

RAPPORT DE FTI CONSULTING – MISE À JOUR JUIN 2021

Interconnexion électrique :

Le rôle des interconnexions transfrontalières en Europe pour atteindre « Zéro Emissions Nettes »



De nombreux pays européens ambitionnent de mettre en œuvre une stratégie de « relance verte » pour atteindre l'objectif de zéro émissions nettes d'ici 2050. Ces stratégies s'appuient sur une transformation profonde du mix de production d'électricité vers une production à faible émission de carbone, principalement renouvelable et intermittente. Toutefois, un déploiement rapide des énergies renouvelables non pilotables peut poser d'importants défis vis-à-vis du besoin d'équilibrage en temps réel de l'offre et de la demande d'électricité.

Pour répondre à ces défis, de nouvelles sources de flexibilité – soit pour accroître l'offre, soit pour réduire la demande – seront indispensables pour permettre d'équilibrer le système. Les interconnexions sont un levier majeur pour offrir une telle flexibilité à long terme. Dans ce rapport, nous passons en revue les annonces et publications récentes et examinons la contribution que les interconnexions électriques sont susceptibles d'apporter à la transition vers le « Zéro Emissions Nettes ». Nous examinons également comment les interconnexions électriques aident à résoudre le « trilemme énergétique » de l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement, la réduction des coûts de pilotage de la demande et la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Ces dernières années, les gouvernements européens ont annoncé des politiques ambitieuses de décarbonation, s'engageant à atteindre l'objectif de zéro émission nette de carbone à l'horizon 2050 (« Zéro Emissions Nettes »).

Par exemple, en juin 2019, le gouvernement britannique a mis en place une législation qui l'engage à « ramener à zéro net toutes les émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 » et à « mettre fin à sa contribution au réchauffement climatique ». ¹ Le récent « Plan en dix points pour une révolution industrielle verte » du gouvernement s'appuie de manière importante sur l'augmentation de la production d'énergie renouvelable, la Grande-Bretagne visant à avoir 40 GW de capacité éolienne offshore en exploitation d'ici 2030. ² Sur cette base, le gouvernement britannique a en outre récemment publié un « Energy White Paper » (Livre blanc sur l'énergie), qui « présente une vision sur les moyens d'effectuer la transition vers une énergie propre d'ici 2050 », décrivant une feuille de route permettant au Royaume-Uni de respecter ses engagements. ³

La Commission européenne (« CE ») a publié sa « Vision pour une planète propre pour tous », présentant sa « vision pour parvenir à la neutralité climatique d'ici 2050 » et réfléchissant aux « profondes transformations sociétales et économiques » nécessaires au sein de la génération à venir. ⁴

Bien que l'objectif n'ait pas été formalisé dans la législation (comme cela a été le cas au Royaume-Uni), la Vision de la CE présente un certain nombre de « voies permettant de parvenir à un bilan neutre en matière

d'émissions (zéro émission nette) de gaz à effet de serre » d'ici à 2050, tout en encourageant les États membres à développer des plans climat-énergie nationaux pour « la contribution de l'UE à la réduction des émissions d'au moins 40 % d'ici 2030 par rapport à 1990 ». En septembre 2020, le Plan cible en matière de climat à l'horizon 2030 de la Commission européenne a proposé « d'augmenter l'ambition de l'UE de réduire les émissions de gaz à effet de serre à au moins 55 % au dessous des niveaux de 1990 d'ici à 2030 », approuvé par le Conseil européen en décembre 2020. ⁵ En Allemagne, la Loi fédérale sur le changement climatique « poursuit l'objectif de neutralité des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 », alors qu'en France, le Code de l'énergie vise à « atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six ». ⁶

La réalisation de tels objectifs est difficile et complexe, comme l'a récemment souligné l'Ofgem : « L'ampleur du défi est immense... (nécessitant) un effort concerté avec l'industrie... les gouvernements, et les consommateurs... Pour développer une nouvelle infrastructure et changer fondamentalement la façon dont les consommateurs interagissent avec l'énergie, nous avons besoin d'une action urgente ». ⁷

En outre, prendre des mesures pour atteindre ces objectifs de décarbonation ambitieux n'est qu'une partie de l'enjeu; la sécurité de l'approvisionnement et la rentabilité restent également essentielles, car une économie zéro carbone doit être atteinte au moindre coût pour les

consommateurs, tout en assurant un approvisionnement en électricité à tout moment.

Dans ce contexte, et suite à l’engagement récent de l’Energy White Paper du Royaume-Uni de « réaliser au moins 18 GW de capacité d’interconnexion d’ici 2030 »⁸, par ailleurs reflété dans le scénario ‘Balanced Pathway’ du Conseil sur le Changement Climatique (« CCC »)⁹, et étant donné la « perspective d’un doublement de la capacité d’interconnexion de la France en 15 ans, passant d’une quinzaine de gigawatts aujourd’hui à une trentaine de gigawatts à l’horizon 2035 » supposée par le Schéma Décennal de Développement du Réseau (« SDDR »)¹⁰, AQUIND a demandé à FTI Consulting (« FTI ») d’examiner les données récentes concernant le rôle que les interconnexions électriques pourraient jouer dans la transition vers le Zéro Emissions Nettes, et la manière dont les interconnexions peuvent permettre d’atteindre ces objectifs plus rapidement et de manière plus rentable, en s’appuyant principalement sur des rapports et des publications de tiers.

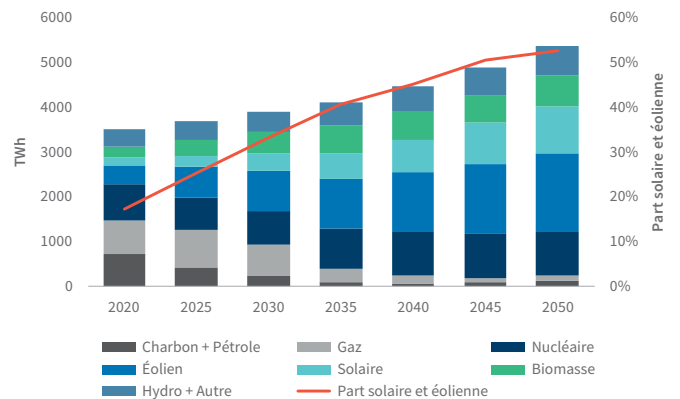
Les parties successives de ce rapport visent donc à :

- Définir les principaux défis posés par le déploiement rapide des énergies renouvelables intermittentes et le **besoin croissant de flexibilité** du système électrique associé ;
- Identifier **différentes sources de flexibilité**, et détailler les contraintes et limites spécifiques à chacune en matière de compensation de la volatilité croissante du système électrique ;
- Présenter le **rôle des interconnexions en tant qu’une composante à part entière** dans la flexibilité du système, dans l’intérêt des consommateurs ; et
- Décrire la contribution des interconnexions à la résolution du « **trilemme énergétique** ».

Besoin croissant de flexibilité

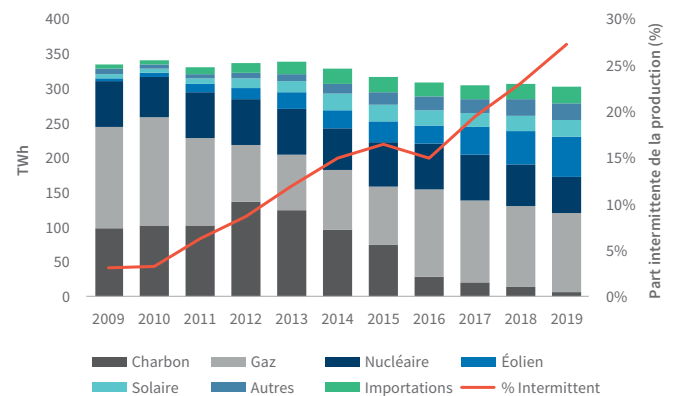
La part d’électricité produite par des sources renouvelables intermittentes devrait augmenter considérablement au cours de la période d’ici à 2050, afin d’atteindre l’objectif de Zéro Emissions Nettes. Dans l’ensemble de l’UE, la part de la production renouvelable à partir de l’éolien terrestre, de l’éolien offshore et de l’énergie solaire devrait passer d’environ 12 % en 2015 à 35 % en 2050, tandis qu’en Grande-Bretagne, la production éolienne et solaire est déjà passée de 1 % à 28 % de la production annuelle (entre 2009 et 2019), comme l’illustrent les figures 1 et 2 ci-dessous.

FIGURE 1 : PROJECTIONS DE LA PRODUCTION D’ÉLECTRICITÉ DANS L’UE28 (TWH/AN, SCÉNARIO 2 °C)



Source: Joint Research Centre (2020)¹¹ et analyse FTI.

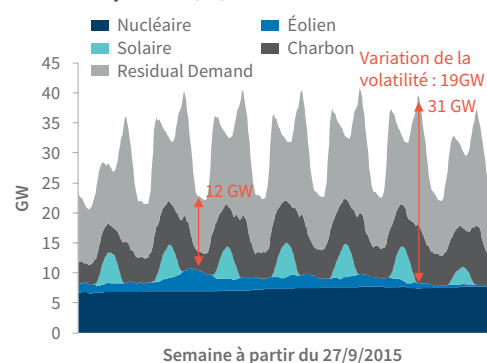
FIGURE 2 : MIX DE PRODUCTION EN GB, 2009-2019 (TWH)



Source : NG ESO, analyse FTI.

