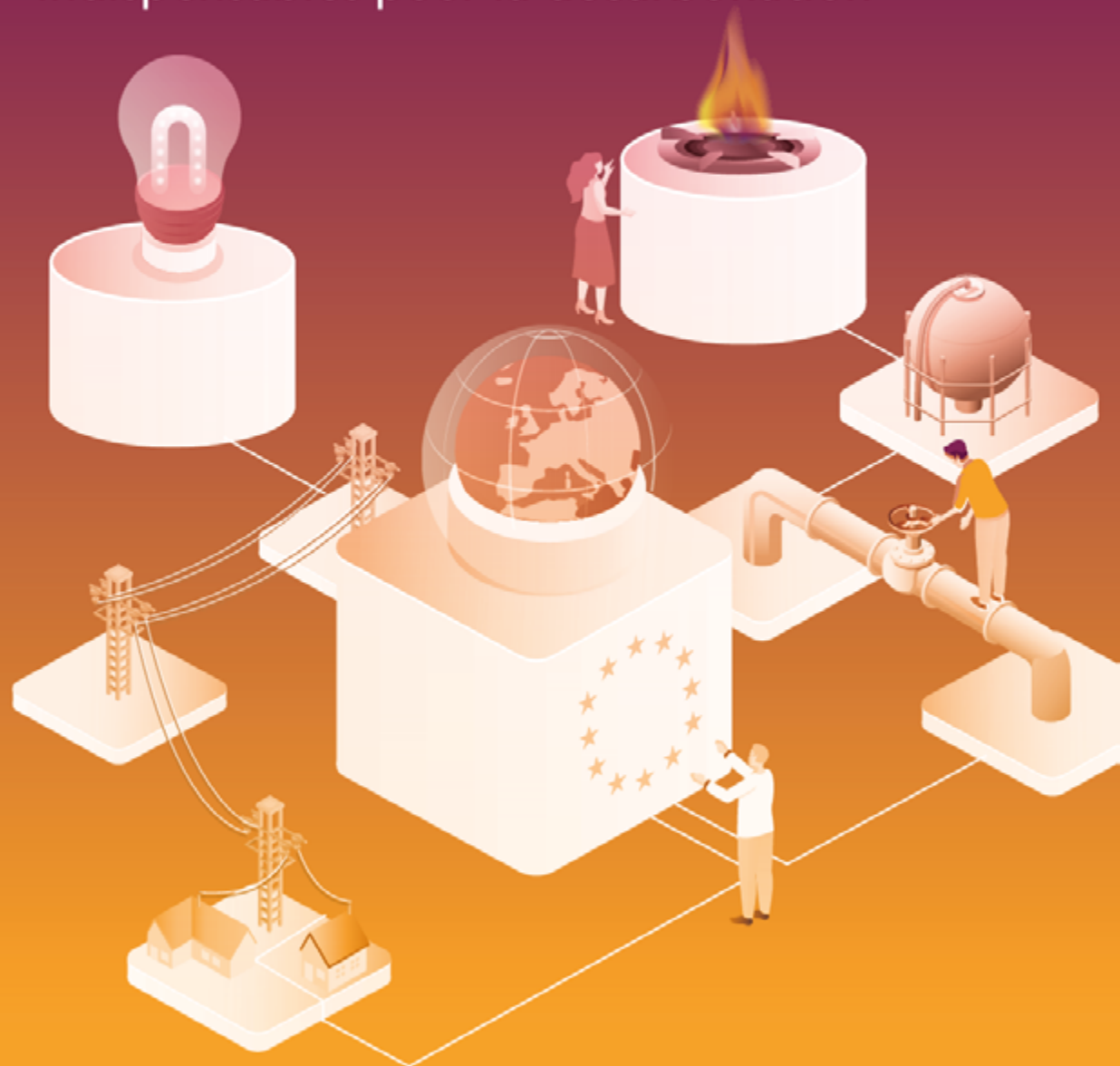


Les interconnexions françaises au cœur de l'Europe : vitales face à la crise, indispensables pour la décarbonation



Rapport sur les interconnexions
électriques et gazières françaises 2020-2023

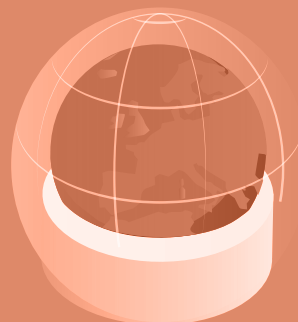
SOMMAIRE

ÉDITO DE LA PRÉSIDENTE	6
GRANDS MESSAGES DU RAPPORT	8

12

INTRODUCTION

**LES INTERCONNEXIONS : UN ATOUT
FACE À LA CRISE, UNE CHANCE
POUR LA DÉCARBONATION**



21

CHAPITRE 1 LES INTERCONNEXIONS ET LES ÉCHANGES TRANSFRONTALIERS ÉLECTRIQUES EN FRANCE



1.1. Bilan de l'utilisation des interconnexions électriques	23		
1.1.1 Les capacités d'échanges ont fortement augmenté depuis 2020	23		
1.1.2 Des échanges commerciaux marqués par les effets de la crise sanitaire puis par les tensions sur le parc de production français	27		
1.1.3 Le creusement des écarts de prix avec les marchés voisins	36		
1.1.4 Évolution des recettes d'interconnexion aux frontières françaises	42		
1.2. Évolution des règles d'utilisation des interconnexions électriques	51		
1.2.1 Échéance de long terme	54		
1.2.1.1 Le fonctionnement du marché des droits de transport de long terme aux interconnexions	54		
1.2.1.2 État des lieux du calcul et de la répartition de la capacité à long terme	59		
1.2.1.3 État des lieux de l'allocation des capacités d'interconnexion aux frontières françaises	65		
1.2.2 Échéance de court terme	71		
1.2.2.1 Le fonctionnement et le rôle des interconnexions à l'échéance de court terme	71		
1.2.2.2 État des lieux des calculs de capacité	80		
1.2.3 Échéance de l'équilibrage	89		
1.2.3.1 Le fonctionnement et le rôle des interconnexions à l'échéance de l'équilibrage	89		
		1.2.3.2 Intégration européenne des marchés de l'équilibrage : panorama des coopérations transfrontalières	90
		1.2.3.3 RTE utilise pleinement les interconnexions pour assurer l'équilibre offre-demande en temps réel	92
		1.2.3.4 Usage des interconnexions à l'échéance de l'équilibrage : perspectives d'évolutions à moyen terme	96
		1.3. Développement à venir des interconnexions électriques aux frontières françaises	97
		1.3.1 Les projets d'interconnexion électrique récemment mis en service ou en cours de développement	98
		1.3.1.1 La finalisation de l'interconnexion Savoie-Piémont à la frontière italienne	98
		1.3.1.2 Les avancées des projets Celtic et Golfe de Gascogne avec l'Irlande et l'Espagne	99
		1.3.1.3 Les projets à l'étude à la frontière France – Grande-Bretagne	100
		1.3.1.4 Les autres projets de renforcement d'interconnexions à l'étude avec l'Allemagne, la Belgique et la Suisse	101
		1.3.2 La planification des infrastructures électriques européennes à l'heure de la décarbonation	102

108

CHAPITRE 2

LES INTERCONNEXIONS ET LES ÉCHANGES TRANSFONTALIER GAZIERS EN FRANCE



2.1. Bilan de l'utilisation des interconnexions gazières	111	2.3. L'avenir des interconnexions gazières	156
2.1.1. La France bénéficie de voies d'approvisionnement diversifiées et d'infrastructures robustes et flexibles	111	2.3.1. Les interconnexions gazières à l'épreuve de la baisse de la consommation	156
2.1.2. Bilan des approvisionnements, le rôle majeur du GNL pendant la crise	117	2.3.2. Le développement de nouvelles capacités d'importation de GNL au Nord de l'Europe	160
2.1.3. La réorganisation des flux aux frontières françaises	121	2.3.3. Un nouveau paquet législatif européen pour les gaz renouvelables et bas carbone	162
2.1.4. Une utilisation intensive des points d'interconnexion pendant la crise	133	2.3.4. Quel modèle européen pour le développement de l'hydrogène ?	166
2.1.5. Les différentiels de prix avec les pays voisins se sont creusés	137		
2.2. Évolution des règles d'utilisation des interconnexions gazières	140		
2.2.1. Règles de fonctionnement des interconnexions	140		
2.2.1.1 L'allocation des capacités aux interconnexions	142		
2.2.1.2 La gestion des congestions contractuelles aux points d'interconnexion	146		
2.2.2. Évolution des souscriptions des capacités aux interconnexions	151		
2.2.2.1 Bilan des enchères de capacité	151		
2.2.2.2 Taux de souscription des interconnexions et des points de sortie des terminaux méthaniers	153		

ÉDITO



EMMANUELLE WARGON

PRÉSIDENTE DE LA COMMISSION
DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

Par temps calme, les interconnexions sont un moyen au long cours d'unifier le marché européen de l'énergie et d'optimiser le fonctionnement. Elles sont un acquis évident de l'intégration européenne, auquel nous n'accordons collectivement pas assez d'attention.

Par temps de tempête c'est autre chose : les interconnexions deviennent le fil essentiel de notre sécurité d'approvisionnement française, et l'expression même de la solidarité européenne entre les Etats membres, la démonstration que l'union fait la force.

En ce sens, le présent rapport est singulier. Historiquement, ce rapport est un exercice classique de bilan. Mais les années 2020-2023 n'ont pas été calmes : ce rapport couvre au contraire quatre années tumultueuses qui ont vu une succession

de chocs majeurs pour nos sociétés, avec le Covid-19 et l'invasion russe en Ukraine. Le secteur énergétique, extrêmement chahuté dans ses fondamentaux de sécurité d'approvisionnement et de prix, a pu s'appuyer sur les interconnexions en France et en Europe pour surmonter les crises et sortir de ces années transformé et renforcé.

Les interconnexions sont en fait un pilier de notre modèle énergétique. Développées depuis les années 1960 en gaz et en électricité, elles permettent d'exporter la production excédentaire et de faire appel aux importations lorsque les besoins de consommation dépassent la production nationale, en particulier lors des pointes de consommation l'hiver. Ces réseaux transfrontaliers permettent de maintenir l'équilibre offre-demande à tout moment et d'assurer la sécurité énergétique de la France. En gaz la France a 8 interconnexions avec 5 pays. En électricité, elle en possède 37 avec 7 pays. Ainsi, en France, nous avons la capacité d'exporter en moyenne à chaque instant 20 GW d'électricité, soit l'équivalent de la production d'environ 20 réacteurs nucléaires, et d'importer quasiment autant.

Depuis le début des années 2000 et la création d'un marché intérieur de l'énergie, c'est l'harmonisation des règles de fonctionnement des interconnexions et la mise en place du couplage des volumes et des prix qui ont permis d'accroître leur efficacité et d'optimiser les coûts d'approvisionnement pour la collectivité. L'application des règles du marché unique européen aux interconnexions entre la France et ses voisins a permis d'augmenter le volume de transactions et de limiter les différentiels de prix entre la France et les pays limitrophes au bénéfice des consommateurs français.

Par temps calme, cette intégration permet donc de valoriser économiquement la production excédentaire, de bénéficier de recettes d'interconnexion qui sont déduites des factures des consommateurs

et de s'approvisionner au moindre coût économique et environnemental en privilégiant les productions renouvelables chez nos voisins lorsqu'elles sont en excédent.

Par temps de tempête, les interconnexions garantissent un degré de sécurité d'approvisionnement important et sont le symbole de la solidarité européenne. L'année 2022, marquée par une baisse historique de la production électrique en France et par un tarissement quasi-intégral des livraisons de gaz depuis l'Est par gazoducs, en est l'exemple le plus marquant. Deux éléments illustrent l'apport des interconnexions pendant la crise énergétique. La France est habituée à être exportatrice nette d'électricité chaque année. Or en 2022 les importations brutes ont permis d'assurer 16% de l'approvisionnement électrique et ont été supérieures aux exportations. En gaz, la France, qui dispose d'infrastructures de regazéification conséquentes et de réseaux capables d'inverser rapidement leurs flux, est devenue une des portes d'entrée du gaz naturel liquéfié (GNL) sur le continent européen et a assuré l'approvisionnement national, tout en contribuant fortement à l'approvisionnement de nos voisins européens avec qui nos échanges ont doublé en 2022 par rapport à l'année précédente. Sans interconnexions et sans les règles communes du marché européen, la continuité d'alimentation de la France et du continent européen aurait été mise bien davantage à mal.

En 2024 alors que la crise énergétique est derrière nous, notre regard est tourné vers l'avenir. Pour atteindre la neutralité carbone en 2050, le développement accéléré des réseaux électriques sur l'ensemble du continent européen est une condition *sine qua non* de réussite. La Commission européenne le souligne dans le plan d'action pour les réseaux publié en novembre 2023, les réseaux transfrontaliers et leur fonctionnement devront accompagner l'optimisation du parc de production, l'accroissement de

la production décarbonée, dont renouvelable, et seront une source de flexibilité importante pour accompagner l'électrification des usages.

C'est pourquoi la poursuite des investissements dans de nouvelles interconnexions électriques est nécessaire pour préparer le futur. Deux nouvelles infrastructures sont d'ailleurs en cours de développement avec l'Espagne (Golfe de Gascogne) et avec l'Irlande (Celtic). Ces projets se font dans un cadre financier rigoureux dont la Commission de régulation de l'énergie est garante pour la collectivité. L'amélioration de l'utilisation de ces interconnexions est également une préoccupation constante de la CRE, très impliquée dans les travaux régionaux et européens portant sur les règles qui s'y appliquent.

Les interconnexions gazières sont confrontées à d'autres enjeux : baisse globale de la consommation, transformation pour accueillir de nouveaux vecteurs, accueil des gaz verts et accroissement des flexibilités. La CRE sera attentive à ces évolutions.

Les interconnexions électriques et gazières jouent un rôle de plus en plus crucial pour le système énergétique français et européen. Dans un cadre commun avec nos voisins, elles assurent une circulation fluide et optimale de l'énergie entre les pays, accompagnent le développement des énergies renouvelables et réduisent les risques de pénurie et d'instabilité, garantissant un approvisionnement plus fiable et au moindre coût pour les consommateurs.

La Commission de régulation de l'énergie est heureuse de vous présenter le rapport sur les interconnexions électriques et gazières qui porte sur la période 2020-2023

Bonne lecture.

Grands messages du rapport

Grâce aux interconnexions, les États membres de l'Union européenne partagent leurs systèmes énergétiques au sein d'un marché unique qui permet la solidarité entre États membres et l'efficacité économique à l'échelle européenne. C'est ce que montre ce rapport. La solidarité s'est pleinement exprimée face à la crise subie par l'UE en 2021 et 2022 et le marché européen a montré sa capacité à optimiser pleinement le fonctionnement des systèmes électriques et gaziers.

1. Les interconnexions ont permis à l'Union européenne de surmonter la crise d'approvisionnement

Les États membres ont été touchés de manières très différentes par la crise selon leurs mix énergétiques, cet épisode a montré que les interconnexions nous permettaient d'être plus forts ensemble. Elles ont aidé à faire face aux difficultés d'approvisionnement par le transfert de flux d'électricité et de gaz depuis les pays ayant des surcapacités vers les pays en déficit. Les positions vis-à-vis des importations et des exportations ont changé fortement sur la période 2021-2023. La France, du fait de son déficit de production, a basculé d'exportatrice à importatrice d'électricité de 2021 (43 TWh) à 2022 (-18 TWh), avant de retrouver sa position exportatrice d'électricité habituelle en 2023 (50 TWh). Des réorganisations massives des flux ont eu lieu dans le secteur du gaz, par le remplacement des volumes de gaz russe livrés à l'est de l'Europe par des importations massives de GNL notamment depuis les terminaux méthaniers français. Les interconnexions électriques et gazières ont donc permis à la solidarité entre États membres de s'exprimer pleinement pour aider les pays les plus en difficulté, notamment à l'est du continent pour le gaz, et pour aider la France au pic de la crise de production nucléaire.

2. Le marché européen permet d'utiliser de manière plus efficace les interconnexions

Le marché européen, qui oriente les flux transfrontaliers en fonction des besoins reflétés par les signaux de prix, a assuré l'adéquation en temps réel entre les approvisionnements et la demande exprimée dans l'ensemble des États membres. Les règles européennes ont permis une adaptation dynamique des importations et exportations en fonction des différences de prix qui reflètent le degré de tension subi par chaque pays au niveau de ses approvisionnements, et donc de maximiser la valeur partagée de l'énergie entre États membres. Cette adaptation en temps réel est un outil puissant pour réduire les coûts pour les consommateurs européens. Elle est rendue possible par l'intégration au marché unique. Elle ne s'observe donc pas dans les mêmes proportions hors du marché européen, par exemple les interconnexions françaises avec la Grande-Bretagne (depuis le Brexit) et avec la Suisse n'atteignent pas le même niveau d'optimisation.

3. Les interconnexions électriques ont assuré la sécurité d'approvisionnement en France au plus fort de l'indisponibilité de la production nucléaire

Au plus fort de l'indisponibilité du parc de production nucléaire français, les interconnexions électriques ont permis à la France de couvrir sa consommation alors qu'une grande partie de ses réacteurs nucléaires était indisponible. En 2022, les importations ont atteint 73 TWh, contre 55 TWh d'exportations, le solde importateur de 18 TWh a représenté 4 % de la consommation française. Les importations annuelles ont alors, pour la première fois, dépassé les exportations. L'Allemagne, la Belgique, l'Espagne et la Grande-Bretagne ont été des partenaires déterminants face à la crise. Entre 2021 et 2022, les volumes importés depuis la région Allemagne-Belgique ont augmenté de 50 %, ceux depuis l'Espagne ont doublé, ils ont triplé depuis la Grande-Bretagne. À ces frontières, la France était importatrice plus des trois quarts du temps en 2022.

4. Par ses approvisionnements diversifiés et ses infrastructures robustes et flexibles, la France a contribué à la résilience du marché européen du gaz

Face à la chute des approvisionnements de l'UE en provenance de Russie par gazoduc, le marché français du gaz a démontré son bon fonctionnement et son attractivité. Il a permis d'assurer le remplissage des stockages français, d'accueillir des volumes de gaz naturel liquéfié beaucoup plus importants et de réorienter les flux vers les frontières nord, avec l'Allemagne et la Belgique. Les importations françaises de gaz ont ainsi augmenté de 23 % en 2022 par rapport à 2020-2021, essentiellement pour être réexportées vers le reste de l'Europe. Les exportations de gaz depuis la France ont atteint 160 TWh en 2022, soit le double des années précédentes.

5. Les interconnexions ont démontré leur rentabilité économique

Les interconnexions sont historiquement le support d'exportations d'électricité par la France. Pendant la crise, elles ont été particulièrement sollicitées par les acteurs de marché notamment pour importer de l'électricité, et les allocations de capacité aux interconnexions françaises ont généré des recettes élevées pour les gestionnaires de réseaux. Sur la période 2022-2023, les recettes nettes collectées par RTE aux interconnexions ont atteint 2,9 milliards d'euros, ces recettes sont déduites des factures des utilisateurs du réseau en France. Du côté du gaz naturel, les enchères de capacités d'interconnexion menées en 2022 ont dégagé un montant record de 441 millions d'euros de primes d'enchères, également reversés aux consommateurs.

6. La révision du fonctionnement du marché européen reconnaît le long terme comme échéance clé aux interconnexions électriques pour un marché efficace

Protéger les consommateurs contre la volatilité des prix à court terme tout en préparant l'avenir est un des axes forts de la révision de l'organisation du marché intérieur de l'électricité. Pour favoriser le développement des marchés à terme, les droits de long terme aux interconnexions doivent être disponibles plus tôt et sur des durées plus longues. Les nouvelles règles européennes vont favoriser la multiplication des produits et les maturités plus lointaines. Les fenêtres d'allocation seront plus nombreuses et des souscriptions pourraient être proposées jusqu'à 3 années à l'avance. La France a testé avec succès ce type d'initiatives à plusieurs de ses frontières.

7. Pour développer les énergies renouvelables là où elles sont abondantes et apporter de la flexibilité, l'UE aura besoin de davantage d'interconnexions électriques

La sortie des énergies fossiles passe par l'électrification des usages. Ainsi, la décarbonation en Europe va entraîner une forte augmentation de la consommation et de la production d'électricité. Le développement à grande échelle des énergies renouvelables va modifier la répartition géographique de la production d'électricité et accroître les besoins de flexibilité. Les interconnexions sont essentielles à un bon acheminement de l'électricité produite au sein de l'Union européenne, et plus de puissance de production décarbonée nécessitera plus de capacités d'interconnexions, c'est le sens du plan d'action européen pour les réseaux adopté fin 2023. Le sens des échanges aux frontières s'inverse déjà fréquemment et le fera de plus en plus. La gestion couplée des interconnexions et des marchés de court terme apporte au système électrique européen une flexibilité qui prendra de plus en plus de valeur au fur et à mesure du développement de la production renouvelable non pilotable.

8. En France, les investissements dans les interconnexions électriques doivent être poursuivis lorsqu'ils contribuent efficacement à la résilience et à la décarbonation de l'énergie

Avec trois nouvelles interconnexions électriques mises en service depuis 2020 avec la Grande-Bretagne (IFA2 et ElecLink) et l'Italie (Savoie-Piémont), les capacités d'importation de la France représentent plus de 12% de la puissance de son parc de production. Les capacités d'exportation permettent notamment à la France, qui a retrouvé sa position de principal pays exportateur en Europe, de maximiser la production de son parc nucléaire lorsque le système français est en situation de surcapacité. C'est bénéfique pour la France, qui exporte de l'électricité, et pour les pays voisins, qui émettent moins de carbone avec leur propre parc de production. Les projets en cours vont encore améliorer l'intégration de la France et de ses partenaires au sein du marché européen : 2 GW supplémentaires seront mis en service en 2028 avec l'Espagne et 0,7 GW en 2027 avec l'Irlande. Avant de décider de nouveaux projets et de leur financement par les tarifs de réseau, la CRE s'assurera de leur pertinence technico-économique au regard des caractéristiques du mix électrique. Les nouveaux projets devront apporter un bénéfice pour le consommateur français.

9. Les interconnexions gazières existantes continueront d'être utiles à la sécurité d'approvisionnement, y compris dans un contexte de baisse de la consommation

Le gaz va continuer de jouer un rôle dans la sécurisation des approvisionnements énergétiques et la flexibilité générale du système énergétique européen. Bien que la baisse de consommation et le développement de la production de biométhane modifient l'utilisation des interconnexions vers davantage d'arbitrages de court terme, l'intégration européenne restera un atout essentiel pour faire face aux aléas de consommation et de production en s'appuyant sur les importations de gaz et les complémentarités entre pays voisins.

10. Le développement de l'hydrogène, vecteur énergétique prometteur, pourrait conduire à créer des interconnexions

L'UE a d'importantes ambitions pour l'hydrogène, elle en a fait un secteur prioritaire pour le développement des infrastructures. Plusieurs projets d'interconnexion français ont été désignés projets d'intérêt commun européens. La CRE suit attentivement la consolidation des modèles d'affaires des industriels de l'hydrogène. La concrétisation des projets d'interconnexion dépendra de la création de réseaux régionaux ou nationaux et de l'émergence de besoins d'échanges transfrontaliers là où la demande ne pourra pas être satisfaite par la production locale.



Introduction

Les
interconnexions :
un atout face
à la crise, une
chance pour la
décarbonation

Depuis les premières directives adoptées en 1996 et 1998, l'Union européenne (UE) a fait du développement des interconnexions et de l'harmonisation de leurs règles de fonctionnement ses priorités en vue de la création d'un marché intérieur de l'électricité et du gaz. Les cadres réglementaires applicables aux marchés de l'électricité et du gaz ont suivi des dynamiques comparables, en dépit de conditions structurelles différentes : importations massives de gaz depuis des pays situés hors de l'UE d'une part, et production interne d'électricité avec une part croissante d'énergies renouvelables, d'autre part. Le marché européen s'est constitué autour des interconnexions, liens physiques entre des marchés nationaux animés par les gestionnaires de réseau de transport (RTE, GRTgaz et Teréga pour la France) et les plateformes de marchés de gros. Les prix de gros de court terme orientent les flux d'énergie des zones de prix bas, avec davantage d'offre, vers les zones où satisfaire la demande nécessiterait le recours à un approvisionnement plus coûteux en l'absence d'interconnexions. Cette optimisation globale permet de minimiser les coûts de production et d'approvisionnement à l'échelle européenne. L'ACER^[1] estime que l'existence d'interconnexions entre les États membres a apporté, en 2021, un bénéfice de 34 milliards d'euros à l'échelle européenne, par rapport à un scénario théorique sans interconnexions.

Les régulateurs ont joué un rôle moteur dans la construction de la réglementation européenne, en apportant leur expertise des conditions locales d'approvisionnement et d'exercice de la concurrence. Ils ont participé activement au travail collectif de préparation des règles piloté par la Commission européenne et l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Alors que la décarbonation s'est progressivement imposée comme l'axe central de la politique énergétique européenne, les principes du marché intérieur de l'énergie ont été complétés par des dispositions visant à mieux accompagner le déploiement à grande échelle des énergies renouvelables. La crise de fin 2021 à début 2023 a montré la pertinence des choix passés en ce qui concerne l'utilisation des interconnexions, et en particulier la cohérence entre le système de prix et les échanges transfrontaliers d'énergie. Désormais, l'heure est à la préparation de l'avenir. Les leçons de la crise ont été tirées afin d'améliorer la contribution des interconnexions au marché européen ; la décarbonation va s'accompagner d'une modification profonde du mix énergétique en Europe, elle renforcera le rôle des interconnexions pour diffuser les énergies décarbonées vers l'ensemble des consommateurs.

1. ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design (avril 2022) : https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Final_Assessment_EU_Wholesale_Electricity_Market_Design.pdf

Les étapes d'une crise inédite

Depuis 2020, l'UE a été confrontée à des chocs successifs inédits qui ont mis à l'épreuve les principes de fonctionnement du marché intérieur européen tout en démontrant leur utilité et leur efficacité pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Les temps de la crise

L'année 2020 a connu le ralentissement brutal de l'économie et le confinement des populations avec la pandémie de COVID-19, qui ont fait craindre pour la continuité des approvisionnements.

C'est dans ce contexte qu'une première forte hausse des prix a été constatée sur le marché européen du gaz en 2021 et surtout à l'été 2021, quand il est apparu que Gazprom ne remplissait pas ses stockages européens (en Allemagne notamment). L'effet sur les prix de gros européens a été direct : les craintes quant au passage de l'hiver associées à une offre plus faible que prévue et à une forte demande de GNL sur le marché chinois ont poussé les prix au-delà de 180€/MWh en décembre 2021 sur le marché néerlandais TTF. L'augmentation des prix du gaz sur le marché de court terme s'est rapidement transmise à l'ensemble des approvisionnements gaziers de long terme.

L'année 2022 a été marquée par un approfondissement de la crise à partir de l'invasion de l'Ukraine par la Russie le 24 février. Durant l'été 2022, la réduction progressive des approvisionnements russes par gazoduc, combinée à une forte demande pour le remplissage des stockages européens, ont poussé les prix à un point haut historique à 311€/MWh pour le produit annuel Y+1 sur le TTF. Pour compenser la très forte chute des approvisionnements russes dans les pays les plus touchés, les flux se sont inversés aux frontières françaises, pour s'orienter

vers les frontières nord. Le marché européen s'est ensuite détendu à partir du premier trimestre 2023 en raison d'un afflux de GNL venu compenser la baisse des approvisionnements en provenance de Russie et de la baisse de consommation européenne de gaz, les prix retrouvant fin 2023 un niveau proche de la période avant crise.

Le profil d'évolution des prix de gros sur le marché de l'électricité a été très proche de celui observé pour les prix du gaz. En même temps que la crise gazière, la production nucléaire française s'est retrouvée à un niveau historiquement bas en raison de la découverte d'anomalies sur certains réacteurs, annoncée le 15 décembre 2021, et dont les conséquences se sont précisées au premier semestre 2022, aggravée par un faible remplissage des réservoirs hydroélectriques. Les crises simultanées du marché du gaz et du parc de production électrique français ont ainsi toutes deux contribué à une hausse inédite des prix sur les marchés de gros de l'électricité.

Les prix spot ont atteint près de 500€/MWh en mars 2022 et une moyenne de 611,6€/MWh la semaine du 22 août 2022. Le 30 août 2022, le prix *spot* a atteint un maximum de 743,8€/MWh. Les prix à terme de l'électricité en France pour le premier trimestre 2023 et l'année 2023 ont été les plus élevés d'Europe pendant la majeure partie de l'année 2022, du fait de l'anticipation par les acteurs de marché de ruptures d'approvisionnement à l'hiver 2022-2023.

En 2023, profitant de la baisse des prix de gros du gaz et d'une meilleure disponibilité des centrales nucléaires françaises, les prix de l'électricité en Europe ont décru progressivement, jusqu'à retrouver en fin d'année des niveaux proches de la tendance historique, bien que plus élevés

qu'avant la crise. La crise d'approvisionnement a donc été particulièrement aiguë sur une période de 18 mois, entre octobre 2021 et mars 2023, mais ses conséquences sur les prix à terme se sont fait sentir bien au-delà de cette période.

Les réponses de l'UE face à la crise

Face à l'ampleur de la crise, l'Union européenne a réagi et a été en mesure, dans le respect des procédures d'urgence prévues par les traités, de prendre des mesures fortes.

Dès l'automne 2021, les niveaux de prix inédits atteints au sortir de l'été avaient alerté les autorités nationales et européennes. Le 13 octobre 2021, la Commission européenne a présenté une communication visant à atténuer les effets de la hausse exceptionnelle des prix dans le cadre législatif existant. Il s'agissait de permettre aux États membres de prendre une série de mesures d'urgence ciblant les consommateurs vulnérables (soutien direct, report de paiements pour éviter les coupures, réduction de taxes), les consommateurs finals (réduction de coûts) ou les entreprises (aides, accès aux contrats d'achats d'électricité renouvelable).

L'invasion de l'Ukraine par la Russie le 24 février 2022 a mis en évidence la vulnérabilité de l'UE vis-à-vis de son principal fournisseur de gaz. Le 8 mars 2022, la Commission européenne a proposé un plan permettant de réduire la dépendance aux importations de gaz russe en mobilisant des sources alternatives, dont le développement massif des importations de GNL. Ces propositions ont constitué la base du plan *REPowerEU* rendu public le 18 mai 2022 qui comportait trois piliers : réduire la demande d'énergie, diversifier les approvisionnements de gaz et accélérer la transition énergétique.

Dans le même temps, la Commission

européenne a lancé plusieurs chantiers législatifs visant à répondre aux conséquences de la crise. Le règlement (UE) 2022/1032, adopté le 27 juin 2022, a introduit le principe d'un objectif collectif de remplissage des stockages de gaz, décliné en objectifs individuels pour les États membres. Les interconnexions devaient permettre aux États qui n'en disposaient pas de souscrire des capacités de stockage dans des pays voisins. Le règlement a établi un objectif de remplissage de 80 % au 1^{er} novembre 2022 puis de 90 % au 1^{er} novembre des années suivantes. Deux règlements sont venus compléter le dispositif en décembre 2022 : « solidarité et achats conjoints de gaz » (UE/22/2576) et « mécanisme de correction des prix du gaz » (UE/22/2578). Le premier prévoyait un achat mutualisé sur 15 % des volumes stockés, le second visait à plafonner le prix de gros dès l'atteinte d'un seuil (prix TTF supérieurs à 180 €/MWh).

Enfin, les prix de gros très élevés ont généré des bénéfices exceptionnels pour les producteurs d'électricité décarbonée. Le Conseil de l'Union européenne a adopté le 6 octobre 2022 le règlement (UE) 2022/1854 sur une intervention d'urgence face aux prix élevés de l'énergie, qui prévoit la taxation des rentes inframarginales des producteurs d'électricité en vue de réduire les factures d'électricité des consommateurs. Ce règlement prévoit également le reversement aux consommateurs des excédents de recettes de congestion collectées par les GRT aux interconnexions. Ainsi, en 2022, 2 Md€ d'excédents de recettes d'interconnexion collectés par RTE ont déjà été reversés aux consommateurs, les excédents supplémentaires doivent l'être via le tarif d'utilisation des réseaux.

Les interconnexions ont joué un rôle essentiel dans la capacité de la France et de l'Union européenne à faire face à la crise

Face aux chocs subis par l'Union européenne sur ses approvisionnements énergétiques, la qualité de l'intégration des marchés nationaux a été un facteur clé de résilience. Les infrastructures et les règles d'utilisation adoptées dans les paquets législatifs successifs ont permis à la solidarité entre États membres de prendre toute sa mesure.

Dans le cas de l'électricité, les interconnexions ont joué un rôle décisif dans la sécurité d'approvisionnement de la France, lui permettant de faire face au niveau historiquement bas de sa production nucléaire et au faible remplissage des réservoirs hydrauliques. De 2021 à 2022, la part des interconnexions en tant que moyen d'approvisionnement marginal en France est passée de 28 % à 46,7 % du temps, permettant pendant ces périodes d'éviter que les prix montent davantage. Au mois d'août 2022, ce taux a même atteint 70 %. En conséquence, en 2022, la France a été importatrice nette d'électricité, ce qui n'était pas arrivé depuis 1980 : les exportations ont fortement chuté tandis que les importations ont culminé à 75,2 TWh (soit plus de 16 % de la consommation française).

Dans le cas du gaz, c'est grâce à la flexibilité du réseau de transport, assurée par les renforcements importants réalisés ces quinze dernières années, que le manque de gaz en provenance de Russie a pu être compensé par des importations additionnelles de GNL en France et en Espagne pour l'Europe centrale et l'Allemagne. Les interconnexions gazières ont donc accompagné les mesures d'urgence prises au sein de l'UE, et ont permis de concrétiser la solidarité européenne. La formation des prix de gros a fonctionné de manière cohérente avec l'évolution

des approvisionnements de l'Europe. Les différences de prix de gros entre pays ont été très importantes, avec des prix du gaz plus élevés au nord et à l'est qu'en France et dans la péninsule ibérique. La France a ainsi économisé plusieurs milliards d'euros sur sa facture gazière par rapport au reste de l'Europe hors péninsule ibérique.

Compte tenu de la position géographique centrale de la France et de ses capacités importantes de regazéification de GNL, les flux ont pu être inversés du sud vers le nord. Les exportations vers la Belgique et l'Italie ont atteint des niveaux particulièrement élevés, et pour la première fois la France a exporté du gaz vers l'Allemagne. Dans ce contexte, grâce au fonctionnement à pleine capacité des terminaux méthaniers, les importations françaises de GNL ont doublé de 2021 à 2022, et les échanges avec l'Espagne sont devenus majoritairement orientés du sud vers le nord.

Le cas des échanges entre la France et l'Allemagne est emblématique du rôle des interconnexions pendant la crise. Dans le secteur du gaz, l'Allemagne s'est retrouvée en grande difficulté du fait de sa forte dépendance au gaz russe et de l'absence de capacité d'accueil de GNL, alors que la France était plus à l'aise grâce à son approvisionnement diversifié et à sa forte capacité de regazéification. La situation était inverse en électricité où la France, du fait des difficultés rencontrées par son parc nucléaire, connaissait un déficit d'approvisionnement plus grave qu'en Allemagne. Après un accord politique entre les deux pays, la France a mis en place en octobre 2022 une capacité d'exportation de gaz vers l'Allemagne. De son côté, l'Allemagne a reporté du 1^{er}

janvier au 1^{er} avril 2023 la fermeture de ses trois dernières centrales nucléaires, ce qui a aidé la France à passer l'hiver 2022-2023.

Le constat général est que les interconnexions ont constitué un atout déterminant dans la capacité de l'Union européenne à faire face à la crise. La solidarité entre les États membres s'est appuyée sur

les interconnexions, qui ont permis d'exploiter les complémentarités entre pays. Notre pays en a pleinement bénéficié pendant la crise d'approvisionnement en électricité qu'il a connue. Inversement, il a contribué fortement à sauvegarder la continuité d'approvisionnement en gaz des pays de l'Europe centrale.

Le rôle central des interconnexions dans la transformation en cours du système énergétique

L'Union européenne s'est fixé pour objectif la neutralité carbone à l'horizon 2050. Cela implique l'électrification de secteurs très importants tels que le transport ou l'industrie, et donc un fort développement de la consommation et de la production d'électricité. Bien évidemment, la nouvelle production d'électricité devra être décarbonée, c'est-à-dire renouvelable (ENR) ou nucléaire. D'ici à 2035-2040, la croissance de la production devrait être essentiellement portée par les ENR, du fait des délais de mise en service de nouveaux réacteurs nucléaires.

Les interconnexions dans la transformation du secteur électrique

Les réseaux joueront un rôle très important dans cette transformation majeure du système électrique. Ils devront, d'une part, raccorder dans des conditions efficaces un grand nombre de nouveaux producteurs et de nouveaux consommateurs, et, d'autre part, renforcer leur capacité pour être en mesure de transporter ces quantités supplémentaires. En France, RTE a ainsi annoncé un programme d'investissement de l'ordre de 100 Mds€ d'ici à 2040, et ses homologues en Europe ont publié des plans d'investissements similaires voire supérieurs (Allemagne, Italie, Pays-Bas, Royaume-Uni par exemple).

Par ailleurs, ces évolutions se traduiront par une croissance extrêmement forte des besoins de flexibilité car les centrales à base de combustibles fossiles, émettrices de CO₂ et pilotables seront remplacées par de la production ENR, pour l'essentiel non pilotable.

Les interconnexions électriques ont joué un rôle très important d'assurance, de solidarité et d'efficacité pendant la crise. En régime normal, elles sont le support du fonctionnement du marché intérieur de l'électricité et y trouvent leur rentabilité économique.

Leur rôle est appelé à se développer au fur et à mesure de la transformation du système électrique. D'une part, la croissance du système électrique due à l'électrification accroîtra mécaniquement les échanges entre pays. D'autre part, le couplage des marchés inhérent au marché intérieur européen fait des interconnexions un outil parfait de flexibilité entre les pays.

Notre pays bénéficiera de ce rôle renforcé des interconnexions. En sortie de crise, la France a les prix de gros parmi les plus bas d'Europe. Les interconnexions continueront à jouer un rôle stabilisateur, d'une part en limitant par les exportations les épisodes de prix trop bas, d'autre part en réduisant par des importations le coût des périodes de pointe.

La CRE étudiera les projets de nouvelles interconnexions en veillant comme par le passé à ce qu'ils créent de la valeur aux niveaux français et européen.

La gestion des interconnexions électriques au niveau européen peut encore être améliorée. Si les échanges de court terme ont atteint un niveau de sophistication et d'efficacité très élevé, il n'en est pas de même aux horizons du moyen terme notamment. La révision des règles du marché intérieur de l'électricité adoptée en mai 2024, s'appuyant sur les leçons de la crise, donne très justement la priorité au développement du marché intérieur aux échéances de moyen et long termes.

L'objectif est d'aller vers un marché intérieur de l'électricité permettant sur les horizons moyen et long termes des possibilités d'arbitrage et de couverture. La CRE a pris position, au sein des régulateurs européens, pour que les capacités d'interconnexion puissent être commercialisées de façon efficace et adaptée au fonctionnement du marché de gros, c'est-à-dire de façon prévisible et jusqu'à un horizon de trois ans.

européen adopté en 2024 vise à encourager le développement des gaz renouvelables et bas carbone et à en favoriser les échanges transfrontaliers.

Le paquet législatif sur la décarbonation du gaz établit les règles de fonctionnement d'un marché futur de l'hydrogène. Il conçoit le marché de l'hydrogène en séparant production et infrastructures de transport et de stockage. Afin de permettre à la concurrence de se développer, il prévoit un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux et infrastructures d'hydrogène. La France constitue par sa géographie une interface naturelle entre l'Europe du Sud et la zone méditerranéenne, propice à la production d'hydrogène décarboné compétitif, et l'Europe du Centre-Nord, qui sera un consommateur important d'hydrogène vert. Le rôle éventuel de la France comme axe de transit au sein d'un marché européen de l'hydrogène est encore incertain. La CRE prendra pleinement part, comme plusieurs de ses homologues européens, aux travaux de régulation des infrastructures d'hydrogène.

Les cas spécifiques du biogaz et de l'hydrogène

À court et moyen terme, les interconnexions gazières existantes continueront à jouer leur rôle de support du marché intérieur du gaz. La réorientation sud-nord des flux observée depuis la crise devrait persister en France. En cas de nouvelle crise, leur rôle comme outil d'assurance et de sécurité d'approvisionnement redeviendra majeur. À long terme, le gaz devra être décarboné grâce au développement des gaz verts et notamment du biométhane. Il est difficile de prévoir la consommation de gaz et le niveau d'activité des interconnexions à cet horizon. Le paquet législatif



Chapitre 1

Les interconnexions et les échanges transfrontaliers électriques en France

SYNTHÈSE

Le réseau électrique français est relié physiquement à l'ensemble des réseaux limitrophes, y compris avec la Grande-Bretagne. Ces liaisons ont permis de développer des échanges d'énergie qui renforcent la sécurité d'approvisionnement et assurent une utilisation efficace des complémentarités entre parcs de production nationaux.

Historiquement, la France, majoritairement exportatrice, s'appuie sur les interconnexions pour assurer le passage des pointes de consommation hivernales. Elle a eu particulièrement recours aux importations pour faire face à l'indisponibilité d'une grande partie de ses réacteurs nucléaires au plus fort de la crise à l'été 2022 et pendant l'hiver 2022-2023. Pour la première fois, en 2022, les importations ont dépassé les exportations. Si la France est restée exportatrice vers l'Italie et la Suisse, les autres frontières dont l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne et la Grande-Bretagne ont apporté un soutien décisif pour faire face aux conséquences de la baisse de la production nucléaire et hydraulique en France.

Chaque jour, même en étant globalement exportatrice, la France peut se trouver en position importatrice à certaines frontières sur certaines heures tout en étant exportatrice à d'autres. Le marché intérieur européen fonctionne en orientant automatiquement les flux commerciaux en fonction des différences de prix horaires de l'électricité. Ainsi ce sont toujours les moyens de production les moins coûteux et les moins carbonés à l'échelle européenne qui fonctionnent, dans la seule limite de la capacité des réseaux. Pendant la crise, la France a souvent été confrontée à des prix plus élevés que ses voisins, ce qui a assuré des approvisionnements cohérents avec ses besoins.

Le rôle majeur des interconnexions pendant la crise s'est traduit sur le plan financier. Les écarts de prix élevés entre les différents pays ont généré des recettes très élevées pour RTE (environ 3 Mds€ d'excédent de recettes d'interconnexions sur la période 2022-2023) qui reviennent en totalité aux consommateurs d'électricité via le tarif d'utilisation des réseaux d'électricité (TURPE). Les règles européennes ont permis une utilisation efficace des interconnexions en assurant des flux vers les pays les plus en difficulté par l'optimisation conjointe de la production et des capacités de transport transfrontalières à l'échelle du marché intérieur. Les frontières avec des pays hors de l'UE, Suisse et Grande-Bretagne, n'ont pas fait preuve du même niveau d'optimisation.

Au fur et à mesure de la construction du marché intérieur, les interconnexions entre la France et ses pays voisins ont été renforcées. De 2020 à 2023, les capacités d'importation de la France ont progressé de 31%, les capacités d'exportation de 21%. Deux nouvelles interconnexions sont en cours de réalisation, Golfe de Gascogne avec l'Espagne et Celtic avec l'Irlande. La création de nouvelles capacités d'interconnexion est décidée sur proposition de RTE et après validation par la CRE qui, d'une part, s'assure que l'analyse coût-bénéfice d'une nouvelle interconnexion est positive à l'échelle européenne et à l'échelle française, et, d'autre part, fixe le partage des coûts avec le régulateur voisin concerné.

L'amélioration de l'utilisation des interconnexions est une préoccupation constante de la CRE et de ses homologues européens. La CRE est ainsi très impliquée dans les travaux régionaux et européens portant sur les règles appliquées aux interconnexions.

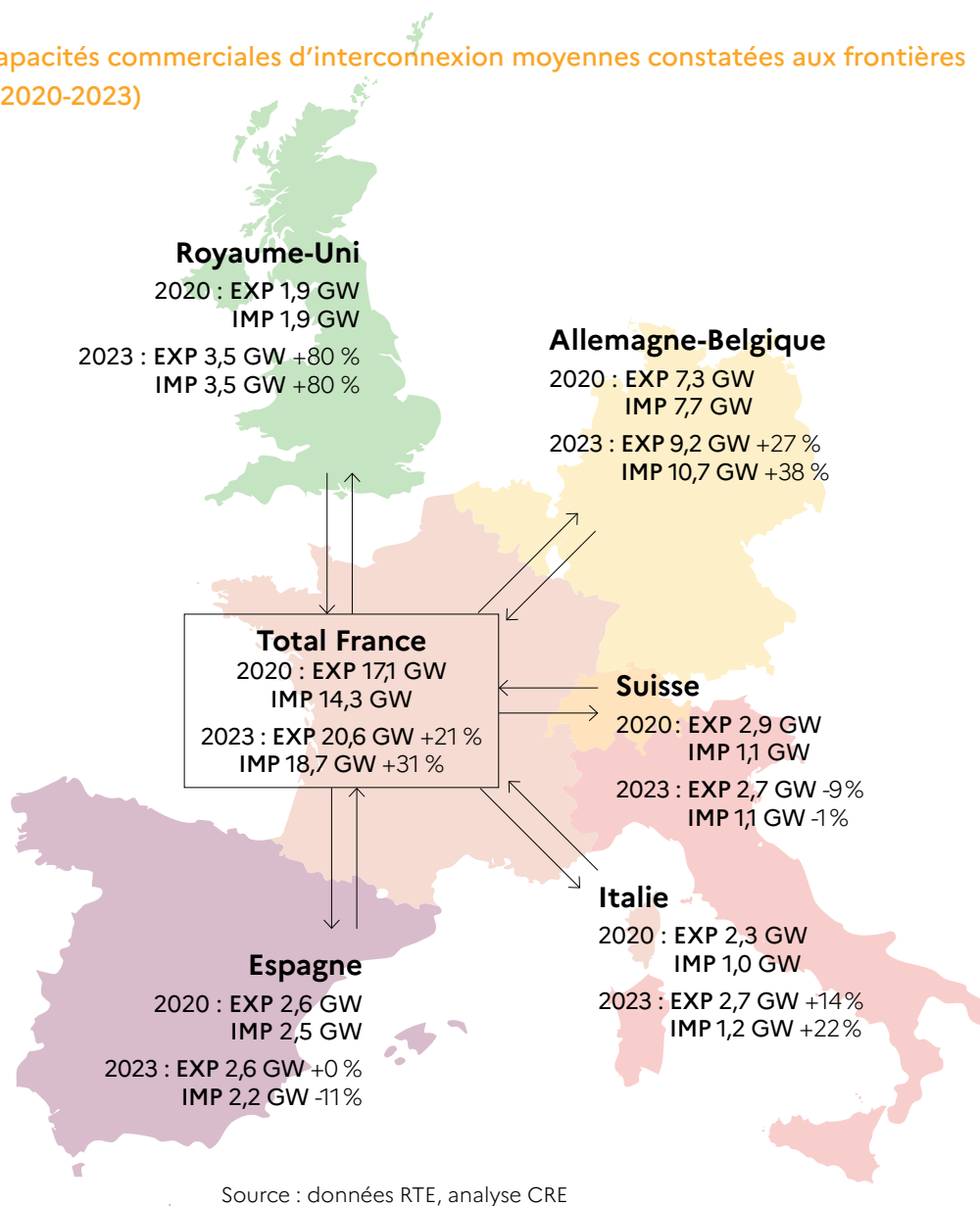
1.1. Bilan de l'utilisation des interconnexions électriques

Les interconnexions sont un moyen d'améliorer l'efficacité économique du système électrique en utilisant en priorité les moyens de production dont les coûts sont les plus bas à l'échelle européenne. Les échanges transfrontaliers se font donc des zones de production les moins chères vers les zones les plus chères. Le mécanisme européen de taxation du carbone (EU ETS), auquel sont soumises les centrales électriques, concourt également à réduire les émissions européennes de CO₂ en favorisant la production d'électricité à partir des centrales les moins émettrices, ce qui joue notamment dans l'appel des centrales au gaz plutôt qu'au charbon. Les interconnexions électriques contribuent également à la sécurité d'approvisionnement en exploitant les complémentarités entre parcs de production nationaux. Lors des périodes de tension, les surplus de production des uns permettent de compenser les déficits des autres.

1.1.1 Les capacités d'échanges ont fortement augmenté depuis 2020

La France, déjà largement interconnectée avec ses six pays voisins, a progressivement renforcé ses capacités d'interconnexion. En 2023, la capacité commerciale moyenne constatée mise à disposition par RTE a atteint 20,6 GW à l'export (soit une augmentation de 21 % par rapport à 2020). À l'import, elle a atteint 18,7 GW (+31 % par rapport à 2020), représentant plus de 12,5 % des capacités installées du parc de production français (ou 16 % en considérant les facteurs de charge des parcs éolien et solaire). Ces capacités d'importation représentent en 2023 22 % de la pointe de consommation maximale française. La différence entre les capacités d'interconnexion à l'import et à l'export à une même frontière est due aux caractéristiques des systèmes électriques. Par exemple, un pays structurellement importateur peut avoir des difficultés à dégager des surplus de production pouvant être exportés, cela est pris en compte dans la détermination des capacités d'interconnexion.

Figure 1 Capacités commerciales d'interconnexion moyennes constatées aux frontières françaises (2020-2023)



NOTE 1 : Les capacités d'interconnexion mises à disposition des acteurs de marché pour leurs échanges correspondent aux capacités commerciales moyennes calculées à l'échéance journalière (NTC J-2) pour l'ensemble des frontières, à l'exception de la région Allemagne-Belgique. Pour la région Allemagne-Belgique, elles correspondent à des positions maximales d'import et d'export moyennes de la France, qui ne sont en pratique que rarement atteintes (voir section 1.2.2.2).

NOTE 2 : Les capacités commerciales ne correspondent pas aux capacités physiques maximales mais font l'objet d'un calcul par les gestionnaires de réseau de transport (GRT) qui tient compte d'un ensemble de paramètres comme les règles de sécurité ou l'état des réseaux situés en amont et en aval des interconnexions. Les niveaux de capacités d'échanges effectivement utilisables varient ainsi dans le temps en fonction des configurations de réseaux, des maintenances planifiées ou fortuites, des méthodologies spécifiques de calcul de capacités d'échanges aux interconnexions, de la technologie utilisée pour l'interconnexion (courant continu ou courant alternatif) et des conditions météorologiques. Cela explique que l'on puisse constater des baisses à certaines frontières.

La hausse des capacités d'interconnexion de la France

La hausse des capacités d'échanges de la France est particulièrement marquée à la frontière avec la Grande-Bretagne, où la mise en service des interconnexions IFA 2 (1 GW) et ElecLink (1 GW) en janvier 2021 et mai 2022 a permis de doubler les capacités d'interconnexion physiques. Les capacités commerciales observées avec la frontière Allemagne-Belgique ont également connu une hausse importante, du fait notamment de plusieurs renforcements à la frontière franco-belge (renforcement des liaisons Aubange-Moulaine en 2021 et Avelin-Avelgem en décembre 2022). Ces renforcements ont permis d'augmenter les capacités commerciales d'interconnexion avec la Belgique d'environ 1,5 GW fin 2022 en réduisant les goulots d'étranglement qui restreignaient les échanges à cette frontière. À la frontière italienne, la mise en service de l'interconnexion Savoie-Piémont (1,2 GW), d'abord à mi-capacité à partir de novembre 2022, puis à pleine capacité à partir d'août 2023, a également renforcé les capacités d'échange physiques avec l'Italie. En outre, des améliorations du calcul de capacité ont dégagé des capacités supplémentaires aux interconnexions avec la région Allemagne-Belgique et l'Italie.

Des variations conjoncturelles réduisant les capacités d'interconnexion utilisables

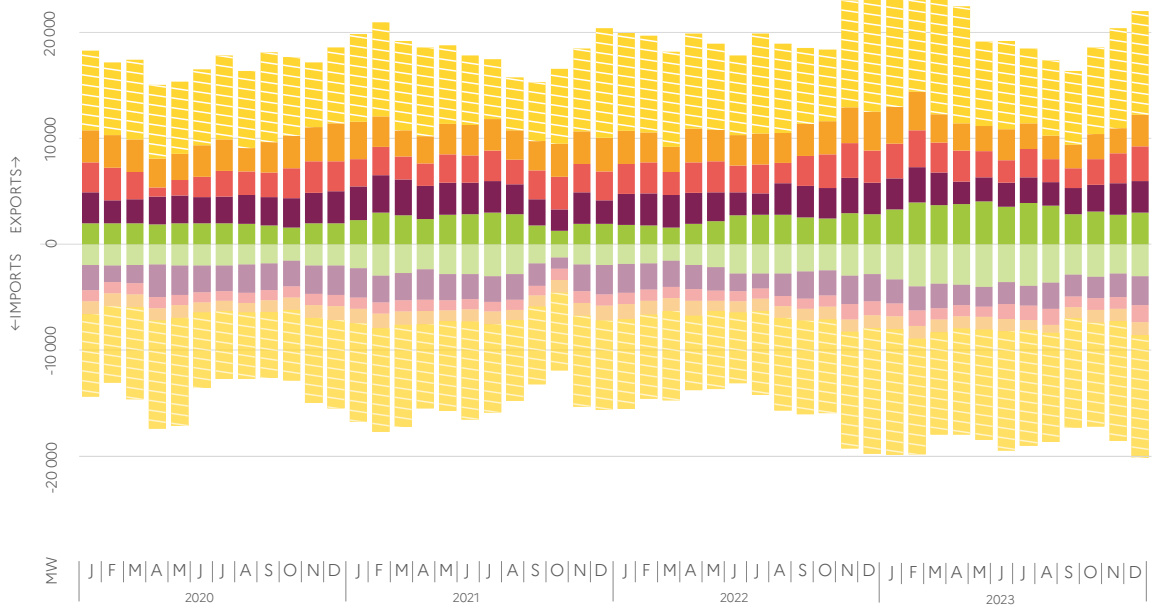
Les capacités d'interconnexion utilisables pour les échanges commerciaux varient fortement au cours de l'année, comme illustré dans la Figure 2. De manière générale, elles sont plus faibles en été qu'en hiver (en moyenne 8 % plus faibles sur la période 2020-2023). Cela s'explique notamment par les maintenances programmées par les GRT pendant les périodes où les systèmes électriques sont généralement moins tendus. Cela a particulièrement été

le cas à la frontière espagnole en octobre 2021 et pendant l'été 2022 de juin à fin juillet, surtout dans le sens des imports, en raison de travaux de maintenance programmés sur un ouvrage particulièrement déterminant pour les échanges transfrontaliers. D'importantes maintenances programmées ont également été observées à la frontière avec la région Allemagne-Belgique à l'été 2021. Enfin, des réductions de capacité sont également fréquemment observées au printemps et en été à la frontière italienne dans le sens des exports, en raison de limitations des importations côté italien les jours de faible consommation et de forte production renouvelable, pour garantir la stabilité de leur système électrique. Elles ont été particulièrement marquées entre mars et mai 2020, lors du premier confinement lié à la crise sanitaire.

Enfin, divers incidents ont provoqué des réductions fortuites de capacité, particulièrement marquées à la frontière britannique, à cause d'un incendie côté anglais qui a réduit la capacité de l'interconnexion IFA de moitié à partir de fin 2021 et tout au long de l'année 2022, puis d'un défaut interne sur le câble d'IFA 2 apparu en novembre 2023. À la frontière italienne, la mise en service de l'interconnexion Savoie-Piémont s'est accompagnée de plusieurs incidents affectant sa disponibilité (détection d'anomalies technologiques, travaux de consolidation d'un viaduc côté italien, incendie côté italien survenu en juin 2023). À la frontière espagnole, la tempête Gloria a conduit à des maintenances sur de nombreux ouvrages en Catalogne entre février et mars 2020, limitant fortement les capacités d'échange.

Les gestionnaires de réseau font néanmoins des efforts pour que les limitations de puissance, hors incidents et fortuits, ne soient pas positionnées pendant les périodes hivernales qui sont celles qui mettent le plus en tension les systèmes électriques nationaux.

Figure 2 Évolution mensuelle des capacités commerciales d’interconnexion aux frontières françaises (2020-2023)



NOTE : Les capacités commerciales représentées correspondent aux capacités NTC J-2 moyennes pour les frontières avec l’Espagne, l’Italie, la Grande-Bretagne et la Suisse, et aux positions maximales moyennes de la France à l’import et à l’export pour la frontière Allemagne-Belgique.

- Royaume-Uni > France

● Espagne > France

● Italie > France

● Suisse > France

▨ Allemagne/Belgique > France
- France > Royaume-Uni

● France > Espagne

● France > Italie

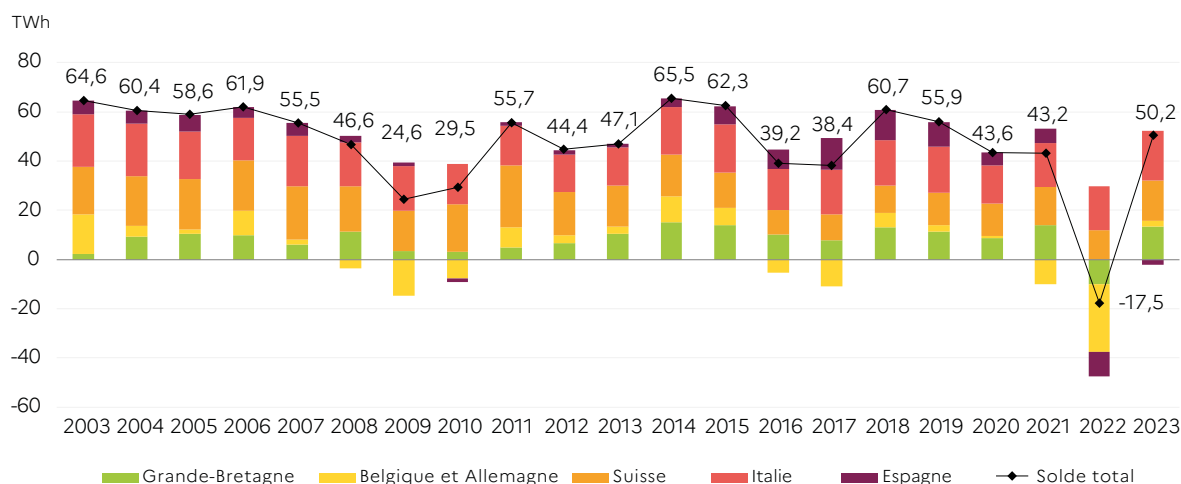
● France > Suisse

▨ France > Allemagne/Belgique

Source : données RTE, analyse CRE

1.1.2 Des échanges commerciaux marqués par les effets de la crise sanitaire puis par les tensions sur le parc de production français

Figure 3 Flux commerciaux nets annuels par frontière (2003-2023)



NOTE : Ce graphique représente les soldes des échanges commerciaux annuels par frontière, calculé comme la différence entre les volumes exportés et importés pendant l'année.

LECTURE : En 2022, le solde des échanges commerciaux de la France à la frontière avec la région Belgique-Allemagne s'établissait à 27,5 TWh d'importations.

Source : données RTE, ENTSO-E Transparency Platform, analyse CRE

Un premier recul du solde exportateur de la France sur 2020 et 2021

La France est historiquement un pays exportateur d'électricité en Europe, avec des exportations commerciales annuelles nettes moyennes avant 2020 de l'ordre de 50 TWh. Le solde exportateur de la France a commencé à reculer en 2020-2021 par rapport à 2018-2019, pour s'établir à environ 43 TWh. D'une part, les exportations françaises d'électricité ont sensiblement diminué en 2020, avant de retrouver en 2021 un niveau comparable à 2018.

