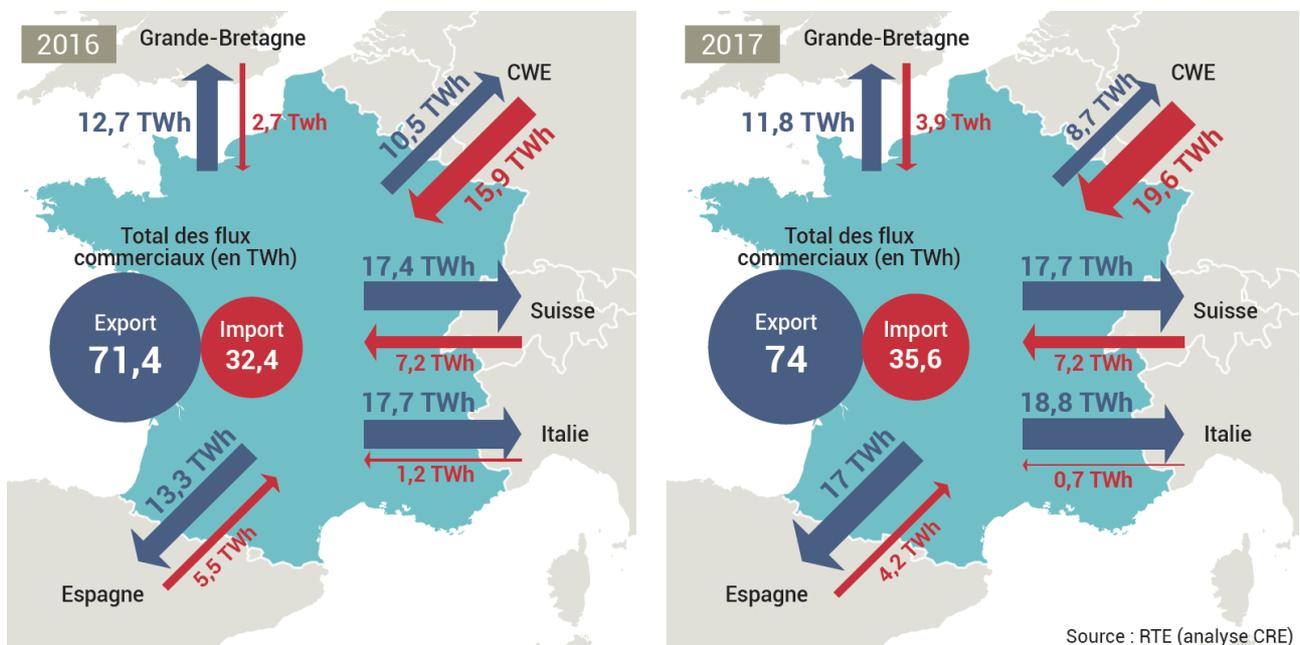
Le profil de l'année 2017 est différent, avec un solde exportateur relativement élevé entre mars et septembre, mais très bas en janvier, février, et au cours du dernier trimestre (avec notamment un solde importateur de 0,8 TWh en novembre 2017, du fait de nouvelles indisponibilités des moyens nucléaires et de températures inférieures de 0,8°C aux normales saisonnières en France). La France a été importatrice nette 52 jours en 2017 (46 jours en 2016), niveau le plus élevé depuis 2010 (72 jours).

Le record d'importation de la France, datant de février 2012, a été battu en fin d'année 2017, avec 10,6 GW d'import le samedi 2 décembre 2017 à 23h (et un prix *spot* français de 63 €/MWh, contre 54 €/MWh en moyenne dans les pays frontaliers). Ce type de valeur reste tout de même très rare, puisque le second niveau d'importation français le plus élevé de 2017 est de 8,9 GW, le 3 décembre à 1h.

Le record d'exportation datant de juillet 2015 a lui aussi été dépassé le 30 mars 2017 à 18h30, atteignant un niveau de 17 GW (pour un prix français de 36 €/MW, et de 42 €/MWh en moyenne chez les pays voisins). Les exports français ont par ailleurs dépassé une dizaine de fois le niveau de 15 GW au cours du mois de mars 2017.

2.2.2.2 Des situations contrastées selon les frontières

Figure 17– Flux commerciaux³⁴ aux frontières françaises en 2016 et 2017



Source : RTE (analyse CRE)

L'évolution des échanges est également différente selon les frontières considérées. En net sur l'année, la France conserve son statut de pays exportateur vers la Grande-Bretagne, la Suisse, l'Italie et l'Espagne en 2016 et en 2017, mais a été importatrice nette depuis la région CWE, ce qui n'était pas arrivé depuis 2010.

Les échanges nets avec la Grande-Bretagne, très variables selon les années, avaient atteint un pic en 2014 avec solde exportateur français de 15 TWh, avant de redescendre à 10 TWh en 2016, puis à 8 TWh en 2017 (les imports ont fortement augmenté en 2017). A l'échelle mensuelle, la France a été importatrice nette depuis la Grande-Bretagne d'octobre 2016 à janvier 2017, puis en novembre 2017, c'est-à-dire pendant les périodes tendues pour le système français (la France a importé 83 % du temps depuis la Grande-Bretagne en janvier 2017). En dehors des périodes hivernales, l'interconnexion franco-britannique est utilisée quasi-exclusivement à l'export.

Le solde des échanges avec la Suisse s'est également réduit par rapport à 2015, mais cela s'inscrit dans une tendance de plus long terme, puisque le solde exportateur, plus ou moins stable autour de 20 TWh depuis 2003, diminue tous les ans depuis 2012 avec l'arrivée à échéance des contrats de long terme associés à cette frontière (il a atteint un niveau de 10 TWh en 2016 et en 2017, contre 14 TWh en 2015). La baisse observée en 2016 et en 2017 s'explique également par l'indisponibilité des centrales nucléaires françaises, à l'énergie desquelles sont rattachés les contrats de long terme. La saisonnalité des échanges avec la Suisse est relativement singulière par rapport aux autres frontières, puisque les imports sont plus importants pendant les mois d'été. Ce phénomène est

³⁴ N'inclut pas les écarts de bouclage, le secours mutuel entre GRT et le rattrapage des pertes et des écarts



notamment imputable à l'importance de la production hydroélectrique en Suisse (jusqu'à 59 % de la production d'électricité en 2015 selon l'Office Fédéral de l'énergie suisse), relativement disponible pendant les mois d'été, malgré un déficit de remplissage ces dernières années en raison d'hivers plutôt doux.

Historiquement fortement exportatrice vers l'Italie, la France a connu une baisse du solde de ses échanges vers ce pays, passé de 19,7 TWh en 2015 à 16,5 TWh en 2016, avant de remonter à 18,2 TWh en 2017. Cette évolution est due à l'augmentation des imports depuis l'Italie pendant l'hiver 2016/2017, sans pour autant que la France ne se soit retrouvée souvent en situation d'importateur net sur la période (seulement 26 jours entre octobre 2016 et février 2017).

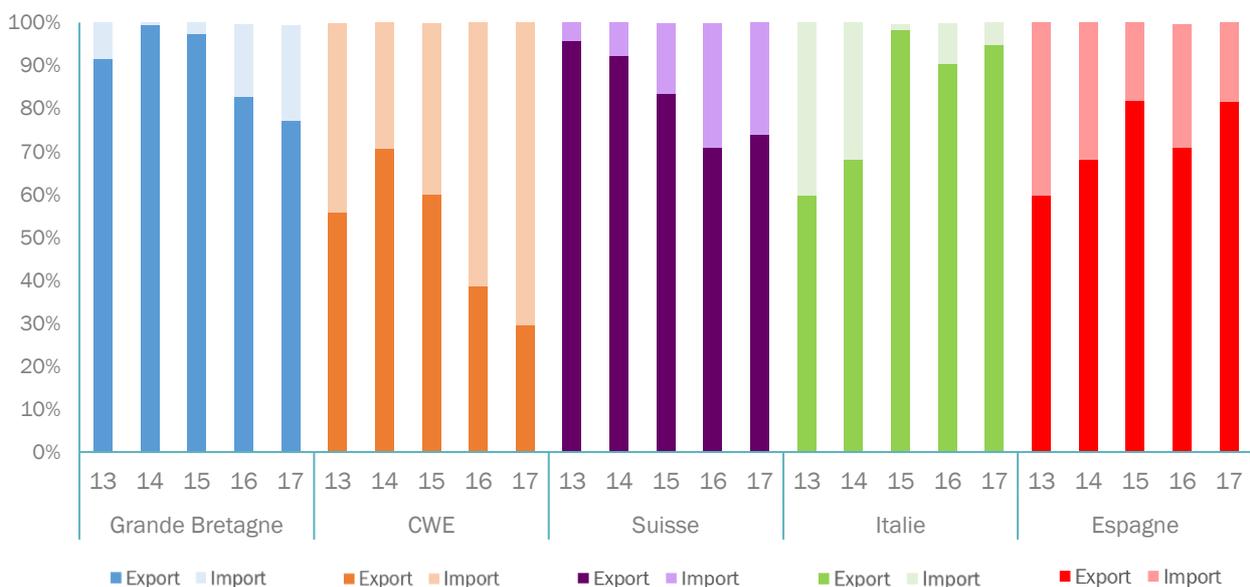
L'Espagne est le seul pays avec lequel le solde exportateur français a augmenté depuis 2015. Relativement limitée en 2016 (+0,4 TWh), cette hausse a été plus marquée en 2017, pour atteindre un solde de 12,8 TWh. La mise en service de la nouvelle interconnexion en octobre 2015 a ainsi permis une augmentation des échanges avec l'Espagne, même si l'évolution du solde net a été limitée lors de l'hiver 2016/2017. On constate en effet une augmentation à la fois des imports, passés de 2 TWh en 2015 à 5,5 TWh en 2016 et à 4,2 TWh en 2017, et des exports, passés de 9,3 TWh en 2015 à 17 TWh en 2017. Les exports vers l'Espagne ont été particulièrement élevés entre mars et septembre 2017, les stocks hydrauliques espagnols étant à cette période à leur plus bas niveau depuis 2008.

Enfin, la France a été importatrice nette depuis la région CWE en 2016 et en 2017, pour la première fois depuis la période 2008-2010. Les échanges avec cette région sont historiquement caractérisés par une variabilité saisonnière importante, avec des exports plus importants l'été que l'hiver (la France étant souvent en situation d'import net entre novembre et janvier, en raison de la thermo-sensibilité de la demande). Cette saisonnalité et les volumes échangés ont été particulièrement importants à la fois pendant l'hiver 2016/2017 et en fin d'année 2017, expliquant ainsi la position nette importatrice de la France sur ces deux années.

La variabilité des niveaux d'échanges de la France selon les frontières et les saisons met en lumière l'intérêt des interconnexions pour exploiter la complémentarité des parcs de production et des profils de consommation nationaux. Elles apportent ainsi à la France une flexibilité qui contribue à passer la pointe lors des périodes de froid hivernales (le niveau de consommation électrique en France est particulièrement influencé par les températures : 2 400 MW de puissance supplémentaires sont nécessaires pour chaque degré perdu en hiver lors de la pointe, ce qui constitue la moitié de la thermo-sensibilité de la consommation européenne en hiver).

Le figure 18 ci-dessous montre le sens d'utilisation des différentes interconnexions françaises (en pourcentage du temps), indépendamment du niveau des flux. Les interconnexions avec la Suisse et la Grande-Bretagne sont pratiquement toujours utilisées à l'export (dans une moindre mesure en 2016 et 2017), tandis que l'interconnexion avec la région CWE est surtout utilisée à l'import, et d'autant plus ces deux dernières années. Les interconnexions avec l'Espagne et l'Italie sont de plus en plus utilisées à l'export (si on ne prend pas en compte les effets de l'hiver 2016/2017). Cela reflète le fait que les prix de gros français sont généralement plus faibles que ceux de tous les pays voisins, à l'exception de l'Allemagne.

Figure 18– Sens d'utilisation des interconnexions françaises



Source : RTE, analyse CRE

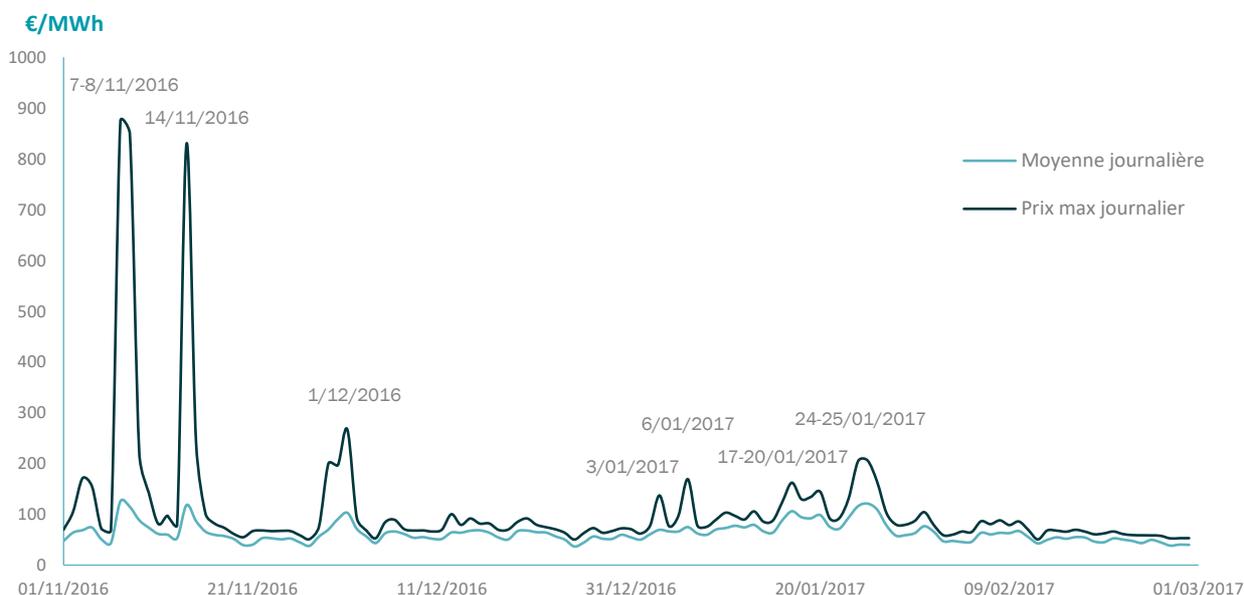


Période de tension octobre 2016 – février 2017

Le système électrique français, et européen dans une moindre mesure, a connu une période de tension entre les mois d'octobre 2016 et de février 2017. On observe cependant deux périodes distinctes, avec des pics de prix très élevés mais peu nombreux en novembre 2016, et un peu moins élevés mais plus nombreux en début d'année 2017 (voir figure 19 ci-dessous).

Le dernier trimestre 2016 a été marqué par l'indisponibilité non planifiée d'une partie du parc nucléaire français, mais aussi de certaines centrales en Belgique et en Suisse, ce qui a entraîné un recours massif aux moyens de production thermique à combustible fossile (6,7 TWh en France, soit le plus haut niveau depuis février 2012). Cela a contribué à la hausse des prix observée pendant le mois de novembre 2016, avec des pics particulièrement élevés, notamment en France. Les prix spot ont ainsi atteint un maximum de 874 €/MWh le 7 novembre à 18h, et ont à nouveau dépassé les 800 €/MWh le 8 et le 14 novembre à 18h, pour un prix spot moyen de 65 €/MWh sur le mois. Le niveau du 9 février 2012 (1 938 €/MWh) n'a cependant pas été atteint. La France est par ailleurs restée exportatrice nette sur le mois.

Figure 19– Prix spot moyens et maxima journaliers en France (hiver 2016/2017)

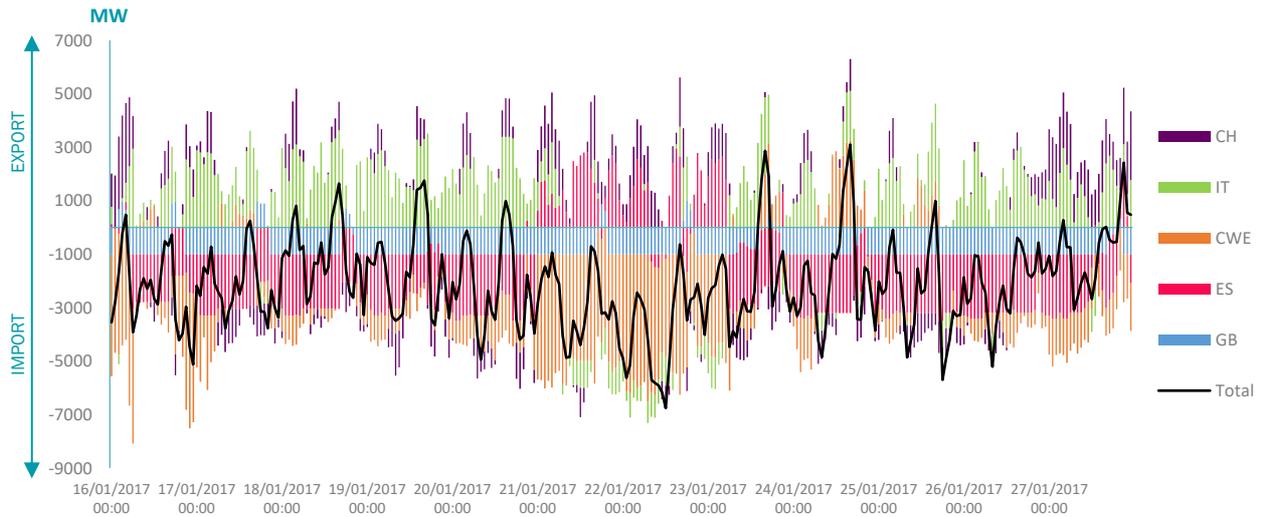


Source : RTE, analyse CRE

L'effet de l'indisponibilité des centrales nucléaires françaises a été renforcé par l'augmentation des prix du gaz et du charbon au sud de l'Europe (voir §.2.4.1.3), la faible production renouvelable, et la vague de froid qui s'est abattue sur la région au début de l'année 2017, entraînant une nouvelle augmentation des prix spot. Cela a été particulièrement le cas pendant la seconde moitié du mois de janvier, avec des pics de prix plus bas que ceux du mois de novembre 2016 (206 €/MWh le 25 janvier), mais des prix moyens plus élevés (121 €/MWh en moyenne le 25 janvier, et 78 €/MWh en moyenne sur le mois).

La France a été majoritairement importatrice pendant la seconde moitié du mois de janvier (89 % du temps), atteignant le solde importateur le plus élevé depuis 1980 (0,9 TWh), avec une inversion des flux notable avec l'Espagne et la Grande-Bretagne. Si la France a en moyenne importé surtout pendant les périodes de pointe de consommation (entre 7h et 11h et entre 18h et 19h), les flux les plus importants ont été observés principalement pendant le week-end du 21 et 22 janvier (alors que la tension sur le système français était moins importante) : le maximum d'import (6 759 MW) a ainsi été atteint le dimanche 22 janvier à 12h, alors que le prix spot français était de 75 €/MWh, le prix allemand de 37 €/MWh et ceux des autres pays frontaliers de 70 €/MWh en moyenne. En comparaison, au moment du pic de prix le plus important (le 25 janvier à 8h), la France n'a importé que 4 860 MW (dont seulement 308 MW depuis la région CWE – voir gros plan 2).

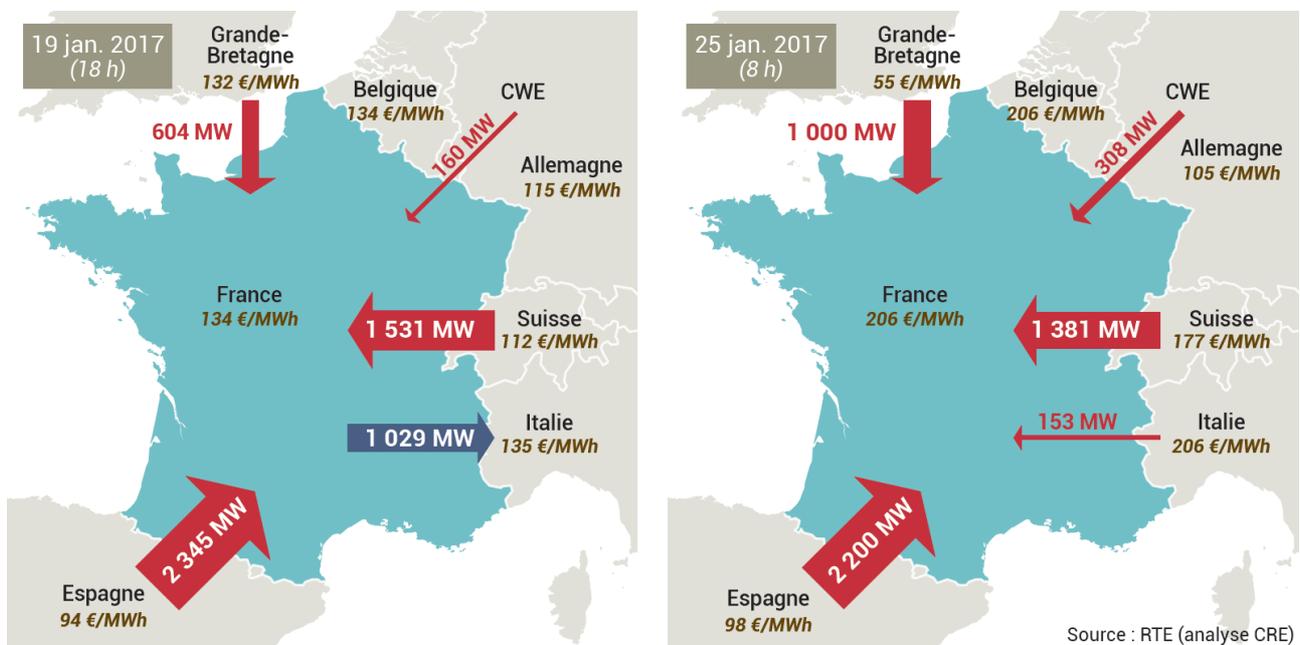
Figure 20– Echanges horaires du 16 au 27 janvier 2017



Source : RTE, analyse CRE

Le couplage des marchés a ainsi facilité l'évolution conjointe des prix européens au cours de cet épisode de tension, limitant les différentiels de prix lors de certains pics (voir cartes ci-dessous). Le 19 janvier à 18h, la France converge ainsi avec l'Italie, la Belgique et la Grande-Bretagne³⁵ à 134 €/MWh, tandis que l'utilisation à pleine capacité des interconnexions avec l'Espagne et la Suisse aboutit à des différentiels de 40 €/MWh et 22 €/MWh respectivement. Une situation similaire est observée lors du pic de prix du 25 janvier à 8h : la France converge avec l'Italie et la Belgique (206 €/MWh), et conserve un différentiel de prix avec la Grande-Bretagne, la Suisse et l'Espagne avec un taux d'utilisation des interconnexions de 100 %. Les échanges avec la région CWE restent cependant très limités sur ces deux pas horaires (160 MW et 308 MW) malgré des différentiels de prix très importants avec l'Allemagne.

Figure 21– Prix et échanges commerciaux aux frontières françaises



Source : RTE (analyse CRE)

³⁵ En prenant en compte les pertes en ligne



GROS PLAN 2 - DES AMELIORATIONS NECESSAIRES POUR LE CALCUL DE CAPACITE « FLOW BASED » DANS LA REGION CWE

Si la région centre-ouest de l'Europe (CWE) a été pionnière pour la mise en œuvre du couplage puis du *Flow Based*, l'application de cette méthode de calcul de capacité depuis 2015 n'a pas livré tous les bénéfices attendus : des contraintes internes au sein des réseaux des GRT ont parfois significativement limité les capacités d'import disponibles, notamment lors d'épisodes de tension sur le système (hiver 2016/2017). La CRE continue de travailler activement avec ses homologues régulateurs afin d'assurer que les méthodologies mises en œuvre par les gestionnaires de réseaux de transport assurent une utilisation optimisée des interconnexions.

1. Présentation du calcul de capacité *Flow Based*

En matière de calcul de capacité, la région CWE, composée des zones France, Allemagne-Luxembourg-Autriche, Pays-Bas et Belgique³⁶, a joué un rôle précurseur puisqu'elle a été la première à mettre en œuvre, de façon anticipée, le calcul fondé sur les flux ou *Flow Based*. Cette nouvelle méthode de détermination des capacités d'échange transfrontalier, qui a été lancée le 21 mai 2015 après deux ans de test dans la région CWE, constitue le modèle-cible prescrit par le règlement CACM pour les échéances journalière et infra-journalière.

Le principe de la méthode *Flow Based* est de refléter le plus fidèlement possible les limitations physiques du réseau dans les contraintes imposées aux échanges commerciaux, prises en entrée de l'algorithme de couplage des marchés. Ainsi, un domaine de positions nettes possibles³⁷ des zones de marché est défini en prenant en compte les capacités maximales des éléments de réseau potentiellement limitants (appelés « branches critiques »³⁸), et les coefficients traduisant l'impact des échanges transfrontaliers sur chacune de ces branches critiques (appelés « coefficients d'influencement »³⁹). Ce domaine est appelé domaine *Flow Based*.

Par opposition à cette méthode de calcul de capacité, dans laquelle les positions nettes possibles sont interdépendantes, la méthode NTC consiste à raisonner en termes de flux commerciaux bilatéraux, et à déterminer un ensemble de flux commerciaux maximaux réalisables simultanément. Cette méthode nécessite de choisir une règle de partage *a priori* de la marge disponible sur chaque branche critique entre les différents flux bilatéraux⁴⁰, indépendamment de la valeur générée par ces flux dans le couplage des marchés. A partir des mêmes données de base, le domaine NTC obtenu est donc plus limité que le domaine *Flow Based*, et ce dernier permet de générer un surplus collectif supérieur⁴¹ ; ainsi, lors de la phase de test, le gain de surplus collectif permis par le *Flow Based* avait été estimé à plus de 130 M€ sur l'année 2014 pour la région CWE.

Cette description de la méthode *Flow Based* et de son lien avec la méthode NTC est illustrée par un exemple simplifié ci-dessous.

On ne fait intervenir que trois zones de la région CWE (FR et BE d'une part, DE en position nette exportatrice d'autre part) et deux interconnexions physiques (FR-DE et DE-BE⁴²). Une unique branche critique est limitante en Allemagne : sur cette branche, un export d'1 MW génère un flux d'1 MW⁴³, que celui-ci soit dirigé vers la zone FR ou vers la zone BE. Les combinaisons possibles des flux $F_{DE \rightarrow FR}$ et $F_{DE \rightarrow BE}$ qui respectent la contrainte de capacité de la branche critique sont alors représentées par la ligne vert clair sur le graphique : par exemple, il est possible de donner 1 MW de flux $F_{DE \rightarrow BE}$ si le flux $F_{DE \rightarrow FR}$ est mis à 0, et réciproquement.

Dans l'approche NTC, cette contrainte de 1 MW serait au contraire prédéterminée en un couple de valeurs NTC indépendantes, limitant séparément les flux $F_{DE \rightarrow FR}$ et $F_{DE \rightarrow BE}$ à 0,5 MW maximum chacun (lignes vert foncé sur la figure 22 ci-après).

³⁶ Cette région relevait d'une coopération volontaire et est désormais intégrée dans la région de calcul de la capacité Core, conformément à la décision de l'ACER du 17 novembre 2016.

³⁷ La position nette d'une zone est le solde des exportations et des importations d'électricité pour chaque unité de temps du marché et pour une zone de dépôt des offres.

³⁸ Ou « éléments critiques de réseau » dans le règlement CACM.

³⁹ Ces coefficients correspondent à la variation de flux subie par l'élément de réseau lors d'un échange bilatéral de 1 MW entre deux zones.

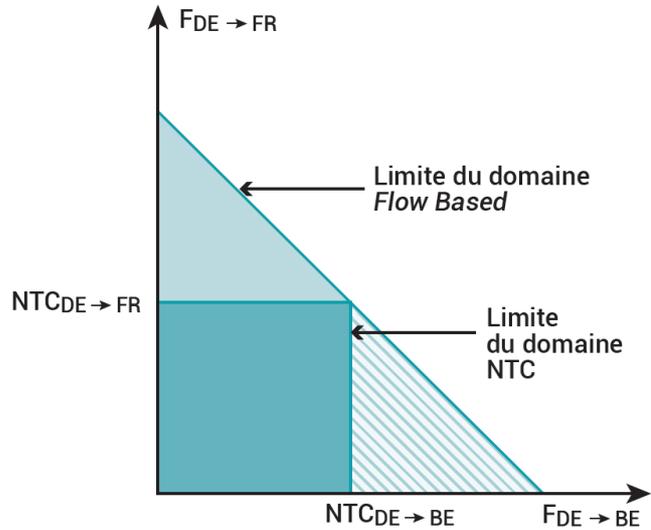
⁴⁰ En général, une équi-répartition est retenue.