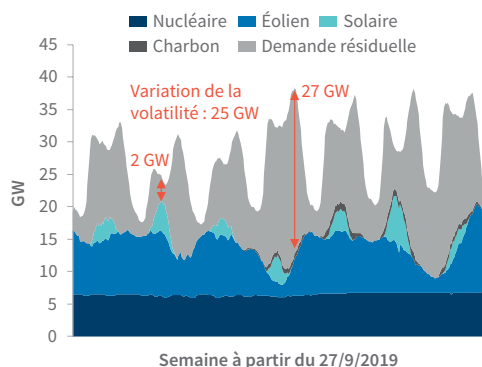
Un tel changement dans le mix de production est sans précédent et présente d’importants défis pour le fonctionnement du système, particulièrement pour la gestion de l’équilibre entre l’offre et la demande : la croissance de la production renouvelable (principalement) intermittente devrait conduire de plus en plus fréquemment à des périodes de production « *trop importante* » ou « *trop faible* » par rapport à la demande. Cette augmentation de la volatilité globale du système est illustrée – à l’aide de données historiques pour la Grande-Bretagne – dans les figures 3 et 4 ci-dessous.

FIGURE 3 : DÉSÉQUILIBRES ENTRE L’OFFRE ET LA DEMANDE, GRANDE-BRETAGNE, SEMAINE COMMENÇANT LE 27/09/2015



Sources : National Grid ESO; Elexon Balancing Mechanism Reports, analyse FTI.

FIGURE 4 : DÉSÉQUILIBRES ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE, GRANDE-BRETAGNE, SEMAINE COMMENÇANT LE 27/09/2019



Sources : National Grid ESO; Elexon Balancing Mechanism Reports, analyse FTI.

Les figures 3 et 4 ci-dessus illustrent le défi croissant lié à l'équilibrage entre l'offre et la demande d'électricité ces dernières années en Grande-Bretagne. Comme le montre la zone en bleu foncé, la production nucléaire fournit un approvisionnement stable en énergie pour la production de base, tandis que les centrales au charbon – moyens de production modulables habituels – ont connu une baisse significative de leur production en raison de la hausse du prix du carbone. Entre-temps, la production des énergies renouvelables a rapidement augmenté – par exemple, le volume de production éolienne a doublé, passant de 29 TWh/an en 2015 à 58 TWh/an en 2019, et l'impact de cette différence sur le mix de production de la Grande-Bretagne est illustré dans les figures 3 et 4 ci-dessus.

La production des énergies renouvelables variables, comme celle des parcs éoliens, peut fluctuer considérablement et, souvent, ne correspond pas aux pics de la demande. En conséquence, la demande résiduelle (c.-à-d. la différence entre la demande totale et l'offre fournie par des ressources non pilotables telles que les énergies renouvelables, indiquées par la zone grise dans les diagrammes) varie considérablement au cours ou d'un jour à l'autre. Cette variation doit être compensée par des sources d'approvisionnement flexibles.

Comme l'illustre la flèche gauche de la figure 4, la production élevée d'énergie éolienne et solaire peut coïncider avec une demande relativement faible, de sorte que ces ressources répondent à la majeure partie de la demande totale. Inversement, comme l'illustre la flèche au milieu de la figure 4, il existe des périodes où la majorité de la demande doit être satisfaite par des sources d'approvisionnement flexibles, par exemple lorsqu'une production éolienne et solaire très faible coïncide avec une forte demande. L'ampleur de cette volatilité s'est accrue au fil du temps – au cours de la semaine servant d'exemple en 2015, la différence entre l'écart le plus élevé et l'écart le plus faible entre l'offre et la demande était de

19 GW ; mais ce chiffre était passé à 25 GW en 2019 et la tendance devrait se poursuivre.

Historiquement, l'inadéquation entre les sources de production peu pilotables et la demande sur certaines périodes pouvait être gérée par la modulation de production thermique conventionnelle (souvent CCGT) ou hydroélectrique, être augmentée ou réduite en fonction de la demande. Toutefois, la diminution progressive de la production thermique pour atteindre Zéro Emissions Nettes, ne permettra plus de disposer de ces solutions pour gérer l'augmentation de la variabilité du système. De nouveaux gisements de flexibilité devront être identifiés afin d'équilibrer le système.

Le 6^{em} Budget Carbone récemment publié par le CCC met ainsi en avant le besoin « d'un système électrique de plus en plus flexible ... pour équilibrer les impacts de l'intermittence, et des coûts associés, des énergies renouvelables variables ».¹²

Sources de flexibilité

Différentes sources de flexibilité peuvent permettre de compenser la volatilité croissante du système. Elles sont décrites dans les paragraphes suivants et dans le tableau 1 ci-dessous :

- Une **production flexible** supplémentaire peut combler les lacunes en matière de production d'énergie renouvelable. Elle peut provenir de sources à faible émission de carbone comme l'hydroélectricité ou de sources plus émettrices en carbone, comme la production thermique à réponse rapide (p. ex. CCGT, OCGT ou moteurs à combustion).
- Le **pilotage de la demande** (*demand side response*, « DSR ») peut réduire le volume de la demande lorsque l'offre est insuffisante. Le DSR a une tradition bien établie dans le secteur industriel (p. ex. par le biais de contrats d'approvisionnement interruptibles), et de nouveaux modèles émergent pour exploiter le potentiel de DSR dans les secteurs tertiaire et résidentiel. Un gisement d'autant plus important dans le contexte d'une adoption massive des véhicules électriques.
- Le **stockage** peut fournir un soutien tant pour absorber l'offre excédentaire (p. ex. en période de production élevée d'énergies renouvelables) que pour injecter de l'énergie en période de forte demande. Le stockage traditionnel, les stations hydroélectriques de transfert d'énergie par pompage-turbinage (STEP), fournit actuellement la majeure partie de la capacité de stockage en Europe. Toutefois, les coûts des nouvelles formes de stockage, telles que les batteries,

l'air comprimé, l'air liquide et les volants d'inertie, ont diminué au cours des dernières années, et elles pourraient fournir une contribution importante à la flexibilité globale du système à long terme.¹³

- Les **interconnexions** permettent de partager les ressources entre des zones géographiques plus larges,

ce qui permet à l'offre excédentaire d'une région de contribuer à répondre à la demande dans une autre région connectée, et ainsi de réduire le coût global du système. Leur rôle devrait se renforcer à mesure que la pénétration des énergies renouvelables augmente, car surplus de production renouvelable dans une région

TABEAU 1 : SOURCES DE FLEXIBILITÉ, LEURS DÉFIS, NIVEAU DE PRÉPARATION TECHNOLOGIQUE ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Technologie	Contraintes et défis	Niveau de maturité technologique (« NMT ») ¹⁵	Efficacité énergétique
Production flexible - hydroélectricité	Longs délais de livraison, longues périodes de récupération et souvent soumise à des contraintes géographiques et environnementales. ¹⁴	NMT 9 : Technologie conventionnelle, pleinement opérationnelle depuis des décennies.	90%+ ¹⁶
Production flexible – à forte intensité de carbone	A priori non compatible avec les objectifs Zéro Emissions Nettes (sauf si elle est combinée avec le captage et le stockage du carbone).	NMT 9 : Technologie conventionnelle, pleinement opérationnelle depuis un certain nombre d'années.	34% (TGCO) - 53% (TGCC) ¹⁷
Pilotage de la demande (DSR)	Les comportements des consommateurs doivent changer considérablement pour élargir la portée du DSR (cela devrait probablement être étayé par des changements de conception du marché pour fournir aux consommateurs (ou aux approvisionnements en énergie) des signaux de prix suffisamment fins.	NMT 6 - 9 : Les tarifs en période d'utilisation et la visibilité des prix incitent déjà les consommateurs industriels à ajuster la demande (NMT 9), mais ils sont moins développés (et souvent indisponibles) dans le secteur résidentiel. L'agrégation de la demande à petite échelle est toujours en développement (NMT 6 - 8).	---
Station de transfert d'énergie par pompage (STEP)	Actuellement la source de stockage d'électricité la plus mature et la plus répandue, représentant 97 % de la capacité de stockage existante de l'UE. ¹⁸ Un barrage réservoir existant peut en outre être transformé pour devenir une station de pompage. ¹⁹ Dans certains pays, des limites au déploiement des stations de pompage peuvent exister – par exemple, au Royaume-Uni, la capacité de STEP installée est restée constante à 2,7 GW depuis 2007. ²⁰	NMT 9 : Technologie conventionnelle, pleinement opérationnelle depuis un certain nombre d'années.	70-85% ²¹
Stockage - batteries	Les batteries fonctionnent selon un cycle de charge/décharge, ce qui signifie qu'elles ne peuvent pas fournir d'électricité en continu, dans la même mesure que les générateurs ou les interconnexions. Les technologies de batteries diffèrent également par la vitesse et la durée de leur réponse : par exemple, National Grid, dans l'évaluation du rôle des batteries dans la sécurité de l'approvisionnement, différencie les batteries d'une durée de 0,5 heure de celles de plus de 5,5 heures. ²²	NMT 5 - 8 : Varie en fonction du type de batterie et de l'application : les batteries peuvent fournir une gamme de services d'équilibrage (fréquence, tension et gestion des contraintes) aux gestionnaires de réseau (NMT 8), mais sont moins bien adaptées pour maintenir la fiabilité de l'approvisionnement (NMT 5).	60-98% ²³
Interconnexions	Opèrent sous réserve de signaux commerciaux, de sorte qu'une région faisant l'objet d'un événement de tension du système peut – dans des circonstances extrêmes – se trouver à exporter de l'électricité vers une région voisine si celle-ci connaît un événement de tension système encore plus grave.	NMT 9 (pour Monopole et Bipole VSC) : Les interconnexions en construction (p. ex. NSL et ElecLink) déploient la technologie VSC, et c'est actuellement la technologie HVDC préférée pour les applications en Europe	>95% ²⁴

(p. ex. lorsqu'il y a du vent) peuvent coïncider avec une pénurie d'électricité renouvelable dans une autre. Pendant ces périodes, les interconnexions contribuent au partage efficace de l'électricité à faible émission de carbone entre zones géographiques.