D'autre part, les importations ont connu une première augmentation en 2020, avant d'atteindre en 2021 leur plus haut niveau depuis plus de 10 ans. Cette situation tient en grande partie à la pandémie de COVID-19, qui a causé une baisse généralisée de la consommation électrique en Europe et une baisse de la disponibilité des centrales nucléaires françaises en lien avec des décalages de maintenances. En 2020 et 2021, la France est néanmoins restée exportatrice nette vers l'ensemble des frontières limitrophes, à l'exception de la région Allemagne-Belgique.

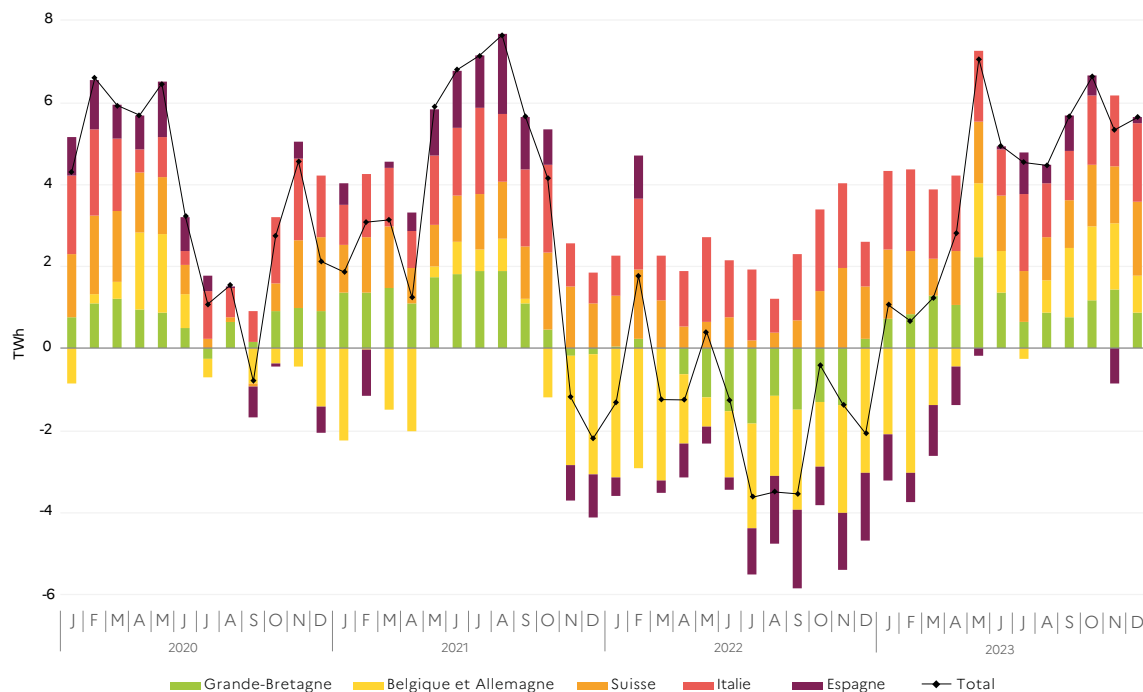
Après un solde exceptionnellement importateur en 2022, la France retrouve en 2023 sa position exportatrice historique

En 2022, le solde des échanges d'électricité de la France est devenu importateur (-17,5 TWh), du fait de la crise du parc nucléaire et du faible remplissage des réservoirs hydrauliques. Les exportations brutes ont fortement chuté tandis que les importations brutes ont culminé à une pointe historique de 73 TWh. Le solde net importateur de 17,5 TWh a représenté 4% de la consommation française. Sur l'année, la France a été importatrice nette près de 70% du temps, contre 38% en 2020 et 21% en 2021. Elle est restée, comme en 2021, importatrice nette avec la frontière Allemagne-Belgique, et est devenue, de manière plus exceptionnelle, importatrice nette depuis la Grande-Bretagne et l'Espagne. En revanche, elle a conservé sa position exportatrice nette vers l'Italie et la Suisse.

En 2023, la France a retrouvé un solde exportateur équivalent à la moyenne historique (50,2 TWh), et ce à l'ensemble des frontières, à l'exception de l'Espagne. Les volumes échangés en 2023 ont atteint leur niveau le plus élevé depuis 10 ans, avec des exports retrouvant les niveaux élevés de 2014-2015, et des imports qui restent supérieurs aux niveaux d'avant crise. En 2023, la France n'a été importatrice nette que sur 11% des heures de l'année.

Les variations mensuelles des échanges de la France illustrent le rôle des interconnexions pour exploiter les complémentarités entre systèmes nationaux

Figure 4 Flux commerciaux nets mensuels par frontière (2020-2023)



NOTE : Ce graphique représente les soldes des échanges commerciaux mensuels par frontière, calculé comme la différence entre les volumes exportés et importés pendant le mois.

LECTURE : En septembre 2022, le solde des échanges commerciaux mensuels de la France à la frontière avec la région Belgique-Allemagne s'établissait à 2,5 TWh d'importations.

Source : données RTE, ENTSO-E Transparency Platform, analyse CRE

En 2020-2021, le solde mensuel de la France est devenu importateur à trois reprises. En septembre 2020, mois de fortes exportations en temps normal, les décalages du programme de maintenance des centrales nucléaires dus à la pandémie de COVID-19 ont conduit la France à être importatrice nette. En novembre et décembre 2021, la position traditionnellement importatrice de la France en hiver à certaines frontières (Allemagne-Belgique, Espagne) s'est accentuée avec la découverte progressive d'anomalies sur plusieurs réacteurs nucléaires.

Sur tous les mois de l'année 2022, la France est restée importatrice nette, à l'exception des mois de février et mai où le solde était légèrement exportateur. Elle est restée importatrice nette avec la région Allemagne-Belgique et l'Espagne sur tous les mois de l'année et d'avril à novembre, avec la Grande-Bretagne. Le solde importateur mensuel a atteint son maximum à l'été 2022, lorsque la disponibilité des centrales nucléaires et hydrauliques était au plus bas.

Dès janvier 2023, la France a retrouvé sa position exportatrice nette, qui s'est maintenue sur tous les mois de l'année 2023. Le solde exportateur est resté limité sur les premiers mois de l'année en hiver, avec le maintien d'importations depuis la région Allemagne-Belgique et l'Espagne, avant de retrouver des niveaux similaires à la tendance historique au second semestre. Le solde exportateur au dernier trimestre de 2023 a atteint le niveau le plus élevé des dix dernières

années pour cette période, notamment grâce à une production éolienne importante, des températures douces et une disponibilité du parc nucléaire français plus élevée que les deux années précédentes. La France a notamment été très largement exportatrice vers la région Allemagne-Belgique sur les trois derniers mois de l'année 2023, alors que depuis 2015 elle était systématiquement importatrice nette sur cette période.

Tableau 1 Echanges commerciaux annuels par frontière (2020-2023)

TWh [% variation annuelle]	2020	2021	2022	2023
Exportations	77,5	86,2 [+11 %]	55,3 [-36 %]	93,1 [+68 %]
Allemagne-Belgique	15,9	12,1	5,8	21,2
Italie	16,3	18,7	19,5	21,1
Espagne	12,8	14,2	5,2	9,1
Grande-Bretagne	13,2	19,8	6,8	20,7
Suisse	19,4	21,5	17,9	20,9
Importations	34,0	43,1 [+27 %]	72,8 [+69 %]	42,9 [-41 %]
Allemagne-Belgique	15,0	22,2	33,3	18,7
Italie	0,9	1,0	1,6	1,1
Espagne	7,5	8,2	15,1	11,1
Grande-Bretagne	4,4	5,8	16,8	7,4
Suisse	6,2	6,0	6,0	4,5
Solde des échanges	43,5	43,1	-17,5	50,2

NOTE : données excluant les écarts de bouclage, le secours mutuel entre GRT et le rattrapage des pertes et des écarts.

Source : données RTE, ENTSO-E Transparency Platform, analyse CRE

Avec la Grande-Bretagne, l'évolution des échanges commerciaux a suivi la disponibilité des interconnexions : à la hausse, avec la mise en service des nouvelles interconnexions IFA 2 en 2021 et ElecLink en 2022, et à la baisse avec les avaries affectant IFA (de septembre 2021 à début 2023) et IFA 2 (à partir de novembre 2023). Le solde exportateur de la France vers la Grande-Bretagne a légèrement reculé en 2020, avant de s'établir en 2021 à un niveau aussi élevé qu'en 2015.

En 2022, le solde des échanges avec la Grande-Bretagne, habituellement largement exportateur, s'est exceptionnellement inversé (-10 TWh).

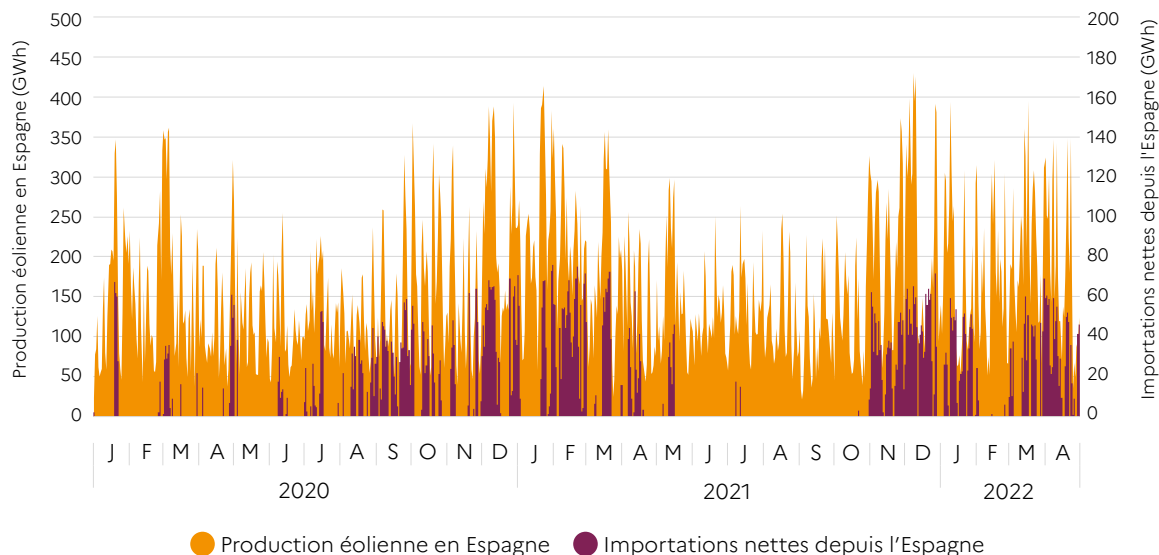
Avec la Suisse, le solde des échanges est resté exportateur entre 2020 et 2023, jusqu'à 16 TWh en 2023, tout en refluant en 2022 en lien avec la faible disponibilité des centrales nucléaires françaises. L'interconnexion est utilisée en moyenne à 70% de ses capacités et parfois dans le sens inverse de celui des écarts de prix. L'absence de couplage journalier et la présence de contrats long terme historiques disposant d'une priorité d'accès à cette interconnexion ne permettent pas d'optimiser son utilisation.

Avec l'Italie, le solde des échanges, quasiment exclusivement exportateur, est resté très élevé entre 2020 et 2023, en moyenne à 18 TWh. Sur la période, le taux d'utilisation de l'interconnexion s'est maintenu en moyenne à 85% et l'interconnexion a été utilisée dans le sens export plus de 90% du temps.

Avec l'Espagne, le solde des échanges, historiquement exportateur, est plus contrasté et dépend fortement des conditions météorologiques. La France

est généralement très exportatrice en été, en lien avec la forte demande espagnole tirée par l'utilisation de la climatisation. En hiver, à l'inverse, le surplus de production éolienne espagnole lors d'épisodes de vent abondant permet à l'Espagne (qui dispose de plus de 30 GW de capacité de production éolienne) d'exporter vers la France (voir Figure 5). La hausse des exportations en 2021 s'explique par des conditions météorologiques dégradées en Espagne (hiver rigoureux, été caniculaire et faible production éolienne). Sur l'année 2022, la France a importé quasiment quatre fois plus depuis l'Espagne et exporté deux fois moins que la moyenne des cinq années précédentes, en raison de la faible disponibilité du parc nucléaire français et de la mise en place du mécanisme dit « ibérique » à partir de juin 2022 (voir Gros plan n° 1). La frontière entre l'Espagne et la France est la seule caractérisée par des taux d'utilisation très proches à l'import et à l'export en raison de l'inversion fréquente des flux entre les deux pays.

Figure 5 Production d'électricité éolienne journalière en Espagne et importations nettes journalières positives de la France depuis l'Espagne (janvier 2020-avril 2022)



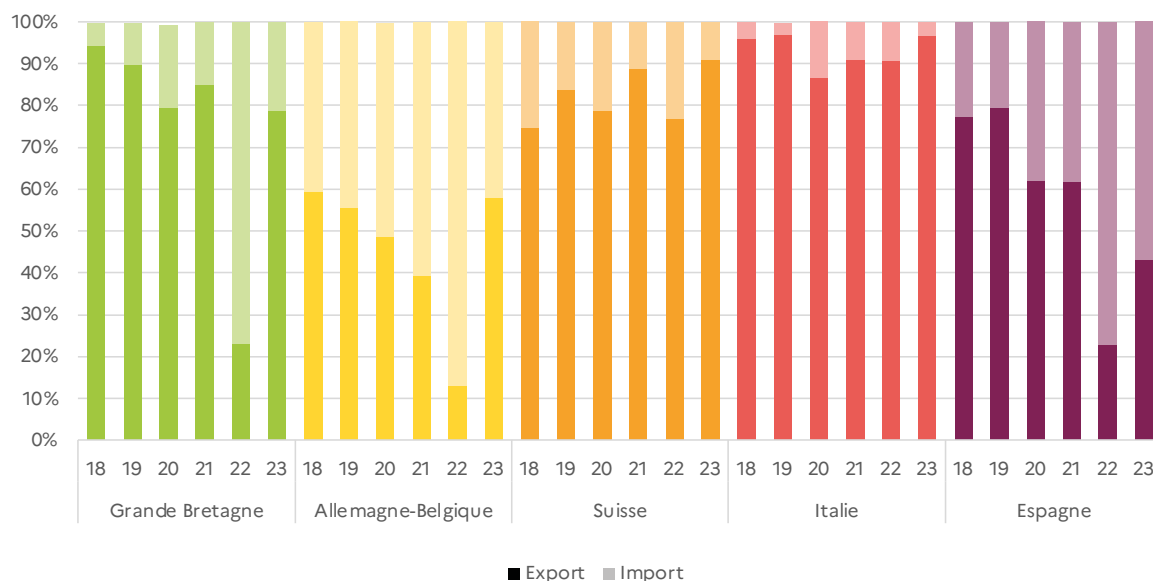
Source : données Red Eléctrica et RTE, analyse CRE

À la frontière Allemagne-Belgique, le solde des échanges quasiment à l'équilibre en 2020 est redevenu importateur en 2021. Cela s'explique par la très grande disponibilité des centrales nucléaires belges et le surplus de production éolienne allemande en hiver, mais aussi par des indisponibilités du parc nucléaire français, d'abord en début d'année puis de manière plus marquée à partir de l'automne 2021. En 2022, le solde importateur des échanges s'est fortement creusé, à 27,5 TWh, ce qui a fait de la frontière Allemagne-Belgique la première source d'importations pour la France en volume. En 2023, la France a retrouvé sa position exportatrice vers cette région (avec un solde toutefois limité), en raison d'une bonne disponibilité du parc de production français et des températures clémentes pendant l'hiver.

La Figure 6 ci-dessous reflète le sens

d'utilisation des interconnexions françaises (en pourcentage du temps), indépendamment du niveau des flux. Entre 2020 et 2023, les interconnexions avec l'Italie et la Suisse sont restées très majoritairement utilisées dans le sens export, respectivement 91% et 84% du temps. Les interconnexions avec l'Espagne ont été moins utilisées dans le sens export que les années précédentes (60% en 2020-2021 puis 33% en 2022-2023, contre 80% entre 2015 et 2019). Depuis 2018, l'interconnexion avec l'Allemagne et la Belgique est de plus en plus utilisée pour importer de l'électricité, jusqu'à 87% du temps en 2022, avant d'être utilisée 58% du temps à l'export en 2023. L'interconnexion avec la Grande-Bretagne est restée très utilisée dans le sens export sur la période, jusqu'à 85% en 2021, à l'exception de 2022 où elle a été utilisée très majoritairement à l'import (77% du temps).

Figure 6 Sens d'utilisation des interconnexions françaises (en pourcentage du temps) (2018-2023)



Source : données RTE, analyse CRE

ENCADRÉ N° 1

Le rôle des interconnexions électriques lors des périodes de tension en France en 2022-2023

Au cœur de la crise énergétique, les interconnexions électriques ont pleinement joué leur rôle en permettant à la France de couvrir sa consommation lorsque les marges de production nationales étaient très réduites, voire potentiellement insuffisantes, du fait des difficultés sur le parc de production français nucléaire et hydraulique. L'optimisation, à l'échelle européenne, de l'ensemble des moyens de production à court terme a contribué à ce que l'approvisionnement électrique français soit maintenu à des niveaux satisfaisants. La France, avec des problèmes d'approvisionnement électriques mais avec un approvisionnement gazier relativement peu tendu, a ainsi pu exporter du gaz et importer de l'électricité, notamment avec l'Allemagne dont les contraintes étaient symétriques (problèmes d'approvisionnement en gaz mais pas en électricité).

Été 2022

De mi-juin à fin septembre 2022, la France a été importatrice nette sur quasiment toutes les heures (à l'exception de la semaine du 7 au 15 août), en raison de la disponibilité historiquement basse du parc nucléaire français, qui n'était que de 27 GW en moyenne sur cette période (soit moins de la moitié du parc installé). Sur cette période, la France a importé quasi systématiquement depuis la région Allemagne-Belgique, l'Espagne et la Grande-Bretagne (en moyenne à une puissance de 3 GW depuis la région Allemagne-Belgique, 2 GW

depuis l'Espagne, 2 GW depuis la Grande-Bretagne). Elle était également fréquemment importatrice depuis la Suisse aux heures de pointe (19h-20h), mais est restée exportatrice vers l'Italie. Un maximum d'importations nettes sur l'été a été atteint le 24 août à 23h00 à 12,9 GW.

Hiver 2022-2023

Alors que le système électrique français était particulièrement sous tension durant l'hiver 2022-2023, les capacités d'interconnexion de la France à l'import ont atteint des niveaux élevés (19,7 GW en moyenne de novembre 2022 à février 2023, soit 30 % de plus que l'hiver précédent). Plusieurs facteurs y ont contribué :

- L'entrée en service partielle de l'interconnexion Savoie-Piémont au début de l'hiver a permis à la France de disposer de capacités d'importation depuis l'Italie 30 % supérieures à la moyenne historique (depuis 2017) à partir du 8 novembre 2022 jusqu'à fin février 2023. Ces capacités ont été particulièrement utiles au mois de décembre où la France a fréquemment importé de l'électricité depuis l'Italie.
- À la frontière britannique, les capacités d'importation utilisables étaient 65 % plus élevées pendant l'hiver que la moyenne observée depuis 2017, grâce à l'exploitation de la nouvelle interconnexion ElecLink et le retour d'IFA après avarie sur la deuxième moitié de l'hiver.
- À la frontière Allemagne-Belgique,

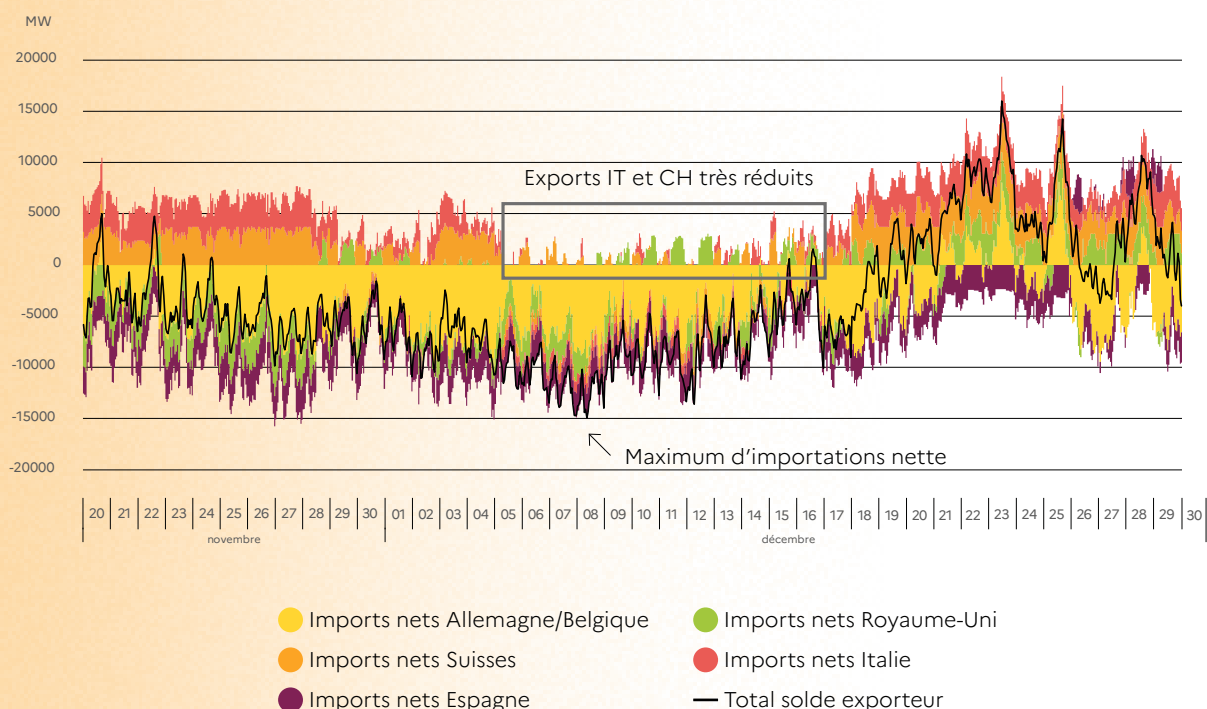
le renforcement de l'interconnexion Avelin-Avelgem a contribué à accroître les possibilités d'importation depuis la Belgique à partir de début décembre 2022. Dans le cadre de l'accord de solidarité franco-allemand du 25 novembre 2022 portant sur l'électricité et le gaz^[2], l'Allemagne a relevé par anticipation le seuil de capacité d'échange minimal utilisé dans le calcul des capacités d'interconnexion journalier de 31% à 41% à partir du 16 novembre 2022 au lieu du 1^{er} janvier 2023.

- Avec la frontière espagnole, RTE a reporté des maintenances dans le sud-ouest de la France pour ne pas

limiter la capacité disponible à l'interconnexion en prévision d'un hiver tendu.

Le solde importateur de la France a atteint son niveau le plus élevé entre le 25 novembre et le 15 décembre. Sur cette période, la France n'a été exportatrice nette que sur un seul pas horaire (sur plus de 500 heures), important en moyenne 5,8 GW depuis la région Allemagne-Belgique, 2,6 GW depuis l'Espagne et 1,1 GW depuis la Grande-Bretagne, tandis que les flux vers l'Italie et la Suisse étaient très réduits, voire parfois orientés à l'import.

Figure 7 Évolution du solde exportateur français au pas horaire entre le 20 novembre et le 30 décembre 2022



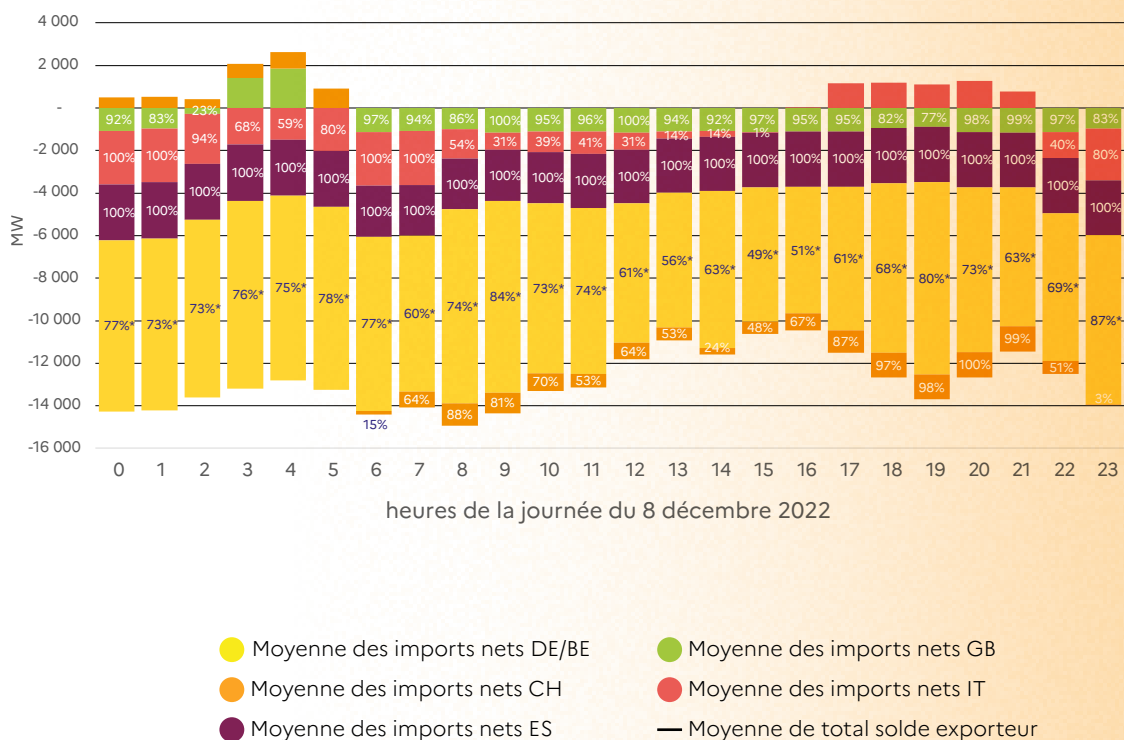
Source : données RTE, analyse CRE

L'exemple du 8 décembre 2022 témoigne du rôle des importations lors des jours de tension sur le système électrique français. Ce jour-là, qui avait été signalé par RTE comme un jour particulièrement tendu (jour dit « PP2 »), un maximum d'importations a été atteint à 8h00 à 14,9 GW. Sur les heures de la journée, les importations ont représenté en moyenne 18 % de la consommation française (et jusqu'à 22 % sur certaines heures).

Comme illustré dans la Figure 8, les capacités d'interconnexion avec l'Espagne ont été systématiquement saturées au cours

de la journée du 8 décembre pour approvisionner la France, et l'interconnexion avec l'Italie a été utilisée en moyenne à 89 % pour importer. Les importations depuis la Grande-Bretagne ont saturé l'interconnexion sur certaines heures du matin, et l'interconnexion avec la Suisse a été fortement utilisée lors des heures de pointe du matin et du soir. Enfin, la France a largement importé depuis l'Allemagne et la Belgique, jusqu'à des niveaux dépassant 80 % de la capacité importatrice maximale de la France avec cette région.

Figure 8 Importations françaises par pas horaire et % d'utilisation de l'interconnexion à l'import sur la journée du 8 décembre 2022



NOTE : Les taux d'utilisation à l'import correspondent au ratio des volumes importés sur les capacités commerciales calculées à l'échéance journalière (NTC J-2) à toutes les frontières hors Allemagne-Belgique, et au ratio des volumes importés sur les positions maximales des domaines flow-based pour la frontière Allemagne-Belgique.

Source : données RTE, analyse CRE

1.1.3 Le creusement des écarts de prix avec les marchés voisins

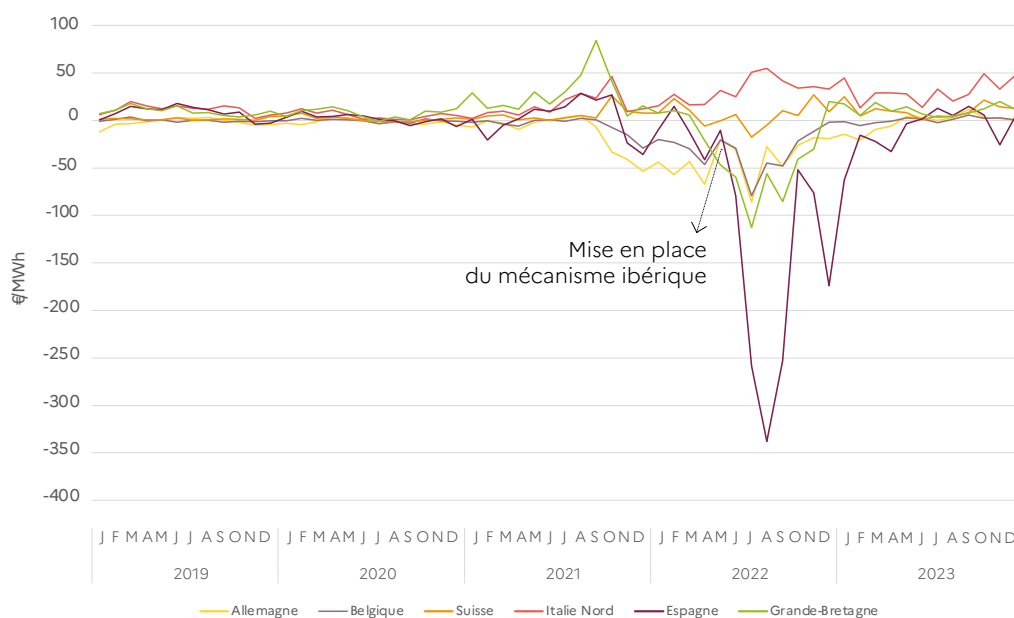
Le système électrique européen s'organise à court terme autour d'un marché de gros commun. Le marché journalier (communément appelé marché *spot*) révèle chaque jour, pour chaque heure du lendemain, un prix de l'électricité dans chaque pays (ou dans chaque zone de marché pour les pays qui ont plusieurs zones comme l'Italie). Ces prix de court terme ont une fonction essentielle dans l'organisation des échanges entre pays, puisqu'ils orientent les flux commerciaux des zones les moins chères vers les zones les plus chères, en utilisant les interconnexions. Le fonctionnement du marché de court terme est expliqué plus en détail dans la section 1.2.2.

La convergence des prix journaliers entre deux pays signifie que la capacité d'interconnexion est suffisante pour que les moyens de production marginaux les moins chers soient partagés entre ces

pays. En revanche, lorsque la capacité d'interconnexion est limitante, c'est-à-dire lorsque l'électricité qui pourrait être produite à partir des moyens les moins chers ne peut pas entièrement être acheminée vers l'autre zone (du fait de « congestions physiques »), les prix de gros journaliers ne peuvent pas être égaux, ce qui se traduit par l'apparition de différentiels de prix.

Après une année 2020 de forte convergence des prix journaliers entre la France et ses voisins, en lien avec la baisse générale des prix de gros causée par la crise du COVID-19, une progression exceptionnelle des écarts de prix avec les pays voisins a été observée à partir de l'été 2021, de manière différenciée selon les frontières. Ces écarts de prix journaliers se sont encore fortement accentués en 2022, atteignant leur plus haut niveau à l'été 2022.

Figure 9 Différentiels de prix de gros journaliers entre 2019 et 2023, moyennes mensuelles (différence entre le prix du pays voisin et le prix français)



Source : données EPEX, ENTSO-E et Gestore Mercati Energetici, analyse CRE

Tableau 2 Différentiels de prix de gros journaliers entre 2016 et 2023, moyenne annuelle (différence entre le prix du pays voisin et le prix français)

€/MWh	Grande-Bretagne	Allemagne	Belgique	Suisse	Italie	Espagne
2015-2020	11	-6	2	1,5	10	6,5
2021	28,5	12	-5	6	16	3
2022	-34	-40	-31	6	32	-108
2023	11	-2	0,4	11	31	-10

Source : données EPEX, ENTSO-E et Gestore Mercati Energetici, analyse CRE

Tableau 3 Taux de convergence annuel des prix journaliers français avec les pays voisins faisant partie du couplage unique journalier (pourcentage des heures de convergence totale)

	Allemagne	Belgique	Italie	Espagne
2020	46 %	48 %	37 %	39 %
2021	49 %	51 %	31 %	32 %
2022	34 %	34 %	38 %	27 %
2023	29 %	30 %	16 %	33 %

NOTE : Avec la Suisse et le Royaume-Uni, le taux de convergence est quasiment nul car ces pays, qui ne sont pas membres de l'UE, ne font pas partie du couplage unique journalier.

Source : données EPEX et Gestore Mercati Energetici, analyse CRE

Historiquement, la France présente un prix de gros journalier moyen plus faible que la Grande-Bretagne (-11€/MWh sur la période 2015-2020), l'Italie (-10€/MWh) et l'Espagne (-6,5€/MWh), mais plus élevé que l'Allemagne (+6€/MWh). Avec la Belgique et la Suisse, les prix moyens sont généralement très proches.

À partir de l'été 2021 jusqu'à fin 2022, les prix allemands et belges sont restés nettement inférieurs aux prix français (-40€/MWh et -31€/MWh sur l'année 2022, respectivement). Les prix français n'ont convergé avec les prix allemands et belges que sur un tiers des heures de l'année en 2022, après avoir atteint un taux de convergence élevé de 50 % en 2021.

À l'inverse, les prix français sont restés en moyenne en-dessous des prix italiens sur cette période (-32€/MWh en 2022), en raison de la forte dépendance du mix électrique de l'Italie au gaz (la moitié de sa production électrique provient du gaz, contre 6% en France) et de prix de gros du gaz plus élevés.

Avec la Grande-Bretagne et l'Espagne, la situation s'est inversée au cours de la crise : alors que la France bénéficiait de prix en moyenne moins élevés au début de la crise, les écarts de prix sont devenus négatifs à partir du printemps 2022, avant de se creuser significativement les mois suivants.

La Grande-Bretagne avait fait face en 2021 à plusieurs difficultés qui avaient réduit les marges de son système électrique (faible production éolienne, maintenances sur son parc nucléaire, avaries sur plusieurs interconnexions), conduisant à des prix plus élevés que dans le reste de l'Europe. À l'inverse, en 2022, elle a bénéficié de prix plus faibles que la majorité des pays européens, y compris la France (-34€/MWh), notamment grâce à une production renouvelable abondante et un système gazier moins exposé à la crise (très faible dépendance au gaz russe et capacités importantes d'importation de GNL).

Avec l'Espagne, les écarts de prix, qui étaient positifs sur la majorité de l'année 2021, se sont retrouvés ponctuellement négatifs en fin d'année 2021, en raison d'une forte production éolienne espagnole. À partir de mai 2022, la mise en place du « mécanisme ibérique » de plafonnement du prix du gaz pour la production d'électricité (voir Gros plan n° 1 ci-dessous) a conduit les prix espagnols à être structurellement plus bas que dans le reste de l'Europe, accentuant fortement les différentiels de prix entre la France et l'Espagne. La décorrélation a été la plus forte au mois d'août, au cours duquel les prix sur l'ensemble des

marchés européens ont atteint un pic exceptionnel provoqué par la forte baisse des approvisionnements en gaz russe, la très faible disponibilité du parc nucléaire français, une vague de chaleur et les effets de la sécheresse sur la disponibilité de l'hydroélectricité. Tandis que les prix *spot* observés en France, Allemagne, Belgique, Suisse, Italie et Grande-Bretagne dépassaient 400€/MWh sur le mois d'août 2022, les prix espagnols étaient, eux, limités à 155€/MWh. En moyenne sur l'année 2022, les prix journaliers espagnols ont été inférieurs aux prix français de 100€/MWh, et les prix sur les deux marchés n'ont convergé que sur 27% des heures de l'année (avec presque aucune convergence de juillet à septembre).

En 2023, les écarts de prix moyens ont retrouvé des niveaux similaires à ceux d'avant 2020 avec la Belgique, l'Allemagne et la Grande-Bretagne. Avec l'Espagne, les écarts négatifs se sont maintenus sur les premiers mois de 2023, avant de retrouver des niveaux moyens proches de l'historique. En revanche, les écarts positifs avec l'Italie sont restés à des niveaux aussi élevés qu'en 2022, du fait de prix de gros du gaz naturel toujours plus élevés en Italie. Sur l'année 2023, les taux de convergence avec les pays voisins ont été encore plus faibles qu'en 2022, témoignant d'une saturation plus fréquente des interconnexions françaises.

GROS PLAN N° 1

Le mécanisme ibérique, exemple de mesure d'urgence face à la crise de l'énergie

En avril 2022, les gouvernements espagnols et portugais ont proposé à la Commission européenne un mécanisme de plafonnement des prix de gros du gaz naturel utilisé pour les centrales électriques en Espagne et au Portugal (dit « mécanisme ibérique »), visant à réduire temporairement la facture électrique des consommateurs exposés aux variations des prix de gros de l'électricité.

Les consommateurs de la péninsule ibérique avaient en effet été particulièrement touchés par la crise, notamment du fait de l'indexation d'une grande partie des contrats des consommateurs résidentiels sur les prix de gros de court terme. En Espagne en particulier, le tarif réglementé, payé par environ 40% des consommateurs résidentiels, contenait une indexation aux prix horaires sur les marchés de gros de court terme.

Le 8 juin 2022, la Commission européenne a approuvé ce mécanisme^[3], pour une durée initiale s'étendant du 14 juin 2022 au 31 mai 2023, qui a finalement été prolongée jusqu'au 31 décembre 2023.

Principe du mécanisme

Sur les marchés européens de gros de court terme de l'électricité, le prix *spot* de chaque zone de marché est fixé par le coût marginal de la dernière centrale de production appelée pour satisfaire la demande. Le principe du mécanisme ibérique est de réduire directement le

coût d'approvisionnement des centrales thermiques (principalement à gaz mais aussi à charbon) par des subventions, ce qui permet de baisser artificiellement le coût de fonctionnement de ces centrales qui sont souvent appelées en dernier (dites « marginales »), et donc de réduire les prix *spot* de l'électricité dans l'ensemble de la péninsule ibérique.

Ce mécanisme permet ainsi, sans bouleverser l'ordre de préséance économique selon lequel les centrales de production sont appelées par ordre de coûts de production croissants, de diminuer les prix de gros pour tous les consommateurs. Il utilise l'effet de levier permis par le fonctionnement du marché de court terme : en agissant sur seulement une partie de la production ibérique, le mécanisme conduit à une réduction du prix de gros pour l'ensemble de la consommation électrique exposée au marché.

En pratique, le prix plafond journalier du gaz naturel a d'abord été fixé à 40 €/MWh (un niveau significativement inférieur au prix sur le marché de gros *spot* ibérique du gaz naturel qui était de l'ordre de 95 €/MWh en juin 2022), avec un rehaussement automatique mensuel prévu après six mois d'application. Les centrales à gaz et au charbon étaient ainsi indemnisées d'un montant quotidien reflétant la différence, lorsque celle-ci est positive, entre leur coût d'approvisionnement en gaz naturel sur le marché de gros ibérique et ce prix plafond. Bien que

3 Commission approves Spanish and Portuguese measures (europa.eu)

le mécanisme ibérique ait été prolongé à partir de mars 2023 pour s'appliquer jusqu'à décembre 2023, il n'a pas été activé sur cette période, les prix de gros du gaz naturel étant devenus inférieurs au prix plafond.

Le financement du mécanisme était assuré, d'une part, par une taxe sur les consommateurs d'électricité bénéficiant de cette mesure d'urgence et, d'autre part, par les recettes de congestion obtenues par le GRT espagnol compte tenu des écarts de prix entre les prix de gros journaliers français et espagnol attendus en forte augmentation^[4].

La Commission européenne a approuvé cette aide d'un montant de 8,4 Mds€ (6,3 Mds€ pour l'Espagne et 2,1 Mds€ pour le Portugal), au titre du contrôle des aides d'Etat, dans la mesure où elle ne remet pas en cause le fonctionnement du marché de gros de l'électricité européen basé sur l'ordre de préséance économique et que la subvention du coût du combustible fossile pour la production d'électricité contribue à réduire les prix de gros de l'électricité au bénéfice des consommateurs particulièrement exposés. Par ailleurs, l'aide est strictement limitée dans le temps et s'applique uniquement à la péninsule ibérique, faiblement interconnectée avec le reste du marché européen.

Les effets de la mise en place du mécanisme ibérique

Selon le régulateur portugais ERSE^[5], le mécanisme aurait permis de réduire la composante énergie des prix de détail pour les consommateurs ibériques ayant des contrats indexés sur le marché *spot* de l'ordre de 43 €/MWh en moyenne entre juin 2022 et janvier 2023, soit une baisse de 18 % par rapport à un scénario où le mécanisme n'aurait pas été mis en place. Ce bénéfice net découle de la différence, sur la période, entre le bénéfice lié à la baisse du prix *spot* ibérique par rapport à une situation sans mécanisme ibérique (estimée en moyenne à 112 €/MWh) et le coût supporté par les consommateurs pour financer le mécanisme (estimé en moyenne à 69 €/MWh). Cette analyse repose toutefois sur un scénario contrefactuel théorique simplifié^[6].

Ce mécanisme a conduit à une forte hausse des flux d'électricité de l'Espagne vers la France, en maintenant les prix de gros de l'électricité espagnols à un niveau plus bas que les prix français. Sur toute la durée de son application, les échanges d'électricité ont été quasi systématiquement orientés de l'Espagne vers la France. Il a également entraîné une augmentation de la consommation de gaz naturel en Espagne et au Portugal, en partie destinée aux exportations d'électricité.

4 La grande majorité des coûts du mécanisme a été supportée par les consommateurs électriques concernés par le mécanisme (6,7 Mds€), tandis qu'une faible portion a été financée par les recettes d'interconnexion avec la France (0,6 Mds€). Les consommateurs devant participer au financement du mécanisme représentaient initialement 56 % et 37 % des consommateurs espagnols et portugais, respectivement. Cette part a progressivement augmentée, atteignant 84 % et 66 % fin février 2023, avec l'inclusion, en plus des consommateurs ayant des contrats indexés sur les prix *spot*, les consommateurs renouvelant leurs contrats à prix fixe, qui ont également pu bénéficier de la baisse des prix sur le marché de gros.

5 ELE-WG-Price-Surge-Report.pdf (medreg-regulators.org)

6 Ce scénario contrefactuel suppose de définir une projection des prix de marché qui auraient été observés si le mécanisme n'avait pas été mis en place. Le prix théorique correspond dans cette analyse, pour chaque pas horaire, au prix *spot* qui a été réellement observé, augmenté du coût des subventions des combustibles fossiles supporté par les consommateurs, calculé par l'opérateur de marché. Cette méthodologie ne prend par exemple pas en compte l'effet des prix de gros sur l'évolution de la demande ibérique et des pays interconnectés.

Enfin, les écarts de prix élevés entre les deux pays ont provoqué une très forte hausse des recettes de congestion, partagées à parts égales entre les GRT français et espagnol RTE et REE (voir section 1.1.4), de même que les coûts des actions correctives (voir Gros plan n° 4) qui permettent aux GRT de lever les congestions sur l'interconnexion pour garantir les échanges.

Un mécanisme qui a alimenté les réflexions sur la réforme du marché européen de l'électricité

L'idée d'une extension du mécanisme ibérique à l'ensemble de l'UE avait fait partie des options discutées dans le cadre des règlements d'urgence européens et des réflexions sur la réforme du marché européen de l'électricité. En octobre 2022, le Conseil européen avait invité la Commission européenne à considérer cette option, qui pourrait permettre de limiter l'impact de la hausse des prix de gros du gaz sur les prix de l'électricité.

L'analyse coût-bénéfice réalisée par la Commission européenne souligne notamment les risques de fuite de la production d'électricité vers les pays voisins hors-UE (notamment la Suisse, la Grande-Bretagne et la Norvège), les difficultés liées au partage des coûts du mécanisme entre États membres (les subventions étant d'autant plus élevées pour les pays dont le mix électrique est fortement dépendant des centrales à gaz), et les risques d'une hausse de la consommation de gaz en Europe en pleine crise d'approvisionnement.

Cette option n'a finalement pas été retenue dans les textes législatifs européens. Le règlement d'urgence du 6 octobre 2022⁷ contient une mesure visant à redistribuer aux consommateurs d'électricité une partie de la rente inframarginale exceptionnelle des producteurs d'électricité décarbonée (mesure dite de « plafonnement de la rente inframarginale »). Contrairement au mécanisme ibérique qui est appliqué au niveau du marché de court terme, cette mesure repose sur le prélèvement *ex-post*, en dehors du marché, d'une partie des revenus de ces producteurs, ensuite redistribuée de manière ciblée aux consommateurs.

Pendant l'application de cette mesure, l'Espagne et le Portugal sont restés pleinement intégrés dans le marché intérieur européen. La baisse des prix *spot* espagnols a conduit d'une part à des exportations continues de l'Espagne vers la France, d'autre part à des recettes exceptionnellement élevées à cette interconnexion, dont la moitié sont revenues à RTE et ont été redistribuées aux consommateurs français.

L'option ibérique n'aurait pas été viable en France uniquement, car un prix de gros de l'électricité français artificiellement baissé aurait conduit à des exports massifs vers les pays voisins, à l'inverse du fort besoin d'importation de la France à l'époque.

⁷ Règlement (UE) 2022/1854 du Conseil du 6 octobre 2022 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie

1.1.4 Évolution des recettes d'interconnexion aux frontières françaises

Les recettes d'interconnexion collectées par le gestionnaire du réseau de transport (GRT) français RTE recouvrent d'une part, les recettes tirées des écarts de prix entre zones de marché en contrepartie de l'attribution des capacités d'interconnexion pour les échanges commerciaux (« recettes de congestion ») et d'autre part, les recettes issues de la participation des interconnexions aux mécanismes de capacité français et étrangers.

Les recettes issues de la vente des capacités d'interconnexion (« recettes de congestion »)

La capacité d'interconnexion permet d'acheter ou de produire de l'électricité dans une zone de marché pour la vendre ou la consommer dans une zone voisine. Les GRT vendent aux acteurs de marché une partie de ces capacités d'interconnexion à l'avance (à l'échéance dite de « long terme »), actuellement jusqu'à un an avant la livraison physique de l'électricité, pour leurs besoins de couverture physique ou financière.

À l'échéance journalière, les GRT reçoivent *via* les opérateurs du couplage des marchés européens (les bourses d'électricité) le produit des différentiels de prix entre zones de marché et des volumes échangés sur l'interconnexion concernée, lorsqu'il y a congestion physique, ce qui constitue les « recettes de congestion ». À l'échéance équilibrage, les GRT perçoivent des recettes liées à la participation des interconnexions françaises aux plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage.

Sauf accord spécifique, les recettes de congestion sont partagées à parts égales entre les GRT adjacents. Elles sont utilisées en priorité pour garantir la disponibilité effective des capacités allouées et développer les nouvelles capacités d'interconnexion. Les recettes restantes

viennent en déduction du tarif d'utilisation du réseau de transport d'électricité payé par les consommateurs d'électricité.

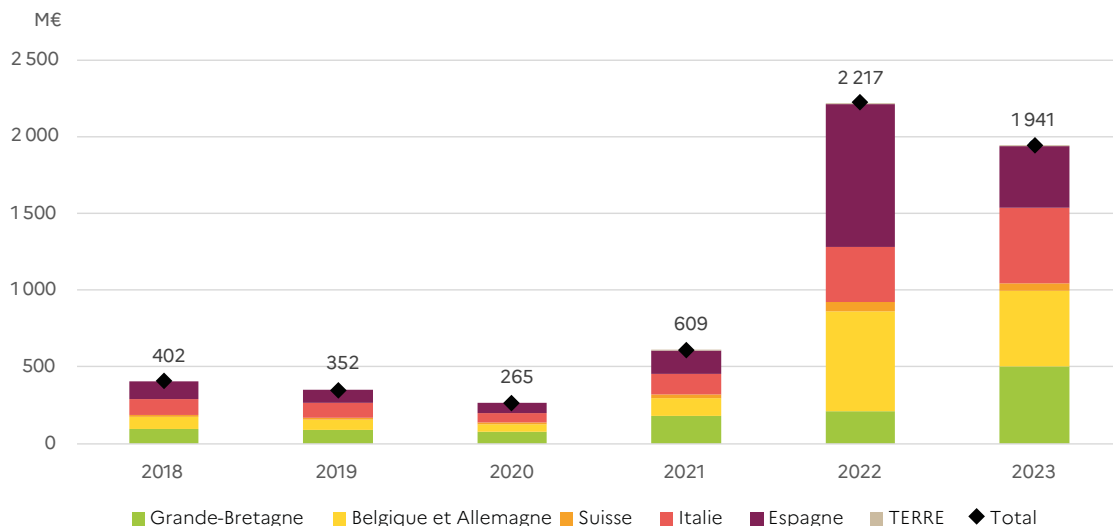
La Figure 10 présente l'évolution des « recettes de congestion nettes » annuelles de RTE, qui correspondent aux recettes de congestion après déduction des coûts engagés par RTE pour la rémunération des acteurs de marché ayant acquis la capacité d'interconnexion à long terme (le fonctionnement du marché des droits d'interconnexions de long terme est expliqué dans la section 2.2.1).

Après une année 2020 de baisse liée à la crise sanitaire, les recettes de congestion nettes ont fortement augmenté avec la crise de l'énergie, reflétant les plus grands volumes échangés mais surtout l'importance des différentiels de prix entre pays. Pour l'année 2022, les recettes de congestion nettes ont atteint 2,2 Mds€ (RTE a collecté 3,6 Mds€ de recettes de congestion brutes, tandis que les coûts liés à l'échéance long terme se sont élevés à 1,4 Mds€). La plus forte augmentation en 2022 a eu lieu aux frontières avec l'Espagne et la région Allemagne-Belgique, où les écarts de prix spot ont été particulièrement élevés. À la frontière britannique, la hausse a été limitée en raison de l'avarie sur IFA et des écarts de prix modérés en début d'année.

Pour l'année 2023, les recettes de congestion nettes se sont maintenues à un niveau élevé, à 1,9 Mds€ (2,7 Mds€ de recettes brutes ont été collectées par RTE aux frontières françaises, desquelles sont déduits 785 M€ de coûts liés à l'échéance long terme). Cela s'explique notamment par la persistance d'écarts de prix à terme importants au moment des enchères de capacité long terme organisées fin 2022 en lien avec les incertitudes concernant le passage de l'hiver 2022-2023, les prix

spot élevés au premier trimestre et l'importance des volumes échangés.

Figure 10 Recettes de congestion aux interconnexions françaises de RTE, nettes des coûts de fermeté et de rémunération des droits de transport à long terme (2018-2023)



NOTE : Ce graphique rapporte les recettes de congestion nettes collectées par RTE aux interconnexions françaises (hors mécanisme de capacité), calculées après déduction des coûts liés à la compensation de l'indisponibilité des capacités (fermeté) et à la rémunération des droits de transport à long terme. Sont rapportées également les recettes de congestion liées à la participation des interconnexions françaises à la plateforme européenne d'équilibrage TERRE (réserve tertiaire complémentaire – voir section 1.2.3).

Source : données RTE, analyse CRE

La CRE publie régulièrement des communications concernant l'utilisation des recettes de congestion aux frontières européennes, en application du Règlement électricité de 2019^[8]. Le bas niveau des recettes de congestion à la frontière suisse s'explique par la présence historique de contrats à long terme qui bénéficient d'un accès prioritaire à la capacité d'interconnexion.

En déduisant des recettes de congestion brutes l'ensemble des coûts engagés par RTE pour le fonctionnement des interconnexions existantes, c'est-à-dire, en plus des coûts liés à la rémunération des capacités de long terme, les charges liées

aux actions correctives des GRT pour garantir la fermeté des capacités (voir Gros plan n° 4) ainsi que les charges de capital de la partie du réseau français utilisée par les flux transfrontaliers et les charges d'exploitation associées, un excédent de 1,6 Mds€ en 2022 et 1,3 Mds€ en 2023 a été dégagé. La hausse des coûts totaux de fonctionnement des interconnexions pendant la crise a ainsi été largement compensée par le niveau élevé des recettes de congestion brutes.

Les recettes issues de la participation des interconnexions au mécanisme de capacité

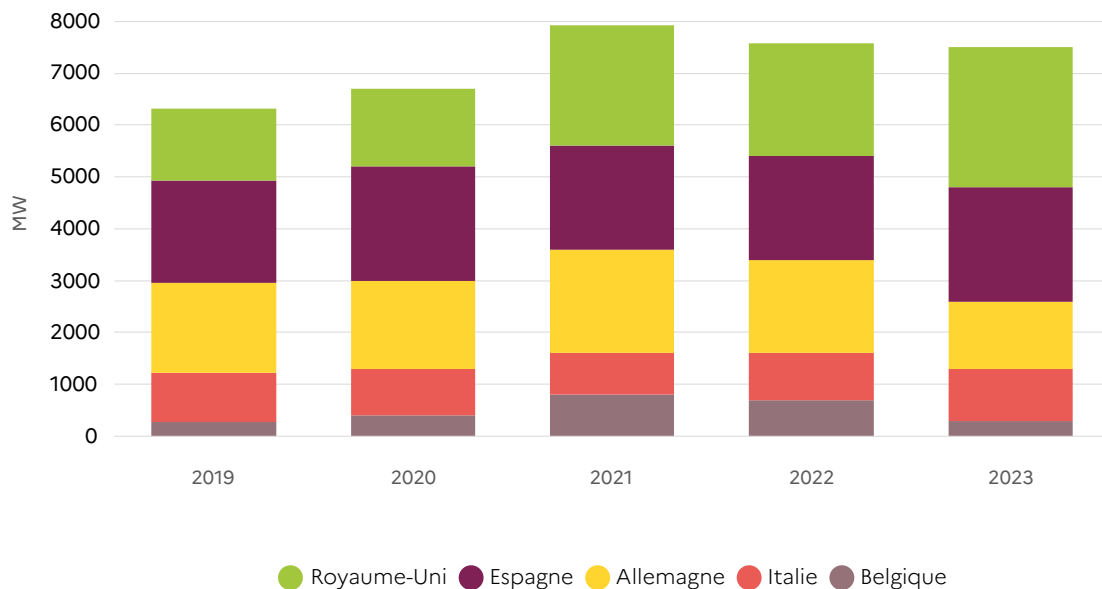
Depuis 2019, l'ensemble des interconnexions françaises participe au mécanisme de capacité français par l'intermédiaire de RTE (sauf pour l'interconnexion ElecLink de 1000 MW entre la France et le Royaume-Uni). À la frontière britannique, les interconnexions IFA (2000 MW) et IFA 2 (1000 MW) peuvent également prendre part aux mécanismes de capacité anglais depuis 2017. RTE perçoit donc une rémunération via les mécanismes de capacité français et britannique.

Les volumes de capacités d'interconnexion certifiées et vendus par RTE dans le cadre du mécanisme de capacité français sont établis à partir des simulations réalisées par RTE pour l'élaboration des bilans prévisionnels, dans lesquelles RTE estime la contribution de chaque frontière à la sécurité d'approvisionnement française, rééquilibrée selon les aléas qui peuvent affecter la disponibilité effective des interconnexions.

Au total, 6,7 GW ont été certifiés pour l'année de livraison 2020, 7,9 GW pour 2021, 7,25 GW en 2022, et 7,33 GW en 2023⁹ (voir Figure 11). Pour les années de livraison 2021, 2022 et 2023, RTE avait initialement certifié des volumes plus importants de capacités, mais a dû racheter une partie de ces certificats en cours d'année de livraison du fait d'une disponibilité de certaines interconnexions moins élevée qu'anticipée. En particulier, l'incendie survenu en septembre 2021 sur IFA a réduit la capacité disponible de l'interconnexion avec la Grande-Bretagne notamment durant l'hiver 2021-2022, période pendant laquelle les jours de disponibilité obligatoire des capacités certifiées sont placés. RTE avait ainsi dû racheter, en cours d'année, environ 200 MW de certificats pour l'année de livraison 2021, et 325 MW pour l'année de livraison 2022. Pour l'année de livraison 2023, la disponibilité plus faible que prévu des interconnexions aux frontières espagnole et anglaise avait conduit RTE à racheter 172 MW en cours d'année 2023. À l'inverse, pour l'année de livraison 2020, la contribution des capacités d'interconnexion avec l'Espagne à la sécurité d'approvisionnement française avait été plus importante qu'anticipée, c'est pourquoi RTE avait vendu 200 MW supplémentaires de certificats de capacité en cours d'année.

9 Pour chaque année de livraison, les capacités d'interconnexion sont vendues lors des dernières enchères de l'année précédente. Des ajustements peuvent également avoir lieu ultérieurement (en cours d'année de livraison ou plus tard) si la participation d'une interconnexion à la sécurité d'approvisionnement française est réévaluée à la hausse ou à la baisse par RTE.

Figure 11 Niveau de capacité d'interconnexion certifié par RTE dans le cadre du mécanisme de capacité français, par année de livraison (2019-2023)



NOTE : Pour l'année de livraison 2023, les capacités d'interconnexion certifiées correspondent aux volumes initialement vendus par RTE lors de la dernière enchère de 2022, sans prise en compte des réajustements ultérieurs. Les capacités certifiées à la frontière britannique ne prennent pas en compte l'interconnexion ElecLink qui n'est pas opérée par RTE.

Source : données RTE, analyse CRE

Jusqu'en 2021, les capacités d'interconnexion certifiées dans le cadre du mécanisme de capacité français étaient en augmentation, témoignant d'une contribution croissante des pays voisins à la sécurité d'approvisionnement française. À partir de 2022, les volumes ont diminué, principalement en raison d'une diminution de la contribution des frontières belge et allemande liée au déclassement de centrales nucléaires et thermiques dans ces deux pays. En effet, la contribution des interconnexions au mécanisme de capacité ne dépend pas que de la capacité de l'interconnexion, mais aussi de la capacité effective du pays concerné à exporter vers la France lors des périodes de tension sur le système électrique

français. À l'inverse, la contribution des interconnexions avec la Grande-Bretagne a considérablement augmenté à partir de 2021, avec la mise en service de l'interconnexion IFA 2. La contribution de la frontière britannique a encore augmenté à compter de l'année de livraison 2023 avec la certification de 900 MW de capacité d'interconnexion additionnels pour l'interconnexion ElecLink.

Depuis 2022, les pays qui participent le plus à la sécurité d'approvisionnement française du point de vue du mécanisme de capacité sont l'Espagne et la Grande-Bretagne. Pour la frontière espagnole, les capacités certifiées (2,2 GW en 2023) correspondent presque au maximum des capacités d'interconnexion disponibles, car l'Espagne dispose de marges de production suffisantes pour saturer l'interconnexion à l'export lorsque la France fait face à une situation tendue. Dans les nouvelles règles du mécanisme de capacité approuvées en octobre 2023^[10], la contribution de la frontière avec la région Allemagne-Belgique est estimée en forte augmentation à partir de 2025, du fait de la mise en service de nouvelles capacités de production fonctionnant au gaz et du fort développement des énergies renouvelables prévus dans ces deux pays.

Les recettes d'interconnexion collectées par RTE au titre de la participation au mécanisme de capacité français ont augmenté significativement pour l'année de livraison 2021 par rapport à l'année de livraison 2020, avec la hausse du prix de la capacité lors de l'enchère de décembre 2020 (39 095 €/MW), reflétant les tensions anticipées sur la sécurité d'approvisionnement pour l'année 2021. Pour l'année de livraison 2022, les recettes étaient moins importantes du fait d'un prix moins élevé de la capacité lors de l'enchère de décembre 2021 (23 900 €/MW). Pour l'année suivante, l'atteinte du prix plafond de la capacité lors de l'enchère de décembre 2022 (60 000 €/MW), durant laquelle RTE a vendu les capacités d'interconnexion certifiées pour l'année de livraison 2023, a conduit à une très forte hausse des recettes pour RTE.