⁴¹ Le surplus collectif comprend les profits des producteurs, le surplus des consommateurs et les rentes de congestion des GRT.

⁴² Dans la réalité, il n'existe pas d'interconnexion physique entre l'Allemagne et la Belgique ; les flux entre ces deux pays transitent donc par la France ou les Pays-Bas.

⁴³ Ceci correspond donc à des coefficients d'influencement DE→FR et DE→BE de 100 % chacun.

Figure 22– Exemple illustratif du fonctionnement du Flow Based



Dans l'approche NTC, il est ainsi possible que les flux de la zone BE soient limités par la contrainte $NTC_{DE \to BE}$ à 0,5 MW, tandis que le flux d'import $F_{DE \to FR}$ maximum de 0,5 MW pour la zone FR n'est pas saturé et qu'il subsiste donc de la capacité d'interconnexion non utilisée sur la frontière FR-DE ; ceci se traduit par une convergence des prix p_{FR} et p_{DE} , alors que le prix p_{BE} reste supérieur.

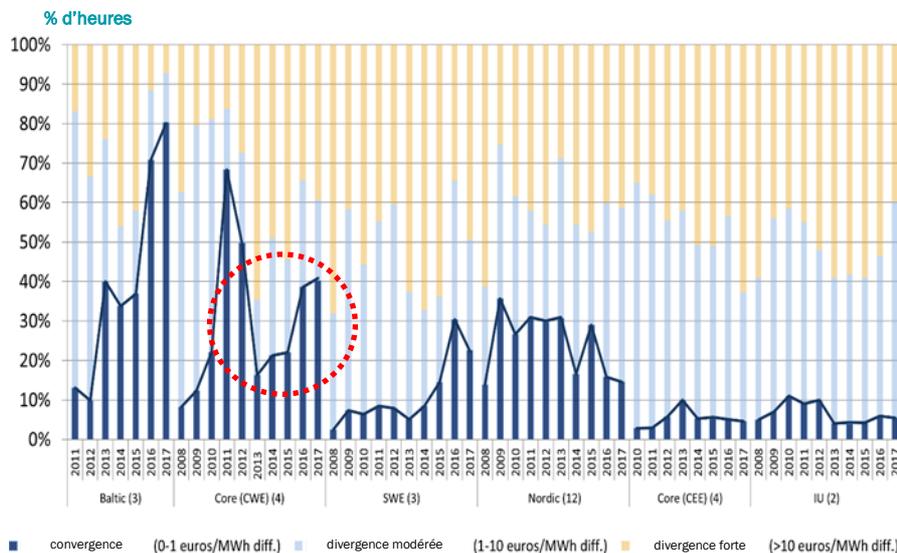
Le passage à l'approche *Flow Based* pourrait conduire à augmenter le flux $F_{DE \to BE}$ jusqu'à 1 MW tandis que flux $F_{DE \to FR}$ serait nul. La baisse des imports de la zone FR va ici de pair avec une hausse des imports de la zone BE et des exports de la zone

DE. Cela peut augmenter le surplus collectif global, les prix s'établissant alors selon la nouvelle hiérarchie suivante : $p_{DE} < p_{BE} = p_{FR}$.

2. Bilan du calcul de capacité *Flow Based* dans la région CWE

La mise en place du *Flow Based* a contribué à une augmentation globale du taux de convergence entre les prix des quatre zones composant la région CWE, comme illustré par le graphique ci-dessous : entre 2014 et 2017, celui-ci est passé de 21 % des heures à plus de 40 %

Figure 23 – Taux de convergence des prix dans les différentes régions de calcul de capacité, entre 2012 et 2017

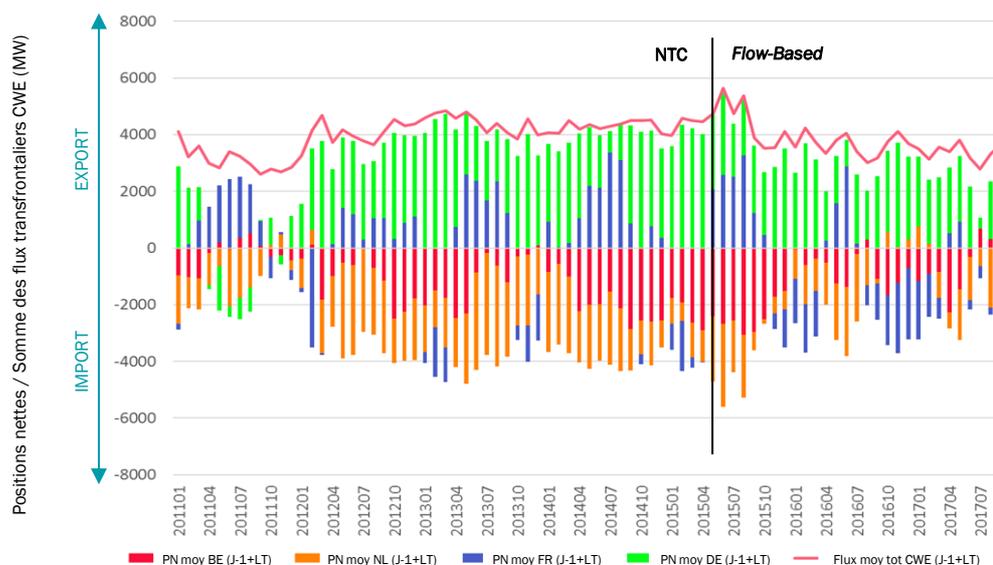


Source : ACER

Le *Flow Based* s'est également traduit par une augmentation significative des échanges maximaux entre zones, grâce à l'élargissement du domaine de capacité par rapport à l'approche NTC : ainsi, les imports conjoints de la France et de la Belgique

depuis les deux autres zones de la région CWE ont atteint 9608 MW en 2017, soit plus du double de ce qu'auraient permis les valeurs de NTC maximales observées avant la mise en œuvre du *Flow Based*.

Figure 24 – Positions nettes et flux transfrontaliers totaux dans la région CWE - moyennes mensuelles entre 2011 et 2017



Source : CREG

Cependant, il ressort de l'étude des flux résultants du couplage dans la région CWE (voir figure 24 ci-dessus⁴⁴) que, après une courte période d'augmentation suivant immédiatement l'entrée en vigueur du calcul de capacité *Flow Based*, les échanges transfrontaliers moyens ont eu tendance à se réduire significativement par rapport à leur niveau antérieur⁴⁵. Bien qu'il soit difficile de distinguer dans ces flux les effets respectifs du domaine de capacité offert et des fondamentaux de marché⁴⁶, cette observation tend à montrer que, pendant les heures de non-convergence des prix, les congestions ont été plus nombreuses après la mise en œuvre de *Flow Based* qu'avant, ce qui est contraire à l'effet attendu.

Par ailleurs, malgré l'augmentation moyenne du taux de convergence, il convient de relever que, pendant les épisodes de tension sur le système, en particulier durant l'hiver 2016/2017 où une part significative du parc nucléaire français était indisponible alors que les températures étaient basses, le *Flow Based* n'a

pas permis d'éviter de fortes divergences de prix dans la région CWE, associées à des pics de prix dans certaines zones (jusqu'à 874 €/MWh le 7 novembre 2016 en France, alors que les flux transfrontaliers CWE étaient faibles : moins de 4000 MW au total, dont moins de 2500 MW d'import pour la France). Plus généralement, les flux d'import élevés pour la France sont le plus souvent observés en dehors des heures de pointe de consommation en France : seuls 31 % des flux d'import supérieurs à 6000 MW ont ainsi été observés entre 7h et 21h en 2017 ; les limitations des possibilités d'import sont de nature à pénaliser les consommateurs français.

Il ressort de ces éléments que la mise en place du *Flow Based* n'a pas apporté tous les bénéfices escomptés ; ceci tient notamment aux modalités de sa mise en œuvre par les GRT de la région CWE, qui ont conduit à des limitations fréquentes du domaine de capacité offert au marché⁴⁷ :

⁴⁴ Ce graphe intègre les nominations de long terme afin de s'affranchir des évolutions du volume et du type de droits de long terme au cours du temps.

⁴⁵ Pour rappel, la France était exportatrice nette vers la région CWE en 2014 (10,6 TWh) et en 2015 (7 TWh), et importatrice nette en 2016 (5,3 TWh) et en 2017 (10,9 TWh).

⁴⁶ Il faut en particulier noter que la structure des parcs de production dans la région CWE a beaucoup évolué entre 2015 et 2017, du fait de la fermeture de moyens conventionnels (- 5 GW en Allemagne dont - 2 GW de nucléaire, - 7 GW en France) et de la

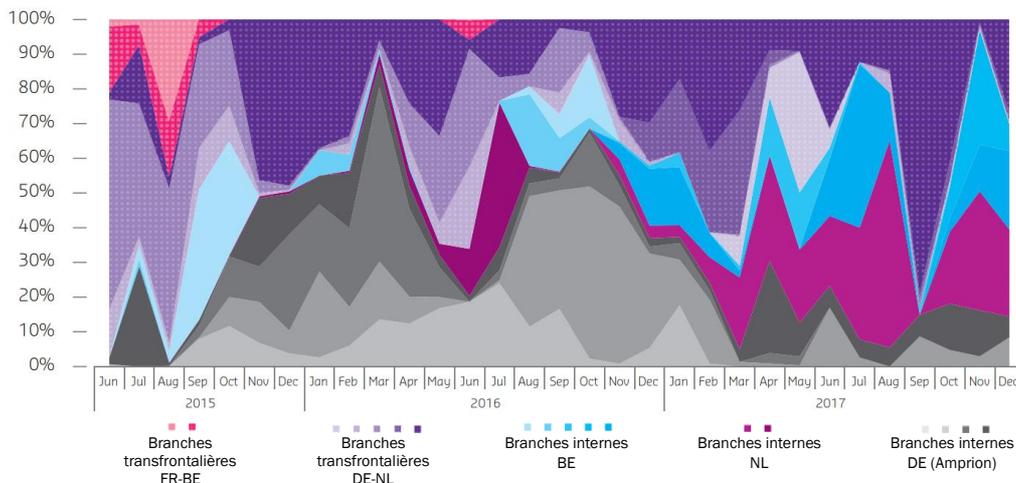
croissance rapide des capacités installées éoliennes et solaires. Ces dernières étant intermittentes, elles tendent à augmenter le niveau d'incertitude à prendre en compte dans le calcul de capacité.

⁴⁷ La méthodologie *Flow Based* prévoit, si nécessaire, un élargissement artificiel du domaine pour garantir que celui-ci couvre au moins les droits de long terme alloués (de façon explicite et via une approche NTC) ; il est intéressant de noter que cette procédure, qui devait n'être activée que 7 % du temps d'après les résultats de la phase de test, a en réalité été activée 70 % du



- le flux d'électricité maximal sur les branches critiques dépend directement du courant maximal admissible sur ces branches, qui varie lui-même en fonction des conditions ambiantes (il est plus élevé par basse température) ; la pratique habituelle des GRT est donc de prendre en compte des valeurs différenciées par saison. Or, jusqu'à fin 2016, par exemple le GRT allemand Amprion a conservé les valeurs d'été toute l'année sur de nombreuses branches critiques, ce qui a conduit à une restriction de 15 à 20 % de leur flux maximal en hiver. Ceci a par exemple entraîné, durant le mois tendu de novembre 2016, une réduction moyenne de plus de 25 % des imports français et une augmentation moyenne de 3,5 €/MWh du prix journalier français⁴⁸. Depuis fin 2016, Amprion a cependant introduit des valeurs de flux maximal différenciées par saison sur la plupart de ses branches critiques, ce qui les a rendues significativement moins limitantes (cf. *infra*).
- des limitations de capacité ont également été appliquées par les GRT par le biais de contraintes globales d'import ou d'export (*external constraints*), ou de diminutions *ex-post* des capacités offertes au marché. A la demande des régulateurs, la plupart des limitations qui n'avaient pas de justification réelle ont été supprimées en 2017, notamment en France, ou devraient l'être d'ici la fin 2018, en Allemagne notamment.
- enfin, des branches critiques internes au réseau allemand, qui n'avaient pas été incluses lors de la phase de test du *Flow Based*, ont été ajoutées par Amprion durant l'été 2015 ; ces branches critiques se sont avérées particulièrement limitantes puisqu'elles ont représenté près de 25 % des branches critiques limitantes entre mai 2015 et décembre 2016

Figure 25 – Catégorisation des dix branches critiques les plus limitantes chaque mois entre juin 2015 et décembre 2017



Source : Amprion, in *Flow based market coupling – Development of the market and grid situation 2015 – 2017*

Le graphique ci-dessus, qui représente la part des différentes branches critiques belges, allemandes, françaises et néerlandaises dans les dix branches les plus limitantes chaque mois, montre que les limitations dues aux branches critiques d'Amprion ont considérablement diminué depuis début 2017, notamment grâce à l'utilisation de valeurs de flux maximal différenciées par saison.

Toutefois, les branches limitantes restent majoritairement des branches critiques internes

(belges ou néerlandaises essentiellement) plutôt que des branches transfrontalières, ce qui pose la question des critères de sélection des branches critiques dans le *Flow Based* et de la discrimination entre flux internes et flux transfrontaliers. En effet, bien que le modèle zonal fasse implicitement l'hypothèse que le réseau interne à une zone ne présente pas de congestion, des éléments internes peuvent, en réalité, limiter les échanges transfrontaliers. Selon le critère actuel de sélection,

temps durant l'hiver 2016/2017. Sans cette procédure, le domaine *Flow Based* aurait été vide dans de nombreux cas, ne permettant aucun échange transfrontalier.

⁴⁸ Evaluation réalisée par la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz belge, cf. l'étude *Functioning and design of the Central West European day-ahead flow based market coupling for electricity: Impact of TSOs Discretionary Actions* du 21 décembre 2017.

ils peuvent être inclus dans les branches critiques si leur coefficient d'influencement maximal est supérieur à 5 %. Dans certains cas, les échanges internes à une zone peuvent alors pré-congestionner des branches critiques internes dans cette zone⁴⁹, laissant peu ou pas de marge pour des échanges transfrontaliers qui peuvent pourtant avoir beaucoup de valeur. A ce titre, le développement des réseaux nationaux est essentiel pour garantir des capacités d'échanges suffisantes.

3. Mesures d'amélioration prises par les régulateurs de la région CWE

Conscients des difficultés liées à la mise en œuvre du calcul de capacité *Flow Based*, les régulateurs de la région CWE ont demandé, au début 2018, de manière commune à leur(s) GRT, des mesures pour améliorer la situation :

- à court terme, les GRT de la région CWE doivent offrir d'office 20 % de la capacité thermique maximale de chaque branche critique au marché pour réaliser des échanges transfrontaliers au sein de la région CWE. Cette garantie de capacité minimale revient à ignorer une partie des flux internes dans le calcul de capacité, et à traiter les congestions qui en résultent. L'analyse d'impact préliminaire réalisée par les GRT montre une augmentation du surplus collectif, et une augmentation des imports français et des exports allemands, notamment lors des journées d'hiver. Cette mesure est en application depuis le 24 avril 2018 (pour la journée de livraison du 26 avril 2018).
- à long terme, les règles de sélection des branches critiques devront être revues par les GRT. Une étude sur ce sujet avait été demandée par les régulateurs dès mars 2015 dans le cadre de l'approbation du calcul *Flow Based*. En mai 2018, les GRT ont préconisé, à la suite de cette étude, le maintien des paramètres actuels du *Flow Based*, assorti de l'obligation d'offrir d'office 20 % de la capacité thermique

maximale de chaque branche critique au marché. Les régulateurs ont demandé des justifications complémentaires ; les travaux devraient continuer dans les prochains mois et être étoffés à la suite de l'introduction de la frontière électrique entre l'Allemagne et l'Autriche.

En effet, les GRT de la région CWE ont proposé que cette nouvelle frontière électrique entre l'Allemagne et l'Autriche, soit incluse dans le calcul de capacité *Flow Based* de la région CWE. La décision doit être prise par les régulateurs d'ici le 1^{er} septembre 2018, afin de permettre une mise en œuvre effective à compter du 1^{er} octobre 2018. Théoriquement, l'introduction de cette frontière et l'allocation de capacité associée au *Flow Based* devraient permettre de gérer les échanges entre les deux pays de façon plus efficace, en limitant le montant sur la base d'un calcul de la capacité disponible, alors qu'ils sont traités aujourd'hui comme des flux internes et ne sont donc pas limités, générant des flux de bouclage importants qui limitent les possibilités d'échange avec les pays voisins. Toutefois, la mise en œuvre d'une allocation de capacité 4,9 GW à l'échéance de long terme sur cette frontière, dans les deux directions, pose question : dans la mesure où le domaine *Flow Based* peut être modifié en fonction des volumes alloués à l'échéance de long terme, un tel montant pourrait avoir un impact important sur l'efficacité de la gestion des congestions à cette frontière.

La CRE reste engagée afin de poursuivre les améliorations du calcul de capacité *Flow Based*, en coopération avec ses homologues. Elle veillera à ce que les prochaines évolutions de la méthode de calcul s'inscrivent dans le cadre de la feuille de route qui avait été définie lors de son approbation en mars 2015 (cf. délibération de la CRE du 26 mars 2015 portant approbation du couplage de marché fondé sur les flux et de la méthode de calcul des capacités associée).

Des travaux sont par ailleurs en cours dans la région « Core » (voir figure 10) pour étendre la méthode de calcul de capacité *Flow Based* à l'ensemble des pays de la plaque continentale.

⁴⁹ voire dans une autre zone dans le cas où il existe des flux de bouclage, c'est-à-dire des flux qui ont leur origine et leur destination dans une même zone (donc ne font pas varier la position nette de cette zone), mais transitent par une zone adjacente. De tels flux de bouclage apparaissent notamment

lorsque la forte production éolienne du nord de l'Allemagne, consommée au sud, transite par les pays voisins de l'Allemagne. Ils sont également générés par les échanges entre l'Allemagne et l'Autriche, qui appartiennent pour l'instant à la même zone de prix.

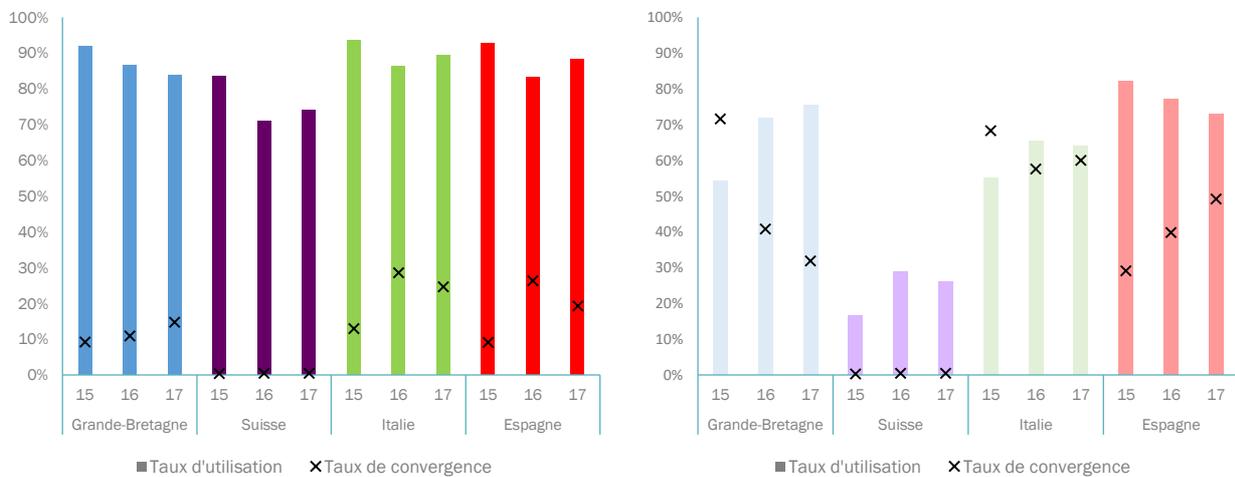
2.2.3 Les interconnexions françaises sont gérées efficacement

Aux frontières où le couplage des marchés a été mis en œuvre (c'est-à-dire toutes les frontières françaises, sauf celle avec la Suisse), les flux journaliers sont systématiquement orientés du pays où les prix sont le plus élevés vers celui où ils sont plus bas. Cela a rendu automatique le lien entre différentiels de prix de marché journaliers et flux aux frontières.

L'analyse combinée du taux d'utilisation⁵⁰ de chaque interconnexion (rapport entre le flux et la capacité commerciale) et du taux de convergence des prix à chaque frontière permet de comprendre l'utilisation des interconnexions. Une interconnexion est gérée efficacement si elle est utilisée tant qu'il existe un différentiel de prix entre les deux pays qu'elle connecte (cela est le cas avec le couplage des marchés). Une faible occurrence de la saturation d'une interconnexion implique alors un taux de convergence des prix important entre les deux places de marché.

Les interconnexions françaises présentent des taux d'utilisation plutôt élevés, surtout à l'export, même si les situations sont différentes d'une frontière à l'autre (voir figure 26 ci-dessous⁵¹).

Figure 26 Taux d'utilisation des interconnexions et convergence des prix de 2015 à 2017 (hors CWE), à l'export (à gauche) et à l'import (à droite)



Source : RTE, analyse CRE

Le taux d'utilisation de l'interconnexion avec la Grande Bretagne à l'export reste très élevé (supérieur à 80 %), mais est en baisse depuis 2015. Cette baisse s'est accompagnée d'une augmentation du taux de convergence (de 9 % à 15 %) et d'une baisse des différentiels de prix à l'export (de 17,8 €/MWh à 11,9 €/MWh). On observe au contraire une hausse du taux d'utilisation de l'interconnexion à l'import depuis 2015, ainsi qu'une baisse du taux de convergence et une hausse du différentiel de prix à l'import (passé de 2,6 €/MWh à 12,5 €/MWh entre 2015 et 2017), liée à l'indisponibilité des centrales nucléaires françaises pendant l'hiver 2016/2017, qui a pesé sur les prix spot français.

L'interconnexion France – Suisse est marquée par un taux d'utilisation plus faible qu'aux autres frontières (62 % à l'export, et 63 % à l'import en 2017), en raison de l'absence de couplage de marchés en journalier. L'évolution du taux d'utilisation de l'interconnexion reflète néanmoins celui des différentiels de prix moyens : le différentiel de prix à l'export a diminué depuis 2015 (passant de 6,2 €/MWh à 4,5 €/MWh), tandis que le différentiel de prix à l'import a atteint un pic en 2016 (4,3 €/MWh). Si les différentiels de prix entre la France et la Suisse sont relativement bas, le taux de convergence reste très faible (inférieur à 0,5 %) du fait de l'absence de couplage de marché en journalier sur cette frontière. La persistance de contrats de long terme (voir ci-après) et l'absence de couplage de marchés entraînent aussi un phénomène d'utilisation de l'interconnexion à contre-sens des différentiels de prix⁵² (35 % du temps en 2017).

⁵⁰ L'absence de calcul de la capacité commerciale par frontière à l'échéance journalière dans la région CWE ne permet pas d'analyser les taux d'utilisation des interconnexions de cette région (voir gros plan 2).

⁵¹ Taux de convergence calculés à 0.01 €/MWh pour l'Italie, la Grande-Bretagne et la Suisse, et corrigés du coût des pertes pour la Grande-Bretagne.

⁵² On parle d'utilisation à contre-sens des différentiels de prix lorsque l'interconnexion est utilisée à l'import alors que les prix français sont plus bas que les prix suisses, et inversement.



Le différentiel de prix entre la France et la zone Italie Nord⁵³, traditionnellement très élevé (14,4 €/MWh en absolu en 2015), a considérablement diminué en 2016 (7,4 €/MWh), avant de remonter légèrement en 2017 (9,8 €/MWh). Les prix français se sont en effet rapprochés des prix italiens pendant les périodes de tension observées au cours de ces deux derniers hivers. L'interconnexion reste très utilisée (à plus de 85 % à l'export). Les capacités d'échange avec l'Italie augmenteront avec la mise en service de l'interconnexion Savoie-Piémont, actuellement en construction.

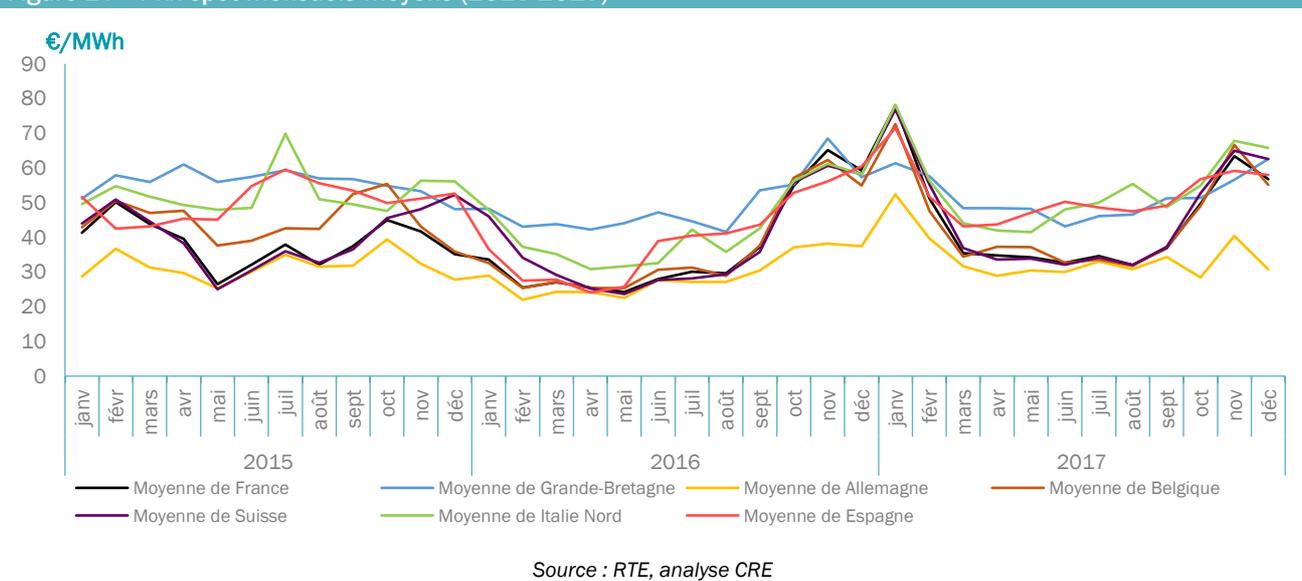
La mise en service de l'interconnexion Baixas Santa-Llogaia, en octobre 2015, a permis de faire considérablement augmenter le taux de convergence des prix entre la France et l'Espagne, passé de 13 % en 2015 à 25 % en 2017⁵⁴. Les différentiels de prix ont également diminué, passant en absolu de 14,8 €/MWh à 10,2 €/MWh sur la même période. La frontière franco-espagnole est la seule frontière française caractérisée par un taux d'utilisation élevé à l'import comme à l'export, même s'il a diminué avec l'augmentation des capacités. Cela s'explique par la forte variabilité des différentiels de prix entre la France et l'Espagne en hiver, qui entraîne des inversions de flux avec des imports français sur les plages 7h-14h et 18h-20h, en raison du décalage des pointes de consommation entre les deux pays. L'interconnexion reste cependant utilisée quasiment exclusivement à l'export pendant l'été (voir fiche frontière en annexe).

Evolution des prix spot

L'année 2016 a été marquée par une baisse des prix spot européens pendant le premier semestre, liée au bas niveau des prix des combustibles et à l'augmentation de la production d'électricité d'origine renouvelable, surtout en Allemagne. Une forte hausse des prix a ensuite eu lieu entre octobre 2016 et février 2017, avec la conjonction de la faible disponibilité des centrales nucléaires françaises, suisses et belges, de l'augmentation des coûts des combustibles, et de la vague de froid qui fait augmenter la consommation d'électricité. Cette situation a ainsi eu un très fort impact sur les prix, qui ont atteint 78 €/MWh en moyenne en janvier 2017 en France. Les prix spot sont par la suite redescendus entre mars et septembre 2017 (tout en restant plus élevés qu'à la même période en 2016 à cause d'une production hydraulique en baisse causée par la sécheresse et des prix de combustibles plus élevés), avant de connaître un pic au mois de novembre. Au cours des périodes de pics de prix en hiver, les prix ouest-européens ont eu tendance à converger, à l'exception des prix allemands, restés tendanciellement plus bas.