En plus des technologies décrites ci-dessus, **l'hydrogène** apparaît comme de plus en plus susceptible de jouer un rôle important pour atteindre Zéro Emissions Nettes dans l'ensemble de l'économie. L'utilisation de l'hydrogène la plus pertinente pour le moment concerne des secteurs tels que l'industrie, le chauffage et les transports. Cependant, l'hydrogène ne devrait probablement pas jouer un rôle clé dans le secteur de l'électricité dans un proche avenir (même si son importance ira croissant à l'approche de 2050).^{25,26} De même, les scénarios énergétiques prospectifs de National Grid ne semblent pas envisager un rôle important pour la demande d'hydrogène dans le secteur de l'énergie.²⁷

Toutefois, aucune des ressources de flexibilité énumérées ci-dessus n'est, à elle seule, suffisante pour compenser le niveau de variabilité du système impliqué par l'atteinte de Zéro Emissions Nettes. Tels que résumés dans le tableau 1 ci-dessus, tous ces types de flexibilité sont confrontés à des barrières spécifiques pour pouvoir remédier aux variations du besoin d'équilibrage offre-demande.

Ces barrières sont bien connues et l'industrie s'accorde sur le fait que plusieurs sources différentes de flexibilité devront être développées :

- La « *Vision d'une planète propre pour tous* » de la CE fait valoir que « *la transition vers un système énergétique largement décentralisé et basé sur les énergies renouvelables exigera un système plus intelligent et flexible, s'appuyant sur la participation des consommateurs, une interconnexion accrue, un stockage d'énergie amélioré et déployé à grande échelle, et un pilotage de la demande permis par la numérisation* ». ²⁸
- Imperial College et Carbon Trust identifient « *trois sources clés de valeur* » provenant du pilotage de la demande, du stockage et des interconnexions, expliquant qu'« *elles réduisent les besoins de production à faible émission de carbone pour atteindre les objectifs de réduction des émissions en améliorant l'utilisation de la production renouvelable intermittente; elles permettent l'équilibrage du système à moindre coût en remplaçant des options de flexibilité plus coûteuses ; et elles améliorent l'utilisation de la production conventionnelle existante, (reportant) les investissements dans le... renforcement du réseau* ». ²⁹

- La Commission sur le changement climatique (CCC) affirme que « *la réduction des émissions d'électricité à un niveau proche de zéro nécessite de poursuivre un déploiement accru des énergies renouvelables, possiblement de l'énergie nucléaire, et la décarbonation de la production de pointe. L'amélioration de la flexibilité du système - comme le stockage par batteries, l'interconnexion et les demandes flexibles - peut permettre d'intégrer de grands volumes d'énergies renouvelables variables à moindre coût* ». ³⁰
- L'ENTSO-E note que, les EnR variables formant une proportion croissante de la production d'électricité, « *de nouvelles sources de flexibilité seront nécessaires à la fois du côté de la production, du stockage et de la demande ... (avec) de nouveaux rôles pour les centrales thermiques, la participation des EnR, le pilotage de la demande et le stockage... (tandis que) une forte interconnexion entre les zones de production et de consommation sera essentielle pour activer les flux d'énergie à partir de sources flexibles* ». ³¹
- Le Groupe Aldersgate, une alliance d'entreprises, d'établissements universitaires, d'instituts professionnels et d'organisations de la société civile, a recommandé dans un récent rapport que les décideurs politiques « *fassent croître le marché pour les options flexibles, comme l'augmentation de la capacité de stockage de l'énergie, une interconnexion accrue et une plus grande utilisation du pilotage de la demande, afin de créer un réseau d'énergie fiable et à faible émission de carbone au fur et à mesure du déploiement d'une plus grande quantité d'énergie renouvelable* ». ³²

Les bénéfices liés à l'accroissement de la flexibilité du système électrique sont importants :

- Imperial College et Carbon Trust ont établi que le Royaume-Uni « *pourrait économiser de 17 à 40 milliards de livres sterling dans l'ensemble du système électrique d'ici 2050 en déployant des technologies de flexibilité* ». ³³
- La CCC a établi que les améliorations apportées à la flexibilité du système britannique « *ont le potentiel de réduire les coûts du système électrique de 3 à 8 milliards de livres sterling par an d'ici 2030 et de 16 milliards de livres par an d'ici 2050* ». ³⁴

Parmi les différentes sources de flexibilité, le rôle des échanges transfrontaliers est susceptible d'être particulièrement important, et les sections suivantes mettent en avant le rôle des interconnexions pour atteindre Zéro Emissions Nettes.

Importance des interconnexions électriques pour atteindre le Zéro Emissions Nettes

Les interconnexions, ces lignes transfrontalières du réseau de transport qui permettent à l'électricité de circuler entre deux zones géographiques, constituent un type spécifique de flexibilité du système, susceptible de jouer un rôle essentiel aux côtés d'autres sources de flexibilité. En principe, les interconnexions soutiennent l'intégration des énergies renouvelables dans l'ensemble du système énergétique européen, en facilitant l'importation ou l'exportation d'électricité à faible contenu carbone entre les zones.

En effet, « *supports du marché unique de l'électricité, les interconnexions transfrontalières ont progressivement permis de passer d'une logique nationale à une logique européenne dans le fonctionnement du parc de production. En tirant parti des complémentarités énergétiques des pays, elles contribuent de manière essentielle à l'intégration des énergies renouvelables et constituent un élément clé de la transition énergétique* ». ³⁵

La Commission européenne insiste aussi sur le fait « *qu'un marché énergétique européen intégré constitue le moyen le plus rentable de garantir des approvisionnements sûrs et abordables aux citoyens européens. Grâce aux règles communes du marché de l'énergie et aux infrastructures transfrontalières, l'énergie peut être produite dans un pays de l'UE et livrée aux consommateurs dans un autre. Cela permet de maîtriser les prix en une concurrence et en permettant aux consommateurs de choisir des fournisseurs d'énergie* ». ³⁶

Ces avantages se manifestent dans le contexte de la transition vers le Zéro Emissions Nettes car la production renouvelable variable n'est pas entièrement corrélée entre les pays. En effet, « *l'Europe est suffisamment grande pour être affectée par plusieurs systèmes météorologiques à la fois et, par conséquent, les valeurs absolues et les modèles de production d'énergie éolienne sont différents dans chaque pays européen* ». ³⁷ La production d'énergie renouvelable à faible coût dans un pays peut ainsi être exportée au profit de ses voisins, en particulier lorsque le pays importateur produit relativement peu d'énergies renouvelables au même moment, « *complétant* » sa production d'électricité.

En effet, « *il existe plusieurs cas de pays qui peuvent fournir une énergie éolienne particulièrement complémentaire à celle l'UE [c.-à-d. produite lorsque la production d'EnR est faible ailleurs dans l'UE] et qui sont peu ou très peu interconnectés avec les pays voisins* » dont l'Espagne, le

Royaume-Uni et l'Irlande, où « *des plans... pour augmenter les niveaux d'interconnexion à 10 % minimum... pourrait bénéficier à la stabilité de l'ensemble du système* ». ³⁸ On peut aussi noter que, par exemple, « *l'interconnexion croissante des pays européens a permis d'aller beaucoup plus loin dans l'intégration des énergies renouvelables que certains ne l'envisageaient il y a encore dix ans. Un pays comme le Danemark n'a pu atteindre une part de l'éolien de 45 % qu'en étant pleinement intégré au marché européen et en s'appuyant très largement sur ses voisins lors des périodes de faible production éolienne. Dans le même temps, les flux ne peuvent plus être gérés à l'échelle d'un seul pays. Ainsi, le développement de l'éolien et du photovoltaïque en Allemagne a conduit à des conséquences importantes dans les pays voisins, traversés par des flux d'électricité croissants alors que le réseau interne allemand devenait de moins en moins adapté à la nouvelle répartition géographique de la production outre-Rhin.* » ³⁹