La participation française aux mécanismes de capacité étrangers de l'UE devrait être mise en œuvre dans les prochaines années, après signature d'accords bilatéraux avec les GRT des pays voisins. Des échanges avec la Belgique sont déjà en cours.

10 Arrêté du 5 octobre 2023 modifiant les règles du mécanisme de capacité pris en application des articles R. 335-1 et suivants du code de l'énergie : https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/documentsLibrary/2023-10-05_REGLES_MECANISME_DE_CAPACITE_0968_en

Tableau 4 Recettes d'interconnexion de RTE issues du mécanisme de capacité français (hors réajustements), par année de livraison (2020-2023)

Recettes perçues par RTE (M€)	Année de livraison du mécanisme de capacité			
	2020	2021	2022	2023
Recettes issues de la vente initiale des capacités d'interconnexions lors de la dernière enchère de l'année N-1	95,0	266,9	154,7	368,6
Réajustements ultérieurs en fonction de la disponibilité effective des interconnexions	1 Vente additionnelle de 200 MW à la frontière espagnole	-2,98 Rachat de 152 MW à la frontière britannique (incendie IFA)	-4,66 Rachat de 325 MW à la frontière britannique (incendie IFA)	-8,05* Rachat de 162 MW à la frontière espagnole

NOTE : Les réajustements pour l'année de livraison 2023 incluent uniquement les opérations qui ont été réalisées avant le 25 mai 2024. Des rachats sont prévus pour l'année de livraison 2023 lors de l'enchère de septembre 2024.

Source : données RTE, analyse CRE

Les recettes perçues par RTE au titre du mécanisme de capacité du Royaume-Uni sont restées relativement stables sur la période 2020-2023. Elles se sont établies à 12,3 M€ en 2020, 15,5 M€ en 2021, 10 M€ en 2022 et 12,4 M€ en 2023^[11].

11 Il s'agit des recettes perçues par RTE au cours l'année, et non en fonction de l'année de livraison.

ENCADRÉ N° 2

Interconnexions et mécanismes de capacité

Dans l'Union européenne, l'enjeu de la sécurité d'approvisionnement représente une dimension majeure des politiques énergétiques nationales. Dans le même temps, les systèmes électriques nationaux étant interconnectés, les États membres participent à la sécurité d'approvisionnement de leurs voisins. Face à un risque de défaillance dans un État membre, les importations peuvent permettre de rétablir l'équilibre offre-demande.

Afin d'encadrer la mise en place des mécanismes nationaux visant à assurer la sécurité d'approvisionnement (« mécanismes de capacité »), qui sont des aides d'État dans la loi européenne, et en particulier d'éviter le surdimensionnement des parcs de production nationaux, le règlement (UE) 2019/943^[12] sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après le « règlement électricité de 2019 ») encourage la mutualisation des capacités de production à l'échelle européenne à travers la participation des échanges transfrontaliers aux mécanismes de capacité nationaux. La contribution des pays frontaliers, définie selon la méthodologie publiée par l'ACER en 2020^[13], dépend à la fois des contraintes sur les capacités d'interconnexion et des marges de production pour l'exportation vers le pays voisin en période de tension sur son équilibre

offre-demande.

Dès la mise en place de son mécanisme de capacité en 2017, la France s'était engagée auprès de la Commission européenne à intégrer la participation des capacités de production étrangères^[14]. Dans un premier temps, les interconnexions participaient de manière implicite : leur contribution était estimée statistiquement et diminuait les besoins de capacités de production nationaux. Depuis 2019, les interconnexions sont prises en compte de manière explicite. Une procédure « simplifiée » est appliquée, où les interconnexions sont valorisées par RTE sans impliquer directement les moyens de production des pays voisins. Les recettes issues de la vente de ces certificats de capacité sont perçues par RTE et reviennent aux consommateurs d'électricité via le TURPE.

À l'heure actuelle, les capacités d'interconnexion certifiées par RTE pour le mécanisme de capacité français sont calculées selon la contribution de chaque interconnexion à la sécurité d'approvisionnement française, c'est-à-dire la réduction du risque de défaillance pour une année de livraison. Cette contribution est calculée à partir des prévisions de disponibilité de la capacité

12 RÈGLEMENT (UE) 2019/ 943 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL - du 5 juin 2019 - sur le marché intérieur de l'électricité (europa.eu)

13 Décision n°36/2020 du 22 décembre 2020 relative aux spécifications techniques pour la participation transfrontalière dans les mécanismes de capacité : https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2036-2020_Annexes/ACER%20Decision%2036-2020%20on%20XBP%20CM%20-%20Annex%20I%20-%20technical%20specifications.pdf

14 State aid: Commission approves revised French market-wide capacity mechanism: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_16_3620

d'interconnexion et du parc de production du pays concerné pendant les jours de pointe en France (entre 15 et 25 jours sélectionnés par RTE pendant l'hiver électrique de début novembre à fin mars), afin d'assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement fixé en France à trois heures de défaillance par an^[15]. À partir de 2026, dans le cadre de la refonte du mécanisme de capacité français, la mise en place d'une procédure « approfondie » avec certains pays voisins va permettre de rémunérer les exploitants de capacité de production étrangers au même titre que les capacités de production françaises certifiées.

Le règlement électricité de 2019 prévoit que la mise en place d'un mécanisme de capacité dans un État membre soit temporaire et conditionnée à l'identification d'un problème d'adéquation dans l'étude d'adéquation européenne réalisée par l'ENTSO-E (*European Resource Adequacy Assessment*, ERAA) et dans l'étude d'adéquation nationale, si elle existe. Dans ces études, qui doivent modéliser les échanges transfrontaliers selon une méthodologie publiée par l'ACER^[16], le choix des paramètres clefs relatifs aux interconnexions peut avoir un impact significatif sur les risques d'inadéquation identifiés.

En particulier, il faut s'assurer que les imperfections du marché et les contraintes de réseaux seront correctement prises en compte afin de ne pas risquer de sous-estimer les risques d'inadéquation. Dans certaines situations, les importations d'électricité en période de pointe peuvent en effet ne pas être possibles, notamment si les interconnexions sont

déjà saturées ou si les capacités de production du pays voisin sont déjà pleinement utilisées pour la consommation domestique ou pour des exports vers d'autres pays. Ce dernier cas peut se produire lorsque plusieurs pays voisins font face, de manière simultanée, à un risque de défaillance.

Ainsi, l'étude d'adéquation française (bilan prévisionnel 2023) de RTE^[17] prend pour hypothèse dans ses trajectoires de référence une contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement stable à l'horizon 2035 par rapport à aujourd'hui, malgré le développement de nouvelles interconnexions. Cette approche prudente vise à intégrer les nombreuses incertitudes qui pèsent sur l'évolution des capacités de production dans les pays voisins (par exemple sur les trajectoires de fermeture des centrales thermiques ou le rythme de développement des énergies renouvelables).

Face à la résurgence des risques sur la sécurité d'approvisionnement en électricité en Europe, notamment au cours de l'hiver 2022-2023, la réforme du marché européen de l'électricité adoptée en mai 2024^[18] a fait évoluer le cadre relatif à la mise en place de mécanismes de capacité. Alors que ces mécanismes étaient jusqu'ici considérés comme des mesures de dernier recours, le règlement électricité révisé les conçoit désormais comme des éléments structurels du marché européen. Des mesures visant à assouplir les processus d'approbation des mécanismes de capacité par la Commission européenne sont ainsi prévues, y compris une révision de la méthodologie ERAA de l'ACER.

15 Dans le Bilan prévisionnel (BP) de RTE, il s'agit du scénario « après équilibrage à 3h », c'est-à-dire après l'ajout ou la suppression de certaines capacités en France afin d'assurer le critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics en France à trois heures de défaillance par an en moyenne.

16 ACER, Methodology for the European resource adequacy assessment, octobre 2020

17 Les bilans prévisionnels | RTE (rte-france.com)

18 Règlement du Parlement européen et du Conseil modifiant les règlements (UE) 2019/942 et (UE) 2019/943 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union : <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-1-2024-INIT/fr/pdf>

La crise a montré la forte valeur assurantielle des interconnexions françaises

Pendant la crise, la forte hausse des recettes de congestion collectées par RTE a renforcé la rentabilité des interconnexions françaises, conduisant à un excédent de 2,9 Mds€ sur la période 2022-2023.

Le financement des interconnexions, en particulier les coûts d'investissements qui sont généralement élevés, est porté par le tarif d'utilisation des réseaux de transport d'électricité (TURPE) de RTE, donc essentiellement par les consommateurs d'électricité. Dans la période précédant la crise, les recettes d'interconnexion collectées par RTE (recettes de congestion et recettes issues des mécanismes de capacité) représentaient de l'ordre de 400 M€ par an, soit environ 10% du revenu autorisé de RTE. Ces recettes permettaient de couvrir les annuités d'amortissement et de rémunération des interconnexions déjà en service.

Le rôle majeur des interconnexions pendant la crise pour l'équilibre physique du système électrique s'est traduit sur le plan financier, *via* le fonctionnement du marché intérieur, par un niveau extraordinairement élevé des recettes de RTE en 2022 et 2023. Ces recettes, qui reviennent *in fine* aux consommateurs, matérialisent la valeur assurantielle des interconnexions, qui par définition ne se manifeste qu'en cas de tension exceptionnelle sur l'approvisionnement.

Pour l'année 2022, la CRE a décidé^[19] que l'excédent de recettes tarifaires de RTE par rapport à la trajectoire prévisionnelle retenue dans le TURPE en vigueur^[20], principalement liée aux recettes de congestion exceptionnelles, devait être restitué de manière anticipée aux utilisateurs du réseau, dans un contexte de forte hausse sur la part énergie dans les factures. Cela a représenté un montant de 1,9 Mds€, soit une diminution de 48,2% du TURPE pour les clients de RTE^[21].

19 Délibération de la CRE du 8 décembre 2022 portant décision relative à la mise en oeuvre d'un versement anticipé exceptionnel d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de RTE

20 Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)

21 La CRE fixe le montant du versement exceptionnel de RTE à 1,939 milliard d'euros au titre de 2022

1.2. Évolution des règles d'utilisation des interconnexions électriques

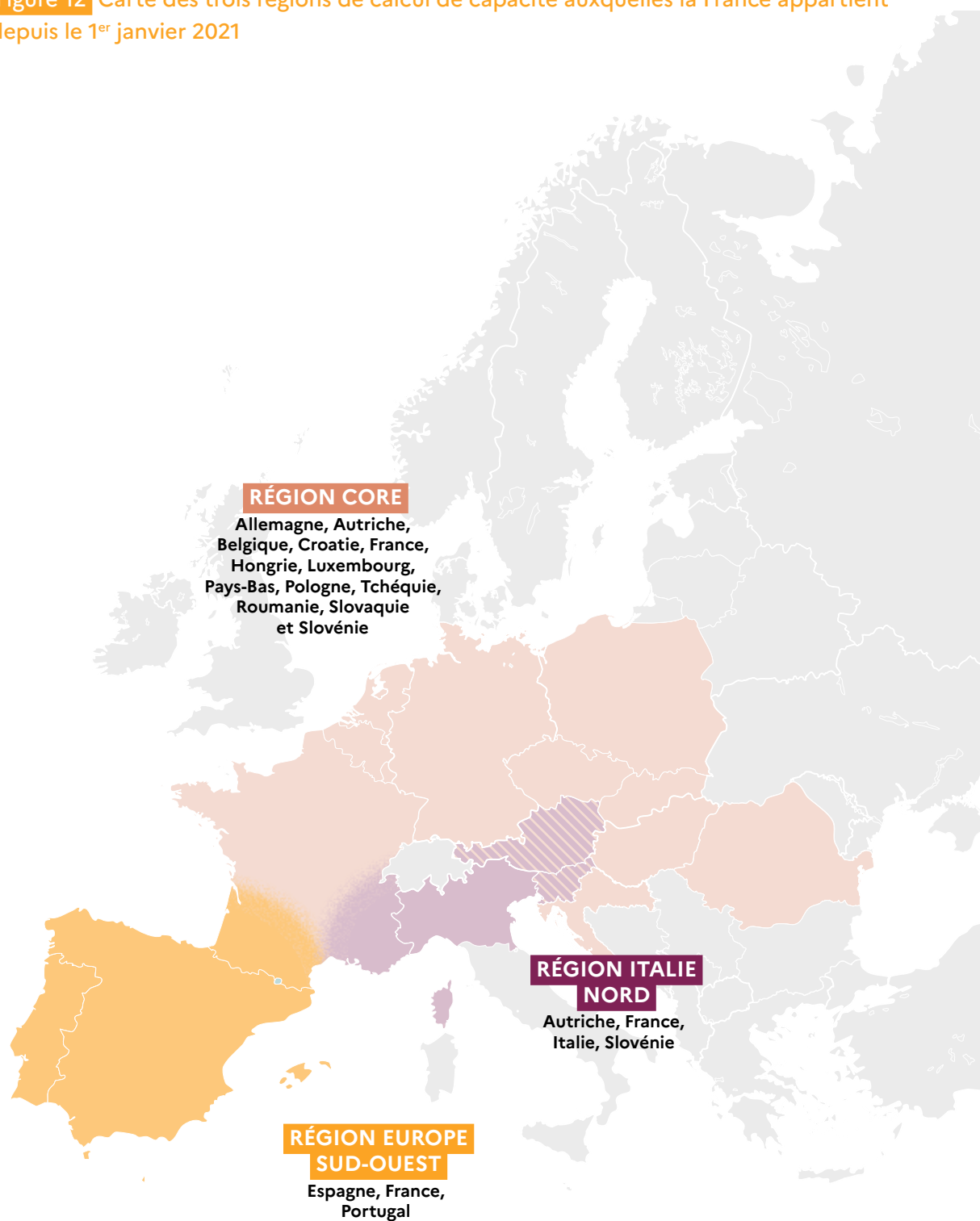
Le marché intérieur européen de l'électricité est constitué d'un ensemble de zones de marché (*bidding zones*), au sein desquelles et entre lesquelles les acteurs de marché peuvent échanger de l'électricité, soit sur les bourses de manière anonyme, soit de manière bilatérale (« *over the counter* ») à différentes échéances, du très court terme au long terme (jusqu'à plusieurs années à l'avance en ce qui concerne les transactions à terme). Ces zones sont reliées entre elles par les interconnexions qui sont un élément central du marché intérieur en permettant les échanges transfrontaliers.

Pour obtenir de la capacité d'interconnexion et échanger avec une autre zone de marché, un acteur de marché a deux possibilités. Il peut acheter des droits de transport à long terme dans une direction, qui sont commercialisés par les GRT (jusqu'à un an à l'avance dans l'UE) ; on parle d'allocation « explicite » des capacités. Il peut également réaliser un échange d'énergie sur les marchés de court terme européens, et si cet échange donne lieu à un flux transfrontalier, les capacités de transport correspondantes sont attribuées simultanément. On parle dans ce cas d'allocation « implicite » et de couplage des marchés.

Les capacités d'interconnexion disponibles pour les échanges sont déterminées par les GRT à plusieurs échéances, depuis la ou les années précédentes jusqu'au jour de livraison. Les calculs qui servent à déterminer les capacités d'interconnexion sont affinés à mesure que l'on se rapproche de leur utilisation concrète et où la connaissance des conditions réelles de leur fonctionnement s'améliore. Aux échéances les plus lointaines (par exemple un an à l'avance), l'incertitude sur l'état du réseau le moment venu est telle que les GRT déterminent la capacité d'interconnexion en conservant un niveau de marge plus important que lors des calculs réalisés aux échéances de court terme et de l'équilibrage. Les niveaux d'échange effectifs sont ensuite déterminés par l'algorithme de couplage des marchés, en fonction des ordres déposés par les acteurs de marché sur les bourses d'électricité.

Depuis la sortie définitive du Royaume-Uni de l'Union européenne le 1^{er} janvier 2021 (voir Encadré n° 3 ci-dessous), la France n'est plus intégrée qu'à trois régions de calcul de capacité : Core, Italie Nord et Europe du Sud-Ouest. Plusieurs codes de réseau et lignes directrices, pris en application des textes européens, ont décliné opérationnellement le processus d'intégration des marchés de l'électricité et de gestion des interconnexions à toutes les échéances.

Figure 12 Carte des trois régions de calcul de capacité auxquelles la France appartient depuis le 1^{er} janvier 2021



Source : CRE

ENCADRÉ N° 3

Le cadre juridique d'utilisation des interconnexions avec le Royaume-Uni post-Brexit

Le 1^{er} février 2020, le Royaume-Uni a officiellement quitté l'Union européenne ce qui a abouti de fait à sa sortie du marché intérieur de l'électricité le 1^{er} janvier 2021 après la fin de la période de transition instituée qui permettait la prolongation de l'application des acquis communautaires. Cette sortie du marché intérieur n'a eu que peu d'impact sur l'échéance de long terme (voir section 1.2.1.2), le Royaume-Uni conservant les mécanismes d'allocation de capacités existants. En revanche, le Royaume-Uni ne peut plus participer aux couplages européens journaliers et infrajournaliers, ce qui a désoptimisé les flux commerciaux entre le Royaume-Uni et ses voisins (voir Gros plan n° 3). Pendant la crise, le Royaume-Uni a exporté de grandes quantités d'électricité vers la France, cependant les flux n'ont pas toujours été pleinement cohérents avec les écarts de prix entre les deux pays. Le couplage des marchés aurait permis d'atteindre un niveau plus élevé d'exportation vers le continent.

Le 30 décembre 2020, l'Union européenne et le Royaume-Uni ont conclu un accord de commerce et de coopération (ci-après « l'Accord ») qui est entré définitivement en vigueur le 28 février 2021.

Sont exclues du champ de l'Accord les interconnexions électriques à l'intérieur du marché unique comprenant l'Irlande et l'Irlande du Nord. La coopération des GRT et des régulateurs européens et britannique est prévue dans chacun de ces domaines, sous l'égide d'un « comité spécialisé de l'énergie ».

L'Accord reprend les grands principes européens de fonctionnement des marchés de l'énergie (formation efficace des prix sur les marchés de gros, libre choix des fournisseurs d'énergie, utilisation efficace des interconnexions) et de la régulation des réseaux (concurrence, non-discrimination et séparation patrimoniale).

L'Accord prévoit que l'allocation de capacités et la gestion des congestions doivent être coordonnées entre les GRT de l'UE et du Royaume-Uni, être fondées sur le marché, transparentes et non-discriminatoires. À toutes les échéances, le niveau maximal de capacité des interconnexions électriques doit être mis à disposition du marché dans le respect de la sûreté du réseau et de son utilisation la plus efficace. La capacité d'interconnexion électrique ne peut être réduite que dans les situations d'urgence et de manière non-discriminatoire.

L'Accord prévoit l'extinction des dispositions applicables à l'énergie le 30 juin 2026, sauf si le conseil de partenariat, constitué de représentants de l'Union et du Royaume-Uni, décide de prolonger l'application de ces dispositions. Si les conditions politiques sont réunies, le plus efficace d'un point de vue technique et économique serait que le Royaume-Uni réintègre l'ensemble des processus européens concernant l'électricité, qui sont régis par les codes de réseaux relatifs à la gestion opérationnelle du réseau électrique, du marché et des interconnexions.

1.2.1 Échéance de long terme

Une partie de la capacité d'interconnexion est commercialisée par les GRT avant l'échéance journalière, pour permettre aux acteurs de marché de sécuriser leurs échanges transfrontaliers d'électricité à l'avance, en complément des produits de couverture offerts sur les marchés à terme nationaux. Le fonctionnement de ce marché de couverture est régi par le règlement relatif à l'allocation de la capacité à terme, dit « code de réseau FCA » (*Forward Capacity Allocation*)^[22], en vigueur depuis 2016, qui définit des règles de calcul et d'allocation des capacités d'interconnexion harmonisées dans l'Union européenne.

1.2.1.1 Le fonctionnement du marché des droits de transport de long terme aux interconnexions

Architecture de marché et type de droits offerts

Aux échéances de long terme, les GRT émettent par défaut, à toutes les frontières qui les concernent, des droits de transport à long terme, sauf décision contraire des autorités de régulation nationales. Les volumes de droits commercialisés dépendent des résultats des calculs de capacité réalisés par les GRT tandis que les caractéristiques des droits (type, forme, durée) sont déterminées dans les règles de répartition des capacités entre échéances.

Les produits de long terme en Europe sont alloués par enchères explicites sur la plateforme d'allocation unique (*Joint Allocation Office* « JAO »), y compris pour la Suisse et le Royaume-Uni. L'algorithme d'enchère classe les demandes de capacité par ordre de prix décroissants, le prix d'adjudication correspond au prix de la dernière offre acceptée. Toute capacité disponible non vendue à la suite d'une allocation est offerte à l'échéance de durée immédiatement inférieure.

Aux frontières françaises, il existe deux types de droits de transport à long terme : les droits physiques (*Physical Transmission Right*, PTR) et les droits financiers (*Financial Transmission Right*, FTR). Les droits physiques donnent le droit à leur détenteur soit d'utiliser la capacité d'interconnexion pour réaliser un échange transfrontalier d'énergie à l'échéance journalière (on parle alors de « nomination »), soit de revendre le droit pour percevoir le différentiel de prix journalier entre deux zones de marché, si celui-ci est positif dans le sens du droit : c'est le mécanisme *use-it-or-sell-it*. Les droits financiers impliquent un *sell-it* automatique avec une rémunération dès lors que le différentiel de prix est positif dans le sens du droit, mais n'offrent pas la possibilité de nommer la capacité.

Jusqu'à fin 2019, seuls les droits physiques existaient aux frontières françaises. Aux frontières belge et allemande, l'utilisation de plus en plus financière des droits de transport à long terme a conduit les GRT à remplacer les droits physiques par des droits financiers à compter du 1^{er} janvier 2020, ce qui n'a pas eu d'impact notable sur le fonctionnement du marché.

²² Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme

Tableau 5 *Caractéristiques des droits de long terme allouées aux différentes frontières*

Frontière	Type de produits	Forme des produits	Echéances
Grande-Bretagne : IFA et IFA 2	PTR	Base	Annuelle « A+2 »/Annuelle/Semestrielle/Trimestrielle /Mensuelle/Week-end
Belgique	FTR	Base	Annuelle/Mensuelle
Allemagne	FTR	Base	Annuelle/Mensuelle
Suisse	PTR	Base	Annuelle/Mensuelle
Italie	PTR	Base	Annuelle/Mensuelle
Espagne	PTR	Base	Annuelle/Mensuelle
Grande-Bretagne : ElecLink	PTR	Base	Annuelle/Semestrielle/Trimestrielle/Mensuelle/Hebdomadaire/Week-end

Source : CRE

Comme le montre la Figure 13, les nominations des capacités de long terme ont diminué sur les frontières où a été mise en œuvre le couplage des marchés en 2015 (le couplage des marchés n’a pas été appliqué à la frontière suisse), ce qui témoigne d’une utilisation privilégiant la couverture financière contre les évolutions de prix journaliers plutôt que comme garantie de livraison physique de l’énergie. Les acteurs de marché se sont progressivement reportés sur le marché journalier pour effectuer leurs échanges physiques d’électricité, la part des nominations journalières atteignant en moyenne 70% du total des nominations sur la période 2020-2023.

En 2021, la sortie du Royaume-Uni du couplage des marchés journaliers a conduit à un report important des acteurs de marché sur l’échéance de long terme pour leurs échanges d’énergie. La part de nominations de long terme à la frontière britannique a retrouvé en 2021 un niveau supérieur à la part journalière (45% contre 41%), ce qui n’était pas arrivé depuis 2015, avant de reculer en 2022 (34%) et 2023 (18%), à un niveau toutefois supérieur à la moyenne 2017-2020 (6% de l’ensemble des nominations).

Les détenteurs de droits physiques peuvent être incités à nommer leurs droits pour plusieurs raisons : la relative certitude de l’orientation du différentiel de prix, ou la volonté de sécuriser l’approvisionnement en énergie en période de tension sur les marchés.

Figure 13 Répartition des nominations physiques par échéance et par frontière (2014-2023)



Source : données RTE, ENTSO-E Transparency Platform, analyse CRE

Fermeté et rémunération des droits de long terme

Afin que les GRT puissent honorer leurs engagements, il est important qu'il y ait une correspondance entre les volumes de droits vendus à long terme et les capacités de transport effectivement disponibles à court terme, au moment de l'exercice des droits. Les GRT doivent assurer cette correspondance, mais dans le cas où des événements imprévus réduisent les capacités de transport

disponibles à l'échéance, ils peuvent mettre en œuvre des moyens physiques exceptionnels pour honorer les capacités vendues, ou réduire les droits de transport alloués à long terme sous réserve que les détenteurs soient indemnisés. Les modalités de cette indemnisation déterminent le degré de « fermeté » des droits de long terme : un droit est réputé ferme s'il est garanti qu'il restera inchangé ou qu'une compensation sera versée en cas de changement.

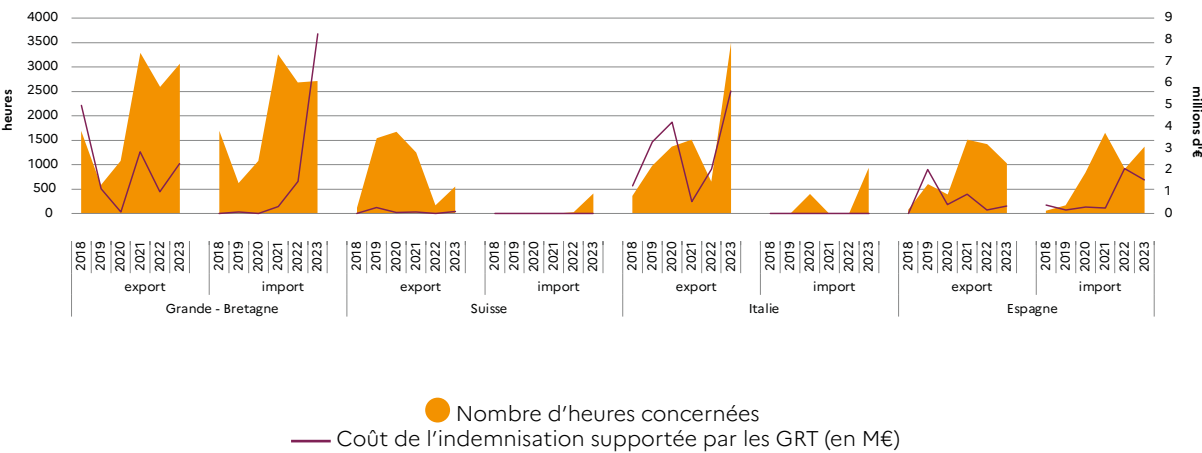
En cas de réduction des droits de long terme, le GRT informe l'acteur de marché qui détient ces capacités qu'il ne pourra pas les honorer, et il lui verse une compensation financière, pour les capacités réduites, à hauteur du différentiel de prix journalier entre les zones de marché pour les frontières incluses dans le couplage des marchés journaliers, ou sur la base du prix d'achat initial de la capacité achetée à long terme en l'absence de couplage.

Ces compensations sont aujourd'hui soumises à des plafonds, afin d'éviter que les GRT soient exposés à un risque financier trop important (qui pourrait se répercuter *in fine* sur les consommateurs via les tarifs de réseau), notamment en cas de défaillance de longue durée des interconnexions. Ces plafonds assurent à chaque frontière que les indemnités versées à tous les détenteurs des droits de long terme ne dépassent pas les recettes de congestion perçues par les GRT.

La Figure 14 montre que les réductions de capacités et les indemnités associées varient fortement d'une frontière à l'autre. 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, les frontières britannique et espagnole sont peu maillées. En conséquence, un volume important de capacité de long terme est exposé à des réductions en cas de défaillance d'une liaison physique.
- La survenue aléatoire d'avaries sur le réseau ou sur les moyens de production, ainsi que les maintenances programmées, qui affectent différemment les frontières. C'est en particulier le cas à la frontière britannique, touchée par les avaries sur IFA (entre septembre 2021 et début 2023) et IFA 2 (de novembre 2023 à début 2024). Des situations similaires ont été observées avec l'Italie en particulier en 2023, et avec l'Espagne et la Suisse, dans des proportions moindres.
- Les modalités de calcul de 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 : le calcul de capacité journalier *flow-based*, en vigueur depuis 2015 dans la région CWE et étendu en juin 2022 à la région Core, garantit au minimum la disponibilité des capacités déjà allouées à long terme ("*LTA Inclusion*"). Le calcul de capacité à long terme dans la région Italie Nord, en vigueur depuis fin 2021, prévoit quant à lui des critères de disponibilité des produits long terme.

Figure 14 Nombre d’heures de réduction de la capacité long terme par frontière et compensations associées, hors Allemagne-Belgique et hors ElecLink (2018-2023)



LECTURE : En 2023, les GRT ont réduit les capacités d’interconnexion de long terme de la France vers l’Italie pendant 3504 heures et ont versé 5,64 M€ d’indemnisation.

Source : données RTE, analyse CRE

Tableau 6 Volume moyen des réductions de capacité par frontière, hors Allemagne-Belgique et hors ElecLink (2018-2023)

Profondeur moyenne des réductions (MW)		2018	2019	2020	2021	2022	2023
Grande-Bretagne	Export	179	296	214	603	642	470
	Import	176	275	216	610	624	430
Suisse	Export	29	97	241	345	233	125
	Import	0	0	0	0	3	53
Italie	Export	242	349	380	62	109	266
	Import	0	0	54	0	0	543
Espagne	Export	149	248	311	253	149	242
	Import	437	133	194	414	96	109

Source : données RTE, analyse CRE

1.2.1.2 État des lieux du calcul et de la répartition de la capacité à long terme

Le code de réseau FCA prescrit la réalisation systématique d'un calcul coordonné de la capacité à terme avant chaque échéance d'allocation au sein de chaque région de calcul de capacité et en détaille les principes. Il impose aussi la mise en place d'une méthodologie régionale répartissant cette capacité entre échéances de long terme. L'objectif est de maximiser les niveaux de capacités offerts dans le respect d'une exploitation sûre du réseau.

Pour calculer les capacités commerciales pour les échanges transfrontaliers, le code de réseau FCA recommande d'utiliser l'approche appelée « capacité de transport nette » coordonnée (NTC), qui consiste à déterminer à l'avance une valeur d'échange maximale par frontière et par direction (import ou export) pour chaque pas horaire. Le code prévoit que l'approche « fondée sur les flux » (ci-après « *flow-based* »), qui calcule les capacités d'échange de manière dynamique en explicitant certaines contraintes réseaux et en donnant la priorité aux frontières sur lesquelles les échanges commerciaux ont le plus de valeur, peut être appliquée, sans être obligatoire, au calcul de la capacité de long terme lorsque cela est justifié du point de vue de l'efficacité économique.

Pour la répartition de capacité à long terme, le code de réseau FCA prévoit que les GRT offrent *a minima* des produits annuels et mensuels, offrant une couverture pour l'année ou le mois suivant. À l'heure actuelle, seuls ces produits sont proposés aux frontières françaises internes à l'UE. Une variété plus importante de produits est offerte à la frontière britannique (voir Tableau 7 ci-dessous). La répartition des capacités à terme peut varier d'une frontière à l'autre, elle doit chercher un équilibre entre les besoins de couverture

des acteurs de marché et la maîtrise des risques financiers supportés par les GRT.

Le code de réseau FCA recommande d'utiliser une approche déterministe pour le calcul de capacité, qui repose sur l'utilisation de scénarios établissant des projections sur l'état de la consommation et de la production, et sur une évaluation des impacts sur les réseaux. Une approche statistique, qui consiste à déterminer la capacité d'interconnexion en fonction des capacités d'échange observées dans le passé à l'échéance journalière, peut être utilisée si elle permet d'améliorer l'efficacité économique et de mieux prendre en compte les incertitudes propres à l'échéance long terme, tout en conservant le même niveau de sûreté du système. Ainsi, les méthodes appliquées sont différentes à l'échéance long terme selon les régions de calcul de capacité et selon les frontières.

Tableau 7 Récapitulatif des méthodologies régionales de calcul et de répartition des capacités de long terme applicables aux frontières françaises

Frontières françaises	Région	Type de calcul	Gestion de l'incertitude	État de mise en œuvre	Répartition par produit
Allemagne, Belgique	Core	Fondé sur les flux	Approche déterministe	D'ici novembre 2025	80 % annuel/20 % mensuel
Espagne	Europe du Sud-Ouest	NTC coordonné	Approche déterministe	D'ici avril 2025	40 % annuel/40 % mensuel
Italie	Italie Nord	NTC coordonné	Approche statistique	Mis en œuvre en novembre 2021	85 % annuel/100 % recalcul mensuel Critères de qualité des produits
Royaume-Uni	-	NTC unilatérale intérimaire	Approche déterministe	Mis en œuvre en mars 2022	IFA/IFA 2 : 10 % annuel « A+2 »/35 % annuel « A »/10 % semestriel/15 % trimestriel/10 % mensuel ElecLink : 50 % annuel/10 % semestriel/15 % trimestriel/15 % mensuel

Région Core

À l'heure actuelle, les capacités à long terme disponibles aux frontières avec l'Allemagne et la Belgique sont déterminées par un calcul bilatéral non coordonné effectué par les GRT à chaque frontière. Depuis l'entrée en vigueur du code de réseau FCA, plusieurs approches de méthodologie de calcul de capacité coordonnée ont été étudiées par les régulateurs nationaux de la région Core mais, faute de consensus, l'ACER a établi en novembre 2021 un calcul de capacité à long terme *flow-based*^[23], suivant le principe déjà appliqué à l'échéance court terme dans la région Core.

L'ACER a estimé que l'approche *flow-based* long terme produirait un bénéfice économique supérieur à l'approche NTC, tout en reconnaissant le risque que les capacités transfrontalières offertes soient inférieures à celles offertes actuellement. Pour compenser cet effet, les GRT ont la possibilité, en l'absence de contraintes pour la sécurité du réseau, d'augmenter les marges disponibles pour les échanges transfrontaliers de long terme à leurs frontières.

23 ACER to amend its Decision on the long-term capacity calculation methodology for the Core region | www.acer.europa.eu

Pour le calcul de capacité long terme, l'approche *flow-based* long terme consiste à définir un domaine représentant l'ensemble des combinaisons de capacités aux différentes frontières qui peuvent être offertes pour les échanges de long terme compte tenu des interdépendances entre celles-ci. Pour prendre en compte les incertitudes liées à l'état du réseau à des échéances lointaines, l'ACER a retenu une approche déterministe basée sur des scénarios. Le calcul prend comme paramètres d'entrée les modèles de réseaux européens de l'ENTSO-E représentant une « photographie » de l'état du réseau à différents pas horaires de l'année. Le domaine final correspond à la fusion de l'ensemble des domaines issus des différentes situations de réseau.

Pour l'allocation de capacité, l'approche *flow-based* long terme consiste à mettre en concurrence l'ensemble des frontières de la région lors d'une enchère unique. L'algorithme d'allocation *flow-based* long terme priorise les frontières qui ont le plus de « valeur » en sélectionnant les offres des acteurs de marché de manière à maximiser le « surplus économique » à l'échelle de la région. Ainsi, les acteurs ne connaissent pas, avant les enchères, les volumes exacts qui seront attribués à chaque frontière, ni même un ordre de grandeur de ces volumes. Par ailleurs, ils devront prendre en compte les évolutions de marché sur les autres frontières de la région lorsqu'ils participent aux enchères. Enfin, le principe d'une enchère unique accroît les volumes de garanties financières qui doivent être mobilisés pour participer aux enchères, pour les acteurs souhaitant acquérir de la capacité sur plusieurs frontières de la région. Un prix plafond pour le calcul de ces garanties a été fixé^[24] dans l'objectif de limiter ces garanties financières.

Pour la gestion des flux financiers, un principe de socialisation des recettes de congestion journalières et des coûts de fermeture et de rémunération des droits de long terme à l'échelle de la région est prévu^[25].

24 ACER Decision 18/2023 on Harmonised Allocation Rules Amendment (europa.eu)

25 Microsoft Word - ACER Decision on the FCA-FRC Methodology - Annex I (europa.eu)

ENCADRÉ N° 4

Flow-based long terme, la CRE prend position

La décision prise par l'ACER en 2021 de mettre en place une approche flow-based pour les échéances de long terme doit être révisée. C'est la position défendue par la CRE dans les groupes de travail animés par l'ACER dans la région Core. La dégradation des niveaux de capacité issus des estimations menées par les GRT met en évidence des difficultés techniques qui n'avaient pas été correctement identifiées. Les modèles de réseau et les données disponibles pour procéder aux calculs de capacité présentent des degrés d'incertitude insurmontables à court terme. Or, l'ambition d'une meilleure coordination des calculs réalisés par les GRT n'a de sens que si elle permet une augmentation effective des niveaux de capacité offerts aux acteurs de marché. En l'état, il est préférable de conserver l'approche selon laquelle les GRT mettent en commun les résultats de leurs calculs nationaux pour fixer les volumes offerts.

La CRE est également opposée au principe de mise en concurrence des frontières lors de l'allocation. Le principe sous-jacent consiste à concentrer les capacités allouées sur les frontières où les prix issus des enchères sont les plus élevés. Ainsi, une année donnée, la capacité allouée à long terme à une interconnexion pourra être nulle alors qu'elle était très élevée les années précédentes. Cela introduit davantage de complexité pour les acteurs de marché, qui devront intégrer cette incertitude dans leurs stratégies de valorisation des droits de long terme. Les garanties financières exigées seront plus élevées, ce qui risque d'exclure une partie des acteurs actuellement présents.

D'une manière générale, l'approche flow-based contrevient à deux principes fondamentaux pour la CRE : les droits de long terme ont vocation à donner aux acteurs de marché les moyens de se couvrir, et ce à toutes les frontières, selon une logique assurantielle. Second principe, les droits de long terme doivent jouer un rôle de stabilisateur, ils ne doivent pas être affectés, en volume, par les éventuelles erreurs d'anticipation des acteurs. Cette stabilité est absolument nécessaire à une bonne articulation entre droits de long terme aux interconnexions et consolidation des marchés à terme.

La CRE considère que l'approche flow-based long terme doit être revue en profondeur avant toute mise en œuvre éventuelle, cet avis est partagé par la grande majorité des acteurs de marché européens. L'application a été reportée d'un an, la CRE y voit l'opportunité de réexaminer le calcul et l'allocation des capacités de long terme à partir des leçons de la crise selon deux axes : visibilité en termes de volumes et allocation à des échéances plus longues.

Région Europe Sud-Ouest

À la frontière espagnole, la mise en œuvre d'un calcul de capacité long terme coordonné, initialement prévue au second semestre 2022, a été reportée à mi-2025. Dans l'approche coordonnée retenue, le profil de capacité est déterminé à partir de l'analyse de scénarios et de la définition d'une marge de sécurité explicite, qui vient en déduction de la capacité calculée dans l'hypothèse d'une situation optimale du système électrique. Cela permet de tenir compte d'aléas éventuels, comme des déviations de flux inattendues, des échanges d'urgence afin de rétablir l'équilibre offre-demande ou encore des erreurs dans les prévisions.

Bien que la méthodologie de calcul soit en cours de mise en œuvre, les GRT ont étudié et convenu, en accord avec les régulateurs, d'utiliser un niveau de marge de sécurité moins élevé pour augmenter les capacités d'échange, en cohérence avec la pratique historique. La répartition de la capacité évolue en cohérence avec cette nouvelle marge de sécurité pour passer de 66 % (33 % en annuel, 33 % en mensuel) à 80 % (40 % en annuel, 40 % en mensuel).

Région Italie Nord

La frontière italienne est, à l'heure actuelle, la seule frontière où un calcul de capacité de long terme coordonné à l'échelle régionale est réalisé. Ce calcul coordonné, qui a été mis en place en novembre 2021, repose sur une approche statistique, qui permet de déterminer un profil de capacité correspondant à la réalité de l'exploitation du réseau sur les trois années précédant l'allocation. Le calcul de capacité à long terme bénéficie ainsi des améliorations apportées aux calculs journaliers. Lorsqu'une nouvelle interconnexion est mise en service en cours d'année, celle-ci est incluse dans les recalculs mensuels avec une décote permettant de refléter les risques opérationnels plus élevés liés à la période de rodage de l'ouvrage.

Des critères de qualité des produits ont également été introduits à l'échelle de la région : les produits de long terme doivent être disponibles en intégralité au moins 80 % du temps et ne doivent pas contenir plus de 25 périodes de réduction liées à des maintenances programmées pour les produits annuels et 5 pour les produits mensuels. Enfin, dans le sens des exports de la France vers l'Italie, il existe un produit annuel base disponible en intégralité sur toute l'année (100 % du temps) ainsi qu'un produit annuel à trous, dont la valeur peut varier en fonction des maintenances programmées sur les réseaux.

Frontière avec le Royaume-Uni

Depuis le retrait du Royaume-Uni des règles de marché de l'UE le 1^{er} janvier 2021 (voir Encadré n° 3), les projets de méthodologies coordonnées de calcul et de répartition de la capacité long terme dans l'ancienne région Manche^[26] ont été reportés à une date indéterminée. Les directives encadrant ces méthodologies seront données par le comité spécialisé de l'énergie. Les GRT ont la possibilité de développer des solutions transitoires.

L'arrivée successive de deux nouvelles interconnexions électriques d'1 GW à la frontière britannique, l'existence d'un carrefour électrique dans le nord de la France et les changements structurels dans le mix de production de la zone ne permettent pas à RTE de garantir la capacité complète des interconnexions en cas de maintenances sur le réseau amont français. Dans ce contexte, RTE a proposé une méthodologie de calcul de capacité long terme temporaire, qui reprend les principes du projet élaboré à l'échelle de l'ancienne région Manche. Le calcul de capacité, fondé sur la détermination d'une valeur d'échange fixée à l'avance sur la base de scénarios, est organisé autour de deux zones d'influence indépendantes l'une de l'autre : IFA et ElecLink d'un côté, et IFA 2 de l'autre. Cette méthodologie permet d'assurer l'exploitation sûre du réseau lors des opérations de maintenance et de garantir dans le même temps l'utilisation la plus efficace des interconnexions de manière équitable et non discriminatoire.

Frontière avec la Suisse

La frontière France-Suisse n'appartient pas aux processus européens tels que le couplage journalier. Mais surtout, elle est caractérisée par l'existence de contrats de long terme historiques, qui disposent d'un accès prioritaire et gratuit à la capacité d'interconnexion, ce qui n'est plus le cas aux autres frontières de l'UE depuis les années 2000. Ces contrats ont été conclus dans la seconde moitié du XX^e siècle et courent, pour certains, au-delà de 2050. Les clauses de flexibilité contenues dans ces contrats permettent à leurs détenteurs de procéder à des nominations tardives, ce qui limite la possibilité de proposer les capacités non utilisées à l'échéance journalière.

Dans le sens export vers la Suisse, jusqu'à l'arrivée à expiration des premiers contrats de long terme dans les années 2010, les contrats de long terme mobilisaient l'intégralité de la capacité d'échange, soit environ 3 100 MW. La CRE et son homologue suisse ont alors décidé que la capacité libérée par l'arrivée à expiration des contrats de long terme serait mise à disposition des acteurs de marché et proposée aux échéances de long terme, annuelle et mensuelle. Ainsi, 370 MW sont commercialisés chaque année pour le produit annuel, ce qui représente environ un tiers de la capacité d'échange totale mise à disposition du marché. Les capacités additionnelles issues des recalculs mensuels (après déduction des capacités réservées par des contrats long terme et les capacités déjà allouées en annuel) sont offertes chaque mois en produits mensuels.

Dans le sens import vers la France, aucun produit de capacité de long terme n'était commercialisé jusqu'en 2022 : les contrats de long terme réservaient la quasi-intégralité des interconnexions pendant les mois d'hiver, tandis que toute capacité disponible additionnelle était

26 La région de calcul de capacité Manche regroupait la Belgique, la France, les Pays-Bas et le Royaume-Uni.

allouée aux échéances de court terme. Après que des analyses conduites par les GRT en 2020 ont montré la possibilité de commercialiser des produits mensuels, uniquement durant l'été (entre mai et septembre), une première enchère mensuelle a eu lieu en 2022 pour livraison en juin, puis un produit mensuel a été commercialisé pour chaque mois de l'été en 2023. Afin de fournir des opportunités de couverture à plus long terme aux acteurs, notamment dans un contexte de crise des prix de l'énergie, un produit annuel de 100 MW a été commercialisé pour la première fois en 2023 pour l'année 2024.

1.2.1.3 État des lieux de l'allocation des capacités d'interconnexion aux frontières françaises

La mise en place d'enchères anticipées aux frontières françaises en réponse à la crise

Jusqu'ici, les capacités d'interconnexion (hors frontière britannique) n'étaient rendues disponibles que tardivement, quelques jours ou quelques semaines avant le début de la période de livraison. En particulier, les produits annuels, qui offrent la couverture à la plus longue échéance et correspondent aux produits les plus utilisés par les fournisseurs, n'étaient commercialisés qu'en novembre ou décembre de l'année N-1 pour le produit de l'année N, une fois que le calendrier européen des maintenances des réseaux est connu.

En réponse à la flambée des prix à terme observée sur le marché français en 2022, la CRE, en liaison avec RTE, les régulateurs et les GRT des pays frontaliers, a engagé des travaux visant à anticiper la commercialisation des capacités d'interconnexion afin de donner plus de visibilité aux acteurs de marché. La mise

à disposition anticipée de ces capacités d'interconnexion avait notamment pour objectif de favoriser l'apport de liquidité sur le marché à terme français, en permettant aux acteurs de prendre des positions sur les marchés à terme de part et d'autre des frontières plus longtemps à l'avance pour disposer d'une couverture transfrontalière.

Pour l'hiver 2023-2024, RTE s'est ainsi mis d'accord avec ses homologues allemand, belge et suisse, avec l'approbation des régulateurs concernés, pour commercialiser une partie des capacités annuelles pour 2024 dès septembre 2023. Les volumes de capacité pouvant être alloués à l'échéance annuelle avant les résultats des calculs de capacité annuels, sans accroître les risques opérationnels pour les GRT, ont été déterminés via une approche statistique fondée sur les capacités commerciales historiques disponibles observées à l'échéance journalière.

Aux frontières avec la Belgique et l'Allemagne, la moitié de la capacité à offrir à l'échéance annuelle estimée pour l'année 2024 (dans les deux directions) a été allouée lors d'une enchère anticipée en septembre 2023, tandis que l'autre moitié a été commercialisée à l'enchère habituelle de décembre 2023. À la frontière suisse, la totalité du produit annuel 2024 dans les deux directions a été commercialisée en septembre 2023.

Les résultats de ces enchères anticipées ont confirmé l'intérêt des acteurs de marché pour disposer de capacité d'interconnexion annuelle plus longtemps à l'avance. À ces trois frontières, la demande a été systématiquement plus de dix fois supérieure aux volumes commercialisés, et les acteurs ont payé les capacités à un prix plus élevé que les différentiels de prix sur les marchés à terme observés au moment de l'enchère pour ces trois frontières, ce qui signifie qu'ils ont intégré une prime liée à la valeur optionnelle du droit de transport à long terme.

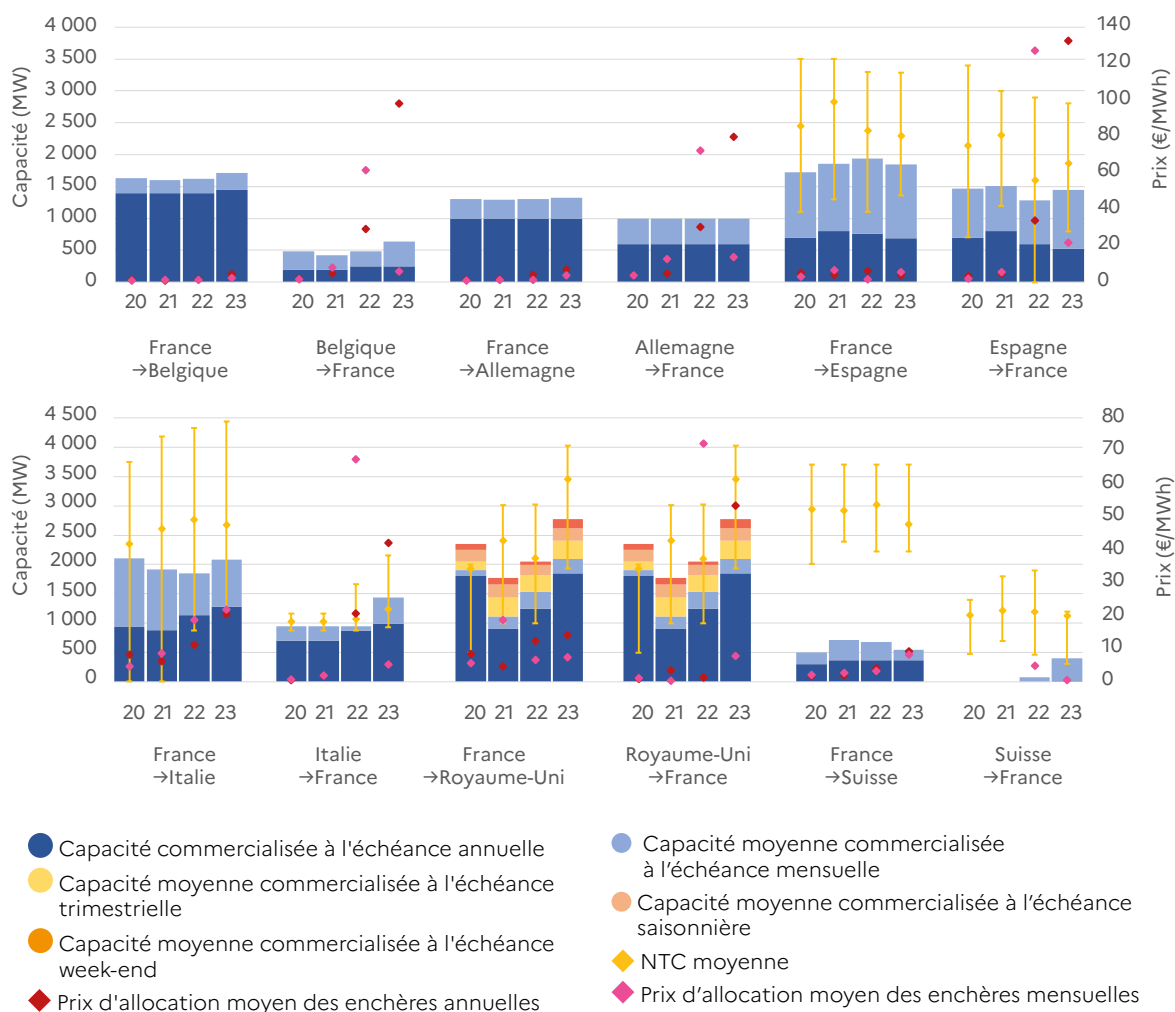
En outre, les enchères anticipées de capacités d'interconnexion pour le produit annuel 2024 ont permis d'augmenter la liquidité sur le marché à terme français en septembre 2023, juste après les enchères. En effet, certains acteurs de marché, qui souhaitent disposer d'une couverture totale pour leurs échanges transfrontaliers, attendent de détenir de la capacité d'interconnexion avant de réaliser leurs échanges en électricité sur les marchés à terme nationaux de part et d'autre de

la frontière (sans quoi ils seraient exposés aux variations des différentiels de prix entre les marchés).

Bilan de l'allocation des droits de transport à long terme

La Figure 15 ci-dessous présente un panorama des droits de long terme commercialisés aux frontières françaises entre 2020 et 2023.

Figure 15 Volumes et prix d'allocation des droits de long terme aux frontières françaises entre 2020 et 2023



Source : données RTE et JAO, analyse CRE

Les volumes de capacités d'interconnexion commercialisés à long terme sont relativement stables d'une année à l'autre. Ils ont légèrement augmenté en 2022 et 2023 aux frontières britannique et italienne (en lien avec la mise en service de nouvelles interconnexions et du retour d'avarie d'IFA), et à la frontière suisse avec l'introduction de droits de transport à long terme dans la direction Suisse-France.

Selon les frontières, les volumes commercialisés à l'échéance long terme peuvent représenter une part prépondérante de la capacité d'interconnexion disponible à l'échéance journalière (cas par exemple de l'Italie, où en moyenne plus de 85 % de la capacité commerciale journalière avait déjà été allouée à long terme), ou au contraire une part plus faible (cas de l'Espagne où plus d'un quart de la capacité a été allouée à court terme et de la Suisse où une grande partie de la capacité est réservée pour des contrats de long terme hors marché).

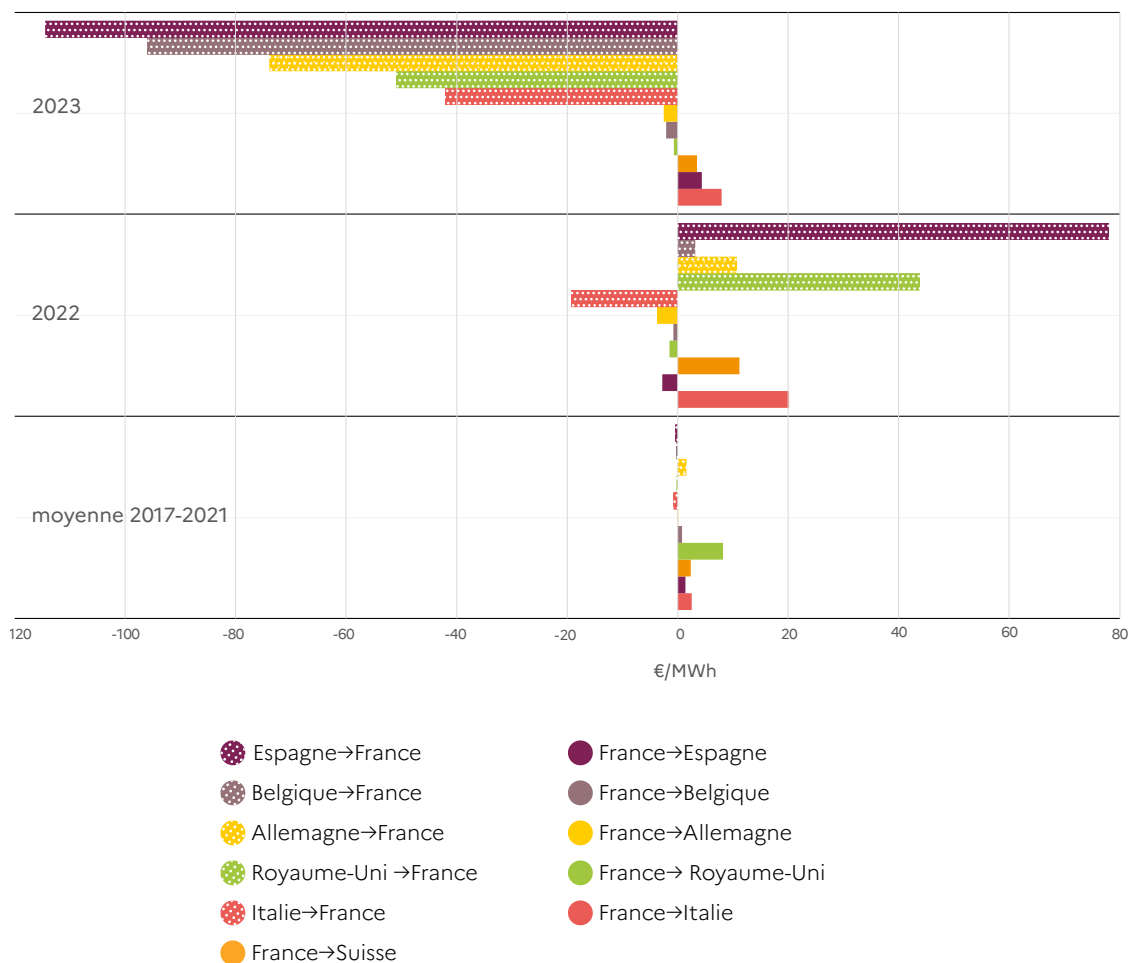
La valeur de ces droits correspond, en théorie, au différentiel de prix moyen anticipé entre les deux zones durant la période de livraison, en ne prenant en compte que le cas où celui-ci est positif dans la direction donnée. Les prix d'adjudication des droits sont donc censés refléter les écarts structurels de prix entre zones. Cependant, le différentiel de prix journalier constaté *ex post* ne coïncide que rarement avec les prix d'allocation, car l'état des systèmes électriques n'est pas connu avec certitude au moment où les droits sont alloués.

Pour les années de livraison 2022 et 2023, les prix d'adjudication des droits de transport à long terme annuels dans le sens des imports vers la France (hors Suisse) ont considérablement augmenté, les acteurs de marché ayant anticipé un creusement des différentiels de prix lorsque la France serait importatrice. Alors que ces produits à l'import étaient alloués

en moyenne à 3,5 €/MWh en 2020-2021, ils ont été commercialisés à des prix plus de dix fois supérieurs en 2022 et 2023. La hausse des prix des produits de long terme a été particulièrement marquée pour les produits mensuels de l'automne et de l'hiver 2022-2023 (atteignant en moyenne 194 €/MWh pour le mois de décembre 2022), et pour le produit annuel 2023.

La Figure 16 présente une analyse de la valorisation des droits de transport à long terme annuels, en comparant les prix auxquels ils ont été acquis avec les différentiels de prix journaliers positifs moyens constatés *ex post* sur les pas de temps concernés, qui sont reversés aux détenteurs de ces droits. Pour 2022, les produits annuels à l'import ont été largement sous-évalués par rapport aux différentiels de prix journaliers observés *ex post* (à l'exception de la frontière italienne dans le sens Italie vers France), les acteurs ayant sous-estimé l'ampleur des différentiels de prix à l'import. Ce phénomène est particulièrement marqué à la frontière espagnole, où les écarts de prix à l'import ont atteint des niveaux très élevés après la mise en place du mécanisme ibérique en juin 2022. Pour 2023, à l'inverse, les acteurs ont acquis ces produits annuels à l'import à des niveaux bien plus élevés que les différentiels de prix constatés *a posteriori*, en lien avec les fortes incertitudes des acteurs de marché quant à l'évolution des prix journaliers au moment des enchères de capacité d'interconnexion annuelles fin 2022 et avec la détente progressive des marchés en 2023.

Figure 16 Valorisation des droits de transport de long terme annuels entre 2017 et 2023 (différence entre les différentiels de prix journaliers positifs moyens ex post et le prix d'adjudication du droit)



Source : données RTE et JAO, analyse CRE

LECTURE : À la frontière espagnole, dans le sens import vers la France, les droits de transport à long terme annuels offrant une couverture pour l'année de livraison 2022 ont été achetés par les acteurs de marché avec une décote de 78 €/MWh par rapport aux compensations qu'ils ont perçues en contrepartie sur la période de livraison des droits (au moment où la France importait depuis l'Espagne). Pour l'année de livraison 2023, à l'inverse, le produit annuel Espagne vers France a été acheté 114 €/MWh au-dessus des compensations perçues par les acteurs de marché sur la période de livraison du droit.

Perspectives sur les évolutions à venir du marché des droits de transport à long terme

Le renforcement de l'échéance de long terme, pilier de la réforme du marché européen de l'électricité

La crise des prix de l'énergie a remis en lumière l'importance de l'échéance de long terme, qui permet aux producteurs, aux fournisseurs et aux consommateurs de réduire leur exposition à la volatilité des prix de court terme, alors que le marché intérieur européen s'était jusqu'ici développé principalement aux échéances de court terme.