Les prix spot ont également atteint des niveaux historiquement élevés et tout à fait extraordinaires ces deux dernières années en Grande-Bretagne (1 174 €/MWh en septembre 2016), en France (874 €/MWh et 696 €/MWh en novembre 2016) et en Belgique (696 €/MWh en novembre 2016), reflétant des tensions ponctuelles sur le système électrique européen. La fréquence d'apparition de prix négatifs a par ailleurs augmenté en Allemagne (145 heures en 2017, contre 64 en 2014). On note également l'émergence occasionnelle de prix négatifs en Suisse (24 heures en 2016), en Belgique (6 heures en 2016) et en France (2 heures en mai 2016, et 4 heures en 2017, en avril et en août). Ces prix négatifs sont à suivre avec attention.

Figure 27– Prix spot mensuels moyens (2015-2017)



⁵³ L'Italie est divisée en six zones de prix. La France est interconnectée avec la zone « Italie Nord »

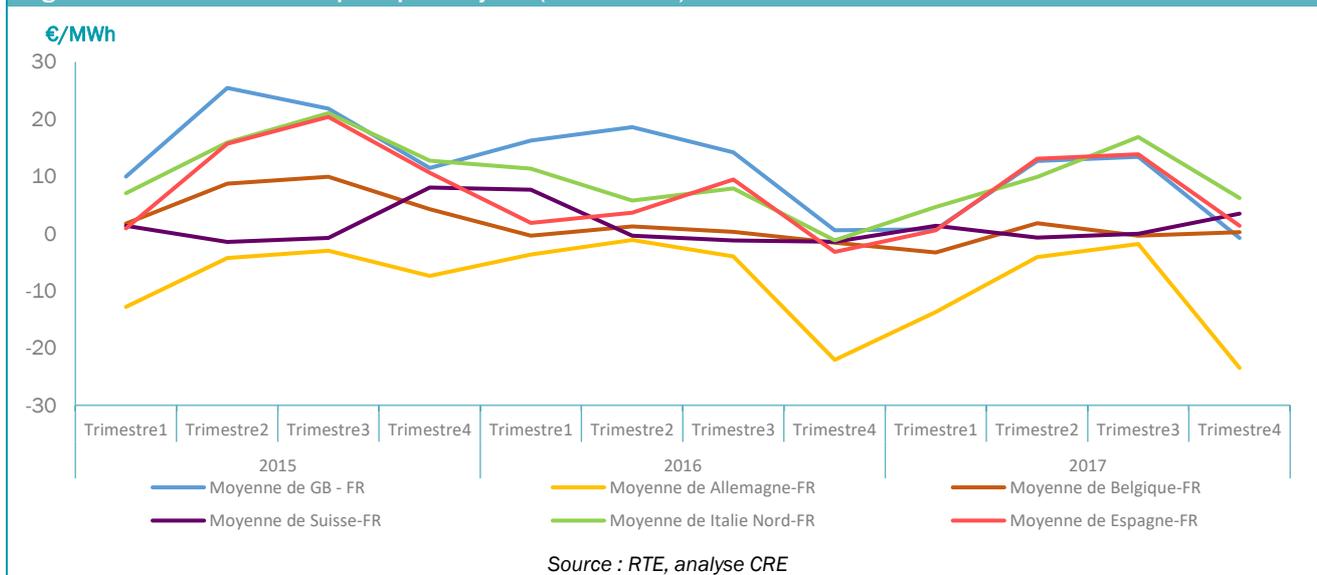
⁵⁴ Le couplage des marchés mis en œuvre en 2014 avait déjà permis de faire augmenter le taux de convergence, inférieur à 6 % avant cette date.



En 2016 et en 2017, les prix spot français sont restés en moyenne inférieurs aux prix britanniques, suisses, italiens et espagnols, mais supérieurs aux prix allemands. On note en revanche que les prix belges, plus élevés que les prix français en 2015, sont devenus en moyenne annuelle très légèrement inférieurs aux prix français ces deux dernières années (de 0,1 €/MWh en 2016 et de 0,4 €/MWh en 2017).

Les différentiels de prix spot de la France ont baissé avec toutes les zones de prix frontalières, sauf l'Allemagne depuis 2015 (dont le différentiel avec la France est passé en absolu de 7,5 €/MWh en 2015 à 10,9 €/MWh en 2017). Le différentiel de prix le plus élevé reste celui avec la Grande-Bretagne, passé en absolu de 18 €/MWh à 12 €/MWh sur la même période.

Figure 28- Différentiels de prix spot moyens (2015-2017)

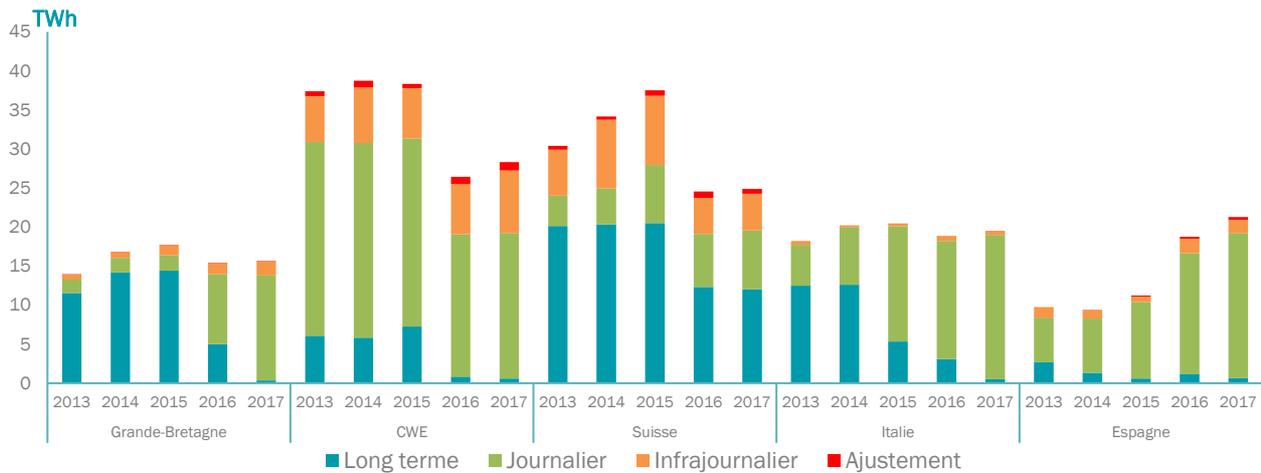


2.2.4 Répartition des nominations par échéance aux différentes frontières

La baisse des nominations de long terme et l'augmentation des nominations résultant du couplage en journalier sur les cinq frontières où ce couplage a été mis en place (i.e. toutes sauf la Suisse), déjà observée en 2015, s'est renforcée en 2016 et 2017. Le long terme ne représente ainsi plus que 2 % des nominations de l'interconnexion britannique, comme de celles avec la région CWE, et 3 % de celles aux interconnexions avec l'Espagne et l'Italie. En effet, avec le couplage, les acteurs utilisent de plus en plus les produits de long terme comme des produits de couverture (voir gros plan 1). Les échanges à l'échéance journalière représentent maintenant environ 82 % des nominations aux frontières couplées.

La part des nominations de long terme à la frontière franco-suisse a également légèrement baissé, mais représente encore 48 % des nominations totales, du fait de la persistance des contrats d'achat d'énergie à long terme à cette frontière.

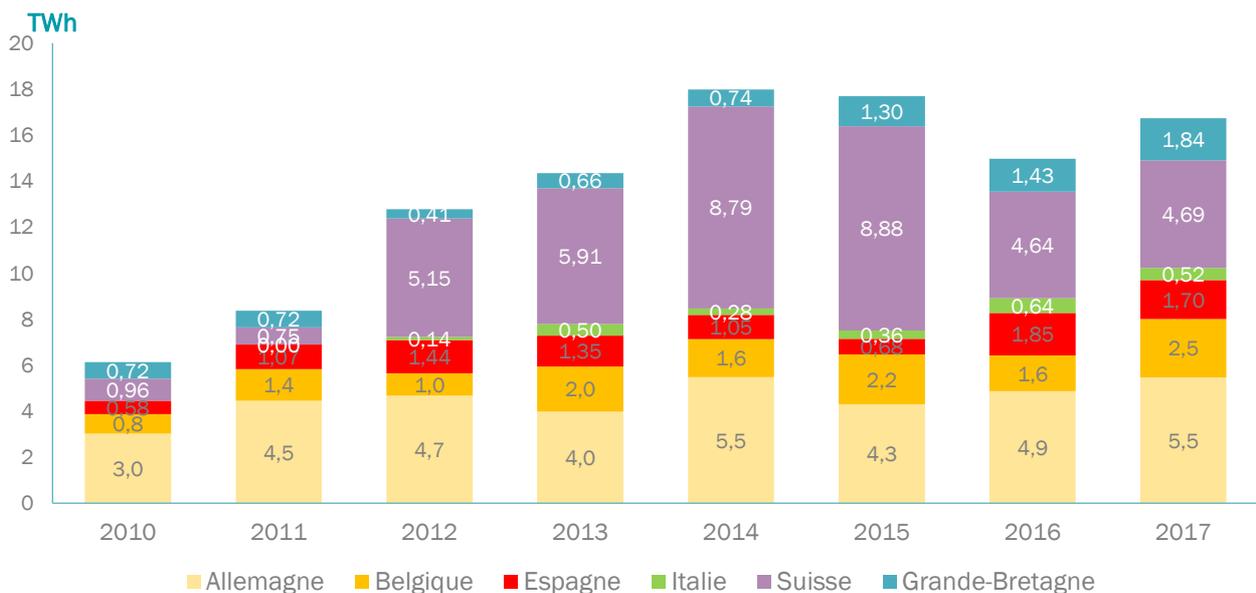
Figure 29 – Répartition des nominations par échéance



Source : RTE, analyse CRE

L'échéance infra-journalière française, bien que marginale en comparaison du journalier, est en croissance (+ 3 % en volume entre 2016 et 2017). Son dynamisme provient en grande partie des échanges aux interconnexions, qui peuvent représenter plus des deux tiers des volumes échangés à cette échéance. La progression globale toutes frontières confondues des nominations à l'échéance infra-journalière, entamée depuis 2010, s'est poursuivie en 2016 et en 2017, malgré un net recul de l'énergie échangée à cette échéance à la frontière suisse ces deux dernières années. Les échanges en infra-journalier avec la Suisse restent cependant relativement élevés par rapport aux autres frontières, en raison de l'absence de couplage en journalier sur cette interconnexion et de la prééminence des contrats long terme : l'échéance infra-journalière est donc plus utilisée par les acteurs de marché souhaitant acheter de l'énergie et des capacités d'interconnexion en court terme, en particulier dans le sens Suisse vers France. Les échanges infra-journaliers sont aussi nombreux à la frontière allemande, le marché allemand étant très liquide à cette échéance. En 2017, les volumes échangés sur le marché infra-journalier continu allemand se sont ainsi élevés à 39 TWh (+ 15 % comparé à 2016). On note enfin une augmentation des échanges en infra-journalier aux frontières espagnole et britannique depuis 2015.

Figure 30 – Volume d'échanges transfrontaliers à l'échéance infra-journalière



Source : RTE, analyse CRE

2.2.5 Evolution de la rente de congestion

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 journalière⁵⁵ et de l'allocation en infra-journalier). Ces revenus 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.

Le niveau de la rente de congestion reflète pour chaque frontière les volumes échangés aux interconnexions et les différentiels de prix entre les pays interconnectés. Après une augmentation particulièrement marquée en 2015, la rente de congestion est redescendue à des niveaux équivalents à ceux de 2013-2014, s'établissant à 390 M€ en 2017 (voir figure 31 ci-dessous).

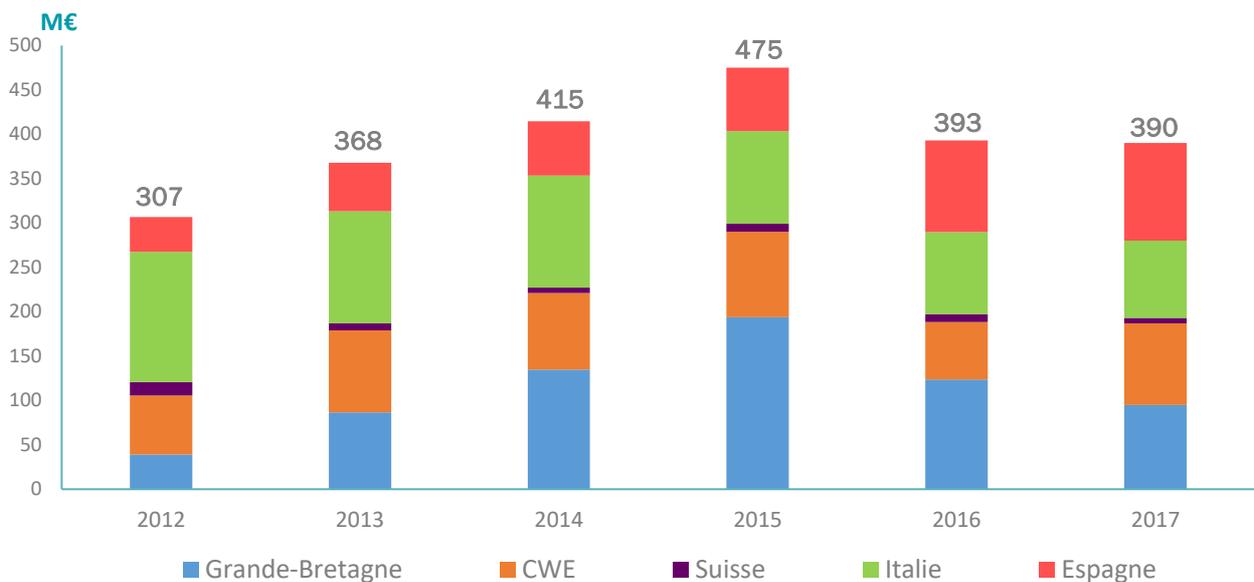
Cette diminution est surtout marquée aux frontières avec l'Italie et la Grande Bretagne, dont la rente de congestion est passée respectivement de 104 M€ à 87 M€ et de 194 M€ à 95 M€ entre 2015 et 2017.

La rente de congestion tirée de l'interconnexion franco-espagnole a augmenté depuis 2015 (+ 38 M€) malgré la baisse du différentiel de prix entre les deux pays : cela est dû à l'augmentation des échanges observée suite à la mise en service de l'interconnexion Baixas Santa-Llogaia en 2015.

Enfin, malgré une baisse en 2016, la rente de congestion avec la région CWE reste stable par rapport aux autres années (92 M€ en 2017) : la répartition de la rente de congestion entre les différentes frontières françaises (hors Suisse) a ainsi été équilibrée en 2017, contrairement aux années précédentes.

La faiblesse de la rente de congestion de l'interconnexion France – Suisse (6 M€ en 2017) s'explique par la priorité d'accès à la capacité d'interconnexion et la gratuité dont disposent les contrats long terme historiques.

Figure 31 – Rente de congestions des interconnexions françaises (2012-2016)



Source : RTE, analyse CRE

⁵⁵ Allocation explicite uniquement à la frontière avec la Suisse



Chapitre 3 - Règles d'utilisation des interconnexions gazières aux frontières françaises : les évolutions depuis 2016

2.3.1 Impact de la révision du code CAM sur les règles de commercialisation des capacités d'interconnexion

Les règles de commercialisation des capacités de transport aux points d'interconnexions gaziers entre Etats membres et/ou zones de marché situées sur le territoire d'Etats membres sont encadrées au niveau européen depuis l'adoption, le 14 octobre 2013, du règlement (UE) n° 984/2013 de la Commission relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz, abrogé et remplacé en 2017 par le règlement (UE) 2017/459 (code CAM, voir §.1.2.4.2). En France, cela concerne les interconnexions avec la Belgique (Virtualys et Taisnières B), l'Allemagne (Obergailbach) et l'Espagne (Pirineos), ainsi que la liaison Nord-Sud jusqu'au 1^{er} novembre 2018. Ce règlement encadre les produits de capacité proposés en termes de caractéristiques et de volumes, ainsi que la manière dont sont organisées les enchères.

Ces capacités d'interconnexion sont allouées sur la plateforme Prisma, créée en 2013. Lors des enchères annuelles, les capacités peuvent être offertes par blocs annuels jusqu'à un horizon de 15 ans. Afin d'éviter que les souscriptions soient telles qu'elles freinent l'entrée de nouveaux acteurs à long terme, un quota de 10 % minimum est réservé aux produits annuels sur un horizon de cinq ans. Par ailleurs, au minimum 10 % de la capacité ferme annuelle commercialisable doit être dédié aux produits de court terme, c'est-à-dire aux enchères de capacités trimestrielles. En conséquence, de la 6^e à la 15^e année, les souscriptions ne pourront pas dépasser 80 % des capacités fermes commercialisées. A l'issue de chaque enchère, les capacités restées invendues sont reversées dans les enchères de plus court terme.

Adoptées en 2013, ces règles ont fait l'objet en 2017 de modifications qui portent sur l'attribution de capacités supplémentaires et les dates d'organisation des enchères concernant les produits annuels et trimestriels. Les capacités fermes, interruptibles et les capacités rebours sont désormais commercialisées selon le calendrier suivant :

- Produits annuels : lors des enchères du premier lundi de juillet (à partir de 2018) ;
- Produits trimestriels : lors des enchères des premiers lundis d'août, de novembre, de février et de mai (toutes les enchères restantes pour l'année gazière sont commercialisées à chaque nouvelle enchère) ;
- Produits mensuels, le troisième lundi de chaque mois ;
- Produits journaliers, la veille avant 16h30 ;
- Produits infra-journaliers, toutes les heures.

L'entrée en vigueur du nouveau code CAM a conduit à faire évoluer les règles de commercialisation des capacités interruptibles depuis le 1^{er} octobre 2017⁵⁶. Précédemment, les capacités interruptibles étaient commercialisées si au moins 98 % des capacités fermes correspondantes avaient été allouées (95 % pour la liaison Nord-Sud). Pour les capacités d'une durée supérieure à un jour, la vente de capacités interruptibles n'est désormais possible que si le produit standard correspondant pour des capacités fermes a été vendu avec une prime d'enchère, est épuisé ou n'a pas été proposé faute de disponibilité.

2.3.2 Les nouvelles règles de commercialisation des capacités à Dunkerque se rapprochent des dispositions du code CAM

Souhaitant appliquer des règles cohérentes aux différents points d'interconnexion français, la CRE a pris la décision d'appliquer certaines règles du code CAM à l'interconnexion de Dunkerque bien que son application ne soit pas obligatoire aux points d'interconnexion avec les pays n'appartenant pas à l'Union européenne. Elle a donc demandé en 2013⁵⁷ à GRTgaz d'étudier les modalités de mise en œuvre de ces règles à ce point d'interconnexion. Le nouveau mode de commercialisation proposé par GRTgaz a ainsi été approuvé par la CRE dans ses délibérations du 27 juillet 2017⁵⁸ et du 8 mars 2018⁵⁹. Il est entré en vigueur le 1^{er} juin 2018.

Les nouvelles règles de commercialisation se rapprochent de celles prévues dans le code CAM en ce qui concerne les types de produits proposés (les produits annuels à préavis long sont maintenant commercialisés de manière indépendante, et les produits annuels glissants ont été remplacés par des produits trimestriels assortis d'un multiplicateur tarifaire). Des quotas sont réservés aux échéances de plus court terme afin de permettre à de

⁵⁶ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/commercialisation-des-capacites2>

⁵⁷ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/code-de-reseau-cam2>

⁵⁸ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/commercialisation-des-capacites2>

⁵⁹ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/pir-dunkerque2>

nouveaux entrants d'accéder au gaz norvégien (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).

A la différence des points sur lesquels s'applique le code CAM (« points CAM »), la commercialisation des capacités ne se fait pas sous la forme d'enchères avec prix de réserve, mais au cours de ventes par guichet⁶⁰ (OSP, *Open Subscription Period*) pour les produits annuels, trimestriels et mensuels. Les produits mensuels invendus et les produits journaliers sont commercialisés selon la règle du « premier arrivé, premier servi ». Les capacités d'interconnexion sont par ailleurs mises en vente avant celles des points CAM (un mois plus tôt en ce qui concerne les capacités annuelles et trimestrielles). Enfin, les capacités amont sont commercialisées de manière indépendante par le réseau de transport adjacent (Gassco).

2.3.3 La CRE a approuvé les règles de commercialisation des nouvelles capacités d'entrée à Oltingue

La CRE a approuvé en 2014 la création de 100 GWh/j de capacités d'entrée en France au point d'interconnexion réseau (PIR) Oltingue⁶¹, sans développement du cœur du réseau, afin d'ouvrir l'accès à une source d'approvisionnement supplémentaire pour le marché français tout en limitant le montant des investissements, conformément aux demandes du marché. Ce point d'entrée s'appuiera donc sur les ouvrages de cœur de réseau existants, dimensionnés initialement pour garantir la fermeté des capacités offertes aux PIR Taisnières H et Obergaillbach. Les capacités proposées en entrée à Oltingue ne pourront donc pas être considérées comme fermes au même titre que celles des autres points d'interconnexion.

Les règles de commercialisation de ces capacités ont été approuvées par la CRE dans sa délibération du 27 juillet 2017⁶² : les capacités fermes du point d'entrée d'Oltingue seront commercialisées après celles de Taisnières H et d'Obergaillbach, et pour un volume calculé selon les capacités fermes déjà souscrites à ces deux points. Les capacités interruptibles ne seront commercialisées qu'aux pas de temps trimestriels et mensuels, une fois que toutes les capacités fermes à ces échéances auront été vendues. Enfin, si la sécurité d'approvisionnement le nécessite, GRTgaz pourra augmenter les capacités fermes commercialisables à Taisnières H et Obergaillbach, au détriment d'Oltingue.

Ces règles permettront de commercialiser des capacités en entrée à Oltingue tout en préservant les capacités fermes déjà existantes aux PIR Taisnières H et Obergaillbach, et en garantissant la sécurité d'approvisionnement de la France.

2.3.4 Les règles de gestion de la congestion (annexe CMP) sont maintenant appliquées à toutes les frontières françaises

La décision de la Commission européenne du 24 août 2012 modifiant l'annexe I du Règlement (CE) n° 715/2009 portant sur les procédures de gestion de la congestion (annexe CMP – *Congestion Management Procedures*) a introduit plusieurs mécanismes ayant pour objectif d'éviter l'apparition de situations de congestion contractuelle aux points d'interconnexion (c'est-à-dire quand des utilisateurs ne peuvent pas obtenir contractuellement de capacités de transport alors qu'elles sont disponibles physiquement).

La CRE avait approuvé en 2013⁶³ les modalités de mise en œuvre de ce texte à toutes les frontières françaises, mais avait demandé à Teréga de poursuivre sa concertation avec Enagás concernant la mise en œuvre du mécanisme de surréservation et de rachat aux points d'interconnexion avec l'Espagne. En effet, l'augmentation des capacités techniques au point de Larrau au 1^{er} avril 2013 ne permettait pas encore d'avoir le recul nécessaire sur le comportement des acteurs pour définir des règles adaptées.

Teréga a donc élaboré avec Enagás puis soumis à la CRE en septembre 2017 une proposition pour la mise en place d'un mécanisme de surréservation et de rachat pour le PIV Pirineos. Ce mécanisme permet la commercialisation de capacité supplémentaire (par rapport aux capacités techniques) à l'échéance journalière, qui peut être par la suite rachetée par les GRT si les nominations à la frontière sont finalement trop élevées. La CRE a approuvé la proposition des GRT le 26 octobre 2017⁶⁴. Elle est mise en œuvre depuis novembre 2017.

⁶⁰ Au cours d'un guichet, toutes les demandes des expéditeurs sont réputées simultanées. Dans le cas où la demande excède l'offre, la capacité est allouée à chaque expéditeur au prorata de sa demande initiale.

⁶¹ pour une mise en service au 1^{er} juin 2018

⁶² <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/commercialisation-des-capacites2>

⁶³ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/gestion-de-la-congestion>

⁶⁴ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/interconnexion-pirineos>

2.3.5 Mise en service du point d'interconnexion virtuel avec la Belgique (Virtualys)

Depuis 2015 et la réalisation de la canalisation « artère des Flandres », des capacités fermes et rebours sont commercialisables avec la Belgique en entrée au PIR Taisnières H et en sortie au PIR Alveringem. Dans sa délibération du 19 mars 2015, la CRE avait demandé à GRTgaz de se rapprocher du gestionnaire de réseau belge Fluxys pour préparer la création d'un PIR virtuel entre la France et la Belgique. En effet, lorsque plusieurs points d'interconnexion relient entre eux deux systèmes entrée-sortie, le code CAM prévoit de les regrouper au sein de Points d'Interconnexion Virtuels (PIV) afin de simplifier l'offre de capacité avec un seul service dans chaque sens.

A la suite de la proposition de GRTgaz, la CRE a approuvé, dans sa délibération du 2 février 2017⁶⁵, la création du PIV « Virtualys » entre la France et la Belgique, regroupant les PIR Taisnières H et Alveringem, effective au 1^{er} décembre 2017. Les volumes de capacités offertes (y compris les capacités rebours) et les tarifs en vigueur au préalable n'ont pas été modifiés.

⁶⁵ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/piv-france-belgique>

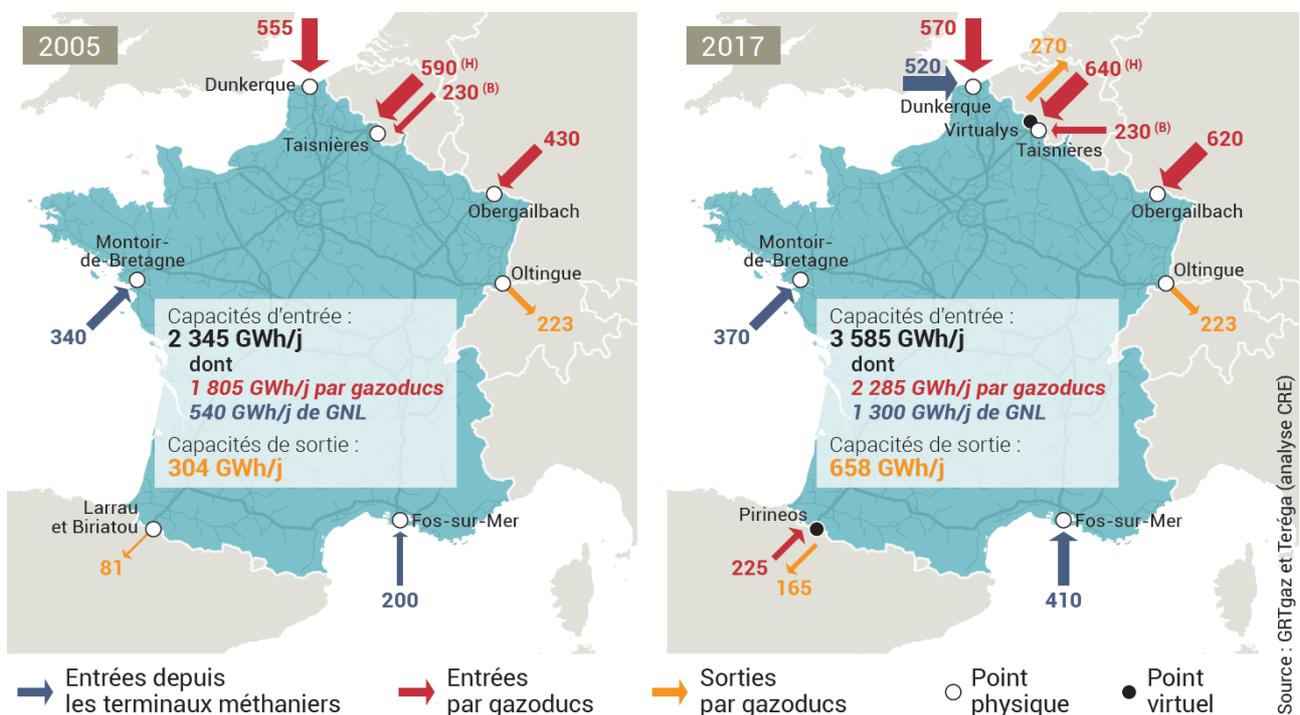
Chapitre 4 - Bilan de l'utilisation des interconnexions gazières

2.4.1 Les capacités d'interconnexions apportent souplesse, diversité et sécurité d'approvisionnement à la France

2.4.1.1 Les capacités d'interconnexions de la France ont augmenté de plus de 50 % depuis 2005

La France dispose de points d'interconnexions terrestres avec la Belgique, l'Allemagne, la Suisse, et l'Espagne, et elle est directement connectée par le gazoduc Franpipe aux champs de production norvégiens situés en mer du Nord. La France dispose également de quatre terminaux méthaniens (Fos-Tonkin, Fos-Cavaou, Montoir de Bretagne et Dunkerque LNG).