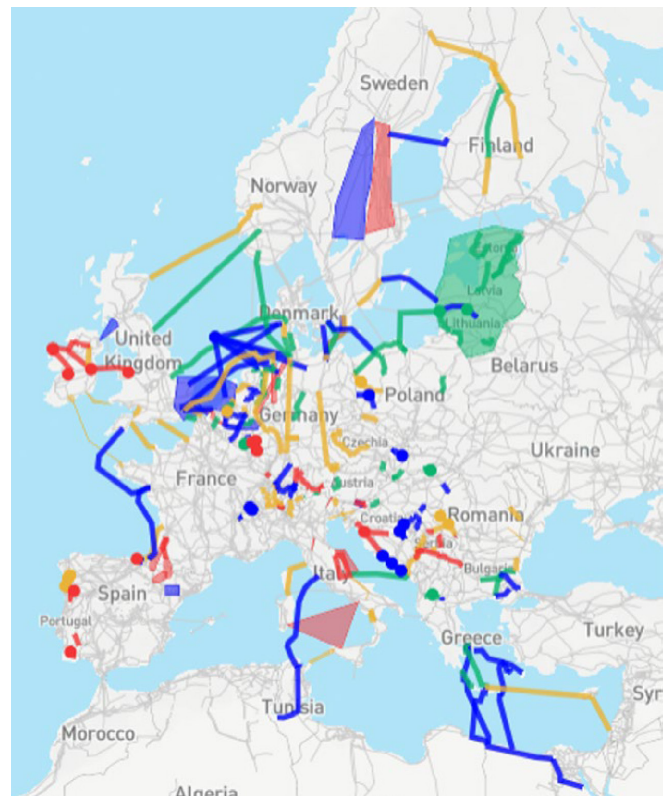
L'apport spécifique des interconnexions à la transition vers le Zéro Emissions Nettes fait l'objet de nombreuses publications :

- Dans son récent **Energy White Paper, le BEIS** (Département britannique des Affaires, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle) estime qu'« *un niveau plus élevé de capacité d'interconnexion pourrait réduire les émissions cumulées en Grande-Bretagne de 199 MtCO₂ d'ici à 2050, et ainsi réduire les coûts totaux du système* ». L'analyse à l'appui du rapport prévoit que « *l'atteinte des objectifs de réduction des émissions pour le secteur de l'énergie tiendra de plus en plus de la contribution des interconnexions* » ⁴⁰ et estime qu'un niveau plus élevé de capacité d'interconnexion pourrait réduire les émissions cumulées de CO₂ dans le reste de l'UE de 134 Mt supplémentaires d'ici 2050, la « *production thermique dans toute l'UE diminuant grâce à une plus grande interconnexion entre l'UE et la Grande-Bretagne* ». ⁴¹
- L'Institut Montaigne rapporte que « *Les réseaux d'énergies sont aujourd'hui considérés comme des leviers essentiels pour accompagner les États membres dans la transition énergétique. L'interconnexion de ses réseaux ainsi que la coordination des États membres sont fondamentales afin d'avoir une vision globale de la transition énergétique européenne.* » ⁴²
- Dans sa dernière évaluation des **scénarios énergétiques futurs en Grande-Bretagne**, le gestionnaire du réseau a expliqué que dans les

scénarios qui atteignent le Zéro Emissions Nettes en 2050, « les interconnexions contribuent à équilibrer l'offre et la demande avec des flux répondant aux différences de prix entre les pays qui sont de plus en plus souvent déterminés par la production renouvelable variable » et que grâce à « leur flexibilité, les interconnexions deviendront de plus en plus importantes à mesure que les énergies renouvelables augmenteront. Les interconnexions et les importations réduisent le besoin de stockage ». Sur cette base, le gestionnaire du réseau a établi la nécessité d'augmenter d'un facteur de 3 à 4 la capacité d'interconnexion, passant de 5 GW en 2020 à 16-21 GW d'ici 2030.⁴³

- **Le Plan de développement du réseau sur dix ans (« TYNDP ») 2020 de l'ENTSO-E** a également mis en évidence que les interconnexions « contribuent à maintenir l'adéquation en permettant aux pays d'importer de l'électricité pendant les périodes de tension. Avec l'augmentation de la production variable de EnR dans toute l'Europe, le système électrique pourrait manquer de flexibilité. Les nouvelles interconnexions apporteront une flexibilité géographique en tirant profit de la différence des conditions climatiques à travers l'Europe ». Le rapport indique également qu'« outre les 35 GW de renforcement des interconnexions transfrontalières qui devraient être construits d'ici 2025 en plus des capacités de 2020, 50 GW de capacité supplémentaire seraient rentables pour soutenir le système électrique dans sa voie vers la décarbonation ».⁴⁴

FIGURE 5 : CARTE DES PROJETS DE TRANSPORT DU TYNDP 2020



Légende : Les aires colorées indiquent la localisation approximative des projets dont l'itinéraire n'est pas encore connu. Vert : projet en construction, Jaune : projet en phase d'autorisation ; Rouge : projet prévu mais pas encore en phase d'autorisation, Bleu : projet à l'étude.

Source : ENTSO-E (2020), TYNDP 2020.

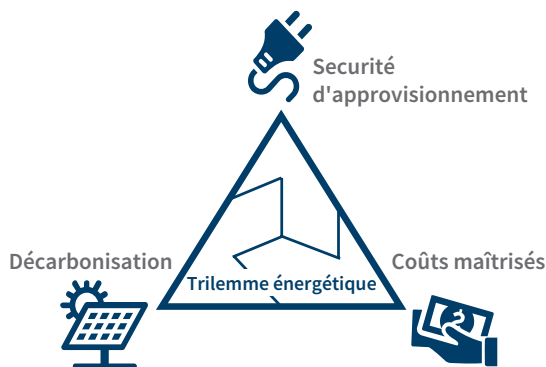
- Pour estimer ces bénéfices, l'ENTSO-E a calculé que répondre aux besoins du système avec « 50 GW ... en 2030 et 43 GW supplémentaires... en 2040 » conduirait à « une réduction des coûts pour les Européens d'environ 3 milliards d'euros/an en 2030 et de 10 milliards d'euros/an en 2040... [ce qui] l'emporte de loin sur le coût de construction du réseau, de 17 milliards d'euros pour les besoins 2030 basés sur le surplus social (SEW) et de 45 milliards d'euros pour 2024... [en raison] d'une meilleure utilisation du mix de production européen ». L'ENTSO-E estime par ailleurs que l'investissement conduirait à « 110 TWh d'énergie réduite économisés chaque année et 55 Mt d'émissions de CO₂ évitées chaque année jusqu'en 2040 », mais reconnaît que « d'autres technologies telles que le stockage pourraient également répondre à ces besoins ».⁴⁵
- Dans son « **Net Zero Technical Report** », la CCC a fait valoir que « la décarbonation du système électrique du Royaume-Uni, tout en répondant à des demandes supplémentaires d'électricité, pèsera davantage sur les réseaux électriques du Royaume-Uni, ce qui nécessitera des investissements dans les réseaux de transport et de distribution et un besoin de développement des

*interconnexions vers d'autres pays. La construction d'interconnexions à haute tension longue distance vers l'étranger peut également permettre de mettre en commun les ressources du réseau électrique et d'améliorer la flexibilité du système ».*⁴⁶

- Enfin, le discours prononcé par le Président de la République à la Sorbonne le 26 septembre 2017 « a renforcé cette orientation en affirmant vouloir faire du développement des interconnexions un des piliers de l'ambition énergétique pour l'Europe: « [La transition écologique efficace et équitable] impose aussi d'avoir un marché européen de l'énergie qui fonctionne vraiment et donc de vouloir enfin favoriser les interconnexions [...] Nous aurons un marché européen de l'énergie qui fonctionne mieux si nous développons enfin de manière accélérée ces interconnexions. ».⁴⁷

En plus de la contribution que les interconnexions à la flexibilité du système, elles sont aussi largement mises en avant comme solution au « *trilemme énergétique* », soit le renforcement de la sécurité d'approvisionnement, en réduisant les coûts totaux de la demande d'électricité tout en contribuant simultanément à réduire les émissions de gaz à effet de serre, comme l'illustre la figure 6 ci-dessous.

FIGURE 6 : TRILEMME ÉNERGÉTIQUE



En effet, dans sa récente évaluation prospective des interconnexions britanniques, l'Ofgem fait valoir que les interconnexions électriques contribuent aux trois éléments du trilemme énergétique : elles « *présentent des avantages potentiels importants pour les consommateurs, à savoir réduire les factures d'électricité en permettant l'accès à une production moins chère, fournir des moyens plus efficaces d'assurer la sécurité d'approvisionnement, et soutenir la décarbonation des approvisionnements énergétiques.* »⁴⁸

En parallèle, RTE observe que les « *interconnexions ont été initialement développées pour accroître la sécurité d'approvisionnement des systèmes électriques nationaux.*

Leur rôle s'est depuis élargi, via l'intégration des marchés européens, en permettant de 1) mutualiser les moyens de productions en faisant appel aux moyens les moins chers, et 2) favoriser l'intégration des énergies renouvelables en tirant parti des complémentarités énergétiques entre pays et du foisonnement des aléas des énergies intermittentes. »⁴⁹

Dans les sections suivantes de ce rapport, nous nous penchons tour à tour sur chacun des trois volets du trilemme.

Les interconnexions renforcent la sécurité d'approvisionnement

Les bénéfices des interconnexions se manifestent en premier lieu par l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement des régions connectées. Comme nous l'avons décrit plus haut dans ce rapport, l'un des principaux défis de la transition vers un système énergétique à faible émission de carbone est la nécessité de maintenir la sécurité énergétique, c.-à-d. avoir suffisamment de ressources pour répondre à la demande des clients à chaque instant. Avec le développement de la production intermittente en Grande-Bretagne au fur et à mesure que le système progresse vers le Zéro Emissions Nettes, confirmé par l'annonce récente d'un quadruplement capacité de production éolienne offshore pour atteindre 40 GW d'ici 2030, le système énergétique doit être en mesure de gérer un équilibre de plus en plus volatil entre l'offre et la demande.⁵⁰

Le 6em Budget Carbone récemment publié par le CCC mentionne ainsi que « pour équilibrer le système et assurer la sécurité d'approvisionnement, il y aura un besoin de capacité pilotable peu émettrice de CO2 », pour un volume « d'au moins 50TWh de génération pilotable et flexible ». ⁵¹

Les interconnexions permettent de répondre à cet enjeu en diversifiant les sources d'électricité dont dépendent les différents systèmes énergétiques européens.