Le renforcement de l'échéance de long terme a ainsi été l'un des objectifs majeurs de la réforme du marché de l'électricité initiée par la Commission européenne en mars 2023^[27] et adoptée en mai 2024. En particulier, dans un marché européen interconnecté, l'amélioration du fonctionnement du marché des droits de transport à long terme aux interconnexions a été identifiée comme une priorité pour fournir aux acteurs de marché des opportunités de couverture au-delà des marchés à terme nationaux.

Dans sa proposition législative initiale, la Commission européenne proposait de réformer le fonctionnement des marchés à terme européens, en passant d'un modèle où les différents marchés à terme nationaux coexistent, à un modèle de marchés à terme régionaux « virtuels ». Pour que ce modèle émerge, la Commission proposait d'abandonner le concept des droits de transport à long terme émis à chaque frontière, pour passer à un modèle où ces droits seraient émis entre des zones de marché et le hub virtuel régional.

Les négociations avec le Parlement européen et le Conseil ont abouti à l'obligation pour la Commission européenne de conduire une étude d'impact^[28] sur le fonctionnement des marchés à terme avant toute mise en œuvre de ce modèle, étant donné les nombreuses incertitudes et les risques associés. En outre, cette étude devra analyser d'autres améliorations possibles du fonctionnement des marchés à terme, en particulier des mesures visant à commercialiser les droits de long terme plus longtemps à l'avance

27 Dans sa proposition législative publiée en mars 2023, la Commission européenne indiquait que l'un des principaux objectifs de cette réforme était de permettre aux instruments de long terme de jouer un rôle plus important dans le marché de l'électricité, afin de réduire l'exposition des consommateurs aux pics de prix de court terme sur les marchés énergétiques. La proposition incluait notamment des mesures visant à favoriser le développement des contrats d'achat à long terme (« *power purchase agreements* », PPA) et des contrats pour différence (dits « CfD »), qui permettent de garantir un prix d'achat minimum pour les nouveaux actifs de production décarbonés, à améliorer la liquidité des marchés à terme (avec la mise en place de hubs virtuels régionaux), ou encore à obliger les fournisseurs à couvrir une partie de leur demande par des contrats de long terme et à proposer des contrats à prix fixes.

28 Dans le règlement électricité révisé, adopté en mai 2024, le nouvel article 9 relatif aux marchés à terme prévoit que la Commission européenne réalise cette étude d'impact dans un délai de 18 mois après son entrée en vigueur.

(jusqu'à trois ans à l'avance) et plus fréquemment, à permettre leur revente sur un marché secondaire, ou encore à modifier leur nature (en passant par exemple à des produits sous forme d'obligations, qui imposent aux acteurs de reverser aux GRT les différentiels de prix lorsque ceux-ci sont dans le sens opposé du droit).

Améliorer le modèle existant des droits d'interconnexion de long terme, un axe prioritaire pour la CRE

Les droits d'interconnexion de long terme sont une composante majeure des stratégies de couverture des acteurs de marché. Le rôle des GRT dans ce domaine est essentiel : en tant que contreparties fiables, ils apportent de la stabilité et de la visibilité aux acteurs. Les GRT doivent en effet assurer, le jour venu, la disponibilité effective des capacités d'interconnexion vendues à terme, et les montants que les GRT reversent aux acteurs disposant de droits de long terme proviennent des recettes générées par la vente de ces mêmes capacités. La commercialisation des droits d'interconnexion de long terme sous forme d'options permet en outre de ne pas exposer les acteurs de marché à des risques financiers en cas de différentiels de prix dans le sens opposé du droit.

Ce modèle, qui a fait ses preuves, doit toutefois être amélioré. À l'heure actuelle, les droits de transport à long terme ne contribuent que de manière imparfaite aux stratégies de couverture des acteurs de marché, notamment parce qu'ils ne sont mis à disposition du marché que tardivement avant l'échéance. En outre, ils n'offrent une couverture que jusqu'à un an à l'avance (en dehors de la frontière britannique) alors que rien n'interdirait de commercialiser des capacités d'interconnexion plusieurs années à l'avance.

Dans le cadre de la consultation publique de la Commission européenne portant sur la réforme du fonctionnement du marché européen de l'électricité, lancée en janvier 2023, la CRE a répondu^[29] que l'un des objectifs de la réforme devait être de préserver le fonctionnement actuel du marché de gros tout en le renforçant et le développant sur ses échéances de plus long terme. À ce titre, les améliorations des droits de transport à long terme aux interconnexions doivent venir en soutien du fonctionnement des marchés à terme. Plusieurs mesures ont été proposées par la CRE, et pour certaines déjà mises en œuvre à plusieurs frontières françaises, comme la commercialisation des capacités d'interconnexion à long terme *via* des enchères anticipées, une fréquence d'allocation accrue et l'introduction de produits de couverture à maturité plus lointaines, jusqu'à deux ou trois ans à l'avance.

Ces évolutions sont aujourd'hui entravées par la perspective d'une mise en œuvre à venir du *flow based* long terme.

29 La CRE publie sa réponse à la consultation publique sur la réforme du fonctionnement du marché européen de l'électricité | CRE

1.2.2 Echéance de court terme

À l'échéance de court terme, les GRT doivent commercialiser toute la capacité d'interconnexion qui est disponible pour permettre aux acteurs de marché de réaliser leurs échanges transfrontaliers d'électricité, de la veille pour le lendemain à l'échéance journalière et jusqu'à une heure avant le temps réel pour l'échéance intrajournalière. Le fonctionnement de ce marché court terme physique est régi par le règlement (UE) 2015/1222 relatif à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion, dit « code de réseau CACM » (*Capacity Allocation and Congestion Management*)^[30], en vigueur depuis 2015, qui vise à harmoniser les règles de calcul et d'allocation de capacités à court terme au sein du marché commun européen de l'électricité.

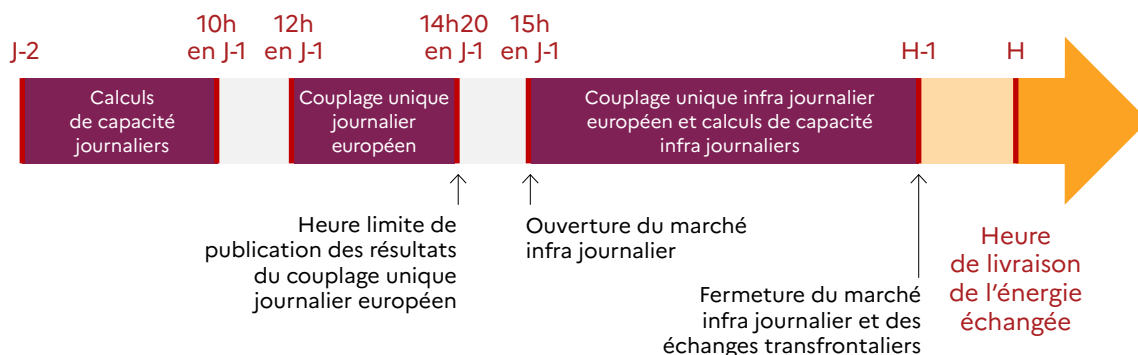
1.2.2.1 Le fonctionnement et le rôle des interconnexions à l'échéance de court terme

Architecture du marché commun européen

L'échéance de court terme est constituée de deux marchés successifs : le marché journalier, qui est un marché de livraison physique d'énergie de la veille pour le lendemain, appelé « couplage unique européen journalier », et le marché intrajournalier, appelé « couplage unique européen intrajournalier », marché continu, lui aussi de livraison physique. Ces deux marchés reposent sur le principe de « l'allocation implicite » c'est-à-dire que les capacités d'interconnexion nécessaires aux échanges transfrontaliers sont allouées de manière conjointe avec les échanges d'énergie. Pour les participants au marché, cela signifie qu'ils n'ont pas besoin de réserver les capacités d'interconnexion sur lesquelles faire transiter l'énergie : ils émettent simplement des ordres d'achat et de vente d'électricité dans les différentes zones de prix européennes. C'est l'algorithme de marché qui optimise l'allocation des capacités d'interconnexion pour fournir l'électricité au moindre coût à l'échelle européenne. Ce modèle permet ainsi une utilisation optimisée des moyens de production européens.

Les capacités d'interconnexion pouvant être mises à disposition des marchés journalier et intrajournalier sont définies par des calculs de capacités réalisés par les GRT en amont du marché journalier puis en parallèle du marché intrajournalier.

30 règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.

Figure 17 Chronologie de l'échéance de court terme du marché commun européen

Source : CRE

Pour acheter ou vendre de l'électricité sur les marchés de court terme, les acteurs de marché déposent des ordres d'achat et de vente d'électricité sur chaque marché national auprès des bourses d'électricité. Ces ordres sont ensuite anonymisés puis agrégés à l'échelle européenne. Pour le marché journalier, les différents ordres sont reçus jusqu'à midi auprès des bourses. Chaque jour, pendant le couplage unique européen journalier qui débute à midi, un algorithme sélectionne les ordres optimisant le système européen dans son ensemble tout en respectant les contraintes de capacités d'interconnexion disponibles. Une fois par jour, le couplage unique européen journalier permet ainsi de mettre en relation à l'échelle européenne l'offre et la demande et de déterminer le programme d'appel des moyens de production, de stockage et d'effacement pour toutes les heures du lendemain.

Le couplage unique infrajournalier n'optimise pas l'ensemble du système en une fois mais permet de réaliser des échanges d'électricité en continu à l'échelle européenne jusqu'à une heure avant la livraison. Il repose sur un algorithme qui réalise un appariement quasi instantané, au meilleur prix sur l'ensemble de l'Europe, de chaque nouvel ordre d'achat (resp. de vente) avec un ordre de vente (resp. d'achat) déposés auprès des différentes bourses de l'électricité, en tenant compte des capacités d'interconnexion encore disponibles pour les échanges.

Couplage unique européen journalier

À l'heure actuelle, 24 États membres ainsi que la Norvège participent au couplage unique journalier. La Grèce l'a rejoint en décembre 2020 et la République tchèque, la Hongrie, la Roumanie et la Slovaquie, qui faisaient partie d'une région de couplage distincte depuis 2014, l'ont rejoint en juin 2021.

Figure 18 Carte de la mise en œuvre du couplage unique journalier en Europe

Couplage journalier en Europe

- Participe au couplage avant 2020
- Intégration au couplage au cours de l'année 2020
- Intégration au couplage au cours de l'année 2021
- Fonctionnement isolé depuis 2021*

* Depuis la sortie du Royaume-Uni de l'UE, l'Irlande et l'Irlande du Nord font toujours partie du couplage unique journalier mais fonctionnent de manière isolée.

Source : CRE

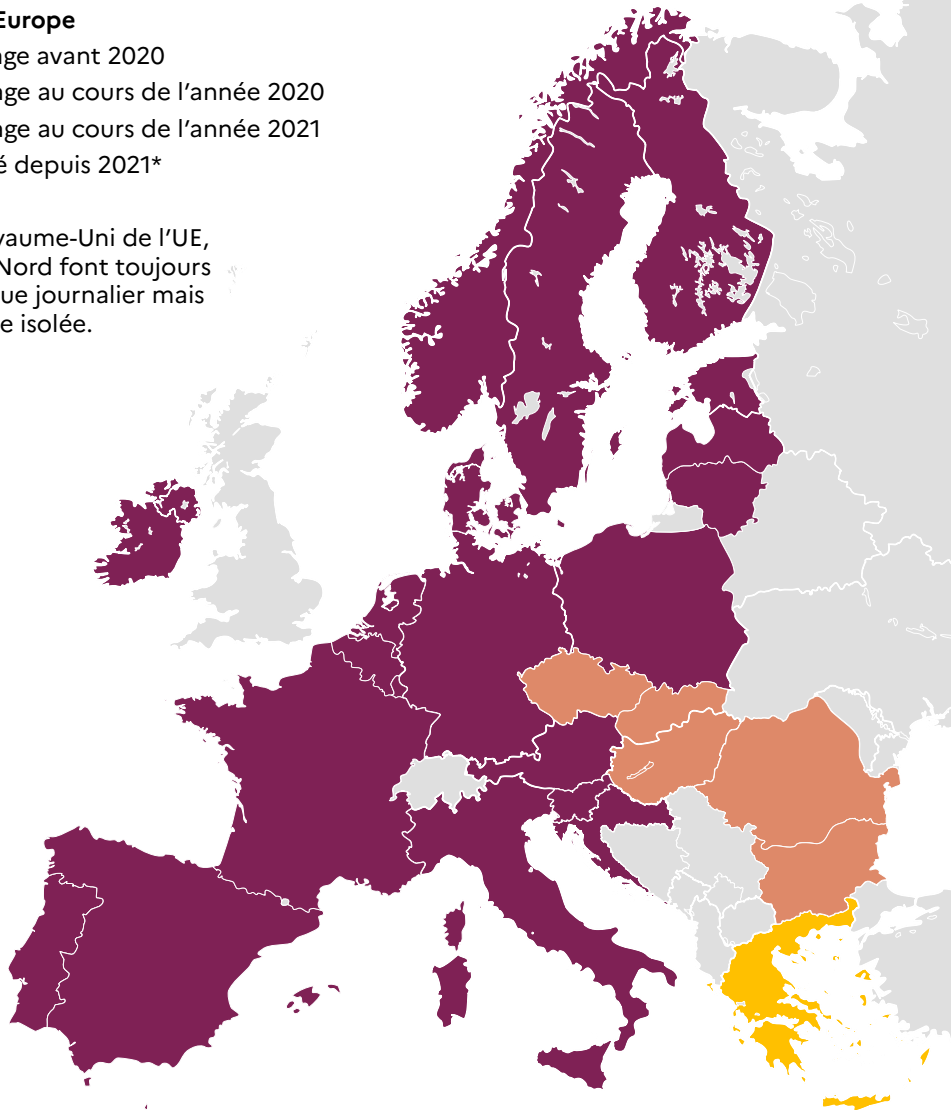
Depuis 2015, toutes les frontières françaises avec des pays de l'UE sont ainsi dans le couplage européen.

Les futurs développements du calcul de capacité et de l'allocation devront être menés en garantissant le bon fonctionnement de l'algorithme de couplage unique journalier EUPHEMIA dans un temps de plus en plus contraint par un nombre croissant de données et de paramètres. Tout particulièrement, la transition de produits journaliers au pas horaire vers des produits au pas de temps de 15 minutes, prévue au plus tard le 1^{er} janvier 2025, représente un défi technique qui doit être relevé sans conduire à une limitation ou une restriction des fonctionnalités de l'algorithme.

Couplage journalier en Europe

- Participant au couplage avant 2020
- Intégration au couplage au cours de l'année 2020
- Intégration au couplage au cours de l'année 2021
- Fonctionnement isolé depuis 2021*

* Depuis la sortie du Royaume-Uni de l'UE, l'Irlande et l'Irlande du Nord font toujours partie du couplage unique journalier mais fonctionnent de manière isolée.



Source : CRE

Depuis 2015, toutes les frontières françaises avec des pays de l'UE sont ainsi dans le couplage européen.

Les futurs développements du calcul de capacité et de l'allocation devront être menés en garantissant le bon fonctionnement de l'algorithme de couplage unique journalier EUPHEMIA dans un temps de plus en plus contraint par un nombre

croissant de données et de paramètres. Tout particulièrement, la transition de produits journaliers au pas horaire vers des produits au pas de temps de 15 minutes, prévue au plus tard le 1^{er} janvier 2025, représente un défi technique qui doit être relevé sans conduire à une limitation ou une restriction des fonctionnalités de l'algorithme.

GROS PLAN N° 3

Les bénéfices du couplage des marchés dans l'UE

L'organisation du marché européen de l'électricité repose sur un ensemble de zones de marché, qui correspondent le plus souvent aux territoires des différents États membres, reliées entre elles par des interconnexions. À l'échéance journalière, un seul prix de l'électricité émerge, pour chaque heure de la journée et pour chaque zone de marché, qui provient de la rencontre de l'offre et de la demande sur les bourses de l'électricité *via* le marché journalier.

Le marché intérieur de l'électricité tire toute son efficacité de l'utilisation optimisée des interconnexions permise par les règles européennes. Les interconnexions contribuent à minimiser les coûts de production à l'échelle européenne en appliquant le principe selon lequel, entre deux zones de marché (1) la capacité d'interconnexion est toujours utilisée pour exporter de l'électricité de la zone la moins chère vers la zone la plus chère³¹ et (2) l'intégralité de la capacité disponible est utilisée dès lors qu'il existe une différence de prix entre deux zones. Cette optimisation est effectuée de manière automatique *via* un algorithme qui gère conjointement offre, demande et capacités d'interconnexion. Dans ce cas, l'allocation des capacités est dite implicite.

Intérêt de l'allocation implicite des capacités d'interconnexion

Il existe deux méthodes d'allocation des capacités d'interconnexion. La première méthode consiste pour les GRT à commercialiser les capacités d'interconnexion *via* un mécanisme d'enchère (allocation « explicite »). Le détenteur de capacité décide ensuite s'il l'utilise ou non pour échanger de l'électricité d'une zone vers une autre. Dans ce cas, les échanges réalisés *via* l'interconnexion reposent sur les arbitrages individuels réalisés par l'ensemble des acteurs détenteurs de capacités d'interconnexion. Chaque acteur évalue s'il est plus intéressant de procéder à une transaction localement ou s'il est plus avantageux de le faire dans une zone adjacente en utilisant une interconnexion.

Ces arbitrages complexes, qui reposent sur des prévisions de prix, peuvent induire une utilisation non optimale des interconnexions, telle que (1) des flux d'électricité dans le sens contraire des prix ou (2) des capacités sous-utilisées malgré un différentiel de prix entre deux zones. Les allocations sont allouées de manière explicite aux frontières avec le Royaume-Uni et la Suisse.

31 Dans le cas des régions avec une allocation fondée sur les flux (*flow-based*), comme c'est le cas pour la région Core, des exceptions à ce principe peuvent survenir avec des flux dits « non intuitifs ».

Le mécanisme de couplage unique journalier européen permet de résoudre ce problème en déterminant simultanément les prix et les volumes d'échanges d'électricité entre les zones de manière à appeler les moyens de production permettant de répondre à la demande à moindre coût à l'échelle européenne tout en prenant en compte les limites de capacités d'interconnexion.

Cela est permis par la seconde méthode d'allocation dite « implicite » : le mécanisme de couplage de marché attribue implicitement les capacités d'interconnexions aux transactions d'électricité transfrontalières les plus efficaces, de façon complètement automatique pour les acteurs.

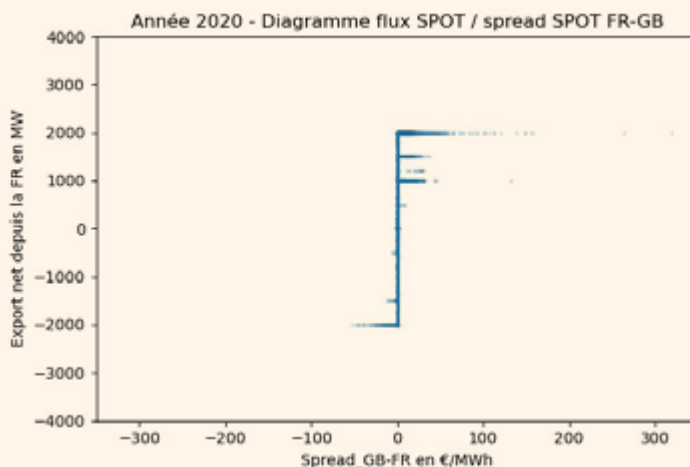
La frontière France-Royaume-Uni montre la valeur ajoutée du couplage des marchés dans l'UE

La frontière France-Royaume-Uni permet de comparer les efficacités respectives de l'utilisation des interconnexions dans le cadre du couplage unique européen journalier ou d'un mécanisme d'allocation explicite.

Jusqu'au 1^{er} janvier 2021, le Royaume-Uni faisait partie du marché intérieur de l'électricité, il participait donc au couplage unique européen journalier. La capacité d'interconnexion avec la France, 2000 MW au maximum (parfois réduite en cas d'avarie ou de maintenance) était allouée de manière implicite.

On constate, comme le montre la Figure 19 pour l'année 2020, qu'en cas de prix moins élevés en France qu'au Royaume-Uni, c'est-à-dire lorsque que le différentiel de prix Grande-Bretagne-France (« spread_GB-FR ») est positif, 100% de la capacité d'interconnexion est utilisée pour des flux commerciaux de la France vers le Royaume-Uni et aucun flux du Royaume-Uni vers la France n'est constaté. L'inverse se produit lorsque le prix est plus élevé en France qu'au Royaume-Uni. On observe ainsi nettement une forme en S « droit ». Il existe plusieurs paliers le long de l'axe vertical formé par le « S » représentant les cas où la capacité d'interconnexion maximale disponible était inférieure à 2000 MW, mais pour autant elle était utilisée en intégralité.

Figure 19 Représentation des flux commerciaux orientés (import/export) sur la frontière France-Grande-Bretagne en fonction du différentiel de prix entre la France et la Grande-Bretagne à l'échéance journalière en 2020 (frontière couplée)

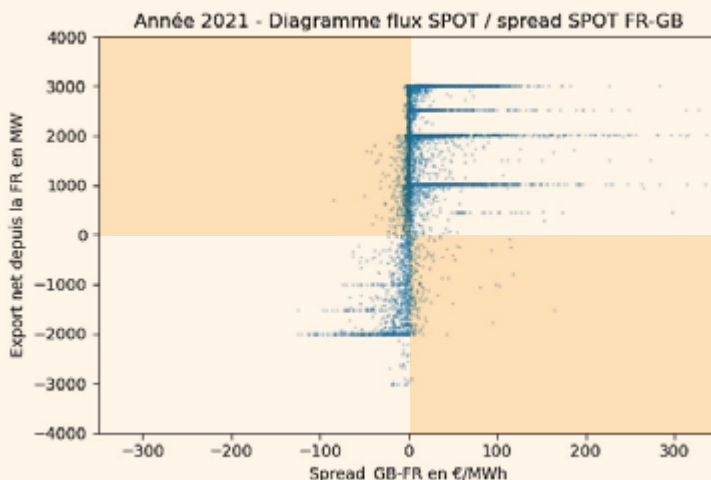


Source : données RTE, ENTSO-E, EPEX SPOT, retraitements et analyse CRE

Depuis le Brexit, l'allocation de capacité est explicite. Les acteurs de marché achètent individuellement de la capacité dans le cadre d'enchères pour toutes les échéances, selon leurs anticipations et leurs besoins. Avec ce système, les échanges à la frontière reposent donc sur des prévisions de prix qui peuvent se révéler erronées et donc conduire à des flux dans le sens opposé au différentiel de prix.

La Figure 20 montre ainsi qu'il existe de nombreux cas où les flux sur la frontière France - Royaume-Uni ne vont pas de la zone la moins chère vers la zone la plus chère (1) ou bien où les capacités d'interconnexions ne sont pas utilisées dans leur intégralité malgré le différentiel de prix existant (2). Sur la figure, cela se traduit par une nébuleuse de points autour de l'axe central. On voit ainsi de nombreux points montrant un différentiel de prix qui est dans un sens alors que le flux est dans le sens contraire (zone orangée sur la Figure).

Figure 20 Représentation des flux commerciaux orientés (import/export) sur la frontière France-Grande-Bretagne en fonction du différentiel de prix entre la France et la Grande-Bretagne à l'échéance journalière en 2021 (frontière non-couplée)



Source : données RTE, ENTSO-E, EPEX SPOT, retraitements et analyse CRE

L'exemple de la frontière France-Royaume-Uni permet d'illustrer les bénéfices économiques apportés par le couplage unique européen journalier. On évalue le seul coût de la perte, pour le système, des flux dans « le sens non économique » (flux depuis la zone la plus chère vers la zone la moins chère (points situés dans la zone orangée de la Figure 20 pour l'année 2021) à une dizaine de millions d'euros annuels pour cette seule frontière sur les dernières années (environ 6 M€ en 2021, 20 M€ en 2022 et 11 M€ en 2023). À ce coût, il faudrait ensuite ajouter le coût d'opportunité pour le système de ne pas avoir utilisé toute la capacité disponible dans le sens économique.

Dans le cas de la Suisse, les échanges sont dominés par des contrats de long terme historiques qui bénéficient d'un accès non contraint aux capacités d'interconnexion. La liberté offerte à ces acteurs d'utiliser les capacités selon leurs engagements contractuels est un obstacle à la pleine utilisation des capacités d'interconnexion, contrairement à ce que permet le modèle européen. L'interconnexion est utilisée en moyenne à 70 % de ses capacités et parfois dans le sens inverse de celui des écarts de prix.

Couplage infrajournalier européen

Le projet européen d'allocation implicite de la capacité à l'échéance intrajournalière, appelé XBID, permet aux acteurs de marché de réaliser des échanges d'énergie dès la veille de la journée de livraison jusqu'à une heure avant l'heure de livraison, sous réserve de capacité disponible aux interconnexions. Grâce à cette plateforme d'échanges en continu, les acteurs peuvent réagir aux évolutions qui affectent le marché en temps réel

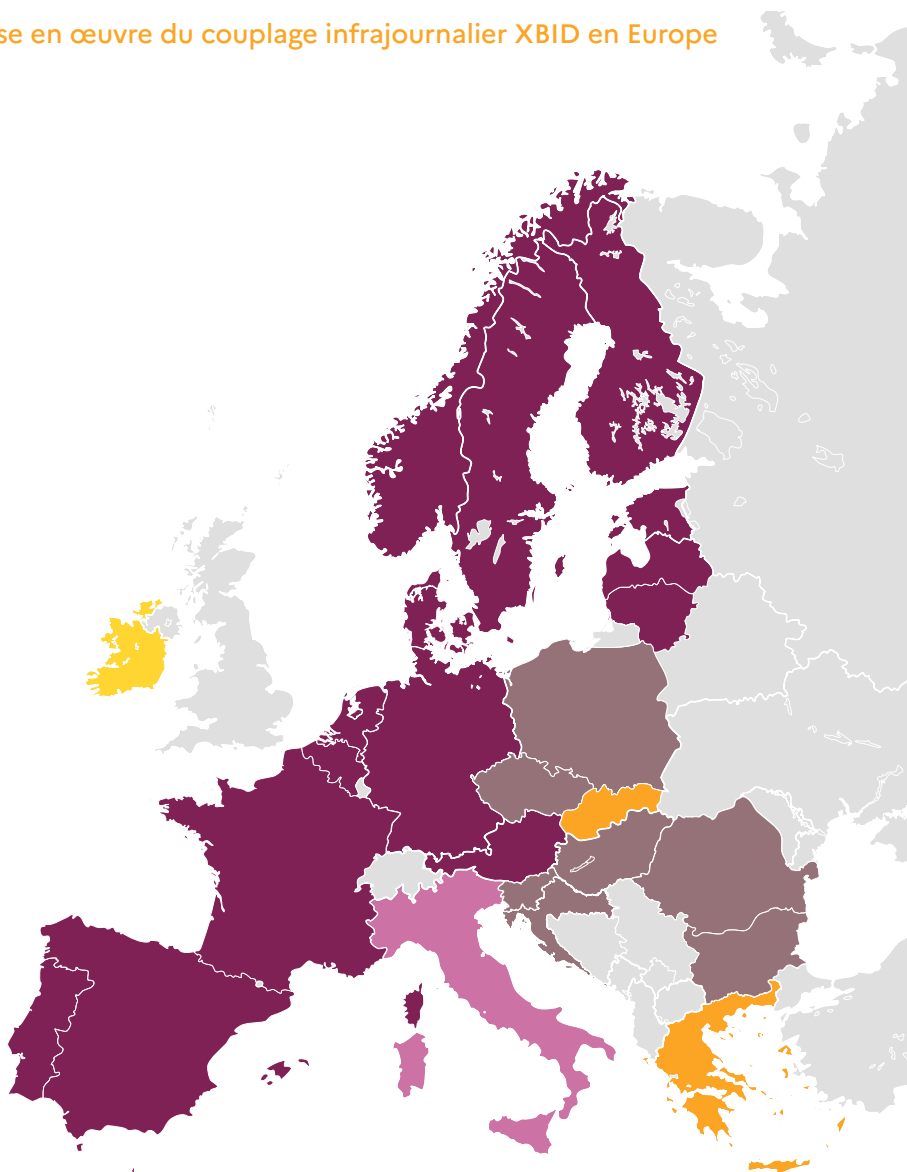
et corriger leurs positions. Depuis l'intégration de l'Italie au projet XBID en septembre 2021, l'ensemble des frontières françaises avec des pays de l'UE sont intégrées au projet. À l'avenir, XBID pourra gérer des paramètres *flow-based* afin d'exploiter au maximum les résultats des calculs de capacité journalier *flow-based* (des extractions du domaine *flow-based* sont pour le moment effectuées pour revenir à des données NTC).

Figure 21 Carte de la mise en œuvre du couplage infrajournalier XBID en Europe



- Première vague : 06/18
- Deuxième vague : 11/19
- Troisième vague : 09/21
- Quatrième vague : 11/22
- Intégration dans le futur

Source : CRE



Il subsiste en parallèle un mécanisme d'allocation explicite en continu à la frontière avec l'Allemagne. Le règlement CACM prévoit également la mise en place de trois enchères infrajournalières implicites afin d'établir un prix pour la capacité à l'échéance infrajournalière. Ces enchères utiliseront le même mécanisme que le couplage unique journalier. La mise en œuvre de ces enchères est prévue pour la fin du premier semestre 2024.

Au plus tard le 1^{er} janvier 2025, la plateforme d'échanges continus XBID ainsi que les trois enchères infrajournalières devront intégrer les produits au pas de temps 15 minutes, comme pour le couplage unique journalier.

Le cas particulier du Royaume-Uni et de la Suisse

Avec la sortie du Royaume-Uni du couplage unique journalier au 1^{er} janvier 2021 et en vertu de l'accord de commerce et de coopération (voir Encadré n° 3), les GRT de l'UE et du Royaume-Uni sont tenus de travailler à une solution dite de « couplage multi régions en volume libre ». La mise en œuvre de cette solution, tout en préservant le bon fonctionnement du couplage unique européen journalier, apparaît comme très complexe tandis qu'elle n'apporterait pas l'intégralité des bénéfices qui pourraient être attendus d'un retour du Royaume-Uni dans le couplage unique européen journalier pour l'ensemble du système. En attendant la mise en œuvre d'une telle solution, le Royaume-Uni réalise son enchère journalière indépendamment à 10h20, ce qui permet ensuite aux acteurs de réagir et de modifier leurs ordres lors du couplage paneuropéen à 12h.

Compte tenu de l'absence d'accord global avec l'UE, et conformément au règlement CACM, la Suisse ne participe pas à ce couplage et réalise son enchère journalière indépendamment à 11h, ce qui permet ensuite aux acteurs de réagir et de modifier leurs ordres lors du couplage paneuropéen à 12h.

1.2.2.2 État des lieux des calculs de capacité

Les règles de calcul de capacité pour les frontières participant au couplage unique journalier et infrajournalier européen sont soit paneuropéennes soit prises au sein des trois régions de calcul de capacité auxquelles appartient la France depuis la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne.

Les capacités commerciales pour les échanges transfrontaliers sont calculées selon deux méthodes. La première approche, appelée « capacité de transport nette » coordonnée (*Net Transfer Capacity*, ci-après « NTC »), consiste à déterminer à l'avance une valeur d'échange maximale par frontière et par direction (import ou export) pour chaque pas horaire. La deuxième approche, « fondée sur les flux » (*flow-based*), détermine les capacités d'échange de manière dynamique en explicitant certaines contraintes réseaux et en donnant la priorité aux frontières sur lesquelles les échanges commerciaux ont la valeur la plus élevée. L'approche *flow-based* ne permet pas de calcul de capacité comparable à l'approche NTC, elle consiste à calculer un domaine des échanges possibles à l'échelle de la région, les niveaux d'échange effectifs étant ensuite déterminés par l'algorithme de couplage des marchés à la base du marché intérieur européen, lui-même alimenté par les ordres des acteurs sur les bourses d'électricité.

Le règlement CACM prévoit que la solution cible est le calcul et l'allocation *flow-based*. Néanmoins le calcul de capacité NTC peut demeurer en vigueur au sein d'une région de calcul s'il est démontré que la mise en œuvre d'un calcul *flow-based* ne présenterait pas d'avantage, par exemple pour des régions dont les réseaux sont peu maillés.

Le règlement CACM prévoit la mise en œuvre de calculs de capacité journaliers et infrajournaliers. Les calculs journaliers ont été les premiers à être développés car ils sont les plus importants pour le système. La capacité d'interconnexion mise à la disposition des échanges infrajournaliers correspond au reliquat des capacités à l'échéance journalière.

L'ensemble des méthodologies prévues par le règlement CACM pour les calculs de capacité ont été adoptées. Leur mise en œuvre est différenciée selon les régions.

L'approche de la CRE pour une mise en œuvre efficace de la règle des 70 %

La mise à disposition par les GRT de capacités commerciales d'interconnexion est l'élément central de l'intégration des marchés européens de l'électricité à l'échéance court terme. En effet, ces capacités permettent la réalisation des échanges d'électricité entre les différentes zones de prix, donnant ainsi une réalité au marché intérieur de l'électricité.

Le règlement électricité de 2019 introduit une obligation pour l'ensemble des GRT européens, à partir du 1^{er} janvier 2020, de garantir que 70 % des capacités d'interconnexion soient disponibles pour les échanges transfrontaliers.

Si ce seuil est fixé à 70 % de la capacité thermique d'un élément de réseau, il peut être temporairement inférieur à cette valeur si le GRT dispose d'une dérogation, met en œuvre un plan d'action sur son réseau ou en cas de problème de sécurité opérationnelle sur le réseau. La CRE doit ainsi s'assurer que RTE garantisse des capacités d'interconnexion conformes au règlement électricité sur les frontières françaises appartenant aux trois régions de calcul de capacité.

Les parades topologiques, une spécificité française de gestion de la congestion

Le seuil de capacité d'interconnexion minimal de 70 % doit être garanti par les GRT tant sur les interconnexions que sur les éléments de réseau en amont de l'interconnexion. Les GRT doivent par

ailleurs s'assurer que les échanges d'électricité réalisés grâce à ces capacités n'entraînent pas de congestions physiques sur ces mêmes éléments de réseau.

Pour ce faire, les GRT disposent de leviers opérationnels tels que le *redispatching* et le *countertrading*, qui consistent à activer à la baisse d'un côté et à la hausse de l'autre des groupes de production afin d'éviter une congestion physique anticipée sur le réseau tout en garantissant l'échange commercial attendu. Ces mécanismes permettent donc de simuler un transit d'électricité sans augmenter le flux physique réel sur l'élément congestionné. Ils induisent un coût lié à l'activation (à la hausse et à la baisse) des groupes de productions.

Alors que le *countertrading* et le *redispatching* sont des actions correctives coûteuses, RTE a aussi mis en place une gestion de la congestion s'appuyant sur des actions correctives non coûteuses : les parades topologiques.

Grâce aux investissements effectués sur le réseau français, RTE est capable de modifier la topologie du réseau français et donc les flux d'électricité sur les différents éléments du réseau français. Cette spécificité française rend possible un pilotage du réseau fin afin d'éviter au maximum les congestions et ce à moindre coût. En effet, les parades topologiques ne demandent pas de modifier le plan de production, ce qui induirait un surcoût et nécessiterait de faire appel à des unités de production, le plus souvent

thermiques et émettrices de CO₂. La CRE estime que les parades topologiques sont des atouts essentiels qui devraient être mieux valorisés dans le fonctionnement du marché européen de l'électricité.

La « *Smart Compliance* » française permet de renvoyer des incitations intégrant la dimension économique

Le règlement électricité lu à la lettre impose l'atteinte du seuil de 70 % en toute circonstance sauf si cela présente un risque pour la sécurité opérationnelle du réseau. Son atteinte ne dépend donc pas de considérations économiques. La CRE considère qu'il est nécessaire de réintégrer le paramètre économique dans l'analyse de conformité au critère de 70 % afin d'inciter les GRT à l'efficacité économique.

Pour ce faire, la CRE a développé une méthode de « *Smart Compliance* » afin de distinguer, *a posteriori*, les deux configurations pour lesquelles une augmentation de la capacité mise à disposition des échanges transfrontaliers n'apporterait aucune valeur additionnelle pour le système électrique européen.

Une interconnexion non saturée à une frontière lors du couplage journalier traduit une situation où l'allocation d'énergie a pu se faire sans être contrainte par les capacités d'interconnexion. Il en résulte une égalité des prix de l'électricité entre les deux zones. Dès lors, augmenter la capacité mise à disposition des échanges transfrontaliers sur cette frontière n'aurait pas permis de dégager de valeur supplémentaire car cette capacité n'aurait pas été utilisée par le marché. Dans ce cas, la CRE considère que le seuil de 70 % est respecté car une capacité supérieure aux besoins du marché a été mise à disposition des échanges transfrontaliers. Il ne serait donc pas efficace que le GRT déploie des mesures coûteuses pour mettre à disposition du marché davantage de capacité.

L'élément de réseau limitant les échanges transfrontaliers peut être l'interconnexion elle-même ou bien un élément de réseau interne à l'une des zones d'un côté ou de l'autre de l'interconnexion. Lorsqu'aucun élément de réseau français ne limite la capacité mise à disposition des échanges transfrontaliers, cette dernière peut tout de même être limitée par un élément de réseau de l'autre côté de l'interconnexion, dans la zone voisine. Dans ce cas, la CRE considère que le critère de 70 % est respecté car augmenter les marges de capacité disponibles sur les éléments français ne permettrait pas de dégager des capacités supplémentaires pour les échanges transfrontaliers. En effet, ces éléments de réseau n'ont pas d'influence sur la capacité d'interconnexion mise à disposition du marché. Dans ce cas également, il ne serait pas efficace que le GRT mette à disposition du marché davantage de capacité.

L'introduction de ces critères permet d'envoyer une incitation adaptée aux GRT pour qu'ils maximisent les capacités mises à disposition des échanges transfrontaliers tout en évitant les dépenses inutiles. La CRE considère que ces critères devraient être mis en place dans les autres pays européens.

Région Europe Centre-Ouest/Core

La région Europe Centre-Ouest (« CWE »)^[32] est la pionnière en matière d'intégration des marchés de l'électricité. Les développements du calcul coordonné de capacité *flow-based* y ont été lancés dès la fin des années 2000 à l'initiative des GRT, des bourses et des régulateurs. Cette région a été remplacée en juin 2022 par la région Core^[33] qui intègre 13 pays dont les réseaux sont fortement maillés.

À l'échéance journalière, un calcul de capacité *flow-based* a été mis en œuvre à partir de 2015 dans la région CWE. Celui-ci a fait l'objet par la suite de plusieurs développements notamment afin de mieux modéliser les contraintes réseaux et d'augmenter les capacités offertes aux échanges transfrontaliers.

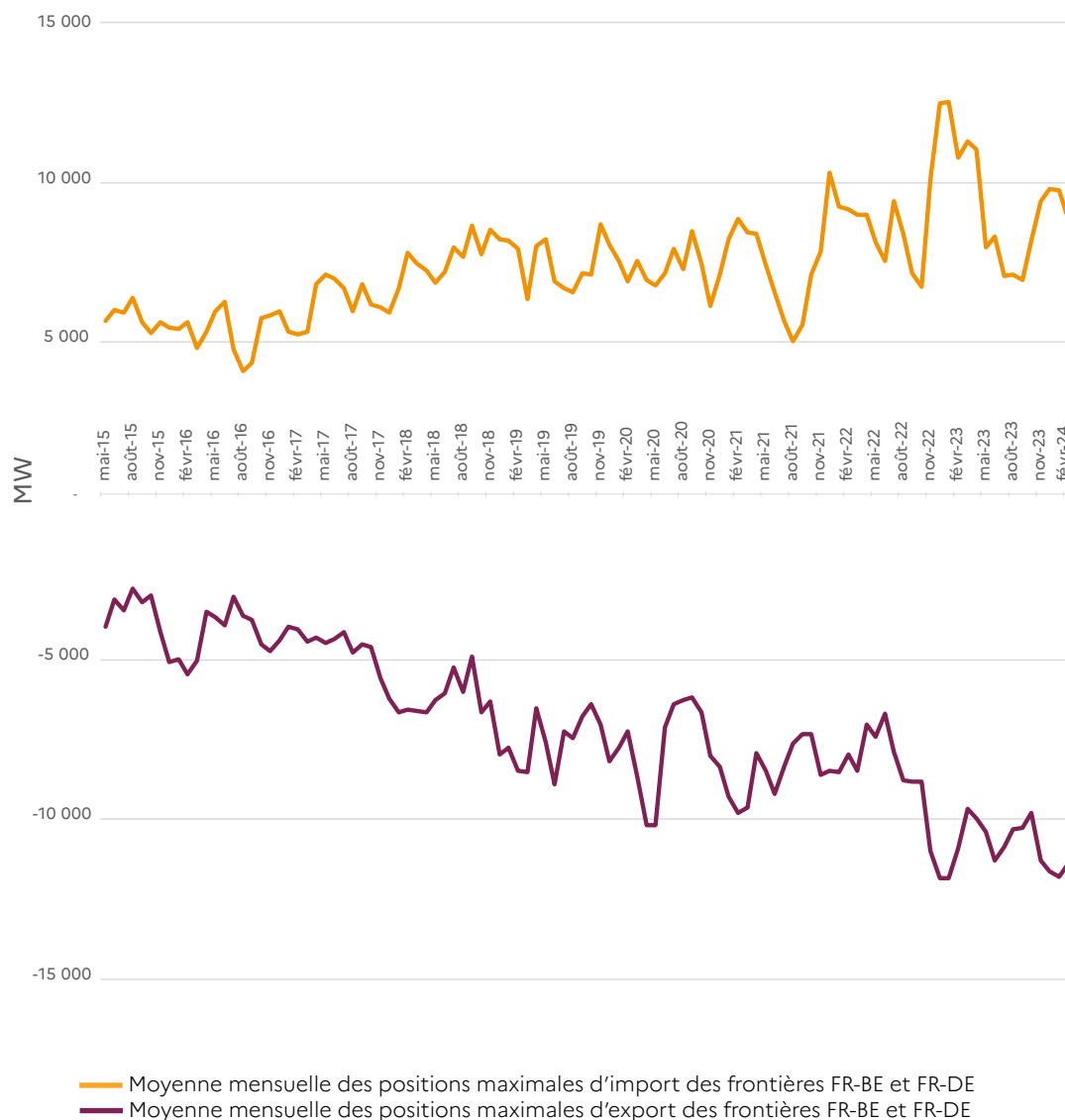
Les GRT de la région CWE ont notamment introduit, à partir d'avril 2018, une obligation de garantir un seuil minimal de 20 % de capacité disponible pour les échanges transfrontaliers, dit « minRAM » (*Minimum Remaining Available Margin*). Ce seuil de 20 % a été remplacé progressivement à partir du 1^{er} janvier 2020 par le nouveau seuil minimal de 70 % afin d'être en conformité avec le règlement électricité. Les GRT de la région se sont engagés à maintenir le « 20 % minRAM » pour les échanges transfrontaliers au sein de la région Core (le 70 % incluant également les échanges transfrontaliers en dehors de la région Core, comme l'impact des flux France-Italie au sein de la région Core).

Ces évolutions ont été conservées dans le nouveau calcul de capacité Core *flow-based* journalier ayant remplacé le calcul CWE à partir de juin 2022. Les différentes évolutions du calcul de capacité ont permis une augmentation régulière des capacités (accrue par les renforcements physique du réseau). Ceci est matérialisé par l'évolution des positions maximales d'import et d'export de la France dans la région CWE puis Core (voir Figure 22).

32 La région CWE comprenait l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la France, le Luxembourg et les Pays-Bas.

33 La région de calcul de capacité Core comprend 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 Slovénie.

Figure 22 Moyenne mensuelle des positions maximales d'import et d'export des frontières françaises (France-Belgique et France-Allemagne) dans l'ancienne région CWE puis dans la région Core depuis l'introduction du calcul flow-based journalier en mai 2015



NOTE : Les positions maximales d'export et d'import de la France ne sont en pratique jamais réalisées car elles nécessiteraient une situation où l'ensemble des flux de la région sont orientés de façon à maximiser l'export ou l'import de la France. Elles donnent néanmoins une vision intéressante de l'évolution des capacités d'interconnexion françaises dans une région flow-based.

Source : données des GRT de la région CWE puis Core, analyse CRE

À l'échéance infrajournalière, le développement du calcul de capacité flow based court terme dans la région CWE a été arrêté afin de se consacrer au calcul de capacité dans la région Core. La méthodologie prévoit le développement de plusieurs calculs infrajournaliers afin de permettre une actualisation fréquente des capacités mises à disposition du marché. Les deux premiers calculs infrajournaliers sont opérationnels depuis le 28 mai 2024. Il s'agira du calcul du reliquat de capacités restantes à l'issue du couplage unique journalier dès 15h en J-1 ainsi que la réalisation d'un calcul complet *flow-based* avant 22h en J-1. Par la suite, trois recalculs additionnels seront progressivement développés et mis en œuvre. Ceux-ci seront réalisés le jour-J, avant 4h00, 10h00 et 16h00 pour les heures restantes du jour.

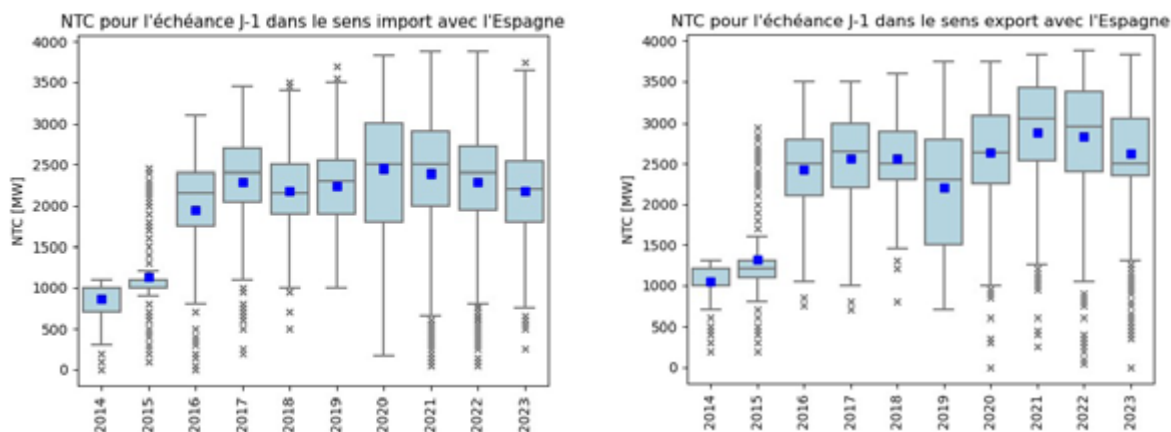
Le couplage unique infrajournalier ne pouvant pour le moment utiliser directement des capacités *flow-based*, une étape additionnelle est réalisée dans les calculs de capacité infrajournaliers afin de convertir les capacités *flow-based* en capacités NTC.

Historiquement, le réseau interne français a très peu limité les capacités mises à disposition aux frontières avec la Belgique et l'Allemagne. Il est important pour le bon fonctionnement du marché intérieur que cela demeure le cas. La CRE prête une attention particulière à ce sujet lors de l'élaboration et la mise en œuvre des méthodologies de calculs de capacités Core aux échéances journalières et infrajournalières (paramètres de calcul, éléments de réseaux considérés, réductions de capacités appliquées) ainsi qu'aux résultats issus de ces calculs.

Région Europe du Sud-Ouest (SWE)

La région de calcul de capacité Europe du Sud-Ouest (SWE) a mis en place fin janvier 2020 un calcul coordonné de capacité à l'échéance journalière dont la méthodologie avait été approuvée par la CRE en novembre 2018. Le calcul, initialement effectué pour quatre pas horaires, a été étendu à six pas horaires en mai 2020. Des simulations conduites par les GRT entre juillet 2019 et janvier 2020 ont mis en évidence que le calcul coordonné de capacité permettait une augmentation moyenne d'une centaine de MW à la frontière France-Espagne par rapport aux analyses hebdomadaires. Ces estimations sont confirmées par les résultats du calcul de capacité depuis sa mise en œuvre fin janvier 2020. En effet, sur 2020 et 2021, hors événements exceptionnels ponctuels, les résultats du calcul de capacités dans le sens import comme dans le sens export ont eu tendance à être supérieurs aux valeurs observées les années précédentes (voir Figure 23).

Figure 23 Graphique en « boîte à moustache » représentant les capacités commerciales issues du calcul de capacité journalier dans le sens import (gauche) et export (droite) du point de vue français à la frontière espagnole



LECTURE : La ligne centrale représente la capacité médiane observée sur la période, les extrémités inférieures et supérieures des cadres bleus représentent respectivement les premiers et troisièmes quartiles. Les points bleus représentent les valeurs moyennes calculées sur la période correspondante.

Source : données RTE, analyse CRE

On observe cependant qu'à partir de 2021, les capacités fournies à l'échéance journalière sont en baisse tendancielle dans les deux sens. Si plusieurs facteurs conjoncturels peuvent en partie l'expliquer (indisponibilité d'ouvrages, réorientation des flux), ce phénomène traduit tout de même une gestion de plus en plus complexe de cette frontière qui connaît un déséquilibre est-ouest entre les flux importateurs passant de part et d'autre des Pyrénées. Ce déséquilibre est alimenté côté espagnol par une zone à l'ouest des Pyrénées fortement productrice avec de fortes capacités éoliennes et une zone à l'est des Pyrénées plutôt consommatrice avec l'influence de la métropole barcelonaise. Différentes pistes sont envisagées pour contrebalancer ce phénomène. RTE prévoit que le déploiement de la nouvelle interconnexion électrique Golfe de Gascogne à l'ouest devrait en partie résoudre ce problème.

Pour l'échéance infrajournalière, un premier calcul coordonné de capacité effectué le soir pour l'ensemble des 24 heures du lendemain a été introduit avec succès en mars 2022. Un deuxième calcul qui doit mettre à jour cette capacité au cours de la matinée pour la seconde moitié de la journée (12h-00h) est prévu pour début 2025.

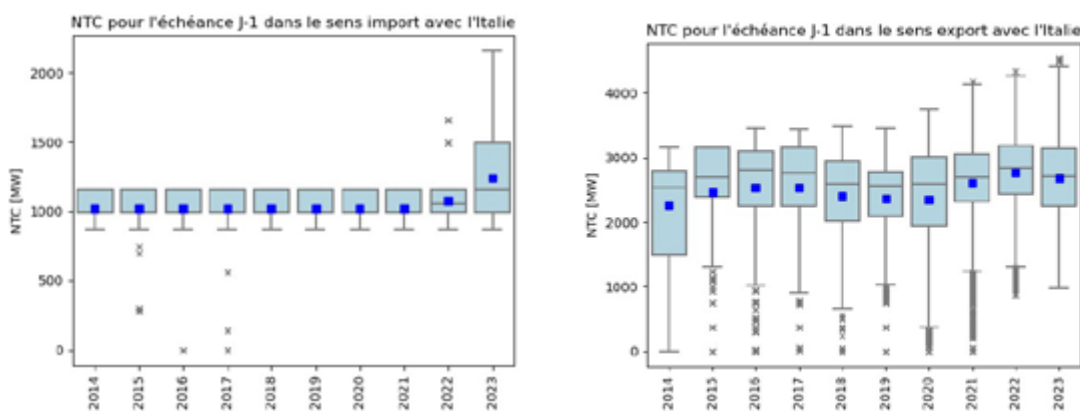
Région Italie Nord

Les calculs de capacité journalier et infrajournalier au sein de la région Italie Nord n'ont été conçus dans un premier temps que dans le sens des exports vers l'Italie. En effet, l'Italie a une position centrale dans cette région et est structurellement importatrice.

À l'échéance journalière, le calcul de capacité coordonné, en place depuis 2016, a été amélioré dans le cadre de la mise en œuvre du règlement CACM avec l'approbation d'une nouvelle méthodologie en 2020. Face à la probabilité grandissante de voir apparaître des flux d'export depuis l'Italie, la nouvelle méthodologie

prévoit la mise en place d'un calcul de capacité journalier dans le sens export depuis l'Italie (et donc import du point de vue français) dont l'application initialement prévue pour septembre 2020 puis reportée à plusieurs reprises, est aujourd'hui prévue pour mi-2024.

Figure 24 Graphiques en « boîte à moustache » représentant les capacités commerciales issues du calcul de capacité journalier à la frontière italienne



LECTURE : La ligne centrale représente la capacité médiane observée sur la période, les extrémités inférieures et supérieures des cadres bleus représentent respectivement les limites des premiers et troisièmes quartiles. Les points bleus représentent les valeurs moyennes calculées sur la période correspondante.

Source : données RTE, analyse CRE

Fin 2021, un mécanisme de validation a été ajouté au calcul de capacité journalier pour permettre d'atteindre le seuil des 70% de capacité disponible pour les échanges transfrontaliers, en faisant appel, si besoin, à du *countertrading* pour assurer ensuite la sécurité du réseau en temps réel.

À l'échéance infrajournalière, un premier calcul couvrant uniquement la fin de journée (16h-00h) a été introduit en octobre 2019. Il fut complété en février 2021 pour couvrir l'ensemble de la seconde partie de la journée (12h-00h). Un second calcul de capacité réalisé le soir et couvrant l'ensemble des heures du

lendemain est également prévu mais sa mise en œuvre est en attente. Le développement de la fonctionnalité « Export Corner », qui permet de traiter les cas où l'Italie n'est pas importatrice sur l'ensemble de ses frontières Nord, a été mis en place avec succès fin novembre 2023.

Interconnexion avec le Royaume-Uni

Avec la sortie du Royaume-Uni de l'UE le 1^{er} janvier 2021, le calcul de capacité d'interconnexion à la frontière France-Royaume-Uni n'est pas effectué de manière coordonnée. La capacité offerte correspond au minimum des valeurs calculées par chaque GRT. Néanmoins, compte tenu de la spécificité de la région, et notamment le fait que toutes les interconnexions sont à courant continu, l'intégralité de leur capacité physique, corrigée des indisponibilités, est offerte au marché. L'accord de commerce et de coopération (voir Encadré n° 3) prévoit qu'à terme un calcul coordonné de capacité soit développé à l'échéance journalière.

Frontière avec la Suisse

La Suisse ne faisant pas partie de l'UE, elle n'est pas partie prenante des régions de calcul de capacité. Il n'y a donc pas de calcul de capacité coordonné à l'échéance journalière à la frontière France-Suisse. La capacité mise à disposition du marché correspond au minimum des valeurs calculées par chaque GRT. Néanmoins, le réseau suisse étant fortement maillé avec les réseaux de ses voisins européens, le réseau suisse a un impact fort sur les calculs de capacités effectués dans les régions Core et Italie Nord. Afin de mieux prendre en considération ces contraintes, un accord entre les GRT de la région Italie Nord et le GRT suisse a été signé au cours de l'année 2021 donnant à ce dernier le statut de « contrepartie technique ». Cela permet au GRT suisse d'être associé au processus de calcul de capacité. Cet accord doit être renouvelé annuellement. Un accord similaire est en cours d'élaboration entre les GRT de la région Core et le GRT suisse visant la mise en place d'un calcul de capacité coordonné sur les frontières nord de la Suisse (Allemagne, Autriche et France). Ce calcul intégrera une phase de validation commune avec la région Core afin de garantir la compatibilité des résultats des calculs de capacité.

1.2.3 Echéance de l'équilibrage

À proximité du temps réel, les GRT sont responsables de l'équilibre du système électrique, et ont pour mission d'assurer à chaque instant l'équilibre entre la consommation et la production. Le fonctionnement des différents marchés de l'équilibrage est régi par le règlement (UE) 2017/2195 relatif à l'équilibrage en électricité, dit « règlement EB » (*Electricity Balancing*)^[34], entré en vigueur en 2017. Ce règlement vise le renforcement de l'intégration européenne des marchés de l'équilibrage, en particulier s'agissant de l'échange d'énergie d'équilibrage en temps réel et de la compensation des déséquilibres.

1.2.3.1 Le fonctionnement et le rôle des interconnexions à l'échéance équilibrage

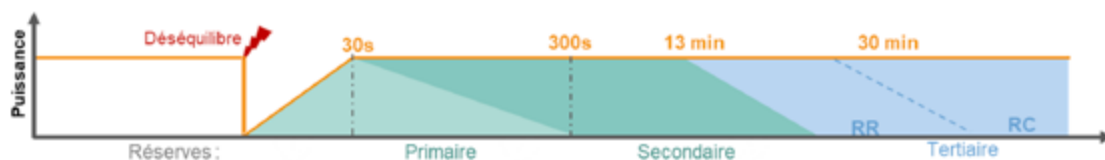
Les pays européens étant interconnectés au sein d'un seul système électrique, un déséquilibre dans la zone d'un GRT se traduit immédiatement par une variation de la fréquence sur l'ensemble du réseau d'Europe continentale : une baisse de la production ou une augmentation rapide de la consommation font « ralentir » les centrales de production et abaissent donc la fréquence du réseau. À l'inverse, une baisse de la consommation ou une augmentation soudaine de la production augmentent la fréquence du réseau. Les interconnexions électriques assurant la synchronisation de la fréquence, les GRT partagent donc la responsabilité de la qualité de la fréquence.

Pour assurer l'équilibrage du réseau, les GRT font appel à des réserves contractualisées en amont du temps réel auprès des producteurs, des consommateurs ou des opérateurs de moyens de stockage, qui peuvent faire varier leurs injections ou leurs soutirages. En temps réel, les

actions rapides pour limiter les variations de fréquence sont prises simultanément par l'ensemble des GRT, indépendamment de l'origine du déséquilibre initial : c'est la réserve primaire (*Frequency Containment Reserve*, FCR), automatique, qui remplit ce rôle. Puis, dans un second temps, c'est au GRT de la zone dans laquelle s'est produit le déséquilibre de « rattraper » l'énergie déficitaire ou excédentaire dans sa zone, en activant les réserves secondaire (*Automatic Frequency Restoration Reserve*, aFRR), tertiaire rapide (*Manual Frequency Restoration Reserve*, mFRR) et tertiaire complémentaire (*Replacement Reserve*, RR).

Dans ce contexte, les interconnexions permettent à RTE et aux autres GRTs européens d'échanger des capacités ou des énergies d'équilibrage lorsque cela est économiquement pertinent, réduisant ainsi les coûts d'équilibrage portés par les utilisateurs du réseau.

34 RÈGLEMENT (UE) 2017/ 2195 DE LA COMMISSION - du 23 novembre 2017 - concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (europa.eu)

Figure 25 Schéma d'utilisation des réserves en cas d'aléa sur l'équilibre du réseau

Source: CRE

1.2.3.2 Intégration européenne des marchés d'équilibrage : panorama des coopérations transfrontalières

Le règlement EB a renforcé l'intégration européenne des marchés de l'équilibrage, en prévoyant la mise en œuvre de plateformes européennes pour les activations en énergie en temps réel des réserves secondaire, tertiaire rapide, et tertiaire complémentaire. Dans le modèle retenu, chaque GRT collecte les offres d'énergie remises par les acteurs de marché nationaux et les transmet à l'algorithme d'optimisation de la plateforme européenne, en même temps que sa demande en énergie et son calcul des capacités d'interconnexion disponibles aux frontières.

Les plateformes européennes d'équilibrage permettent d'optimiser économiquement l'activation des réserves d'équilibrage à l'échelle européenne, en tenant compte des capacités d'échange disponibles aux interconnexions. Depuis 2020, les trois plateformes européennes d'équilibrage prévues par le règlement EB sont entrées en service au niveau européen.