Figure 32 – Cartes des interconnexions et des points d'entrée GNL en France en 2005 et en 2017



A fin 2017, et suite à la mise en service du terminal méthaniier de Dunkerque, la France disposait d'environ 3 600 GWh/j de capacités d'importation, dont 1 300 GWh/j de GNL. 100 GWh/j de capacités d'entrée supplémentaires ont été mises en service en juin 2018 à Oltingue, point d'interconnexion avec la Suisse. Les capacités de sorties vers des réseaux voisins sont de 660 GWh/j.

La France est en outre dotée de capacités de stockage d'environ 135 TWh, soit l'équivalent de 100 jours de consommation moyenne, ce qui fait du système gazier français l'un des plus robustes en Europe, avec une grande diversité de moyens d'approvisionnement. La nouvelle régulation des infrastructures de stockage mise en place par la CRE (délibérations du 22 mars 2018⁶⁶ et du 27 mars 2018⁶⁷) incite les acteurs de marché à souscrire davantage de capacités de stockage et renforce également la sécurité d'approvisionnement de la France.

A noter qu'une partie de la capacité ferme non-souscrite⁶⁸ du côté allemand du PIR Obergailbach est réallouée par les GRT allemands vers d'autres points de leurs réseaux depuis 2012, entraînant ainsi un décalage entre les capacités fermes offertes de part et d'autre de l'interconnexion (environ 40 GWh/j) : la CRE regrette cette situation et veillera à ce que ce choix des GRT allemands n'ait pas d'impact sur la sécurité d'approvisionnement de la France.

⁶⁶ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/ats-compensation-post-cse> et

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/ats-revenu-autorise-post-cse>

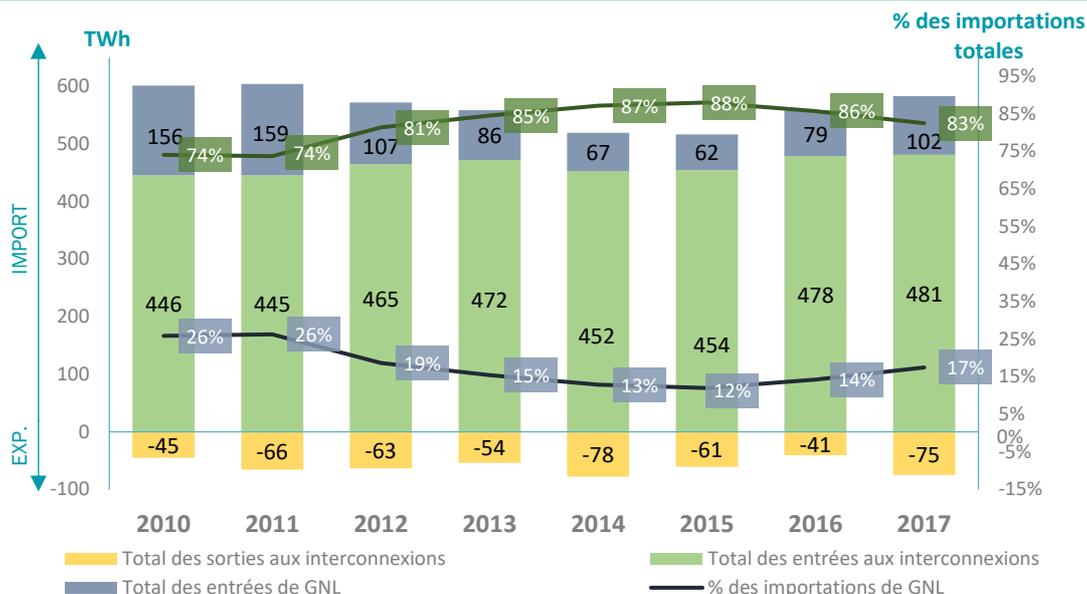
⁶⁷ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/terme-tarifaire-stockage-1er-avril-2018>

⁶⁸ Les acteurs de marché peuvent dénoncer leurs souscriptions de long terme lorsque les tarifs de transport augmentent plus que l'inflation selon la loi allemande.

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

Les approvisionnements en gaz de la France sont principalement acheminés par gazoduc (83 % en 2017). A 102 TWh en 2017, les livraisons de GNL restent à un niveau bas, bien qu'elles aient à nouveau progressé depuis 2016. Après avoir été presque divisées par deux entre 2011 et 2015, elles restent très inférieures au niveau atteint en 2011 (159 TWh). La crise de Fukushima avait en effet conduit à réacheminer un grand nombre de cargaisons vers les marchés asiatiques, devenus alors plus rémunérateurs (voir figure 33 ci-dessous). La baisse de la tension au niveau des besoins asiatiques a permis aux prix du GNL de revenir à des niveaux comparables au gaz importé par gazoduc à partir de 2015, et donc à réorienter certains volumes vers l'Europe. En ce qui concerne les réexportations, la France a atteint, en 2017, un niveau proche de son maximum historique observé en 2014 après la mise en service de capacités de transport vers l'Espagne, à Larrau.

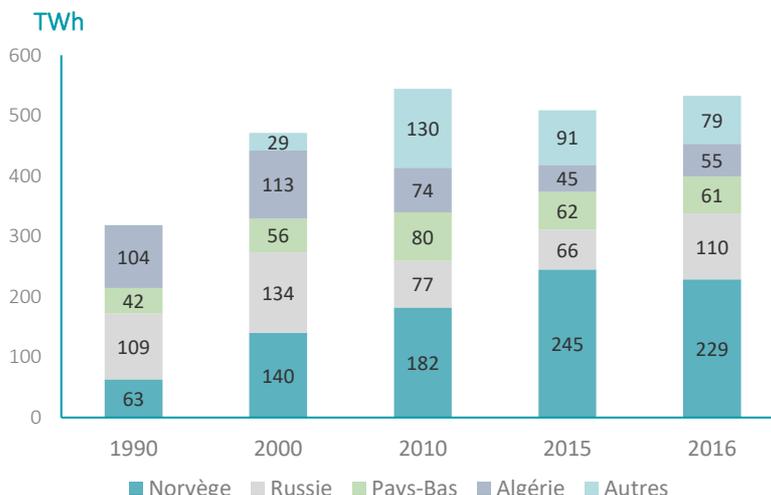
Figure 33 – Entrées et sorties de gaz en France (2010-2017)



Sources : GRTgaz et Teréga, analyse CRE

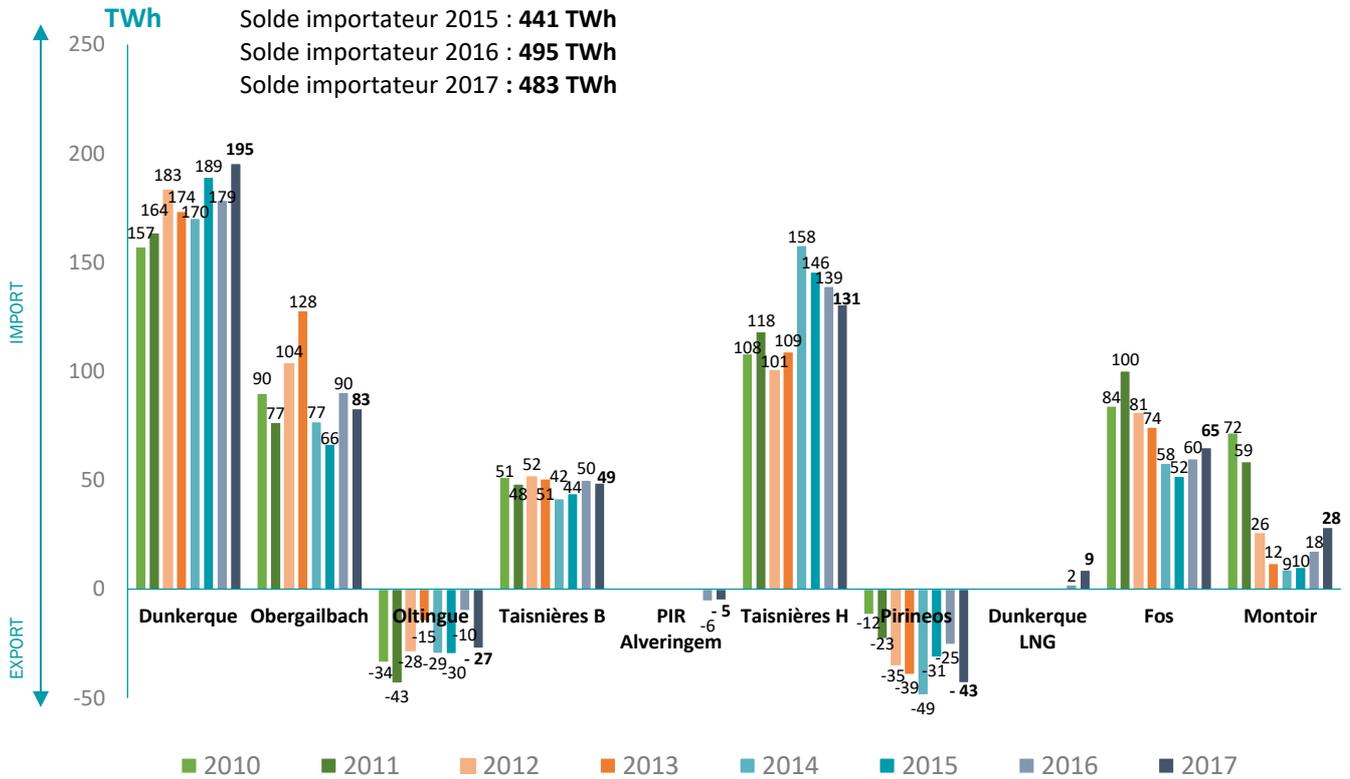
La France dispose de quatre sources principales d'importation de gaz (Norvège, Russie, Pays-Bas et Algérie), elle se fournit également auprès d'autres pays sous forme de GNL (Algérie, Nigéria et Qatar principalement) et sur les marchés de gros européens. La Norvège est le principal fournisseur de la France (43 % des imports en 2016) devant la Russie (21 %), dont la part est remontée après avoir atteint un minimum de 13 % en 2015 (voir également ci-dessous).

Figure 34 – Importations françaises de gaz naturel, par origine



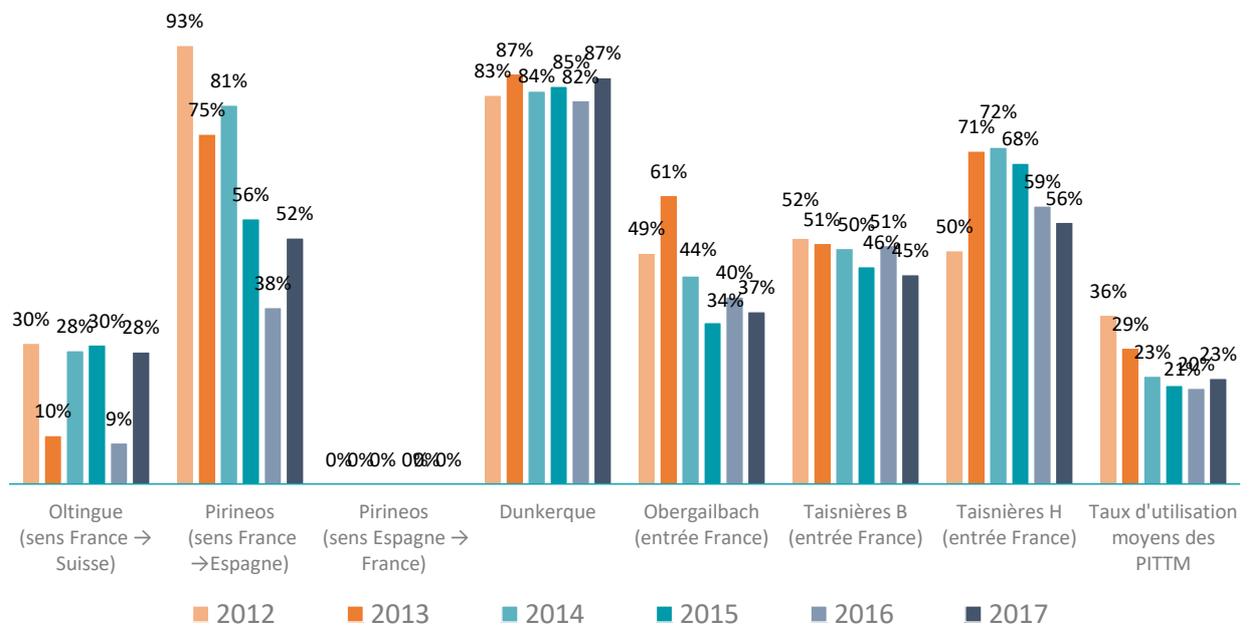
Source : SDES

Figure 35 – Evolution du solde importateur/exportateur aux points d'interconnexion et d'entrée GNL en France (2010-2017)



Sources : GRTgaz et Teréga, analyse CRE

Figure 36 – Taux d'utilisation moyen des interconnexions françaises et des terminaux méthaniers (flux physiques en % de la capacité technique effective)



Sources : GRTgaz et Teréga, analyse CRE

En ce qui concerne les flux par point d'interconnexion, le PIR de Dunkerque est celui sur lequel les volumes transportés sont les plus importants. Ils ont atteint 195 TWh en 2017, soit 33 % du total des importations françaises. Une partie de ces volumes est réexportée vers l'Espagne et l'Italie.

La France possède trois points d'interconnexion avec la Belgique. Taisnières B permet d'importer du gaz à basse valeur calorifique en provenance du champ de Groningue (Pays-Bas), tandis que Taisnières H est le point d'entrée pour le gaz à haut pouvoir calorifique provenant des champs de production de la mer du Nord et transitant par la Belgique. Enfin, le point d'Alveringem permet d'expédier vers la Belgique du gaz non odorisé à partir du terminal méthanier de Dunkerque et du Franpipe. Avec 131 TWh importés en 2017, Taisnières H est le second point d'entrée sur le réseau français. Au total, les importations depuis la Belgique sont comparables à celles observées au PIR Dunkerque.

L'interconnexion avec l'Allemagne à Obergailbach permet un accès au gaz en provenance de Russie. Après une nette baisse des importations en 2014 et en 2015 (compensée par une augmentation des flux par Taisnières H), les flux en entrée à Obergailbach ont remonté depuis 2016 (90 TWh), puis atteint 83 TWh en 2017, soit 14 % des imports totaux, mais restent loin des maxima historiques.

La France compte deux points d'interconnexion physiques avec l'Espagne, regroupés en un point d'interconnexion virtuel « Pirineos ». Pouvant fonctionner dans les deux sens, ces gazoducs sont quasi-exclusivement utilisés dans le sens France-Espagne : un flux physique dans le sens Espagne-France a été observé pour la première fois le 28 février 2018. La France est ainsi un pays de transit pour l'Espagne et plus largement pour la péninsule ibérique, dont le reste de l'approvisionnement repose sur du GNL et du gaz algérien. En 2017, l'Espagne a importé 43 TWh depuis la France : ce niveau, le plus élevé depuis 2014, s'explique notamment par l'augmentation de la production d'électricité des centrales à gaz espagnoles dans un contexte de faible disponibilité des moyens de production hydrauliques dans ce pays.

L'interconnexion d'Oltingue permet d'exporter du gaz vers l'Italie en passant par la Suisse : 27 TWh ont été exportés par la France en 2017.

Enfin, la France a importé un peu plus de 100 TWh grâce à ses terminaux GNL en 2017, soit plus de 15 % de ses importations.

La variabilité des flux à chaque point d'interconnexion français d'une année sur l'autre témoigne de la flexibilité qu'ils apportent, ce qui se reflète dans leurs taux d'utilisation (voir figure 36). Ces points permettent d'effectuer des arbitrages entre les différentes sources d'approvisionnement de la France, en fonction de leur compétitivité relative.

2.4.1.3 Une situation contrastée entre les deux zones françaises

La situation des deux zones de marché françaises est très contrastée. Le PEG Nord bénéficie de sa proximité avec le reste des zones de marché de la plaque d'Europe du Nord-Ouest, particulièrement liquides (en particulier le TTF au Pays Bas et le NBP en Grande-Bretagne), tandis que la zone Sud est tournée vers la plaque d'Europe du sud-ouest, dont l'approvisionnement dépend beaucoup du GNL. Avec ses quatre points d'interconnexion terrestres et ses deux terminaux GNL, la zone Nord, qui représente environ deux tiers de la consommation française, dispose ainsi de sources d'approvisionnement plus variées que la zone Sud.

Ces différences entre zones de marché en France se traduisent par des écarts de prix de gros parfois importants. L'écart de prix moyen entre la zone PEG Nord et la zone TRS, qui s'était réduit en 2015 (0,5 €/MWh), s'est creusé en 2016 et en 2017, s'établissant respectivement à 1,3 €/MWh et 1,9 €/MWh. Des écarts ont été observés plus particulièrement en août et en septembre 2016 du fait de maintenances sur la liaison Nord-Sud, ainsi qu'en décembre 2016 et janvier 2017 (avec un maximum de 19,1 €/MWh le 26 et le 27 janvier) en raison de l'augmentation de la consommation des centrales électriques à gaz associée à de faibles déchargements de GNL à Fos et en Espagne (voir ci-après). Un nouvel épisode de décorrélation des prix est intervenu fin 2017, du fait d'une tension sur les approvisionnements en GNL en zone Sud.

La mise en service des gazoducs Val de Saône et Gascogne-Midi permettra de lever les congestions existantes sur les axes Ouest-Est et Nord-Sud. Leur réalisation (correspondant à un coût d'investissement de 823 M€), associée à la fusion des zones qui sera réalisée en novembre 2018, permettra d'améliorer le niveau de diversification des sources d'approvisionnement pour l'ensemble des consommateurs français, et de mettre fin aux différentiels récurrents entre les prix de gros au nord et au sud du pays.

Evolution des prix spot

Les prix spot européens ont poursuivi la baisse amorcée en 2015 jusqu'en septembre 2016 (atteignant un point bas en France le 13 septembre 2016, avec un prix de 10,6 €/MWh dans la zone PEG Nord), dans un contexte de baisse du prix des matières premières.

L'hiver 2016/2017 s'est cependant caractérisé par une hausse importante des prix spot (voir figure 37 ci-dessous), avec un prix moyen de 21,1 €/MWh en zone PEG Nord et de 34,1 €/MWh en zone TRS en janvier 2017. L'hiver 2016/2017 a en effet été marqué à la fois par une remontée des prix des matières premières, une hausse de la consommation des centrales électriques fonctionnant au gaz (voir §.2.2.2.2) et des tensions sur le marché du GNL.

Les prix spot ont ensuite baissé entre mars et septembre 2017, sans pour autant revenir aux niveaux de 2016, avant de remonter au dernier trimestre 2017 dans un contexte d'augmentation de la demande de gaz en Europe et de tension sur le marché international du GNL (forte demande en Asie).

Les prix de la zone PEG Nord sont, de manière générale, fortement corrélés à ceux du reste de la plaque d'Europe du Nord-Ouest, avec un différentiel de prix moyen de 0,3 €/MWh en 2016, et de 0,1 €/MWh en 2017 avec le TTF.

Figure 37 – Evolution du prix spot du gaz en Europe (2013-2017)



Source : Heren, analyse CRE

2.4.2 Souscription des capacités aux interconnexions

2.4.2.1 Bilan des enchères de capacité

La demande de capacité exprimée par les acteurs de marché a été faible ces dernières années. Peu d'enchères ont en effet conduit à allouer effectivement des capacités, en particulier en ce qui concerne les produits de long terme. Les enchères annuelles qui se sont déroulées sur la plateforme Prisma en mars 2016 et mars 2017 pour les interconnexions françaises ont donné des résultats comparables à ceux des années précédentes (5 % des enchères ont abouti à une allocation de capacité en 2016, 7 % en 2017). Les niveaux d'allocation constatés lors des enchères mensuelles et trimestrielles ont également été très faibles.

Figure 38 – Part des enchères annuelles ayant abouti à une allocation de capacité (en % des enchères lancées sur PRISMA)

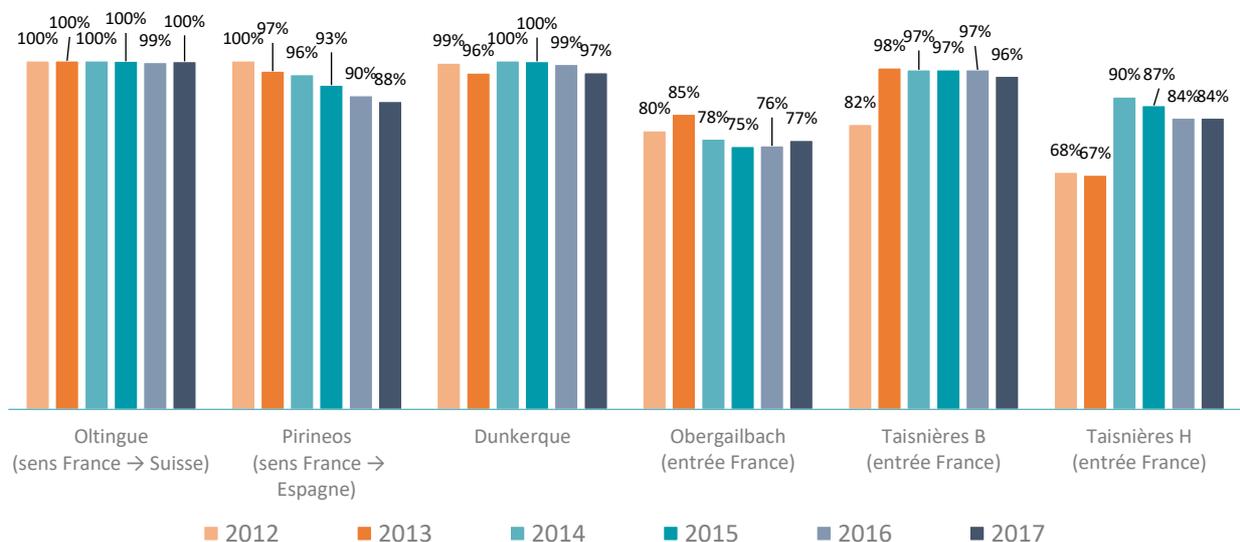
	Enchères annuelles de mars 2015	Enchères annuelles de mars 2016	Enchères annuelles de mars 2017
Obergailbach	5%	4%	10%
Taisnières H	14%	0%	5%
Taisnières B	0%	0%	0%
Oltingue	0%	0%	0%
Pirineos	3%	7%	7%

Source : PRISMA, analyse CRE

2.4.2.2 Les taux de souscription des interconnexions françaises restent très élevés

La faiblesse de la demande exprimée lors des enchères s'explique en grande partie par le niveau des capacités déjà souscrites à long terme, qui est très élevé (entre 77 % et 100 % en 2017), principalement à Dunkerque et à Taisnières B. En dehors de Dunkerque, dont les capacités sont presque entièrement utilisées, les taux de souscription des interconnexions sont beaucoup plus élevés que les taux d'utilisation. Cette situation provient du mode de développement historique des interconnexions, adossé à des contrats d'importation ou des souscriptions de long terme, modèle qui a permis de financer les capacités créées.

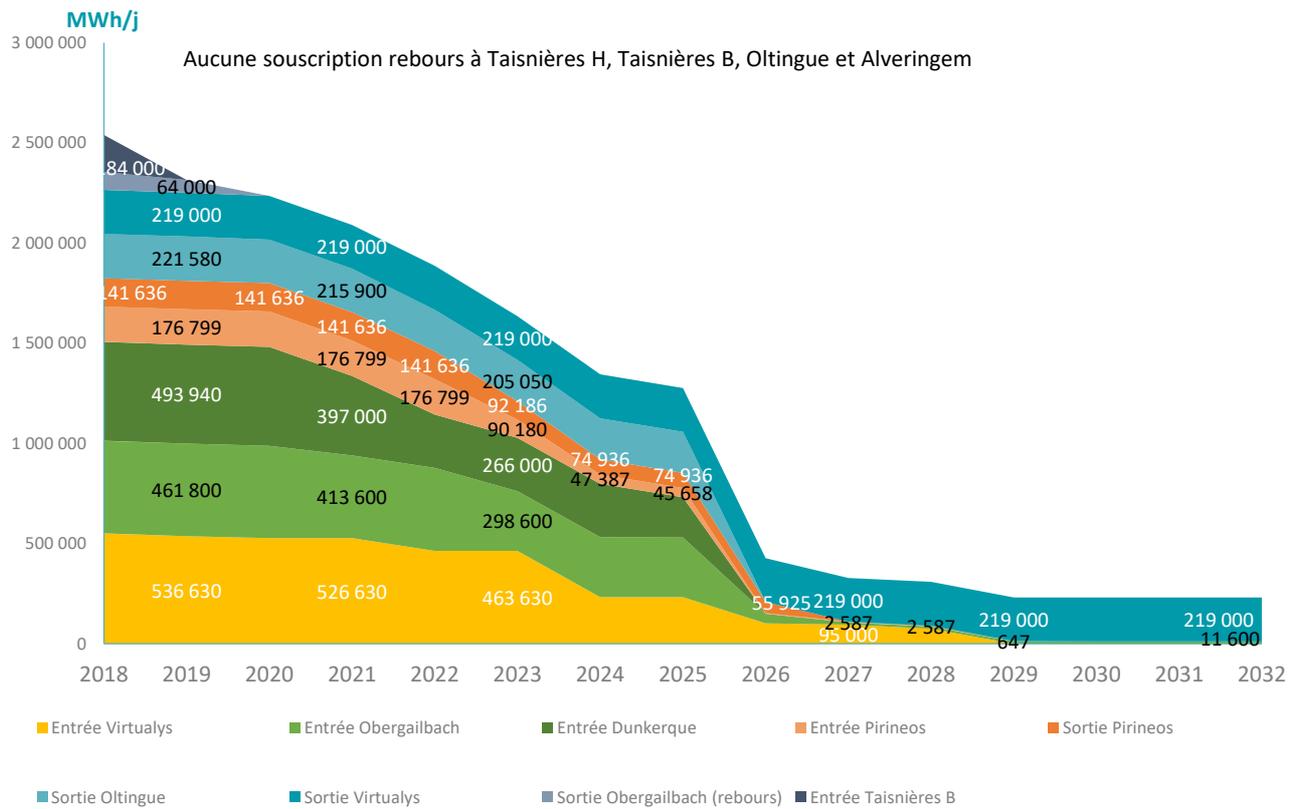
Figure 39 – Taux de souscription des capacités fermes aux interconnexions françaises (en % des capacités fermes offertes)



Sources : GRTgaz et Teréga, analyse CRE

La prochaine décennie sera cependant marquée par l'arrivée à échéance de la plupart des réservations de long terme aux interconnexions françaises, puisque seuls deux contrats subsisteront après 2029 (voir figure 40 ci-après).

Figure 40 – Réserve des capacités à long terme sur les réseaux de GRTgaz et de Teréga (2018-2032)



Sources : GRTgaz et Teréga, analyse CRE

Jusqu'à maintenant, les acteurs de marché avaient sécurisé leurs routes d'approvisionnement grâce à ces engagements de long terme, ce qui apportait une certaine stabilité au système gazier français. L'intégration européenne les conduit aujourd'hui à se tourner vers des horizons plus courts pour leur approvisionnement. S'effectuant dans un contexte de baisse de la consommation de gaz observée en France depuis le début des années 2010, cette évolution pourrait entraîner des changements importants, notamment en ce qui concerne les structures tarifaires et la volatilité des marchés.



PARTIE 3. DEVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS

Chapitre 1 - Paquet infrastructures et travaux européens

Le développement des réseaux transeuropéens d'énergie est inscrit dans les objectifs de l'Union européenne depuis 1992 par le traité de Maastricht, prévoyant l'identification de projets d'intérêt commun afin d'assurer le développement de réseaux transeuropéens d'énergie.