Par exemple, l'Institut Montaigne note que « *Les interconnexions entre réseaux énergétiques sont par ailleurs une illustration de l'Europe de l'énergie qui permet d'accroître la solidarité entre pays et garantir la sécurité d'approvisionnement lorsque la production nationale n'est pas suffisante.* » et que « *Quinze gestionnaires de réseaux de transport d'électricité européens ont récemment rappelé l'importance d'une plus grande coordination des politiques énergétiques entre les États afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement. Ils visent notamment les fermetures de centrales décidées unilatéralement par les États alors que ces décisions peuvent avoir des répercussions sur*

l'ensemble de la plaque de cuivre européenne. Cet exemple démontre l'importance des interconnexions dans le système énergétique européen et l'absence d'une ambition européenne vraiment forte à date. »⁵²

RTE, aussi, observe qu'en effet, « Une interconnexion renforce la capacité des pays à se prémunir d'événements extrêmes (température basse, faible disponibilité du parc de production, etc.) en favorisant l'entraide lors de ces événements ou en évitant que chaque pays ne surinvestisse dans des moyens de pointe très coûteux. »⁵³

Dans le contexte de l'UE, la contribution des interconnexions au maintien de la sécurité d'approvisionnement est reconnue par la Commission européenne qui fixe pour chaque État membre un objectif de capacité d'interconnexion égale à 15 % de la capacité de production installée d'ici 2030.⁵⁴ En effet, le Groupe d'experts de la Commission européenne sur les objectifs en matière d'interconnexions électriques a conclu que « dans les pays où la capacité nominale de transmission [interconnexion] est inférieure à 30 % de leur charge de pointe... [ou] en dessous de 30 % de leur capacité de production installée renouvelable, les possibilités d'autres interconnexions devraient faire l'objet d'une **étude urgente** (soulignement ajouté), afin d'assurer que « la demande d'électricité... peut être satisfaite dans toutes les conditions... [et activer] le potentiel d'exportation d'une production excédentaire d'énergies renouvelables ».⁵⁵

Cette recommandation date de 2017, soit avant la révision à la hausse des objectifs climatiques visant Zéro Emissions Nettes tant dans l'UE qu'au Royaume-Uni. Une telle étude est donc d'autant plus justifiée aujourd'hui.

En 2017, le Groupe d'experts de la Commission a évalué la capacité d'interconnexion prévue de chaque État membre par rapport à la pointe de demande nationale estimée pour 2030 dans le cadre du scénario « Vision 3 » du TYNDP 2016 de l'ENTSO-E, dont les résultats sont présentés à la figure 7 ci-dessous.⁵⁶ Le Groupe d'experts de la Commission a constaté que le Royaume-Uni était nettement en retard par rapport aux autres États membres pour atteindre son seuil de 30 %, sa capacité d'interconnexion de 4,5 GW ne couvrant que 7 % de la charge de pointe de 2030. Bien que la capacité d'interconnexion de la Grande-Bretagne soit déjà de 5 GW en 2020, avec trois liaisons supplémentaires bientôt achevées (ElecLink, IFA2 et NSL, disposant d'une capacité combinée de 3,4 GW), et le récent Energy White Paper s'engageant à atteindre 18 GW d'ici 2030, le Royaume-Uni risque fortement de ne pas encore atteindre le seuil de 30 %, d'après l'analyse du Groupe d'experts de la

Commission. L'étude Evaluation des options de réseau menée par National Grid a conclu qu'une capacité d'interconnexion supplémentaire de 18 GW à 23 GW entre la Grande-Bretagne et les marchés européens d'ici 2032 « apporterait le maximum d'avantages aux consommateurs britanniques », soulignant la nécessité de développer ces nouvelles capacités au cours de la prochaine décennie.⁵⁷

En effet la Programmation pluriannuelle de l'énergie (« PPE ») observe que « les interconnexions évitent à la France d'investir dans des capacités supplémentaires pour assurer sa sécurité d'approvisionnement et permet de mutualiser les investissements de production avec les pays voisins. Les échanges transfrontaliers permettent ainsi de disposer de la disponibilité des capacités à l'étranger dont la contribution s'élève en moyenne entre 8 et 10 GW. A moyen terme, les développements prévus permettront d'augmenter la capacité d'import de 11 GW pour l'hiver 2016-2017 à 13 GW pour l'hiver 2020-2021. Deux des scénarios du bilan prévisionnel 2017 de RTE supposent un développement important des interconnexions permettant de disposer d'une capacité d'import de 27 GW et d'une capacité d'export de 33 GW à l'horizon 2035. »⁵⁸

FIGURE 7 : ÉTATS MEMBRES PAR NIVEAU D'INTERCONNEXION, PAR RAPPORT À LA CHARGE DE POINTE ESTIMÉE EN 2030, SCÉNARIO VISION 3 DU TYNDP 2016



Légende : Les zones orange indiquent des niveaux d'interconnexion égaux ou inférieurs à 30 % de la charge de pointe en 2030 ; les zones bleues ont des niveaux d'interconnexion compris entre 30 et 60 % ; et les zones vertes ont des niveaux d'interconnexion supérieurs à 60 %.

Source : Groupe d'experts de la Commission européenne sur les objectifs d'interconnexion électrique (2017).

L'Ofgem a identifié les avantages en matière de sécurité d'approvisionnement pour un large éventail d'interconnexions récemment évaluées :

- En 2015, l'Ofgem a constaté que FABLink « peut bénéficier à la sécurité de l'approvisionnement en diversifiant les ressources énergétiques en Grande-Bretagne » ; que l'IFA2 peut « également assurer une sécurité d'approvisionnement supplémentaire et des avantages stratégiques » ; et que Viking Link « offrirait un avantage supplémentaire en matière de sécurité d'approvisionnement en se connectant à un nouveau marché, augmentant encore la diversité et la résilience de l'approvisionnement énergétique de la Grande-Bretagne ». ⁵⁹
- En 2017, l'Ofgem a constaté que « les trois projets [GridLink, NeuConnect et NorthConnect] peuvent également fournir des avantages en matière de sécurité d'approvisionnement et de durabilité en donnant accès à une production alternative et en augmentant la capacité d'approvisionnement de la Grande-Bretagne ». ⁶⁰

Cela est conforme à l'analyse précédente de FTI, qui a révélé que « dans chaque pays connecté, il y a une capacité excédentaire considérable lorsque les marges de la Grande-Bretagne (capacité) sont faibles... (ce qui) signifie que les nouvelles interconnexions seraient en mesure d'importer d'importants flux d'électricité supplémentaire en Grande-Bretagne pendant les périodes de tension du système britannique », ainsi que de « faciliter les flux d'électricité vers la Grande-Bretagne à partir des pays voisins du pays connecté ». ⁶¹

Dans le contexte de la Grande-Bretagne, une mesure indirecte de la contribution d'un actif à la sécurité d'approvisionnement est son facteur de réduction de charge utilisé dans le mécanisme de capacité (« de-rating factor ») – une estimation de « l'attente réaliste à long terme des importations en période de tension du système ». ⁶²

Les facteurs de réduction déterminent la part de capacité que les actifs de production et d'interconnexion peuvent s'engager à rendre disponible en période de tension du système, en échange de paiements de capacité, les actifs plus fiables ayant des facteurs de réduction plus élevés. La dernière modélisation de National Grid, résumée à la Tableau 2 ci-dessous, semble indiquer que les interconnexions existantes et proposées en Grande-Bretagne peuvent fournir un approvisionnement en énergie tout aussi sûr que les centrales au charbon et à turbines à gaz à cycle combiné qui ont traditionnellement

maintenu la sécurité, bien que la fiabilité dépende du pays d'origine des importations et de la disponibilité technique de l'actif.

TABLEAU 2 : FACTEUR DE RÉDUCTION DU MARCHÉ DE CAPACITÉ PAR SOURCE D'APPROVISIONNEMENT

Source d'approvisionnement	Facteur de réduction
Charbon	87%
CCGT	90%
DSR	84%
France (plusieurs interconnexions)	69-75%
Belgique (NEMO)	68%
Pays-Bas (BritNed)	61%
Norvège (North Sea Link – qui devrait entrer en service en 2021)	90%

Source : National Grid ESO (2019), Electricity Capacity Report; National Grid ESO (2020), Interconnector De-Rating Analysis.

Remarque : les facteurs de réduction sont réestimés chaque année, et les facteurs de réduction des interconnexions en particulier ont varié d'une année à l'autre.