Tableau 8 Récapitulatif des trois plateformes européennes d'équilibrage et de leur état de mise en œuvre

Plateforme	Description	Type de réserve	Date de mise en service	GRT connectés
PICASSO	<i>Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation</i>	Réserve secondaire (« automatic Frequency Restoration Reserve » ou aFRR)	Juin 2022	Allemagne, Autriche, République tchèque
MARI	<i>Manually Activated Reserves Initiative</i>	Réserve tertiaire rapide (« manual Frequency Restoration Reserve » ou mFRR)	Octobre 2022	Allemagne, Autriche, République tchèque
TERRE	<i>Trans European Replacement Reserves Exchange</i>	Réserve tertiaire complémentaire (« Replacement Reserve » ou RR)	Janvier 2020	Espagne, France, Italie, Portugal, République tchèque, Suisse

Afin de permettre aux GRT européens de préparer dans les meilleures conditions possibles l'évolution structurelle que représente le passage de marchés d'énergie d'équilibrage nationaux vers des marchés européens intégrés, le règlement EB prévoit la possibilité pour les régulateurs nationaux d'octroyer, à la demande d'un GRT, des dérogations vis-à-vis des délais de connexion aux plateformes d'équilibrage. Lorsque l'ensemble des GRT européens aura sécurisé la connexion à ces différentes plateformes, une hausse significative de l'utilisation des interconnexions à l'échéance équilibrage est attendue à l'échelle européenne.

Enfin, au-delà de la mise en œuvre progressive de ces plateformes pour l'activation d'énergie en temps réel, d'autres coopérations antérieures, dont fait partie la France, concourent elles-aussi à l'intégration européenne des marchés de l'équilibrage :

- la « coopération FCR » (« *Frequency Containment Reserve* ») correspond à un processus de contractualisation commune pour les capacités de réserve primaire, en amont du temps réel. Fin 2023, les pays membres de la coopération étaient l'Autriche, l'Allemagne, la Belgique, le Danemark, la France, les Pays-Bas, la République Tchèque, la Slovaquie et la Suisse ;
- le « processus IGCC » (« *International grid control cooperation* ») permet aux GRT membres de cette coopération de compenser entre eux leurs demandes en énergie de réserve secondaire, et donc de limiter les activations de sens opposé de part et d'autre d'une interconnexion. Fin 2023, 18 pays faisaient partie de cette coopération : l'Autriche, l'Allemagne, la Belgique, la Croatie, le Danemark, l'Espagne, la France, la Grèce, l'Italie, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République Tchèque, la Roumanie, la Serbie, la Slovaquie, la Slovaquie et la Suisse.

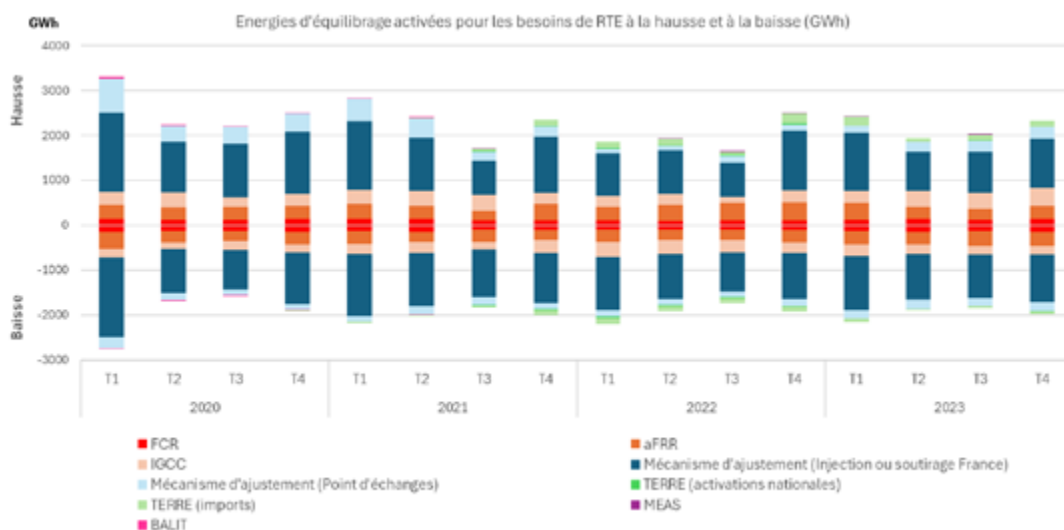
1.2.3.3 RTE utilise pleinement les interconnexions pour assurer l'équilibre offre-demande en temps réel

Sur les années 2020-2023, l'utilisation des interconnexions à l'échéance équilibrage par RTE a été effectuée par le biais des dispositifs européens suivants :

- La « coopération FCR », qui permet à RTE de contractualiser l'ensemble de son besoin en capacités de réserve primaire à travers un appel d'offres commun aux 9 pays de la coopération. Les activations de FCR représentent entre 5 et 7 % des énergies d'équilibrage fournies à la hausse et à la baisse entre 2021 et 2023
- Le « processus IGCC » a permis à RTE d'éviter 48 % des activations d'aFRR à la hausse, et 45 % des activations d'aFRR à la baisse entre 2021 et 2023.
- La plateforme « TERRE » a couvert 10 % des besoins de réserve tertiaire à la hausse, et 4 % des besoins de réserve tertiaire à la baisse en 2023.
- Des mécanismes bilatéraux permettent aussi à RTE de faire appel à des énergies d'équilibrage situées dans les pays voisins. Il peut s'agir d'acteurs d'ajustement activés directement par RTE (pour les frontières allemande et suisse, au travers des entités d'ajustements dites « points d'échange »), ou bien d'accords mis en place avec les autres GRT (au travers du mécanisme « MEAS » pour les situations d'urgence, et du mécanisme « BALIT » aujourd'hui obsolète). En 2023, les entités « points d'échange » ont couvert 23 % des besoins à la hausse et 17 % des besoins à la baisse. L'utilisation des plateformes européennes d'équilibrage a vocation à se substituer à ces mécanismes.

La Figure 26 présente les volumes trimestriels activés par RTE pour assurer l'équilibre offre-demande.

Figure 26 Volumes d'électricité d'équilibrage activés pour les besoins de RTE à la hausse ou à la baisse par trimestre entre 2020 et 2023



NOTE : Les volumes activés à la hausse correspondent à des offres activées pour résoudre un déficit d'énergie sur la zone de RTE. Ces offres peuvent être liées physiquement à des augmentations de production, des baisses de consommation ou une augmentation des imports. À l'inverse, les offres à la baisse permettent de résoudre un surplus d'énergie, et sont liées physiquement à des baisses de production ou une augmentation des exports

Source : données RTE, analyse CRE

La coopération FCR

RTE a rejoint en 2017 la « coopération FCR », donnant lieu à une contractualisation transfrontalière des capacités de réserve primaire entre GRT membres de la coopération. Cette coopération ne nécessite pas de s'assurer de la disponibilité des capacités d'échange aux frontières, les échanges d'énergie de réserve primaire utilisant les marges de sécurité prévues à cet effet par les GRT lors du calcul de capacité. La coopération FCR réunit aujourd'hui neuf pays européens : Autriche, Allemagne, Belgique, Danemark, France, Pays-Bas, République Tchèque, Slovaquie et Suisse.

L'objectif de la coopération est double :

- d'une part, optimiser les coûts de contractualisation de cette réserve en mobilisant les moyens les moins coûteux à l'échelle des neuf pays membres par l'intermédiaire d'un appel d'offres transfrontalier commun ;
- d'autre part, attirer des investissements dans les nouveaux moyens de fournir ce type de réserve, en particulier le stockage d'électricité par batterie, l'appel d'offres transfrontalier étant ouvert à l'ensemble des moyens aptes à fournir de la réserve primaire (producteurs, consommateurs, stockage).

Avec des coûts de contractualisation de la réserve primaire de 34 M€ en 2023 pour RTE, la participation à la coopération FCR a permis de réduire les coûts portés par le TURPE de façon significative par rapport aux coûts régulés préalablement en vigueur, de l'ordre de 100 M€ annuels. En 2022, au plus fort de la crise européenne, ces coûts de contractualisation n'avaient pas excédé le niveau des coûts régulés antérieurs, avec 95 M€, démontrant la robustesse de cet appel d'offres frontalier en période de tension pour le système électrique. Forte de ces coûts de contractualisation particulièrement compétitifs, la France est à présent le principal pays européen exportateur de réserve primaire, avec une moyenne en 2023 d'environ 130 MW de FCR exportée sur chaque pas de temps aux autres pays membres de la coopération.

Le passage d'une prescription régulée à un appel d'offres transfrontalier ouvert à toutes les technologies a par ailleurs permis d'enclencher le déploiement sans subvention publique d'un parc de batteries de stockage d'électricité en France : depuis la première certification pour la réserve primaire finalisée par RTE au début de l'année 2020, ce déploiement a été régulier jusqu'à atteindre aujourd'hui un total d'environ 600 MW de batteries certifiées pour la réserve primaire, contribuant à la diminution significative des coûts de contractualisation de cette réserve ainsi qu'à la hausse des exports de réserve primaire par RTE.

La coopération transfrontalière pour la contractualisation de réserve primaire est donc un franc succès, les deux principaux objectifs visés par cette coopération ayant été atteints au cours des années couvertes par ce rapport, au bénéfice de la collectivité.

La plateforme TERRE

La plateforme TERRE est issue d'une coopération lancée en 2014 par les GRT européens qui utilisent des produits de

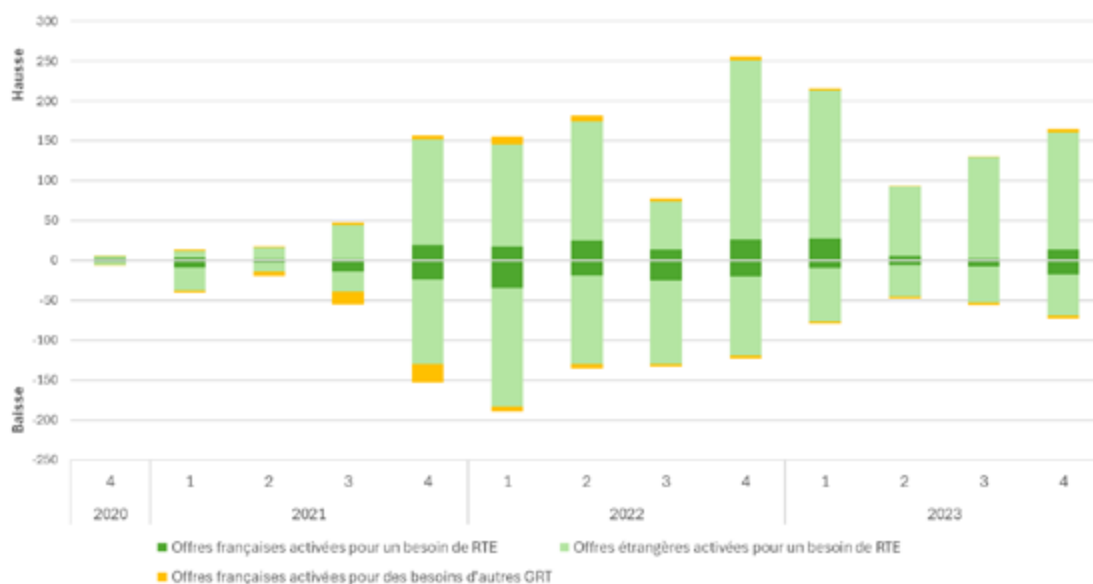
réserve complémentaire pour équilibrer leur zone, dont RTE. Tous les GRT utilisant ces produits doivent y participer, conformément au règlement EB.

Tout acteur d'ajustement disposant de capacités d'équilibrage mobilisables en moins de 30 minutes peut y participer, dès 1 MW. La plateforme TERRE permet, dans la limite des capacités d'interconnexion disponibles après la fermeture des échanges infrajournaliers, d'échanger des offres de réserve complémentaire dites « standard », c'est-à-dire avec certaines caractéristiques techniques pré-définies et harmonisées entre les GRT participant à la plateforme. L'algorithme de sélection des offres réalise une optimisation par heure, pour les quatre quarts d'heure de l'heure suivante, afin de sélectionner les offres à activer. Les offres d'ajustement sont rémunérées au prix marginal de la zone de marché dans laquelle elles sont activées.

La plateforme a été officiellement lancée le 15 janvier 2020 et, fin 2022, 6 GRT y étaient connectés. RTE y est connecté depuis le 2 décembre 2020, et a accru sa participation tout au long de l'année 2021 et le début de l'année 2022. Depuis le 21 mars 2022, la période initiale d'exploitation sous contrôle est achevée et RTE participe à la plateforme TERRE en continu.

La Figure 27 présente les volumes trimestriels activés en France sur la plateforme TERRE, pour les besoins de RTE ou d'autres GRT, ainsi que les volumes importés pour les besoins de RTE.

Figure 27 Volumes trimestriels activés par RTE et importés pour les besoins de RTE sur la plateforme TERRE (2020-2023)



NOTE : Cette figure considère que les offres françaises sont activées pour les besoins de RTE lorsque la satisfaction d'un besoin de RTE sur la plateforme TERRE coïncide avec l'activation d'offres françaises sur cette plateforme. Lorsque le volume d'offres françaises activé est supérieur au volume satisfait pour le besoin de RTE, le surplus est activé pour les besoins d'autres GRT. Lorsqu'il est inférieur, le volume manquant correspond à l'activation d'offres étrangères.

Source : données RTE, analyse CRE

Le volume d'offres françaises soumises sur la plateforme TERRE reste limité et la majorité de la demande française est satisfaite par des offres étrangères, dont les prix sont à ce stade plus faibles en moyenne que ceux des offres des acteurs français. Sur cette plateforme, les interconnexions aux frontières françaises contribuent donc majoritairement à satisfaire la demande de RTE en important de l'énergie d'équilibrage.

1.2.3.4 Usage des interconnexions à l'échéance équilibre : perspectives d'évolutions à moyen terme

Plusieurs évolutions réglementaires attendues vont renforcer le rôle et l'utilisation des interconnexions à l'échéance des marchés de l'équilibre.

À court terme, la connexion de RTE aux plateformes européennes d'équilibre pour la réserve secondaire (plateforme "PICASSO") et pour la réserve tertiaire rapide (plateforme "MARI"), prévue respectivement pour la fin 2024 et la fin 2025, finalisera pour RTE le processus d'intégration européenne pour l'activation d'énergie d'équilibre à partir de ces réserves. Une hausse significative des imports et des exports d'énergie d'équilibre, en réponse aux déséquilibres constatés sur le réseau national ou sur celui des autres pays européens, est attendue aux frontières françaises à compter de la connexion à ces deux plateformes.

À moyen terme, la mise en œuvre par les GRT européens de méthodologies de calcul coordonné de capacité transfrontalière pouvant être mise à disposition des marchés de l'équilibre (sur le modèle des calculs coordonnés déjà mis en œuvre pour les échéances de plus long terme), affinera la vision des GRT quant aux capacités d'interconnexion pouvant être mises à disposition des plateformes européennes d'équilibre, et pourrait résulter en une hausse des échanges transfrontaliers. La CRE a approuvé des méthodologies de calcul de capacité coordonné à l'échéance équilibre pour chacune des régions de calcul impliquant RTE (approbation de la méthodologie pour la région SWE en juillet 2023, pour la région Italie Nord en décembre 2023 et pour la région Core en mai 2024).

À long terme, la mise en œuvre de nouvelles coopérations transfrontalières pour la contractualisation de capacités d'équilibre en amont du temps réel, sur le modèle de la coopération FCR, pourrait être envisagée en vue d'optimiser les coûts de contractualisation de la réserve secondaire ou tertiaire, qui sont supportés par les consommateurs via le TURPE. Le règlement EB prévoit en effet la possibilité de mise en œuvre de ce type de coopération pour les GRT européens, sur une base volontaire.

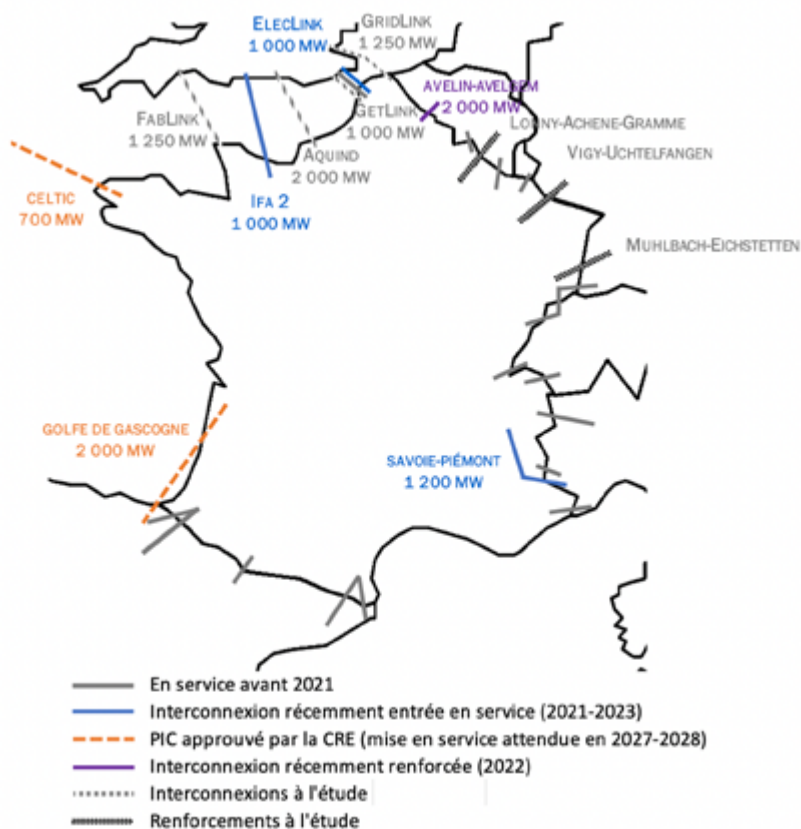
1.3. Développement à venir des interconnexions électriques aux frontières françaises

Depuis sa création, la CRE est pleinement mobilisée dans le développement de nouvelles liaisons électriques transfrontalières, en faveur d'une intégration européenne renforcée des systèmes énergétiques nationaux au bénéfice des consommateurs finals. Sur la période 2020-2023, la France a vu ses capacités d'échanges augmenter de 4,7 GW avec d'une part la mise en service de trois nouvelles interconnexions électriques : 2 GW avec la Grande-Bretagne (IFA 2 et ElecLink) et 1,2 GW avec l'Italie

(Savoie-Piémont) et d'autre part le renforcement de l'interconnexion existante Avelin-Avelgem, couplée au renforcement de l'axe Aubange-Moulaine, qui permet une augmentation de 1,5 GW des capacités d'échange avec la Belgique.

Par ailleurs la CRE a approuvé deux autres projets d'intérêt commun (PIC), avec l'Espagne (Golfe de Gascogne, 2 GW) et l'Irlande (Celtic, 0,7 MW), pour un total de 2,7 GW.

Figure 28 Développements récents et à venir des interconnexions électriques aux frontières françaises



Source : CRE

RTE a prévu dans son schéma décennal de développement des réseaux (SDDR) de 2019 le doublement des capacités d'interconnexion d'ici à 2035. Les nouvelles interconnexions sont des projets coûteux et complexes, nécessitant fréquemment des renforcements internes du réseau et pour un coût total souvent supérieur au milliard d'euros. La CRE a accueilli favorablement le séquençement des projets d'interconnexion proposé par RTE, qui donne la priorité aux projets les plus matures et apportant les plus grands bénéfices^[35]. L'approche par « paquets » permet d'assurer la soutenabilité financière et industrielle ainsi que l'acceptabilité sociale et environnementale de ces projets.

Les projets de nouvelles interconnexions sont présentés par RTE et validés par la CRE. Le rôle de la CRE est double :

- Elle s'assure que le projet est rentable, sur la base d'analyses coûts-bénéfices s'appuyant sur des scénarios à long terme robustes et prudents. La CRE analyse la rentabilité aux deux échelles française et européenne ;
- Elle définit avec l'autre régulateur concerné les règles de partage des coûts de développement de l'interconnexion.

La CRE prend donc toutes les précautions pour que les nouvelles interconnexions ne se traduisent pas par des coûts non couverts qui seraient répercutés *in fine* sur le TURPE, ce qui a été le cas jusqu'à présent.

1.3.1 Les projets d'interconnexion électrique récemment mis en service ou en cours de développement

1.3.1.1 La finalisation de l'interconnexion Savoie-Piémont à la frontière italienne

Projet d'intérêt commun (PIC) depuis 2013, l'interconnexion en courant continu Savoie-Piémont (1,2 GW) a été mise en service à mi-capacité fin novembre 2022 puis à pleine capacité au troisième trimestre 2023. Le projet a connu des difficultés de calendrier à cause de la crise sanitaire et de divers problèmes techniques liés à la conception, la réalisation et la mise en service des stations de conversion. Empruntant le tunnel du Fréjus, cet ouvrage de 190 km augmente la capacité d'interconnexion entre la France et l'Italie

de 40%, pour atteindre jusqu'à 4450 MW à l'export. En France, les deux liens sont détenus et gérés par RTE. En Italie, une première portion de l'interconnexion de 350 MW a obtenu une dérogation pour dix ans aux règles de séparation patrimoniale^[36] et d'utilisation des recettes de congestion, conformément au règlement (UE) électricité 714/2009. Elle doit permettre le financement d'une partie du projet par des grands consommateurs industriels italiens. Une deuxième demande d'exemption sur la seconde portion de 250 MW a été rejetée par décision de la Commission européenne du 11 septembre 2020^[37], sans que cela affecte l'exploitation par le GRT italien Terna.

35 Délibération de la CRE du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019 - CRE

36 En vertu de la séparation patrimoniale, la gestion d'un réseau de transport d'électricité ou de gaz naturel est assurée par des personnes morales distinctes de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture d'électricité ou de gaz naturel.

37 Décision de la Commission du 11 septembre 2020 sur la dérogation en faveur de Piemonte Savoia 2 S.r.l (Italie) en application de l'article 63 du règlement (UE) 2019/943 pour une interconnexion électrique entre l'Italie et la France

1.3.1.2 Les avancées des projets Celtic et Golfe de Gascogne avec l'Irlande et l'Espagne

Par sa position géographique, la France a un important rôle à jouer dans l'intégration de plusieurs pays dans le marché européen. C'est particulièrement le cas avec l'Irlande, qui n'a plus de lien direct avec l'UE depuis le Brexit, et avec la péninsule ibérique. Parmi les projets d'interconnexion avec ces pays qui ont figuré parmi les projets d'intérêt commun (PIC) européens (voir section 1.3.2), deux ont été validés par la CRE et ses homologues : Celtic et Golfe de Gascogne. Ces deux projets ont fait l'objet d'accords de partage de coûts transfrontaliers et se sont vu attribuer d'importantes subventions par l'UE. Les travaux ont commencé en 2023 pour ces deux projets.

Celtic, premier projet d'interconnexion sous-marine entre la France et l'Irlande, vise à relier directement l'Irlande au marché européen de l'électricité d'ici 2027. La liaison, d'une longueur de 575 km et d'une capacité physique maximale de 700 MW, participe à l'intégration des énergies renouvelables intermittentes ainsi qu'au renforcement de la sécurité d'approvisionnement des deux pays. Etant donné les externalités positives générées par l'interconnexion et les risques associés au projet, le projet a bénéficié d'une subvention de l'Union européenne de 530,7 M€ dans le cadre du Mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE). Malgré une augmentation significative des coûts du projet, principalement liée aux tensions sur les marchés des câbles et des stations de conversion, les régulateurs français et irlandais ont confirmé le

projet et ont actualisé fin 2022 l'accord de partage transfrontalier des coûts initialement pris en 2019^[38]. La décision de 2022 confirme la répartition transfrontalière de 2019^[39], qui prévoit que 65 % des coûts d'investissement sont attribués à l'Irlande et 35 % à la France, les surcoûts étant partagés à 50/50.

Golfe de Gascogne, projet d'interconnexion en partie sous-marine entre la France et l'Espagne (2 GW), a pour objectif de porter la capacité d'interconnexion physique à cette frontière à 5 GW d'ici 2028. Reliant Gatica (près de Bilbao) et Cubnezais (près de Bordeaux), le projet a donné lieu à une décision de partage transfrontalier des coûts en 2017 entre les régulateurs français et espagnol^[40]. Le projet bénéficie par ailleurs d'une subvention européenne de 578 M€ dans le cadre du MIE. Des difficultés liées au franchissement du gouf de Capbreton ont conduit à la révision de son tracé par les GRT. En raison de la hausse importante des coûts du projet, liée, comme pour Celtic, aux tensions sur les marchés des équipements pour les interconnexions, les régulateurs français et espagnol ont actualisé en 2023 la référence de partage transfrontalier des coûts du projet pour l'adapter à l'inflation^[41]. L'Espagne supporte 62,5 % des premiers surcoûts et la France 37,5 %, les surcoûts additionnels étant partagés à 50/50.

38 Délibération de la CRE du 25 avril 2019 adoptant la décision conjointe de répartition transfrontalière des coûts du projet Celtic - CRE

39 Délibération de la CRE du 3 novembre 2022 adoptant la décision de réexamen de la décision conjointe de répartition transfrontalière des coûts du projet Celtic - CRE

40 Délibération de la CRE du 21 septembre 2017 adoptant la décision conjointe de répartition transfrontalière des coûts du projet Golfe de Gascogne - CRE

41 Délibération de la CRE du 2 mars 2023 portant modification de la décision conjointe de répartition transfrontalière du projet Golfe de Gascogne - CRE

Au-delà du projet Golfe de Gascogne, d'autres développements ont été évoqués depuis 2015 dans le cadre du groupe de haut-niveau sur les interconnexions en Europe du Sud-Ouest. La CRE considère qu'il convient de traiter les différents projets les uns après les autres, la priorité étant donnée à la réalisation du projet Golfe de Gascogne. À ce stade, les analyses coûts-bénéfices réalisées n'ont pas démontré que les bénéfices apportés par des projets supplémentaires dépassaient les coûts, notamment du fait de coûts de congestion sur le réseau français importants, de besoins conséquents de renforcements des réseaux amont et de questions d'acceptabilité locale majeures.

1.3.1.3 Les projets à l'étude à la frontière France – Grande-Bretagne

La France compte trois interconnexions avec la Grande-Bretagne pour une capacité physique totale de 4 GW. L'interconnexion à courant continu IFA 2 (1 GW), entre Tourbe (Calvados) et Chilling (Hampshire), a été mise en service le 22 janvier 2021. IFA 2 est la propriété commune du gestionnaire de réseau de transport français RTE et de National Grid Interconnectors (NGIC) et est exploitée sous régime régulé. L'interconnexion à courant continu ElecLink (1 GW), raccordée aux mêmes stations de conversion que l'interconnexion IFA entre Les Mandarins (Pas-de-Calais) et Sellindge (Kent), a réalisé ses premiers échanges commerciaux le 25 mai 2022. Empruntant le Tunnel sous la Manche, cette interconnexion a dû relever des défis techniques concernant la compatibilité de l'interconnexion électrique avec le système ferroviaire. Cette interconnexion, qui est la propriété de

la société gestionnaire du tunnel sous la Manche GetLink, s'est vue accorder par la CRE et l'Ofgem en 2014 une dérogation partielle aux règles de séparation patrimoniale et d'utilisation des recettes d'interconnexion pour une durée de 25 ans^[42].

Plusieurs projets d'interconnexions supplémentaires avec la Grande-Bretagne sont à l'étude, bien qu'à des phases de maturité différentes : GridLink (1,4 GW), FAB (1,4 GW) et Aquind (2 GW). La CRE a également été informée de la volonté de la société Getlink d'étudier un nouveau projet d'interconnexion empruntant le tunnel sous la Manche. Avec la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne, ces projets ont perdu leur statut de projet d'intérêt commun (PIC) délivré dans le cadre du règlement européen sur les infrastructures énergétiques transeuropéennes (« règlement TEN-E »). Cependant, ils peuvent désormais candidater au statut de projet d'intérêt mutuel (PIM) avec les pays tiers créé par le règlement TEN-E révisé. De manière générale, le renforcement des capacités de transport d'électricité avec la Grande Bretagne reste un sujet d'intérêt pour la CRE. En 2022, la CRE a rejeté la demande d'investissement soumise par GridLink^[43], en raison de fortes incertitudes quant aux bénéfices économiques du projet, renforcés par le contexte particulier de la sortie du Royaume-Uni de l'UE.

La CRE a commandé une nouvelle étude relative à l'opportunité d'une nouvelle interconnexion britannique, en lien avec la révision des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre du paquet « Fit for 55 » et la crise sur les marchés de gros de l'électricité en 2022 et 2023. L'étude, publiée en juillet 2023, met en évidence l'intérêt économique possible d'un nouveau projet

42 Délibération de la CRE du 28 août 2014 portant décision finale sur la demande de dérogation de la société ElecLink Ltd en application de l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009 concernant une interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne - CRE

43 Délibération de la CRE du 19 janvier 2022 portant décision sur la demande d'investissement de l'interconnexion GridLink Interconnector Limited - CRE

d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni d'environ 1 GW^[44], les bénéfices additionnels au-delà de cette capacité étant insuffisants. L'intérêt de capacités supplémentaires d'interconnexion provient en grande partie de la meilleure intégration des énergies renouvelables au Royaume-Uni et d'une réduction du recours aux moyens thermiques fossiles à l'échelle européenne. L'étude montre que les bénéfices sont nettement plus élevés pour le Royaume-Uni que pour la France, ce qui devrait se refléter dans le partage des coûts entre les deux pays si un nouveau projet devait être réalisé.

Avec la Belgique, les projets de renforcement d'interconnexions existantes récemment entrés en service (renforcement d'Aubange-Moulaine en 2021 et d'Avelin-Avelgem en 2022) ont conduit à une augmentation de 1,5 GW de la capacité d'échange. Le projet Lonny-Achène-Gramme actuellement à l'étude, dernière étape d'une succession de renforcements pour une mise en service à l'horizon 2030-2032, montre des premiers résultats positifs.

La stratégie de renforcement des capacités d'interconnexion avec la Suisse, depuis la mise en service en 2018 du renforcement de l'interconnexion Génissiat (France)–Verbois (Suisse), est en cours de définition entre les GRT concernés.

1.3.1.4 Les autres projets de renforcement d'interconnexions à l'étude avec l'Allemagne, la Belgique et la Suisse

En plus des frontières précédemment mentionnées, RTE répertorie dans son schéma décennal de développement des réseaux (SDDR) des projets de renforcement d'interconnexions avec l'Allemagne, la Belgique et la Suisse, considérés comme relativement faciles à réaliser pour un coût limité.

Avec l'Allemagne, les deux projets de renforcement consistant à passer en 400 kV la ligne 225 kV entre Muhlbach (Alsace) et Eichstetten (Bade) et à renforcer les capacités d'interconnexion de deux circuits entre Vigy (Moselle) et Uchtelfangen (Sarre), approuvés successivement par la CRE et son homologue allemand^[45], devraient permettre une augmentation de capacité d'interconnexion physique à cette frontière de 1,8 GW, pour une mise en service prévue à l'horizon 2030.

44 Consultation publique n°2024-01 du 5 mars 2024 relative à l'opportunité de nouvelles capacités d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni - CRE

45 Délibération de la CRE du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019 - CRE. Le 14 janvier 2022, le régulateur allemand (BnetzA) a approuvé le plan d'investissement à horizon 2035 des GRT allemands : Bundesnetzagentur - Presse - Bundesnetzagentur bestätigt Netzentwicklungsplan Strom 2021-2035.

1.3.2 La planification des infrastructures électriques européennes à l'heure de la décarbonation

Les infrastructures électriques européennes constituent un pilier pour l'atteinte des objectifs européens ambitieux en matière d'énergie et de climat adoptés en 2021 dans le Paquet « Ajustement à l'objectif 55 » (*Fit for 55*), de réduction d'au moins 55 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030 par rapport à 1990 et d'atteinte de la neutralité climatique à l'horizon 2050. L'intégration massive d'énergies renouvelables décarbonées, l'électrification soutenue des usages mais aussi l'impératif d'indépendance énergétique requièrent l'adaptation et le renforcement des réseaux électriques, ce qui nécessite une coordination accrue entre les États membres et une planification renouvelée des infrastructures électriques européennes.

Depuis le troisième paquet énergie de 2009, l'Union européenne s'est progressivement doté d'outils de planification des infrastructures énergétiques avec l'élaboration, tous les deux ans, des plans décennaux de développement des réseaux européens (*Ten Year Network Development Plan*, TYNDP) par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E), dont l'objectif est d'identifier les principales infrastructures électriques à construire dans la décennie et d'assurer la cohérence avec les plans nationaux.

Le rôle de ces plans, non contraignants, a évolué avec l'entrée en vigueur en 2013 du règlement (UE) 347/2013 sur les réseaux transeuropéens d'énergie (RTE-E)^[46], qui encadre la sélection de projets d'intérêt commun (« PIC »). Le règlement infrastructures a fait du TYNDP un outil d'aide à la décision, puisque seuls les projets inclus dans les derniers TYNDP peuvent prétendre à l'obtention du statut PIC. La sélection des PIC utilise les scénarios et les analyses coûts-bénéfices des TYNDP pour évaluer les projets candidats. Ces PIC pouvaient concerner les infrastructures de transport d'électricité ou de gaz, de stockage de gaz ou de regazéification de GNL. Le statut PIC facilite la mise en œuvre des projets considérés comme prioritaires en accélérant les procédures d'octroi des autorisations.

Le statut PIC ouvre également la voie au partage des coûts d'investissement entre États membres tirant bénéfice d'un même projet ainsi qu'à l'obtention d'aides financières européennes. La répartition transfrontalière des coûts (*Cross-Border Cost Allocation*, CBCA), établie entre régulateurs des pays concernés, vise à aligner la contribution financière de chaque État avec les bénéfices qu'il retire du projet. Le règlement infrastructures intègre la possibilité de bénéficier d'un financement d'études ou de subventions pour les travaux via le Mécanisme pour l'interconnexion en Europe (*Connecting Europe Facility*, CEF), pour les projets ayant fait l'objet d'une décision de CBCA, s'ils présentent des externalités positives significatives et ne sont pas viables commercialement au regard des conditions de marché existantes et sur la base de l'analyse coûts-bénéfices.

46 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:32022R0869&qid=1664433022493>

Au fil des campagnes de sélection des projets d'intérêt commun, l'exigence d'une planification conjointe entre secteurs s'est renforcée, de manière à assurer une cohérence mais aussi à tenir compte des interactions entre l'électricité, le gaz naturel et, à l'avenir, l'hydrogène. Cela s'est traduit depuis le TYNDP 2020 par un exercice de scénarisation commun à ENTSO-E et son équivalent gazier ENTSO-G. Par ailleurs, la décentralisation du système électrique induite par le développement des énergies renouvelables demande une coordination plus étroite entre GRT et gestionnaires de réseaux de distribution dans la planification des infrastructures.

La liste des projets PIC est adoptée tous les deux ans par la Commission européenne, sur la base des listes élaborées par les groupes régionaux, composés des représentants des États membres, des régulateurs, des GRT, de la Commission, de l'ACER et des ENTSOs^[47].

Si le règlement RTE-E a permis d'accroître significativement l'interconnexion entre les États membres, sa révision, achevée en mai 2022, vise à aligner davantage la sélection des projets d'intérêt commun avec le Pacte vert pour l'atteinte de la neutralité carbone en 2050 et déclinés par la Commission européenne dans trois stratégies sectorielles vues comme complémentaires : l'intégration du système énergétique^[48], l'hydrogène^[49], et les énergies renouvelables en mer^[50].

En parallèle de la publication de la première liste de sélection des PIC/PIM en novembre 2023 adoptée sous le règlement infrastructures révisé^[51], la Commission européenne a présenté un plan d'action de l'Union européenne pour les réseaux^[52] pour l'atteinte des objectifs de décarbonation européens de 2030, structuré autour de trois axes : planification à long terme des investissements, accélération du déploiement des réseaux et meilleure utilisation des réseaux existants.

47 La cinquième et dernière liste PIC, prise sous le règlement (UE) 347/2013, a été approuvée le 19 novembre 2021. Règlement délégué (UE) 2022/564 de la Commission du 19 novembre 2021 modifiant le règlement (UE) no 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union - Publications Office of the EU (europa.eu)

48 Communication COM(2020) 299 final du 8 juillet 2020, "Alimenter en énergie une économie neutre pour le climat : une stratégie de l'UE pour l'intégration du système énergétique"

49 Communication COM(2020) 301 final du 8 juillet 2020, "Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre"

50 Communication COM(2020) 741 final du 19 novembre 2020, "Une stratégie de l'UE pour exploiter le potentiel des énergies renouvelables en mer en vue d'un avenir neutre pour le climat"

51 Règlement délégué (UE) 2024/1041 de la Commission du 28 novembre 2023 modifiant le règlement (UE) 2022/869 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun et des projets d'intérêt mutuel de l'Union (europa.eu)

52 COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Grids, the missing link - An EU Action Plan for Grids - Publications Office of the EU (europa.eu)

ENCADRÉ N°6

La révision du règlement européen sur les réseaux transeuropéens d'énergie (RTE-E)

La révision du règlement sur les réseaux transeuropéens d'énergie (règlement RTE-E), entrée en vigueur en 2022, introduit trois changements majeurs afin d'adapter le développement des infrastructures énergétiques transfrontalières aux objectifs de décarbonation européens.





D'une part, il remanie les catégories de projets d'infrastructures éligibles au statut de PIC, en supprimant les infrastructures de transport et de stockage gaz naturel (à l'exception, pour les projets gaziers dans la 5ème liste PIC, des projets de conversion au transport et stockage d'hydrogène et des interconnexions de Malte et de Chypre) et en introduisant des nouvelles catégories de projets éligibles favorisant le développement des énergies bas carbone et renouvelables (électrolyseurs, infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène, réseaux électriques en mer, réseaux de gaz intelligents). Les catégories de transport d'électricité et de dioxyde de carbone et celle sur les réseaux intelligents d'électricité sont maintenues. A côté de ces domaines prioritaires, le règlement RTE-E définit onze corridors géographiques prioritaires et autant de groupes régionaux afin de coopérer pour atteindre les objectifs de la politique énergétique européenne. La France appartient à cinq corridors : un pour l'électricité, trois pour les réseaux énergétiques en mer et un pour l'hydrogène (voir Figure 29 ci-dessous).

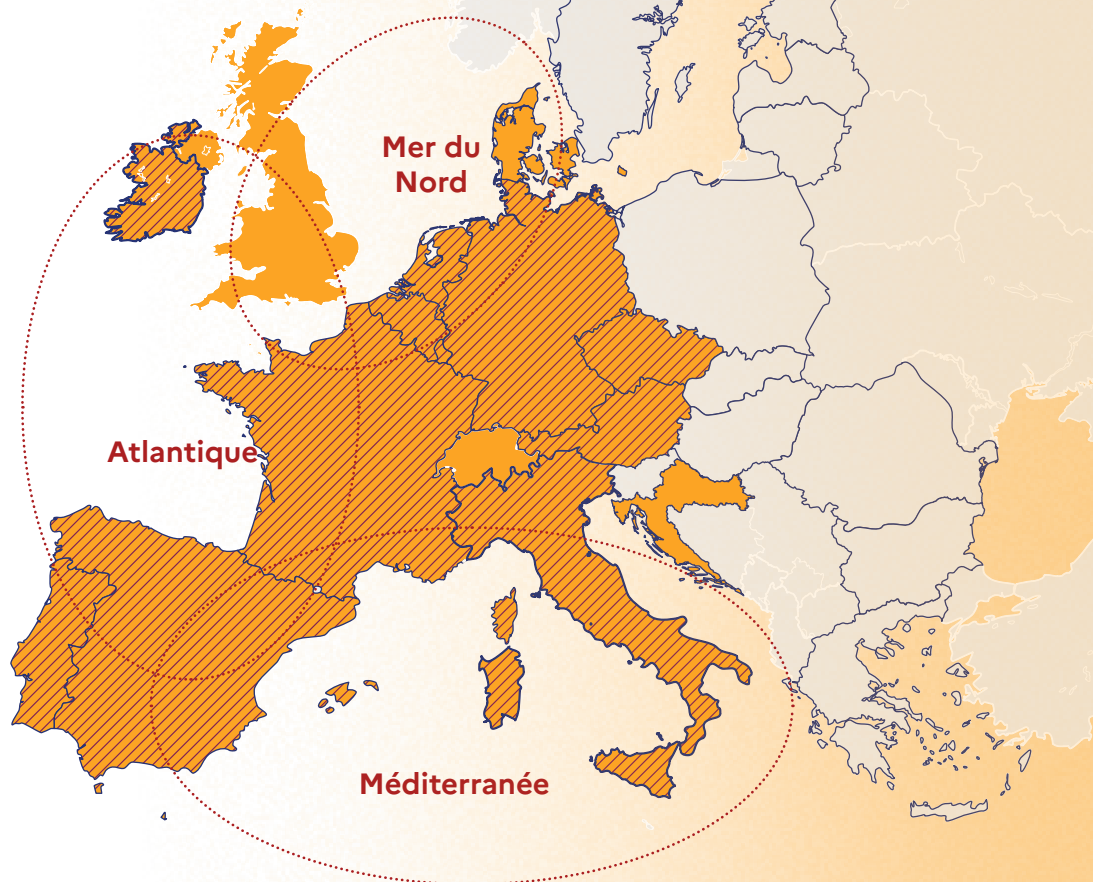
D'autre part, le règlement introduit la notion de projet d'intérêt mutuel (« PIM »), pour encadrer les projets d'infrastructures transfrontalières en partie situés sur le territoire d'un pays tiers, hors Union européenne. S'ils suivent la même procédure que les PIC, ils se différencient toutefois sur certains critères : les PIM doivent faire l'objet d'une lettre de soutien des gouvernements concernés, contribuer de manière significative aux objectifs climatiques et énergétiques de l'UE et présenter une analyse coût-bénéfice positive au périmètre de l'UE. Il faut également que le cadre juridique du pays tiers présente un haut niveau de convergence avec celui de l'UE. Les PIM pourront bénéficier de subventions européennes au même titre que les PIC.

Enfin, le règlement RTE-E révisé crée un cadre dédié pour les réseaux en mer, faisant d'abord intervenir les Etats membres pour conclure des accords de coopération non contraignants sur des objectifs de production d'énergies renouvelables en mer d'ici à 2050, puis les GRT (par le biais d'ENTSO-E) pour élaborer des outils de planification dédiés aux réseaux en mer (Offshore Network Development Plans, ONDP). Ces ONDP ont pour objet de fournir des perspectives générales sur les besoins de réseau en mer qui résultent du potentiel de capacités de production en mer, en matière de raccordements mais aussi de couplage sectoriel. En dernier lieu, le règlement confie à la Commission européenne la tâche de publier des orientations relatives à l'analyse

Figure 29

Carte des corridors géographiques prioritaires en électricité
et en hydrogène auxquels appartient la France

- Légende**
-  Pays de l'UE
 -  Bassins maritimes pour les réseaux énergétiques en mer
 -  Corridor Electricité :
Interconnexion Nord-Sud
Ouest
 -  Corridor hydrogène :
Interconnexions hydrogène
en Europe Occidentale



Source : CRE

coût-bénéfice et au partage des coûts transfrontaliers pour favoriser le développement des énergies renouvelables en mer, en particulier les projets « hybrides », c'est-à-dire les infrastructures en mer raccordant des parcs de production offshore à plusieurs Etats membres par des interconnexions.

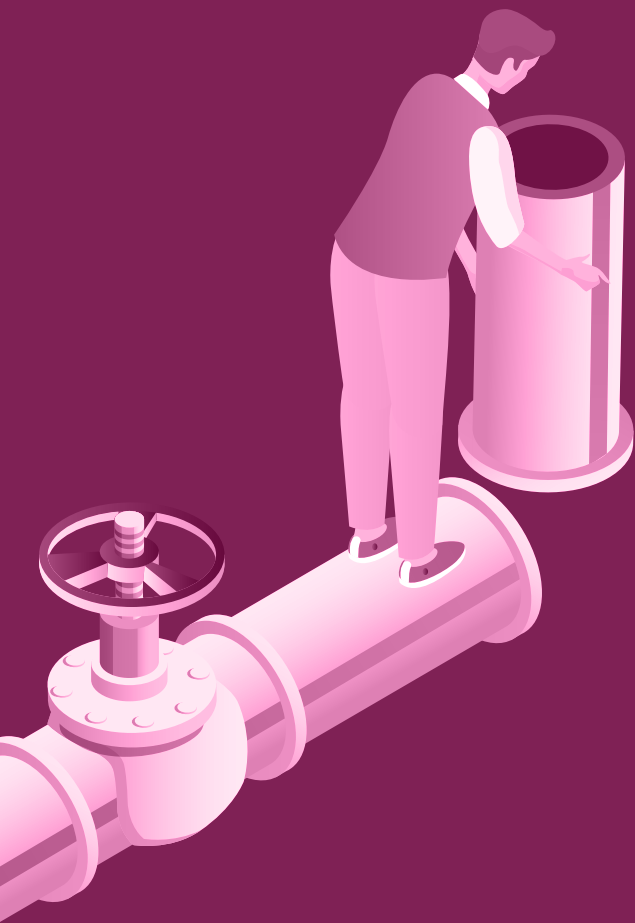
Les critères d'éligibilité sur lesquels repose le processus de sélection des projets, tels que l'incidence transfrontalière et la contribution aux objectifs de politique énergétique de l'UE (sécurité d'approvisionnement, intégration du marché intérieur) n'évoluent qu'à la marge. En ligne avec l'objectif de décarbonation, l'évaluation du critère de durabilité, auparavant optionnelle, devient obligatoire. La CRE portera une attention particulière aux évaluations des méthodologies d'analyse coûts-bénéfices proposées par les ENTSOs afin de garantir des critères robustes et une comparaison homogène des projets.

S'agissant de l'instruction des demandes d'investissement, les régulateurs ont conservé leurs compétences sur le périmètre des coûts d'investissements à inclure dans les tarifs de réseaux, la nécessité d'un recours conjoint pour saisir l'ACER en cas de désaccord, ainsi que la possibilité de rejeter conjointement une demande d'investissement, qui pourront faire l'objet d'orientations de l'ACER. Les demandes d'investissement faites par les porteurs de projets doivent être a minima basées sur les scénarios communs établis par les ENTSOs et doivent intervenir lorsque le projet est prêt à entrer en construction dans un délai de 36 mois. Le règlement prévoit également l'intervention d'un comité scientifique sur le changement climatique et une consultation améliorée des parties prenantes.

Depuis l'adoption du règlement infrastructures en 2013, la CRE a adopté quatre accords de CBCA, deux en électricité (Golfe de Gascogne, Celtic) et deux

en gaz (gazoduc Val de Saône avec l'Espagne en 2014, processus de conversion du gaz B au gaz H avec la Belgique en 2018). L'expérience de la CRE montre que la sélection des projets d'interconnexion en tant que projet d'intérêt commun ne peut être conçue que comme une présomption d'utilité. Seules des analyses approfondies peuvent conclure à une décision conjointe de partage transfrontalier des coûts, nécessairement prise au regard d'une évaluation de la maturité suffisante d'un projet et de scénarios contrastés sur les besoins futurs du système énergétique. A ce titre, la CRE avait rejeté en 2019 avec son homologue espagnol une demande d'investissement du projet gazier STEP au titre d'un manque de maturité.

De manière générale, pour décider d'un projet d'interconnexion, la CRE porte son attention sur la performance économique des projets, en réalisant systématiquement des analyses coûts-bénéfices sur la base de plusieurs scénarios européens et français contrastés.



Chapitre 2

Les interconnexions et les échanges transfrontaliers gaziers en France

SYNTHÈSE

En 2021, 2022 et au premier semestre 2023, le marché européen du gaz a connu une crise historique. La très forte chute des approvisionnements en provenance de Russie a dû être compensée par une réorganisation des flux vers les pays les plus touchés et par l'accès à de nouvelles sources de gaz. Fort d'infrastructures performantes, le marché français a fait preuve d'une souplesse déterminante par sa capacité à accueillir des volumes de gaz naturel liquéfié beaucoup plus importants que par le passé et à modifier les schémas de flux vers les frontières nord, avec l'Allemagne et la Belgique. Les choix de régulation opérés ces dernières années ont fait leur preuve : le marché unique français (TRF) a facilité les importations depuis l'Espagne, les règles d'accès régulé aux stockages ont favorisé les souscriptions par les fournisseurs sans intervention publique au plus fort de la crise. Parmi les phénomènes marquants, il faut relever l'installation d'une unité flottante de déchargement de GNL au Havre, l'inversion des flux vers l'Allemagne par une adaptation du réseau et l'arrivée massive de GNL américain qui a fait des États-Unis le premier fournisseur de la France en 2022 et 2023.

Le système gazier français a répondu présent pendant la crise : les capacités de stockage, de regazéification de GNL, de transport de gaz et d'interconnexion ont été utilisées au maximum de leurs capacités et ont apporté une contribution importante à la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne.

L'après-crise s'ouvre sur une réflexion renouvelée sur l'avenir du gaz. La baisse tendancielle de la consommation, le développement des gaz renouvelables et bas carbone, le besoin de flexibilité du secteur électrique avec la décarbonation figurent parmi les axes de travail des acteurs de marché, des opérateurs et des régulateurs. Une nouvelle directive et un nouveau règlement ont été adoptés par l'Union européenne au premier semestre 2024 pour continuer d'adapter le marché à la transition énergétique et établir un cadre réglementaire pour le marché de l'hydrogène. Un premier chantier est ouvert sur la révision des règles d'allocation des capacités d'interconnexion (code de réseau CAM) vers plus de souplesse, pour s'adapter à un marché de plus en plus flexible. Le second chantier va porter sur la déclinaison des règles applicables à l'hydrogène, sachant que le secteur est encore à un stade de développement préliminaire. La crise a conduit l'UE à renouveler son approche de la sécurité d'approvisionnement, et certaines dispositions adoptées en urgence ont été définitivement inscrites dans la législation européenne (obligations de stockage, plateforme collective d'achat de gaz).

2.1. Bilan de l'utilisation des interconnexions gazières

2.1.1. La France bénéficie de voies d'approvisionnement diversifiées et d'infrastructures robustes et flexibles

Le marché français du gaz s'est construit sur le développement des importations. Les Pays-Bas ont été le premier fournisseur extérieur, auquel se sont ensuite ajoutées l'Algérie, la Russie et la Norvège. Ces dernières années, le nombre de fournisseurs auprès desquels la France importe le gaz qu'elle consomme s'est élargi. Cette diversification des sources d'approvisionnement a permis à l'Hexagone de faire face sans difficulté majeure à la baisse des importations depuis la Russie qui avait débutée dès 2021 et s'est accentuée à la suite de l'invasion russe de l'Ukraine. Les volumes de gaz manquants ont notamment pu être compensés par des livraisons de gaz naturel liquéfié (GNL) provenant des États-Unis.

Le système gazier français présente une grande diversité de moyens d'approvisionnement et de larges capacités d'importation donnant de la souplesse dans les approvisionnements. À ce titre, la dépendance de la France vis-à-vis de la Russie est relativement faible par rapport au reste de l'Union européenne (17 % des imports en moyenne entre 2010 et 2021). La dépendance quasi-totale aux importations s'est accompagnée de la mise en place d'infrastructures robustes, dont les stockages souterrains qui apportent une grande stabilité en matière de couverture des variations de la demande et de réaction face à d'éventuels aléas portant atteinte à la sécurité d'approvisionnement. La France dispose également d'importantes capacités d'importation de gaz naturel liquéfié du nord au sud du pays. L'ensemble des infrastructures permet au système français de présenter un haut niveau de sécurité d'approvisionnement et facilite les arbitrages entre sources d'approvisionnement pour les acteurs de marché.

La France dispose d'interconnexions terrestres par gazoduc avec quatre pays :

— Elle est reliée à la Belgique par trois interconnexions physiques. Deux d'entre elles permettent d'importer du gaz depuis la Belgique, en provenance du gisement néerlandais de Groningue (Taisnières B) et des champs en Mer du Nord (Taisnières H), tandis que le point d'Alveringem est essentiellement dédié à des flux de gaz non odorisé de la France vers la Belgique à partir du terminal méthanier de Dunkerque et du gazoduc Franpipe. Depuis 2017, Taisnières H et Alveringem sont réunis commercialement au sein du point d'interconnexion virtuel (PIV) Virtualys.

— Avec l'Allemagne, le point d'interconnexion d'Obergailbach a historiquement été la principale voie d'approvisionnement en gaz russe de la France avant de permettre d'exporter du gaz vers l'Allemagne en octobre 2022 (voir Encadré n° 7).

— Avec la Suisse, le point d'interconnexion d'Oltingue permet d'échanger du gaz avec l'Italie dans les deux sens.

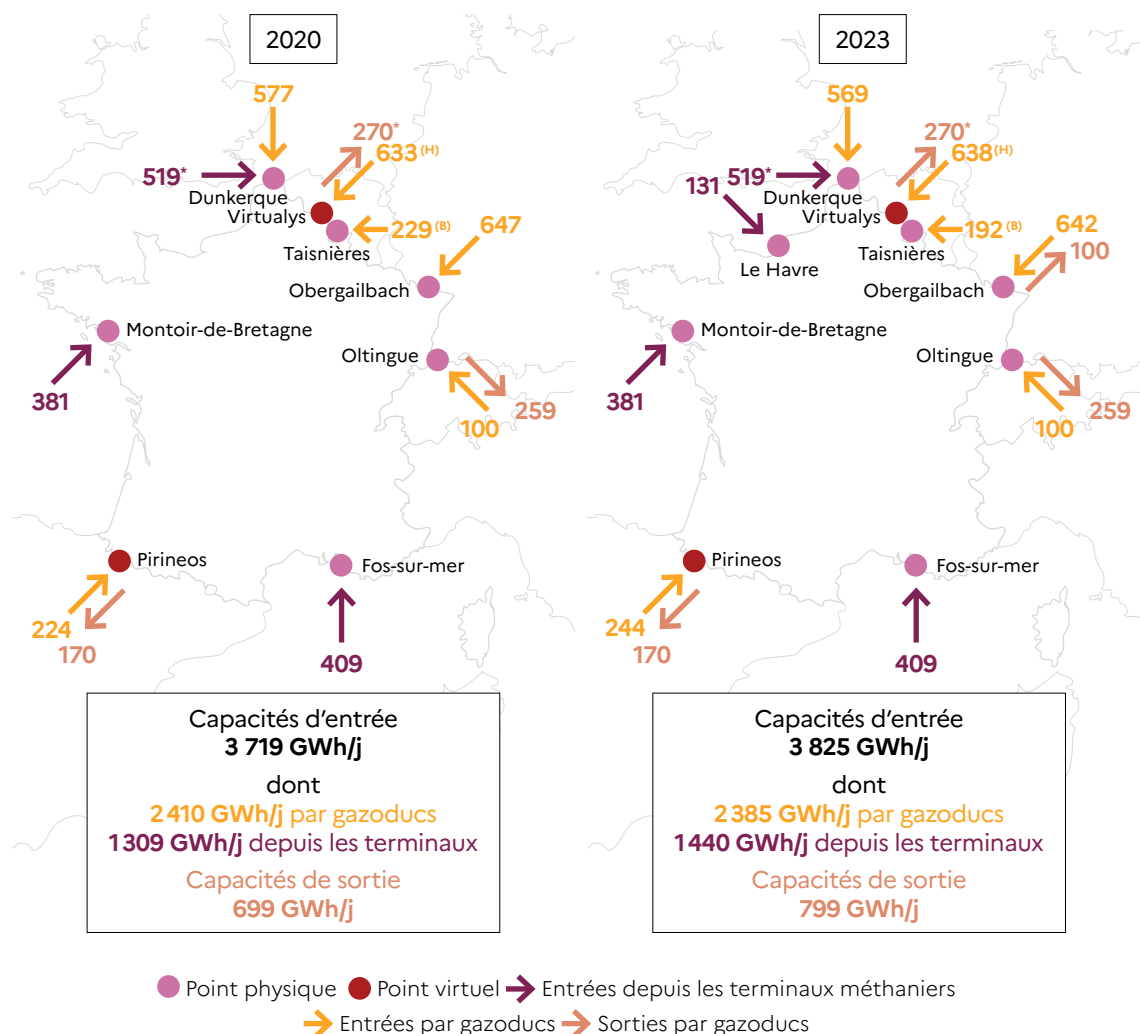
— Avec l'Espagne, la France compte deux interconnexions à Larrau et Bariatou, qui peuvent fonctionner dans les deux directions, regroupées commercialement au sein du point d'interconnexion virtuel (PIV) Pirineos.

L'Hexagone est également directement raccordé aux champs de production norvégiens situés en Mer du Nord par le gazoduc sous-marin Franpipe, long de 840 kilomètres, mis en service en octobre 1998, dont l'atterrissage est à Dunkerque.

La France dispose de quatre terminaux méthaniers, Fos-Tonkin, Fos-Cavaou, Montoir-de-Bretagne et Dunkerque LNG^[54] mis en service entre 1972 et 2016.

Une unité flottante de regazéification au Havre a été mise en service en octobre 2023 pour une durée de cinq ans en réponse à la crise énergétique européenne.

Figure 30 Évolution des capacités d'entrée et de sortie de gaz de la France entre 2020 et 2023 (moyenne annuelle des capacités fermes) en GWh/j



Source : données GRTgaz et Téréga, analyse CRE

NOTES : Les capacités d'entrée au terminal de Dunkerque et de sortie au point d'interconnexion de Virtualys incluent les capacités disponibles pour la Belgique pour le transit de gaz depuis le terminal de Dunkerque jusqu'au marché belge (jusqu'à 250 GWh/j de capacités disponibles pour la Belgique). Au point d'interconnexion d'Obergailbach, une inversion des flux a été introduite en octobre 2022. Les capacités de sortie à Obergailbach sont commercialisées du jour pour le lendemain sur une base ferme.

54. Il convient de noter qu'une partie des capacités du terminal de Dunkerque est utilisable pour alimenter directement la Belgique, via le point d'Alveringem.

Une légère hausse des capacités d'entrée liée à la mise en service d'un nouveau terminal méthanier

Au total, la France disposait en 2023 de 3 825 GWh/j de capacités d'entrée, en légère augmentation de 106 GWh/j depuis 2020 (+ 3 %).

Les capacités d'entrée fermes par gazoduc sur le territoire français sont restées relativement stables ces dernières années, s'établissant en moyenne à 2 385 GWh/j en 2023. Depuis 2021, les capacités d'entrée au point de Taisnières B diminuent progressivement en lien avec la fin de l'exploitation du gisement de Groningue aux Pays-Bas et la conversion progressive du gaz B vers le gaz H dans le nord de la France (voir Encadré n° 6 ci-après). La baisse des flux de gaz B a conduit la Belgique à réallouer une partie de ces capacités de sortie vers la France vers d'autres points de son réseau. Les capacités d'entrée depuis l'Espagne ont, elles, augmenté de 224 GWh/j à 244 GWh/j en moyenne sur l'année à compter de 2023, grâce à l'affermissement de 40 GWh/j pendant la période estivale (de mai à octobre). Cet affermissement réalisé par Teréga accompagne l'augmentation des importations depuis la péninsule ibérique.

Les capacités d'entrée aux terminaux méthaniers ont augmenté de 130 GWh/j en 2023 par rapport à 2020, atteignant 1 440 GWh/j du fait de la mise en service du FSRU^[55] du Havre. La capacité d'injection de gaz sur le réseau français à partir de ce terminal était de 131 GWh/j, elle a été portée à 150 GWh/j à partir du mois de décembre 2023.

55. FSRU pour « Floating storage and regasification unit ».

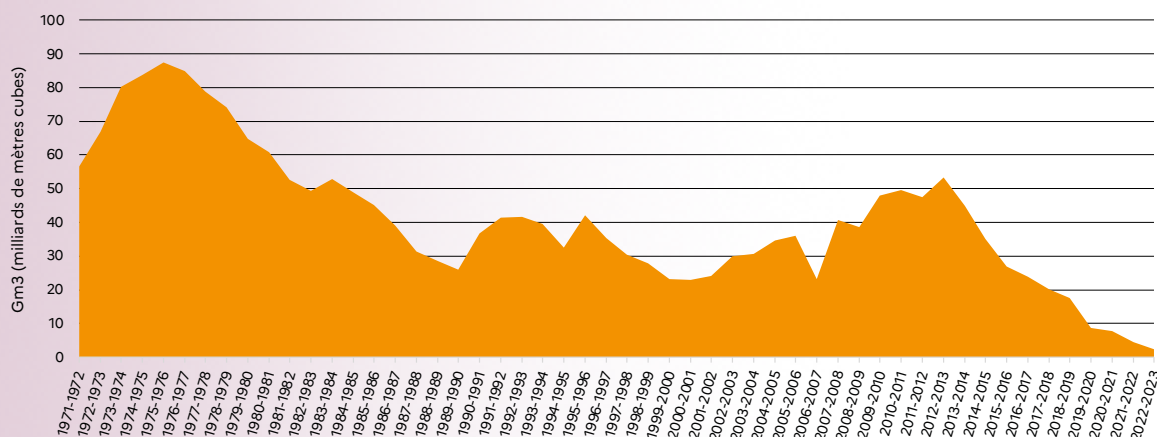
ENCADRÉ N° 6

La fin de l'exploitation du gisement de Groningue et les enjeux gaz B / gaz H

Exploité depuis 1963, le gisement gazier néerlandais de Groningue, le plus important de l'Union européenne, alimentait jusqu'en 2023 une partie du nord-ouest de l'Europe en gaz naturel à bas pouvoir calorifique (« gaz B »). Cependant, cette exploitation a, dès la fin des années 1980, déclenché une activité sismique dans la région (le premier séisme a été mesuré en décembre 1986), qui a gagné en intensité à mesure de la déplétion du gisement. Cela a conduit le gouvernement néerlandais à procéder dès 2014 à des réductions progressives de la production et à prévoir une fin d'exploitation

en 2030. La répétition de séismes à une fréquence accrue avait amené le gouvernement néerlandais à annoncer début 2020 la fin anticipée de l'exploitation du site pour l'été 2022. La crise d'approvisionnement en Europe a conduit les autorités néerlandaises à reporter l'arrêt de la production au 1^{er} octobre 2023, en laissant toutefois la possibilité d'extraire des quantités réduites en cas de circonstances exceptionnelles. Le Sénat néerlandais a voté le 16 avril 2024 la fin définitive de l'exploitation du gisement au 1^{er} octobre 2024, mettant un terme à plus de 60 ans d'exploitation.

Figure 31 Évolution de la production de gaz du gisement de Groningue par année gazière (1971-2023)



Source : Gouvernement des Pays-Bas, données NLOG, mise en forme CRE
<https://dashboardgroningen.nl/>

En prévision de la fin de l'approvisionnement en provenance du gisement de Groningue, les régions consommatrices de gaz B en Allemagne, en Belgique, au Luxembourg, aux Pays-Bas et en France ont engagé des plans de conversion au gaz H des zones de consommation concernées. En France, la région des Hauts-de-France comptait 1,3 million de clients raccordés au réseau de distribution et 96 clients raccordés au réseau de transport alimentés en gaz B, soit environ 10 % de la consommation française. Leur conversion au gaz H a été décidée par décret en mars 2016. À fin 2023, les zones converties au gaz H représentaient plus de 330 000 consommateurs. La conversion doit être achevée en 2029, année de fin des contrats d'importation. Une fois la production interrompue à Groningue, les Pays-Bas continueront d'honorer leurs engagements en convertissant du gaz H en gaz B. Une fois que les approvisionnements en gaz B vers la France auront cessé, l'interconnexion Taisnières B sera adaptée pour recevoir du gaz H, comme les autres interconnexions françaises.

La création de capacités d'exportation vers l'Allemagne

Les capacités de sortie terrestres ont augmenté de 14 % depuis 2020 pour s'établir à 799 GWh/j en 2023, du fait de la création de 100 GWh/j de capacités de sortie vers l'Allemagne à partir d'octobre 2022 afin d'aider l'Allemagne à faire face à la chute des approvisionnements en gaz russe (voir Encadré n° 7 ci-après). La dernière augmentation significative des capacités de sortie avait eu lieu à la frontière suisse en 2020, qui avaient été portées de 222 GWh/j à 259 GWh/j.

ENCADRÉ N° 7

Mise en place de capacités physiques d'exportation vers l'Allemagne au point d'interconnexion d'Obergailbach

Face à la diminution des livraisons de gaz russe à l'Europe et afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France et de l'Allemagne, un accord de solidarité réciproque entre les deux pays portant sur le gaz et l'électricité a été annoncé le 5 septembre 2022.

Concernant le volet gazier, la France s'est engagée à effectuer les travaux nécessaires pour permettre d'exporter du gaz vers l'Allemagne en prévision de l'hiver 2022/2023 à l'interconnexion d'Obergailbach, qui avait été historiquement conçue pour ne fonctionner que dans le sens des imports (notamment pour approvisionner la France en gaz russe depuis l'Allemagne), afin de profiter du GNL arrivant en France.

L'odorisation du gaz sur le réseau de transport en France empêchait jusqu'alors la réversibilité des flux à ce point d'interconnexion puisqu'en Allemagne le gaz n'est pas odorisé sur le réseau de transport à haute pression. GRTgaz et ses homologues allemands ont réalisé des adaptations techniques durant l'été 2022 ainsi qu'une intervention manuelle sur les installations de comptage afin de pouvoir inverser le sens du flux.

La mise en conformité du gaz aux spécifications allemandes saurait été trop longue et coûteuse, voire techniquement impossible sans adaptation majeure des installations de GRTgaz. Il a donc été convenu d'exporter vers l'Allemagne du gaz

respectant les spécifications françaises à la suite de tests techniques positifs.

Une fois les modalités de commercialisation et de tarification de ces nouvelles capacités établies par la CRE, GRTgaz a mis en vente à partir du 12 octobre 2022 des capacités de sortie quotidiennes fermes au PIR Obergailbach d'un niveau maximal de 100 GWh/j, commercialisées sous forme d'un produit groupé^[56] ferme quotidien. Le niveau offert est évalué tous les jours en fonction des conditions du réseau. L'inversion du sens de fonctionnement de l'interconnexion a permis d'exporter 3,7 TWh de gaz vers l'Allemagne au dernier trimestre de 2022 et 9 TWh en 2023, ce qui a dégagé près de 48 M€ de recettes tarifaires à GRTgaz.

L'augmentation des capacités fermes d'export vers l'Allemagne nécessiterait des investissements conséquents, notamment le doublement partiel des canalisations entre les postes de Voisines et de Morelmaison, une adaptation des stations d'Obergailbach, Voisines et Morelmaison, voire un renforcement de la compression de Voisines, pour un budget estimé de 180 à 280 millions d'euros qui permettrait d'atteindre 130 à 200 GWh/j de capacités fermes, respectivement.

56. Un produit de capacité groupé (ou *bundled* en anglais) réunit en un seul produit la capacité de sortie d'un côté de la frontière et d'entrée de l'autre côté de la frontière à un point d'interconnexion.

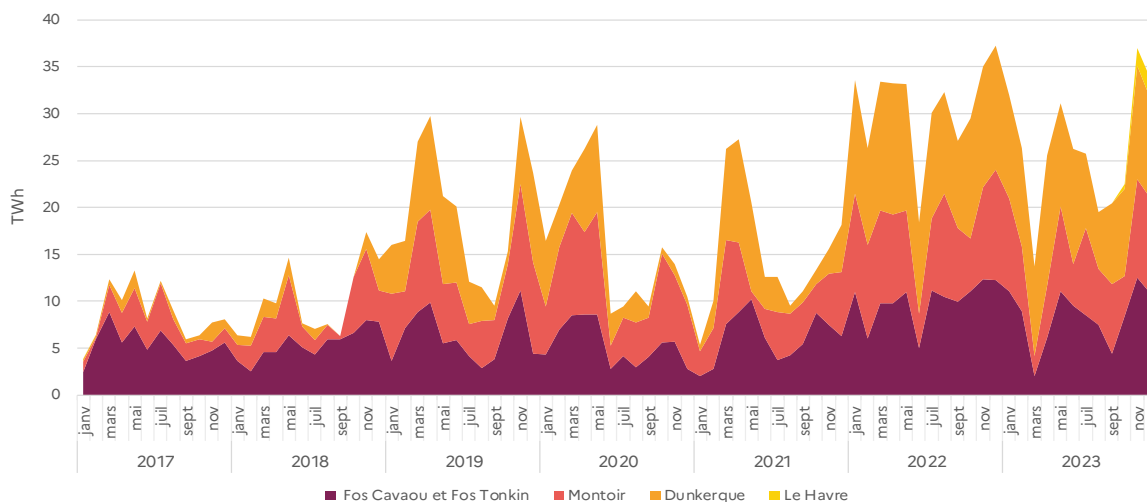
2.1.2. Bilan des approvisionnements, le rôle majeur du GNL pendant la crise

Les arrivées de GNL avaient connu une première forte augmentation en 2019 avant de légèrement diminuer en 2020 et 2021. À partir de 2022, la crise énergétique a conduit à une hausse significative des arrivées de GNL en France, qui ont doublées entre 2021 et 2022, pour atteindre un niveau historique de 369 TWh en 2022 (voir Tableau 9). Elles se sont maintenues à un niveau très élevé en 2023, avec 314 TWh. Elles ont conduit la France à devenir le premier pays européen importateur de GNL en 2022 et 2023 devant l'Espagne, avec des volumes importés représentant 29 % des arrivées

de GNL dans l'Union européenne en 2022 et 24 % en 2023. Alors que les entrées de GNL ne représentaient que 36 % des approvisionnements français entre 2019 et 2021, elles ont surpassé pour la première fois les importations par gazoduc en 2022 (58 % des imports en 2022 et 59 % en 2023 - voir Figure 33).

Les entrées depuis les terminaux méthaniers français ont été les plus élevées sur les mois de novembre 2022 et 2023, dépassant les 35 TWh d'arrivées mensuelles.

Figure 32 Emissions mensuelles de gaz sur le réseau de transport depuis les terminaux méthaniers (aux PITTM) (2017-2023)



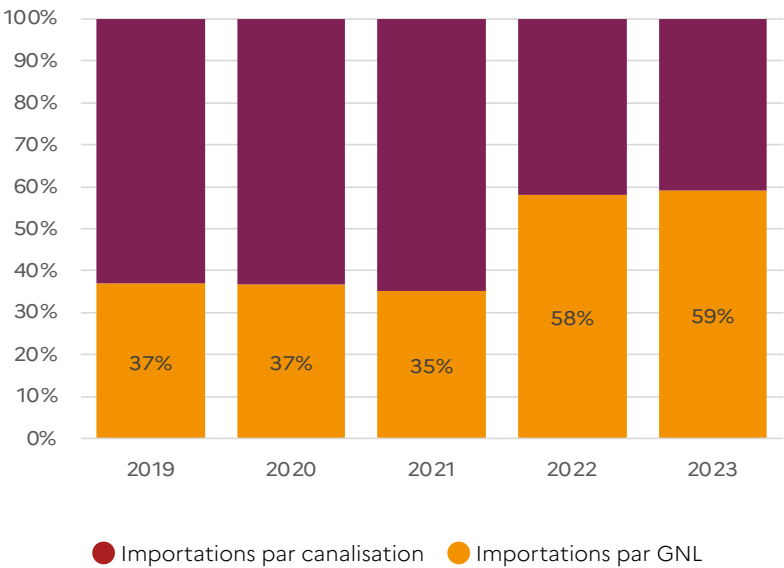
Source : données GRTgaz, analyse CRE

Tableau 9 Emissions annuelles de gaz sur le réseau de transport depuis les terminaux méthaniers (aux PITTM) (2017-2023)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Emissions annuelles aux PITTM (TWh)	103	120	232	194	182	369	314
Variation annuelle	+30 %	+17 %	+93 %	-16 %	-6 %	+103 %	-15 %

Source : données GRTgaz, analyse CRE

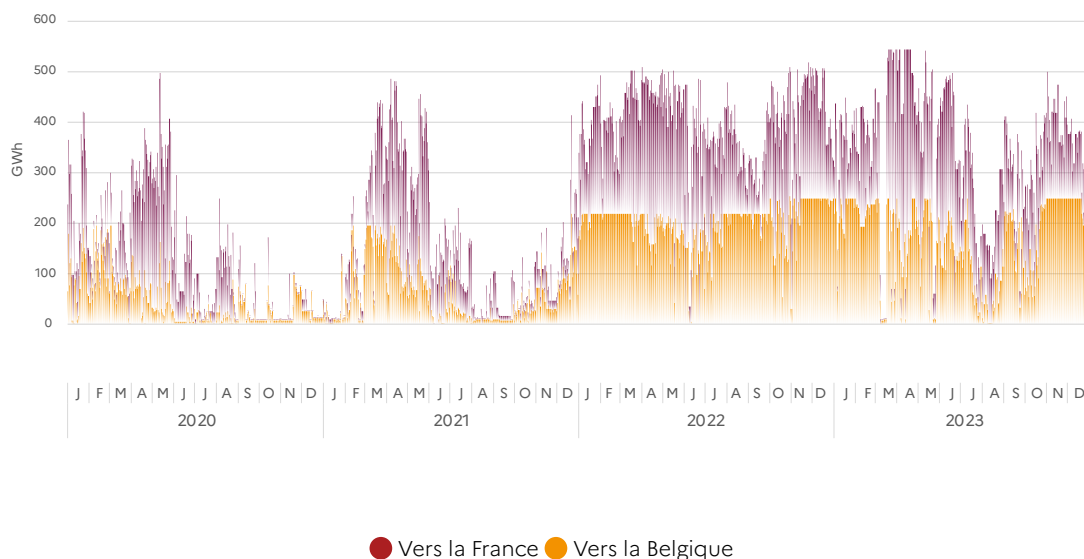
Figure 33 Évolution de la part du GNL dans les approvisionnements français entre 2019 et 2023



Source : données GRTgaz, analyse CRE

La plus forte hausse des importations de GNL en 2022 et 2023 a été observée au terminal de Dunkerque, qui permet d’approvisionner à la fois la France et la Belgique. Les arrivées physiques de gaz au terminal de Dunkerque ont été trois fois plus importantes en 2022 et 2023 qu’en 2021, atteignant 144 TWh et 123 TWh respectivement.

Cette hausse est d’abord liée à un recours accru au terminal de Dunkerque par la Belgique : en 2022 et 2023, la moitié des volumes déchargés a été destinée au marché belge, alors que cette part n’était que de 38 % en 2020-2021. L’autre moitié était destinée au marché français, soit environ 72 TWh en 2022 et 61 TWh en 2023.

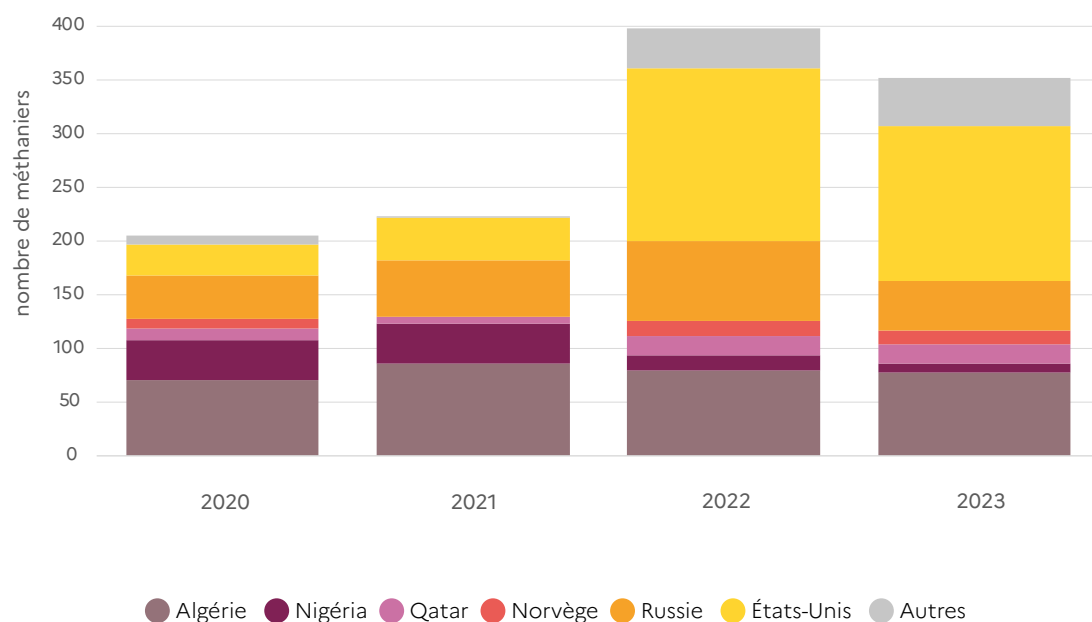
Figure 34 Flux commerciaux journaliers depuis le terminal de Dunkerque (2020-2023)

Source : données GRTgaz et Fluxys, analyse CRE

Les arrivées de gaz sur le réseau français depuis les terminaux de Montoir et de Fos (Fos Cavaou et Fos Tonkin) ont également fortement augmenté en 2022, en hausse de 87 % et 63 % respectivement par rapport à 2021. Sur l'année 2022, 106 TWh ont été injectés depuis le terminal de Montoir et 119 TWh depuis les terminaux de Fos. Les arrivées de GNL à Montoir et Fos ont légèrement diminué en 2023, tout en se maintenant à des niveaux très supérieurs à la moyenne historique. La mise en service du terminal méthanier flottant au Havre à partir d'octobre 2023 a permis d'importer 4,5 TWh additionnels au dernier trimestre 2023.

Les États-Unis ont été le premier fournisseur de gaz de la France pendant la crise

La grande majorité des volumes additionnels de GNL importés en 2022 et 2023 provient des États-Unis. Alors qu'en 2021 seuls 18 % des méthaniers arrivés en France transportaient du gaz américain, cette part a atteint 40 % en 2022 et 2023. La France a également reçu davantage de méthaniers transportant du GNL norvégien et qatari depuis le début de la crise. Le nombre de bateaux transportant du GNL russe a été réduit en 2023, après avoir augmenté en 2022, pour ne représenter plus que 13 % des arrivées de GNL (contre 23 % sur la période 2019-2021).

Figure 35 Origine du GNL importé en France (2020-2023)

Source : données Argus, analyse CRE

D'une manière générale, la chute des importations de gaz russe en Europe en 2022 a poussé à diversifier davantage les approvisionnements français (voir Figure 36). La part du gaz russe, qui avait atteint 22 % en 2021, a diminué pour s'établir à 15 % en 2022, le niveau le plus faible depuis 2015. Parallèlement, la part du gaz américain a considérablement augmenté, faisant des États-Unis le premier fournisseur de la France en 2022, avec un quart des approvisionnements.

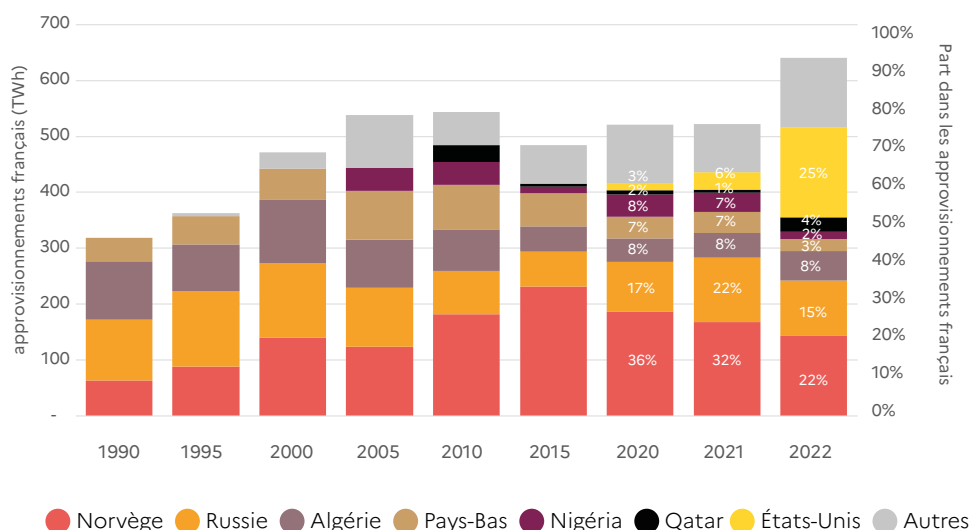
Les tendances observées depuis une dizaine d'années se sont poursuivies. La part de la Norvège, premier fournisseur de la France depuis la fin des années 1990, a progressivement diminué à partir de 2015, année où elle avait atteint son niveau maximum à 48 %. En 2022, le gaz norvégien a représenté seulement 22 % des approvisionnements français, son niveau le plus faible depuis 1993. Les importations de gaz néerlandais, en forte

baisse depuis 2011, ne représentaient plus que 3,5 % des importations en 2022.

La part du gaz algérien, en baisse structurelle depuis le début des années 1990, est restée stable entre 2020 et 2022 à 8 %, tandis que la part du Nigéria, qui s'établissait à près de 8 % en 2020, est tombée à moins de 2 % en 2022. La part du Qatar a légèrement augmenté ces quatre dernières années, passant de moins de 2 % en 2020 et 2021 à 4 % en 2022.

Alors que la consommation de gaz en France était en baisse pendant la crise énergétique, la hausse significative des approvisionnements français en 2022 (+23 % par rapport à 2021), illustrée dans la Figure 36, témoigne de la forte utilisation du système gazier français au profit de la sécurité d'approvisionnement européenne.

Figure 36 Importations françaises de gaz naturel par origine entre 1990 et 2022, et évolution de la part des pays d'origine dans les approvisionnements français entre 2020 et 2022



Source : données SDES, Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires, analyse CRE

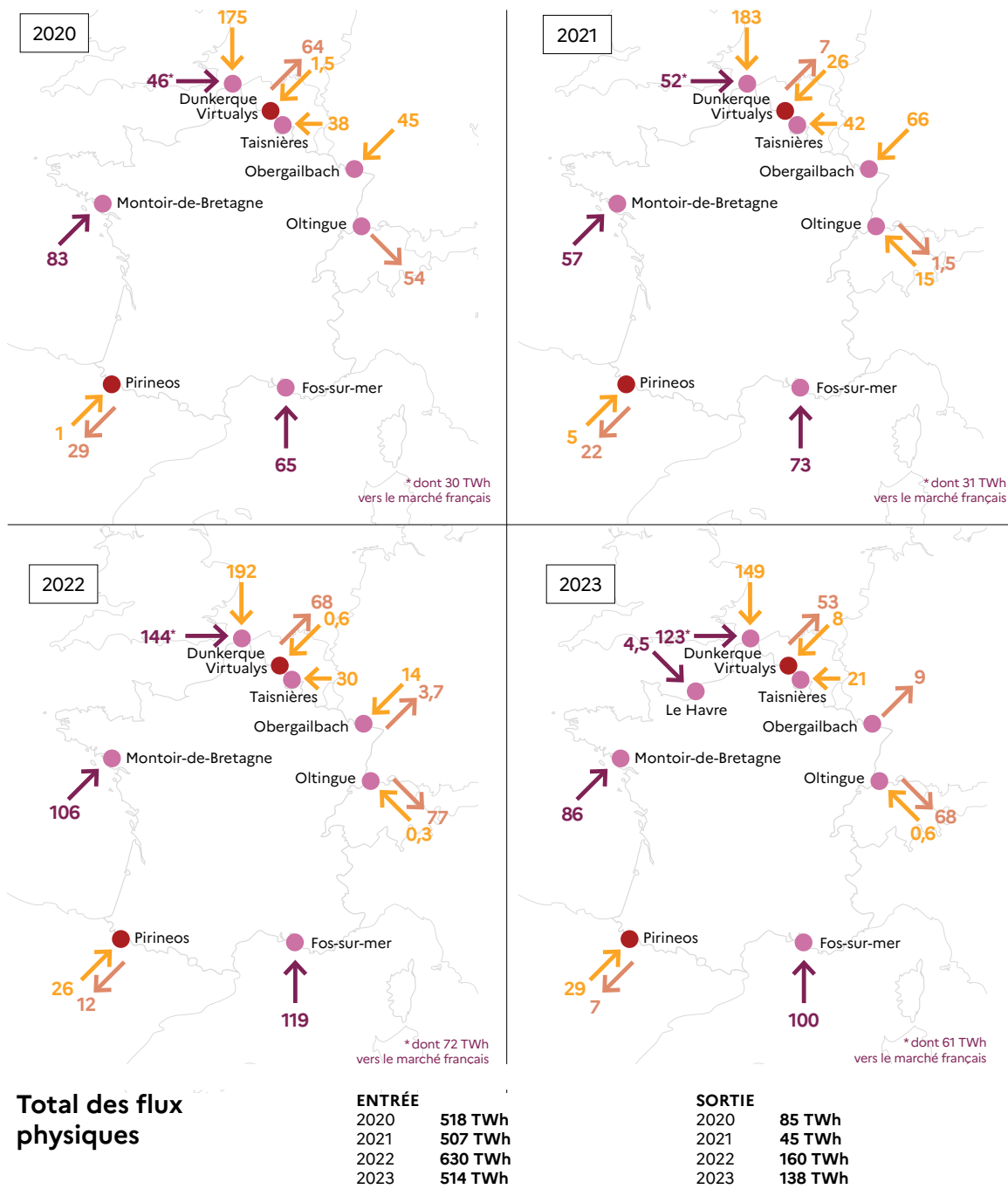
2.1.3. La réorganisation des flux aux frontières françaises

Historiquement, les importations de la France par gazoduc ont été acheminées par les interconnexions situées au nord (points d'interconnexion de Dunkerque reliés aux gisements norvégiens, de Taisnières B et Virtualys à la frontière belge, et d'Obergailbach à la frontière allemande). La France était exportatrice vers l'Espagne (Pirineos) et vers l'Italie par la Suisse (Oltingue).

Après une année 2020 marquée par la crise sanitaire, qui s'est traduite par une baisse générale de la demande en Europe et, par conséquent, des flux en entrée et en sortie du réseau français, la crise gazière qui a touché l'Europe à partir du second semestre 2021, a conduit à une réorganisation inédite des flux aux frontières françaises. La France a vu son rôle de pays de transit se renforcer et évoluer depuis 2022 avec des exportations en fort développement vers les pays européens plus au nord et à l'est, particulièrement

touchés par la chute des approvisionnements russes. Les exportations soutenues vers la Belgique, l'Italie et la Suisse, et vers l'Allemagne à partir d'octobre 2022, ont été permises par l'augmentation des entrées de GNL sur le territoire français et des importations depuis l'Espagne. En 2022, les importations françaises de gaz étaient en augmentation de 23 % par rapport à la moyenne observée en 2020 et 2021, atteignant 630 TWh, alors que la consommation française était en baisse du fait de la crise énergétique. Le recours accru aux importations pendant la crise a servi les exportations vers le reste de l'Europe, qui ont doublé en 2022 par rapport à 2020-2021 pour s'établir à 160 TWh. Le volume total des flux échangés aux frontières françaises a ensuite diminué en 2023, avec des importations retrouvant des niveaux similaires aux niveaux pré-crise, alors que les exportations se sont maintenues à des niveaux élevés.

Figure 37 Flux physiques annuels de gaz aux points d'interconnexion (terrestres et terminaux méthaniers) français (2020-2023) en TWh



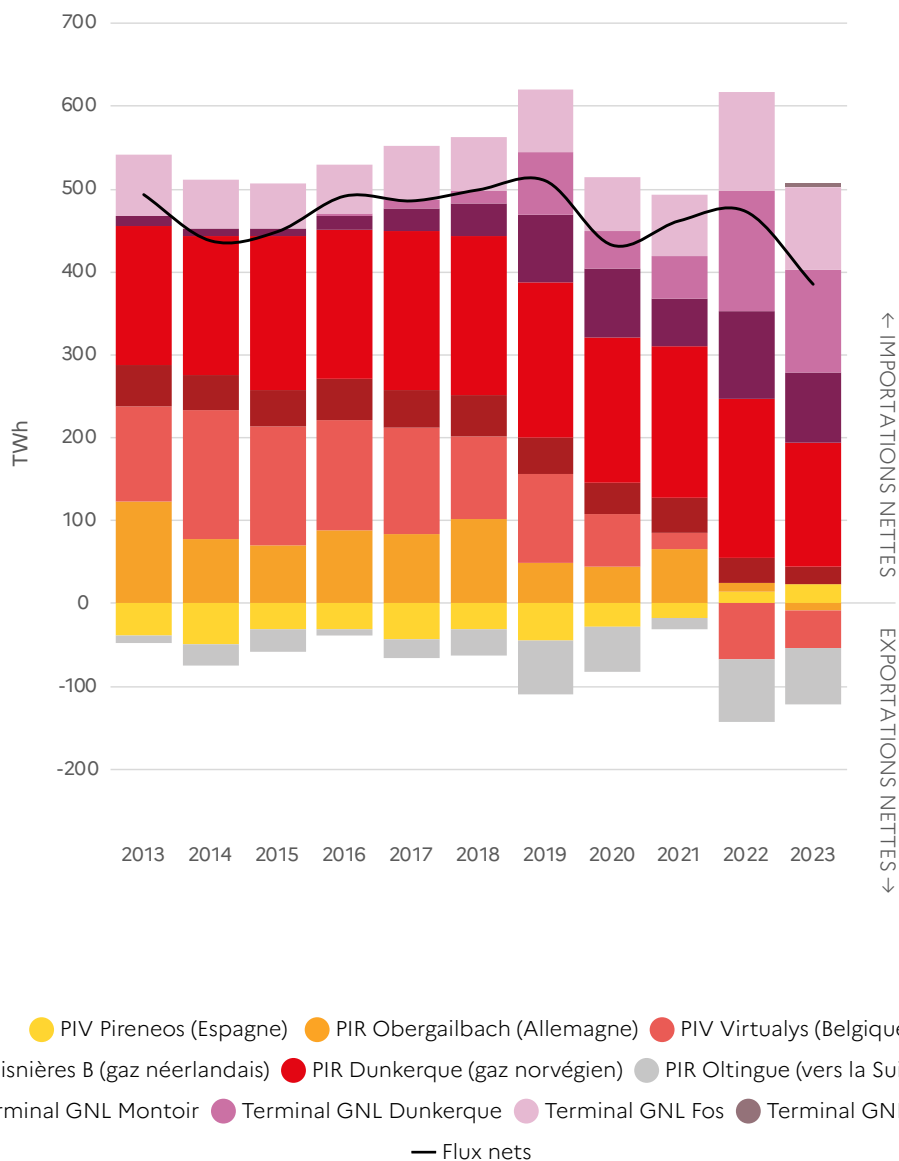
Source : données GRTgaz et Teréga, analyse CRE

Tableau 10 Flux physiques annuels de gaz aux points d'interconnexion (terrestres et terminaux méthaniers) français (2020-2023)

TWh [% variation annuelle]	2020	2021	2022	2023
Entrées de gaz	518	507 [-2 %]	630 [+24 %]	514 [-18 %]
Entrées par gazoducs	323	324	260	200
PIR Dunkerque (Norvège)	175	183	192	149
PIV Virtualys (Belgique)	64	26	0,6	8
PIR Taisnières B (Belgique)	38	42	30	21
PIR Obergailbach (Allemagne)	45	66	14	0
PIR Oltingue (Suisse)	0	1,5	0,3	0,6
PIV Pirineos (Espagne)	1	5	26	29
Entrées depuis les terminaux méthaniers	194	182	369	314
PITTM Fos-sur-mer	65	73	119	100
PITTM Dunkerque	46 (dont 65 % vers le marché français)	52 (dont 60 % vers le marché français)	144 (dont 50 % vers le marché français)	123 (dont 50 % vers le marché français)
PITTM Montoir-de-Bretagne	83	57	106	86
Sorties de gaz	85	45 [-47 %]	160 [+256 %]	138 [-14 %]
PIV Virtualys (Belgique)	1,5	7	68	53
PIR Obergailbach (Allemagne)	-	-	4	9
PIR Oltingue (Suisse)	54	15	77	68
PIV Pirineos (Espagne)	29	22	12	7

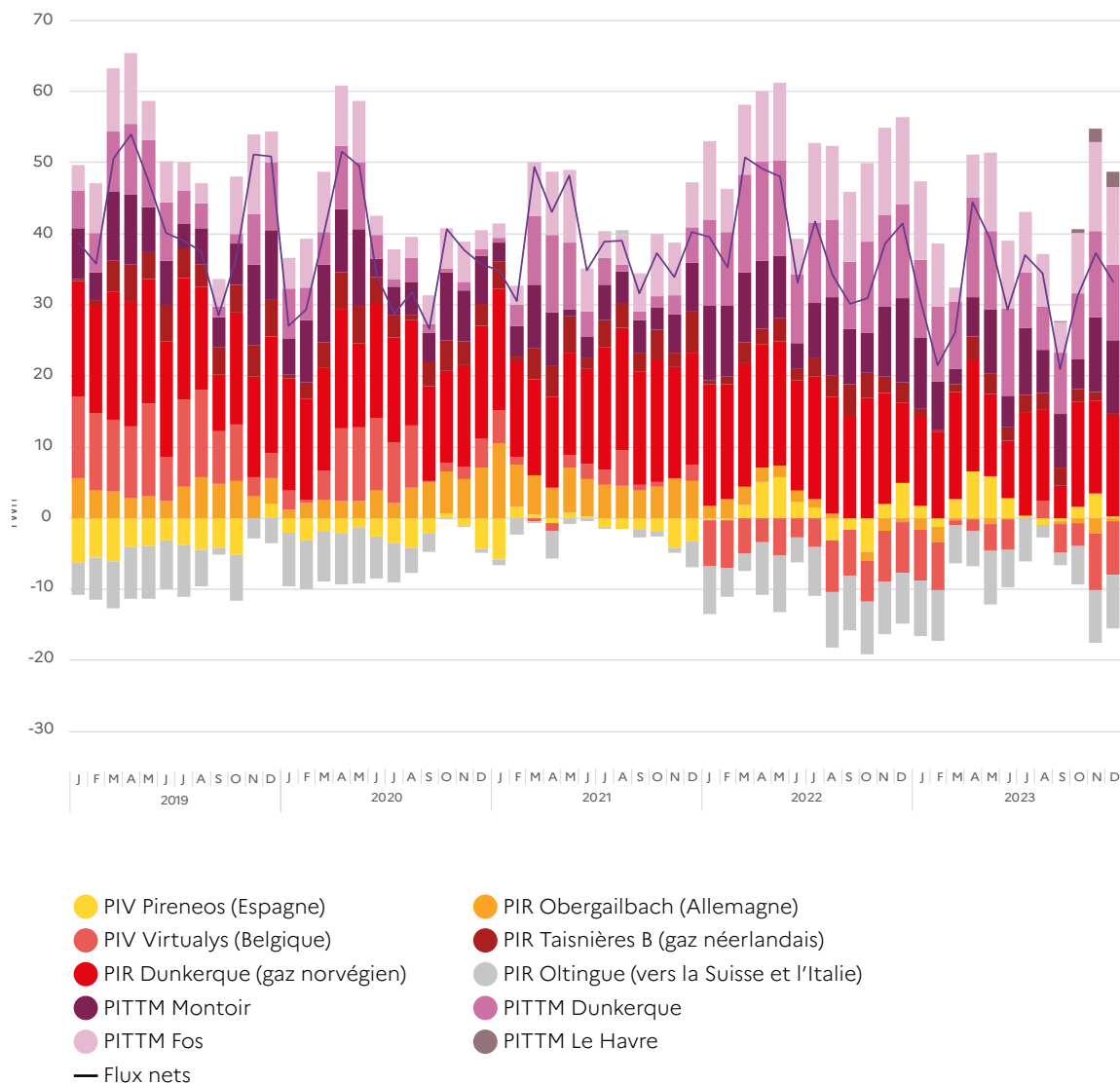
Source : données GRTgaz et Teréga, analyse CRE

Figure 38 Flux physiques annuels nets par point d'interconnexion (PIR et PITTM)
(2013-2023)



Source : données GRTgaz, analyse CRE

Figure 39 Flux physiques mensuels nets par point d'interconnexion (PIR et PITTM) (2019-2023)



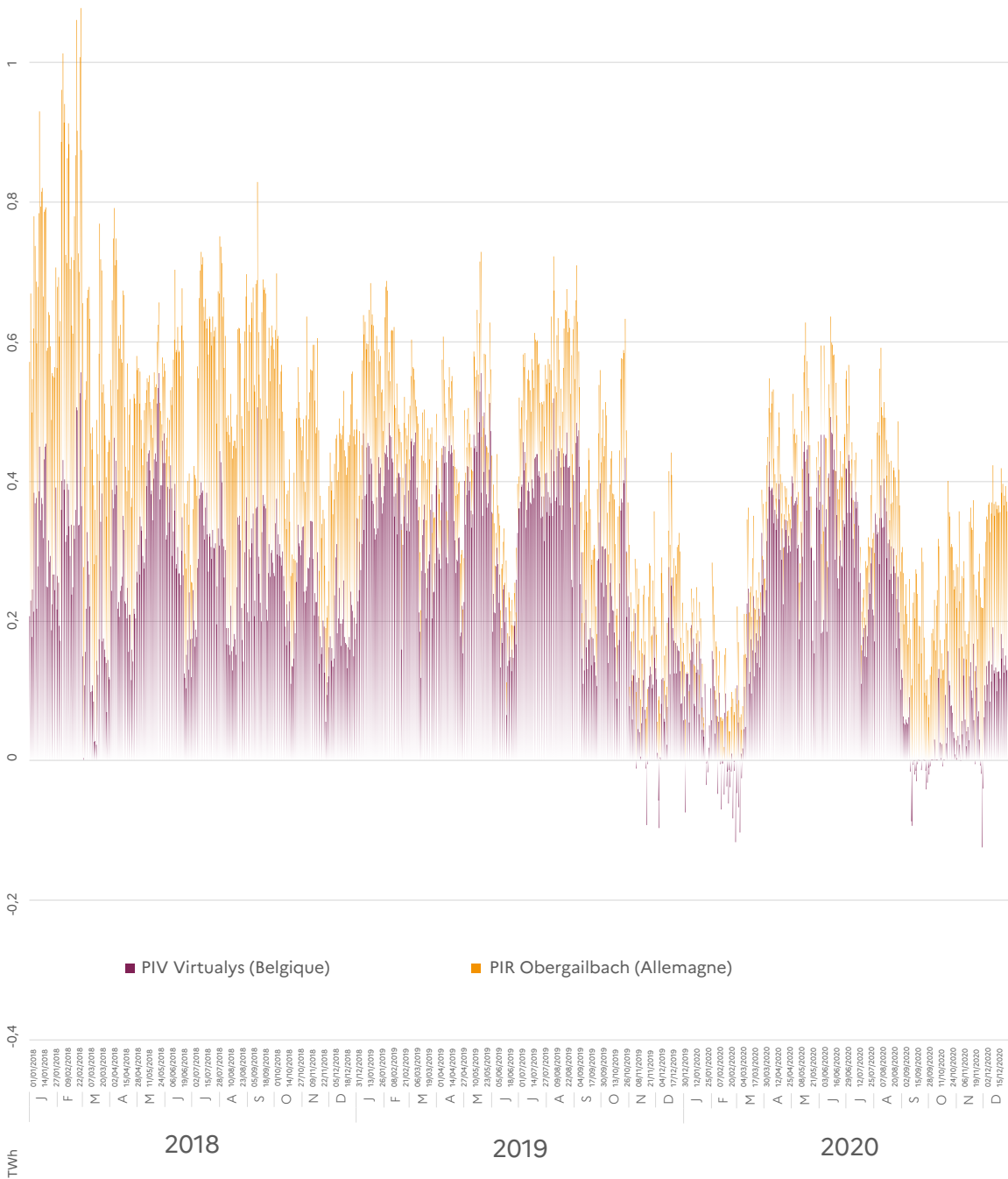
Source : données GRTgaz, analyse CRE

Focus sur les exportations vers l'Allemagne et la Belgique

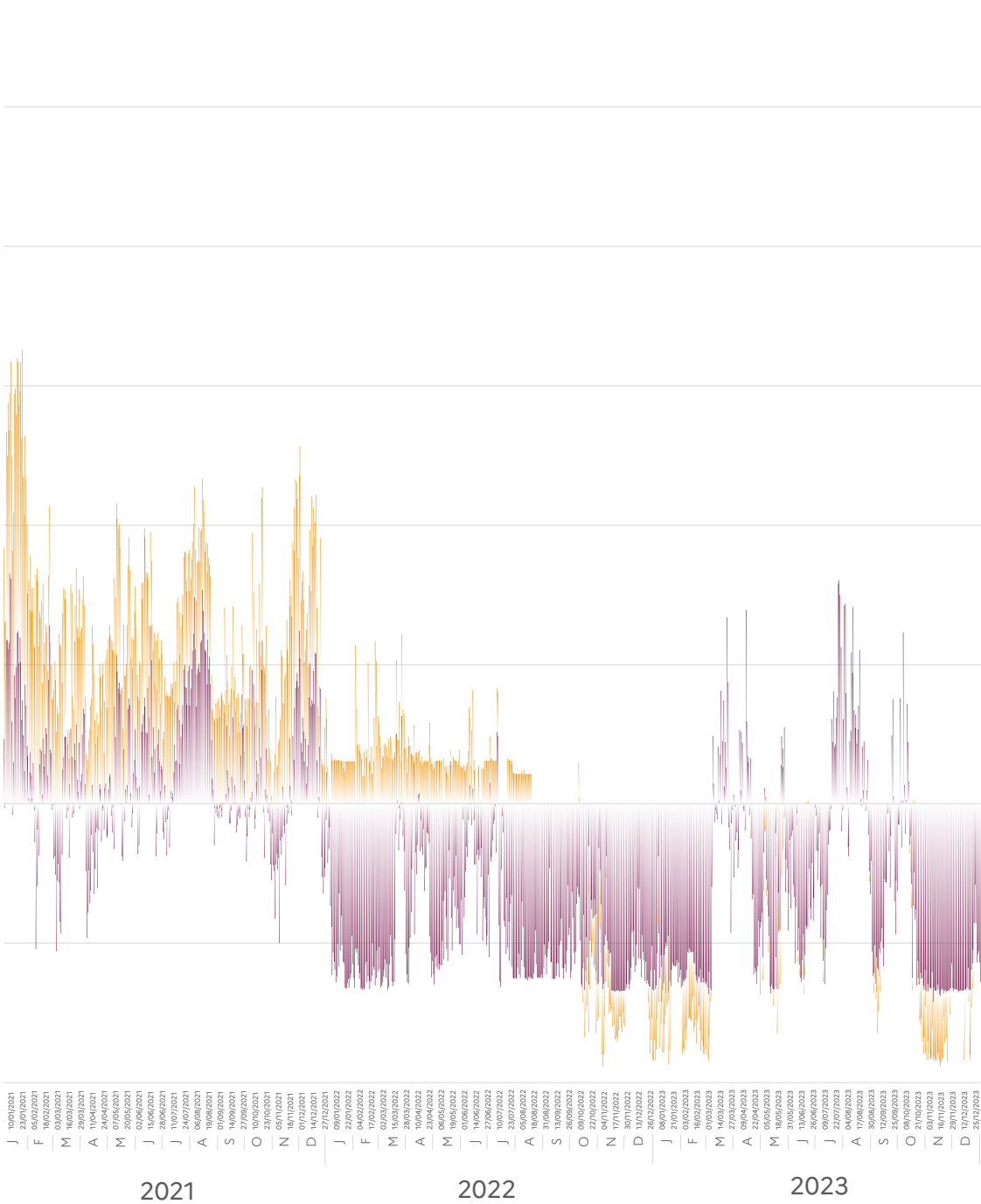
Avec la chute des livraisons de gaz russe en Europe, les flux d'importation aux points d'interconnexion d'Obergailbach

et de Virtualys, avec l'Allemagne et la Belgique, ont cessé dès le mois de décembre 2021 à Virtualys, et à partir de l'été 2022 à Obergailbach.

Figure 40 Flux physiques aux points d'interconnexion de Virtualys (frontière belge) et d'Obergailbach (frontière allemande) (2018-2023)



Source : données GRTgaz, analyse CRE



Au point d'interconnexion Virtualys, les flux s'étaient déjà inversés ponctuellement en 2019 et 2020 (6 jours en 2019 et 52 jours en 2020), puis de manière plus structurelle en 2021 (49 % des jours de l'année). À partir de fin décembre 2021, les flux ont été quasiment exclusivement orientés à l'export jusqu'à la fin de l'hiver 2022-2023, période pendant laquelle les prix journaliers français étaient presque systématiquement inférieurs aux prix belges. La France est ainsi devenue en 2022 exportatrice nette pour la première fois au point d'interconnexion Virtualys (avec 68 TWh exportés, contre seulement 0,6 TWh importés). Ces flux étaient en partie destinés à l'Allemagne et aux Pays-Bas. En 2022, les exportations commerciales nettes de la Belgique vers l'Allemagne étaient de plus de 250 TWh (soit 1,6 fois la consommation belge) et d'environ 70 TWh vers les Pays-Bas, alors que la Belgique était historiquement importatrice nette de gaz néerlandais et que ses échanges avec l'Allemagne étaient proches de l'équilibre^[57].

À l'interconnexion d'Obergailbach, les entrées ont fortement chuté au premier semestre 2022 (-70 % par rapport au premier semestre de 2021), avant d'atteindre le niveau du minimum technique de fonctionnement de l'interconnexion durant l'été (42 GWh/j), alors que les différentiels de prix journaliers entre la France et l'Allemagne se creusaient. De juillet à septembre 2022, les prix allemands ont été en moyenne 64 €/MWh au-dessus des prix français. Face à la pénurie de gaz à laquelle l'Allemagne était confrontée après l'arrêt des approvisionnements russes (qui représentaient jusqu'ici plus de la moitié de sa consommation) via le gazoduc Nordstream et la Pologne, l'interconnexion d'Obergailbach a pu être adaptée pour exporter du gaz vers l'Allemagne (voir Encadré n° 7). Les exportations ont débuté le 12 octobre 2022 et se sont poursuivies principalement

sur les mois d'hiver. Au total, la France a exporté 3,7 TWh de gaz vers l'Allemagne d'octobre à décembre 2022.

À partir de mars 2023, les exportations vers l'Allemagne et la Belgique ont été plus limitées, dans un contexte de baisse générale des prix de gros en Europe et de réduction des différentiels de prix entre zones de marché. Les flux à Virtualys se sont régulièrement inversés, tandis que les exportations vers l'Allemagne ont cessé pendant l'été 2023. Fin 2023, sur les premiers mois d'hiver, les exportations vers la Belgique et l'Allemagne ont repris à des niveaux importants, en lien avec la progression des prix belges et allemands par rapport aux prix français. En 2023, la France est restée exportatrice nette vers la Belgique au point de Virtualys, et l'est devenue pour la première fois vers l'Allemagne (avec 9 TWh d'exportations à Obergailbach).

Des épisodes de réduction des entrées de gaz norvégien ont accentué la baisse des flux d'importation au Nord

La hausse des prix de gros sur les marchés européens à partir de l'automne 2021 a conduit la Norvège à maximiser sa production au plus fort de la crise. Toutefois, après une période de très forte utilisation du point d'interconnexion de Dunkerque, entre mi-2021 et novembre 2022, plusieurs épisodes de forte réduction des flux de gaz norvégien vers la France ont été observés pendant l'hiver 2022-2023 et en 2023.

De fin novembre à mi-décembre 2022, les arrivées au point de Dunkerque ont été réduites à moins de 290 GWh/j (soit environ 50 % de la capacité ferme à cette période) contre plus de 500 GWh/j les semaines précédentes, comme illustré sur la Figure 41. Cela peut s'expliquer par la concurrence des autres marchés

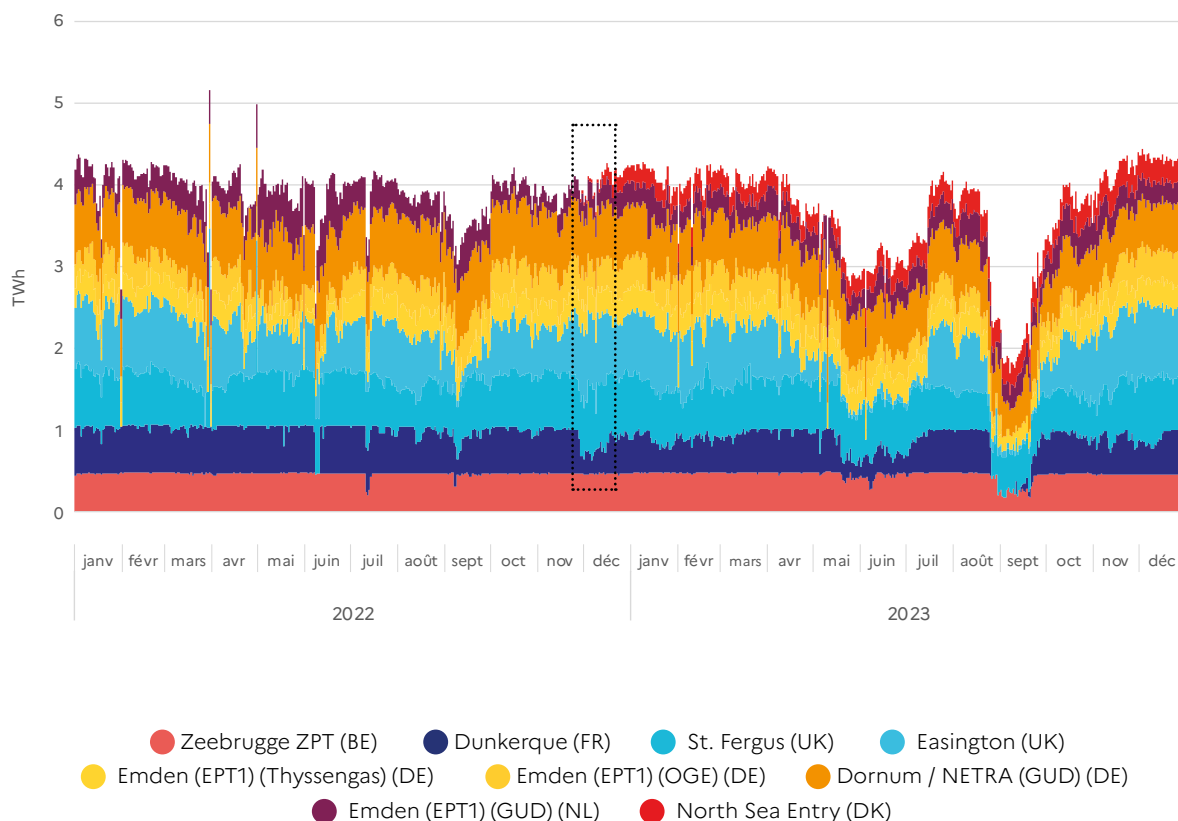
57. Source : Rapport annuel 2022 de la CREG : <https://www.creg.be/fr/publications/rapport-annuel-ar2021>

européens connectés aux gisements norvégiens^[58] sur lesquels les prix de gros étaient plus élevés, majoritairement vers la Grande-Bretagne, mais aussi vers le Danemark à partir de la mise en service du Baltic Pipe en novembre.

En 2023, d'importants travaux de maintenance sur des installations de production

de gaz naturel en Norvège en mai et juin et à la fin de l'été ont conduit à une réduction des arrivées de gaz norvégien pour l'ensemble des pays européens importateurs. En septembre 2023, les arrivées à l'interconnexion de Dunkerque sont tombées à leur niveau le plus bas de la décennie.

Figure 41 Arrivées de gaz depuis la Norvège vers les pays de l'Union européenne et le Royaume-Uni (2022-2023)



58. Les gisements de gaz norvégiens sont directement reliés par gazoduc à la France, la Grande-Bretagne, la Belgique, l'Allemagne et les Pays-Bas, et, depuis novembre 2022 au Danemark avec la mise en service du gazoduc Baltic Pipe qui traverse le Danemark avant de poursuivre dans la mer Baltique jusqu'à la Pologne.

Des exportations soutenues vers la Suisse et l'Italie

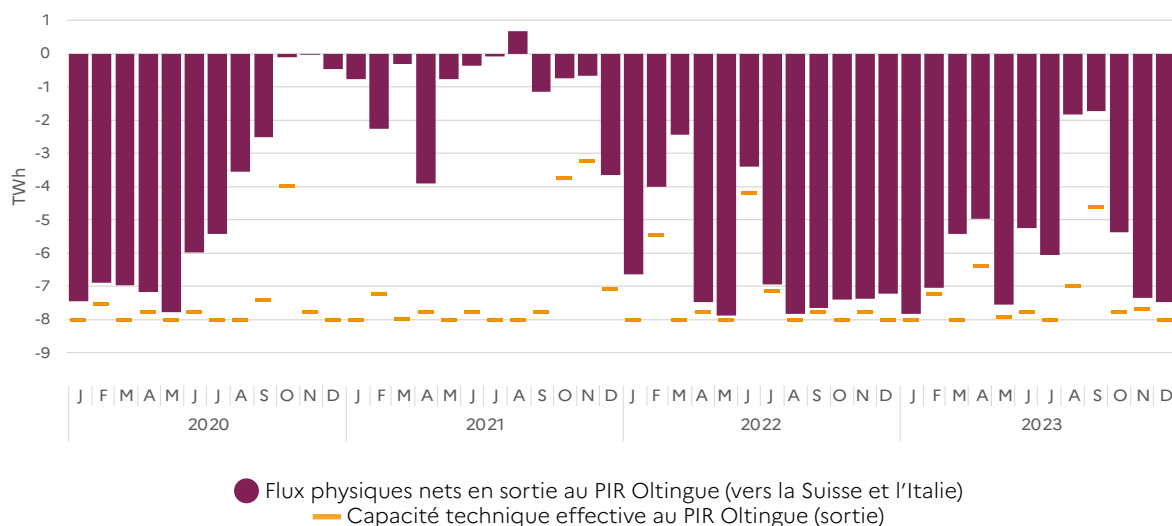
Après une année 2021 marquée par une très faible utilisation de l'interconnexion d'Oltingue (22 % en moyenne), en raison d'une augmentation des volumes importés en Italie depuis d'autres sources (Azerbaïdjan via le Trans-Adriatic Pipeline et Algérie via le gazoduc Transmed), la crise gazière a fortement relancé l'utilisation de cette interconnexion à partir de décembre 2021 (voir Figure 42).

En 2022 et 2023, l'interconnexion a été très souvent utilisée à sa capacité maximale à l'export, notamment entre juillet 2022 et fin février 2023 où elle a été saturée presque systématiquement. Sur cette période, les prix journaliers italiens étaient en moyenne 33 €/MWh supérieurs aux prix français. Le différentiel de prix s'est particulièrement creusé de juillet à fin septembre 2022, période pendant laquelle il était de plus de 60 €/MWh en moyenne. En 2022 et 2023, les exportations à Oltingue ont atteint

des niveaux deux fois plus élevés que la moyenne historique (72 TWh de flux physiques nets annuels en moyenne, contre 36 TWh sur la période 2016-2020).

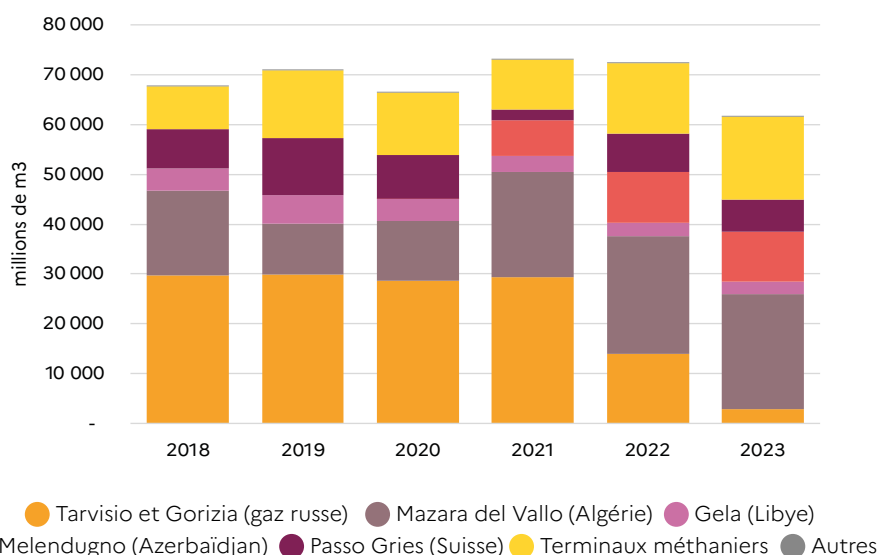
L'utilisation à pleine capacité de cette interconnexion s'explique notamment par la nécessité pour l'Italie de compenser la chute des volumes de gaz russe importés via le gazoduc TAP qui représentaient 40 % des approvisionnements de l'Italie avant la crise. En 2023, les importations depuis la Russie ne représentaient plus que 5 % des approvisionnements italiens (Figure 43). L'Italie a également augmenté ses importations de GNL, mais dans des proportions plus faibles qu'en France ou en Espagne du fait de capacités de regazéification plus restreintes. La mise en service d'un nouveau terminal flottant à l'été 2023 et le taux élevé d'utilisation des terminaux italiens a toutefois conduit à une hausse de la part du GNL dans l'approvisionnement italien, passant de 13 % à 27 % entre 2021 et 2023.

Figure 42 Flux physiques nets et capacité technique effective au point d'interconnexion d'Oltingue (Suisse) (2020-2023)



Source : données GRTgaz, analyse CRE

Figure 43 Importations annuelles de gaz en Italie par point d'interconnexion (2018-2023)



Source : données du Ministère italien de l'Environnement et de la Sécurité énergétique, analyse CRE

La France est devenue importatrice nette depuis l'Espagne en 2022 et 2023

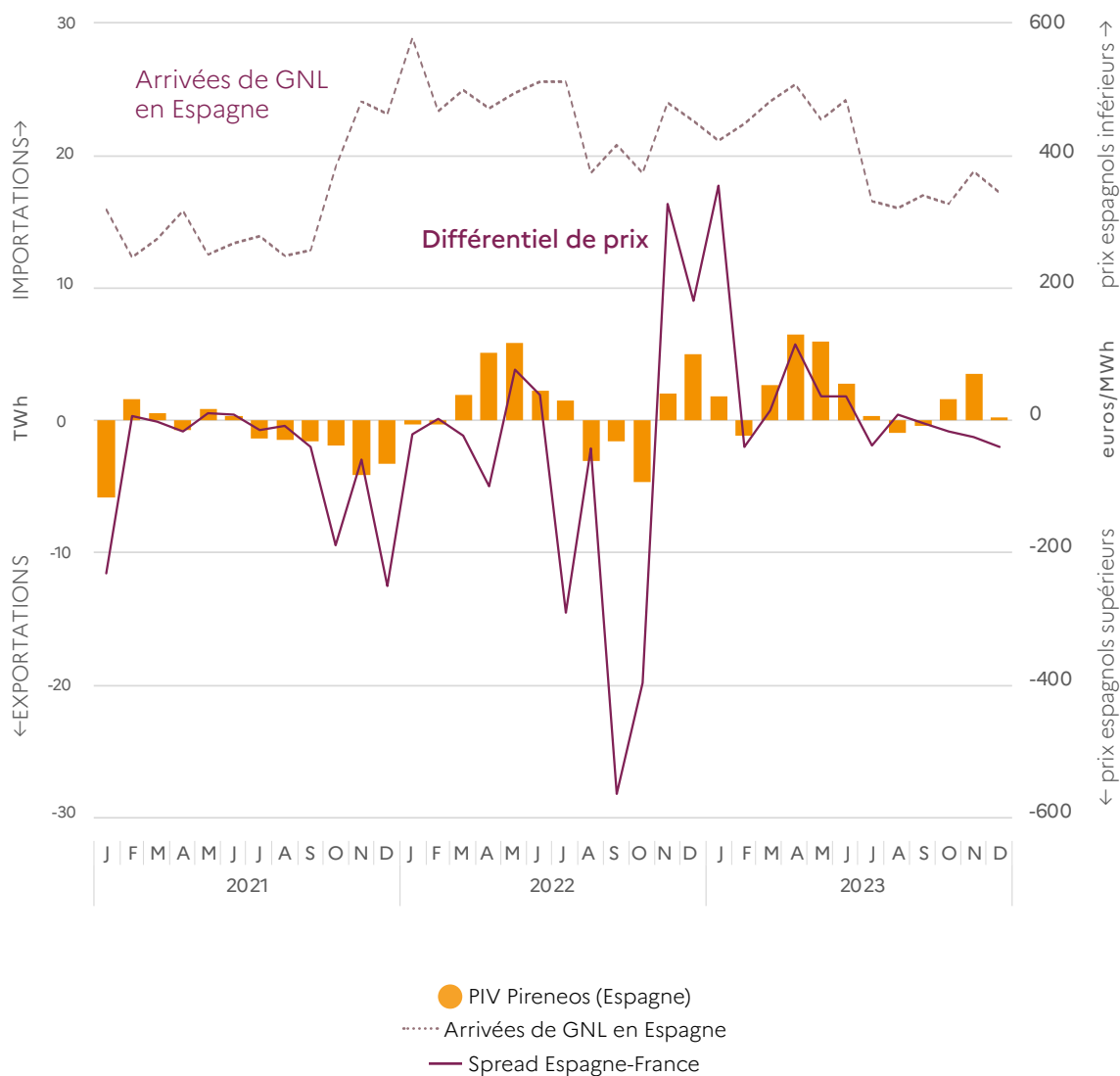
Au point d'interconnexion avec l'Espagne, où les flux étaient historiquement orientés à l'export, des épisodes ponctuels d'importations avaient déjà été observés en 2019 et 2020, notamment lorsque les prix de gros du gaz en Espagne étaient inférieurs aux prix français sous l'influence de fortes importations de GNL et de conditions météorologiques clémentes.

Dès le début de la crise, les prix de gros du gaz espagnols ont été de plus en plus fréquemment inférieurs aux prix français, 40 % du temps en 2021-2022 et 53 % en 2023, contre seulement 20 % en 2020. Ainsi, en 2022 et 2023, la France est devenue, pour la première fois, importatrice nette depuis l'Espagne. Les volumes importés ont atteint 26 TWh et 30 TWh en 2022 et 2023 respectivement, soit cinq fois plus qu'en 2021, tandis que les volumes exportés n'étaient que de 12 TWh et 7 TWh, contre 22 TWh en 2021.

Les épisodes de fortes importations depuis l'Espagne observés principalement aux printemps 2022 et 2023 et en novembre et décembre 2022 ont été directement liés à des périodes d'arrivées massives de GNL en Espagne, comme illustré par la Figure 44. En 2022, les entrées de GNL en Espagne ont été 50 % plus élevées qu'en 2021.

L'orientation des flux est très dépendante des différentiels de prix, qui dépendent des évolutions conjoncturelles de part et d'autre de la frontière. Par exemple, à la fin de l'été 2022, les flux nord-sud sont redevenus dominants, alors que les prix espagnols augmentaient fortement du fait d'une forte consommation pour la production électrique (faible production éolienne) et de maintenances sur plusieurs terminaux méthaniers. Depuis la crise, le point d'interconnexion Pirineos est ainsi devenu un point d'arbitrage entre les deux zones de marché.

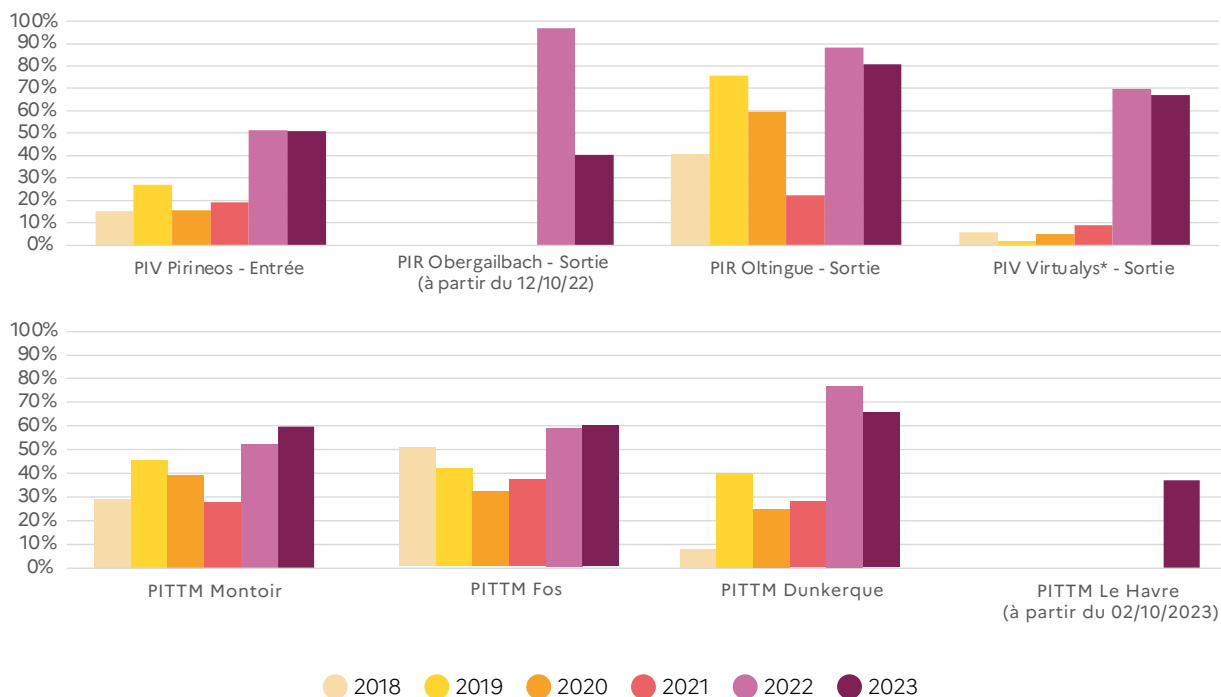
Figure 44 Flux physiques nets avec l'Espagne à Pirineos, évolution des différentiels de prix PVB-PEG et arrivées de GNL en Espagne (2021-2023)



Source : données GRTgaz, GIE et EEX, analyse CRE

2.1.4. Une utilisation intensive des points d'interconnexion pendant la crise

Figure 45 Taux d'utilisation annuel moyen des interconnexions réseaux (PIR) et avec les terminaux méthaniers (PITTM) (2018-2023)



Source : données GRTgaz et Teréga, analyse CRE

NOTE : Les taux d'utilisation correspondent au rapport des flux physiques et des capacités techniques effectives. Au PIV Virtualys, les flux physiques à l'export sont déduits des volumes de transit de gaz disponibles pour la Belgique depuis le terminal de Dunkerque directement vers le marché belge et la capacité technique effective est déduite des capacités réservées par la Belgique.

Les évolutions observées des importations et exportations de gaz se sont répercutées sur les taux d'utilisation des infrastructures. Au nord, les points d'interconnexions ont été fréquemment saturés à l'export, comme à Oltingue, utilisé en moyenne à 88 % et 81 % de sa capacité technique en 2022 et 2023, contre moins de 50 % en moyenne sur la période 2018-2021. Les capacités d'export vers l'Allemagne à Obergailbach ont quasiment systématiquement été utilisées à leur maximum depuis la mise en place des flux rebours (avec un taux d'utilisation moyen de 96 % d'octobre 2022 à fin janvier 2023). Après une forte diminution du taux d'utilisation, le transit vers l'Allemagne a été fréquemment saturé au mois de novembre 2023. Au point de sortie Virtualys vers la Belgique, le taux d'utilisation à l'export a atteint 70 % et 67 % en moyenne en 2022 et 2023, et s'est maintenu à des niveaux proches de 100 % pendant l'hiver 2022-2023, puis au début de l'hiver 2023-2024.

A l'import, les taux d'utilisation des interconnexions avec les terminaux méthaniers et de l'interconnexion avec l'Espagne ont atteint des niveaux historiques. En 2022 et 2023, le niveau moyen d'utilisation du PIV Pirineos à la frontière espagnole à l'import a atteint 51 % en 2022 et 2023, contre 19 % en moyenne en 2018-2021. L'utilisation a été particulièrement intensive sur les mois d'avril et mai 2022 et 2023. L'utilisation des terminaux méthaniers a atteint un niveau exceptionnellement élevé en 2022 et 2023 : en 2022, ils ont tous été utilisés en moyenne à 95 % de leurs capacités de regazéification, et ces taux se sont maintenus à des niveaux élevés en 2023 (95 % à Fos Tonkin, 81 % à Dunkerque, 64 % à Fos Cavaou et 72 % à Montoir). Ce recours intensif aux importations de GNL s'est traduit par une forte hausse des taux d'utilisation des capacités d'entrée sur le réseau de transport de gaz depuis les terminaux (PITTM), illustrés dans la Figure 45. Les

taux d'utilisation aux PITTM ont atteint 65 % et 62 % en 2022 et 2023 en moyenne (hors terminal du Havre), contre 33 % sur la période 2018-2021. Le PITTM de Dunkerque a connu la plus forte utilisation (76 % en moyenne en 2022 et 65 % en 2023). Les capacités commerciales disponibles pour la Belgique ont été utilisées à des niveaux plus élevés que les capacités dédiées au marché français en 2022 et 2023. Aux terminaux de Montoir et de Fos, les taux d'utilisation moyen des capacités d'entrée sur le réseau ont atteint près de 60 % en 2022 et 2023, là encore en forte augmentation par rapport aux années précédentes. Le terminal du Havre n'est, lui, entré en service qu'en fin d'année 2023, affichant un taux d'utilisation moyen au PITTM de 37 % sur ses trois premiers mois de fonctionnement, puis 70 % sur la deuxième quinzaine de décembre.

Le haut niveau de remplissage des stockages de gaz français a contribué à renforcer les capacités d'export de gaz vers le reste de l'Europe

Les exportations accrues de la France vers le nord de l'Europe depuis l'invasion de l'Ukraine par la Russie ont également été soutenues par un niveau élevé de remplissage des stockages français, assuré même au cœur de la crise gazière. Avec 132 TWh de capacités de stockage souterrain (soit environ 30 % de sa consommation annuelle de gaz), la France était en 2021 le quatrième pays de l'Union européenne du point de vue des capacités de stockage. Le cadre de régulation français s'est révélé particulièrement résilient et efficace face à la crise (voir Encadré n° 8), faisant des stockages français un atout essentiel pour la sécurité d'approvisionnement européenne, en permettant par exemple d'exporter vers l'Allemagne à compter d'octobre 2022, au plus fort de la crise d'approvisionnement.

ENCADRÉ N° 8

Un cadre de régulation des stockages français adapté aux besoins du marché

Les opérateurs français de stockages souterrains de gaz naturel Storengy, Teréga et Géométhane sont entrés en régime régulé en 2018 à la suite de la loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017. Depuis lors, les coûts qu'ils supportent pour gérer les capacités de stockage listées dans la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) sont couverts par le revenu autorisé de chaque opérateur, déterminé par la CRE.

Les capacités de stockage sont commercialisées aux enchères selon des modalités définies par la CRE. En particulier, les capacités portant sur l'année à venir sont mise aux enchères à un prix de réserve nul, afin de permettre la souscription des capacités de stockage sur la base du différentiel de prix à terme entre l'été et l'hier. La différence (positive ou négative) entre les recettes d'enchères et le revenu autorisé des opérateurs est compensée par un terme tarifaire intégré au tarif d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel (ATRT) et acquitté par les consommateurs situés sur le territoire national. Le cadre de régulation permet donc à la fois de couvrir les coûts des opérateurs de stockage et de maintenir en activité des capacités essentielles à la sécurité d'approvisionnement.

En complément de ce dispositif, le cadre réglementaire garantit qu'un niveau suffisant de remplissage est atteint au début de la saison hivernale. Le Code de l'énergie impose aux détenteurs de capacités de stockage un niveau de remplissage de 85 % des capacités souscrites au 1^{er} novembre de chaque année. En cas de

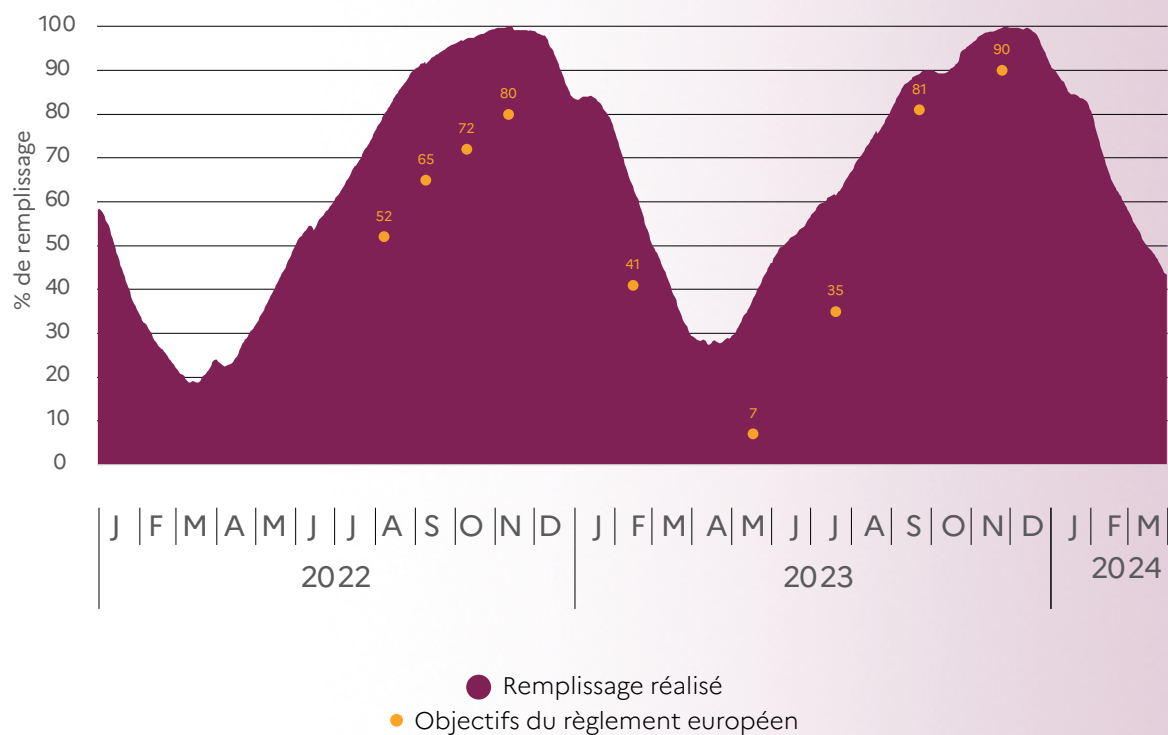
difficulté, le ministère peut imposer aux acteurs de marché et/ou aux opérateurs de stockages de souscrire des capacités additionnelles si la sécurité d'approvisionnement risque de ne pas être garantie (il s'agit du dispositif dit de « filet de sécurité »). Le non-respect de ces obligations est sanctionné par une amende non libératoire pouvant atteindre deux fois la valeur du volume de gaz manquant.

Le règlement (UE) 2022/1032 du 29 juin 2022 adopté en urgence pour faire face à la crise a fixé des objectifs de remplissage pour tous les États-membres au 1^{er} novembre de chaque année (80 % en 2022 et 90 % à partir de 2023 jusqu'en 2025), complétés par des objectifs intermédiaires au cours de l'année, tout en laissant le choix aux États membres des mesures à mettre en place pour les atteindre. En application de ce règlement, le gouvernement français a adopté un outil réglementaire additionnel (dit de « stocks de sécurité »)^[59] qui lui permet d'ordonner aux opérateurs de stockages de constituer les stocks nécessaires pour respecter l'objectif minimal de remplissage fixé par la trajectoire. Dans ce cas, les coûts nets de constitution de ces stocks par les opérateurs régulés sont compensés par l'État et imputés à la CSPE. Ni le dispositif de filet de sécurité ni celui de stocks de sécurité n'ont eu à être activés par le gouvernement jusqu'à présent, y compris durant l'hiver 2022-2023.

L'efficacité du cadre réglementaire français a permis d'assurer le remplissage complet des stockages pendant la crise.

59. Introduit dans la Loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat (1) - Légifrance (legifrance.gouv.fr).

Figure 46 Évolution du taux de remplissage des stockages de gaz en France depuis 2022 et objectifs du règlement européen



Source : Plateforme AGSI du GIE, mise en forme CRE : <https://agsi.gie.eu/>

2.1.5. Les différentiels de prix avec les pays voisins se sont creusés

Après des années de forte convergence des prix sur les hubs gaziers européens qui témoignaient d'une forte intégration des marchés grâce à l'utilisation des interconnexions, des écarts de prix inédits sont apparus entre les marchés européens, surtout à partir du printemps 2022 ; et se sont accentués au cours de cette même année. Ils ont atteint leur niveau le plus élevé pendant l'été 2022, lorsque les arrivées de gaz russe par gazoduc vers l'Europe ont chuté^[60].

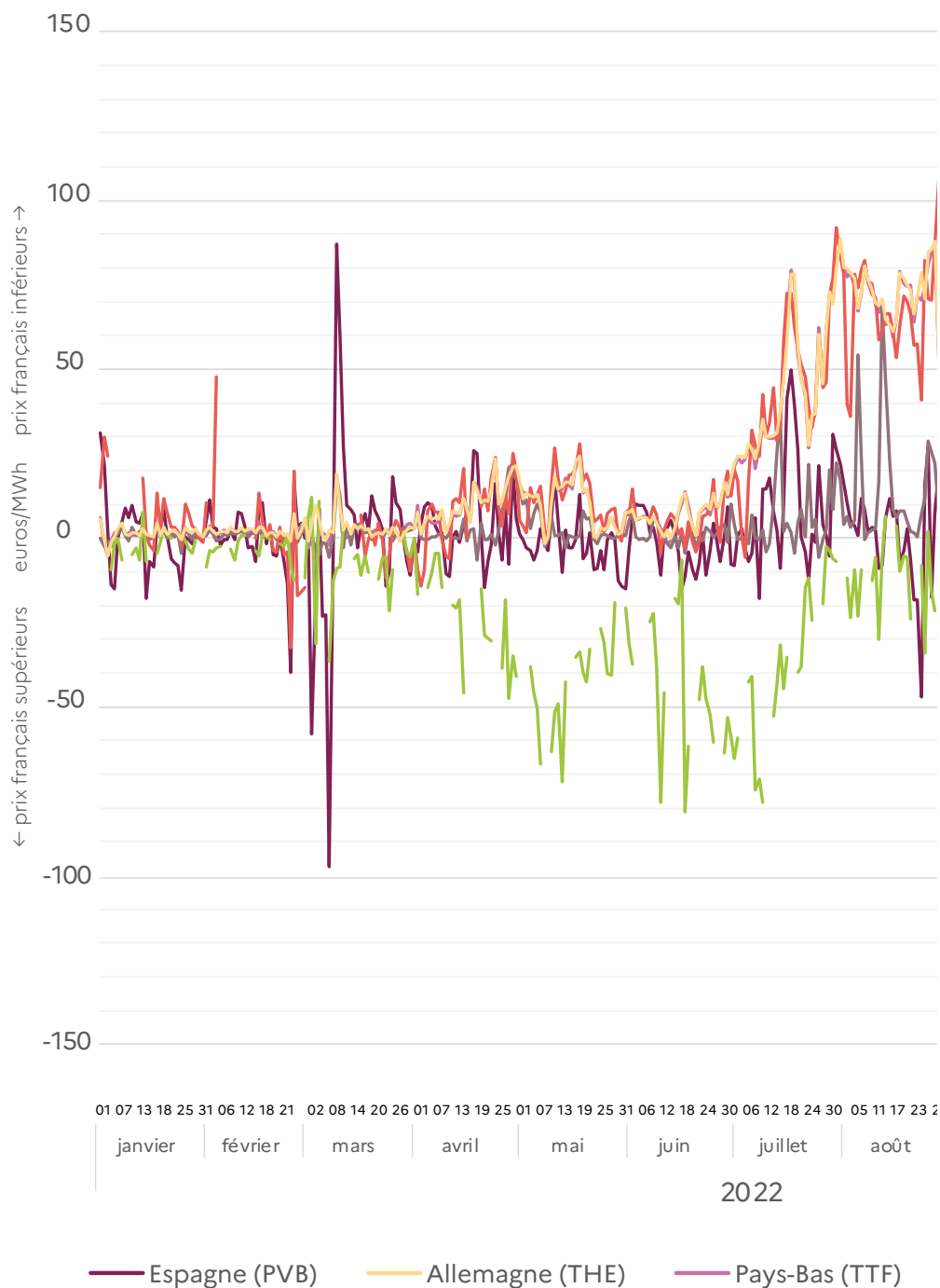
Tout au long de l'année 2022, les prix de gros journaliers en Allemagne, aux Pays-Bas et en Italie sont restés très largement supérieurs aux prix français, du fait de leur plus forte dépendance aux importations de gaz russe et de leurs moindres capacités d'importation de GNL. Les prix français journaliers en 2022 ont été en moyenne 23 €/MWh inférieurs aux prix néerlandais, 24 €/MWh inférieurs aux prix allemands et italiens. Les écarts de prix avec ces pays se sont fortement creusés sur les mois d'été, jusqu'à atteindre 70 €/MWh en septembre en moyenne avec l'Italie et 75 €/MWh avec l'Allemagne et les Pays-Bas. La France a également bénéficié de prix majoritairement inférieurs aux prix belges en 2022, avec toutefois des écarts de prix plus limités (6 €/MWh d'écart en moyenne en 2022).

Les mêmes effets ont été observés sur les prix à terme mensuels et trimestriels sur lesquels est indexée une grande partie de la consommation de gaz en France. Les prix du gaz payés par les consommateurs français ont donc été significativement moins élevés que dans les autres pays de l'Union européenne hors péninsule ibérique, et la facture gazière de notre pays réduite par rapport à nos voisins, même si elle a augmenté très fortement.

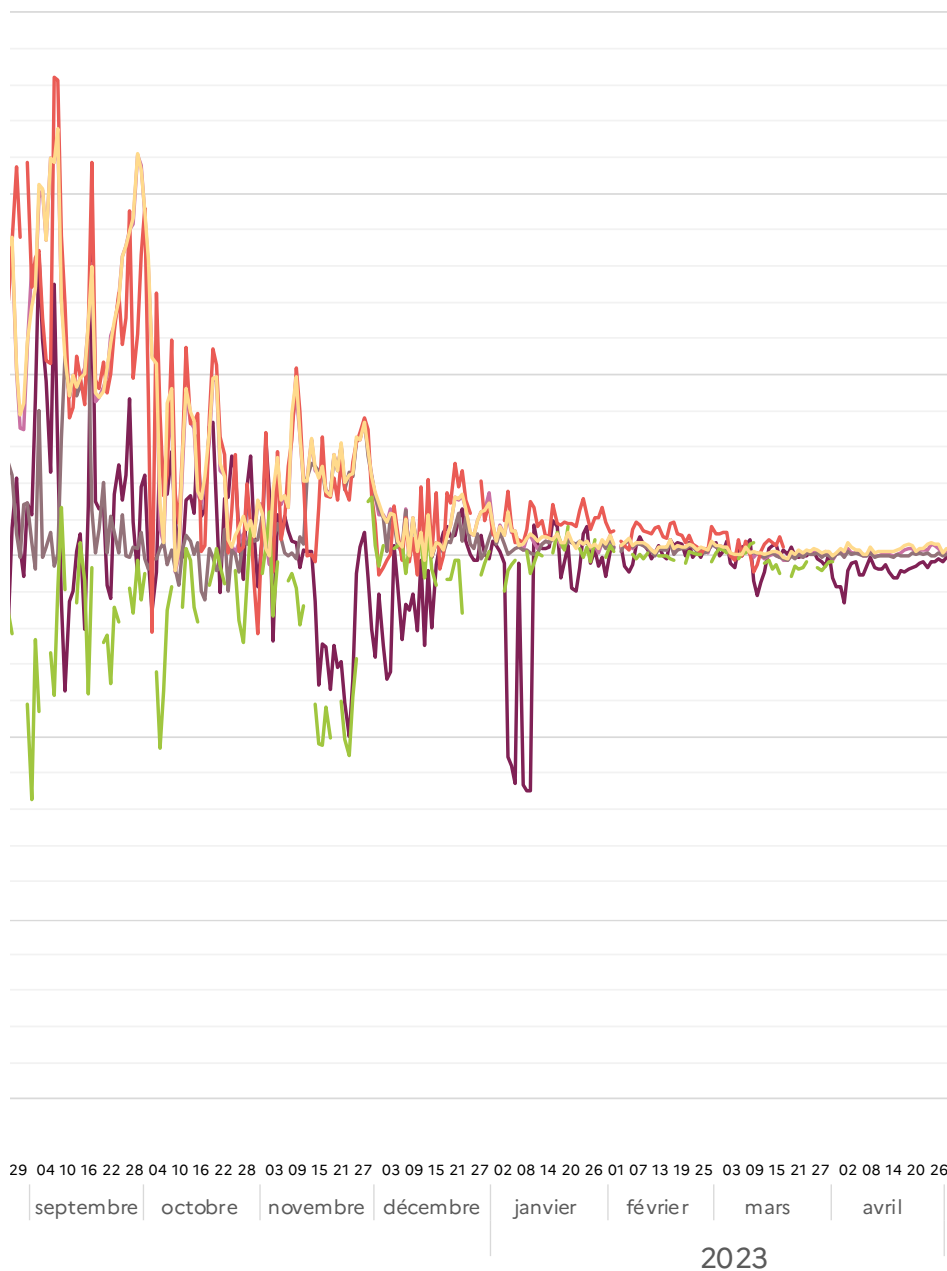
Les prix espagnols ont été plus proches des prix français en moyenne sur l'année 2022 (2 €/MWh d'écart de prix, comme en 2021). Toutefois, le différentiel de prix à cette frontière est resté très volatil depuis le début de la crise, s'inversant très régulièrement. Alors que les prix français enregistraient par exemple une décote moyenne de 19 €/MWh en septembre 2022, ils se sont retrouvés 11 €/MWh au-dessus des prix espagnols en octobre 2022. Le Royaume-Uni a bénéficié de prix largement inférieurs aux prix des autres hubs européens (de l'ordre de 17 €/MWh inférieurs aux prix français en 2022). L'écart a été particulièrement marqué entre avril et juillet 2022, et en novembre 2022, en lien avec une hausse des importations de GNL aux terminaux britanniques et des importations de gaz depuis la Mer du Nord.

60. Les arrivées de gaz russe par le gazoduc Nord Stream 1 ont été fortement réduites à partir du 14 juin 2022, avant d'être totalement arrêtées le 11 juillet 2022. Le 26 septembre 2022, une explosion a endommagé les gazoducs Nord Stream 1 et Nord Stream 2, entraînant l'arrêt total des flux à travers ces interconnexions.

Figure 47 Évolution des différentiels de prix journaliers entre la France (PEG) et l'Espagne (PVB), la Belgique (ZTP), l'Italie (PSV), le Royaume-Uni (NBP), l'Allemagne (THE) et les Pays-Bas (TTF) (octobre 2021-mars 2023)



Source : données ICIS Heren et EEX, analyse CRE



2.2. Évolution des règles d'utilisation des interconnexions gazières

2.2.1. Règles de fonctionnement des interconnexions

Les règles d'utilisation des interconnexions internes à l'Union européenne ont été établies dans le cadre de l'application du troisième paquet législatif européen, entré en vigueur en 2009. Elles présentent un niveau d'harmonisation très fort qui traduit un modèle qui vise à concentrer les transactions sur les places de marché afin de favoriser la liquidité des marchés de gros et de guider les flux entre pays en fonction des différences de prix. Au total, quatre codes de réseaux et des lignes directrices encadrent l'utilisation des réseaux de gaz, ils portent sur les allocations de capacité, les structures tarifaires, l'équilibrage, l'interopérabilité des réseaux et la gestion des congestions.

Lignes directrices sur les procédures de gestion des congestions (« CMP »)

La décision 2012/490/UE de la Commission européenne du 24 août 2012^[61] a vocation à prévenir ou gérer les situations de congestion contractuelle aux points d'interconnexion, c'est-à-dire les cas où les demandes de capacité dépassent les capacités mises en vente (la capacité pouvant être physiquement disponible). Elle prévoit 4 mécanismes : le *use-it-or-lose-it* (UIOLI) des capacités de long-terme, la surréservation, la restitution de capacités et le *use-it-or-lose-it* (UIOLI) des capacités journalières.

Code de réseau sur les règles d'allocation des capacités aux interconnexions (« CAM »)

Le règlement (UE) 2017/459 du 16 mars 2017^[62] (dit code « CAM »), abrogeant le règlement (UE) 984/2013 du 14 octobre 2013, régit l'allocation des capacités aux interconnexions entre zones de marché ; il a harmonisé, à tous les points d'interconnexions au sein de l'UE, les produits de capacité, les règles d'allocation, fondées sur des enchères organisées selon un calendrier identique à tous les points d'interconnexion.

61. Décision de la Commission du 24 août 2012 modifiant l'annexe I du règlement (CE) no 715/2009 du Parlement européen et du Conseil concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012D0490>

62. Règlement (UE) 2017/459 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz et abrogeant le règlement (UE) no 984/2013 : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R0459>

Code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz (« BAL »)

Le règlement (UE) 312/2014 du 26 mars 2014^[63] (dit code « BAL ») met en place un équilibrage de marché au niveau européen qui consiste, pour les acteurs de marché comme pour les opérateurs de réseaux, à passer par les marchés de gros pour gérer l'équilibre entre les injections de gaz dans les réseaux, d'une part, et la consommation de gaz des clients finaux, d'autre part.

Code de réseau sur l'interopérabilité et l'échange de données (« INT »)

Etabli par le règlement (UE) 2015/703 du 30 avril 2015^[64] (dit code « INT »), il a pour objectif d'éliminer les obstacles aux échanges de gaz dus à des incompatibilités de nature technique ; il a notamment traité aux accords d'interconnexion ou à l'odorisation du gaz.

Code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport de gaz (« TAR »)

Etabli par le règlement (UE) 2017/460 du 16 mars 2017^[65] (dit code « TAR »), celui-ci porte sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz et vise à améliorer la transparence des tarifs de transport de gaz au sein de l'Union européenne et, surtout, à éviter les discriminations entre le transport interne aux pays et les flux transfrontaliers.

63. Règlement (UE) 312/2014 de la Commission du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014R0312&from=EN>

64. Règlement (UE) 2015/703 de la Commission du 30 avril 2015 établissant un code de réseau sur les règles en matière d'interopérabilité et d'échange de données : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R0703>

65. Règlement (UE) 2017/460 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R0460>

2.2.1.1 L'allocation des capacités aux interconnexions

Les capacités de transport aux points d'interconnexion au sein de l'Union européenne sont commercialisées à différentes échéances, de plusieurs années à l'avance jusqu'au jour de la livraison du gaz. À l'heure actuelle, les différents produits (annuels, trimestriels, mensuels, journaliers et intrajournaliers) sont commercialisés lors d'enchères qui ont lieu au même moment pour toutes les frontières. Les capacités aux frontières françaises sont mises en vente sur la plateforme PRISMA.

Il ressortait des enchères menées en 2020 et 2021 que les besoins exprimés par les acteurs de marché ont pu être satisfaits par les capacités disponibles aux points d'interconnexion européens, ce qui s'est traduit par un niveau de convergence très fort des prix entre places de marché nationales. Dans leur rapport de suivi des marchés publié en juillet 2022^[66], l'ACER et le CEER constataient que la convergence des prix était restée forte malgré les déséquilibres qui ont affecté le marché européen sur cette période (baisse de la demande de gaz en raison de la pandémie de COVID-19, offre excédentaire de GNL, reprise économique de 2021) ce qui démontre un haut niveau d'intégration. Sur l'ensemble de l'année 2021, les degrés de corrélation et de convergence des prix ont été très élevés dans le nord-ouest de l'Europe, où les écarts de prix sont restés très inférieurs à 1€/MWh, soit un niveau inférieur au coût de transport entre places de marché. Il est à noter que, malgré la très forte augmentation des prix en 2021, les écarts entre places de marché sont restés assez stables au second semestre 2021.

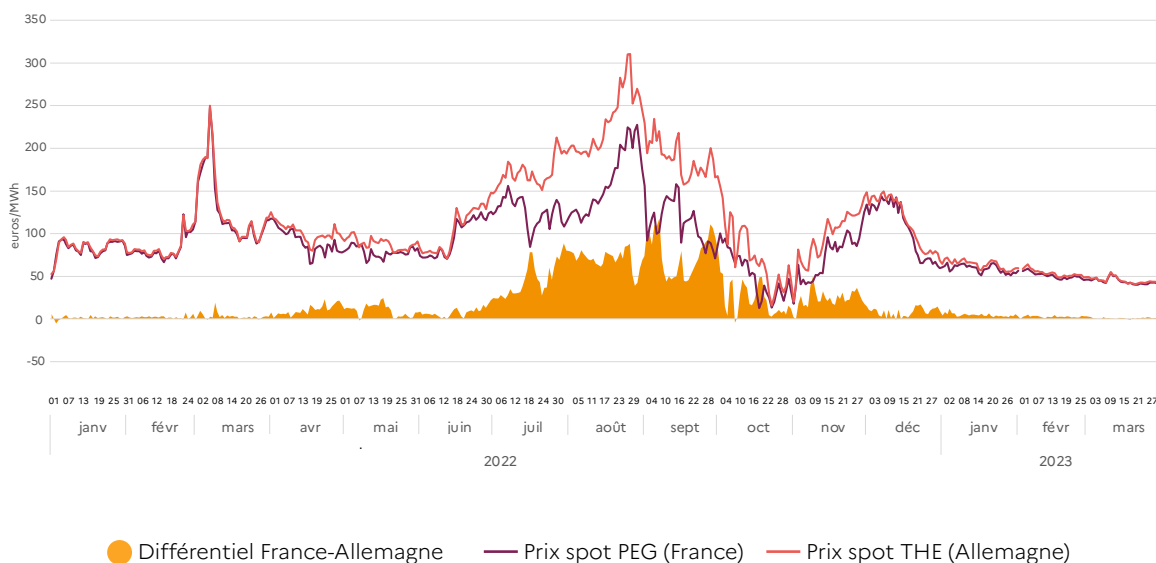
Ce constat ne vaut en revanche pas pour 2022 qui a connu des écarts de prix records entre places de marché, allant

jusqu'à plus de 150 €/MWh au cœur de la crise de l'été 2022 (voir Figure 48 illustrant l'évolution du différentiel de prix entre les marchés français et allemand). La diminution de l'approvisionnement par gazoducs depuis la Russie, au profit d'importations accrues de GNL, des contraintes de capacité d'interconnexion pour l'acheminement du gaz d'ouest en est ainsi que la capacité limitée de regazéification du GNL en Europe du Nord en sont les facteurs déterminants. Ces nouvelles congestions ont entraîné une très forte hausse des prix de souscription des capacités d'interconnexion à certaines frontières, en particulier des Pays-Bas vers l'Allemagne. Les forts différentiels de prix sur les marchés de gros observés en 2022 ont poussé à la hausse la valeur des capacités. La forte demande a parfois conduit à l'échec de procédures d'enchères qui suivent un processus de progression du prix d'adjudication jusqu'à ce que la demande soit inférieure ou égale à l'offre (« *ascending clock* »). Les paliers de prix entre chaque tour d'enchère étaient alors trop faibles pour clore l'enchère dans le temps imparti. Il est donc arrivé que des capacités n'aient pas pu être allouées alors même que la demande était très élevée. Les GRT ont souvent anticipé ce problème en modifiant les paliers de prix peu avant le début de l'enchère (souplesse octroyée par les plateformes d'enchère) en fonction des différentiels de prix observés entre places de marché.

Au début de l'année 2023, les écarts de prix sont revenus à des niveaux proches de ceux d'avant la crise (c'est-à-dire de 1 à 3 €/MWh), en raison de la réduction de la demande de gaz, d'une disponibilité accrue des capacités d'importation de GNL et du développement rapide de capacités d'importations de GNL dans les pays qui en étaient dépourvus.

66. ACER/CEER (Juillet 2022), Gas Wholesale Market Monitoring Report

Figure 48 Évolution du différentiel de prix journalier entre la France et l'Allemagne entre janvier 2022 et mars 2023



Si les processus d'allocation de capacité régis par le code de réseau CAM ont dans l'ensemble été résilients pendant la crise gazière, il apparaît néanmoins que certaines améliorations pourraient être apportées. Dès 2020, la Fédération européenne des négociants en énergie (EFET) avait fait des propositions visant à offrir davantage de fenêtres d'enchères et une plus grande flexibilité dans les règles d'adjudication (voir Encadré n° 9 ci-contre).

ENCADRÉ N° 9

La révision du code de réseau CAM devrait permettre d'introduire des règles d'allocation plus flexibles

Le code de réseau CAM a été conçu il y a plus d'une décennie, à une période où les congestions contractuelles étaient fréquentes à de nombreux points frontaliers en Europe et où l'enjeu d'harmonisation était dominant. Il prévoit la vente aux enchères des produits de capacités selon un calendrier commun à tous les points d'interconnexion au sein de l'Union européenne. Chaque produit (annuel, trimestriel, mensuel etc.) est vendu à une date unique^[67], simultanément partout en Europe. Depuis son entrée en vigueur, les congestions contractuelles se sont réduites, la liquidité des *hubs* européens s'est améliorée et la convergence des prix s'est renforcée (en dehors de la période de crise d'approvisionnement de 2022).

En dépit de ce constat positif, des demandes ont été formulées par certains acteurs pour revoir les règles du code CAM afin qu'elles soient davantage en ligne avec les besoins actuels des acteurs de marché. En particulier, la Fédération européenne des négociants en énergie (EFET) a soumis début 2020 à l'ACER et à l'ENTSOG une proposition^[68] visant à densifier le calendrier des enchères de capacités, afin d'augmenter les opportunités d'arbitrages pour les acteurs de marché.

L'EFET et ses membres considèrent que le calendrier actuel est trop restrictif car il ne permet pas d'acheter des capacités lorsque les conditions de marché sont favorables. L'EFET propose de conserver le calendrier d'enchères des produits annuels, trimestriels et mensuels prévu dans le code CAM (avec algorithme d'enchères ascendantes – *ascending clock algorithm*) et de le compléter par des enchères à prix uniforme (*uniform price algorithm*) les jours où aucune enchère n'est organisée pour ces produits.

Les propositions de l'EFET ont été étudiées par les régulateurs et l'ENTSOG, qui ont mené, début 2021, une consultation publique afin de recueillir l'avis des parties prenantes sur ces propositions et, plus généralement, sur le degré de satisfaction quant aux règles CAM (paramètres d'enchères, produits de capacité etc.). L'ENTSOG avait alors formulé des propositions alternatives^[69] soumises à consultation pendant l'été 2022. Sur la base des retours des acteurs, l'ACER et l'ENTSOG ont publié leurs propositions en mai 2023, qui portent notamment sur l'introduction de davantage de dates d'enchères pour les produits annuels, trimestriels et mensuels, la possibilité pour les acteurs de marché d'acquérir les produits mensuels jusqu'à 3 mois en avance au sein d'un même trimestre ou la possibilité d'acquérir une plus grande

67. Exception faite des produits trimestriels, qui sont offerts à plusieurs reprises.

68. <https://www.gasncfunc.eu/gas-func/issues/01/2020/view>

69. Discutées le 27 juin 2022 à l'occasion d'un atelier public en ligne : <https://entsog.eu/joint-acer-and-entsog-workshop-efets-func-issue-greater-flexibility-book-firm-capacity-ips#downloads>

variété de produits de capacité. Celles-ci ont été présentées aux acteurs au cours du 37^e Forum européen de la régulation du gaz organisé par la Commission européenne à Madrid les 11 et 12 mai 2023. Les conclusions de ce Forum identifient à cet égard les règles CAM comme axe de révision prioritaire.

La CRE a pris une part active à ces travaux dès le début : introduire davantage de souplesse est un enjeu important, notamment pour mieux adapter les règles aux conditions de marché. En complément de l'augmentation des fenêtres d'enchères de produits standards, il s'agit également de disposer de davantage d'agilité afin d'éviter de devoir suivre la procédure de modification du code pour tout changement même mineur. En effet, tout amendement des dispositions d'un code de réseau doit être soumis par l'ACER à la Commission européenne et doit *in fine* être adopté par le Conseil de l'UE et le Parlement européens (processus dit de « comitologie »).

2.2.1.2 La gestion des congestions contractuelles aux points d'interconnexion

Pour un acteur de marché, la détention de capacités procure le droit, mais pas l'obligation, d'utiliser ces capacités (processus de « nomination »). Pour éviter les rétentions abusives de capacité (cas par exemple où des acteurs réserveraient des volumes supérieurs à leurs besoins), les mécanismes de gestion des congestions contractuelles consistent à mettre à disposition des autres utilisateurs des capacités non nommées, ou à décourager les souscriptions excessives en prévoyant la possibilité de restreindre les droits en cas de sous-utilisation récurrente. Sont particulièrement visés les cas où des utilisateurs de réseaux n'auraient pas la possibilité d'obtenir des capacités de transport alors que celles-ci sont disponibles physiquement, ce qui constitue une congestion contractuelle. L'Union européenne s'est dotée de lignes directrices portant sur ce sujet en 2012. Le règlement d'urgence adopté en 2022 pour faire face à la crise a renforcé certaines de ces dispositions afin de faciliter les mouvements de gaz entre États membres.

Les mécanismes de gestion des congestions contractuelles aux interconnexions appliqués en France

Dans l'Union européenne, la gestion des congestions aux points d'interconnexion terrestres est régie par les Lignes directrices sur les procédures de gestion des congestions^[70] (congestion management procedures – CMP), adoptées en 2012. Selon ces lignes directrices, les GRT doivent mettre en œuvre des mécanismes pour prévenir les situations de congestion contractuelle ou les résoudre lorsque celles-ci apparaissent. Les dispositifs prévus ont pour objectif de restituer les capacités non utilisées, afin qu'elles soient proposées à la commercialisation dans le cadre des processus usuels d'attribution des capacités, notamment par enchères dans les conditions prévues par le code de réseau CAM.

Les Lignes Directrices prévoient quatre mécanismes de gestion des congestions contractuelles. Un premier mécanisme, contraignant, consiste à retirer aux utilisateurs des capacités souscrites en cas de sous-utilisation récurrente. C'est le *use-it-or-lose-it* long terme. Une procédure de restitution permet aux acteurs de rendre à leur initiative une partie des capacités qu'ils ont souscrites qui sont alors offertes dans le cadre des enchères CAM. Pour les échéances de court terme, les États membres ont le choix entre deux procédures : la surréservation et le rachat de capacités, qui consiste à vendre davantage de capacités que ce que permet physiquement l'interconnexion et de racheter le surplus en cas de congestion physique (les nominations dépassant la capacité technique), et le *use-it-or-lose-it day ahead* qui permet d'offrir de la capacité journalière en restreignant les droits de renomination des expéditeurs.

70. 2012/490/UE: Décision de la Commission du 24 août 2012 modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE

ENCADRÉ N° 10

Les quatre mécanismes européens de gestion des congestions contractuelles

1.

Le mécanisme de « *use-it-or lose-it* » (UIOLI) de capacités de long terme permet aux GRT de retirer systématiquement tout ou partie des capacités contractuelles sous-utilisées par un utilisateur du réseau à un point d'interconnexion lorsque celui-ci n'a ni vendu ni offert sur le marché secondaire sa capacité non utilisée à des conditions raisonnables alors que d'autres utilisateurs du réseau demandent des capacités fermes.

2.

Le mécanisme de restitution de capacités (« *surrender* ») consiste, pour les GRT, à accepter toute restitution de capacité ferme contractualisée par un utilisateur à un point d'interconnexion, à l'exception des produits de capacité journalier et infrajournalier. Revendue lors du processus d'allocation standard, la capacité restituée ne peut être réalouée qu'une fois que toute la capacité disponible a été attribuée. Tant que la capacité n'est pas réattribuée par le GRT, l'expéditeur conserve ses droits et obligations au titre du contrat de capacité.

3.

Le mécanisme de surréservation et de rachat de capacités (en anglais, *over-subscription and buy-back* – OSBB) permet aux GRT d'offrir de la capacité ferme au-delà de la capacité technique aux points d'interconnexion. En cas de saturation de l'interconnexion, les GRT doivent racheter aux expéditeurs la capacité en excès. Le calcul de la capacité offerte en plus des capacités techniques repose donc sur des scénarios statistiques d'utilisation de la capacité et une analyse de risque afin d'éviter des obligations de rachat excessives. Les capacités additionnelles ne sont attribuées que si toutes les autres capacités, y compris les capacités résultant de l'application d'autres procédures de gestion de la congestion, ont été allouées.

4.

Le mécanisme « *use-it-or-lose-it* » des capacités fermes à un jour (en anglais, *firm day-ahead use-it-or-lose-it* – FDA-UIOLI) permet au GRT de « réquisitionner » toute capacité non nominée par son détenteur et de l'offrir à nouveau à la vente.

Aux points d'interconnexion français, les mécanismes de UIOLI long-terme, d'OSBB et de restitution de capacités sont mis en œuvre. Le choix a par ailleurs été fait d'appliquer un dispositif additionnel qui repose sur le même principe que le FDA-UIOLI, à la seule différence qu'il préserve les droits de re-nomination des détenteurs de capacité ferme. Ce mécanisme, dit de *use-it-and-buy-it* (UBI), permet aux expéditeurs d'acquérir par sur-nomination de la capacité déjà souscrite mais non nominée à l'échéance journalière ou au cours de la journée gazière, sur une base interruptible, en laissant aux primo-détenteurs de la capacité ferme le droit de nommer la capacité souscrite, même si celle-ci a été réallouée. Très efficace pour réallouer les capacités journalières non nominées, ce dispositif était appliqué depuis plusieurs années uniquement dans le sens principal du flux, avant d'être étendu dans les deux sens à tous les points d'interconnexion français à partir de 2021^[71].

Le règlement d'urgence européen « solidarité gaz » a renforcé la gestion des congestions en Europe

Lors de la crise d'approvisionnement, l'Union européenne a souhaité donner des outils additionnels aux États-membres afin de maximiser l'utilisation des capacités d'interconnexion face aux conséquences de la rupture d'approvisionnement en gaz russe et aux modifications importantes des schémas d'approvisionnement. Le règlement d'urgence dit « Solidarité gaz »^[72], entré en vigueur en décembre 2022 pour une durée d'un an, prévoit notamment de renforcer l'application des mesures de gestion des congestions contractuelles prévues

par les lignes directrices européennes et de les compléter par plusieurs outils additionnels.

À compter du 1^{er} avril 2023, ce règlement prévoyait l'application, à tous les points d'interconnexion physiques ou virtuels de l'UE, d'une procédure de « *use-it-or-lose-it* » appliqué sur une base mensuelle. Il s'agissait de permettre aux GRT d'identifier des capacités inutilisées d'un mois à l'autre afin de rendre disponible au marché davantage de volumes de capacités inutilisées plus rapidement que ne le permettent les règles européennes de UIOLI long terme.

Les autorités de régulation nationales disposaient de la possibilité de déroger à l'application de cette mesure par la mise en œuvre soit d'un mécanisme de UIOLI ferme journalier, soit d'un OSBB permettant d'offrir au moins 5 % de capacités additionnelles ou d'une offre, sur base interruptible, de capacités journalières fermes non-nominées. Ce dernier dispositif répond aux caractéristiques du mécanisme d'UBI généralisé en 2021 aux points d'interconnexion français, c'est pourquoi la CRE a choisi de déroger à l'application de l'UIOLI mensuel, après avoir consulté les régulateurs voisins.^[73]

Tous les régulateurs européens ont préféré appliquer l'un des trois mécanismes dérogatoires ainsi prévus plutôt que le mécanisme de l'UIOLI mensuel, nouvellement proposé par la Commission européenne.

En définitive, les dispositifs de gestion des congestions mis en œuvre en France se sont révélés très efficaces et ont permis une utilisation maximale de toutes les capacités d'interconnexion physiquement disponibles.

71. En application des dispositions de la délibération n° 2021-274 de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 16 septembre 2021 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France.

72. Règlement (UE) 2022/2576 du Conseil du 19 décembre 2022 renforçant la solidarité grâce à une meilleure coordination des achats de gaz, à des prix de référence fiables et à des échanges transfrontières de gaz

73. Délibération de la CRE du 30 mars 2023 portant décision relative à la mise en œuvre des dispositions de l'article 14 du règlement (UE) 2022/2576 du Conseil du 19 décembre 2022

ENCADRÉ N° 11

Le déclenchement du dispositif de « tarif congestionné » amendé en 2021 pour prévenir les congestions contractuelles artificielles

La CRE détermine chaque année le niveau du tarif régulé d'accès aux capacités de transport aux interconnexions gazières, qui constitue le prix de réserve (c'est-à-dire le prix plancher) des enchères de capacité annuelles. Ce niveau sert de base pour le calcul du niveau des tarifs des produits de capacité de plus court terme (trimestrielle, mensuelle, journalière et infrajournalière) par l'application d'un facteur temporel, et d'un multiplicateur tarifaire : la capacité est d'autant plus chère qu'elle est réservée sur le court-terme, afin d'inciter les acteurs à réserver des capacités sur le long terme.

Le niveau de ces multiplicateurs tarifaires est encadré par le code de réseau européen sur l'harmonisation des structures tarifaires qui dispose que pour les produits de capacité trimestriels et mensuels, le niveau des multiplicateurs est compris entre 1 et 1,5, et pour les produits de capacité journaliers et infrajournaliers, il est compris entre 1 et 3 (sauf dans des cas dûment justifiés).

En France, lorsqu'un point est considéré comme congestionné (c'est-à-dire que lors de l'allocation des produits fermes annuels aux enchères, le prix de vente des capacités est strictement supérieur au prix de réserve), ces multiplicateurs tarifaires ne s'appliquent pas (pour les produits trimestriels, mensuels et quotidiens). En cas d'indisponibilité

de capacités annuelles, il est en effet souhaitable que les expéditeurs puissent accéder aux capacités d'une durée inférieure à l'année sans surcoût. Il s'agit du dispositif dit de « tarif congestionné ».

Cependant, le fait que le prix de vente de la capacité soit supérieur au prix de réserve n'implique pas nécessairement que le point soit commercialement congestionné, le volume de capacités alloués pouvant être *in fine* inférieur au volume de capacités commercialisées. Des cas de manipulation des règles d'enchères ont pu être constatés, qui visaient semble-t-il le déclenchement du tarif congestionné. Cela fut observé lors des enchères annuelles de juillet 2018, 2019 et 2020 au point d'interconnexion Pirineos entre la France et l'Espagne. La CRE et Teréga ont pu établir qu'il s'agissait d'une stratégie coordonnée d'un nombre limité d'acteurs de marché visant à faire émerger une prime d'enchère tout en n'allouant qu'un volume infime de capacité.

Souhaitant préserver le principe de tarif congestionné tout en éliminant tout effet d'aubaine, la CRE a décidé dans sa délibération n°2021-15 du 21 janvier 2021^[74], de conditionner le déclenchement du tarif congestionné à l'atteinte d'un seuil de 98 % de capacités souscrites lors de l'enchère des capacités annuelles.

74. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1^{er} avril 2021

ENCADRÉ N° 12

Un nouveau tarif régulé pour le transport de gaz sur la période 2024-2027

La CRE a adopté, en janvier 2024, un nouveau tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (dit « ATRT8 »), qui s'applique depuis le 1^{er} avril 2024 pour une durée de 4 ans.

Une structure tarifaire conforme aux principes du code de réseau européen Tarif

Conformément aux dispositions du code de réseau Tarif, la CRE a soumis ses orientations à consultation publique entre le 26 juillet et le 9 octobre 2023, qui a été transmise à l'ACER.

Pour établir la grille tarifaire ATRT8, la CRE a utilisé la même méthodologie que pour le tarif précédent (« ATRT7 »), que l'ACER avait considérée comme conforme aux principes du code TAR. Les scénarios de flux utilisés pour calculer les distances de transport de référence ont cependant été adaptés pour prendre en compte la fin des contrats de long terme, la réorganisation des approvisionnements en Europe et la décroissance de la consommation de gaz. La structure du tarif ATRT8 est fixée de manière à refléter les coûts engendrés par les utilisateurs afin d'éviter les subventions croisées entre catégories d'utilisateurs : les coûts unitaires des flux transfrontaliers et de l'alimentation des consommateurs nationaux sont alignés.

Un cadre de régulation aménagé pour anticiper la baisse de la consommation de gaz

Dans son étude sur l'avenir des infrastructures gazières (voir Encadré n° 13), la CRE a fait le constat que le réseau de transport de gaz existant restera nécessaire à l'horizon 2050 (moins de 10 % des infrastructures pourraient être déclassées ou converties à l'hydrogène) même dans des scénarios de décroissance importante de la consommation.

Ce constat a amené la CRE à réinterroger l'adéquation du cadre de régulation et de détermination du revenu autorisé des opérateurs avec les enjeux à moyen et long terme identifiés dans l'étude, dans l'optique de garantir la soutenabilité économique du système gazier. La CRE a organisé une consultation publique durant l'été 2023 destinée à recueillir l'avis des parties prenantes sur les moyens permettant d'éviter de faire supporter aux utilisateurs de demain les coûts fixes induits par l'utilisation actuelle des infrastructures. Parmi les pistes présentées figuraient la modification des modalités d'amortissement des actifs qui constituent la base d'actifs régulés (BAR) des opérateurs et ne plus indexer la base d'actifs sur l'inflation, en passant d'un modèle de rémunération réel à un modèle nominal. Ces deux orientations ont été retenues dans la décision tarifaire pour les nouveaux actifs : les actifs qui entrent dans la BAR à partir de 2024 ne sont pas réévalués de l'inflation et se voient appliquer un taux de rémunération nominal et la durée d'amortissement des actifs à durée de vie longue est réduite (de 50 à 30 ans pour les canalisations par exemple). Le cadre de régulation des actifs entrés dans la BAR antérieurement reste inchangé.

2.2.2. Évolution des souscriptions des capacités aux interconnexions

Les capacités de transport aux interconnexions sont allouées dans le cadre d'enchères dont les caractéristiques et le calendrier sont définis par le code de réseau européen sur les mécanismes d'allocation des capacités (code CAM). Ces enchères sont effectuées avec un prix de réserve correspondant au tarif régulé d'accès des tiers au réseau de transport (ATRT) en application du code de réseau européen sur l'harmonisation des structures tarifaires.

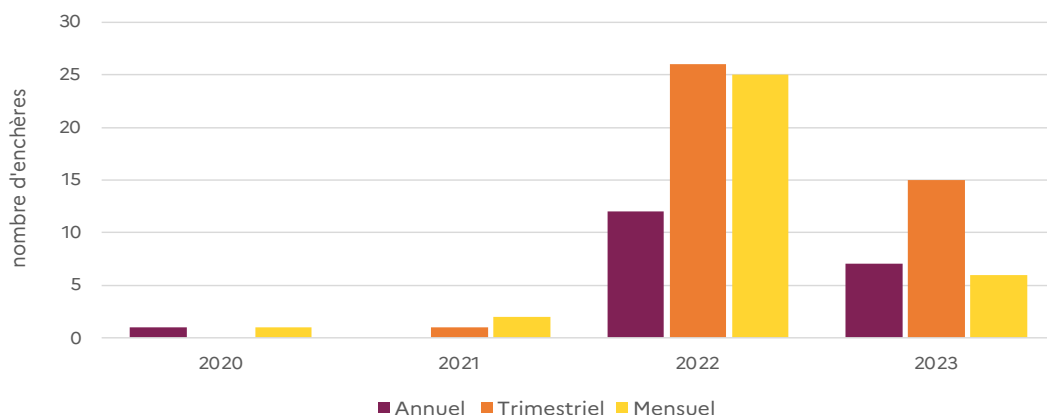
2.2.2.1 Bilan des enchères de capacité

De 2020 à 2022, la demande de capacité aux points d'interconnexion français exprimée lors des enchères était faible, et ce d'autant plus que la maturité des produits était longue. Ainsi, la plupart des enchères pour les produits de long terme (1 an et plus) se sont soldées par des allocations très faibles. Cette situation n'était pas propre à la France puisque,

aux frontières européennes, des primes d'enchères n'avaient été constatées qu'à 18 reprises en 2020 et 14 en 2021 (moins de 0,5 % des enchères), dont 2 en 2020 et 4 en 2021 aux points d'interconnexion français.

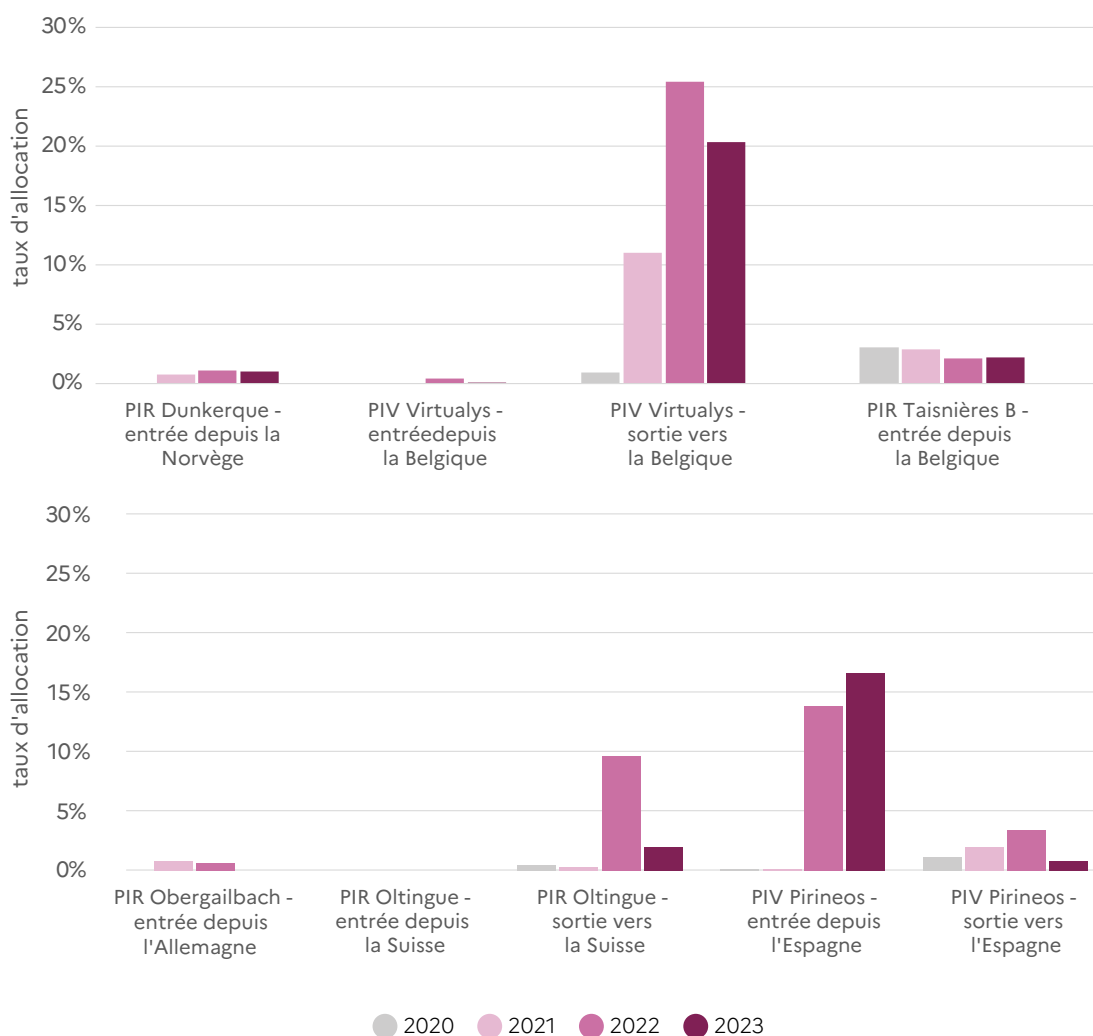
La crise d'approvisionnement gazière a radicalement changé la situation. La forte demande de capacités a mené à l'apparition de congestions contractuelles importantes à certains points d'interconnexion, principalement au nord-ouest de l'Europe. Ainsi, 246 enchères menées sur la plateforme Prisma pour des capacités annuelles, trimestrielles ou mensuelles se sont soldées à un prix supérieur au prix de réserve en 2022 (soit 7 % des enchères), dont une soixantaine aux points d'interconnexion français. La situation s'est détendue en 2023 par rapport à 2022, des primes d'enchères n'ayant été constatées qu'à 69 occasions, dont 28 aux frontières françaises.

Figure 49 Nombre d'occurrence de primes d'enchères par type de produit de capacité aux PIR français hors capacités journalières (2020-2023)



Source : données PRISMA, analyse CRE

Figure 50 Taux d'allocation des capacités aux PIR français mises aux enchères sur PRISMA, hors capacités journalières (2020-2023)



Source : données PRISMA, analyse CRE

Aux frontières françaises, la crise a provoqué une augmentation significative des taux d'allocation pour les produits annuels, trimestriels ou mensuels, particulièrement en sortie vers la Belgique (25 % et 20 % d'allocation en 2022 et 2023), en sortie vers la Suisse (près de 10 % d'allocation en 2022) et en entrée depuis l'Espagne (près de 14 % et plus de 16 % en 2022 et 2023). Ces allocations viennent s'ajouter aux réservations de

long terme, qui représentent la majorité des souscriptions.

Ces souscriptions se sont accompagnées de recettes d'enchères élevées aux frontières où des écarts de prix importants existaient. Les enchères de capacités conduites en 2022 et 2023 ont conduit les GRT français, GRTgaz et Teréga, à enregistrer des revenus de congestions (primes d'enchères) de 441 M€ en 2022 et 15 M€

en 2023. Ces montants excédentaires ont vocation à être reversés aux utilisateurs des réseaux selon les règles prévues par le tarif de transport de gaz ATRT.

2.2.2.2 Taux de souscription des interconnexions et des points de sortie des terminaux méthaniers

Points d'interconnexion

Les niveaux de souscription à long terme aux points d'interconnexion français étaient très élevés pendant la crise (entre 60 % et 99 % en 2023), car ces interconnexions ont été réalisées en contrepartie de contrats d'importation ou de souscriptions de long terme lorsque les investissements ont été décidés à la suite d'appels au marché (« open seasons »).

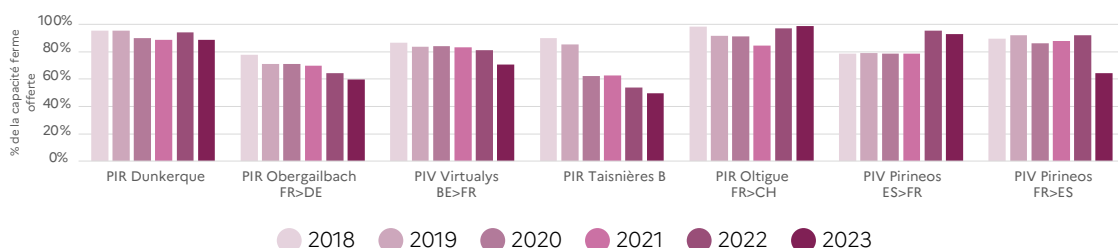
Oltingue est le point d'interconnexion le plus souscrit, avec un niveau de 99 % en 2023 dans le sens France vers Suisse. Dunkerque est également très souscrit (94 % en 2022 et 89 % en 2023). Le point Virtualys présente des taux de souscription élevés à l'import, à hauteur de 81 % et 74 % en 2022 et 2023 respectivement. Avant la crise, Pirineos était souscrit à des niveaux plus élevés dans le sens France vers Espagne que dans le sens opposé, avant qu'une inversion s'observe à partir de 2022. Les souscriptions à ce point d'interconnexion ont en effet fortement augmenté dans le sens des imports vers

la France à partir de 2022 (dépassant les 90 % en 2022 et 2023), tandis qu'elles ont considérablement baissé dans le sens des exports en 2023 du fait de la fin de certaines souscriptions de long terme, pour s'établir à 64 %.

Les points d'Obergailbach et de Taisnières B sont aujourd'hui les moins souscrits, avec une forte baisse ces dernières années, pour s'établir à 60 % et 50 %, respectivement, en 2023. Malgré la décision des Pays-Bas d'arrêter leur production de gaz, les niveaux de souscription à Taisnières B ne sont pas réduits à zéro en raison de l'engagement des Pays-Bas à honorer les contrats signés jusqu'à la fin du plan de conversion français en 2029.

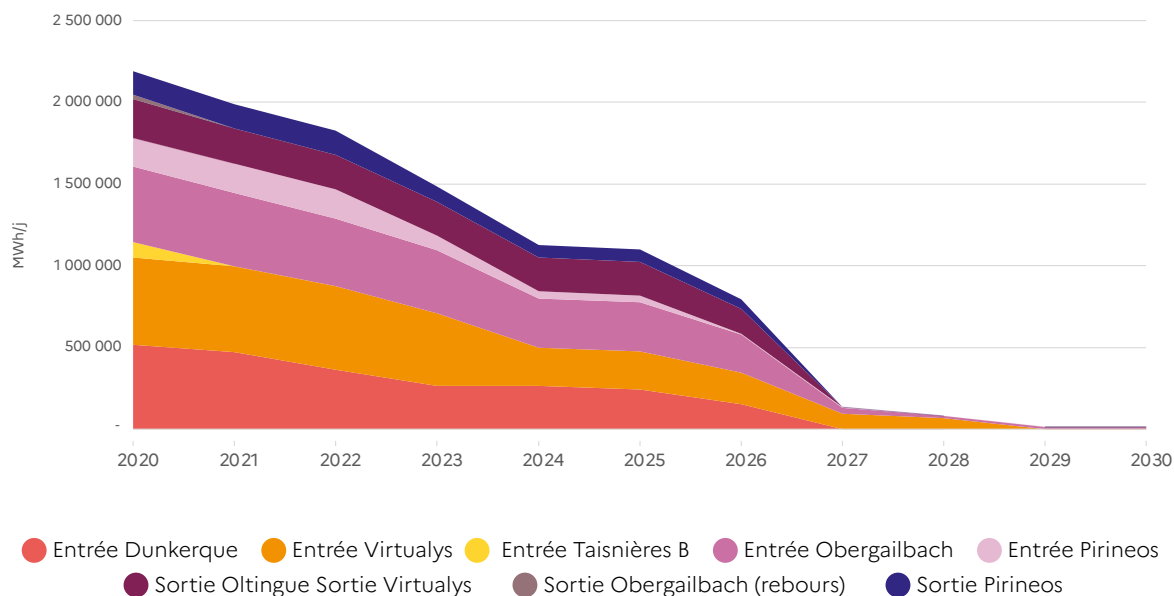
Les contrats de long terme ont longtemps été privilégiés pour sécuriser des routes d'approvisionnement, apportant de ce fait une certaine stabilité au système gazier européen. Cependant, ces dernières années, l'évolution du fonctionnement des marchés a progressivement conduit les acteurs à adopter des stratégies d'approvisionnement davantage tournées vers les marchés de gros et les échéances de court terme. La faiblesse des souscriptions de capacité à long terme sur la plateforme PRISMA illustre cette tendance, qui s'accroît à mesure de l'arrivée à échéance des souscriptions de long terme aux frontières françaises (voir Figure 52).

Figure 51 Taux de souscription annuels moyens des capacités fermes aux interconnexions françaises (2018-2023)



Source : données GRTgaz et Teréga, analyse CRE

Figure 52 Évolution des souscriptions à long terme aux différents points d'interconnexion du réseau gazier français (2020-2030)



Source : données GRTgaz et Teréga, analyse CRE

Points d'entrée aux terminaux méthaniers

Les taux de souscription des capacités d'entrée sur le réseau depuis les terminaux méthaniers (PITTM) sont également élevés (voir Figure 53), en lien avec l'existence de contrats de long terme d'importation de GNL qui conduisent les acteurs à souscrire des capacités pluriannuelles aux terminaux méthaniers. Sur la période 2020-2023, les capacités d'entrée sur le réseau depuis le terminal de Montoir étaient presque entièrement souscrites (98 % en moyenne) et celles depuis les terminaux de Fos étaient souscrites à plus de 90 % en moyenne. La baisse des volumes souscrits aux PITTM de Fos en 2021 est liée à la baisse des capacités du terminal. Le terminal de Dunkerque présente un taux de souscription moins élevé, à 60 % en moyenne depuis 2020.

Par ailleurs, en réaction à la crise d'approvisionnement gazière, des ajustements ont été mis en œuvre aux terminaux méthaniers afin de maximiser le nombre de créneaux de déchargement pour venir en aide au système gazier européen.

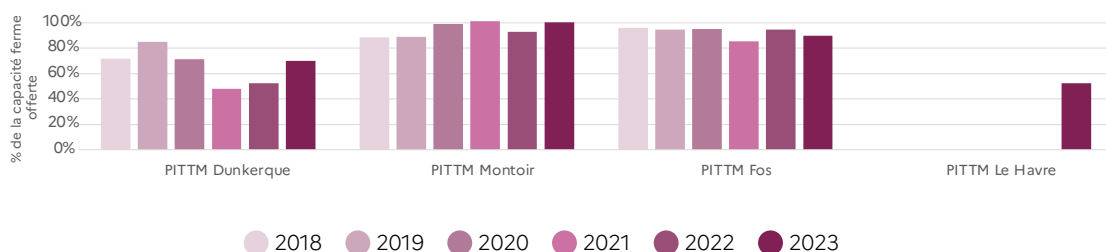
Les terminaux d'Elengy ont introduit, en accord avec la CRE, des ajustements et améliorations dans les modalités de mise en vente de leurs capacités, et ont procédé à des opérations permettant d'optimiser les capacités disponibles. Elengy a en particulier été autorisé par la CRE à mettre en œuvre, dès le 1^{er} juillet 2022, de nouvelles modalités de commercialisation des capacités additionnelles. Ces nouvelles modalités, basées sur un système d'enchère, permettent d'allouer les capacités des terminaux à leur valeur de marché et réduisent le risque que les capacités soient souscrites uniquement à des fins spéculatives au détriment de la sécurisation des approvisionnements.

Ces nouvelles modalités ont permis de valoriser les nouvelles capacités rendues disponibles aux terminaux de Fos Cavaou et Fos Tonkin. Au terminal de Fos Cavaou, des opérations de dégoulottage technique⁷⁵ ont permis d'augmenter les capacités de regazéification de 11 TWh en 2022, et de 2 TWh additionnels en 2023 (portant ainsi les capacités du terminal de 100 TWh début 2022 à 113 TWh fin 2023), qui ont pu être commercialisées selon

ces nouvelles modalités. Au terminal de Fos Tonkin, 2 TWh additionnels ont été rendus disponibles.

Conformément aux conditions prévues dans le cadre de l'exemption à l'accès des tiers qui lui a été octroyée, TotalEnergies a réservé 50 % de la capacité annuelle du nouveau terminal du Havre.

Figure 53 Évolution des taux de souscription moyens des capacités fermes aux points d'interconnexion entre les terminaux méthaniers français et les réseaux de transport (2020-2023)



Source : données GRTgaz, analyse CRE

Avec 398 navires méthaniers arrivés en France en 2022 et 360 en 2023, et une utilisation des terminaux à 95 % de leurs capacités d'importation sur l'année 2022 et 80 % en 2023, les terminaux méthaniers français ont connu une activité record. En outre, de nouveaux appels au marché ont été lancés qui ont donné lieu à des souscriptions de nouvelles capacités à long terme.

Au terminal de Dunkerque, un appel au marché a été lancé en février 2022 pour 3,5 Gm3/an de capacités pour la période 2023-2036. L'intégralité des capacités offertes ont été souscrites jusqu'en 2026.

À Fos-Tonkin, la prolongation de l'activité du terminal au-delà de 2020, jusqu'en 2028 au moins, a pu être validée par un appel à souscription mené par Elengy en février 2019.

À Montoir, la totalité des 3,5 Gm3/an de capacités offertes au marché par Elengy pour la période 2021-2035 a été souscrite en juillet 2019 et aucune capacité additionnelle n'a pu être offerte au marché depuis lors, les capacités étant intégralement souscrites.

75. Un dégoulottage technique consiste à supprimer un goulot d'étranglement dans la chaîne des opérations d'une installation industrielle afin d'en augmenter la capacité.

2.3. L'avenir des interconnexions gazières

2.3.1. Les interconnexions gazières à l'épreuve de la baisse de la consommation

Après les pics atteints pendant les années 2000, la consommation européenne de gaz avait fortement chuté à la suite de la crise financière de 2008 et des crises économiques qui suivirent, avec un niveau particulièrement bas en 2014 lié à la combinaison d'une croissance économique faible et de températures historiquement élevées en Europe. Elle avait retrouvé le chemin de la croissance à partir de 2014, puis s'était stabilisée avant le début de la crise énergétique en 2022. Les évolutions sont toutefois contrastées d'un État membre à l'autre. À titre d'exemple, avant la crise énergétique de 2022, les consommations de gaz de l'Espagne et du Portugal avaient respectivement augmenté de 93 % et 144 % entre 2000 et 2021, celle de la France avait affiché une légère hausse de 4 %, alors que celles du Danemark et des Pays-Bas avaient baissé de 46 % et 13 %.

Ces dernières années, le Pacte vert puis le paquet législatif « Fit for 55 » ont acté la nécessité de réduire la consommation de gaz d'origine fossile en Europe. Le gaz naturel a ainsi vocation à être remplacé par des gaz d'origine renouvelable (biogaz et gaz de synthèse), mais les volumes ne pourront être comparables aux quantités actuellement consommées. Pour atteindre les objectifs climatiques européens, le paquet Fit-for-55 avait fixé un objectif de diminution de la consommation de gaz naturel de l'UE de 30% d'ici 2030 par rapport à 2019 (soit une baisse de la consommation annuelle de 116 Gm3). Après l'invasion de l'Ukraine par la Russie, cet objectif a été réhaussé dans le plan REPowerEU, qui prévoit une réduction supplémentaire d'environ 100

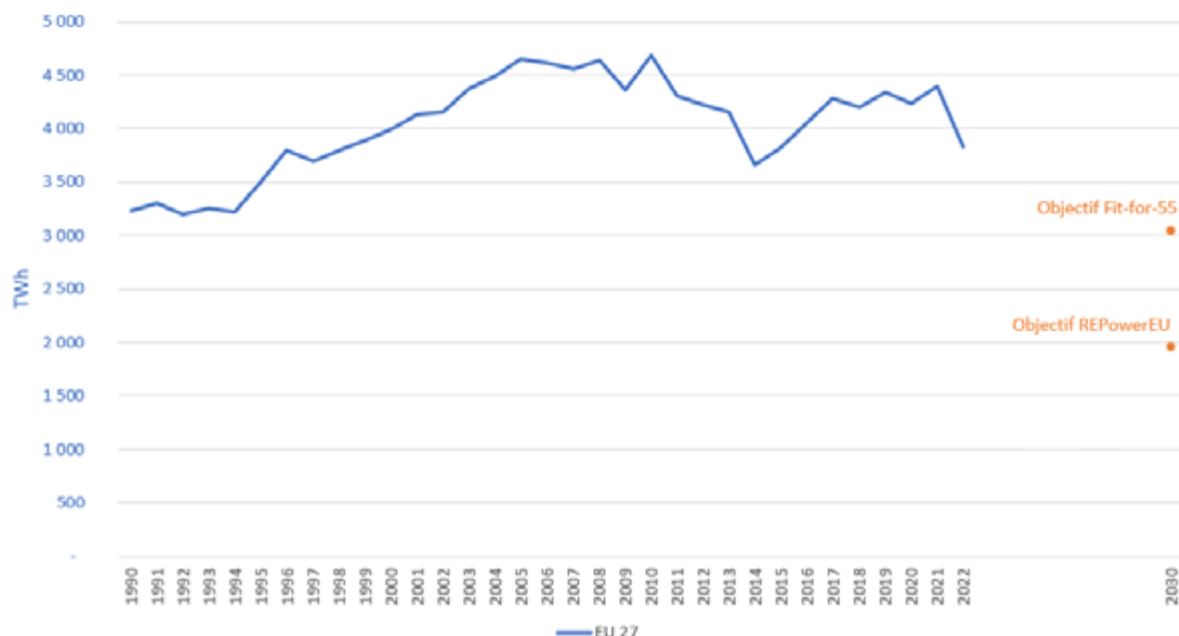
Gm3 à l'horizon 2030 par rapport aux cibles de Fit-for-55 (soit une baisse d'environ 55% par rapport à 2019).

Après l'invasion de l'Ukraine par la Russie, cet objectif a été réhaussé dans le plan REPowerEU, qui prévoit une réduction supplémentaire d'environ 100 Gm3 à l'horizon 2030 par rapport aux cibles de Fit-for-55 (soit une baisse d'environ 55 % par rapport à 2019).

En France, après une croissance importante dans les années 1990, la consommation de gaz naturel s'est stabilisée depuis le début des années 2000 autour de 500 TWh (PCS). Affectée par la crise du Covid-19 en 2020 et 2021, puis par les conséquences de la hausse des prix de l'énergie en 2022, la consommation de gaz française a baissé de 10 % entre 2019 et 2022. Cette baisse s'est encore accentuée en 2023, avec une consommation 20 % inférieure à celle de 2019.

Adoptées en 2020, la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2028 et la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) prévoient une baisse importante de la consommation française de gaz naturel. La PPE anticipe une réduction de 22 % en 2028 par rapport à 2012, qui doit s'accompagner d'une hausse de la part de gaz renouvelable pour atteindre 7 à 10 % de la consommation en 2030. À long terme, la SNBC prévoit une réduction de l'ordre de 40 % à 60 % entre 2020 et 2050 selon les scénarios. À cette échéance, la totalité de la consommation de gaz devra être couverte par du gaz renouvelable.

Figure 54 Évolution de la consommation de gaz naturel de l'UE depuis 1990 et objectifs européens à l'horizon 2030



Source : données Eurostat, analyse CRE

D'une manière générale, la baisse de la consommation de gaz pose la question de l'utilisation à venir des infrastructures de gaz et de la soutenabilité de leurs tarifs d'utilisation, y compris pour les échanges transfrontaliers. En effet, les coûts d'infrastructures devront être répartis sur une assiette de consommation qui pourrait diminuer plus rapidement que ces coûts, ce qui augmente le risque de coûts échoués (c'est-à-dire correspondant à des infrastructures devenues inutiles avant d'avoir été amorties).

Dans ce contexte, les décisions d'investissement dans de nouveaux ouvrages d'imports de gaz ou pour le maintien en service des capacités d'interconnexion existantes doivent faire l'objet d'analyses poussées visant à s'assurer de leur intérêt pour le système gazier et de la capacité du cadre actuel à en assurer le financement.

Lors des exercices d'approbation des investissements des opérateurs, la CRE a ainsi pour objectif de limiter le risque de coûts échoués, sachant que les décisions nationales peuvent avoir des effets sur les pays voisins lorsque les réseaux nationaux sont interdépendants. Les régulateurs préconisent donc que les plans décennaux de développement des infrastructures incluent également les prévisions de retraits ou conversions d'ouvrages, au transport d'hydrogène ou de CO₂ par exemple.

L'étude menée par la CRE (voir Encadré n° 13 ci-dessous) a notamment porté sur le besoin de maintien en service des capacités transfrontalières de l'Hexagone, à la fois au regard des besoins des consommateurs français aux horizons 2030 et 2050, mais également du point de vue des pays voisins.

ENCADRÉ N° 13

Le rapport de la CRE sur l'avenir des infrastructures gazières en France aux horizons 2030 et 2050

La CRE a publié en 2023 une étude portant sur l'avenir des infrastructures gazières en France dans le contexte de l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050^[76], visant à évaluer l'impact de la baisse de la consommation de gaz sur les réseaux de transport et de distribution, les infrastructures de stockage et les terminaux méthaniers.

Trois scénarios de production et consommation, aux horizons 2030 et 2050, ont été étudiés, construits à partir des scénarios existants (de l'ADEME et des gestionnaires de réseaux de gaz). Chaque scénario représente une évolution particulière s'inscrivant dans l'objectif de neutralité carbone. Ils projettent un volume de consommation de gaz en 2050 compris entre 165 et 320 TWh. La CRE s'est par ailleurs fixée comme contrainte d'étudier des scénarios avec un bilan entre entrées et sorties de gaz équilibré à la maille France à l'échéance annuelle, avec une production annuelle de gaz vert couvrant la consommation domestique, ce qui permet de mettre fin à la consommation de gaz fossile à l'horizon 2050 tout en assurant la souveraineté énergétique de la France. Des échanges aux frontières sont toutefois possibles, pour alimenter les pays voisins, permettre un équilibrage ponctuel du réseau français et assurer la sécurité d'approvisionnement en cas d'aléa.

Ces scénarios induisent deux effets contraires sur les infrastructures gazières que la CRE a cherché à modéliser : d'une part, l'adaptation des réseaux pour accueillir une production locale de gaz vert répartie sur l'ensemble du territoire et, d'autre part, la modification des besoins d'acheminement de ce gaz auprès des consommateurs.

Tous les scénarios considèrent un arrêt des importations de gaz fossile à l'horizon 2050 pour la consommation domestique, bien que des entrées de gaz fossile sur le territoire restent possibles pour assurer le transit vers d'autres pays. Etant donné les prévisions de baisse de consommation de gaz fossile dans les pays voisins (conformément à leurs plans énergie climat), l'étude suppose une baisse importante des exportations vers l'Espagne dans tous les scénarios (entre -40 % et -95 % en 2050 par rapport à la période 2015-2020) et vers l'Italie dans deux scénarios (-38 % et -64 % en 2050). Le transit vers l'Allemagne est supposé nul en bilan annuel à l'horizon 2050, du fait de la baisse de la consommation de gaz fossile allemande et du développement de capacités d'importation de GNL en Allemagne. Sur la base des flux de transit modélisés par les GRT, la CRE a considéré des capacités d'interconnexion en entrée depuis la Norvège, la Belgique, l'Allemagne, et depuis les terminaux méthaniers, et des capacités de sortie

76. CRE (avril 2023), Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone : <https://www.cre.fr/documents/rapports-et-etudes/avenir-des-infrastructures-gazieres-aux-horizons-2030-et-2050-dans-un-contexte-d-atteinte-de-la-neutralite-carbone.html>

vers la Belgique, l'Espagne et l'Italie à des niveaux inférieurs à aujourd'hui.

Trois principaux enseignements peuvent être tirés de cette étude pour les interconnexions gazières de l'Hexagone :

— Le réseau de transport de gaz actuel reste en très grande partie nécessaire même en cas de baisse prononcée de la consommation, pour compenser les écarts géographiques et temporels entre consommation et production. Les actifs « libérables » se concentrent sur le réseau de transport principal. Il s'agit de canalisations doublées qui représentent à horizon 2050 entre 3 et 5 % des km de canalisations de transport ainsi qu'au moins 7 stations de compression.

— La France continuera à occuper une place importante dans le système gazier européen d'après l'analyse des plans énergie climat des pays avec lesquels la France est interconnectée. Ainsi, les flux de transit vers les voisins européens nécessiteront de conserver un réseau surdimensionné par rapport aux seuls besoins nationaux. À l'horizon 2050, les besoins de transit nécessitent le maintien sur le réseau principal de 2 à 3 % des canalisations et d'un peu moins d'un quart des stations de compression (ces éléments de réseaux auraient dans le cas contraire pu être déclassés).

— Les grands terminaux méthaniers devraient rester nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement française en cas d'aléas et pour la solidarité européenne à moyen voire à long termes. Ces terminaux bénéficient aujourd'hui de souscriptions à long terme. Il convient d'éviter de prendre des mesures fragilisant les engagements de souscription actuels qui permettent aux terminaux de s'auto-financer, et d'adapter les conditions de leur régulation pour les rendre plus agiles, dans un contexte de concurrence internationale.

La CRE continuera d'analyser les conséquences économiques, pour les opérateurs et pour les consommateurs, des différentes configurations d'infrastructures envisagées dans le cadre de l'approbation des programmes d'investissement des opérateurs et de l'élaboration des tarifs d'utilisation des infrastructures.

2.3.2. Le développement de nouvelles capacités d'importation de GNL au Nord de l'Europe

Le GNL est la principale alternative aux importations de gaz par gazoducs depuis la Russie, or la majorité des terminaux méthaniers en service au début de la crise gazière se situaient au sud et à l'ouest de l'Europe, loin des zones les plus touchées par la baisse des flux de gaz russe.

Le plan REPowerEU de la Commission européenne a établi que les importations annuelles de GNL de l'UE devraient augmenter de 50 Gm3 d'ici 2030 par rapport à 2021, pour remplacer les importations de gaz russe (entre autres mesures). La moitié de la demande en gaz de l'UE serait alors satisfaite par du GNL (contre 20 % en 2021).

Dans le cadre de ce plan, la Commission européenne avait chargé l'ENTSOG d'évaluer les besoins supplémentaires en infrastructures et interconnexions gazières afin d'éliminer les goulots d'étranglement pour le transport de gaz en Europe et d'exploiter au maximum les capacités d'importation de GNL de l'UE dans un contexte d'arrêt des importations de gaz russe. La majorité des projets identifiés étaient destinée à assurer l'approvisionnement des pays d'Europe centrale et orientale et de l'Allemagne.

REPowerEU proposait ainsi la création de six terminaux avant la fin de l'année 2023 (en Allemagne, aux Pays-Bas, à Chypre, en Grèce, ainsi qu'en Estonie ou en Finlande), auxquels s'ajouteraient deux projets d'ici 2030 (en Pologne et en Croatie), permettant de porter les capacités totales d'importation de l'UE à environ 200 Gm3/an. Le plan identifiait également des projets de renforcement des interconnexions et des sites de stockage afin de pouvoir acheminer les importations additionnelles de GNL jusqu'aux consommateurs auxquelles elles sont destinées, par exemple avec la mise en place de capacités d'exportation de la France vers

l'Allemagne (voir Encadré n° 8), et l'augmentation des capacités de sortie de la Belgique vers l'Allemagne.

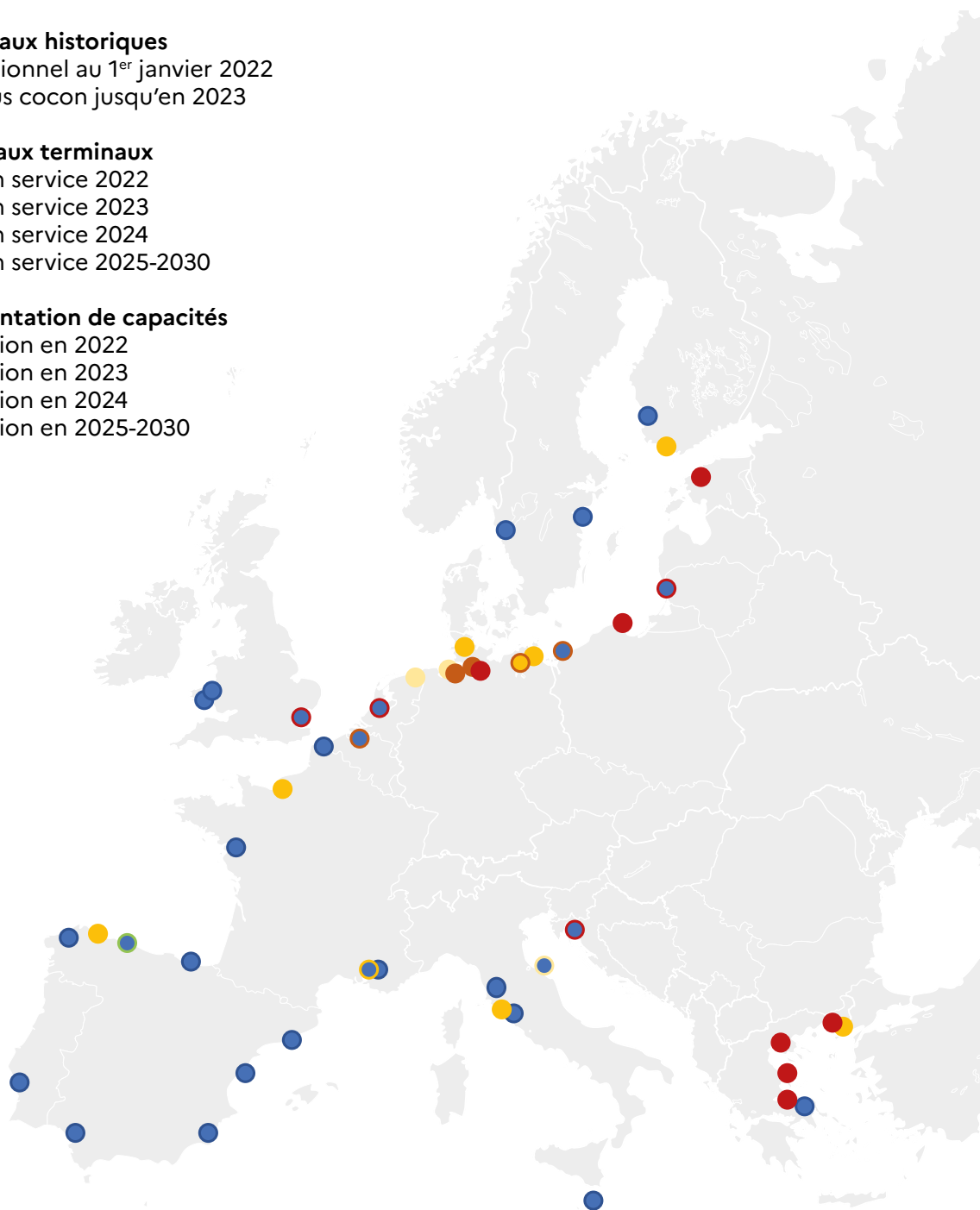
Les nouveaux terminaux méthaniers effectivement entrés en service dans l'UE en réaction immédiate à la chute des arrivées de gaz russe ont dépassé les objectifs de REPowerEU : 10 nouveaux terminaux méthaniers sont entrés en service en 2022 et 2023 (principalement sous la forme de terminaux flottants, plus rapides à déployer que les terminaux terrestres et pouvant être déplacés), majoritairement en Europe du Nord, et 9 terminaux additionnels devraient entrer en service d'ici 2030. Fin 2023, l'UE disposait déjà d'un peu plus de 200 Gm3/an de capacités de regazéification (+28 % par rapport à fin 2021), et les projets en cours devraient conduire à atteindre 260 Gm3/an d'ici fin 2025.

Figure 55 Nouveaux terminaux méthaniers mis en service en 2022 et 2023 et projets à l'horizon 2030

- Terminaux historiques**
- Opérationnel au 1^{er} janvier 2022
 - Mis sous cocon jusqu'en 2023

- Nouveaux terminaux**
- Mise en service 2022
 - Mise en service 2023
 - Mise en service 2024
 - Mise en service 2025-2030

- Augmentation de capacités**
- Expansion en 2022
 - Expansion en 2023
 - Expansion en 2024
 - Expansion en 2025-2030



Source : données GIE, ACER et CEER, analyse CRE

Ces développements en cours et à venir devraient conduire à une réorganisation des flux de gaz sur le continent, y compris aux frontières françaises. L'Allemagne, ancien pays de transit pour le gaz provenant de Russie, pourrait ainsi devenir une porte d'entrée majeure pour le GNL en Europe, réexportant du gaz livré sous forme liquide vers le reste de l'Europe. En 2023, elle est devenue le 6^e plus important importateur de GNL en Europe, avec 70 TWh (6,8 Gm3) d'arrivées de GNL sur l'année, et devrait d'ici fin 2024 disposer des 3^e capacités d'importation de GNL les plus importantes de l'UE derrière

l'Espagne et la France. Les Pays-Bas jouent également un rôle croissant dans le marché européen du GNL après la mise en service d'un nouveau terminal en septembre 2022 (FSRU Eemshaven). En 2023, les Pays-Bas sont devenus le deuxième plus grand pays importateur de GNL de l'UE, derrière la France et devant l'Espagne. L'Italie a augmenté ses capacités d'importation de GNL de 40 % depuis la mise en service d'un terminal flottant en juillet 2023 pour une durée de 20 ans.

2.3.3. Un nouveau paquet législatif européen pour les gaz renouvelables et bas carbone

Lors de l'adoption du paquet « une énergie propre pour tous les européens », en 2019, la Commission européenne avait annoncé la préparation d'un paquet législatif complémentaire visant à décarboner le secteur du gaz. Les travaux avaient été lancés avant le déclenchement de la crise liée à l'invasion de l'Ukraine par la Russie, puis suspendus en 2022. Les négociations ont abouti fin 2023 et la proposition législative du paquet « Hydrogène et gaz décarbonés » (ou Paquet gaz révisé) a été définitivement adoptée le 21 mai 2024^[77].

Dans sa proposition législative publiée en décembre 2021, la Commission européenne proposait de faire évoluer les règles du marché européen du gaz pour accélérer le développement des gaz renouvelables et bas carbone, en particulier le biométhane et l'hydrogène, et faciliter leur accès aux réseaux et aux marchés européens. La CRE avait

répondu à la consultation publique organisée par la Commission européenne au printemps 2022 ; elle y plaidait^[78] pour une approche souple permettant d'adapter la régulation en fonction de l'évolution des marchés et des pratiques des acteurs industriels.

Pour garantir une bonne intégration de ces gaz renouvelables et bas carbone dans les réseaux et assurer un accès efficace de la production décentralisée au marché de gros, le nouveau paquet législatif prévoit une coopération accrue entre GRT et GRD pour l'accès au réseau, très proche du modèle mis en place depuis 2018 en France autour du « droit à l'injection » (voir Encadré n° 14 ci-dessous), ainsi que plusieurs dispositifs de soutien aux gaz renouvelables et bas carbone.

En particulier, pour favoriser le développement des gaz renouvelables et bas carbone, le paquet gaz révisé donne la

77. Règlement du Parlement européen et du Conseil sur les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, modifiant les règlements (UE) n° 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 et (UE) 2022/869 et la décision (UE) 2017/684 et abrogeant le règlement (CE) n° 715/2009 (refonte) et Directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, modifiant la directive (UE) 2023/1791 et abrogeant la directive 2009/73/CE

78. La CRE répond à la proposition législative de la Commission européenne sur la décarbonation du gaz | CRE

possibilité de leur octroyer des rabais sur le tarif d'accès au réseau ainsi que sur les tarifs d'accès aux installations de stockage, et une exonération totale de tarif aux points d'interconnexion. Alors que la Commission européenne avait proposé que ces rabais soient systématiques, ceux-ci ont finalement été rendus optionnels afin que les régulateurs nationaux puissent en moduler l'octroi en fonction du degré de développement des filières nationales et de l'existence de mécanismes d'aides et de subvention alternatifs. Ce dernier point était l'un des plus controversés, la CRE considérant, comme les autres régulateurs européens, qu'une telle exonération serait d'une complexité inutile tout en n'étant pas adaptée aux besoins de la filière. Il est considéré comme préférable de garantir la compétitivité des gaz bas carbone lors de leur injection dans le système, afin d'assurer leur substitution à du gaz fossile.

Les textes adoptés prévoient également la possibilité de modifier le périmètre des zones entrée-sortie, afin d'y intégrer les réseaux de distribution de gaz. Si la Commission avait proposé de rendre obligatoire cette extension du périmètre des zones entrée-sortie, le texte final rend cette extension optionnelle, comme la CRE l'avait demandé dès le début des travaux législatifs. Cela permettra le maintien de l'architecture tarifaire et commerciale existante en France, qui octroie déjà un débouché garanti aux producteurs de biométhane.

Le Paquet gaz révisé a également introduit des dispositions spécifiques pour accompagner le développement du marché de l'hydrogène renouvelable et bas carbone (voir section 2.3.4).

ENCADRÉ N° 14

Le droit à l'injection français, un modèle pour le développement du biométhane dans l'Union européenne ?

Le modèle français a fait ses preuves et fait désormais figure de référence en Europe. Les principes qui sous-tendent le droit à l'injection français du biométhane ont été repris en 2021 par la Commission européenne dans sa proposition législative sur le Paquet gaz, et les dispositions adoptées en 2024 comprennent des mesures visant à faciliter l'accès des installations de production aux réseaux qui sont très proches de celles en vigueur en France : coopération entre opérateurs de réseaux pour développer les plans et schémas de raccordement, fermeté de l'accès au réseau soumis aux limitations opérationnelles et au principe d'efficacité économique des raccordements, investissement dans les renforcements.

Bien qu'autorisée en France depuis 2011, l'injection de biogaz dans les réseaux de gaz naturel est restée balbutiante jusqu'à ce que la loi « EGalim » du 30 octobre 2018^[79] instaure le principe de « droit à l'injection » pour les producteurs de biogaz désirant commercialiser leur production par injection dans les réseaux de transport et de distribution de gaz. La loi a confié à la CRE le rôle de définir et de mettre en œuvre les règles régissant le droit à l'injection et d'accompagner le développement de la filière, en validant notamment les schémas et les zonages de raccordement aux réseaux proposés par les opérateurs, et en définissant les règles de couverture des coûts.

Une fois le biogaz purifié, l'injection de ce « biométhane » constitue une opportunité pour le système gazier, en ce qu'elle permet de décarboner un secteur encore largement fossile. Cependant, elle constitue un défi à la fois technique et financier et induit un changement de modèle d'organisation important pour le réseau gazier français.

En France, une production décentralisée répartie sur l'ensemble du territoire national se développe depuis une dizaine d'années, impliquant d'augmenter les capacités d'accueil des réseaux. Cette injection décentralisée soulève des défis pour le système gazier, pensé et construit pour alimenter les points de consommation domestiques depuis un nombre limité de points d'extraction et d'importation de gaz.

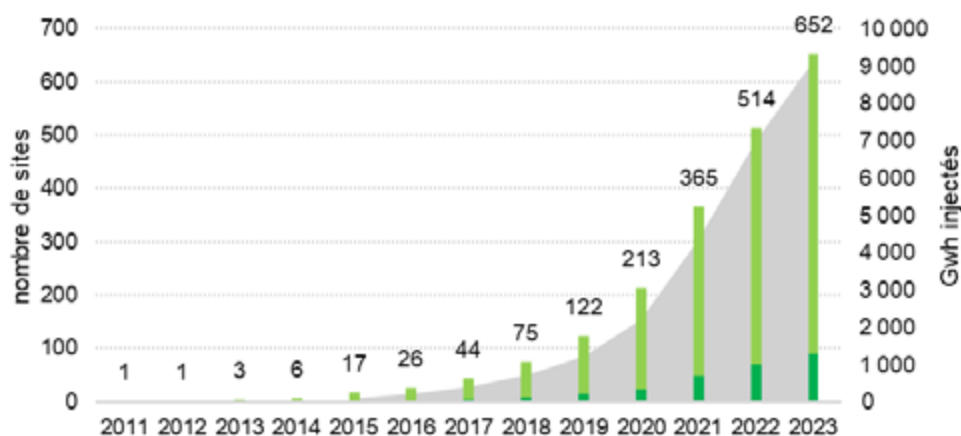
Jusqu'à la mise en œuvre du droit à l'injection, le coût des renforcements des réseaux était intégralement à la charge des producteurs, au fur et à mesure de leur raccordement. Les installations raccordées tardivement pouvaient ainsi bénéficier gratuitement des renforcements financés par les installations déjà raccordées. Depuis 2018, sous réserve du respect d'un principe d'efficacité économique, lorsqu'une installation de production de biogaz est située à proximité d'un réseau de gaz naturel, les gestionnaires des réseaux doivent

79. Loi n° 2018-938 du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous (1) - Légifrance (legifrance.gouv.fr)

effectuer les renforcements nécessaires pour permettre l'injection du biométhane produit, et les producteurs n'acquittent plus qu'une partie des coûts de raccordement et de renforcements nécessaires (grâce à la réfaction tarifaire et à la mutualisation des coûts).

Le cadre français mis en œuvre depuis 2018 a permis une accélération du nombre de raccordements des sites aux réseaux de gaz et ainsi de la capacité de production installée et des volumes injectés dans les réseaux. Depuis le premier site raccordé en 2011, le nombre d'installations raccordées aux réseaux a atteint 652 à fin 2023, la plupart étant raccordée aux réseaux de distribution (563).

Figure 56 Évolution du nombre de sites de production de biométhane raccordés aux réseaux et des volumes de biométhane injectés dans les réseaux depuis 2011



Source : Plateforme Open Data Réseaux Énergies (ODRE), mise en forme CRE <https://opendata.reseaux-energies.fr/>

En 2023, 2,35 TWh de capacité annuelle de production ont été mis en service (dont 1,8 TWh à la maille distribution), permettant d'atteindre un parc installé d'une capacité cumulée de 11,8 TWh/an (dont 9 TWh/an à la maille distribution). Les capacités installées sur la seule année 2023 sont comparables au volume cumulé de capacités de production raccordées aux réseaux entre 2011 et 2019.

Les volumes de biométhane injectés dans les réseaux au cours de l'année 2023 ont atteint 9,1 TWh, soit environ 2,4 % de la consommation française de gaz. La production était plus de quatre fois supérieure à celle réalisée en 2020 (2,2 TWh, soit 0,5 % de la consommation française), dépassant ainsi largement

l'objectif de 6 TWh qui avait été fixé dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour l'année 2023.

La PPE 2019-2028 avait fixé l'objectif d'une production injectée de 14 à 22 TWh à l'horizon 2028. Fin 2023, la capacité de production cumulée des sites de production présents dans la file d'attente du registre de capacités (c'est-à-dire les capacités en attente de raccordement au réseau) s'établissait à 14,8 TWh/an. À l'échelle européenne, le plan *REPowerEU* a fixé un objectif de production de biométhane d'environ 360 TWh/an d'ici 2030.

2.3.4. Quel modèle européen pour le développement de l'hydrogène ?

La stratégie hydrogène de la Commission européenne de 2020^[80] prévoyait un développement progressif de l'hydrogène renouvelable et bas carbone, partant des écosystèmes locaux avant de relier les marchés nationaux entre eux par des infrastructures plus conséquentes. L'approche inscrite dans le paquet « Hydrogène et gaz décarbonés », quant à elle, accorde d'emblée un rôle central aux interconnexions. Les infrastructures sont vues comme un levier déterminant pour l'émergence d'un marché intérieur concurrentiel de l'hydrogène. Le paquet législatif se projette vers la création d'un marché européen dont les grands principes sont directement inspirés du marché du gaz naturel, en ce qui concerne par exemple la régulation du transport par hydrogénoduc, le stockage ou les terminaux d'importation. Ces dispositions viennent en complément du règlement sur les réseaux transeuropéens d'énergie qui, depuis la révision de 2022, comprend les infrastructures dédiées à l'hydrogène parmi les projets éligibles au statut de projet d'intérêt commun européen. La doctrine de développement des infrastructures accorde une place importante à la conversion de gazoducs pour le transport d'hydrogène comme moyen de faire baisser les coûts de transport tout en utilisant des actifs voués au déclassement.

La conversion d'infrastructures gazières pour le transport de l'hydrogène

Les ambitions européennes de développement de l'hydrogène supposent de créer des infrastructures permettant d'organiser des échanges entre pays à fort potentiel de production et pays consommateurs, et d'importer de l'hydrogène depuis des pays tiers. Avec le plan REPowerEU, la Commission européenne a défini un objectif ambitieux de consommation d'hydrogène renouvelable de 20 millions de tonnes en 2030 (la moitié produite dans l'UE, et l'autre moitié importée depuis des pays tiers)^[81], dans le but de supprimer les importations de combustibles fossiles russes.

La conversion d'actifs gaziers est une des options privilégiées par les gestionnaires de réseaux de transport de gaz. Dans leur étude European Hydrogen Backbone^[82] publiée en novembre 2023, ils ont proposé de mettre en place une « dorsale européenne de l'hydrogène^[83] », en identifiant les sections des réseaux de transport de gaz européens potentiellement disponibles à la conversion.

Parmi les avantages mentionnés, la conversion d'infrastructures gazières pour le transport de l'hydrogène permettrait d'utiliser des infrastructures existantes et acceptées socialement, de déployer une infrastructure à un coût réduit par rapport à une construction neuve (entre 20 à 30 % de baisse par rapport à une canalisation d'hydrogène neuve), et à un rythme progressif.

80. Communication COM(2020) 301 final du 8 juillet 2020, "Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre"

81. EU_Hydrogen_Strategy_FR.pdf.pdf (europa.eu)

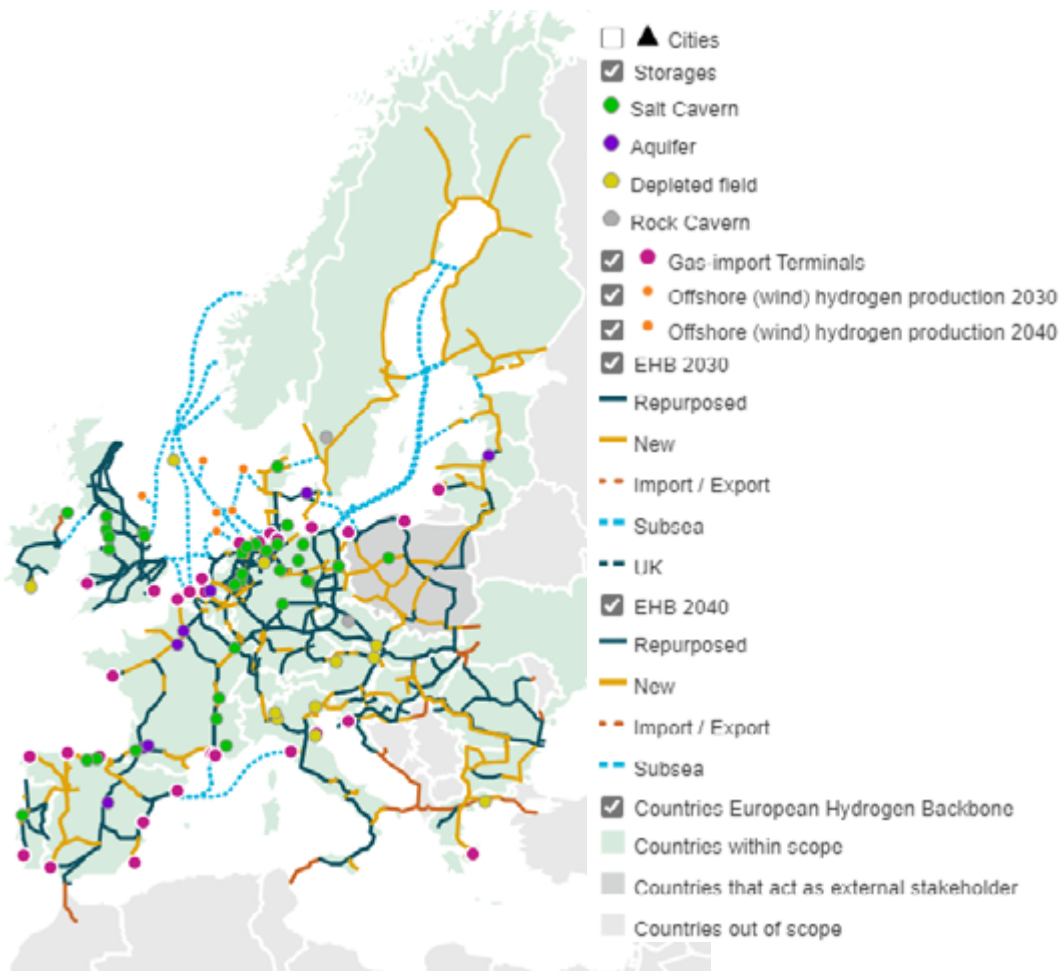
82. EHB-2023-20-Nov-FINAL-design.pdf

83. The European Hydrogen Backbone (EHB) initiative | EHB European Hydrogen Backbone

Les GRT européens proposent de créer à terme un véritable réseau européen (31 500 km en 2040) de manière progressive en commençant par couvrir la Belgique, les Pays-Bas et le nord-ouest de l'Allemagne, ce qui représenterait

1/5 du réseau de référence en 2040. L'investissement estimé est de l'ordre de 27 à 64 milliards d'euros au total, et comprendrait 75 % de gazoducs convertis et 25 % de nouvelles canalisations.

Figure 57 Carte de « l'Hydrogen European Backbone »



Source : European Hydrogen Backbone Maps | EHB European Hydrogen Backbone

De nombreuses incertitudes techniques persistent sur la faisabilité de la conversion des réseaux de gaz à l'hydrogène, en raison de ses caractéristiques physiques et chimiques notamment.

La Commission prévoyait que le développement de l'hydrogène pourrait être favorisé par l'injection dans les réseaux de méthane, en mélange. Des dispositions prévoyaient ainsi que les GRT devraient accepter jusqu'à 5 % d'hydrogène aux points d'interconnexions. Ce seuil a finalement été revu à la baisse à 2 % pour des raisons d'interopérabilité des réseaux, de non-limitation des échanges transfrontaliers et d'adéquation avec les spécifications techniques des consommateurs.

D'une manière générale, la conversion devra s'articuler avec la nécessaire continuité de l'approvisionnement des consommateurs de gaz naturel. L'incertitude quant au rythme de développement de la filière hydrogène renouvelable et bas carbone plaide pour une approche qui s'appuie sur des engagements du marché, à la fois du côté de l'offre et de la demande, ce qui permettra de sécuriser économiquement, au moins partiellement, le financement à moyen et long terme des investissements.

Une gouvernance et une planification des réseaux européens d'hydrogène en construction

Le modèle de marché cible européen pour l'hydrogène renouvelable et bas carbone repose sur un accès des tiers au réseau régulé et sur la séparation stricte entre la gestion des réseaux et les activités de commercialisation d'hydrogène. Les réseaux d'hydrogène existants pourront toutefois disposer d'exemptions et de dérogations par rapport à ces principes.

Les futurs opérateurs de réseaux d'hydrogène seront, à terme, soumis à des règles de séparation patrimoniale. Dans la phase initiale de développement des infrastructures, les règles pourront être plus souples afin de ne pas contraindre inutilement la mise en place de la filière hydrogène. Si le modèle de séparation patrimoniale verticale demeure la référence entre production et transport (dit « *ownership unbundling* »), le modèle de GRT indépendant de sa maison-mère (dit « *independent transmission operator* ») reste possible. Du côté de la séparation patrimoniale horizontale, les gestionnaires de réseaux de gaz pourront également être actifs dans le transport ou la distribution d'hydrogène, à condition qu'une séparation comptable et qu'un fléchage des coûts soient assurés, le secteur du gaz n'ayant pas vocation à subventionner le développement du secteur de l'hydrogène.

La CRE considère qu'établir un modèle cible est utile pour donner de la visibilité aux investisseurs mais que les dérogations à la séparation patrimoniale permettent de tenir compte des incertitudes qui pèsent encore sur le modèle économique à terme de l'hydrogène. Les travaux de la CRE s'appuient sur les perspectives de déploiement prévues par la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France présentée en décembre 2023. Une analyse périodique du marché conduite par les régulateurs nationaux offrirait au secteur de l'hydrogène la souplesse nécessaire pour opérer et structurer la filière.

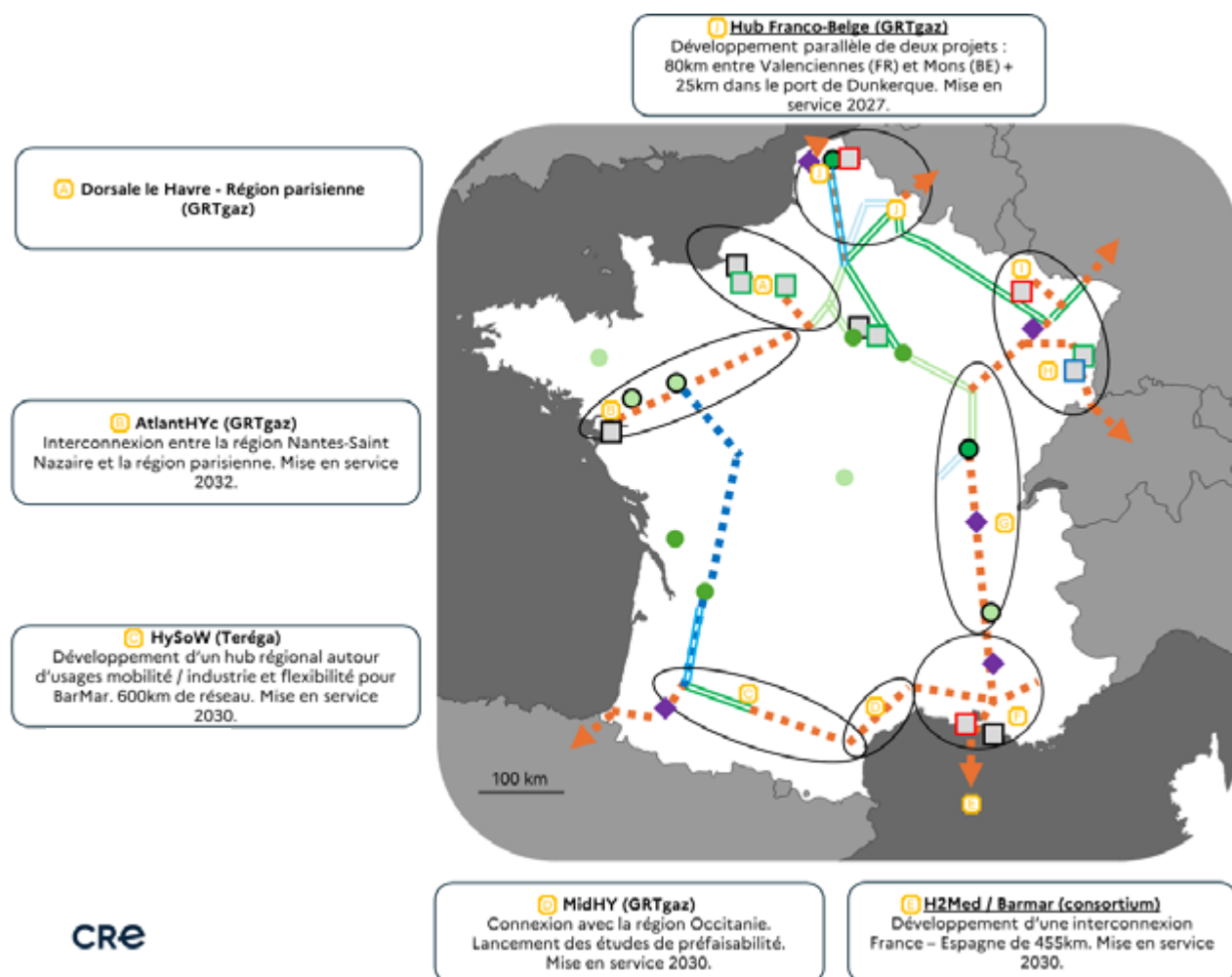
Une association européenne des transporteurs d'hydrogène (« *European Network of Network Operators for Hydrogen* », ENNOH) distincte et indépendante de l'association des transporteurs de gaz (ENTSOG) doit être créée pour promouvoir une infrastructure dédiée à l'hydrogène, la coordination transfrontalière et la construction d'interconnexions. Elle sera également chargée d'élaborer des règles techniques spécifiques. Une phase de transition est introduite, jusqu'au 1^{er} janvier 2027, pendant laquelle l'ENTSOG est chargée de développer les projets d'intérêt communs transfrontaliers pour l'hydrogène, en impliquant les GRT hydrogène et l'ENNOH dès sa création.

Les projets de transport et de stockage d'hydrogène transfrontaliers bénéficient désormais d'un cadre européen dédié

Les perspectives affichées pour la production d'hydrogène pourraient justifier la réalisation d'infrastructures de transport et de stockage dédiées, facilitée avec la révision en 2022 du règlement (UE) 2022/962 relatif aux infrastructures énergétiques transeuropéennes RTE-E (voir Encadré n°6 dans le chapitre électricité), qui consacre la possibilité pour les infrastructures transfrontalières d'hydrogène d'être labellisées comme projets d'intérêt commun (PIC) et projets d'intérêt mutuel (PIM), permettant d'accélérer l'octroi de procédures administratives et d'être éligibles à des aides européennes. Des scénarios et des méthodes d'évaluation technico-économique des projets devront être élaborés dans le cadre des futurs plans décennaux de développement des réseaux européens (TYNDP) d'hydrogène, qui intégreront les nouveaux investissements comme la conversion d'infrastructures gazières.

La stratégie européenne doit favoriser l'autonomie économique du secteur

de l'hydrogène, ce qui suppose la construction progressive d'une demande



MosaHYc (GRTgaz)

Développement d'un hub régional hydrogène transfrontalier de 100km (dont 80 convertis). Mise en service 2027.

RHYn (GRTgaz)

Développement d'un réseau industriel local en 3 phases : 1) Chalampé (chimie); 2) aéroport Bâle-Mulhouse et industriels; 3) Allemagne. Mise en service à partir de 2029.

HY-FEN (GRTgaz)

Développement d'un réseau de 1200km connectant BarMar à l'Allemagne (H2ercules) et aux vallées hydrogène françaises. Mise en service 2030.

HYnframed (GRTgaz)

Réseau industriel à Fos-sur-Mer, puis raccordement à Manosque (**GeoH2**), BarMar et HY-FEN. Mise en service 2028.

Stockage


Stockage CH4 en exploitation
Projet stockage H2

Transport
2030


Rebours non essentiel (tous scénarios)
Rebours non essentiel (scénario bas)
Canalisation doublée non essentielle (tous scénarios)
Canalisation doublée non essentielle (scénario bas)
Projet transport H2

2050


Rebours non essentiel (tous scénarios)
Rebours non essentiel (scénario bas)
Canalisation doublée non essentielle (tous scénarios)
Canalisation doublée non essentielle (scénario bas)
Projet transport H2



Consommation


Raffineries
Ammoniac
Acierie
HMD

RHYn (GRTgaz) Projet inclus dans la liste des projets PIC/PIM du règlement UE 2022/869

Le présent document a pour seule vocation d'informer le public des activités de la CRE. Seules les délibérations de la CRE font foi.

Ce document est téléchargeable sur le site Internet de la CRE : cre.fr

Vous pouvez suivre l'actualité de la CRE sur
 @cre_energie
 Commission de régulation de l'énergie

Direction de la communication
et des relations institutionnelles de la CRE

Conception graphique et réalisation
Diagramme * studio
Impression
Imprimerie Groupe PPA-èsPRINT

www.cre.fr  