Le troisième paquet énergie (notamment les règlements (CE) n° 714/2009⁶⁹ et (CE) n° 715/2009⁷⁰), puis le règlement (UE) n° 347/2013⁷¹ du Parlement européen et du Conseil, concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes (dit « Paquet infrastructures ») sont venus compléter l'édifice réglementaire destiné à promouvoir l'intégration des systèmes électriques et gaziers dans l'Union européenne. Afin d'assurer la cohérence et la pertinence des décisions d'investissement dans les infrastructures énergétiques, la sélection des projets d'intérêt commun s'inscrit dans un processus plus général d'élaboration de plans décennaux de développement des réseaux par les GRT, qui s'appuient sur des scénarios à long terme traçant les perspectives d'évolution de la production et de la consommation d'énergie en Europe.

3.1.1 L'élaboration d'outils de développement du réseau à l'échelle européenne

Le troisième paquet énergie a instauré le principe de l'élaboration, tous les deux ans, de plans décennaux de développement des réseaux (TYNDP – *Ten Year Network Development Plan*) par l'ENTSOE (le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité - *European Network of Transmission System Operators for Electricity*) et l'ENTSOG (le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz - *European Network of Transmission System Operators for Gas*). Bien que ces plans soient non contraignants, le paquet infrastructures en a fait des outils d'aide à la décision, puisque seuls les projets inclus dans les derniers TYNDP en date peuvent prétendre à l'obtention du statut de Projet d'Intérêt Commun européen (PIC, voir §.3.1.2). En outre, les méthodologies d'analyse coûts-bénéfices des projets d'interconnexion définies par l'ENTSOE et l'ENTSOG sont largement reprises lors de la sélection des PIC. Par ailleurs, les plans décennaux de développement nationaux doivent être cohérents avec les TYNDP.

3.1.1.1 Des scénarios communs en gaz et en électricité au niveau européen, mais trop peu diversifiés

Les TYNDP reposent sur des modèles élaborés par l'ENTSOE et l'ENTSOG destinés à simuler le fonctionnement du marché européen avec ou sans les projets d'interconnexions. Ces simulations doivent permettre d'évaluer économiquement l'intérêt pour la communauté de développer de nouveaux investissements transfrontaliers : la structure et les hypothèses qui caractérisent ces modèles portent donc des enjeux considérables. Les scénarios à long terme sont un paramètre essentiel : ils doivent proposer une représentation du futur énergétique de l'Europe selon un certain nombre d'hypothèses, y compris la traduction concrète d'orientations de politique énergétique.

Il est aussi important que les visions à long terme proposées par l'ENTSOE et l'ENTSOG soient cohérentes. Une avancée déterminante a été réalisée dans ce domaine puisque, pour la première fois, l'ENTSOE et l'ENTSOG ont élaboré en commun les scénarios qui leur serviront de base pour leurs plans de développement du réseau respectifs. Publiés en mars 2018, ces plans comprennent une analyse aux horizons 2020, 2025, 2030 et 2040. En ce qui concerne 2030 et 2040, trois scénarios ont été construits (« Sustainable transition », « Distributed Generation » et « Global Climate Action »), auxquels a été ajouté le scénario « EuCo » de la Commission européenne.

Pour autant, on peut regretter que ces scénarios manquent de diversité, en proposant notamment une représentation peu contrastée du développement des énergies renouvelables. L'approche adoptée jusqu'à présent consistait à concevoir des trajectoires énergétiques limites qui « bornaient » l'avenir. On pouvait ainsi considérer la moyenne des scénarios comme une référence raisonnable pour évaluer des projets d'interconnexion. Ajoutons que les scénarios proposés à l'échelle européenne diffèrent parfois significativement de ceux développés par les GRT nationaux, en particulier dans le cas de l'électricité pour la France. Les différences d'appréciation entre acteurs différents concernant leur vision de l'évolution des systèmes énergétiques à long terme ne sont certes pas surprenantes mais elles démontrent la nécessité de la diversité, ainsi que la mise en œuvre d'analyses de sensibilité dans l'élaboration de scénarios à un horizon de temps si éloigné (voir gros plan 3).

⁶⁹ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0714&from=FR>

⁷⁰ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0036:0054:FR:PDF>

⁷¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R0347&from=FR>

Les orientations actuelles pourraient ainsi conduire la CRE à prendre en compte des scénarios complémentaires aux scénarios développés par l'ENTSOE et l'ENTSOG pour la validation de nouveaux investissements dans les interconnexions.

3.1.1.2 Les régulateurs accompagnent l'ENTSOE et l'ENTSOG dans l'amélioration de leurs méthodologies relatives au développement des réseaux

L'évaluation des besoins d'investissement dans réseau européen (TYNDP et méthodologies d'analyse coûts-bénéfices), introduite par le troisième paquet en 2009 et le paquet infrastructures en 2013, constitue un exercice relativement nouveau à l'échelle européenne. Elle demande un travail conséquent d'harmonisation entre les GRT.

Depuis 2013, l'ENTSOE et l'ENTSOG ont travaillé de manière soutenue à l'amélioration de leurs méthodologies d'élaboration des TYNDP et d'analyse coûts-bénéfices (ACB). Les ENTSO devaient publier en 2018 la deuxième version de leurs méthodologies d'ACB⁷², qui ont été soumises à l'approbation de la Commission européenne après avis de l'ACER en 2017. Ils travaillent aussi à la réalisation d'un modèle de marché et de réseau commun au gaz et à électricité.

Les régulateurs accompagnent ces évolutions dans le cadre d'un dialogue suivi avec l'ENTSOE et l'ENTSOG. Ils émettent des avis sur les méthodes et analyses proposées par les GRT, élaborés dans le cadre des groupes de travail sur les infrastructures de l'ACER, auxquels participe activement la CRE. Les régulateurs sont particulièrement attachés à la transparence et à la rigueur des méthodologies utilisées par les ENTSO, dans l'objectif d'aboutir à des résultats robustes et objectifs. Les dernières demandes des régulateurs auprès de l'ENTSOE ont par exemple porté sur la cohérence des méthodologies et des hypothèses de calcul des différents bénéfices des projets. En gaz, les régulateurs ont fait des propositions de simplification de la méthodologie d'analyse coûts-bénéfices proposée par l'ENTSOG, en prônant l'abandon de plusieurs indicateurs physiques au profit d'une meilleure monétisation des bénéfices apportés par les projets évalués.

3.1.2 Les Projets d'Intérêt Commun, outils de la politique énergétique européenne

La notion de Projet d'Intérêt Commun a été précisée par le paquet infrastructures en 2013, qui a en effet défini la procédure d'adoption actuelle de la liste des PIC. Renouvelée tous les deux ans, cette liste est adoptée par la Commission européenne sur proposition de Groupes Régionaux composés des représentants des États membres, des régulateurs nationaux, des gestionnaires de réseaux de transport, des représentants de l'ENTSOE, de l'ENTSOG, de l'ACER et de la Commission européenne.

Pour être déclarés d'intérêt commun, les projets doivent respecter certains critères (avantages potentiels – tels qu'estimés par les groupes régionaux – supérieurs à leurs coûts, existence d'un impact transfrontalier, contribution à l'intégration du marché, à la sécurité d'approvisionnement ou à la durabilité). Sur cette base, les groupes régionaux s'accordent sur une méthodologie d'analyse des projets candidats afin d'établir une proposition de liste : celle adoptée en novembre 2017 par la Commission européenne⁷³ comporte ainsi 173 projets, dont 15 concernent la France.

L'analyse menée par les groupes régionaux, parfois sur des projets très peu matures ou en concurrence les uns avec les autres, a pour principal objectif d'évaluer leur cohérence avec les grands principes de la politique énergétique européenne. Il ne s'agit donc pas d'une analyse technico-économique poussée, comparable à celle qui doit être réalisée avant l'approbation formelle d'un projet : accorder le statut de PIC à un projet ne préjuge pas nécessairement de sa valeur économique, et il est donc tout à fait envisageable qu'un projet identifié comme PIC ne présente *in fine* pas un niveau de bénéfices suffisant au regard des coûts qu'il génère pour qu'il soit pertinent de le réaliser.

Le label de PIC permet néanmoins aux projets sélectionnés d'être éligibles à certains mécanismes visant à faciliter leur réalisation, telles que des procédures accélérées pour l'octroi des autorisations administratives. Ils peuvent par ailleurs bénéficier de mesures incitatives particulières dans le cas où ils présentent des risques élevés par rapport à ceux habituellement associés aux projets comparables, de décisions coordonnées de répartition transfrontalière des coûts (*Cross-Border Cost Allocation – CBCA*) par les régulateurs concernés, et d'un soutien financier européen pour études ou travaux via le Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe (MIE).

⁷² Voir l'avis de l'ACER sur la version préparatoire de l'ENTSOE :

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2005-2017.pdf

⁷³ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/annex_to_pci_list_final_2017_en.pdf

Depuis l'adoption du paquet infrastructures, la CRE a adopté deux décisions de CBCA, en 2014 pour le projet gazier Val de Saône⁷⁴, et en 2017 pour le projet d'interconnexion électrique Golfe de Gascogne (voir gros plan 4). Ces deux décisions ont été adoptées conjointement avec le régulateur espagnol. Conformément à la recommandation de l'ACER⁷⁵, une répartition des coûts différente de leur répartition géographique a été mise en œuvre dans le cas du projet Golfe de Gascogne : en effet, le déséquilibre de la répartition des coûts et des bénéfices entraînait au départ une valeur nette du projet négative pour la France, ce que la décision de CBCA a permis de corriger.

⁷⁴ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/val-de-saone>

⁷⁵ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2005-2015.pdf

GROS PLAN 3 – LA PRISE DE DECISION D'INVESTISSEMENT ET LE ROLE DE LA CRE

Les projets d'interconnexion sont pour la plupart complexes et coûteux. Le développement de nouvelles infrastructures, construites et financées dans l'optique d'une utilisation pendant plus de 25 ans, se fait aujourd'hui dans un contexte particulièrement incertain, marqué par l'évolution rapide du secteur énergétique. Le développement des énergies renouvelables intermittentes, du biogaz, des *smart grids*, et de l'autoconsommation, ainsi que la tendance à la stagnation de la consommation énergétique française (voire à la baisse pour ce qui est du gaz) font ainsi peser des incertitudes importantes sur l'évolution des systèmes énergétiques à moyen et long terme. Dans ce cadre, les projets de nouvelles interconnexions doivent être correctement analysés, et les décisions d'investissement prises uniquement lorsque les bénéfices des projets dépassent leurs coûts. Le respect de ce principe d'une analyse coûts-bénéfices positive d'un projet a par ailleurs été une nouvelle fois confirmé par le rapport de novembre 2017 du groupe d'experts mandaté par la Commission européenne sur les cibles d'interconnexion électriques (voir §.1.4.2.3).

1. La régulation tarifaire au service du développement des interconnexions

La CRE, chargée de définir la méthodologie tarifaire et de fixer le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux, suit ainsi particulièrement les projets d'interconnexions, et a mis en place des mécanismes incitatifs *ad hoc*, conformément aux dispositions du code de l'énergie.

Les nouvelles interconnexions, comme tous les projets d'investissement des GRT, doivent figurer dans leur Schéma de Développement du Réseau (ou SDDR), publié chaque année. En gaz comme en électricité, et de manière similaire à ce qui se fait à l'échelle européenne, les GRT français définissent ces plans en fonction des scénarios qu'ils ont préalablement conçus. Les investissements sont par la suite approuvés par la CRE, puis inclus dans la Base d'Actifs Régulés (BAR) des GRT, et rémunérés au Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC), dont le niveau est fixé pour chaque période tarifaire.

La CRE accompagne les GRT dans la réalisation des projets d'interconnexion et porte une attention particulière à la maîtrise des coûts et du calendrier : les mécanismes de régulation pour les projets d'interconnexion mis en place en gaz et en électricité ont pour objectif d'inciter les GRT à réaliser les projets les plus utiles pour la collectivité et à maîtriser les

coûts d'investissements. Cette incitation est ainsi composée d'une part fixe liée au bénéfice du projet pour la collectivité, et de deux parts variables, qui portent sur l'écart entre les coûts prévus et réalisés et le taux d'utilisation de l'interconnexion. Ces primes sont assorties d'un plancher afin que la rémunération des GRT sur le projet ne soit pas inférieure au CMPC - 1%.

Si le régime de référence pour le développement des interconnexions est le régime régulé, présenté ci-dessus, d'autres projets peuvent bénéficier d'une exemption, lorsqu'ils consistent à construire et exploiter des interconnexions pour lesquelles le degré de risque est particulièrement élevé. Pour cela, ils doivent obtenir une dérogation les exemptant de l'application de certaines dispositions législatives auprès des régulateurs des pays concernés, en application de l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009⁷⁶.

2. La prise de décision nécessite une évaluation des projets au regard de scénarios diversifiés

Les analyses coûts-bénéfices sont l'outil principal de prise de décision des porteurs de projets et des régulateurs lorsqu'il s'agit des nouveaux projets d'interconnexion. Ces analyses reposent sur des jeux d'hypothèses formant une représentation du système électrique futur pour chaque scénario considéré et qui permettent d'estimer la valeur du projet, en évaluant son impact sur les marchés de l'électricité ou du gaz.

Les principales hypothèses affectant la valeur des projets d'interconnexions sont la consommation, le mix énergétique et le niveau d'interconnexion des zones de marché considérées. Le choix des scénarios pris en compte est donc crucial pour accompagner la prise de décision compte tenu des incertitudes pesant sur l'évolution des systèmes énergétiques européens : les scénarios doivent ainsi offrir des jeux d'hypothèses suffisamment diversifiés pour pouvoir représenter toutes les évolutions plausibles des systèmes électrique et gazier, et présenter des analyses de sensibilité sur les éléments ayant le plus d'impact sur l'évaluation économique des projets, afin de fonder les décisions sur des éléments suffisamment solides.

Pour la décision de partage transfrontaliers des coûts du projet Golfe de Gascogne en 2017, la CRE et la CNMC se sont ainsi accordées pour réaliser l'analyse coûts-bénéfices du projet sur la base des quatre scénarios du TYNDP 2016 : ces derniers représentaient en effet des visions assez contrastées

⁷⁶ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/interconnexion-derogation>

pour considérer la moyenne des résultats de l'analyse selon les quatre scénarios comme une évaluation raisonnable de l'intérêt du projet pour la collectivité européenne.

3. Le processus de décision dans le cadre du paquet infrastructures

La CRE est particulièrement attachée à ce que les décisions d'investissement des GRT soient prises sur la base de tests de marché et d'analyses coûts bénéfiques solides, afin de s'assurer du bon dimensionnement des réseaux et que les investissements engagés ne pèsent pas sur la facture des consommateurs inutilement, car non compensés par une réduction au moins équivalente du reste des coûts du système énergétique.

Le processus de décision aboutissant à la réalisation de ces projets joue donc un rôle fondamental. Dans le cadre du paquet infrastructures, la première étape de ce processus est l'intégration des projets dans la liste des PIC. Ce statut donne notamment la possibilité aux porteurs de projet de déposer une demande d'investissement auprès des régulateurs concernés, qui doivent prendre une décision de répartition transfrontalière des coûts et les inclure dans le tarif des GRT. L'obtention du label PIC entraîne donc ainsi une quasi-validation de fait des projets, alors même que cette désignation se fait très en amont des projets, et donc sur des bases potentiellement insuffisantes pour mener une analyse coûts-bénéfices robuste (les caractéristiques du projet et donc ses coûts sont par exemple encore le plus souvent soumis à une forte incertitude). En outre, la sélection finale des PIC comprend une dimension qualitative substantielle, et intègre inévitablement des objectifs complémentaires aux

analyses technico-économiques. À titre d'exemple, pour l'adoption de la troisième liste des PIC en 2017, les groupes régionaux ont décidé de donner un poids important au critère d'atteinte des 10 % d'interconnexion dans l'évaluation des projets électriques, en tant qu'objectif posé par le Conseil européen (voir §.1.4.2.3). Certains projets ont donc été sélectionnés sur cette base, alors que leurs coûts restent trop importants au regard de leurs bénéfices.

De manière similaire, certains projets gaziers ont été intégrés dans la liste des PIC alors que les analyses disponibles auraient dû conduire à les écarter. Le projet STEP a fait l'objet d'une étude ad hoc mandatée par la Commission européenne (voir §.3.3.3), conduite concomitamment au processus de sélection de la troisième liste. Il n'a donc pas été étudié dans le cadre général prévu pour l'ensemble des projets candidats. En dépit des résultats de cette étude, ce projet a finalement été intégré à la liste des PIC dans les dernières étapes du processus de sélection.

Ces éléments plaident pour qu'une nouvelle analyse de chaque projet soit menée lorsque leur réalisation est effectivement envisagée. Ainsi, si un PIC se révèle trop coûteux par rapport aux bénéfices qu'il peut apporter à la collectivité européenne, les autorités de régulation devraient pouvoir refuser sa réalisation. En effet, le contrôle du régulateur de l'efficacité des coûts engagés par les opérateurs (et donc *a fortiori* des décisions d'investissement de grande ampleur) est un principe fondateur de la régulation : celui-ci doit être respecté, y compris lorsqu'il est question des projets d'interconnexion. Par ailleurs, lorsque le rapport coûts/bénéfices est positif pour la collectivité européenne mais que les coûts représentent une charge trop importante pour les parties prenantes, les régulateurs devraient pouvoir, dans certains cas, conditionner la CBCA à une subvention européenne.

Chapitre 2 - Développement des interconnexions électriques

Trois nouvelles interconnexions sont actuellement en construction en France, avec l'Italie (Savoie-Piémont), et la Grande-Bretagne (ElecLink et IFA2). Avec le projet Golfe de Gascogne (interconnexion franco-espagnole), approuvé en 2017, cela représente une augmentation des capacités d'échange de 5,2 GW.

Figure 41 – Développement des interconnexions électriques françaises



3.2.1 La CRE a approuvé la construction d'une nouvelle interconnexion entre la France et l'Espagne

La mise en service de l'interconnexion Baixas Santa-Llogaia en octobre 2015, conjuguée à celle du transformateur déphaseur d'Arkale en Espagne en juin 2017 a permis de faire fortement augmenter les capacités d'échange entre la France et l'Espagne, qui ont presque doublé entre 2015 et 2017 (voir §.2.2.1.1).

La CRE a par ailleurs approuvé la construction d'une nouvelle interconnexion entre les deux pays, en concluant un accord de partage transfrontalier des coûts du projet Golfe de Gascogne avec le régulateur espagnol le 21 septembre 2017, en application du règlement (UE) n° 347/2013⁷⁷ (voir gros plan 4). Cette nouvelle interconnexion permettra d'atteindre des capacités d'échange de 5 GW entre la France et l'Espagne. La CRE a par ailleurs mis en place un mécanisme incitatif afin d'assurer la maîtrise des coûts du projet par RTE (délibération n° 2017-224 du 27 septembre 2017⁷⁸), ainsi qu'une incitation sur les flux (délibération du 17 mai 2018⁷⁹).

D'autres projets d'interconnexions entre la France et l'Espagne sont toujours évoqués dans le cadre du Groupe de Haut Niveau sur les interconnexions en Europe du Sud-Ouest⁸⁰. Compte tenu de l'ampleur de l'augmentation des

⁷⁷ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:115:0039:0075:fr:PDF>

⁷⁸ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/golfe-de-gascogne2>

⁷⁹ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/interconnexion-golfe-de-gascogne2>

⁸⁰ mis en place par la Commission européenne à la suite de la déclaration de Madrid du 4 mars 2015, il regroupe la Commission, les régulateurs et les gouvernements français, espagnol et portugais.

capacités d'échange qui sera effective à la suite de la mise en service de Golfe de Gascogne, la CRE estime nécessaire d'évaluer la situation à la suite de ce nouveau renforcement avant de se prononcer sur la construction de nouvelles interconnexions. Par ailleurs, les caractéristiques technico-économiques des nouveaux projets envisagés à travers les Pyrénées (estimation des coûts, tracé, renforcements de réseau nécessaires, bénéfices estimés) ne sont pas encore définies, ce qui ne permet pas à ce stade de se prononcer sur leur intérêt pour la collectivité. Enfin, les contraintes environnementales ne plaident pas en faveur de ces projets.

3.2.2 Un projet d'interconnexion avec l'Italie est en cours de construction

Le développement des capacités d'interconnexion avec l'Italie est également en cours, avec la construction de la ligne Savoie-Piémont qui a débuté en mars 2015 du côté français. Ce projet porte le statut de Projet d'Intérêt Commun depuis 2013 et consiste en la construction de deux câbles à courant continu d'une capacité de 600 MW chacun qui relieront les postes électriques de Grande Ile (Savoie) et de Piosasco (près de Turin) via le tunnel du Fréjus, en empruntant le tracé des autoroutes A42 (France) et A32 (Italie). La ligne s'étendra sur 190 km et devrait être mise en service en 2019.

Le projet Savoie-Piémont bénéficie d'un mécanisme incitatif mis en place par la CRE en 2015, composé d'une prime fixe portant sur l'utilité économique du projet évaluée ex-ante et de deux primes variables, portant sur les coûts réels du projet (le montant d'investissement pour RTE retenu par la CRE est de 465 M€) et son utilité mesurée ex-post par le taux d'utilisation effectif de l'interconnexion (délibération du 26 mars 2015⁸¹). Un des deux câbles de la partie italienne de l'interconnexion a bénéficié d'une dérogation sur la base du règlement (CE) n° 714/2009, accordée par la CRE et le régulateur italien⁸². Fin août 2017, 40 km de câbles avaient été posés côté français, et 12 km en Italie.

3.2.3 La frontière franco-britannique est marquée par une abondance de projets d'interconnexions malgré les incertitudes liées au Brexit

De nombreux projets d'interconnexions sont en cours de construction ou à l'étude à la frontière franco-britannique, qui dispose aujourd'hui de 2 GW de capacités d'échange grâce à l'interconnexion IFA 2000 construite en 1986. Le projet le plus avancé est ElecLink, dont la première pierre a été posée le 23 février 2017 et qui permettra d'ajouter 1 GW de capacités grâce à une ligne passant dans le tunnel sous la Manche.

La CRE a également approuvé le projet IFA2, porté par RTE et le gestionnaire de réseau britannique National Grid le 2 février 2017⁸³. Inclus dans la liste des PIC par la Commission européenne depuis 2013, il reliera la région de Caen (Calvados) à celle de Southampton en Angleterre et viendra augmenter les capacités d'interconnexion entre les deux pays de 1 GW.

Ce projet a été approuvé dans un contexte particulier, soit après le referendum britannique portant sur la sortie de l'Union européenne (Brexit) qui avait eu lieu quelques mois auparavant, le 23 juin 2016, mais avant la date effective d'officialisation de cette demande de sortie par le gouvernement britannique, le 29 mars 2017.

La décision de sortie de l'Union européenne fait peser des incertitudes institutionnelles, opérationnelles et économiques sur les projets de liaison électrique entre la Grande-Bretagne et le reste de l'Union européenne. En particulier, les règles d'utilisation de ces interconnexions pourraient différer de celles aujourd'hui en vigueur, avec pour résultat une utilisation sous-optimale des infrastructures.

Les porteurs du projet IFA2 ont estimé que le Brexit ne remettait pas en cause les fondements économiques du projet. La CRE a cependant pris en compte ces incertitudes lors de la définition du mécanisme de régulation incitative qui lui sera applicable, fixée par la même délibération que l'approbation de l'investissement. L'objectif de ce cadre incitatif est de mieux répartir les risques entre RTE et les utilisateurs du réseau public de transport français en faisant supporter au GRT une part plus grande des risques et des bénéfices du projet. RTE a pris sa décision finale d'investissement pour le projet IFA2 en prenant en compte ce cadre de régulation incitative le 5 avril 2017 et a débuté les travaux en janvier 2018 : la ligne, dont le coût d'investissement pour RTE retenu par la CRE s'élève à 370 M€, devrait être mise en service en 2020.

Trois autres projets d'interconnexions sont également à l'étude sur cette frontière : FAB Link (1,4 GW), Aquind (2 GW), et GridLink (1,4 GW). FAB Link est porté par RTE et Transmission Investment via la coentreprise FAB Link Limited, tandis qu'Aquind et GridLink sont à ce stade proposés par des porteurs de projet privés.

⁸¹ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/interconnexion-savoie-piemont>

⁸² <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/interconnexion-france-italie>

⁸³ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/projet-d-interconnexion-ifa22>

Aquind a déposé une demande d'exemption⁸⁴ auprès des régulateurs français et britannique (*Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem*) le 16 août 2017. Devant les incertitudes que fait peser le Brexit sur le cadre réglementaire et économique en vigueur une fois le Royaume-Uni sorti de l'Union européenne, la CRE a considéré qu'elle n'était pas en mesure de se prononcer sur l'intérêt pour la collectivité européenne de tout nouveau projet d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne avant que ne soient clarifiées ses conditions de sortie de l'Union européenne. Cette décision s'appuie notamment sur les résultats de l'étude menée par les cabinets Artelys et Frontier Economics⁸⁵ sur la valeur des interconnexions franco-britanniques dans le contexte du Brexit. La CRE et l'Ofgem ont ainsi transféré la demande d'exemption à l'ACER fin 2017 pour instruction (délibération n° 2017-253 du 16 novembre 2017⁸⁶ en ce qui concerne la CRE). Dans sa décision du 19 juin 2018, l'ACER a refusé la demande d'exemption d'Aquind.

3.2.4 Projet d'interconnexion avec l'Irlande

Un projet d'interconnexion entre la France et l'Irlande, porté par RTE et le gestionnaire de réseau irlandais Eirgrid est également à l'étude. Il s'agit d'une ligne à courant continu d'une capacité de 700 MW qui devrait relier le poste de la Martyre (Finistère) à celui de Knockraha en Irlande, parcourant 560 km pour un coût estimé à 930 M€. Ce projet est inclus dans la liste des PIC depuis 2013, et fera l'objet d'une analyse technico-économique plus poussée dans le TYNDP 2018.

3.2.5 RTE prévoit également le renforcement d'interconnexions existantes

Ces renforcements concernent les interconnexions avec la Suisse, la Belgique et l'Allemagne et sont inclus dans le Schéma Décennal de Développement du Réseau de RTE⁸⁷.

Les travaux à la frontière franco-suisse devraient permettre d'augmenter les capacités d'échange de plus d'1 GW. La première phase de développement consistant en l'augmentation de la capacité de transit de la ligne Génissiat Verbois, est opérationnelle depuis fin 2017. Deux autres phases sont prévues d'ici 2030.

L'augmentation des capacités entre la France et la Belgique grâce au projet de renforcement d'Avelin Avelgem est estimée entre 0,6 GW et 1 GW, pour un coût total de 140 M€ (dont 40 M€ pour RTE).

Deux projets sont envisagés pour renforcer les capacités d'échange entre la France et l'Allemagne : il s'agit de l'augmentation de la tension du circuit entre Muhlbach (Alsace) et Eichstetten (Bade), qui passera de 225 kV à 400 kV (pour une augmentation de capacités d'interconnexion de 150 à 300 MW), et de l'augmentation des capacités de deux circuits entre Vigy (Moselle) et Uchtelfangen (Sarre), qui pourrait faire augmenter les capacités d'interconnexion entre les deux pays de 1 500 MW.

⁸⁴ Le Règlement (CE) n° 714/2009 (<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0714&from=FR>) prévoit que les projets d'interconnexion puissent bénéficier d'une exemption à certaines dispositions de la législation européenne portant entre autres sur l'utilisation des recettes d'interconnexion, sous réserve de l'accord conjoint des autorités de régulation concernées.

⁸⁵ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/interconnexion-royaume-uni/consulter-l-etude>

⁸⁶ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/interconnexion-royaume-uni>

⁸⁷ http://www.rte-france.com/sites/default/files/sddr-2016_volet_national_vf.pdf

GROS PLAN 4 – LE PROJET D'INTERCONNEXION GOLFE DE GASCOGNE

Le 21 septembre 2017, la CRE a adopté la décision, rédigée conjointement avec la CNMC, relative au traitement de la demande de répartition transfrontalière des coûts du projet Golfe de Gascogne. Il s'agit d'une interconnexion offshore située entre Cubnezais (Gironde) et Gatika (Pays Basque espagnol) qui portera la capacité d'interconnexion entre les deux pays de 2 800 MW à 5 000 MW, et viendra compléter les développements récents avec la mise en service en octobre 2015 de la ligne Baixas Santa-Llogaia et celle du transformateur déphaseur d'Arkale en 2017.