En effet, Policy Exchange, un groupe de réflexion basé au Royaume-Uni, convient que « les interconnexions existantes ont démontré un plus grand niveau de fiabilité que l'Ofgem ne le suppose pour presque toutes les formes de production. Elles sont très fiables ». ⁶³

En outre, à mesure que l'Europe progresse vers le Zéro Emissions Nettes, une pénétration plus élevée des énergies renouvelables est susceptible d'augmenter la pression sur le réseau électrique en causant, par exemple, des perturbations plus importantes ou plus fréquentes de la fréquence, ou en réduisant l'inertie. Cela est susceptible d'accroître le besoin pour les GR (gestionnaires de réseau) de se procurer des services d'équilibrage (service système) pour assurer que le système fonctionne d'une manière stable et sécurisée. Les interconnexions peuvent jouer un rôle important dans ce type d'équilibrage du système en fournissant une gamme de services aux GR, tels que la réponse en fréquence, le démarrage à froid ou la puissance réactive. En élargissant les options potentielles qui s'offrent au GR et, par conséquent, en augmentant la concurrence dans la prestation de ces services, il est probable qu'advient des baisses de coûts des services d'équilibrage (service système) pour les GR, et donc pour les consommateurs d'électricité. En effet, NG ESO en Grande-Bretagne a récemment confirmé que bien que les montants associés à ces services ne soient pas rendus publics (pour des raisons de confidentialité commerciale), son évaluation a identifié « des bénéfices économiques

associés aux services fournis par les projets [GridLink, NeuConnect et NorthConnect] et Aquind pourraient fournir, qui, à leur tour, profiteront au consommateur britannique ». ⁶⁴

Les interconnexions améliorent la rentabilité de la couverture de la demande

En permettant de partager les ressources de production entre plusieurs zones géographiques, les lignes transfrontalières du réseau de transport permettent de répondre à la demande totale d'électricité à un coût global inférieur. Le mécanisme en est bien connu et compris : en permettant l'exportation d'électricité à partir de région à prix bas pour répondre à (une partie de) la demande dans une région à prix plus élevés, les ressources de la première remplacent effectivement des sources d'approvisionnement plus coûteuses. Au total, le coût de la réponse à la demande dans les deux régions connectées est donc réduit.

Cela est essentiel car les interconnexions peuvent ainsi contribuer à atteindre les objectifs Zéro Emissions Nettes de manière plus rentable que si chaque pays européen devait répondre à sa demande intérieure par le biais de ressources locales.

En pratique, un certain nombre de rapports indiquent que, historiquement, les interconnexions ont été considérées comme un moyen efficace de réduire les coûts de l'électricité en Grande-Bretagne (et aussi de réduire les émissions, comme nous le voyons dans la section suivante).

RTE souligne que « La meilleure optimisation des plans de production (permise par l'arrivée des nouvelles interconnexions) entraîne une substitution de production à partir de gaz et charbon à l'échelle européenne par de la production à coût variable faible ou nul (nucléaire et renouvelable). Cette substitution permet une diminution importante des coûts de production du système électrique européen (évaluée via le SEW). » ⁶⁵

De même, National Grid, le gestionnaire du réseau britannique, estime que « chaque 1 GW de nouvelle capacité d'interconnexion électrique pourrait réduire les prix de gros de l'électricité en Grande-Bretagne de 1-2 %. Au total, 4-5 GW de nouvelles liaisons électriques construites vers l'Europe continentale pourraient débloquer jusqu'à 1 milliard de livres sterling de bénéfices pour les consommateurs d'énergie par an ». ⁶⁶

Le CCC mentionne aussi que de nouvelles interconnexions réduiraient le besoin de nouveaux investissements dans le parc de production, concluant que « 9 GW de nouvelles

interconnexions dans nos scénarios réduiraient le besoin de nouvelles capacités d'éolien offshore de 4 à 7 GW ».

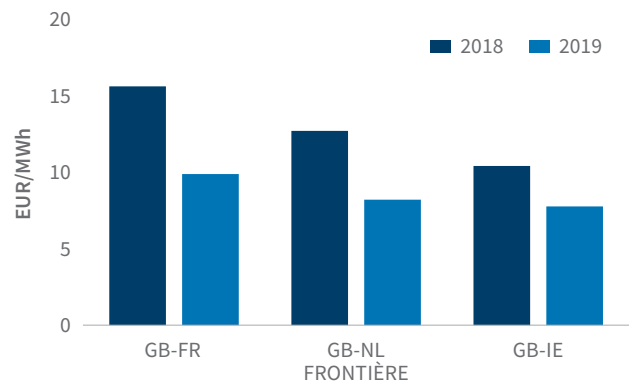
Dans le même temps, Policy Exchange estime qu'« à partir d'un GW supplémentaire de capacité d'interconnexion, le Royaume-Uni pourrait s'attendre à réduire les coûts d'atteinte des objectifs en matière de carbone jusqu'à 115 millions de livres sterling par an, en supposant un prix du carbone de 30 £/tCO₂ ». ⁶⁷

Les résultats sont déterminés par l'intensité carbone de la production marginale d'électricité dans le pays auquel la nouvelle capacité se connecte, avec des GW supplémentaires d'interconnexion avec l'Irlande, la Belgique, la France ou la Norvège, pour une économie respective estimée 11 millions, 19 millions, 1,5 million et 115 millions de livres sterling par an.

Une modélisation récente du cabinet FTI Consulting vient soutenir ces conclusions en estimant qu'AQUIND, un câble de transport d'électricité proposé de 2 GW reliant la Grande-Bretagne et la France, devrait permettre aux consommateurs d'électricité britanniques d'économiser plus de 2,3 milliards de livres sterling entre 2020 et 2050 en permettant des importations d'électricité moins chère, tout en améliorant la sécurité d'approvisionnement en Grande-Bretagne et en France. ⁶⁸

Parmi les différentes frontières entre la Grande-Bretagne et l'Europe continentale, les connexions avec la France sont très bénéfiques pour les consommateurs britanniques en raison des écarts de prix de gros importants entre les deux régions, comme l'illustre la figure 8 ci-dessous.

FIGURE 8 : ÉCARTS MOYENS DE PRIX ABSOLUS DE L'ÉNERGIE ENTRE LES FRONTIÈRES GB-UE (EUR/MWH)



Source : ACER (2020), Market Monitoring Report 2019 – Volume des marchés de gros ; analyse FTI.

Remarque : L'ACER ne fournit que des données pour les frontières possédant une interconnexion déjà opérationnelle (raison pour laquelle la Belgique et d'autres pays européens ne sont pas inclus).

Telles que présentées à la figure 8 ci-dessus, les données historiques sur les écarts de prix de l'énergie au-delà

des frontières européennes, publiées par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (« ACER »), montrent que la liaison GB-France a le prix moyen de « *propagation* » le plus élevé des frontières GB-UE au cours de l'année, et l'un des plus élevés à travers toutes les frontières européennes évaluées. Cela signifie que, parmi les frontières GB-UE évaluées, l'interconnexion entre la Grande-Bretagne et la France offre l'un des plus grands potentiels pour remplacer des sources d'approvisionnement coûteuses en énergie en exportant depuis une région à bas prix. La frontière GB-France est donc susceptible (mais pas nécessairement) d'être particulièrement bénéfique pour les consommateurs britanniques.

Les interconnexions permettent de réduire les émissions de carbone totales

Enfin, les interconnexions peuvent également contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre du secteur de l'énergie en Europe. De la même manière que pour la rentabilité décrite dans la sous-section précédente, les interconnexions peuvent aider l'exportation d'électricité renouvelable vers les pays voisins où elles permettent de remplacer des sources de production à forte intensité de carbone (comme la production thermique, p. ex. les CCGT).

Dans la pratique, les exportations d'énergies renouvelables pourraient se faire de deux façons différentes :

- A certaines périodes, la production d'énergie renouvelable dans une région donnée peut être si élevée que les prix de gros de l'électricité chutent considérablement, parfois jusqu'à s'annuler. Dans de telles périodes, il serait économiquement très avantageux qu'une partie de l'électricité produite dans la zone de prix faible ou nul soit exportée, par exemple vers les régions où la production d'énergie renouvelable est plus faible.
- En outre, pendant certaines périodes, les ressources non modulables (y compris les sources variables comme l'éolien et le solaire) dans une région donnée sont en capacité de produire de l'électricité mais en excès par rapport à la demande intérieure.⁶⁹ Lorsque cela se produit, les gestionnaires de réseau peuvent prendre des mesures pour empêcher ces ressources de distribuer leur production sur le réseau, afin d'équilibrer la demande et l'offre globales dans le système. C'est ce qu'on appelle l'« *écrêtement* ». Lorsqu'un tel écrêtement de la production d'énergie renouvelable se produit,

il réduit le volume d'électricité à faible émission de carbone qui est envoyé sur le système, et celui-ci reste inutilisé. Les interconnexions, en permettant l'exportation d'une partie de la production nationale d'énergie renouvelable, peuvent contribuer à réduire l'écêtement des ressources renouvelables et ainsi améliorer l'utilisation de ces ressources.

Dans les deux cas, l'augmentation de la production d'énergie renouvelable – qui est faible en carbone – peut remplacer une production plus émettrice dans le pays importateur. Ce n'est pas toujours le cas (car il peut exister des situations où le générateur d'énergie marginal dans les deux pays est une ressource à faible émission de carbone). Toutefois, dans la mesure où les exportations d'électricité renouvelable supplémentaire contribuent à remplacer la production marginale – et à forte intensité de carbone – dans le pays importateur, les émissions globales de carbone seraient réduites.

Dans le SDDR, RTE souligne que « *À court terme, le renforcement des interconnexions constitue l'une des conditions pour rendre possible la fermeture des centrales à charbon en France (augmentation des capacités d'imports en situation tendue). À moyen long terme, il accompagne le développement de la base d'électricité décarbonée en France en offrant des débouchés supplémentaires à cette production. Pour un pays comme la France, le développement des interconnexions est donc crucial pour la réussite de la transition énergétique.* »⁷⁰

Dans son analyse récente (2017), dit « *Cap et Floor* », l'Ofgem a constaté que les trois projets - GridLink, NeuConnect et NorthConnect - offrent d'importants avantages en termes de réduction des émissions de carbone. L'Ofgem a expliqué que, pour GridLink, « *un mix élevé de production importée à faible émission de carbone remplacera la production thermique en Grande-Bretagne* », pour NeuConnect, « *la plus faible intensité carbone de l'électricité allemande remplacera la production thermique en Grande-Bretagne* » et pour NorthConnect « *le niveau élevé des importations de production d'hydroélectricité renouvelable remplacera la production thermique en Grande-Bretagne* ». ⁷¹

De l'autre côté de La Manche, RTE note que « *Le système électrique choisi par la France est fondé en grande majorité sur des formes de production très compétitives sur les marchés de l'électricité et décarbonées : les énergies renouvelables et le nucléaire comptent pour 93 % de la production aujourd'hui (96 % en 2030 dans le cadre de la PPE). Un tel parc de production repose sur un système très*

interconnecté : les interconnexions permettent à la France de valoriser cette production d'électricité décarbonée en Europe, tout en important lors des pointes de consommation les plus élevées et en réduisant les besoins de réserve. »⁷²

L'analyse du récent Energy White Paper estime que dans un scénario de Zéro Emissions Nettes, un scénario d'« *interconnexion élevée* » entraînerait 63 % d'écrêtement en moins qu'un scénario de « *faible interconnexion* », la production excédentaire étant « *transférée par interconnexions vers des pays sous-approvisionnés* ». ⁷³

Dans son analyse récente, National Grid Ventures, l'exploitant des trois interconnexions existantes en Grande-Bretagne, estime que l'interconnexion électrique actuelle de la Grande-Bretagne a permis d'économiser 1,13 MtCO₂ au cours des douze mois précédant décembre 2020. L'électricité importée, à faible contenu en carbone, remplaçant la production nationale marginale à forte intensité de carbone. En particulier, les importations en provenance de France et de Belgique via l'IFA et NEMO ont contribué respectivement à une réduction des émissions de 1,6 MtCO₂ et 0,16 MtCO₂ sur l'ensemble de la période. ⁷⁴

En outre, pour de nombreux projets d'interconnexion potentiels, l'ENTSO-E a évalué à la fois la contribution de chaque investissement envisagé à la réduction les émissions de carbone par rapport à ses scénarios de tendances nationales 2025 et 2030, et l'écrêtement annuel évité des ressources renouvelables, résumé dans le tableau 3 ci-dessous.

TABLEAU 3 : RÉDUCTION ANNUELLE DU CARBONE ET ÉCRÈTEMENT ÉVITÉ POUR CERTAINES INTERCONNEXIONS PROPOSÉES.

Actif	CO ₂ diminué par an (ktonnes/an)		Écrêtement annuel évité (GWh/an)	
	NT2025	NT2030	NT2025	NT2030
FABLink (1.4GW)	-371	-1,390	30	308
NorthConnect (Norvège-GB, 1.4GW)	-405	-1,324	75	467
Golfe de Gascogne (Espagne-France, 1.9GW)	-523	-1,225	541	7,431
Portugal - Espagne (1.9GW)	-128	-150	130	293
AQUIND (France-GB, 2GW)	-463	-1,949	36	423

Source : ENTSO-E TYNDP 2020 Project Sheets.

Conclusion

De nombreux pays européens ambitionnent d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 ou avant, grâce à des stratégies soutenues par un déploiement rapide de la production renouvelable peu émettrice de gaz à effet de serre et principalement variable dans le cadre d'une transformation majeure du mix de production d'électricité. Toutefois, une dépendance croissante aux énergies renouvelables non modulables représente un défi en matière de gestion du système électrique, en particulier pour l'équilibrage offre - demande. La production thermique conventionnelle se retirant graduellement du système pour pouvoir atteindre Zéro Emissions Nettes, des sources supplémentaires de flexibilité seront nécessaires pour maintenir l'équilibre global du système.

Les interconnexions sont une source clé (mais pas la seule) de flexibilité et elles peuvent contribuer à atténuer la volatilité croissante du système en permettant de partager les ressources entre des zones géographiques plus larges. De cette façon, les interconnexions soutiennent l'intégration des énergies renouvelables dans l'ensemble du système énergétique européen en facilitant l'importation ou l'exportation d'électricité à faible émission de carbone entre les régions.

En outre, les interconnexions sont aussi largement reconnues pour leur capacité à répondre au « *trilemme énergétique* ». Une capacité d'interconnexion accrue peut améliorer la sécurité d'approvisionnement en diversifiant les sources d'électricité sur lesquelles s'appuie le réseau d'énergie, donnant accès aux sources de production alternatives lors d'événements de tension du système, tout en fournissant une gamme de services d'équilibrage précieux pour les gestionnaires de réseau. Les interconnexions améliorent également la rentabilité de la réponse à la demande, en permettant l'exportation d'électricité à partir de régions à bas prix pour répondre à la demande dans les régions à prix plus élevés, remplaçant des sources plus coûteuses d'approvisionnement marginal. Lorsque l'énergie importée remplace une production plus émettrice de carbone dans le pays importateur, les interconnexions peuvent également réduire les émissions totales de carbone.

Notes et sources

- 1 BEIS (2019), UK becomes first major economy to pass net zero emissions law.
- 2 HM Government (2020), The Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution.
- 3 BEIS (2020), Energy White Paper: Powering our Net Zero Future, page 3.
- 4 Commission européenne (2018), Notre vision d'une planète propre pour tous.
- 5 Commission européenne (2020), Renforcer l'ambition climatique de l'Europe pour 2030 ; Conseil européen (2020), EUCO 22/20.
- 6 Ministère fédéral allemand de la Justice et de la Protection des consommateurs et Office fédéral de la Justice (2019), Loi fédérale sur la protection du climat ; Assemblée nationale et Sénat français (2019), Code de l'énergie de la France.
- 7 Ofgem (2020), Decarbonisation Action Plan.
- 8 BEIS (2020), Energy White Paper: Powering our Net Zero Future, page 80.
- 9 CCC (2020), The Sixth Carbon Budget.
- 10 RTE (2019), Schéma Décennal de Développement du Réseau.
- 11 Joint Research Centre (2020), Global Energy and Climate Outlook 2019: Electrification for the low-carbon transition.
- 12 CCC (2020), The Sixth Carbon Budget - Electricity Generation.
- 13 Recherche de Mott MacDonald préparée pour le BEIS (2018), coûts de stockage et hypothèses techniques pour le BEIS ; Scénarios énergétiques futurs du réseau national (2020).
- 14 L'Agence internationale des énergies renouvelables identifie plusieurs obstacles au développement de l'hydroélectricité, notamment des coûts d'investissement élevés, de longues périodes de récupération, des préoccupations environnementales et sociales en raison des changements dans la disponibilité de l'eau, ainsi que des normes environnementales rigoureuses pour la gestion de l'eau. Source : IRENA (2015) Mémoire sur la technologie hydroélectrique.
- 15 L'ENTSO-E classe les niveaux de préparation technologique de 1 à 9, le NMT plus élevé correspondant à une maturité technologique supérieure. Pour le NMT 1, seuls la recherche et les principes fondamentaux sont observés et rapportés; tandis que pour le NMT 9, la technologie est prête pour un déploiement à grande échelle. ENTSO-E Technopedia (lien) ; Académies nationales des sciences, de l'ingénierie et de la médecine (2016), Le pouvoir du changement : Innovation pour le développement et le déploiement de technologies électriques de plus en plus propres.
- 16 BEIS (2013), Harnessing hydroelectric power.
- 17 BEIS (2020), Electricity Generation Costs. Toutefois, la baisse de l'efficacité des OCGT comparé aux CCGT doit être prise en considération par rapport à leur capex inférieur. Selon le facteur de charge prévu de la centrale (p. ex. le fait qu'elle soit utilisée comme centrale de pointe ou non), il peut être plus rentable de construire une OCGT qu'une CCGT.
- 18 Parlement européen, séance plénière, A9-0130/2020, juillet 2020.
- 19 « *Les coûts des nouvelles centrales de stockage pompé (PSP) peuvent être encore plus faibles... en améliorant les centrales hydroélectriques déjà existantes en PSP* », ce qui peut se faire « *en installant des turbines de pompe réversibles pour pomper l'eau entre deux réservoirs... de préférence en construisant de nouveaux tunnels parallèles à ceux existants* », avec un certain nombre de sites potentiels identifiés en Norvège, tels que la centrale électrique de Tonstad. Pitorac et. al (2020), Technical Review of Existing Norwegian Pumped Storage Plants; SINTEF Energy Research (2012), Increasing balance power capacity in Norwegian hydroelectric power stations.
- 20 BEIS (2019), Digest of United Kingdom Energy Statistics.
- 21 Académies nationales des sciences, de l'ingénierie et de la médecine (2016), Le pouvoir du changement : Innovation pour le développement et le déploiement de technologies électriques de plus en plus propres
- 22 National Grid ESO (2020), Electricity Capacity Report.
- 23 La plage correspond à 60-85 % d'efficacité pour les batteries de flux et 85-98 % pour les batteries Li-ion. Conseil mondial de l'énergie (2019), Energy Storage Monitor: Latest trends in energy storage.
- 24 Estimation des conseillers en ingénierie d'AQUIND. Il s'agit d'une valeur prudente par rapport aux pertes techniques estimées d'AQUIND à 3,6 % grâce à la technologie Voltage Sourced Converter. Efficacité énergétique dépendante de la longueur du câble et d'autres éléments de configuration.