Porté par RTE et REE, Golfe de Gascogne figure parmi les Projets d'Intérêt Commun de l'Union européenne depuis 2013. Il est considéré comme un élément clé pour l'intégration de la péninsule ibérique au reste du marché européen. Cette interconnexion consistera en deux lignes à courant continu à haute tension de 1 000 MW chacune ainsi que quatre stations de conversion. D'une longueur totale de 370 km, dont 280 km dans l'Océan atlantique, ce tracé se situe à 70 % en France, et 30 % en Espagne. Il permettra d'éviter de passer par les Pyrénées mais suppose le franchissement d'un canyon sous-marin, le Gouf de Capbreton, obstacle naturel majeur. A l'issue des études menées par les GRT, l'option technique préférentielle est un forage dirigé à proximité des côtes françaises. Ainsi, cette solution représente un défi technologique important.

Les coûts d'investissement évalués par les GRT et retenus par les régulateurs dans leur décision de partage des coûts s'élèvent à 1 750 M€⁸⁸, dont 68 % sont liés à des travaux sur le territoire français. Les bénéfices estimés du projet présentent en revanche une répartition géographique très différente, la majorité revenant à l'Espagne. Ce déséquilibre fait que la valeur nette du projet serait négative pour la France en l'absence d'une réallocation des coûts vis-à-vis de l'Espagne.

Cet aspect est reflété dans la décision conjointe de répartition des coûts prise par la CRE et la CNMC⁸⁹, qui fait suite au dépôt d'une demande d'investissement par RTE et REE le 27 mars 2017. Au cours de l'instruction du dossier, les régulateurs ont acté le déséquilibre entre la répartition des coûts et

des bénéfiques. Ils ont conclu que, pour que le projet n'ait pas d'impact négatif pour la France, la contribution de RTE ne devrait pas dépasser 528 M€. Dans leur décision la CRE et la CNMC ont affecté les coûts à égalité entre RTE et REE sous réserve de l'obtention d'une subvention européenne telle qu'elle permette d'abaisser la contribution nette de RTE à ce niveau.

Etant donné les retombées positives du projet pour l'Union en termes d'innovation, de sécurité d'approvisionnement, d'intégration des marchés et de durabilité, la CNMC et la CRE ont soutenu sa candidature à une subvention européenne dans le cadre du Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe. Le 9 février 2018, l'Union européenne a décidé d'attribuer une subvention de 578 M€ au projet, permettant la mise en œuvre de la décision commune prise par les deux régulateurs.

Les décisions de répartition transfrontalière des coûts des PIC dans le cadre du Règlement infrastructures (règlement (UE) n°347/2013)

Le règlement (UE) n°347/2013⁹⁰ (dit « Règlement infrastructures ») met en place des mécanismes facilitant le financement des PIC afin de s'assurer de leur réalisation effective. Les projets peuvent notamment bénéficier d'une décision de répartition transfrontalière de leurs coûts. Ils doivent pour cela déposer un dossier de demande d'investissement auprès des régulateurs concernés, qui disposent ensuite de six mois pour prendre une décision conjointe.

L'ACER a adopté une recommandation portant sur le traitement de ces demandes par les régulateurs en décembre 2015 (n°5/2015⁹¹). Elle recommande en particulier de ne procéder à une répartition des coûts que dans le cas où le projet a un impact net négatif sur l'un des pays hôtes.

Les projets ayant fait l'objet d'une décision de répartition transfrontalière des coûts sont éligibles, sous certaines conditions, à l'obtention d'une aide financière européenne via le Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe (MIE).

⁸⁸ Le montant présenté par les GRT est assorti d'une marge d'incertitude de 200 M€

⁸⁹ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/golfe-de-gascogne>

⁹⁰ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:115:0039:0075:fr:PDF>

⁹¹ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2005-2015.pdf

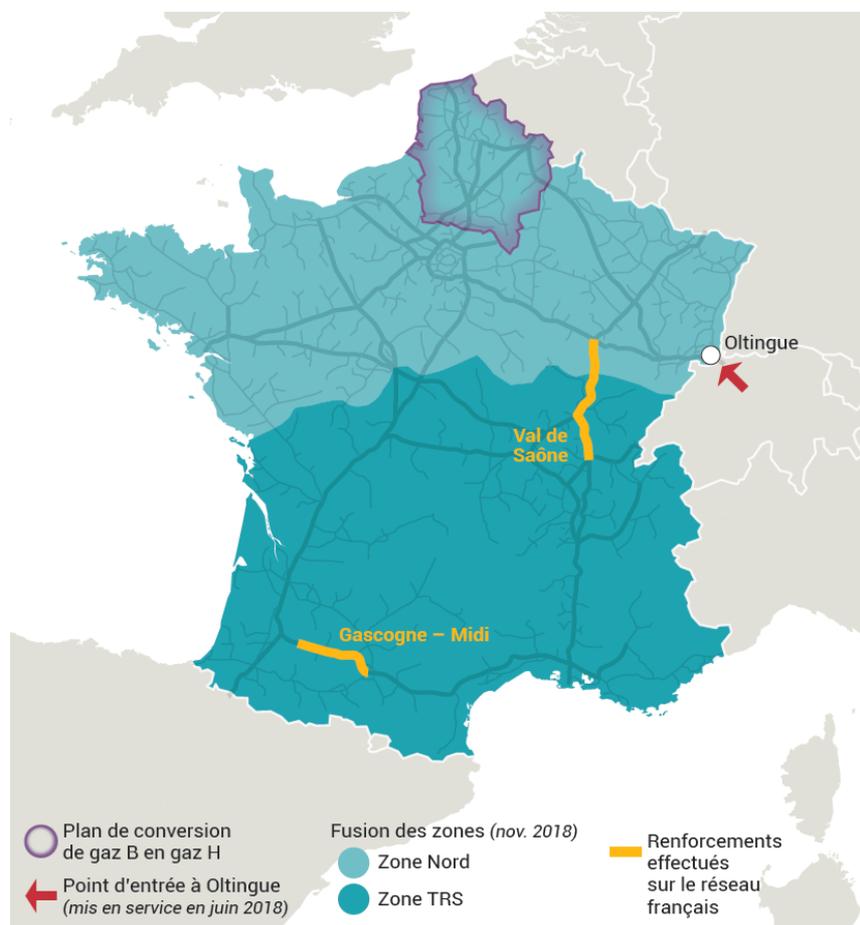
Chapitre 3 - Développement des interconnexions gazières

Depuis 2005, la CRE a accompagné le développement des interconnexions gazières en s'appuyant sur les procédures d'appels au marché (*open seasons*). 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.

Ces *open seasons* ont permis de créer d'importantes capacités fermes d'interconnexion en entrée comme en sortie avec l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne. Ces investissements permettent aujourd'hui au système gazier français d'être flexible et bien intégré au reste du marché européen. Les acteurs de marché peuvent ainsi arbitrer entre différentes sources de gaz et faire face efficacement aux modifications éventuelles des schémas de flux.

Depuis 2016, 100 GWh/j de capacités d'entrée ont été mises en service au PIR Oltingue (juin 2018). Des renforcements ont également été effectués sur le réseau français afin de mettre en œuvre la fusion des zones en novembre 2018, tandis que le plan de conversion de la région des hauts-de-France en gaz H est en cours de finalisation.

Figure 42 – Développement des interconnexions gazières et renforcements du réseau français en lien avec les interconnexions



3.3.1 Interconnexion avec la Belgique et plan de conversion de la région Hauts de France en gaz H

La réalisation d'un terminal méthanier à Dunkerque a été l'occasion de créer de nouvelles capacités d'interconnexion avec la Belgique, à Alveringem. Cette liaison par gazoduc avait pour objet initial de permettre au terminal d'accéder à la fois aux marchés français et belge : il a ainsi offert l'opportunité de créer des capacités physiques de transport entre le PEG Nord et le marché belge en expédiant du gaz non odorisé depuis le terminal de Dunkerque et le gazoduc Franpipe. L'odorisation du gaz sur le réseau principal français avait en effet constitué un obstacle au développement de capacités rebours vers l'Allemagne et la Belgique pour des questions de qualité du gaz.

Avec ces investissements, la France est maintenant interconnectée avec la Belgique au niveau de Taisnières (deux gazoducs, l'un dédié au gaz H à haut pouvoir calorifique, l'autre au gaz B, à faible pouvoir calorifique) et d'Alveringem (gaz H). Sur le plan commercial, les deux ouvrages de gaz H ont été regroupés au sein d'un seul point d'interconnexion bi-directionnel « virtuel » nommé Virtualys (voir §.2.3.5).

Le point d'interconnexion de Taisnières B permet de recevoir du gaz issu du champ de Groningue, aux Pays-Bas qui est consommé essentiellement dans la région des Hauts de France (par 1,3 millions de clients raccordés au réseau de distribution, et 96 clients raccordés au réseau de transport). Le gisement de Groningue est entré dans la dernière période de son exploitation, les contrats d'approvisionnement arriveront à échéance entre 2021 et 2030 (en 2029 pour la France) et ne seront pas renouvelés. Des plans de conversion doivent être mis en place dans les régions aujourd'hui alimentées en gaz B, afin qu'elles puissent être alimentées en gaz H une fois les contrats terminés. En France, le décret du 23 mars 2016⁹² encadre la conversion de la zone B. Conformément au mécanisme mis en place, les opérateurs concernés (GRT, GRD et opérateur de stockage) ont déposé un plan de conversion auprès du gouvernement en septembre 2016, sur la base duquel la CRE a réalisé une évaluation économique et technique en 2017. Ce plan prévoit une phase pilote entre 2018 et 2020, avant la phase de déploiement qui devrait durer jusqu'en 2029. La CRE a rendu le 21 mars 2018 un avis favorable⁹³ au plan proposé par les opérateurs. Les ministères concernés doivent rendre leur décision dans les prochains mois.

3.3.2 Capacités rebours avec la Suisse

L'interconnexion avec la Suisse, historiquement créée pour approvisionner l'Italie en gaz venant de Norvège, ne propose pour l'instant que des capacités en sortie (ainsi qu'une offre de rebours virtuel de 45 GWh/j). La CRE a validé en décembre 2014⁹⁴ la création de 100 GWh/j de capacités physiques en entrée, afin d'ouvrir un accès aux sources d'approvisionnement en gaz passant par l'Italie et la Suisse (et provenant par exemple de Libye, d'Algérie ou d'Azerbaïdjan, via le futur gazoduc *Trans Anatolian Pipeline*), pour un coût d'investissement estimé à 17 M€ et une mise en service au 1^{er} juin 2018. Les règles de commercialisation de ces capacités ont été approuvées par la CRE en juillet 2017 (voir §.2.3.3).

3.3.3 Projet de développement de nouvelles interconnexions avec l'Espagne

Les marchés français et espagnols sont interconnectés via deux gazoducs traversant la frontière à Larrau et Biriadou. Au total, les capacités de transport s'élèvent à 225 GWh/j de l'Espagne vers la France et de 165 GWh/j fermes et 60 GWh/j interruptibles dans le sens opposé. Ces niveaux ont été atteints après d'importants développements décidés à la suite de deux appels au marché effectués en 2009 et 2010.

Les niveaux d'utilisation de ces capacités constatés permettent de conclure que le niveau d'interconnexion des marchés français et espagnols est satisfaisant. Alors que l'interconnexion est quasiment constamment utilisée dans le sens France vers Espagne, 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. Par ailleurs, les capacités disponibles devraient augmenter dans les prochaines années à mesure que les réservations de long terme existantes viendront à expiration.

Les engagements des expéditeurs lors des *open seasons* de 2009 et 2010 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. Ce projet prévoit la création de 230 GWh/j de capacités fermes dans le sens Espagne-France et 180 GWh/j dans le sens France-Espagne, et nécessiterait le renforcement du réseau interne français avec notamment la mise en œuvre des projets Eridan et Est Lyonnais, pour un coût de plus de 2 Md€ selon l'estimation des GRT. Dans le rapport sur les interconnexions publié en 2016, la CRE avait fait part de ses très fortes réserves par rapport au projet Midcat, exprimant la nécessité de mener des études coûts-bénéfices solides avant toute prise de décision d'investissement.

Face au coût considérable du projet Midcat, Enagás et Teréga ont souhaité étudier la réalisation d'un ouvrage moins ambitieux qui ne comprendrait, en France, qu'un nouveau gazoduc entre le Perthus et la station de compression de Barbaïra, sur le réseau de Teréga. Ce projet, appelé STEP (*South Transit East Pyrenees*), ne permettrait cependant de créer que des capacités de transport interruptibles, dont la disponibilité dépendrait notamment des niveaux d'émission des terminaux méthaniers de Fos et de Barcelone, conclusion qui ressort d'une étude technique menée par Enagás, GRTgaz et Teréga dans le cadre des travaux du Groupe de Haut Niveau sur les Interconnexions au Sud-Ouest de l'Europe.

⁹² Décret n° 2016-348 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

⁹³ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/avis/conversion-zone-nord-de-la-france-gaz-h>

⁹⁴ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/programme-d-investissements-2015-grtgaz>

La Commission européenne a décidé de mener une étude coût-bénéfice spécifique pour le projet STEP afin d'évaluer l'opportunité de le réaliser, ou non. Cette étude confiée au cabinet Pöyry a été publiée le 27 avril 2018⁹⁵. Elle a été conduite conformément à la méthodologie définie par l'ENTSOG et en accord avec les bonnes pratiques européennes en la matière. Les termes de référence, hypothèses et scénarios retenus ont pu être discutés en toute transparence au sein du groupe de haut niveau. L'étude donne une évaluation des effets du projet selon différents scénarios d'offre et de demande de gaz, en s'attachant à distinguer les bénéfices pour les différents États membres. Elle a conclu que les coûts du projet excèdent ses bénéfices présumés dans la plupart des scénarios ; le projet ne serait rentable pour la collectivité qu'en cas d'une conjonction, sur la totalité de la durée de vie du projet, (i) d'une faible consommation de gaz en Europe, (ii) de fortes contraintes sur la disponibilité du gaz algérien et (iii) d'un marché mondial du GNL très tendu. Dans tous les cas, les bénéfices économiques du projet sont localisés exclusivement dans la péninsule ibérique.

Le projet STEP a néanmoins été intégré par la Commission européenne à la troisième liste des Projets d'Intérêt Commun publiée en novembre 2017, ce qui a ouvert la voie aux promoteurs du projet pour déposer conjointement une demande d'investissement auprès des régulateurs français et espagnols. A fin mai 2018, la CRE considère que le dossier transmis n'est pas complet et ne permet pas l'instruction de cette demande.

3.3.4 La fusion des zones aura lieu le 1^{er} novembre 2018

La CRE a défini en juillet 2012 une feuille de route visant la création d'une zone de marché unique du gaz en France, ce qui passait par le renforcement de l'artère de Bourgogne (projet Val-de-Saône) et la réalisation du projet Gascogne-Midi. Ces investissements doivent lever la majorité des congestions entre la zone Nord et la zone TRS tout en optimisant les coûts associés. Ces deux projets entreront en service pour assurer la création de la zone unique le 1^{er} novembre 2018.

La création d'une zone de marché unique en France permettra notamment d'apporter une plus grande fluidité dans les échanges de gaz entre la péninsule ibérique et le reste du marché européen, elle va notamment mettre fin aux problèmes de congestion sur la liaison nord-sud. Le marché espagnol sera ainsi raccordé à un marché de grande taille directement relié aux hubs du nord-ouest de l'Europe.

La CRE a choisi de mettre en œuvre la zone unique en France en suivant une politique d'investissement optimisée, évitant la création d'infrastructures trop coûteuses qui n'auraient été utiles que dans des circonstances peu fréquentes. Ainsi, des mécanismes de marché permettant de gérer les cas de congestion résiduelle devant être mis en œuvre en complément des investissements effectués (à hauteur de 823 M€ afin de renforcer le réseau par la réalisation des projets Val de Saône et Gascogne-Midi). Ces mécanismes de marché ont été proposés par les GRT, en concertation avec les différents acteurs, et approuvés par la CRE dans sa délibération⁹⁶ du 26 octobre 2017. A fin mai 2018, l'avancée des travaux nécessaires à cette fusion, conforme au calendrier, permet aux GRT de confirmer la date du 1^{er} novembre 2018 pour la fusion des zones.

⁹⁵ <https://ec.europa.eu/energy/en/studies/cost-benefit-analysis-step-first-phase-midcat>

⁹⁶ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/zone-de-marche-unique-du-gaz>



ANNEXES

SYNTHESE GENERALE

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

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

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

En électricité, la mise en service de la ligne Baixas Santa-Llogaia en 2015 et du transformateur déphaseur d'Arkale en juin 2017 ont permis de presque doubler les capacités d'échange avec l'Espagne. Les capacités commerciales d'échange entre la France et ses pays voisins (hors Belgique et Allemagne⁹⁷), qui s'élevaient à 8,4 GW en export et 4,9 GW en import avant la mise en service de la ligne Baixas Santa-Llogaia, ont atteint 9,8 GW en export et 6,2 GW en import en 2017.

Trois projets d'interconnexion supplémentaires sont actuellement en construction :

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

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

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

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

2. Bilan d'utilisation des interconnexions françaises

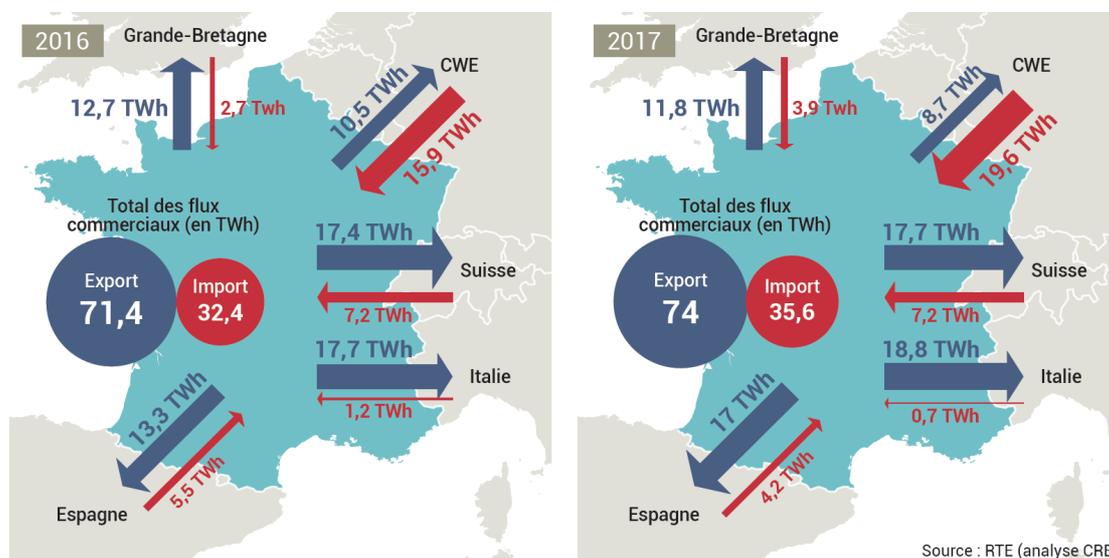
2.1. Interconnexions électriques

Le solde des échanges d'électricité de la France a connu une forte baisse en 2016 et en 2017 (s'établissant aux alentours de 39 TWh, voir cartes ci-après) sans pour autant atteindre le niveau de 2009 (24,6 TWh). Cette évolution est due à la fois à une baisse des exports (passés de 91 TWh en 2015 à 74 TWh en 2017) et à une légère

⁹⁷ Depuis la mise en place du *Flow Based* en mai 2015, les capacités d'échange dans la région CWE (*Central Western Europe*) ne sont plus déterminées *ex ante* par frontière (France-Belgique d'une part et France-Allemagne d'autre part), mais pour l'ensemble des échanges de la région, en prenant en compte l'interdépendance des flux entre frontières

augmentation des imports (passés de l'ordre de 30 TWh en 2015, à 35 TWh en 2017). La France conserve cependant un solde exportateur net positif avec tous les pays voisins, à l'exception de la région CWE (*Central West Europe*).

Figure 43 – Flux commerciaux d'électricité aux frontières françaises en 2016 et en 2017



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

Les différentiels de prix spot entre la France et les zones de prix voisines ont baissé à toutes les frontières à l'exception de l'Allemagne depuis 2015 (dont le différentiel avec la France est passé de 7,5 €/MWh⁹⁸ en 2015 à 10,9 €/MWh en 2017). Cette tendance est particulièrement marquée avec l'Espagne (le différentiel de prix est passé de 14,8 €/MWh à 10,2 €/MWh en deux ans), grâce à la mise en service de la nouvelle interconnexion (le taux de convergence des prix a par ailleurs beaucoup augmenté, passant de 13 % en 2015 à 25 % en 2017).

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

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

2.2. Interconnexions gazières

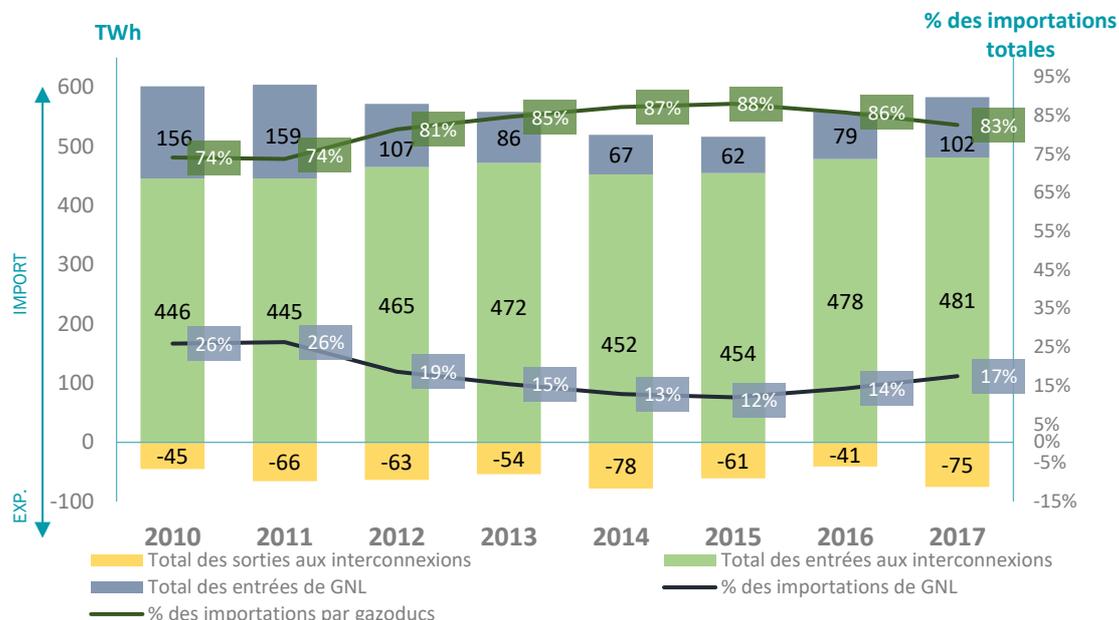
La France dispose d'un approvisionnement gazier diversifié via quatre terminaux méthaniers, des points d'interconnexion terrestres avec la Belgique, l'Allemagne, la Suisse, et l'Espagne, ainsi qu'un accès direct par le gazoduc Franpipe aux champs de production norvégiens situés en mer du Nord, qui représente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

En 2017, les importations par gazoduc ont représenté 83 % des approvisionnements. Les livraisons de GNL sont restées à un niveau relativement bas (102 TWh), mais elles sont en augmentation depuis 2015, à la faveur d'une

⁹⁸ les différentiels de prix sont indiqués en absolu

baisse de la tension au niveau des besoins asiatiques qui a contribué à réorienter des flux vers l'Europe. En ce qui concerne les réexportations, la France a atteint, en 2017, un niveau proche de son maximum historique observé en 2014, avec des volumes élevés vers l'Espagne (43 TWh).

Figure 44 – Entrées et sorties de gaz en France (2010-2017)



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

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

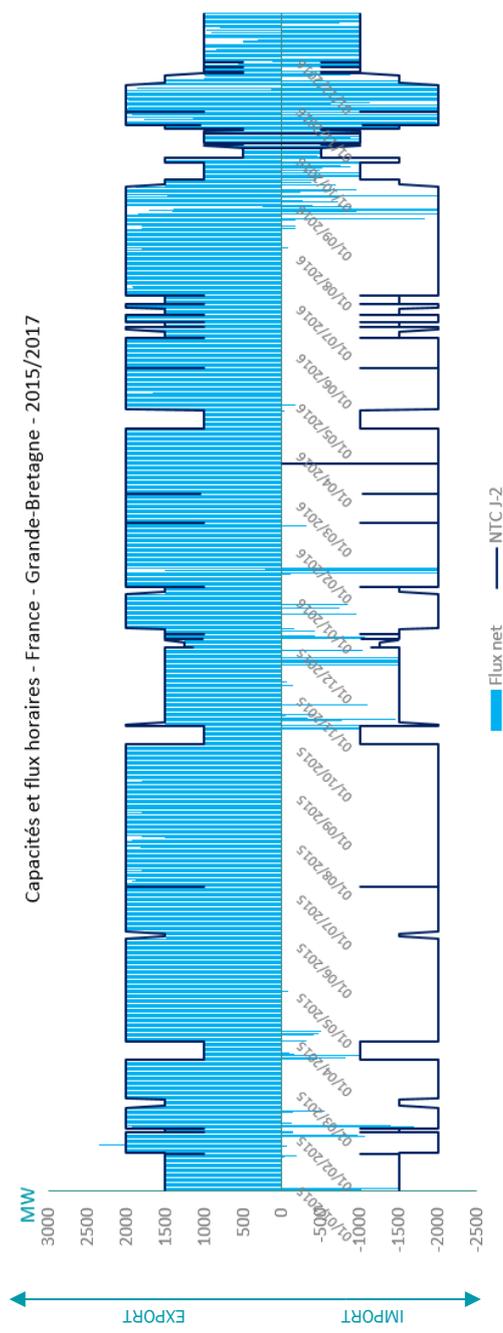
Les taux de souscription aux interconnexions gazières françaises restent très élevés, leur développement ayant été adossé sur des contrats d'importation ou des souscriptions de long terme. La prochaine décennie sera cependant marquée par l'arrivée à échéance de la plupart des contrats des réservations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

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

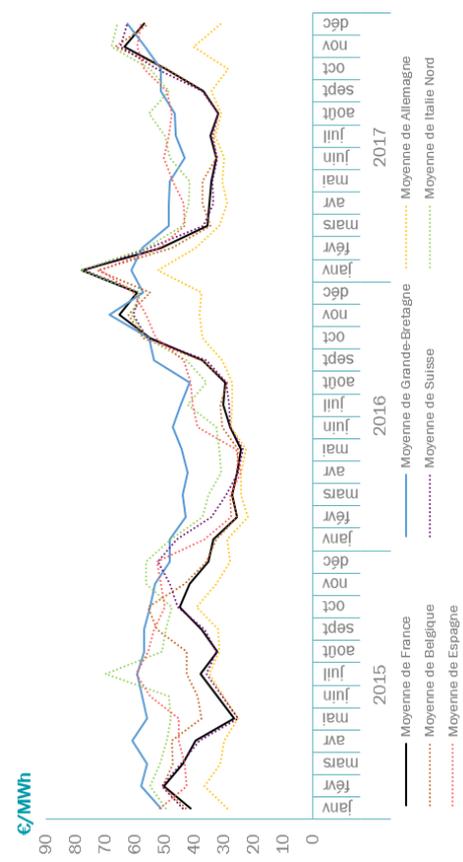
Le troisième paquet législatif, adopté en 2009, est entré dans la phase finale de sa mise en œuvre. L'ensemble des lignes directrices et des codes de réseau ont été adoptés, permettant une harmonisation des règles d'utilisation des interconnexions dans l'Union européenne. Dans le secteur électrique,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

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

INTERCONNEXION ELECTRIQUE AVEC LA GRANDE-BRETAGNE



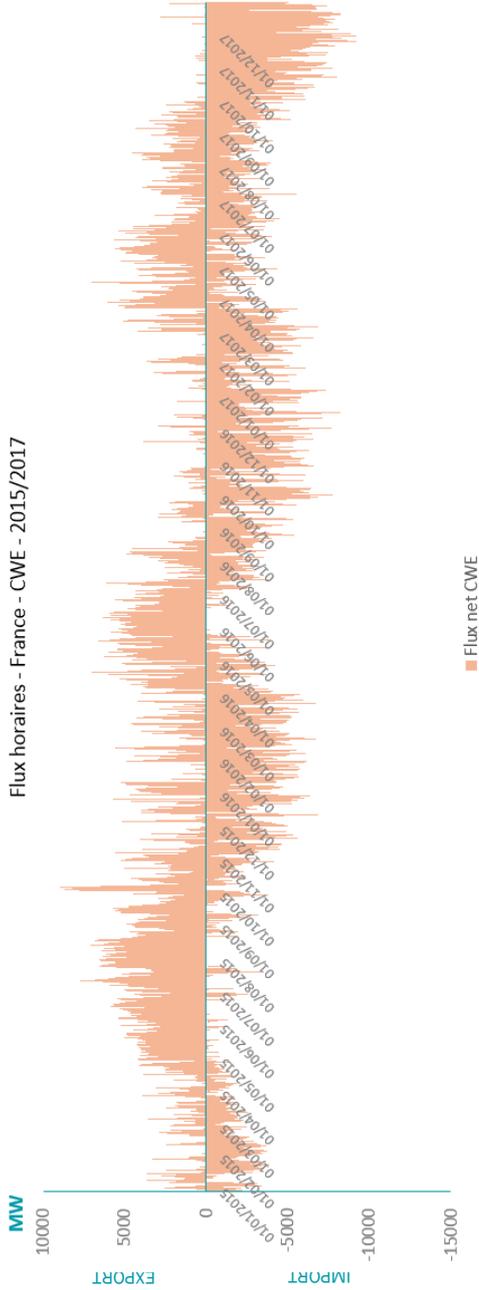
	2015	2016	2017
Capacité moyenne constatée – export	1805 MW	1715 MW	1740 MW
Capacité moyenne constatée – import	- 1805 MW	- 1715 MW	- 1740 MW
Solde net des échanges	14 TWh	10 TWh	7,9 TWh
exports	15,9 TWh	12,7 TWh	11,8 TWh
imports	- 1,8 TWh	- 2,7 TWh	- 3,9 TWh
Taux d'utilisation – export	92%	87%	84%
Taux d'utilisation – import	54%	72%	75%
Pourcentage du temps d'utilisation à l'export	97%	83%	77%
Différentiel de prix absolu moyen	16,5 €/MWh	14,4 €/MWh	11,2 €/MWh
Taux de convergence des prix	14%	17%	20%



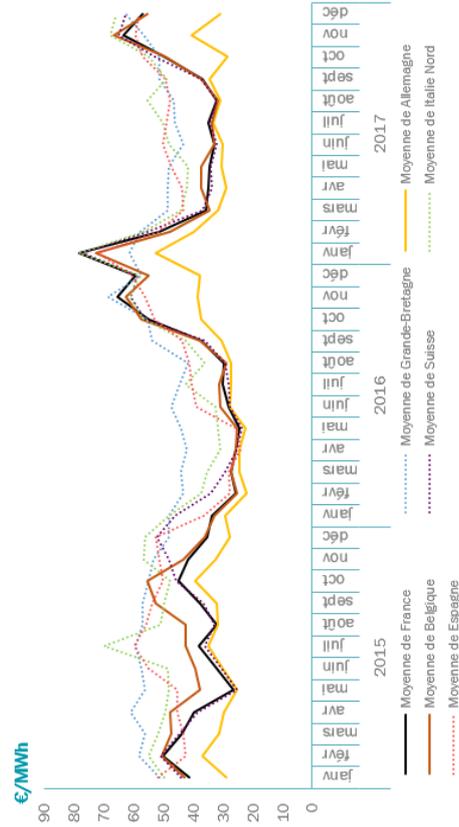
Faits marquants : Projets ElecLink et IFA2 en cours de construction (mises en service prévues en 2020).



INTERCONNEXION ELECTRIQUE AVEC LA REGION CWE



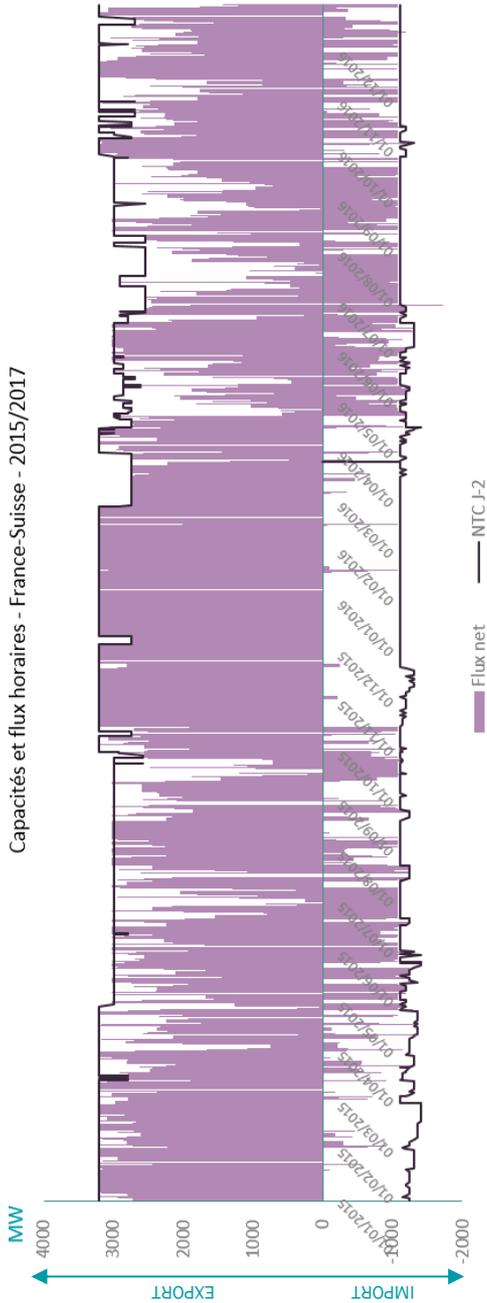
	2015	2016	2017
Solde net des échanges	7 TWh	-5,3 TWh	-10,9 TWh
exports	22,7 TWh	10,5 TWh	8,7 TWh
imports	- 15,6 TWh	- 15,9 TWh	- 19,6 TWh
Pourcentage du temps d'utilisation à l'export	60%	39%	30%
Différentiel de prix absolu moyen avec la Belgique	6,3 €/MWh	2,6 €/MWh	3,8 €/MWh
Taux de convergence des prix avec la Belgique	44%	44%	45%
Différentiel de prix absolu moyen avec l'Allemagne	7,5 €/MWh	8 €/MWh	10,9 €/MWh
Taux de convergence des prix avec l'Allemagne	27%	36%	35%



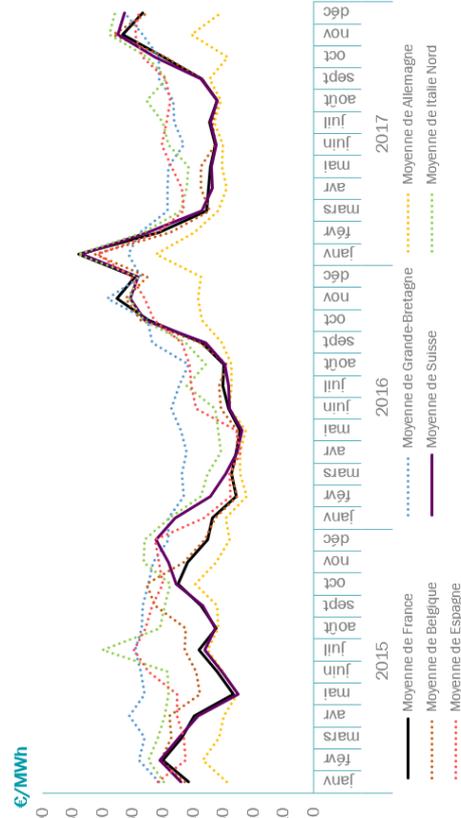
Faits marquants : intégration de la région CWE dans la région Core depuis sa création en novembre 2016 (travaux d'harmonisation en cours).

Discussions en cours pour l'amélioration de la mise en œuvre du Flow Based dans la région CWE.

INTERCONNEXION ELECTRIQUE AVEC LA SUISSE

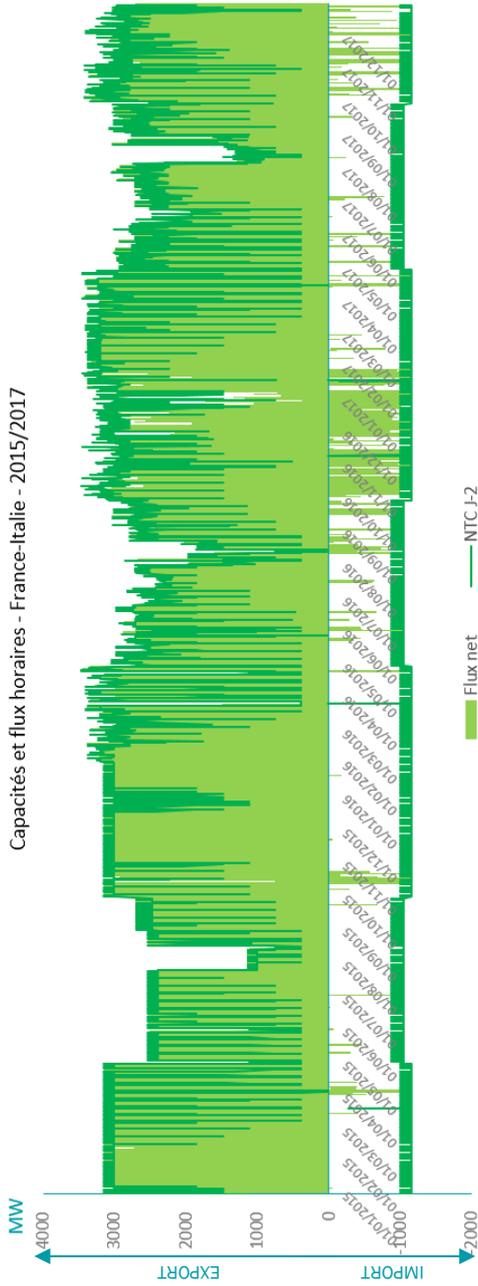


	2015	2016	2017
Capacité moyenne constatée - export	3095 MW	2975 MW	3005 MW
Capacité moyenne constatée - import	- 1190 MW	- 1125 MW	- 1180 MW
Solde net des échanges	14,2 TWh	10,2 TWh	10,4 TWh
exports	25,9 TWh	17,4 TWh	17,7 TWh
imports	- 11,7 TWh	- 7,2 TWh	- 7,2 TWh
Taux d'utilisation - export	67%	64%	62%
Taux d'utilisation - import	65%	68%	63%
Pourcentage du temps d'utilisation à l'export	83%	71%	74%
Différentiel de prix absolu moyen	5 €/MWh	4,9 €/MWh	4,1 €/MWh
Taux de convergence des prix	0,3%	0,4%	0,4%

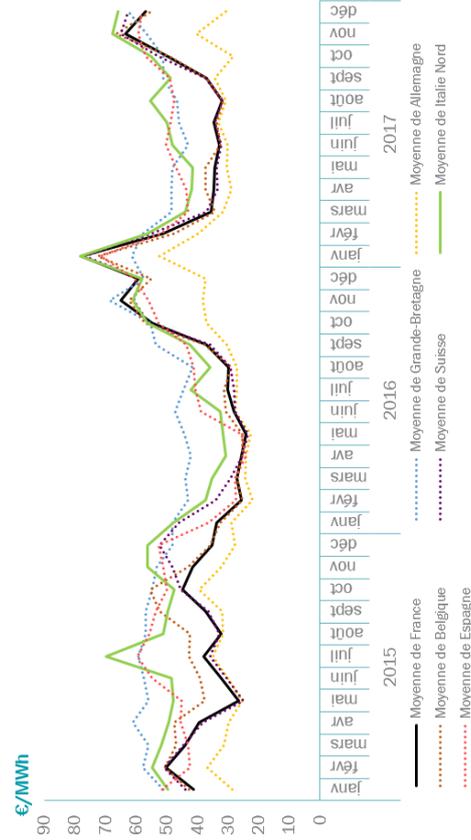


Faits marquants : importance relative des échanges en infra-journalier à la frontière Suisse (seule frontière française non couplée à l'échéance journalière).

INTERCONNEXION ELECTRIQUE AVEC L'ITALIE

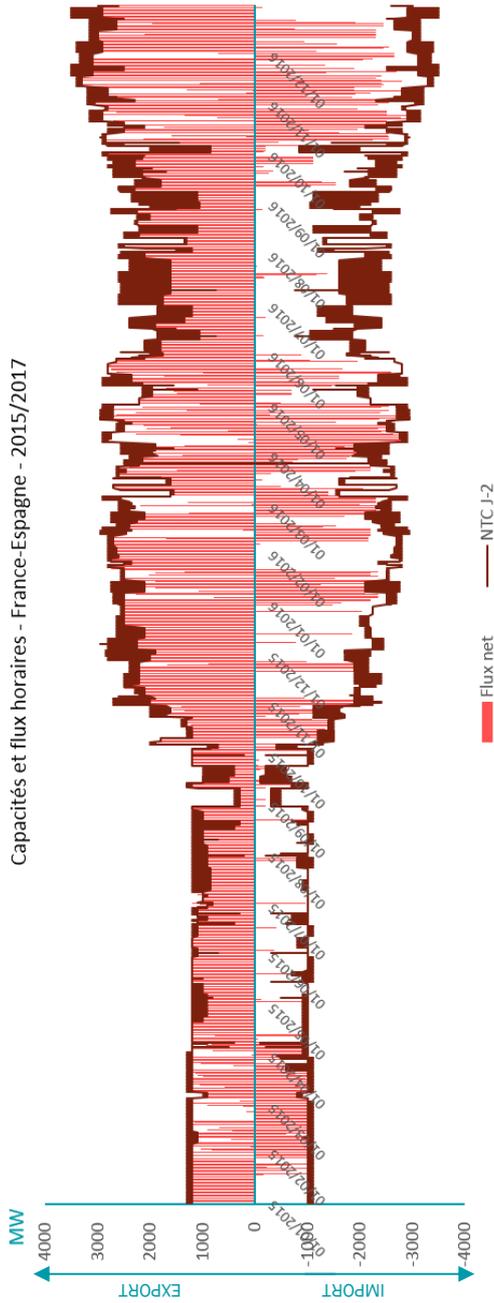


	2015	2016	2017
Capacité moyenne constatée - export	2460 MW	2545 MW	2530 MW
Capacité moyenne constatée - import	-1020 MW	-1020 MW	-1020 MW
Solde net des échanges	19,7 TWh	16,5 TWh	18,2 TWh
exports	20,1 TWh	17,7 TWh	18,8 TWh
imports	-0,4 TWh	-1,2 TWh	-0,7 TWh
Taux d'utilisation - export	94%	86%	89%
Taux d'utilisation - import	55%	65%	64%
Pourcentage du temps d'utilisation à l'export	98%	90%	95%
Différentiel de prix absolu moyen	14,4 €/MWh	7,4 €/MWh	9,8 €/MWh
Taux de convergence des prix	13%	31%	26%

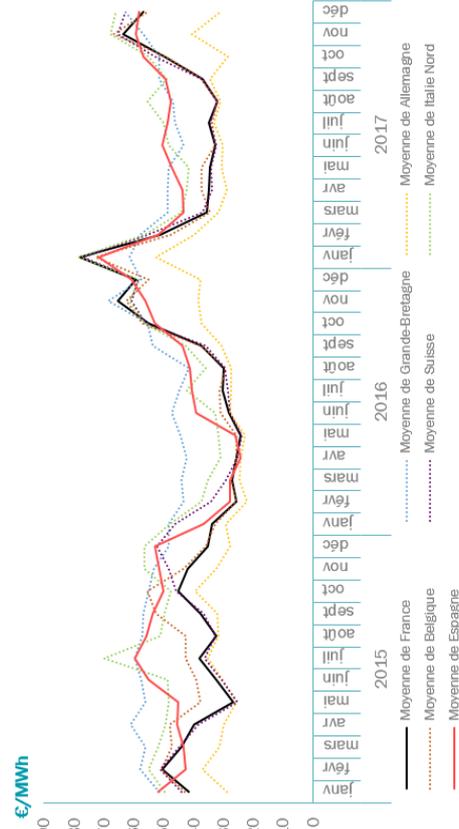


Faits marquants : projet Savoie-Piémont en cours de construction (mise en service prévue en 2019).

INTERCONNEXION ELECTRIQUE AVEC L'ESPAGNE

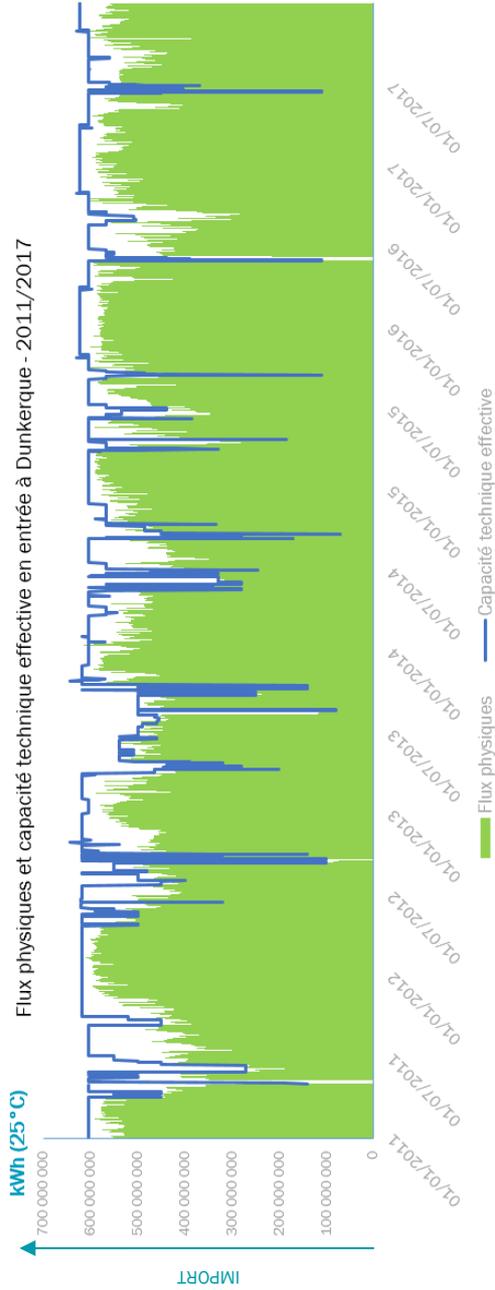


	2015	2016	2017
Capacité moyenne constatée - export	1315 MW	2425 MW	2560 MW
Capacité moyenne constatée - import	- 1135 MW	- 1945 MW	- 2295 MW
Solde net des échanges	7,3 TWh	7,8 TWh	12,8 TWh
exports	9,3 TWh	13,3 TWh	17 TWh
imports	- 2 TWh	- 5,5 TWh	- 4,2 TWh
Taux d'utilisation - export	93%	83%	88%
Taux d'utilisation - import	82%	77%	73%
Pourcentage du temps d'utilisation à l'export	82%	71%	82%
Différentiel de prix absolu moyen	14,8 €/MWh	8 €/MWh	10,2 €/MWh
Taux de convergence des prix	13%	30%	25%



Faits marquants : mise en service du transformateur-déphaseur d'Arkale (06/2017) – accord de partage des coûts du projet Golfe de Gascogne avec la CNMC (09/2017).
Participation à la plateforme XBID : travaux en cours afin d'améliorer la mise en œuvre de l'allocation implicite continue à la frontière France-Espagne.

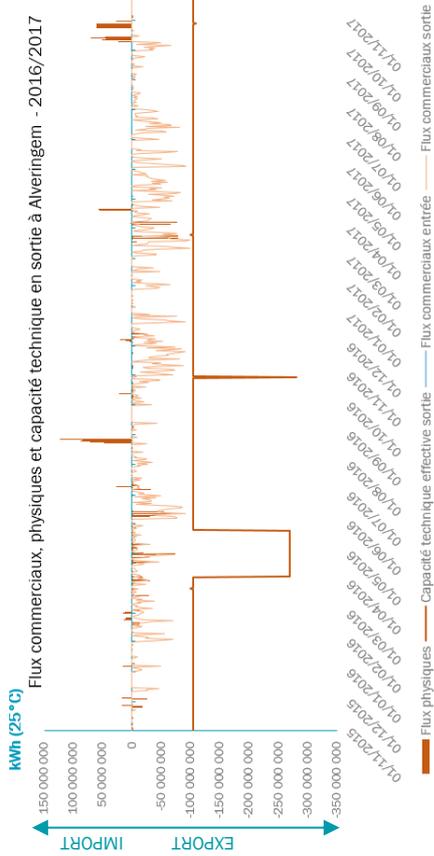
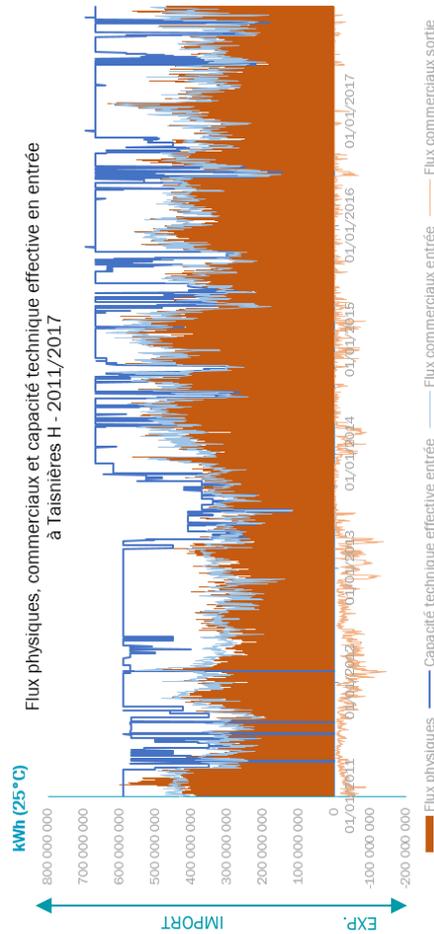
INTERCONNEXION GAZIERE AVEC LA NORVEGE (PIR DUNKERQUE)



Importations depuis la Norvège via Dunkerque	Taux d'utilisation moyens annuels
2015 : 189 TWh	2015 : 85 %
2016 : 179 TWh	2016 : 82 %
2017 : 195 TWh	2017 : 87 %

Faits marquants : approbation de nouvelles règles de commercialisation des capacités, en vigueur à partir du 1^{er} juin 2018.

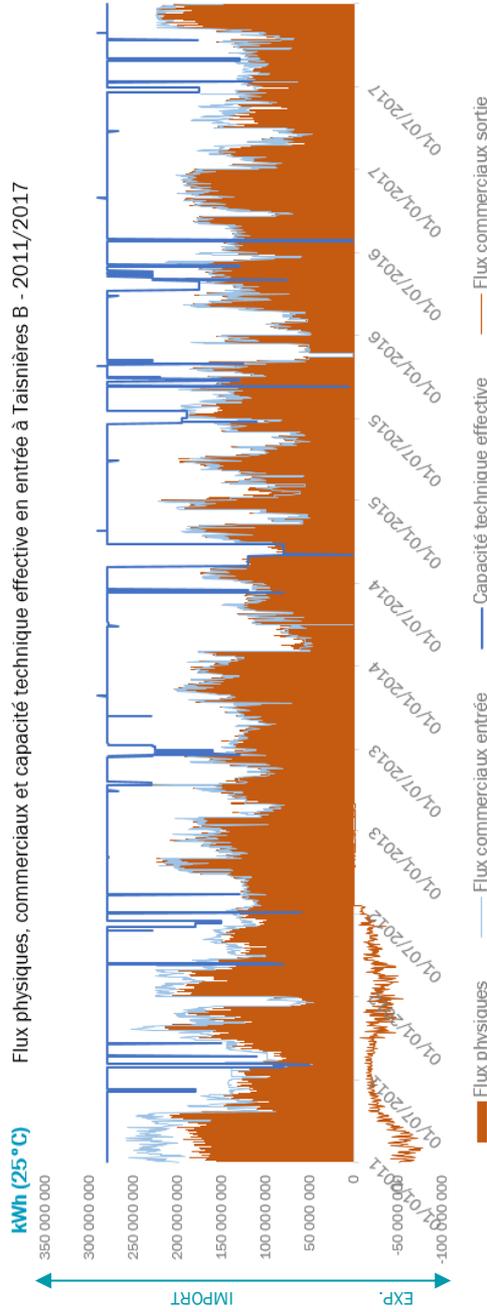
INTERCONNEXION GAZIERE AVEC LA BELGIQUE – GAZ H (PIR TAISNIERES H ET PIR ALVERINGEM)



Importations depuis la Belgique via Taisnières H	Taux d'utilisation moyens annuels	Exportations vers la Belgique via Alveringem	Taux d'utilisation moyens annuels
2015 : 146 TWh	2015 : 68 %		
2016 : 139 TWh	2016 : 59 %	2016 : 6 TWh	2016 : 0%
2017 : 131 TWh	2017 : 56 %	2017 : 5 TWh	2017 : 0%

Faits marquants : Mise en service du PIR Alveringem en novembre 2015 et du Point d'interconnexion Virtuel Virtualys en novembre 2017. La mise en œuvre du VIP Virtualys en novembre 2017 concrétise la gestion intégrée de la frontière déjà effectuée par les GRT (cf. flux physiques en entrée à Alveringem).

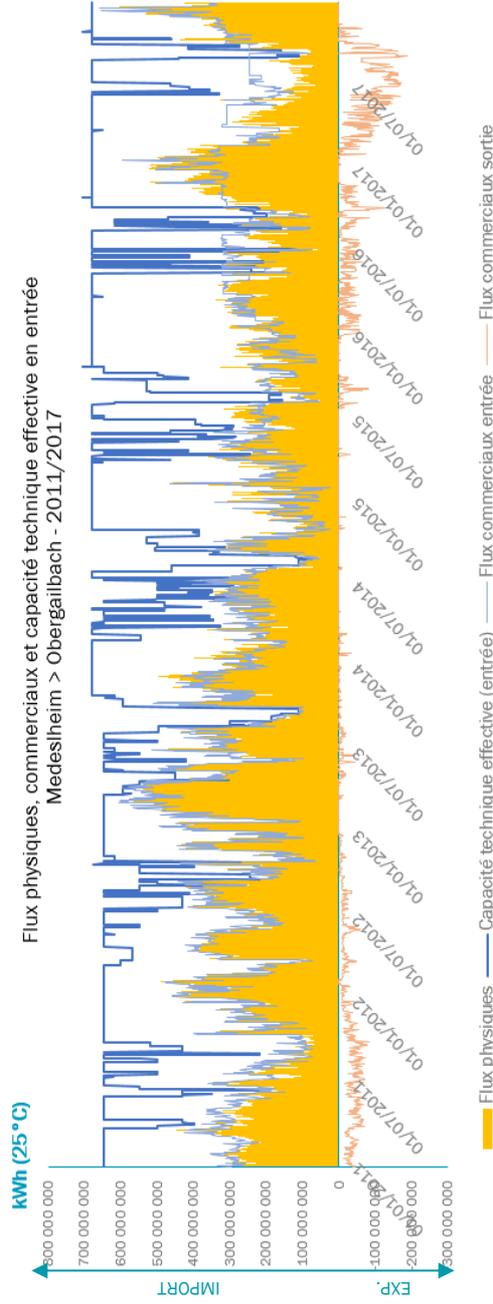
INTERCONNEXION GAZIERE AVEC LA BELGIQUE – GAZ B (PIR TAISNIERES B)



Importations depuis la Belgique via Taisnières B	Taux d'utilisation moyens annuels
2015 : 44 TWh	2015 : 46%
2016 : 50 TWh	2016 : 51%
2017 : 49 TWh	2017 : 45%

Faits marquants : conversion de la zone Hauts-de-France en gaz H prévue dans le cadre de la fin de l'exploitation du gisement de Groningue (gaz B).