- ²⁵ FTI Consulting (2020) HYDROGEN: A realistic plan to deliver on Europe's ambitious strategy, December 2020.
- ²⁶ Les attentes actuelles sont que le rôle de l'hydrogène dans la transition vers Zéro Emissions Nettes sera principalement d'aider à décarboniser les secteurs de l'industrie, du chauffage et des transports. L'utilisation de l'hydrogène comme forme de stockage, qui sera ensuite utilisée dans les centrales au gaz, est moins rentable que les utilisations alternatives. Voir FTI (2020) HYDROGEN: A realistic plan to deliver on Europe's ambitious strategy, December 2020. Voir aussi Maroufmashat et Fowler (2017), qui estiment une efficacité énergétique à long terme de 54-82 % pour l'énergie à l'hydrogène pour le transport et de 56-79 % pour l'énergie à l'hydrogène pour le chauffage résidentiel, mais seulement 22-29 % pour l'énergie à stockage pour la production d'électricité. (Source : Maroufmashat et Fowler (2017), Transition of Future Energy System Infrastructure; à travers power-to-gas pathways. *Energies* 2017, 10, 1089.) Finalement, selon l'analyse de ADEME, « *des valeurs plus optimistes permettent d'atteindre 30% de rendement pour une application 700 bars. Les progrès technologiques attendus sur les électrolyseurs et piles à combustibles permettront d'améliorer ces valeurs. Ce rendement électrique peut être majoré en prenant en compte l'utilisation des pertes calorifiques de la pile à combustible dans diverses applications, notamment en mobilité pour chauffer l'habitable et la batterie du véhicule. Sur des électrolyseurs de forte puissance, la récupération de chaleur basse température peut également être profitable.* » (Source : ADEME, Rendement de la chaîne hydrogène. Cas du « *power to H2 to power* » 2020)
- ²⁷ National Grid ESO (2020) Future Energy Scenarios.
- ²⁸ CE (2018), Une planète propre pour tous – Vision stratégique européenne à long terme pour une économie prospère, moderne, compétitive et neutre sur le plan climatique.
- ²⁹ Imperial College and Carbon Trust (2016), An analysis of electricity system flexibility for Great Britain.
- ³⁰ CCC (2019), Net Zero Technical Report.
- ³¹ ENTSO-E (2020), TYNDP 2020: System, dynamic and operational challenges.
- ³² Aldersgate Group (October 2020), Building a Net Zero Emissions Economy: Next Steps for Government and Business.
- ³³ Imperial College and Carbon Trust (2016), An analysis of electricity system flexibility for Great Britain.
- ³⁴ CCC (2019), Net Zero Technical Report.
- ³⁵ RTE (2020), Bilan électrique 2020.
- ³⁶ Institut Montaigne (2019), Transition énergétique: faisons jouer nos réseaux.
- ³⁷ Monforti et. al (2016), How synchronous is wind energy production among European countries?
- ³⁸ Monforti et. al (2016), How synchronous is wind energy production among European countries?
- ³⁹ RTE (2019), Schéma décennal de développement du réseau
- ⁴⁰ BEIS (2020), Energy White Paper: Powering our Net Zero Future.
- ⁴¹ Aurora Energy Research prepared for BEIS (2020), The impact of interconnectors on decarbonisation.
- ⁴² Institut Montaigne (2019), Transition énergétique : faisons jouer nos réseaux
- ⁴³ NG ESO (2020), National Grid Future Energy Scenarios.
- ⁴⁴ ENTSO-E (2020), TYNDP 2020.
- ⁴⁵ ENTSO-E (2020), TYNDP 2020: Completing the map - Power system needs in 2030 and 2040.
- ⁴⁶ CCC (2019), Net Zero Technical Report.
- ⁴⁷ RTE (2019), Schéma Décennal de Développement du Réseau. Déclaration de M. Emmanuel Macron, Président de la République, sur les défis et priorités de la construction européenne, à Paris le 26 septembre 2017.
- ⁴⁸ Ofgem (2017) Cap and floor regime: Initial Project Assessment of the GridLink, NeuConnect and NorthConnect Interconnectors.
- ⁴⁹ RTE (2019), Schéma Décennal De Développement Du Réseau.
- ⁵⁰ HM Government (2020), The Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution ; BEIS (2020), Energy Trends.
- ⁵¹ CCC (2020), The Sixth Carbon Budget - Electricity Generation.
- ⁵² Institut Montaigne (2019), Transition énergétique : faisons jouer nos réseaux.
- ⁵³ RTE (2019), Schéma décennal de développement du réseau.
- ⁵⁴ Commission européenne (2014), Stratégie européenne de sécurité énergétique.

- ⁵⁵ Groupe d'experts de la Commission sur les objectifs d'interconnexion de l'électricité (2017), Vers une Europe durable et intégrée ; ENTSO-E (2016), TYNDP 2016. À la connaissance de FTI cette analyse n'a pas été répétée pour TYNDP 2018 ou TYNDP 2020.
- ⁵⁶ Groupe d'experts de la Commission sur les objectifs d'interconnexion de l'électricité (2017), Vers une Europe durable et intégrée ; ENTSO-E (2016), TYNDP 2016. À la connaissance de FTI cette analyse n'a pas été répétée pour TYNDP 2018 ou TYNDP 2020.
- ⁵⁷ National Grid ESO (2020), Network Options Assessment.
- ⁵⁸ PPE (2020), Projet pour Consultation.
- ⁵⁹ Ofgem (2015) Cap and floor regime: Initial Project Assessment of the FAB Link, IFA2, Viking Link and Greenlink interconnectors.
- ⁶⁰ Ofgem (2017) Cap and floor regime: Initial Project Assessment of the GridLink, NeuConnect and NorthConnect Interconnectors.
- ⁶¹ FTI (2019), Securely connected: An assessment of the contribution of interconnectors to security of supply in Great Britain.
- ⁶² DECC (2015), Announcement of de-rating methodology for interconnectors in the Capacity Market.
- ⁶³ Policy Exchange (2014) Getting Interconnected: How can interconnectors compete to help lower bills and cut carbon?
- ⁶⁴ National Grid (2017), SO Submission to Cap and Floor.
- ⁶⁵ RTE (2020), Bilan Électrique 2020.
- ⁶⁶ National Grid (2017), BES0043 (evidence provided to the House of Lords 'Brexit: Energy Security' Report).
- ⁶⁷ Policy Exchange (2014), Getting Interconnected: How can interconnectors compete to help lower bills and cut carbon?
- ⁶⁸ FTI (2020), Réduire le coût de la transition vers Zéro Emissions Nettes pour les consommateurs britanniques.
- ⁶⁹ Cela pourrait être dû à une demande insuffisante ou à des contraintes de transmission.
- ⁷⁰ RTE (2019), Schéma décennal de développement du réseau
- ⁷¹ Ofgem (2017) Cap and floor regime: Initial Project Assessment of the GridLink, NeuConnect and NorthConnect Interconnectors.
- ⁷² RTE (2019), Schéma décennal de développement du réseau
- ⁷³ Aurora Energy Research prepared for BEIS (2020), The impact of interconnectors on decarbonisation.
- ⁷⁴ National Grid – The Power of Now dashboard (link), accessed on 3 December 2020.

MARTINA LINDOVSKA

Senior Director
martina.lindovska@fticonsulting.com

JASON MANN

Senior Managing Director
jason.mann@fticonsulting.com

This report has been prepared by FTI Consulting LLP ("FTI Consulting") for AQUIND Limited under the terms of the Client's engagement letter with FTI dated 11 April 2018 (the "Contract"). This report has been prepared solely for the benefit of AQUIND Limited for the purpose of evaluating the role of cross-border transmission in the European transition to Net Zero. FTI Consulting accepts no liability or duty of care to any person other than AQUIND Limited for the content of the report and disclaims all responsibility for the consequences of any person other than AQUIND Limited acting or refraining to act in reliance on the report or for any decisions made or not made which are based upon the report.

This report contains information obtained or derived from a variety of sources. FTI Consulting has not sought to establish the reliability of those sources or verified the information provided. No representation or warranty of any kind (whether expressed or implied) is given by FTI Consulting to any person (except to AQUIND Limited under the relevant terms of our engagement) as to the accuracy or completeness of this report. This report is based on information available to FTI Consulting at the time of writing of the report and does not take into account any new information which becomes known to us after the date of the report. We accept no responsibility for updating the report or informing any recipient of the report of any such new information.

FTI Consulting is an independent global business advisory firm dedicated to helping organisations manage change, mitigate risk and resolve disputes: financial, legal, operational, political & regulatory, reputational and transactional. FTI Consulting professionals, located in all major business centres throughout the world, work closely with clients to anticipate, illuminate and overcome complex business challenges and opportunities. For more information, visit www.fticonsulting.com and connect with us on Twitter (@FTIConsulting), Facebook and LinkedIn. www.fticonsulting.com.

©2021 FTI Consulting, Inc. All rights reserved.