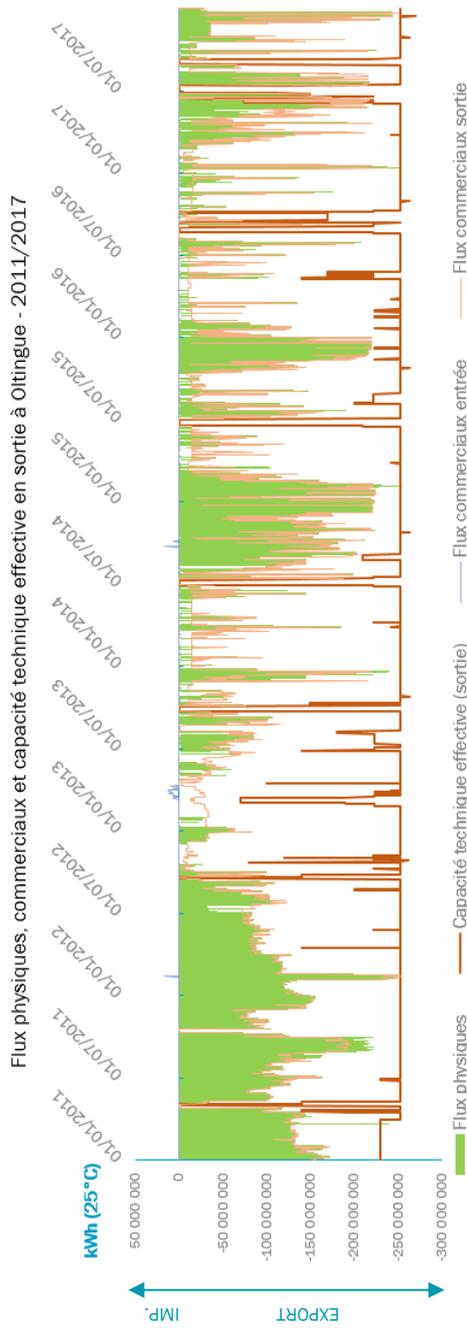
INTERCONNEXION GAZIERE AVEC L' ALLEMAGNE (PIR OBERGAILBACH)



Importations depuis l'Allemagne via Obergaillbach	Taux d'utilisation moyens annuels
2015 : 66 TWh	2015 : 34 %
2016 : 90 TWh	2016 : 40 %
2017 : 83 TWh	2017 : 37 %

Faits marquants : augmentation des importations depuis la Russie via l'Allemagne après une baisse en 2014 et 2015.

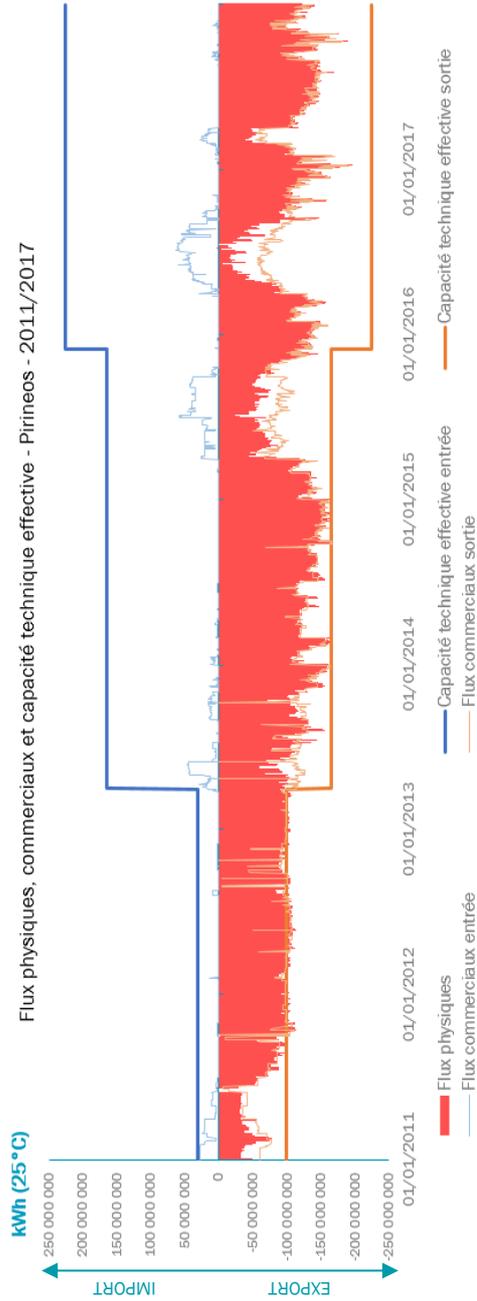
INTERCONNEXION GAZIERE AVEC LA SUISSE ET L'ITALIE (PIR OLTINGUE)



Exportations vers l'Italie via la Suisse via Oltingue	Taux d'utilisation moyens annuels
2015 : 30 TWh	2015 : 30%
2016 : 10 TWh	2016 : 9%
2017 : 27 TWh	2017 : 28%

Faits marquants : mise en service de 100 GWh/j de capacités d'entrée à Oltingue (1^{er} juin 2018).

INTERCONNEXION GAZIERE AVEC L'ESPAGNE (PIR LARRAU ET BIRIATOU PUIS PIV PIRINEOS)



Exportations vers l'Espagne via Pirineos	Taux d'utilisation moyens annuels à l'export
2015 : 31 TWh	2015 : 56%
2016 : 25 TWh	2016 : 38%
2017 : 43 TWh	2017 : 52%

Faits marquants : augmentation des capacités en entrée et en sortie à 225 GWh/j en décembre 2015 ;

MISE EN ŒUVRE DU REGLEMENT CACM

Articles du règlement CACM	Méthodologies	En cours d'élaboration	En cours d'instruction	Décision
Article 4	Désignation des opérateurs de marché journalier et infra journalier en France			3 décembre 2015
Article 7	Plan de l'ensemble des opérateurs de marché journalier et infra journalier (NEMO) décrivant les dispositions nécessaires pour mettre en œuvre la fonction d'opérateur de couplage de marché			22 juin 2017
Article 15	Définition des régions de calcul de capacité			17 novembre 2016
Article 16	Méthodologie pour la fourniture des données sur la production et la consommation			5 janvier 2017
Article 17	Méthodologie relative au modèle de réseau commun			11 mai 2017
Article 20	Méthodologie relative au calcul de capacité aux échéances journalière et infra journalière dans la région Manche		X	
	Méthodologie relative au calcul de capacité aux échéances journalière et infra journalière dans la région Italie Nord		X	
	Méthodologie relative au calcul de capacité aux échéances journalière et infra journalière dans la région Europe du Sud Ouest		X	
	Méthodologie relative au calcul de capacité aux échéances journalière et infra journalière dans la région Core		X	
Article 32	Méthodologie relative à la révision des configurations existantes des zones de dépôt des offres		X	
Article 35	Méthodologie relative au redispatching et aux échanges de contrepartie coordonnés dans la région Italie Nord		X	
	Méthodologie relative au redispatching et aux échanges de contrepartie coordonnés dans la région Europe du Sud Ouest		X	
	Méthodologie relative au redispatching et aux échanges de contrepartie coordonnés dans la région Italie Nord		X	
	Méthodologie relative au redispatching et aux échanges de contrepartie coordonnés dans la région Core		X	
Article 36	Méthodologie relative au fonctionnement en mode dégradé de l'algorithme de couplage			
Articles 40 et 53	Méthodologie relative aux produits pris en charge par les algorithmes de couplage journalier et infra journalier			1 février 2018
Articles 41 et 54	Méthodologie relative aux prix minimaux et maximaux applicables aux échéances journalière et infra journalière			25 décembre 2017
Article 43	Méthodologie relative au calcul des échanges programmés résultant du couplage unique journalier		X	

Article 44	Méthodologie relative à la procédure de repli en cas de défaillance du couplage journalier – région Manche		X	15 juin 2017
	Méthodologie relative à la procédure de repli en cas de défaillance du couplage journalier – région Italie Nord		X	11 janvier 2018
	Méthodologie relative à la procédure de repli en cas de défaillance du couplage journalier – région Core		X	
	Méthodologie relative à la procédure de repli en cas de défaillance du couplage journalier – région Europe du Sud Ouest		X	
Articles 45 et 57	Solution technique de RTE permettant l'accueil de plusieurs NEMO en France			13 octobre 2016
Article 55	Méthodologie relative à la tarification de la capacité infra journalière		X	
Article 56	Méthodologie relative au calcul des échanges programmés résultant du couplage unique infra journalier		X	
Article 59	Méthodologie relative aux heures d'ouverture et de fermeture du marché infra journalier transfrontalier			24 avril 2018
Article 63	Méthodologie relative aux enchères complémentaires régionales à l'échéance infra journalière aux frontières Italiennes		X	
Article 64	Méthodologie relative au maintien de l'allocation explicite en continu à l'échéance infra journalière à la frontière avec l'Allemagne			31 mai 2018
Article 69	Méthodologie relative à l'heure limite de fermeture journalière			8 juin 2017
Article 73	Méthodologie de partage de la rente de congestion			14 décembre 2017
Article 74	Méthodologie pour la répartition des coûts de redispatching et des échanges de contrepartie pour la région Italie Nord		X	
	Méthodologie pour la répartition des coûts de redispatching et des échanges de contrepartie pour la région Europe du Sud Ouest		X	
	Méthodologie pour la répartition des coûts de redispatching et des échanges de contrepartie pour la région Core		X	
	Méthodologie pour la répartition des coûts de redispatching et des échanges de contrepartie pour la région Manche		X	
Article 76	Méthodologie relative aux coûts liés à la mise au point, à la modification et à l'application du couplage unique infra journalier		X	
Article 77	Méthodologie relative aux coûts de compensation et de règlement	X		
Article 80	Méthodologie relative à la répartition des coûts régionaux	X		

GLOSSAIRE

4MMC : nom du projet de couplage des marchés utilisé en République Tchèque, Slovaquie, Hongrie et Roumanie

ACB : analyse coûts-bénéfices

ACER : (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) – Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie est une agence de l'Union européenne dotée de la personnalité juridique, instituée par le règlement (CE) n° 713/2009 et mise en place en 2010. L'ACER est opérationnelle depuis le 3 mars 2011. Son siège se situe à Ljubljana en Slovénie. L'objectif de l'ACER est d'aider les autorités de régulation nationales à exercer et coordonner leurs tâches réglementaires au niveau européen, et, si nécessaire à compléter leurs actions. Elle joue un rôle-clé dans l'intégration des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Allocation continue : méthode d'allocation au cours de laquelle les ordres sont exécutés dès qu'ils sont placés en carnet (les ordres concurrents dans le carnet d'ordres sont exécutés prioritairement en fonction de leur prix et ensuite en fonction de leur heure de saisie).

Amprion : gestionnaire de réseau de transport d'électricité allemand (avec 50Hertz, TenneT et Transnet BW).

ARERA : autorité de régulation italienne

BAL (code de réseau) : règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz.

BAR : base d'actifs régulés.

BE : Belgique.

BnA : autorité de régulation allemande.

CACM (ligne directrice) : règlement (UE) 2015/1222 de la Commission établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.

CAM (code de réseau) : règlement (UE) 2017/459 de la Commission établissant un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz.

Capacité ferme : capacité d'interconnexion dont l'utilisation est garantie contractuellement.

Capacité interruptible : capacité d'interconnexion dont l'utilisation n'est pas garantie contractuellement.

Capacité rebours : capacité d'entrée ou de sortie en un point d'interconnexion réseau gazier dans le sens opposé au sens physique principal des flux sur le point (une capacité rebours est disponible si le flux global demeure dans le sens physique principal des flux).

Capacité supplémentaire : éventuelle augmentation future, dans le cadre de procédures reposant sur le marché, de la capacité technique d'une interconnexion gazière, ou éventuelle nouvelle capacité créée (lorsqu'il n'existe aucune capacité qui puisse être proposée sur la base d'investissements dans des infrastructures physiques ou d'une optimisation de la capacité sur le long terme), puis attribuée sous réserve du résultat positif d'un test économique.

CBCA : (Cross-Border Cost Allocation) – partage transfrontalier des coûts d'un Projet d'Intérêt Commun.

CEER : (Council of European Energy Regulators) – Le Conseil des régulateurs européens de l'énergie est une association créée en 2000 à l'initiative des régulateurs nationaux de l'énergie des États membres de l'Union européenne et de l'Espace économique européen. Les structures du CEER comprennent une assemblée générale, seule décisionnaire, un conseil de direction (*board*), des groupes de travail (*working groups*) spécialisés dans différents domaines (électricité, gaz, consommateurs, stratégie internationale, etc.) et un secrétariat installé à Bruxelles. Un programme de travail est publié chaque année. Conformément aux statuts de l'association, les décisions sont prises par consensus et, à défaut, par vote à la majorité qualifiée.

CEP : (Clean Energy Package) – Paquet "une énergie propre pour tous les européens", présenté par la Commission européenne en novembre 2016.

CH : Suisse.

CMP : orientation cadre sur les procédures de gestion des congestions aux interconnexions gazières.

CMPC : coût moyen pondéré du capital.

CMS : plateforme d'allocation explicite des droits transfrontaliers, notamment de long terme, pour la frontière France - Grande-Bretagne.

CNMC : autorité de régulation espagnole.

Communautés énergétiques locales : regroupement de consommateurs, producteurs et/ou *prosumers* en vue d'optimiser et équilibrer leurs productions et consommations d'énergie.

Congestion contractuelle : situation au cours de laquelle les utilisateurs d'une interconnexion ne peuvent pas obtenir contractuellement de capacités de transport, alors qu'elles sont disponibles physiquement.

Conseil des régulateurs : organe réunissant les représentants des régulateurs au sein de l'ACER.

Coreso : coordinateur de sécurité régional pour l'Ouest de l'Europe.

Countertrading : échanges de contrepartie.

Couplage de marché fondé sur les flux (Flow Based) : méthodologie de couplage des marchés consistant à refléter le plus fidèlement possible les limitations physiques du réseau dans les contraintes imposées aux échanges commerciaux, prises en entrée de l'algorithme de couplage des marchés. Il constitue le modèle-cible prescrit par le règlement CACM pour les échéances journalière et infra-journalière.

Couplage des marchés à l'échéance journalière : processus d'enchères dans lequel, simultanément, les ordres recueillis sont appariés et la capacité d'échange entre zones est allouée pour différentes zones de dépôt des offres sur le marché journalier.

CREG : autorité de régulation belge.

Critère N-1 : règle selon laquelle les éléments qui continuent à fonctionner à l'intérieur de la zone de contrôle d'un GRT après la survenue d'un aléa sont capables de faire face à la nouvelle situation sans enfreindre les limites de sécurité d'exploitation.

CSR : (coordonateur de sécurité régional) – entité détenue ou contrôlée par les GRT, dans une ou plusieurs régions de calcul de la capacité, qui exécutent des tâches liées à la coordination régionale des GRT.

CWD : (*Capacity Weighted Distance*) – méthode de calcul des prix de référence fondée sur la capacité et la distance comme facteurs de pondération, dans le code TAR en gaz.

DCC (code de réseau) : règlement (UE) 2016/1388 de la Commission établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation.

DE : Allemagne.

Différentiel de prix : écart de prix entre deux zones de marché.

E&R (code de réseau) : règlement (UE) 2017/2196 de la Commission établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique.

EBGL (ligne directrice) : règlement (UE) 2017/2195 de la Commission concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique.

Eirgrid : gestionnaire de réseau de transport d'électricité irlandais.

Elcom : autorité de régulation suisse.

Elia : gestionnaire de réseau de transport d'électricité belge.

Enagás : gestionnaire de réseau de transport de gaz espagnol.

Enchère explicite : enchère organisée par les GRT et qui ne porte que sur l'allocation de la capacité d'interconnexion transfrontalière.

Enchère implicite : enchère organisée par les NEMO et les GRT et qui porte à la fois sur la capacité et l'énergie, qui sont allouées simultanément.

ENTSOE : (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) – Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité : les gestionnaires de réseaux de transport coopèrent au niveau de l'Union européenne via les ENTSO pour promouvoir la réalisation et le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel et de l'électricité et des échanges transfrontaliers et pour assurer une gestion optimale, une exploitation coordonnée et une évolution technique solide du réseau de transport de gaz naturel et d'électricité. Dans ce cadre, les ENTSO élaborent les codes de réseau européens, sur la base des orientations-cadres établies par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et en étroite concertation avec cette dernière.

ENTSOE : (*European Network of Transmission System Operators for Gas*) – Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz, voir ENTSOE.

EPEX Spot : bourse de l'électricité.

ERSE : autorité de régulation portugaise.

ES : Espagne.

FCA (ligne directrice) : règlement (UE) 2016/1719 de la Commission établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme.

FCR : (*Frequency Containment Reserve*) – réserve primaire.

Flux de bouclage : en électricité, flux qui ont leur origine et leur destination dans une même zone, mais transitent par une zone adjacente.

Fluxys : gestionnaire de réseau de transport de gaz belge.

FTR : (*Financial Transmission Rights*) – droits de long terme qui ne permettent pas de nommer d'échanges d'énergie à l'échéance, mais garantissent au détenteur de toucher le différentiel de prix entre les zones concernées.

Gassco : opérateur des gazoducs amonts dans la mer du Nord.

GB : Grande-Bretagne.

GNL : gaz naturel liquéfié.

GRD : gestionnaire de réseau de distribution.

GRT : gestionnaire de réseau de transport.

GRTgaz : gestionnaire de réseau de transport de gaz français (avec Teréga).

HAR : (*Harmonised Allocation Rules*) - règles d'allocation harmonisées des droits de long terme.

HVDC (code de réseau) : règlement (UE) 2016/1447 de la Commission établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu.

IGCC : (*International Grid Control Operation*) - projet visant à diminuer les activations de réserve secondaire des GRT participants, en annulant leurs activations de sens opposé.

Interopérabilité et échanges de données (code de réseau) : règlement (UE) 2015/703 établissant un code de réseau sur les règles en matière d'interopérabilité et d'échange de données.

IT : Italie.

JAO : plateforme d'allocation des droits de long terme en électricité.

MCO Plan : (Plan OCM) - plan de l'ensemble des opérateurs de marché journalier et infra-journalier désignés (NEMO) décrivant les dispositions nécessaires pour mettre en œuvre la fonction d'opérateur de couplage de marché.

Méthode d'allocation de repli : Méthode d'allocation utilisée en cas de dysfonctionnement majeur sur la plateforme de couplage unique à l'échéance journalière (et à l'échéance infra-journalière dans les deux mois suivant son lancement).

Méthode d'allocation de secours : Méthode d'allocation utilisée en cas de dysfonctionnement majeur sur la plateforme de couplage unique à l'échéance infra-journalière. Elle n'est pas encore développée à ce stade au niveau pan-européen.

MIE : Mécanisme pour l'interconnexion en Europe.

Modèle de marché et de réseau commun : modèle établi conjointement par l'ENTSOE et l'ENTSOG afin de modéliser les liens entre les réseaux de gaz et d'électricité dans le cadre des analyses coûts-bénéfices des Projets d'Intérêt Commun.

Modèle de réseau commun européen : série de données à l'échelle de l'Union convenue entre divers GRT, décrivant les caractéristiques principales du système électrique (production, consommation et topologie du réseau) et les règles régissant la modification de ces caractéristiques au cours du processus de calcul de la capacité.

Modèle entrée-sortie : système d'accès aux réseaux de transport qui permet aux utilisateurs du réseau de réserver séparément des capacités d'entrée et des capacités de sortie. Il s'oppose au modèle point-à-point où capacités d'entrée et de sortie sont réservées conjointement.

National Grid : gestionnaire de réseau de transport d'électricité et de gaz britannique.

NBP : zone de marché pour l'échange de gaz en Grande-Bretagne.

NGC : zone de marché pour l'échange de gaz en Allemagne (avec Gaspool).

NEMO : (*Nominated Electricity Market Operator*) - opérateur de couplage de marché.

Nord Pool Spot : bourse de l'électricité.

NTC : (*Net transfer capacity*) - en électricité, capacité commerciale d'interconnexion.

Ofgem : autorité de régulation britannique.

Open Season : procédure servant à dimensionner une nouvelle infrastructure en fonction des besoins du marché et à allouer les capacités correspondantes de manière non discriminatoire (allocation de capacités).

Paquet infrastructures : Règlement (UE) n°347/2013 du Parlement européen et du conseil concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes.

PEG Nord : zone de marché du Nord de la France, qui fusionnera avec la zone TRS au 1er novembre 2018.

PIC : Projet d'Intérêt Commun.

PIR : (Point d'Interconnexion Réseau) - interconnexions entre le réseau principal d'un GRT et soit un GRT adjacent soit un gazoduc amont comme le Franpipe.

PITTM : Point d'Interface Transport Terminal Méthanier

PIV : (Point d'Interconnexion Virtuel) - deux points d'interconnexion ou plus qui relient entre eux deux systèmes entrée-sortie adjacents donnés afin qu'ils ne fournissent, ainsi intégrés, qu'un seul service de capacités.

Position nette : solde des exportations et des importations d'électricité pour chaque unité de temps du marché et pour une zone de dépôt des offres.

Prisma : plateforme de réservation de capacités de transport de gaz.

Prix de réserve : prix plancher admissible d'une enchère.

PTR : (*Physical Transmission Rights*) - droits de long terme qui offrent un accès physique à la capacité transfrontalière à l'échéance, en permettant aux détenteurs de nommer des échanges d'énergie entre les zones concernées.

Redispatching : redéploiement.

Réduction (de capacité) : en électricité, annulation de droits d'utilisation d'une interconnexion préalablement alloués.

REE : gestionnaire de réseau de transport d'électricité espagnol.

Région Centre de l'Europe (Core) : région de calcul de capacité en électricité, comprenant l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la Croatie, la France, la Hongrie, le Luxembourg, les Pays-Bas, la Pologne, la République Tchèque, la Roumanie, la Slovaquie et la Slovaquie.

Région Centre Ouest Europe (CWE) : région de calcul de capacité en électricité, comprenant l'Allemagne, la Belgique, le Luxembourg et les Pays-Bas.

Région de calcul de capacité : en électricité, zone géographique dans laquelle un calcul coordonné de la capacité est effectué.

Région Italie Nord (Italy North) : région de calcul de capacité en électricité, comprenant l'Autriche, la France, l'Italie et la Slovaquie.

Région Manche (Channel) : région de calcul de capacité en électricité, comprenant la Belgique, la France, la Grande-Bretagne, et les Pays-Bas.

Région Sud Ouest Europe (SWE) : région de calcul de capacité en électricité, comprenant l'Espagne, la France et le Portugal.

REN : gestionnaire de réseau de transport d'électricité et de gaz portugais.

Rente de congestion : revenus générés par l'allocation des capacités d'interconnexion aux différentes échéances temporelles.

Réserve complémentaire : réserve de puissance activée manuellement par le gestionnaire de réseau, avec un délai d'activation supérieur à 15 minutes.

Réserve primaire : réserve de puissance activée automatiquement en fonction de la fréquence mesurée sur le réseau afin de stabiliser la fréquence.

Réserve secondaire : réserve de puissance activée automatiquement en fonction d'un signal transmis par le gestionnaire de réseau.

Réserve tertiaire rapide : réserve de puissance activée manuellement par le gestionnaire de réseau, avec un délai d'activation inférieur à 15 minutes.

RfG (code de réseau) : règlement (UE) 2016/631 de la Commission établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité.

ROC : (Regional Operational Centre) - Centre de conduite régional.

RTE : gestionnaire de réseau de transport d'électricité français.

SDDR : Schéma Décennal de Développement du Réseau.

Snam : gestionnaire de réseau de transport de gaz italien.

SO (ligne directrice) : règlement (UE) 2017/1485 de la Commission établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité.

Swissgrid : gestionnaire de réseau de transport d'électricité suisse.

TAR (code de réseau) : règlement (UE) 2017/460 de la Commission établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz.

Taux de convergence des prix : pourcentage du temps au cours duquel les prix de gros de deux zones de marché sont égaux

Teréga : gestionnaire de réseau de transport de gaz français (avec GRTgaz).

Terna : gestionnaire de réseau de transport d'électricité italien.

TRS : (*Trading Region South*) - zone de marché du sud de la France, qui fusionnera avec la zone PEG Nord au 1er novembre 2018.

TTF : zone de marché pour l'échange de gaz aux Pays-Bas.

TYNDP : (*Ten-Year Network Development Plan*) - plan de développement du réseau préparé par les ENTSO tous les deux ans.

UCPTE : Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité.

UCTE : Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité.

XBID : projet européen « *Cross Border Intraday Trading Solution* » auxquels participeront à terme tous les Etats Membres de l'Union européenne interconnectés. L'objectif de ce projet est d'établir une plateforme sur laquelle, à l'échéance infra-journalière, toutes les capacités d'interconnexion seront allouées de manière implicite et continue à l'échelle de la région couplée.

TABLE DES ILLUSTRATIONS

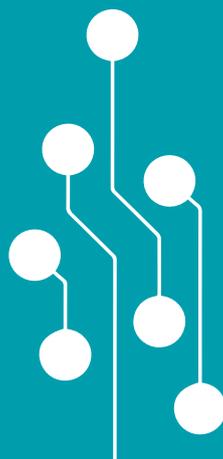
Figure 1 – Les réseaux de gaz en Europe de 1970 à aujourd’hui.....	10
Figure 2 – Les familles de codes de réseau* et lignes directrices** concernant l’électricité.....	12
Figure 3 – Les familles de codes de réseau* et lignes directrices** concernant le gaz	12
Figure 4– Vue d’ensemble des règlements	13
Figure 5– Décisions prises dans le cadre de la mise en œuvre du règlement FCA	14
Figure 6– Décisions prises dans le cadre de la mise en œuvre du règlement CACM	15
Figure 7– Type, forme et échéances d’allocation de long terme appliqués aux frontières françaises	26
Figure 8 – Volumes et valorisation des droits de long terme aux frontières françaises en 2016 et 2017	28
Figure 9– Les couplages de marché dans l’Union européenne à fin mai 2018.....	31
Figure 10 – Les régions de calcul de capacité incluant la France	33
Figure 11 – Interconnexions incluses dans la première vague du projet XBID	35
Figure 12– Capacités commerciales d’interconnexion (hors CWE), moyennes mensuelles (2013-2017).....	39
Figure 13– Nombre d’heures de réduction de capacité long terme par frontière et compensations associées, de 2011 à 2017, hors CWE.....	41
Figure 14 – Volume moyen des réductions par frontière, de 2011 à 2017	41
Figure 15– Flux commerciaux nets annuels par frontière	42
Figure 16– Flux commerciaux nets mensuels par frontière	43
Figure 17– Flux commerciaux aux frontières françaises en 2016 et 2017	44
Figure 18– Sens d’utilisation des interconnexions françaises	45
Figure 19– Prix spot moyens et maxima journaliers en France (hiver 2016/2017).....	46
Figure 20– Echanges horaires du 16 au 27 janvier 2017	47
Figure 21– Prix et échanges commerciaux aux frontières françaises.....	47
Figure 22– Exemple illustratif du fonctionnement du <i>Flow Based</i>	49
Figure 23 – Taux de convergence des prix dans les différentes régions de calcul de capacité, entre 2012 et 2017	49
Figure 24 – Positions nettes et flux transfrontaliers totaux dans la région CWE - moyennes mensuelles entre 2011 et 2017	50
Figure 25 – Catégorisation des dix branches critiques les plus limitantes chaque mois entre juin 2015 et décembre 2017	51
Figure 26 Taux d’utilisation des interconnexions et convergence des prix de 2015 à 2017 (hors CWE), à l’export (à gauche) et à l’import (à droite)	53
Figure 27– Prix spot mensuels moyens (2015-2017)	54
Figure 28– Différentiels de prix spot moyens (2015-2017)	55
Figure 29 – Répartition des nominations par échéance.....	56
Figure 30 – Volume d’échanges transfrontaliers à l’échéance infra-journalière	56
Figure 31 – Rente de congestions des interconnexions françaises (2012-2016).....	57
Figure 32 – Cartes des interconnexions et des points d’entrée GNL en France en 2005 et en 2017	61
Figure 33 – Entrées et sorties de gaz en France (2010-2017).....	62
Figure 34 – Importations françaises de gaz naturel, par origine.....	62
Figure 35 – Evolution du solde importateur/exportateur aux points d’interconnexion et d’entrée GNL en France (2010-2017)	63
Figure 36 – Taux d’utilisation moyen des interconnexions françaises et des terminaux méthaniers (flux physiques en % de la capacité technique effective).....	63
Figure 37 – Evolution du prix spot du gaz en Europe (2013-2017).....	65

Figure 38 – Part des enchères annuelles ayant abouti à une allocation de capacité (en % des enchères lancées sur PRISMA).....	66
Figure 39 – Taux de souscription des capacités fermes aux interconnexions françaises (en % des capacités fermes offertes).....	66
Figure 40 – Réservation des capacités à long terme sur les réseaux de GRTgaz et de Teréga (2018-2032).....	67
Figure 41 – Développement des interconnexions électriques françaises	74
Figure 42 – Développement des interconnexions gazières et renforcements du réseau français en lien avec les interconnexions.....	78
Figure 43 – Flux commerciaux d'électricité aux frontières françaises en 2016 et en 2017	83
Figure 44 – Entrées et sorties de gaz en France (2010-2017)	84

Illustrations :
Idix

Impression :
L'encrier

Fin de rédaction des textes en juin 2018
Achévé d'imprimer en juillet 2018



15, rue Pasquier - 75379 Paris Cedex 08 - France
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr