

# **Pièce 1 : Analyse du surplus social et des recettes AQUIND**

PRIVÉ ET CONFIDENTIEL

© AQUIND LIMITED, 2020

# Sommaire

<b>1</b>	<b>ANALYSE COÛTS-BÉNÉFICES (ACB) SPÉCIFIQUE AU PROJET .....</b>	<b>3</b>
1.1	INTRODUCTION : LES MOTEURS D'UNE INTERCONNEXION ACCRUE.....	3
1.2	MÉTHODOLOGIE, HYPOTHÈSES ET APPROCHE .....	4
1.2.1	<i>Approche de modélisation du marché.....</i>	9
1.2.2	<i>Surplus des producteurs .....</i>	13
1.2.3	<i>Surplus des consommateurs.....</i>	14
1.2.4	<i>Surplus de l'interconnexion .....</i>	14
1.3	COÛTS DU PROJET.....	15
1.3.1	<i>Vue d'ensemble des coûts du projet AQUIND .....</i>	15
1.3.2	<i>Détail des coûts de développement (DEVEX) et de génie civil (CAPEX) .....</i>	15
1.3.3	<i>Détail des coûts d'exploitation et de maintenance .....</i>	18
1.3.4	<i>Incertitude concernant le coût du projet et comparaison des coûts .....</i>	18
1.4	IMPACT DU PROJET SUR LE SURPLUS.....	21
1.4.1	<i>Aperçu des impacts clés sur le surplus.....</i>	21
1.4.2	<i>Revenus et utilisation de l'interconnexion.....</i>	23
1.4.3	<i>Bénéfices quantifiés en matière de surplus .....</i>	25
1.4.4	<i>Bénéfices supplémentaires (non quantifiés).....</i>	29
1.4.5	<i>Autres flux monétaires transfrontaliers .....</i>	34
1.5	RÉSUMÉ DE L'ANALYSE COÛTS-BÉNÉFICES ET DISCUSSION.....	34
1.5.1	<i>ACB européenne .....</i>	34
<b>APPENDIX A</b>	<b>CAPACITÉ D'INTERCONNEXION OPTIMALE .....</b>	<b>38</b>

# 1 Analyse coûts-bénéfices (ACB) spécifique au projet

---

Cette section présente les données clés de l'analyse coûts-bénéfices (ACB) spécifique au projet AQUIND. L'ACB constitue la base de l'évaluation des impacts spécifiques au pays et justifie la Demande d'exemption d'AQUIND. Dans cette section, nous fournissons :

- ▶ une vue d'ensemble des bénéfices d'une interconnexion accrue entre la Grande-Bretagne et la France ;
- ▶ une description du modèle de répartition économique, utilisé pour calculer les bénéfices nets pour les producteurs, les consommateurs et les interconnexions ;
- ▶ une description des coûts du Projet ;
- ▶ une vue d'ensemble des impacts sur le surplus du Projet, notamment les bénéfices quantifiés et non quantifiés supplémentaires ; et
- ▶ un résumé de l'analyse coûts-bénéfices du projet, dont les impacts nationaux nets.

## 1.1 Introduction : les moteurs d'une interconnexion accrue

L'Interconnexion AQUIND augmentera de façon significative la capacité transfrontalière entre la Grande-Bretagne et la France en délivrant une capacité supplémentaire de 2 000 MW à la frontière franco-britannique congestionnée. Le Projet, dont le propriétaire et exploitant sera AQUIND, sera l'interconnexion britannique la plus importante construite depuis l'IFA dans les années 1980.

AQUIND représentera une étape importante vers une intégration totale du marché entre la Grande-Bretagne et l'Europe continentale et apportera des bénéfices considérables à la Grande-Bretagne, la France et l'Europe.

Dans sa décision de 2018 concernant la première Demande d'exemption d'AQUIND, l'ACER a noté que l'interconnexion de 8 à 9 GW serait socialement bénéfique sur la frontière franco-britannique. La Grande-Bretagne et la France ont des mix de production installée fondamentalement différents, même si la part de la production d'énergies renouvelables dans la capacité installée totale devrait croître dans ces deux marchés à l'avenir. Une plus grande interconnexion offre des bénéfices importants en matière de sécurité de l'approvisionnement et réduit la nécessité d'investissements supplémentaires dans la capacité ferme sur les deux marchés. Il existe des différences structurelles dans les prix (qui devraient persister) entre les deux marchés qui découlent principalement du mix de capacité installée différent, mais qui proviennent également d'autres différences telles que les marchés de capacité britannique et français, les approches différentes du soutien à la production d'énergies renouvelables et les différents prix du carbone.

Le négoce transfrontalier est un pilier clé du troisième paquet européen de textes législatifs, un élément essentiel du modèle-cible européen pour le marché de l'électricité (MCE). L'allocation de capacité via AQUIND multiplier les occasions, pour les acteurs existants et les nouveaux acteurs du marché, de négocier à travers la frontière franco-britannique.

La réserve de projets d'interconnexion franco-britannique prévus a augmenté depuis 2013 suite à la confirmation du régime de « Cap and Floor » britannique. Même avec un investissement planifié, l'interconnexion britannique se situe encore en dessous des autres pays européens.

**Globalement, l'introduction de l'Interconnexion AQUIND peut offrir toute une série de bénéfices.**

Les bénéfices quantifiés comprennent :

- ▶ L'augmentation du surplus social européen d'environ 1,3 Md€ en termes de valeur actuelle ;
- ▶ L'augmentation du surplus social français d'environ 1 Md€ (scénario de marché AQUIND) lorsque les coûts et les bénéfices de l'Interconnexion AQUIND sont exclus ;<sup>1</sup>
- ▶ Une plus grande sécurité et diversité de l'approvisionnement en France ; et
- ▶ L'intégration des énergies renouvelables et l'atteinte des objectifs nationaux de réduction des émissions de gaz à effet de serre en France.

L'Interconnexion AQUIND offre également plusieurs bénéfices supplémentaires, non quantifiés à ce stade :

- ▶ Une concurrence accrue, notamment en matière de capacité d'interconnexion ;
- ▶ La réalisation de l'intégration du marché européen en tant qu'objectif politique ; et
- ▶ La flexibilité et la fourniture des services de réseau aux GRT nationaux.

Dans cette section, nous allons commencer par résumer nos hypothèses et notre méthodologie d'ACB (Section 1.2). Nous présenterons ensuite les coûts du projet d'Interconnexion AQUIND et les impacts sur le surplus (Sections 1.3 et 1.4). Enfin, nous allons présenter un résumé des résultats de l'ACB en Europe et par pays (Section 1.5).

## 1.2 Méthodologie, hypothèses et approche

L'approche de modélisation du TYNDP AQUIND reproduit la modélisation 2018 de l'ENTSO-E pour le TYNDP. La modélisation comprend les trois principaux scénarios du TYNDP : la transition durable (« TD »), la production distribuée (« PD ») et l'EUCO couvrant les années spot 2025, 2030 et 2040 (prévues pour l'EUCO). Seul le scénario de la PD devrait être utilisé par la Commission européenne aux fins de l'évaluation des projets – candidats désireux de figurer dans la 4<sup>ème</sup> liste des PIC.

AQUIND a reproduit l'analyse du TYNDP 2018 aussi exactement que possible (la méthode de modélisation est expliquée plus en détail dans cette Demande d'exemption) afin d'atteindre le degré de précision nécessaire des résultats de cette modélisation. Le résultat de l'analyse du TYNDP AQUIND montre que l'approche de modélisation d'AQUIND est étroitement alignée sur l'approche de l'ENTSO-E utilisée pour le TYNDP. La conclusion que nous tirons de l'exercice de modélisation du TYNDP est qu'il valide l'approche de modélisation et le cadre utilisés dans le cadre de cette ACB. Pour reproduire l'analyse du TYNDP, l'équipe projet a utilisé les hypothèses de modélisation du TYNDP 2018 de l'ENTSO-E. Lorsqu'aucune hypothèse de modélisation spécifique n'était disponible, ou suffisamment détaillée, des hypothèses supplémentaires ont été faites et enregistrées.

---

<sup>1</sup> L'analyse coûts-bénéfices pour la France seule devrait exclure tous les coûts et bénéfices qui se rapportent aux autres pays et/ou aux tiers tels qu'AQUIND. Cela s'explique par le fait qu'en vertu d'une exemption portant sur l'utilisation des recettes, les parties prenantes françaises ne supportent aucun coût et ne perçoivent aucun revenu en ce qui concerne l'interconnexion. Pour éviter toute ambiguïté, les revenus, au-delà d'un seuil convenu à l'avance, qui peuvent être partagés entre AQUIND et les utilisateurs du réseau français, seraient inclus dans l'ACB.

Bien que la modélisation par AQUIND des scénarios du TYNDP serve d'exercice de validation de la modélisation de l'ACB concernant la Demande d'exemption, AQUIND a développé un ensemble d'hypothèses plus détaillées qui représentent une vue centrale de la façon dont les marchés de l'énergie européens devraient évoluer à l'avenir, appelé scénario de marché (« scénario de marché AQUIND »). AQUIND a donc également modélisé le surplus socio-économique (« SEW ») du Projet dans le cadre du scénario de marché AQUIND. Le scénario de marché AQUIND comprend un certain nombre de différences et d'ajouts au TYNDP, ce qui en fait un scénario plus solide et plus complet pour cette évaluation. Le scénario de marché AQUIND représente une vision plus globale et actualisée de l'évolution des marchés de l'énergie européens, tout en restant cohérent par rapport aux hypothèses de base du TYNDP.

Dans l'ensemble, nous estimons que le scénario de marché AQUIND représente un scénario plus plausible de l'évolution probable des marchés de l'électricité britannique, français et européen au cours des 25 prochaines années. Il est basé sur des données plus récentes concernant le TYNDP et offre une approche solide de la modélisation du développement du mix de production à travers l'Europe, qui correspond à la rentabilité sous-jacente de différentes usines. Le Table 1-1 offre un résumé des éléments de modélisation clés ajoutés et inclus dans le scénario de marché AQUIND (par rapport au TYNDP) aux fins de l'ACB spécifique au projet d'Interconnexion AQUIND.

**Table 1-1 Modifications du scénario de marché AQUIND par rapport au TYNDP**

Élément	Description
<b>Mix des capacités</b>	<p>Les paramètres des scénarios du TYNDP 2018 ont été établis en 2016. Le scénario de marché est basé sur les hypothèses sous-jacentes du TYNDP 2018 (en particulier, le mix de capacité), mais se superpose à un certain nombre d'hypothèses supplémentaires afin de garantir qu'il s'agit d'un scénario solide et cohérent sur le plan interne en ce qui concerne l'ensemble de la période de modélisation de 25 ans à compter du début des opérations.</p> <p>Les hypothèses concernant le mix de capacité du scénario de marché AQUIND sont basées sur des données contemporaines et les décisions d'investissement dans des actifs réels (c.-à-d. en calculant la rentabilité de chaque unité de production en Europe afin de s'assurer de la présence de moteurs commerciaux pour l'exploitation).</p> <p>Cela représente un point de vue précieux sur les décisions de mise hors service des centrales, ajoutant des précisions supplémentaires sur les unités par rapport aux hypothèses du TYNDP 2018, qui sont également basées sur des informations réactualisées.</p>
<b>Coûts des technologies</b>	<p>Le scénario de marché inclut aussi des estimations des coûts spécifiques aux technologies pour garantir la prise de décisions éclairées en matière d'investissement et de fermeture et une dynamique par ordre de mérite :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Coûts d'immobilisation ;</li> <li>▶ Coûts fixes annuels ;</li> <li>▶ Coûts variables ; et</li> <li>▶ Hypothèses financières (coût des capitaux propres, coût de l'endettement, niveaux d'endettement, inflation).</li> </ul>
<b>Facteurs de perte de l'interconnexion</b>	<p>Le scénario de marché inclut les facteurs de perte de chaque interconnexion en Europe et les paramètres de stockage détaillés concernant le stockage hydroélectrique et par pompage et l'hydroélectricité obtenue à partir de réservoirs (ces deux éléments ne figurant pas dans le TYNDP 2018 de l'ENTSO-E).</p>
<b>Profils de la production d'énergie renouvelable</b>	<p>Les profils de la production d'énergie renouvelable sont basés sur les conditions météorologiques historiques (et alignés sur les profils de la demande). Pour les scénarios AQUIND, nous utilisons les résultats historiques depuis 2012 comme base pour nos estimations de profils.</p>
<b>Demande flexible et inflexible et relèvement du comportement stratégique</b>	<p>Le scénario de marché inclut une ventilation de la demande flexible par rapport à la demande inflexible (pour couvrir le chiffre annuel de la demande précisé par l'ENTSO-E) et l'encouragement du comportement stratégique (c.-à-d. l'analyse de régression par rapport à la valeur du comportement stratégique en fonction de la relation entre les marges de capacité et les prix en tenant compte des stratégies d'offres des acteurs de marché au-dessus du coût marginal à court terme).</p>
<b>Frais liés aux commodités</b>	<p>En ce qui concerne les commodités, nous tenons compte des frais d'entrée des commodités et des frais de transport du charbon et du gaz jusqu'aux centrales.</p>
<b>Redevances d'équilibrage et pertes en Grande-Bretagne</b>	<p>En ce qui concerne la Grande-Bretagne, nous modélisons également les charges courantes, par exemple les services d'équilibrage liés à l'utilisation du réseau et les pertes, qui sont incluses dans les prévisions de prix de gros en Grande-Bretagne (appelés prix à la centrale).</p>

En plus de la vision centrale offerte par le scénario de marché AQUIND, AQUIND a élaboré deux autres scénarios, appelés le scénario AQUIND de prix élevés des commodités/énergies renouvelables et le scénario AQUIND de prix bas des commodités, qui montrent une évolution différente des futurs



prix des commodités et des niveaux d'investissement dans la production d'énergies renouvelables. Ces trois scénarios sont conçus pour présenter un ensemble plausible de mondes futurs, représentant diverses valeurs pour l'Interconnexion AQUIND et la société.

**Table 1-2 Description des principaux scénarios de modélisation**

Scénario	Description
<b>AQUIND Scénario de Marché</b>	Vision centrale de l'évolution des marchés de l'énergie européens. En vertu de ce scénario, les gouvernements européens continuent à mener une politique énergétique équilibrée, tentant de répondre aux exigences parfois conflictuelles en matière de sécurité de l'approvisionnement, structure de marché concurrentielle et développement durable.
<b>Scénario AQUIND de prix élevés des commodités/ énergies renouvelables</b>	Il représente un scénario dans lequel l'investissement dans les énergies renouvelables à prix élevés est motivé par des commodités à prix élevés et une croissance économique en Europe. Cela donne alors lieu à une volatilité des prix en Grande-Bretagne, en France et en Europe continentale, entraînant une augmentation des investissements dans l'interconnexion par rapport au scénario de marché AQUIND.
<b>Scénario AQUIND de prix bas des commodités</b>	Il représente un scénario dans lequel on assiste à un ralentissement de la croissance économique, une demande plus faible et des commodités à prix bas par rapport au scénario de marché AQUIND. Les commodités à prix bas, d'après les prix observés au cours des 5 dernières années, donnent lieu à un investissement faible dans les énergies renouvelables. Les commodités à prix bas réduisent également le coût de fonctionnement de la production thermique marginale avec des marges de capacité plus importantes, ce qui réduit la rareté, exerçant une pression à la baisse sur les prix de gros en Europe. La volatilité des prix bas et les écarts transfrontaliers diminuent la rentabilité des interconnexions, réduisant donc les investissements dans l'interconnexion par rapport au scénario de marché AQUIND.

Les trois scénarios AQUIND présentés ci-dessus utilisent les hypothèses du TYNDP comme base et s'appuient dessus pour fournir un ensemble de scénarios cohérent sur le plan interne et économiquement solide, en appliquant des hypothèses détaillées et des données récentes.

En plus de la validation du TYNDP, AQUIND a également réalisé une ACB spécifique au projet. En ce qui concerne l'ACB spécifique au projet, une méthodologie d'ACB standard est utilisée pour calculer l'impact de l'Interconnexion AQUIND sur la société. L'ACB prend en compte les prévisions de prix du marché « avec » et « sans » l'Interconnexion AQUIND. La différence entre ces résultats de modélisation révèle l'impact du Projet sur les prix du marché de l'électricité de gros dans chaque pays. La répartition des impacts du surplus est divisée entre les consommateurs, producteurs et interconnexions en Grande Bretagne, en France et en Europe continentale. Cela permet de réaliser l'ACB pour la France uniquement, et dans le contexte d'une interconnexion exemptée (voir la note de bas de page 1).

L'ACB spécifique au projet est basée sur un ensemble d'hypothèses détaillées concernant le développement futur des marchés de gros de l'électricité britannique, français et européen. Elle prend en compte les récentes politiques énergétiques nationales, fondées sur les hypothèses sous-jacentes des GRT utilisées dans le cadre du TYNDP. L'ACB spécifique au projet intègre également des coûts à l'unité spécifiques pour avoir une idée de la rentabilité des centrales en Europe, qui à leur tour renseignent sur le développement du mix de capacité des nouvelles unités de production ou des unités de production qui ne sont plus en activité.

La méthodologie d'ACB spécifique au projet d'Interconnexion AQUIND est conforme à la Directive sur l'ACB de l'ENTSO-E.<sup>2</sup>

En ce qui concerne les principaux scénarios AQUIND (le scénario de marché AQUIND, le scénario AQUIND de prix élevés des commodités/énergies renouvelables, le scénario AQUIND de prix bas des commodités, décrits dans le Table 1-2), un modèle de répartition du marché économique a été utilisé pour projeter les prix du marché en Grande-Bretagne, en France et dans d'autres pays européens sur une période de modélisation de 25 ans (2024 à 2048).

AQUIND a également évalué l'impact d'un changement des hypothèses de modélisation de chaque marché en fonction du surplus socio-économique (SEW), par rapport au scénario de marché AQUIND. Nous allons décrire ces sensibilités ci-après.

**Table 1-3 Sensibilités à l'égard du scénario de marché AQUIND**

Scénario	Description
<b>Absence de rareté</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le comportement en matière d'offres se limite au coût marginal à court terme, sans relèvement de la rareté</li> </ul>
<b>Faible investissement dans l'interconnexion (franco-britannique)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Recentrage sur les bénéfices supplémentaires offerts par l'Interconnexion AQUIND si les autres projets franco-britanniques prévus n'avancent pas comme prévu dans le scénario de marché</li> </ul>
<b>Investissement élevé de la Grande-Bretagne dans l'interconnexion</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Partant du principe que l'Interconnexion AQUIND progresse parallèlement aux autres projets franco-britanniques connus, ainsi qu'aux projets d'interconnexion supplémentaires connus vers la Norvège, l'Allemagne et la Belgique.</li> </ul>
<b>Brexit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Réduction continue de l'efficacité des échanges commerciaux entre la Grande-Bretagne et l'Europe continentale pendant une longue période (nous supposons que cela continuera au-delà de 2048)</li> <li>Modélisé en ajoutant les frais liés à l'inefficacité du marché – frais relatifs aux services transfrontaliers qui réduisent l'efficacité des échanges transfrontaliers entre la Grande-Bretagne et l'Europe continentale</li> </ul>
<b>Dépassement des dépenses d'investissement</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aucun ajustement dans les hypothèses de marché</li> <li>Ajustement par rapport à l'éventualité des coûts de génie civil</li> </ul>

Le départ du Royaume-Uni de l'UE en janvier 2020 présente un certain nombre d'incertitudes pour un développeur d'infrastructures. Le scénario de marché AQUIND suppose que l'impact à court terme du Brexit, après la fin de la « période de transition », en particulier le fait que la Grande-Bretagne ne participera plus au couplage du marché européen unique J+1, sera limité. Cela suppose que la Grande-Bretagne et ses voisins européens mettent en place des arrangements visant à atténuer une partie de l'inefficacité créée par le Brexit et l'absence du couplage du marché avant

<sup>2</sup> 2<sup>ème</sup> directive de l'ENTSO-E relative à l'analyse coûts-bénéfices des projets de développement de réseau (septembre 2018), appelée « Directive sur l'ACB de l'ENTSO-E ».



qu'AQUIND ne soit opérationnelle en 2024. Nous ne pouvons savoir à quoi ressembleront ces arrangements, toutefois nous supposons qu'ils permettront de conserver les échanges au niveau actuel, avec le couplage du marché.

Il se pourrait que les inefficacités à court terme ne soient pas remplacées et qu'il y ait donc un impact négatif du Brexit à plus long terme sur les échanges transfrontaliers entre le Royaume-Uni et l'Europe. La sensibilité du Brexit reproduit cette inefficacité en introduisant des frais liés à l'inefficacité du marché sur tous les flux transfrontaliers britanniques à l'horizon de la modélisation. Ces frais liés à l'inefficacité du marché ou frais de transaction sont modélisés en tant que coût supplémentaire pour le négoce transfrontalier, semblable à des coûts de transport, pour toutes les interconnexions de Grande-Bretagne (y compris AQUIND).

Les frais liés à l'inefficacité du marché sont appliqués à toutes les interconnexions de la Grande-Bretagne avec l'Europe, y compris la Norvège, et aux flux dans les deux sens. Nous partons du principe qu'il n'y a aucune réponse du marché à ces frais supplémentaires, c.-à-d. qu'il n'y a aucun changement dans le mix de capacité ou les décisions d'investissement. Nous supposons que le marché unique de l'électricité en Irlande est maintenu et donc, nous n'appliquons pas les frais liés à l'inefficacité du marché aux flux entre la République d'Irlande et l'Irlande du Nord.

### **1.2.1 Approche de modélisation du marché**

Le modèle de répartition économique paneuropéen utilisé pour estimer les impacts du SEW inclut tous les marchés auxquels la Grande-Bretagne peut être raccordée, ainsi que les pays raccordés à ces marchés. Pour obtenir une simulation détaillée de la répartition des marchés de l'électricité heure par heure, les conseillers d'AQUIND (Baringa Partners) ont utilisé un produit tiers, PLEXOS® for Power Systems. PLEXOS® est un logiciel de simulation du marché de l'électricité très apprécié, utilisé dans le monde entier par les gestionnaires de réseau et les négociants en services publics et en commodités, dont Baringa Partners a fait amplement usage au cours des six dernières années pour modéliser en détail les marchés de l'électricité européens.

Le logiciel fonctionne avec un « moteur » de répartition basé sur une représentation détaillée des facteurs fondamentaux liés à l'offre et à la demande sur le marché heure par heure. Le mix d'approvisionnement est représenté par les paramètres d'exploitation des centrales électriques, incluant les coûts et les contraintes opérationnelles. Pour l'éolien, un profil de production détaillé basé sur l'historique récent des vitesses du vent et la future capacité éolienne projetée a été modélisé, de telle sorte que les résultats de la production éolienne varient d'heure en heure et d'une année sur l'autre. L'approche, portant sur la modélisation de la production éolienne basée sur les données historiques, illustre la corrélation des vitesses du vent entre les différents marchés.

La demande en électricité est présentée comme un profil horaire projeté (tiré d'un étalonnage historique). La répartition du marché est alors simulée avec les contraintes au niveau du système (par ex. les limites d'émission) optimisées pour offrir la solution la moins onéreuse. Le coût marginal de chaque centrale est calculé à partir des courbes de rendement thermique, des coûts des combustibles, des coûts de transport, des coûts d'exploitation variables autres que ceux des combustibles et des coûts du carbone. Les coûts de démarrage et à vide sont utilisés dans les décisions portant sur « l'engagement de l'unité » prises dans PLEXOS®.

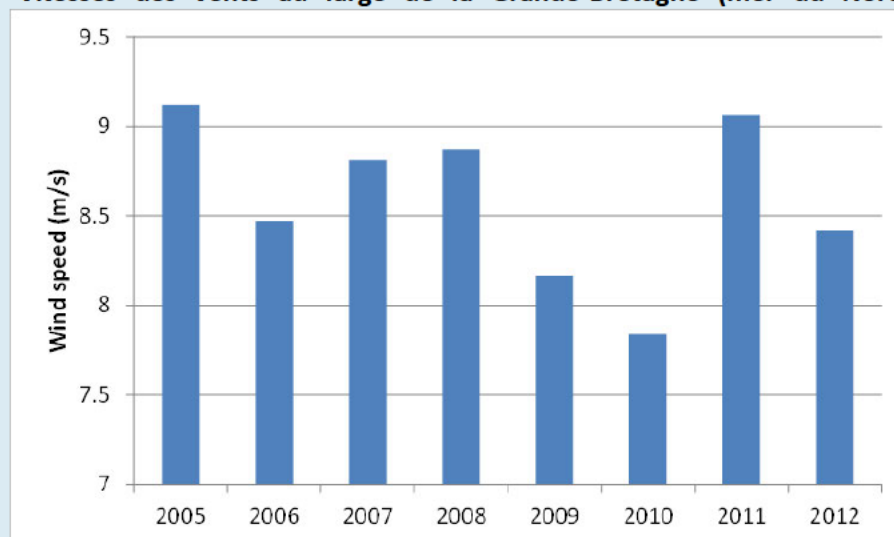
#### **Encart 1 : Année de référence pour les phénomènes météorologiques et la demande**

Dans la modélisation, Baringa a utilisé l'année civile 2012 comme année de référence pour les phénomènes climatiques et la demande en électricité. La demande annuelle totale et les pics de

demande annuels en électricité sont basés sur les scénarios de l'énergie du futur 2018 de National Grid et le bilan prévisionnel 2018 de RTE, et sont corrigés sur la base des phénomènes météorologiques, mais la variation de la demande, la vitesse des vents et l'irradiation solaire, heure par heure, sont basées sur les schémas réels d'une année historique. L'année 2012 a été utilisée car elle représente une année typique (dans son ensemble) pour les phénomènes climatiques à travers l'Europe.

Table 1-4 présente les vitesses des vents annuelles moyennes par région en Grande-Bretagne sur la période 2005-2012 incluse. 2012 est très proche de la moyenne sur cette période de 8 ans. Baringa a effectué une analyse similaire pour les vitesses des vents par région en Europe de l'Ouest. Dans l'ensemble des régions prises en compte en Europe de l'Ouest, nous avons constaté que 2012 avait un rang moyen de 4,8 (où 1 est l'année la plus venteuse et 8 l'année la moins venteuse). Comme le score moyen serait de 4,5, nous avons conclu que l'année 2012 était en effet une année typiquement venteuse et qu'elle était donc suffisamment représentative aux fins de notre modélisation.

**Table 1-4 Vitesses des vents au large de la Grande-Bretagne (mer du Nord) 2005-2012**



En 2012, certaines caractéristiques météorologiques étaient différentes des autres années. En particulier, le mois de février a été particulièrement froid (avec une forte demande) en Europe de l'Ouest. Mars a cependant été plus chaud que les autres années dans la période d'étude. Une telle variation est normale et ne pose aucun problème pour la modélisation, puisque chaque année présente certaines caractéristiques uniques qui la différencient des autres. Il serait faux de répartir toutes les observations aberrantes car une année artificiellement lissée ne serait pas représentative et donnerait des flux et revenus non représentatifs et potentiellement biaisés pour les interconnexions.

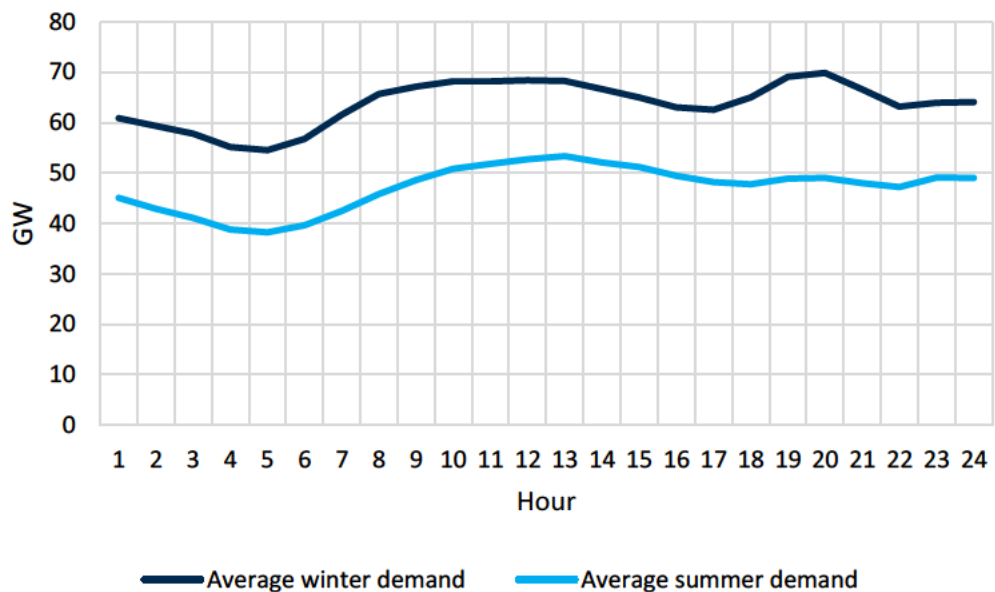
À l'avenir, il n'est pas certain que les phénomènes météorologiques suivent, en moyenne, les phénomènes historiques. Bien que notre analyse n'inclue pas les dernières années, il n'y a aucune raison de croire que les années récentes soient plus représentatives des phénomènes météorologiques futurs que la période de 8 ans que nous avons analysée en détail, et pour laquelle 2012 est l'année « la plus proche de la moyenne ».<sup>3</sup> L'importance de 2012 dans notre

<sup>3</sup> Si nous devions étendre l'analyse, il serait tout aussi approprié de prendre en compte les années précédant 2005 que celles depuis 2012 – il n'y a aucune raison de croire que les années 2012-2018 sont par essence « meilleures » que les années antérieures à 2002.

analyse ne sert qu'à assurer un ensemble de corrélations cohérent entre le rendement des sources de production intermittentes et la demande. Les capacités totales de production intermittente et les niveaux de la demande totale dépendent des scénarios, les hypothèses de scénarios étant décrites dans le CBA.

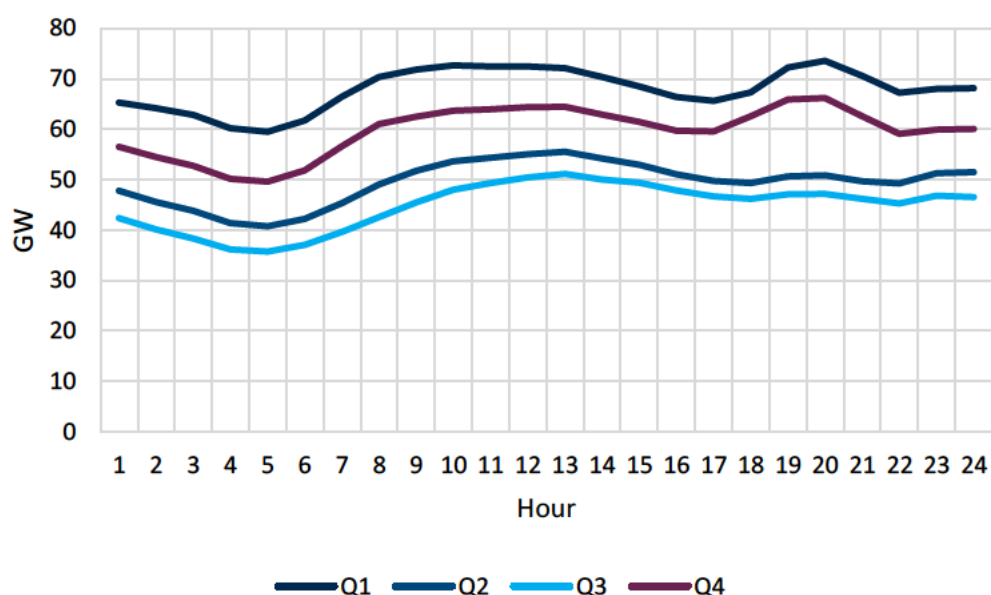
- La montre la moyenne de la demande horaire en France en hiver et en été. L'hiver s'entend d'octobre à mars et l'été d'avril à septembre.
- La Table 1-6 montre la demande horaire trimestrielle moyenne. Le T1 s'entend comme allant de janvier à mars, etc.

**Table 1-5 2012 : Demande horaire moyenne en été et en hiver**



Source : données de l'ENTSO-E et analyse de Baringa

**Table 1-6 2012 : Demande horaire trimestrielle française moyenne**





*Source : données de l'ENTSO-E et analyse de Baringa*

Puisque nous utilisons le profil de la demande 2012 dans notre modélisation, il est normalisé pour l'année concernée en fonction de la projection des pics de demande. Par exemple, s'il y a eu un pic de demande sur l'année un mardi en février 2012, le pic de demande en 2020 se produira le même jour en février. Le niveau des pics de demande, en GW, reflétera cependant l'année de modélisation en question et non le pic de demande de 2012. Par conséquent, si 2012 a enregistré des pics de demande particulièrement élevés, comme cela a été le cas en France cette année-là, ce niveau de demande ne sera pas utilisé lors des années à venir et ne biaisera donc pas les résultats de la modélisation. Seule la forme de la demande est soumise avec les pics au cours de cette même année, ce qui reflète l'avis des GRT sur les pics de demande.

Pour la France, cette approche entraîne une baisse de la demande de pointe annuelle jusqu'en 2030, date à laquelle nous supposons que la demande restera stable jusqu'en 2045. En comparaison, la demande française augmente dans le scénario AQUIND de prix élevés des commodités/énergies renouvelables, et chute jusqu'en 2045 dans le scénario AQUIND de prix bas des commodités. Ces scénarios modélisent un éventail de projections de la demande de la France, qui sont intrinsèquement cohérentes dans chacun des trois scénarios.

Parmi les résultats clés (parmi les nombreux autres) de cette simulation, citons notamment :

- ▶ Le coût marginal et le prix sur le court terme du système (horaire) ;
- ▶ Les niveaux de production horaires ;
- ▶ Les niveaux d'émissions (CO<sub>2</sub> en particulier) ;
- ▶ L'utilisation du combustible ; et
- ▶ Les flux liés à l'interconnexion.

Afin de tirer les prix de gros de l'électricité des coûts marginaux à court terme (« SRMC ») du système, nous avons développé une fonction de « relèvement » dans notre modélisation. La fonction de relèvement reconnaît que les prix dépassent parfois les SRMC (et tombent parfois au-dessous) puisque les centrales cherchent à couvrir leurs coûts de démarrage et à vide ainsi que leurs dépenses d'investissement et les coûts fixes annuels. Nous modélisons le relèvement en nous basant sur les coûts encourus pendant les périodes de fonctionnement contigu (pour les coûts de démarrage et à vide) et également en tant que fonction de marge de capacité horaire (pour le recouvrement des frais fixes annuels). Eu égard à cette dernière, plus la marge de capacité est étroite (pendant les périodes de faible disponibilité du système et/ou de forte demande), plus le relèvement est élevé.<sup>4</sup> À l'inverse, dans les périodes de forte disponibilité du système (par ex. les nuits d'été), le relèvement peut être négatif puisque les centrales électriques se font effectivement concurrence pour demeurer sur le système et éviter d'avoir à redémarrer malgré les prix bas, qui

---

<sup>4</sup> La fonction de relèvement est ajustée sur la base de faits historiques qui comparent les analyses rétrospectives du modèle (à l'aide des prix des combustibles, des prix du carbone, des niveaux de la demande et des niveaux de disponibilité des centrales observés en tant que données) et les prix du marché observés (les prix des indices de marché tels que rapportés sur le marché des enchères de Grande-Bretagne N2EX ou APX Power UK). Le relèvement de la rareté était proche de zéro au cours des dernières années étant donné la marge des centrales relativement élevée en Grande-Bretagne. À l'avenir, il pourrait devenir plus important puisque la marge de capacité devient plus étroite, bien que cela dépende de l'influence du marché de capacité.

peuvent être plus bas que les SRMC. Ce mécanisme de tarification reflète la valeur de rareté de l'électricité, positive ou négative, sur une base horaire.

Les résultats de la modélisation paneuropéenne avec et sans l'Interconnexion AQUIND sont utilisés pour calculer l'impact d'AQUIND dans le cadre de l'ACB. La version « sans AQUIND » est donc le scénario contrefactuel, la différence entre les versions du modèle montrant l'impact de l'interconnexion sur le SEW.

L'impact de l'Interconnexion AQUIND sur le SEW net total est la somme de la variation du surplus des consommateurs, du surplus des producteurs et du surplus de l'interconnexion, qui sont décrits dans les sous-sections suivantes.

### 1.2.2 Surplus des producteurs

Le surplus net des producteurs est calculé sur la base des éléments suivants :

- ▶ **Recettes de gros des centrales** - Calculées comme étant la production totale pour chaque heure sur un marché donné multipliée par le prix de gros sur le marché au comptant pendant cette même heure, additionnée tout au long des heures d'une année donnée. Les recettes de gros des centrales du scénario contrefactuel dans lequel l'interconnexion n'est pas établie sont alors soustraites des recettes correspondantes lorsque l'interconnexion est établie.
- ▶ **Coût de production** – Calculé comme étant la variation du coût variable annuel total encouru par les centrales dans un marché donné suite à l'établissement de l'interconnexion. Les coûts variables incluent les coûts des combustibles, les coûts de démarrage et d'arrêt, les coûts d'exploitation variables et le coût des émissions. Les frais fixes et les coûts d'immobilisation sont exclus puisque le mix de production est fixé dans notre analyse, et la variation nette entre la version principale et le scénario contrefactuel est donc de zéro.<sup>5</sup>
- ▶ **Revenus tirés du marché de capacité** – Calculés comme étant la variation des paiements de capacité totaux aux centrales britanniques et françaises découlant de l'introduction de l'Interconnexion AQUIND. L'impact du surplus pour les producteurs sera égal et à contresens des revenus tirés du marché de capacité attribués à AQUIND dans la modélisation. Cela est présenté comme un transfert de surplus dans l'analyse coûts-bénéfices en supposant que la capacité totale dans le cadre du MC est la même dans les scénarios avec ou sans l'Interconnexion AQUIND.

---

<sup>5</sup> Dans notre modélisation, nous partons du principe que la capacité des centrales et les autres infrastructures ne sont pas affectées par l'introduction de l'Interconnexion AQUIND. L'introduction de l'interconnexion peut en fait entraîner un report des investissements dans le secteur de la production, toutefois ces impacts sont difficiles à quantifier et ne sont pas comptabilisés ici. Nous notons que l'Ofgem a précédemment demandé à Pöry d'évaluer dans quelle mesure la réduction de capacité, en réponse aux interconnexions Window 2, pourrait avoir une incidence sur les principales conclusions de l'évaluation. Pöry a constaté que l'introduction de nouvelles interconnexions pourrait réduire les investissements dans les nouvelles centrales CCGT (de 200 MW pour Gridlink, élément de comparaison le plus pertinent pour l'Interconnexion AQUIND), mais cela aurait un effet limité sur les flux liés à l'interconnexion. Pöry a conclu que ses observations concernant l'évaluation initiale du projet des trois interconnexions Window 2 étaient restées les mêmes au vu de l'analyse de la réduction de capacité. Source : Pöry (2017) Analyse coûts-bénéfices de l'interconnexion à court terme : rapport indépendant (régime « Cap and Floor » de Window 2).



- ▶ **Surplus net des producteurs** – La somme des recettes de gros, des coûts du soutien aux technologies à faible émission de carbone et des revenus tirés du marché de capacité perçus par les centrales, et les coûts de production (négatifs) définis ci-dessus.

### 1.2.3 Surplus des consommateurs

Le surplus net des consommateurs est calculé sur la base des éléments suivants :

- ▶ **Coût global de l'électricité** – Calculé comme étant la demande totale pour chaque heure sur un marché donné multipliée par la différence correspondante des prix de gros sur le marché au comptant pendant cette même heure en comparant « avec » et « sans » l'Interconnexion AQUIND. Nous supposons ici de manière implicite que les variations dans le coût global de l'électricité sont répercutées sur les clients en intégralité et que l'élasticité des prix de la demande en électricité est de zéro.
- ▶ **Réduction de la réponse du côté de la demande** – Calculée comme étant la variation du coût de la réponse du côté de la demande suite à l'importation/l'exportation via l'Interconnexion AQUIND (les importations via l'Interconnexion AQUIND en réponse à une montée des prix peuvent réduire les autres mesures de réduction de la demande exigées pour équilibrer le système).
- ▶ **Énergie non fournie** – L'impact de l'interconnexion sur l'énergie non fournie prévue est multiplié par la valeur de la charge perdue.<sup>6</sup>
- ▶ **Surplus net des consommateurs** – Il est égal à la somme de la variation du prix de gros de l'électricité, des coûts de la réponse du côté de la demande et du soutien aux technologies à faible émission de carbone.

### 1.2.4 Surplus de l'interconnexion

Le surplus net de l'interconnexion est calculé sur la base des éléments suivants :

- ▶ **Recettes de gros liées à l'interconnexion** – Calculées comme étant la différence horaire de prix entre les marchés raccordés multipliée par le volume de flux, moins les pertes thermiques pour toutes les interconnexions qui sont supposées être opérationnelles dans le modèle. L'augmentation de la capacité transfrontalière devrait entraîner une plus grande convergence des prix entre la Grande-Bretagne et la France et se traduira probablement par une diminution des rendements marginaux pour les autres propriétaires d'interconnexion (réduction du surplus). L'impact sur le surplus de chaque interconnexion mise en service avant que l'Interconnexion AQUIND soit opérationnelle devrait être partagé à 50/50 entre les pays d'accueil.<sup>7</sup> Cet élément de l'ACB inclut également les recettes prévues pour AQUIND qui correspondent à une augmentation du surplus.<sup>8</sup>

<sup>6</sup> Ce coût/avantage est de zéro dans notre analyse puisque les marchés de capacité britannique et français sont supposés garantir des marges de capacité adéquates même en l'absence de l'Interconnexion AQUIND ; par conséquent, toute l'énergie est fournie.

<sup>7</sup> L'analyse coûts-bénéfices prend en compte la cannibalisation des recettes, du fait d'AQUIND, pour toutes les interconnexions prévues qui devraient être mises en service, selon les estimations actuelles, avant AQUIND. Les interconnexions qui peuvent être mises en service après AQUIND sont incluses dans la modélisation du marché, toutefois nous n'attribuons pas l'impact de la cannibalisation des recettes sur le surplus pour ces futurs projets à l'Interconnexion AQUIND dans l'ACB.

<sup>8</sup> Un certain nombre de nouvelles interconnexions britanniques seront soumises au régime « Cap and Floor » de l'Ofgem. Nous n'avons pas modélisé chaque niveau « Cap and Floor » potentiel du projet dans le cadre du

- ▶ **Revenus tirés du marché de capacité** – Calculés comme étant la valeur des paiements de capacité versés à l'Interconnexion AQUIND en fonction des résultats du modèle de MC de Baringa et du facteur de réduction de l'Interconnexion AQUIND prévu dans chaque scénario.
- ▶ **Coût de l'interconnexion** – Le coût total du génie civil et de l'exploitation de l'interconnexion proposée (c.-à-d. les coûts de l'Interconnexion AQUIND). Aux fins de l'ACB, nous supposons que les coûts seront normalisés sur la période de modélisation de 25 ans basée sur un taux d'actualisation de 4 %.
- ▶ **Surplus net de l'interconnexion** – Il est donné par la somme des recettes de gros et des revenus tirés du marché de capacité de toutes les interconnexions ainsi que les coûts de génie civil et d'exploitation (surplus négatif).

Aux fins de la Demande d'exemption d'AQUIND, nous avons également calculé le surplus total hormis les coûts et recettes d'AQUIND. La Demande d'exemption d'AQUIND supprime les souscriptions réglementaires pour la partie du projet située dans les eaux territoriales françaises et à ce titre, il n'est pas pertinent d'imputer les coûts ou recettes d'AQUIND à la France dans l'ACB. Toutefois, la partie des recettes perçues par l'Interconnexion AQUIND qui excède le plafond convenu à l'avance, et qui est partagée avec les utilisateurs du réseau français, serait incluse en tant que bénéfice pour la France.

Les résultats sont tous estimés en M€ 2018.

## 1.3 Coûts du projet

Cette section présente une ventilation des coûts ascendante ainsi qu'un résumé de l'analyse comparative des coûts réalisée pour valider l'efficacité des coûts prévus.

### 1.3.1 Vue d'ensemble des coûts du projet AQUIND

AQUIND s'engage actuellement auprès de fournisseurs potentiels grâce à un processus d'appel d'offres actif. Par conséquent, la ventilation des coûts pouvant être fournie à ce stade peut encore être affinée.

La section suivante fournit des hypothèses détaillées sur les DEVEX, CAPEX et OPEX, et explique notre approche des coûts de remplacement et de démantèlement. Nous examinerons également les zones d'incertitude clés concernant nos hypothèses de coûts et fournirons des éléments factuels sur l'efficacité de ces coûts.

### 1.3.2 Détail des coûts de développement (DEVEX) et de génie civil (CAPEX)

Le Table 1-7 fournit des détails sur les dépenses de développement et les coûts des permis (« DEVEX »), qui incluent le coût lié à l'obtention des permis, la réalisation des études de faisabilité, l'obtention des droits de propriété, les travaux de terrassement et préparatoires, la conception, l'étude d'impact environnemental, les études à terre et en mer, les appels d'offres et les achats, le coût de l'obtention de fonds, les frais juridiques et autres honoraires professionnels en relation avec le projet.

---

calcul du surplus de l'interconnexion, car les informations sur le coût du projet, et donc les niveaux « Cap and Floor », ne sont pas connues. L'impact d'AQUIND sur les interconnexions dont la mise en service est prévue avant celle d'AQUIND est pris en compte dans l'ACB.

Table 1-7 DEVEX historiques et prévues

Coûts avant la mise en service (M€, prix réels 2018)	2015-2019	2020	2021
DEVEX			

Le Table 1-8 fournit de plus amples détails sur les coûts de génie civil (« CAPEX »). Le total des CAPEX (hors dépenses de développement) est estimé à 1 426 M€ en termes réels 2018 (sans actualisation) pour ce qui est des coûts engagés entre 2020 et 2024. Cela inclut :

- ▶ les coûts des prestataires pour les câbles, le raccordement et les stations de conversion (tels que la gestion de projet des prestataires, la conception et l'ingénierie, l'achat de matériaux et d'équipements pour les câbles sous-marins et terrestres CCHT, câbles CAHT et accessoires, câbles à fibre optique et accessoires, stations de conversion, l'installation et la mise en service, et les coûts environnementaux associés) ; et
- ▶ les coûts d'AQUIND (tels que la gestion de projet d'AQUIND, les coûts d'ingénierie et de surveillance et l'assurance Tous Risques Chantier du propriétaire).

Les CAPEX présentés dans le Table 1-8 n'incluent pas les coûts de remplacement et de démantèlement.

Table 1-8 CAPEX prévus

Dépenses d'investissement	Hypothèses	Coût (réel M€ 2018)					
		2015-2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Câbles</b>	Coût des équipements et de l'installation. <i>Hors tests de type/tests de préqualification, taxes, frais de douane.</i> ... dont ■ % pour les câbles sous-marins (CC) : 4 câbles d'une longueur totale de 728 km. ... dont ■ % pour les câbles souterrains (CC, CA) : 4 câbles CCHT d'une longueur totale de 230km. Câbles CAHT d'une longueur totale de 6 km. (Grande-Bretagne uniquement – coût des câbles CA français inclus dans les « Travaux de raccordement au réseau français »). ... dont : ■ % pour les câbles à fibre optique et autres coûts	■	■	■	■	■	■
<b>Travaux de raccordement au réseau français</b>	Coût des travaux de génie civil de RTE et des études nécessaires au raccordement de l'actif à Barnabos. Hors TVA.	■	■	■	■	■	■
<b>Travaux de raccordement au réseau britannique</b>	Travaux de génie civil, y compris les câbles CA (inclus dans les coûts des câbles CA et des stations de conversion).	■	■	■	■	■	■
<b>Stations de conversion</b>	2 stations de conversion CCHT VSC pour chaque monopôle (4 au total).	■	■	■	■	■	■

Dépenses d'investissement	Hypothèses	Coût (réel M€ 2018)						
Coûts du propriétaire	Coûts de la gestion de projet du propriétaire, de l'ingénierie et de la surveillance	■	■	■	■	■	■	■
	Assurance Tous Risques Chantier du propriétaire	■	■	■	■	■	■	■
Total des CAPEX (2021-2024)		■						
Total des DEVEX (2015-2021)		■						
Total des CAPEX et DEVEX (utilisé dans l'ACB), 2015-2024		1 426						

*Remarques :*

- (1) Les imprévus concernant les CAPEX ont été inclus dans les estimations ci-dessus (non en tant que poste déparé).
- (2) Aucun coût de financement explicite n'a été inclus à ce stade. Nous notons que le coût de financement dépendra du résultat des négociations en matière réglementaire actuellement en cours et de la forme finale du régime qui s'appliquera à AQUIND.

### Coûts de remplacement

En plus des CAPEX initiaux présentés ci-dessus, nous prévoyons qu'AQUIND supportera des coûts de remplacement (« REPEX ») pendant les 25 premières années d'exploitation. On estime qu'ils s'élèveront à environ ■■■ M€/an (en termes réels) en moyenne. Ces coûts incluent :

- ▶ Le remplacement du système de contrôle entre la 15e et la 20e année (un système pour chaque pôle, AQUIND en a deux) ;
- ▶ Le remplacement du système de communication ; et
- ▶ Le remplacement régulier de l'interface homme-machine (tous les 7 ans).

Les REPEX n'ont pas été inclus dans l'analyse coûts-bénéfices spécifique au projet.

### Coûts de démantèlement

Le régime réglementaire d'AQUIND est demandé pour 25 ans, mais la durée de vie des câbles CCHT, de tous les équipements, des bâtiments et des infrastructures est de 40 ans.

Lorsque le Projet deviendra obsolète, les équipements seront démantelés de la manière appropriée convenue avec les parties prenantes concernées, et les matériaux seront réutilisés et recyclés dans la mesure du possible. Puisque le démantèlement va bien au-delà de la durée du régime réglementaire, l'ACB spécifique au projet n'inclut pas la valeur terminale du Projet à la fin du régime réglementaire ni les coûts de démantèlement. De même, nous constatons que l'ACER indique dans sa recommandation sur le mécanisme de répartition transfrontalière des coûts (CBCA - Cross-Border Cost Allocation)<sup>9</sup> que la valeur terminale de ces projets à la fin du régime réglementaire de 25 ans devrait être de zéro aux fins de l'évaluation de la CBCA, ce qui ne tient pas entièrement compte des bénéfices du surplus socio-économique ou des recettes du Projet. Dans un souci de cohérence, nous suivons donc cette approche aux fins de l'ACB pour la Demande d'exemption d'AQUIND. Le fait de comptabiliser les coûts de démantèlement et de ne pas comptabiliser la valeur du Projet après la 25ème année et jusqu'à la fin de sa durée de vie utile fausserait l'ACB et l'analyse commerciale. Toutefois, à titre de référence, nous avons estimé que la valeur actuelle du démantèlement s'élèvera à environ ■■■ M€ à la fin de 2019. Ce chiffre est basé sur l'hypothèse selon laquelle les coûts de

<sup>9</sup> Recommandation de l'ACER 05/2015 disponible [ici](#).

démantèlement seront comparables à ceux de l'IFA2 qui s'élèveront à environ ■ M€ en 2063,<sup>10</sup> ce qui est légèrement inférieur à 10 M€ en valeur actualisée à la fin de 2019.

### 1.3.3 Détail des coûts d'exploitation et de maintenance

La projection des coûts d'exploitation d'AQUIND est basée uniquement sur les coûts d'exploitation et de maintenance du projet. Les coûts pris en compte dans l'ACB spécifique au projet n'incluent pas l'assurance pertes d'exploitation, l'impôt sur les sociétés, les taxes foncières ou l'impôt foncier des entreprises puisque ces éléments ne sont pas comptabilisés conformément à la Recommandation.

On estime que le total des coûts inclus dans l'ACB s'élève à 14 M€/an ; il est décrit dans le Table 1-9 ci-après. Toutefois, les coûts supplémentaires devant être engagés par AQUIND sont inclus dans le tableau ci-après à titre de référence.

Table 1-9 Coûts d'exploitation d'AQUIND

Coûts d'exploitation et de maintenance	Coût par an (réel M€ 2018)
Stations de conversion – contrat de maintenance et réparations	■
Stations de conversion – réapprovisionnement en pièces de rechange	■
Inspection des câbles, entreposage des pièces de rechange et étude sous-marine bisannuelle	■
Frais généraux, personnel, contrats de location et administration	■
Coûts de transaction et des opérations commerciales	■
Coûts d'assurance (opérations)	■
<b>SOUS-TOTAL DES OPEX (hors taxes) – utilisé dans l'ACB</b>	<b>14,2</b>
Impôts fonciers et impôt foncier des entreprises	■
Coûts d'assurance (perte de revenus)	■
<b>TOTAL DES OPEX (taxes et coûts d'assurance compris) – <u>non</u> utilisé dans l'ACB, inclus à titre de référence</b>	<b>27,3</b>

### 1.3.4 Incertitude concernant le coût du projet et comparaison des coûts

À ce stade, la principale source d'incertitude en matière de coûts est liée aux résultats du processus d'appel d'offres IACI et par conséquent aux coûts initiaux du CAPEX. AQUIND a cherché à réduire l'incertitude concernant les CAPEX à l'aide de deux approches : en obtenant des devis préliminaires auprès de fournisseurs potentiels et en comparant les CAPEX aux références pertinentes. Les résultats de ces évaluations sont décrits ci-après successivement.

#### 1.3.4.1 Fournisseurs potentiels

AQUIND s'est engagée auprès de plusieurs soumissionnaires potentiels et a obtenu plusieurs devis qui ont été utilisés pour estimer les CAPEX utilisés dans cette Demande d'exemption. Ces demandes de devis étaient principalement axées sur les deux composantes majeures des CAPEX : les câbles et les stations de conversion.

<sup>10</sup> On a estimé les coûts de démantèlement de l'IFA à 14 M€ pour un câble de la moitié de la capacité d'AQUIND. En outre, ces coûts correspondent seulement à la partie britannique de l'interconnexion. On peut donc estimer les coûts de démantèlement d'AQUIND à ■ = ■ M€ (source : Évaluation du projet final de l'Ofgem relative à l'interconnexion IFA2 vers la France, juillet 2018, p. 5).



- En 2016, AQUIND s'est engagée auprès de soumissionnaires potentiels, à l'appui de sa Demande de d'exemption ; et
- En février 2019, AQUIND s'est à nouveau engagée auprès de soumissionnaires potentiels afin de valider et affiner les devis précédents.

Les devis reçus en 2016 et 2019 n'étaient pas très différents les uns des autres, ce qui porte à croire que les coûts sous-jacents ne présentent pas eux-mêmes une grande incertitude. Le coût des câbles estimé en 2016 était proche des estimations plus précises de 2019. On estime que le coût des convertisseurs était légèrement inférieur en 2019 à celui de 2016.

Les devis qu'a reçus AQUIND pour les câbles ne précisait pas de fourchette des coûts. Sur les quatre devis reçus en février 2019, AQUIND s'est appuyée de manière prudente sur les prévisions de coûts intermédiaires entre les premières et les secondes estimations de coûts les plus élevées.

L'un des devis qu'a reçu AQUIND pour les stations de conversion donnait une fourchette de +/-20 %, alors qu'un autre indiquait une fourchette de moins de +/-5 %. Sur les trois devis reçus en février 2019, AQUIND s'est appuyée de manière prudente sur les prévisions de coût intermédiaires entre les premières et les secondes estimations de coûts les plus élevées.

Lorsque les fournisseurs potentiels annonçaient une fourchette de prix, ils faisaient souvent référence aux incertitudes sous-jacentes ou aux hypothèses étayant leurs devis, telles que le coût actuel des métaux (cuivre et plomb en particulier), les tarifs syndicaux et les taux de change, dont les fournisseurs et AQUIND n'ont pas la maîtrise.

#### 1.3.4.2 Comparaison des coûts

Les CAPEX ont également été comparés, selon une approche descendante, à des projets d'interconnexion de câbles souterrains CCHT en Europe du Nord-Ouest. Sur cette base, les coûts d'AQUIND sont comparables aux projets similaires développés entre la Grande-Bretagne et la France. Les coûts sont en particulier très similaires à ceux de l'IFA2, qui ont été évalués par l'Ofgem dans le cadre de l'évaluation du projet final, et se sont avérés efficaces.

**Table 1-10 Comparaison des Capex de l'Interconnexion AQUIND**

Projet	Total des coûts (M€)	Coûts moyens (M€/GW)	Distance (km)	Commentaires / observations	Source
AQUIND	1 426	713	240		Propre estimation
IFA2	762 <sup>11</sup>	762	240	Coût comparable (mais supérieur) à AQUIND.	Évaluation du projet final de l'Ofgem et Délibération de la CRE
BritNed	600	600	260	Coût comparable à AQUIND.	Site Internet de BritNed
FAB Link	850 – 1 200	607 – 857	216	AQUIND se situe dans la fourchette des coûts indiqués pour FAB Link.	4cOffshore et TYNDP

<sup>11</sup> Les CAPEX et DEVEX concernant la moitié britannique de l'interconnexion devraient s'élever à 347 M€ (ou 392 M€). Les CAPEX concernant la moitié française de l'interconnexion devraient s'élever à 370 M€.

Projet	Total des coûts (M€)	Coûts moyens (M€/GW)	Distance (km)	Commentaires / observations	Source
<b>GridLink</b>	~900	647	160	Gridlink semble être moins onéreux, mais le câble est également plus court que celui d'AQUIND.	<i>Brochure de Gridlink</i>
<b>Celtic</b>	930	1 329	1 150	Celtic est un câble bien plus long que celui d'AQUIND et il devrait donc être plus onéreux.	<i>Demande d'investissement</i>
<b>VikingLink</b>	1 970	~1 400	760	Câble considérablement plus long en raison du raccordement au Danemark, donc les coûts devraient être supérieurs sur la base des MW.	<i>Présentation du PIC, site web du promoteur</i>
<b>Greenlink</b>	~400	792	400	Greenlink est un câble plus long avec un quart de la capacité d'AQUIND, il n'est donc pas directement comparable.	<i>TYNDP</i>
<b>NeuConnect</b>	1 500	1 071	720	Câble considérablement plus long en raison du raccordement à l'Allemagne, donc les coûts devraient être supérieurs sur la base des MW.	<i>TYNDP et site web du promoteur</i>

Nous nous attendons à ce que le processus d'appel d'offres lui-même fournisse une plus grande incertitude concernant les CAPEX du Projet.

On estime actuellement que les OPEX s'élèvent à environ 14 M€/an, soit **1 % des CAPEX**. Ce chiffre est comparable à celui de FABLink et inférieur à celui de l'IFA et de l'IFA2 :

- ▶ RTE a précédemment estimé que les coûts d'exploitation et de maintenance pour l'IFA2 s'élevaient à 9,6 M€/an (1,3 % des CAPEX), chiffre qui a, par la suite, été révisé et estimé à 4,5 M€/an (0,6 % des CAPEX). En 2016, la CRE avait l'intention d'utiliser une estimation de 8,5 M€/an, ce qui représente **1,15% des CAPEX** (estimés à 740 M€).<sup>12</sup>
- ▶ L'Ofgem a approuvé un espace réservé<sup>13</sup> concernant les OPEX annuels de l'IFA2 s'élevant à 10,95 M£ (prix réels 2016/2017),<sup>14</sup> ce qui représente **3,2 % des CAPEX** (estimés à 347 M£).<sup>15</sup>

<sup>12</sup> CRE (2016) Consultation de la CRE (Commission française de régulation de l'énergie) concernant l'interconnexion « IFA2 » entre la France et la Grande-Bretagne, p 5 et CRE (2017) Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie française du 2 février 2017, faisant office de décision eu égard au projet d'interconnexion « IFA2 », p 4.

<sup>13</sup> Nous constatons que dans l'évaluation du projet final, l'Ofgem a décrit la provision pour les OPEX concernant l'IFA2 comme un « espace réservé », puisque ces dépenses seront évaluées à l'étape de l'examen après les travaux de génie civil.

<sup>14</sup> Modèle financier « Cap and Floor », IFA2, Évaluation du projet final, onglet « Entrée », ligne 33.

- ▶ D'après les comptes annuels de l'IFA, nous estimons que les OPEX annuels s'élèvent à 39,6 M€ (pour la longueur totale de la liaison), ce qui représente **5 % des CAPEX** (qui devraient s'élever à 798 M€).
- ▶ FAB Link a estimé que ses OPEX annuels étaient compris entre 7,6 M€ et 12 M€<sup>16</sup>, ce qui correspond à **0,6 à 1,4 % des CAPEX** (estimés à 850 – 1 200 M€).

## 1.4 Impact du projet sur le surplus

Cette section présente les impacts sur le surplus de l'Interconnexion AQUIND. La Section 1.4.1 fournit un aperçu et un résumé des principaux bénéfices. La Section 1.4.2 décrit comment l'Interconnexion AQUIND devrait fonctionner en termes d'utilisation et de revenus. Dans les Sections 1.4.3 à 1.4.4, nous présentons en détail les bénéfices quantifiés et non quantifiés. Enfin, la Section 1.4.5 décrit les autres flux monétaires transfrontaliers (y compris le commentaire sur l'effet sur le mécanisme de compensation entre GRT (ITC)) découlant de l'exploitation de l'Interconnexion AQUIND.

### 1.4.1 Aperçu des impacts clés sur le surplus

La Directive sur l'ACB de l'ENTSO-E décrit le cadre d'évaluation multicritères utilisé pour évaluer les bénéfices du projet. Ceux-ci incluent l'impact d'un projet sur :

- ▶ L'intégration du marché intérieur de l'énergie ;
- ▶ Le développement d'un réseau européen unique permettant la réalisation des objectifs de la politique de l'UE en matière de climat et des objectifs de durabilité ;
- ▶ La sécurité de l'approvisionnement ; et
- ▶ La stabilité du réseau.

Plusieurs indicateurs de bénéfices sont utilisés par l'ENTSO-E pour évaluer les bénéfices du projet mentionnés ci-dessus. Ceux-ci incluent une combinaison des bénéfices monétisés/quantifiés et des indicateurs non quantifiés. Nous examinons ci-après l'impact du projet à l'aide des indicateurs concernés, avec les valeurs monétaires à un taux d'actualisation de 4 %. Les estimations de la variation des pertes sur le réseau ci-après n'incluent pas les pertes sur l'Interconnexion AQUIND, puisqu'elles sont déjà quantifiées dans les estimations du SEW. La variation des pertes sur le réseau n'inclut pas non plus les estimations des pertes quantifiées sur les autres interconnexions britanniques générées par Tractebel, puisqu'elles sont également incluses dans les estimations du SEW.

---

<sup>15</sup> Ofgem (2018), Évaluation du projet final de l'IFA2. Les chiffres des OPEX et CAPEX concernent uniquement le côté britannique de l'interconnexion.

<sup>16</sup> Site web du TYNDP (accessible [ici](#)) et présentation de FABLink

**Table 1-11 Principaux résultats de l'impact sur le surplus européen, scénario de marché AQUIND (VAN en M€)<sup>17</sup>**

Indicateurs	Unités	AQUIND Scénario de Marché				
		Surplus net des producteurs	Surplus net des consommateurs	Surplus net de l'interconnexion (hormis AQUIND)	Revenus d'AQUIND	Coûts d'AQUIND
<b>Surplus socio-économique (SEW)</b>	VAN en M€	4 788 €	-858 €	-3 543 €		-1 305 €
<b>Contraintes nationales (étude locale de la SEW)</b>	VAN en M€	S.o.	S.o.	S.o.	S.o.	S.o. S.o.
<b>Variation des pertes sur le réseau</b>	TWh			19,0		
	VAN en M€			-188 €		
<b>Sécurité de l'approvisionnement (énergie non fournie prévue)</b>	VAN en M€			222 €		
<b>Impact quantifié total sur le surplus (y compris AQUIND)</b>	VAN en M€					
<b>Autres impacts non quantifiés</b>						
<b>Intégration des SER (variation de l'écrêtement de la production)</b>	TWh			6,18		
<b>Réduction des émissions de CO<sub>2</sub></b>	Million de tonnes			2,78		
<b>Autres</b>	-	En plus de l'intégration des SER et de la réduction des émissions de carbone, le Projet offre d'autres bénéfices non quantifiés, qui sont décrits plus en détail dans la Section 1.4.4.				

L'estimation de l'impact de l'Interconnexion AQUIND sur le surplus indique un bénéfice positif net important dans toute l'UE. Cela inclut les impacts quantifiés, quantifiés en tant que changement au niveau du surplus socio-économique, que ce soit pour les producteurs, les consommateurs ou les interconnexions, ainsi que la contribution d'AQUIND au maintien de l'adéquation de la production grâce à la sécurité de l'approvisionnement. L'impact quantifié total du Projet sur le surplus représente environ 1,3 Md€ en valeur actuelle nette, y compris les pertes sur le réseau et les bénéfices en termes de sécurité de l'approvisionnement). Par ailleurs, les autres bénéfices quantifiés incluent une intégration significative de la production d'énergies renouvelables (ralentissement de la réduction) et la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, dont seule une partie est récupérée dans le SEW.

<sup>17</sup> Les impacts du SEW incluent les estimations d'AQUIND des paiements auprès/issus des utilisateurs du réseau en Grande-Bretagne et en France. Vous trouverez des informations complémentaires dans Section 4.

Parmi les autres bénéfices du Projet, citons notamment sa contribution à une concurrence accrue en termes de production d'énergie, la réalisation de l'intégration du marché européen et les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

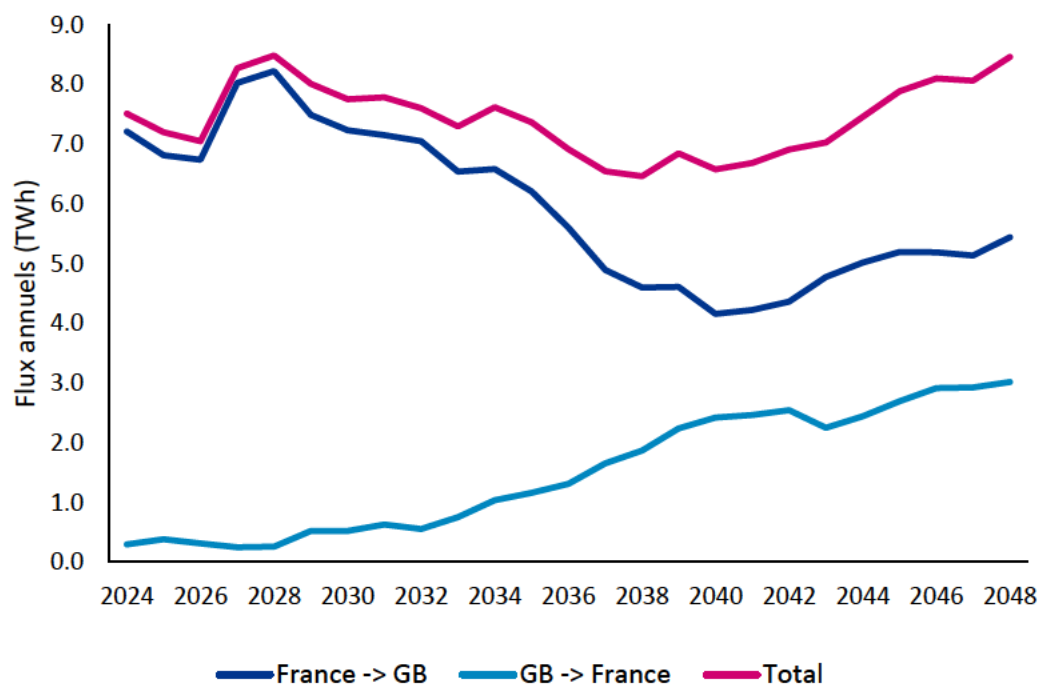
### 1.4.2 Revenus et utilisation de l'interconnexion

AQUIND devrait percevoir des revenus provenant de plusieurs sources :

- ▶ Les rentes de congestion – revenus tirés de l'arbitrage des écarts de prix entre la Grande-Bretagne et la France ;
- ▶ Les paiements sur le marché de capacité – revenus tirés des paiements du marché de capacité britannique ; et
- ▶ Les services d'équilibrage (service système) – revenus tirés de la fourniture de services de réglage de la tension et de la fréquence, de puissance réactive et de capacité de redémarrage à froid en Grande-Bretagne et en France.

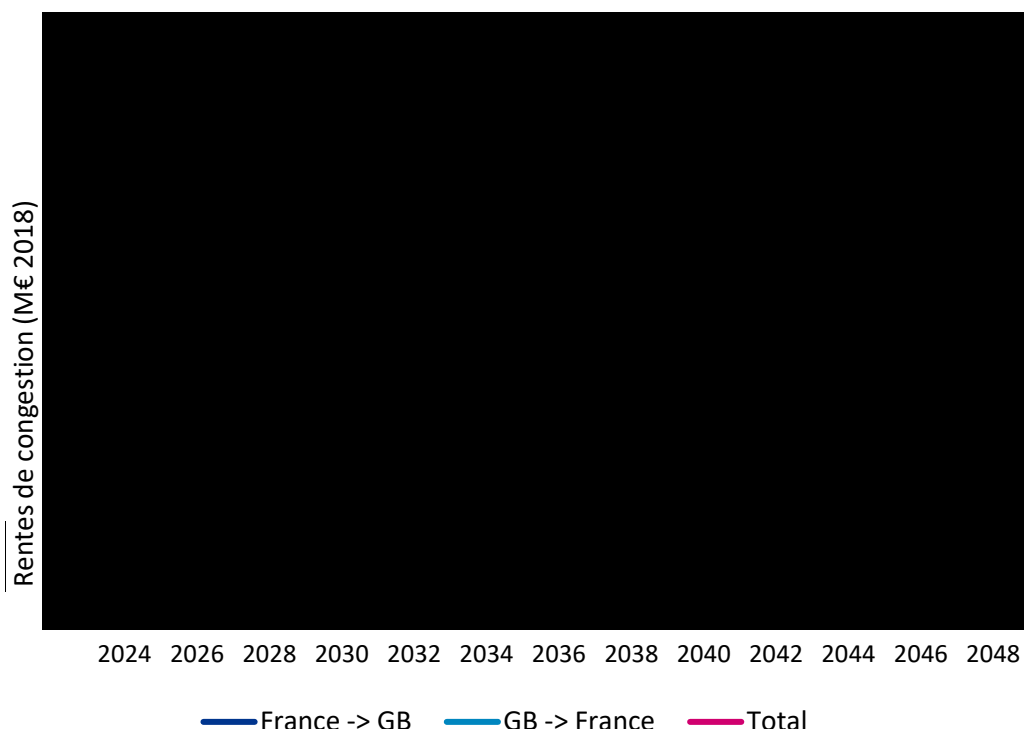
En ce qui concerne la Demande d'exemption, AQUIND a estimé les revenus tirés des rentes de congestion grâce au modèle de marché, d'après les écarts de prix de gros horaires entre la Grande-Bretagne et la France sur la durée du régime de 25 ans. Nous avons inclus ci-après une projection des flux dans la liaison ainsi que des rentes de congestion selon le sens.

Table 1-12 Flux annuels dans l'Interconnexion AQUIND, scénario de marché AQUIND





**Table 1-13 Rentes de congestion annuelles pour AQUIND, scénario de marché AQUIND**



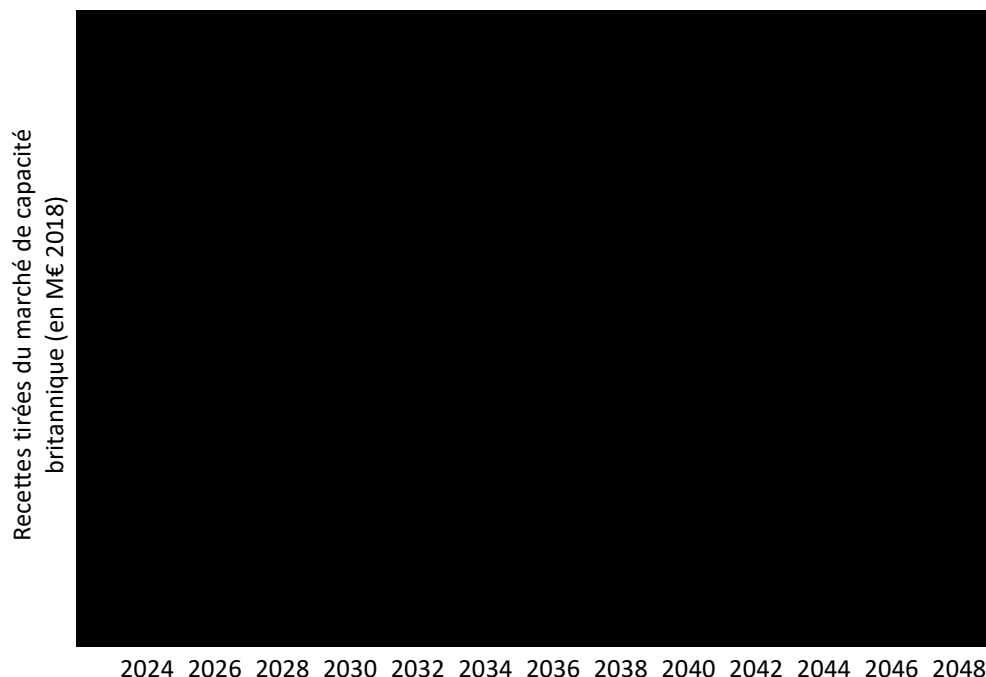
Nous avons également modélisé les revenus tirés du marché de capacité britannique.<sup>18</sup> Les revenus d'AQUIND tirés du marché de capacité britannique sont modélisés selon un cumul de tous les prix d'offre du MC, où le volume du cumul en GW correspond à la capacité réduite des centrales participant au mécanisme, calculé par ordre de prix croissant. Les prix d'offre sur le MC britannique correspondent à une fonction des frais fixes annuels, des coûts d'immobilisation pour les nouvelles constructions, des profits (loyers inframarginaux) réalisés par les centrales sur le marché de gros et des primes de risque (déterminées par la probabilité d'astreintes payées pour indisponibilité en période de tensions dans le système). Dans notre modélisation, nous déterminons le point dans le cumul où la capacité réduite répond aux normes de sécurité. Le prix d'offre de cette centrale marginale définit alors le prix de la capacité pour cette année.

Le prix de compensation pour les enchères du MC britannique pourrait être défini par la centrale existante la plus ancienne ou une nouvelle construction potentielle, déterminée dans un cas comme dans l'autre sur la base de « l'argent disparu » exigé par l'acteur pour couvrir les frais fixes et/ou les coûts d'immobilisation. Nous supposons que les paiements versés à AQUIND provenant des enchères du MC britannique sont assujettis à un facteur de réduction. Pour les interconnexions britanniques existantes, le BEIS (anciennement DECC) et le National Grid ont calculé et publié des facteurs de réduction dans le cadre de leurs publications avant chaque enchère du marché de capacité concerné. Puisqu'il n'y a actuellement aucun facteur de réduction publié pour AQUIND, nous avons estimé un facteur de réduction en nous basant sur la moyenne des facteurs de réduction

<sup>18</sup> Nous modélisons le marché de capacité en Grande-Bretagne et en France conforme à la politique actuelle, en supposant que le marché de capacité (MC) britannique sera réintroduit à temps pour la mise en service d'AQUIND en 2023. Nous supposons que la valeur pour AQUIND du MC britannique est basée sur les facteurs de réduction appliqués aux autres interconnexions franco-britanniques. Nous supposons actuellement qu'AQUIND ne peut tirer aucune valeur de la participation au MC français car le tracé des interconnexions visant à tirer des revenus à travers ce mécanisme est pour le moment incertain.

des interconnexions françaises pour IFA, IFA2 et ElecLink dans le scénario de marché AQUIND.<sup>19</sup> En l'absence d'un facteur de réduction spécifique à l'Interconnexion AQUIND, nous considérons que cette approche offre une hypothèse raisonnable pour le taux qui sera appliqué. Nous avons également appliqué les facteurs de réduction concernés pour les centrales, d'après les hypothèses publiées par National Grid.

**Table 1-14 Recettes tirées du marché de capacité britannique, scénario de marché AQUIND**



### 1.4.3 Bénéfices quantifiés en matière de surplus

#### 1.4.3.1 Surplus socio-économique (« SEW ») – étude de marché à l'échelle européenne

Les résultats de la modélisation du marché ont été utilisés comme contribution à l'ACB pour montrer l'impact sur le surplus de l'Interconnexion AQUIND. L'ACB prend également en compte les effets du marché autre que le marché de gros, comme les mécanismes de capacité.<sup>20</sup> Les bénéfices pour la France, la Grande-Bretagne et l'Europe sont présentés dans le Table 1-15.

L'ACB est basée sur la modélisation des trois années spot – 2025, 2030 et 2040 – ce qui concorde avec les estimations du TYNDP 2018. En ce qui concerne les scénarios du TYNDP, nous comprenons que le calcul de l'ACB pour les trois scénarios du TYNDP (TD/PD/EUCO) inclut les estimations courantes provenant du scénario de la meilleure estimation 2025, ainsi que les estimations 2030 et 2040 concernées relatives aux scénarios TD/PD/EUCO. En ce qui concerne le scénario de marché AQUIND, le scénario AQUIND de prix bas des commodités et le scénario AQUIND de prix élevés des

<sup>19</sup> En ce qui concerne le MC britannique, il est supposé représenter 72 % de 2025 à 2030, et chuter à 52 % en 2050.

<sup>20</sup> Nous modélisons le marché de capacité en Grande-Bretagne conforme à la politique actuelle. Nous supposons que la valeur pour AQUIND du MC britannique est basée sur les facteurs de réduction appliqués aux autres interconnexions franco-britanniques. Nous ne supposons pas, à l'heure actuelle, qu'AQUIND puisse tirer une valeur de la participation au MC français, car la voie permettant à l'interconnexion de percevoir des revenus grâce à ce mécanisme est pour l'instant incertaine.

commodités/énergies renouvelables, nous utilisons également les estimations des années spot 2025, 2030 et 2040.

La VAN est calculée d'après ces estimations des années spot. Pour les années précédant 2025, nous avons pris les estimations 2025 en revenant en arrière jusqu'en 2024. En ce qui concerne les impacts après 2040, nous avons prolongé les impacts 2040. Pour les années entre 2025 et 2030 et entre 2030 et 2040, nous utilisons une interpolation linéaire des bénéfices entre les deux valeurs. La somme de ces estimations annuelles est utilisée pour estimer l'impact sur la VAN dans chaque scénario, avec un taux d'actualisation de 4,0 % et en partant du principe qu'il n'y a aucune valeur résiduelle comme cela est exigé dans la Recommandation (Annexe I). Cette approche est conforme à la Directive sur l'ACB de l'ENTSO-E. Le Table 1-15 présente les résultats de haut niveau de l'ACB concernant l'Interconnexion AQUIND dans le cadre du principal scénario de marché AQUIND.

**Table 1-15 : Impact prévu sur le surplus (valeur actuelle), scénario de marché AQUIND<sup>21</sup>**

	Valeur actuelle nette des bénéfices [M€], France			Valeur actuelle nette des bénéfices [M€], GRANDE-BRETAGNE		
Composante des bénéfices	Surplus des producteurs	Surplus des consommateurs	Surplus de l'interconnexion	Surplus des producteurs	Surplus des consommateurs	Surplus de l'interconnexion
SEW (étude de marché à l'échelle européenne) <sup>22</sup>	4 418 €	-2 092 €	-1 392 €	-2 136 €	2 275 €	-1 088 €
Contraintes nationales (étude locale de la SEW)	S.o.			S.o.		
Variation de la réduction de la production	Incluse dans le SEW			Incluse dans le SEW		
Variation des pertes	-23 €			-165 €		
Sécurité de l'approvisionnement (charge)	222 € au total					
Autres bénéfices quantifiés						
Total	1 314 € <sup>23</sup>					

<sup>21</sup> Les impacts du SEW incluent les estimations d'AQUIND des paiements auprès/issus des utilisateurs du réseau en Grande-Bretagne et en France. Vous trouverez des informations complémentaires dans la Section 4.

<sup>22</sup> Dans le scénario de marché AQUIND, l'impact de l'intégration des SER et des émissions de CO<sub>2</sub> est quantifié dans le cadre du SEW.

<sup>23</sup> L'impact total sur le surplus inclut les estimations du SEW des producteurs, des consommateurs et de l'interconnexion pour les autres pays, en plus de la Grande-Bretagne et de la France.

L'avantage clé quantifié de l'Interconnexion AQUIND est l'impact sur le surplus socio-économique dans les pays européens. Toutefois, la méthodologie d'ACB de l'ENTSO-E présente de nombreux indicateurs supplémentaires à prendre en compte en plus du SEW (indicateur B1 de l'ACB de l'ENTSO-E). Dans les sous-sections suivantes, nous allons présenter :

- ▶ La variation des pertes sur le réseau (indicateur B5 de l'ACB de l'ENTSO-E) ; et
- ▶ La sécurité de l'approvisionnement (indicateurs B6, B7 et B8 de l'ACB de l'ENTSO-E).

Les bénéfices supplémentaires non quantifiés de l'Interconnexion AQUIND sont décrits dans la Section 1.4.4.

#### **1.4.3.2 Variation des pertes**

La Directive sur l'ACB de l'ENTSO-E exige la prise en compte de l'impact d'un projet sur la réduction des pertes sur le réseau. AQUIND remarque que l'ENTSO-E a indiqué des ajustements potentiels concernant la future méthodologie appliquée au calcul des pertes sur le réseau.<sup>24</sup> En ce qui concerne cette Demande d'exemption, nous nous basons sur les pertes calculées en externe par une entreprise de conseils techniques, Tractebel. La méthodologie de calcul de la variation des pertes sur le réseau est cohérente avec l'approche suggérée dans le TYNDP 2018. L'estimation est réalisée à l'aide d'un modèle de réseau de transport régional, en calculant les flux horaires avec et sans le Projet. Elle est ensuite quantifiée selon les coûts marginaux donnés par les simulations du marché. De plus amples détails sur la méthodologie de quantification de la variation des pertes sur le réseau sont fournis dans la Pièce 14.

En plus du travail initial réalisé par Tractebel, nous avons réalisé des analyses supplémentaires afin de mieux aligner la modélisation entreprise par Baringa et Tractebel. Cet exercice post-traitement utilise notamment les flux dans l'Interconnexion AQUIND en tant qu'indicateur des pertes totales du système générées par AQUIND en Grande-Bretagne, en France et en Europe. Même si nous reconnaissons que cela représente une simplification de l'analyse des pertes, qui constitue une modélisation très complexe, nous considérons qu'il s'agit d'une étape adéquate permettant de mieux aligner les analyses de Tractebel et de Baringa. Nous prévoyons que cette étape, permettant de mieux aligner les analyses, améliore la cohérence du surplus socio-économique et l'analyse des pertes, ce qui permet d'obtenir une ACB plus précise.

Le post-traitement a débuté avec une comparaison des flux, en 2030, à la frontière entre la Grande-Bretagne et la France, avec l'Interconnexion AQUIND, dans les analyses de Baringa et de Tractebel. Notre analyse a démontré que Baringa prévoyait 64 % des flux annuels de Tractebel. Tout le reste étant équivalent, des flux plus faibles par-delà la frontière entraînerait des pertes plus faibles du réseau (dans le cas de la France) et une réduction plus faible des pertes du réseau (dans le cas de la Grande-Bretagne). L'application de la même méthodologie aux scénarios AQUIND de prix bas des

---

<sup>24</sup> Par exemple, l'ENTSO-E observe ce qui suit : « Dans le TYNDP 2018, l'ENTSO-E a utilisé une nouvelle approche pour monétiser les pertes associées à chaque projet décrit dans la nouvelle méthodologie de l'analyse coûts-bénéfices, discutée avec les parties prenantes et approuvée par la Commission européenne. La méthodologie a été correctement et rigoureusement suivie. Toutefois, il semble que les résultats définitifs aient été, de manière inattendue, fortement affectés, pour certains projets, par la différence de granularité des variables d'entrée ou par la sensibilité des différents projets aux conditions climatiques (les mêmes conditions ont été appliquées à tous les projets). Les mesures nécessaires pour modifier l'approche, notamment en modifiant la méthodologie, en discutant avec les parties prenantes et en la mettant en œuvre, étaient impossibles à appliquer pendant la durée du développement du TYNDP 2018. Cela a donné lieu à ce que l'on peut considérer comme des valeurs de pertes quantifiées trop élevées qui ne pourraient exister en réalité. L'ENTSO-E reconnaît ces faits et recommande d'utiliser les résultats du calcul des pertes avec précaution lors de la réalisation d'analyses financières en vue d'estimer la faisabilité et la rentabilité du projet. »

commodités et de prix élevés des commodités/énergies renouvelables a donné des résultats de 68 % et de 49 %, respectivement.

L'application de ces mesures à la VAN du total des pertes utilisée dans l'ACB offre une vision plus cohérente des pertes générées par les scénarios AQUIND.

**Table1-16 Valeur quantifiée de la variation des pertes sur le réseau découlant d'AQUIND**

VAN en M€ à 4,0 % (réel 2018)	AQUIND Scénario de Marché	Scénario AQUIND de prix bas des commodités	Scénario AQUIND de prix élevés des commodités/énergies renouvelables
<b>Analyse initiale (telle que présentée dans l'équation 3,0 de la Demande d'investissement et de CBCA)</b>			
Variation des pertes, France	-36 €	-60 €	-76 €
Variation des pertes, Grande-Bretagne	258 €	-221 €	-232 €
Pertes totales	-294 €	-280 €	-308 €
<b>Analyse ÉCHELONNÉE</b>			
Variation des pertes, France	-23 €	-29 €	-52 €
Variation des pertes, Grande-Bretagne	-165 €	-108 €	-158 €
Pertes totales	-188 €	-137 €	-210 €

Dans la mesure où les estimations du surplus socio-économique d'AQUIND incluent l'impact des pertes sur le Projet lui-même, et sur les autres interconnexions britanniques/européennes<sup>25</sup>, les estimations ci-après excluent les estimations des pertes sur le Projet et les autres liaisons britanniques, afin d'éviter une double prise en compte.

Les pertes sur le réseau quantifiées dans le tableau ci-dessus sont négatives lorsque l'impact d'AQUIND sur la variation des pertes sur le réseau représente un coût net, et elles sont positives lorsque l'impact représente un avantage net. L'impact quantifié de la variation des pertes sur le réseau en Grande-Bretagne correspond à une valeur positive nette, en raison de l'impact du Projet sur le coût marginal qui fait plus que compenser l'augmentation des pertes nettes. Ces estimations n'incluent pas l'impact des pertes sur le réseau sur l'Interconnexion AQUIND ou les autres interconnexions britanniques/européennes, qui sont quantifiées comme étant un coût grâce à l'approche des estimations du SEW d'AQUIND.

#### **1.4.3.3 Sécurité de l'approvisionnement (charge)**

AQUIND fournira une source alternative fiable d'électricité aux consommateurs et utilisateurs du réseau britanniques et français tout au long de sa durée de vie opérationnelle. La nature de la technologie de l'interconnexion est telle qu'AQUIND devrait atteindre plus de 98 % de disponibilité sur sa période d'exploitation, ce qui est bien supérieur à la plupart des actifs thermiques conventionnels.

<sup>25</sup> Les pertes de ligne technique contribuent à la modélisation dans Plexos.



La Directive sur l'ACB de l'ENTSO-E indique que la capacité de transport supplémentaire peut offrir des bénéfices grâce à la sécurité accrue de l'approvisionnement, qui inclut trois sous-catégories :

- ▶ Adéquation permettant de répondre à la demande (indicateur B6 de l'ACB de l'ENTSO-E) – capacité de transport permettant de répondre à la demande dans une zone grâce à la production dans une autre zone ;
- ▶ Souplesse du réseau (indicateur B7 de l'ACB de l'ENTSO-E) – capacité d'un réseau électrique à s'adapter rapidement et en profondeur aux fluctuations de la demande, ce qui permettra d'équilibrer à l'avenir le réseau sur une zone plus vaste avec une plus grande production intermittente d'énergies renouvelables ; et
- ▶ Stabilité du réseau (indicateur B8 de l'ACB de l'ENTSO-E) – capacité d'un réseau à retrouver l'équilibre après une perturbation physique.

Les indicateurs B6 et B7 sont des estimations quantifiées, tandis que l'indicateur B8 est une évaluation qualitative.

Les bénéfices de l'adéquation du réseau sont quantifiés grâce à l'impact estimé du Projet sur l'énergie non fournie prévue.

L'avantage de l'énergie non fournie prévue est quantifié grâce à la simulation de Monte-Carlo des réseaux de production et de transport sur plusieurs années climatiques. La méthodologie complète de la quantification des bénéfices B6 et B7 est détaillée dans la Pièce 14. La valeur du bénéfice de l'énergie non fournie prévue est quantifiée ci-après dans le Table 1-17 pour le scénario de marché AQUIND. Nous avons suivi la même méthodologie de mise à l'échelle pour la méthodologie de l'EENS, telle qu'appliquée pour les pertes sur le réseau, expliquée dans la Section 1.4.3.2 ci-dessus.

**Table 1-17 Sécurité de l'approvisionnement (énergie non fournie prévue), scénario de marché AQUIND**

<b>VAN en M€ à 4,0 % (réel 2018)</b>	<b>AQUIND Scénario de Marché</b>
<b>Sécurité de l'approvisionnement (énergie non fournie prévue)</b>	<b>222 €</b>

L'Interconnexion AQUIND contribuera à la stabilité du réseau (indicateur B8 de l'ACB de l'ENTSO-E) grâce à une stabilité transitoire, une stabilité de la tension et une stabilité de la fréquence accrues du réseau électrique en Grande-Bretagne et en France.

#### **1.4.4 Bénéfices supplémentaires (non quantifiés)**

Outre l'impact du Projet sur le surplus socio-économique, les pertes sur le réseau, la sécurité de l'approvisionnement et l'intégration des SER, le projet devrait offrir toute une série d'autres bénéfices en Europe. Dans cette section, nous abordons les bénéfices supplémentaires que l'Interconnexion AQUIND offre en matière de :

- ▶ intégration des énergies renouvelables et d'atteinte des objectifs nationaux de décarbonisation ;
- ▶ Une concurrence accrue ;
- ▶ Une sécurité et une diversité de l'approvisionnement (en complément des impacts quantifiés définis à la section précédente) ;
- ▶ La réalisation de l'intégration du marché européen en tant qu'objectif politique ; et

- flexibilité du réseau.

#### 1.4.4.1 Atteinte des objectifs nationaux de décarbonisation

Les coûts et les bénéfices de l'intégration des sources d'énergie renouvelables (« SER ») sont évalués dans le cadre du surplus socio-économique total dans le scénario de marché AQUIND. La Directive sur l'ACB de l'ENTSO-E indique qu'ils devraient être quantifiés dans le cadre de la réduction des SER en raison d'une plus grande interconnexion, ainsi que de la baisse des coûts de production variables à court terme des SER. L'impact global de l'Interconnexion AQUIND sur une intégration accrue des SER est inclus dans le SEW, mais il est également estimé en termes de TWh de production d'énergies renouvelables.

L'approche de modélisation du TYNDP permet d'isoler l'impact de chaque projet sur l'intégration des SER. En ce qui concerne le scénario de marché, il est prévu que l'Interconnexion AQUIND augmente la production d'énergies renouvelables en Europe de 6,18 TWh au cours de la période de l'ACB. Le Table 1-18 présente les résultats de l'intégration des SER pour les principaux scénarios.

**Table 1-18 Intégration des SER – principaux scénarios (sur la période d'évaluation)**

Intégration des SER		Total
AQUIND Scénario de Marché	TWh	6,18
Scénario AQUIND de prix bas des commodités	TWh	6,39
Scénario AQUIND de prix élevés des commodités/énergies renouvelables	TWh	21,22

De même que pour les bénéfices de l'intégration des SER, l'Interconnexion AQUIND devrait contribuer à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. Ces bénéfices sont inclus dans l'estimation du SEW et sont quantifiés à l'aide d'une réduction des coûts des émissions (c.-à-d. qu'une production à plus faible intensité d'émissions de carbone donnera lieu à une réduction du coût du carbone). L'impact d'AQUIND sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> est également quantifié en termes de millions de tonnes de CO<sub>2</sub>.

En ce qui concerne le scénario de marché, il est prévu que l'Interconnexion AQUIND réduise les émissions de CO<sub>2</sub> de 2,78 Mt. Le Table 1-19 présente les résultats de l'intégration des SER pour les principaux scénarios.

**Table 1-19 Réduction des émissions de CO<sub>2</sub> – principaux scénarios (sur la période d'évaluation)**

Émissions de CO <sub>2</sub>		Total
AQUIND Scénario de Marché	CO <sub>2</sub> (mt)	2,78
Scénario AQUIND de prix bas des commodités	CO <sub>2</sub> (mt)	25,32
Scénario AQUIND de prix élevés des commodités/énergies renouvelables	CO <sub>2</sub> (mt)	35,55

La répartition la plus efficace de la production en Grande-Bretagne et en France provenant d'un meilleur accès au marché, et en particulier la possibilité d'une répartition plus efficace des énergies renouvelables, devrait réduire les émissions de carbone globales. En 2019, le Comité pour le changement climatique au Royaume-Uni (CCC) a recommandé de nouveaux objectifs concernant les

gaz à effet de serre égaux à zéro émission nette à l'horizon 2050.<sup>26</sup> Plusieurs études ont démontré que le rôle d'une interconnexion accrue entre la Grande-Bretagne et l'UE constituait le moyen le moins coûteux d'atteindre ces objectifs de décarbonisation.<sup>27</sup>

De même, la France a adopté un Plan climat en 2017 qui vise à atteindre la « neutralité carbone » d'ici 2050. Le cadre stratégique de sa politique énergétique, régi par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, comprend des objectifs de décarbonisation ambitieux, notamment une réduction de 40 % des émissions de GES (par rapport à 1990) d'ici 2030 et une réduction de 75 % d'ici 2050. Dans ce contexte, la programmation pluriannuelle de l'énergie (« PPE ») indique que les interconnexions (et les autres sources de flexibilité) sont essentielles pour soutenir la pénétration croissante des énergies renouvelables.<sup>28</sup> En ce sens, les interconnexions peuvent être considérées comme l'un des moteurs de la décarbonisation à long terme en France.

Nous évaluons certains des bénéfices de l'Interconnexion AQUIND en termes de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et d'intégration accrue des SER à travers notre estimation du SEW, mais divers bénéfices liés au rôle de l'Interconnexion AQUIND dans l'atteinte de ces objectifs de décarbonisation ne sont pas quantifiés dans notre approche ou dans la méthodologie de l'ENTSO-E. Nous abordons ces bénéfices dans la Section 1.4.2. L'Interconnexion AQUIND contribuera également fortement à la mise en œuvre en France des nouvelles politiques énergétiques qui sont actuellement examinées.

#### **1.4.4.2 Concurrence accrue**

L'interconnexion permet des flux d'électricité transfrontaliers, fournissant aux acteurs du marché un accès aux marchés raccordés et augmentant la taille des marchés de l'énergie. Cela permet la participation d'un plus grand nombre d'acteurs du marché et éventuellement de nouveaux entrants, ce qui place une pression concurrentielle sur les acteurs actuels. L'interconnexion accroît la pression concurrentielle de deux manières : à travers la répartition d'une production à coût plus bas, mais également en réduisant la marge perçue, ou relèvement de la rareté, au-dessus du coût marginal pour lequel les centrales peuvent faire des offres sur le marché. La méthodologie d'ACB appliquée dans cette Demande d'exemption représente les bénéfices en termes de surplus socio-économique du premier impact qu'a l'interconnexion sur la concurrence, mais non du second impact. Ce second impact entraînera probablement une augmentation du surplus des consommateurs dans l'ACB, puisqu'un relèvement moindre permet de transférer le surplus des producteurs aux consommateurs.

L'Interconnexion AQUIND fournira 2 000 MW de capacité négociable en plus à la frontière franco-britannique congestionnée. La capacité sera mise à la disposition de tous les acteurs du marché grâce aux mécanismes des marchés réglementés (enchères implicites et/ou explicites).

Au niveau macroéconomique, l'Interconnexion AQUIND permettra d'accroître la concurrence en Europe en créant de nouvelles opportunités pour le négoce transfrontalier. Cela augmentera la liquidité, et la possibilité de négocier dans un marché plus important, et devrait déplacer une production plus onéreuse dans le marché qui importe, conduisant à une convergence des prix. Une

---

<sup>26</sup> Comité pour le changement climatique, "Net Zero – The UK's contribution to stopping global warming" (« Zéro net, la contribution du Royaume-Uni en matière de lutte contre le réchauffement climatique ») publié le 2 mai 2019.

<sup>27</sup> E3G, « UK-EU Electricity Interconnection : The UK's low carbon future and regional cooperation after Brexit » (« Interconnexion électrique entre le Royaume-Uni et l'UE : l'avenir du Royaume-Uni en matière de réduction des émissions de carbone et la coopération régionale après le Brexit »), document d'information publié en janvier 2019.

<sup>28</sup> Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), avant-projet aux fins de commentaires (2020), Section 5.3.3

plus grande liquidité du marché est généralement associée à des écarts acheteur-vendeur moins importants, ce qui réduit le coût de la participation au marché de gros pour la production et la demande.

### **Concurrence dans les enchères de capacité**

L'inclusion de l'interconnexion dans les enchères du marché de capacité (« MC ») britannique et français (futur) offre un avantage concurrentiel supplémentaire potentiel aux consommateurs. AQUIND, en qualité de preneur de prix aux enchères du MC britannique, remplacera la production thermique plus chère en déterminant le prix marginal de la capacité aux enchères. Cette pression concurrentielle introduite par le Projet devrait réduire le coût des contrats de capacité au bénéfice des consommateurs britanniques (ce qui représente un transfert de surplus supplémentaire des producteurs aux consommateurs dans l'ACB). En supposant que la contribution de l'interconnexion au MC en France corresponde à cette approche, le même avantage sera appliqué aux consommateurs français.

#### **1.4.4.3 Sécurité et diversité de l'approvisionnement**

L'Interconnexion AQUIND fournira une source alternative fiable d'électricité aux consommateurs et utilisateurs du réseau britanniques et français tout au long de sa durée de vie opérationnelle. La nature de la technologie de l'interconnexion est telle qu'AQUIND devrait atteindre plus de 98 % de disponibilité technique sur la durée de vie opérationnelle du projet, ce qui est bien supérieur à la plupart des actifs thermiques conventionnels.

La sécurité de l'avantage d'approvisionnement fourni par l'Interconnexion AQUIND sera partiellement obtenue grâce à la participation aux marchés de capacité britannique et français, et aura pour résultat un investissement dans la production potentiellement évité/différé. Par ailleurs, on estime que l'Interconnexion AQUIND devrait contribuer à une diminution de la probabilité d'énergie non fournie. Les différences dans le mix de production britannique et français garantiront qu'AQUIND offre un certain degré de diversification à la Grande-Bretagne et la France.

Le Projet offrira une sécurité accrue en matière de bénéfices d'approvisionnement grâce à la flexibilité améliorée du réseau. Les bénéfices qui en découlent sont intégrés à l'estimation de la capacité de transfert nette supplémentaire fournie par l'Interconnexion AQUIND par rapport à la capacité transfrontalière existante. Leurs effets sur le surplus sont par conséquent quantifiés à l'aide de l'estimation du surplus socio-économique.

L'Interconnexion AQUIND offre également une sécurité accrue en matière de bénéfices d'approvisionnement grâce à la meilleure stabilité du réseau. Toutefois, ces bénéfices ne sont pas quantifiés dans le cadre de l'ACB.

L'Interconnexion AQUIND contribuera à la stabilité du réseau (indicateur B8 de l'ACB de l'ENTSO-E) grâce à une stabilité transitoire, une stabilité de la tension et une stabilité de la fréquence accrues du réseau électrique en Grande-Bretagne et en France.

#### **1.4.4.4 Intégration du marché européen**

Les échanges commerciaux transfrontaliers d'électricité représentent un pilier essentiel du troisième paquet européen de textes législatifs et un élément clé du modèle-cible européen de l'électricité pour le négoce transfrontalier. Les réseaux transeuropéens d'électricité bien interconnectés sont

*« indispensables pour réussir la transition énergétique »<sup>29</sup>, et le développement des interconnexions électriques européennes est « une obligation importante pour l'Union européenne ainsi que ses États membres mentionnés dans les Traités européens pour renforcer la cohésion économique, sociale et territoriale ».<sup>30</sup>*

Afin de promouvoir le bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie, le Conseil européen a fixé des objectifs afin d'atteindre 10 % d'interconnexions électriques d'ici 2020 et 15 % d'ici 2030.<sup>31</sup> Le groupe d'experts de la Commission sur les objectifs en matière d'interconnexion électrique a également suggéré que les possibilités d'introduction de nouvelles interconnexions devraient rapidement être explorées dans les pays où la capacité nominale de transport des interconnexions est inférieure à 30 % de charge de pointe ou inférieure à 30 % de la capacité installée de production d'énergies renouvelables.<sup>32</sup>

L'Interconnexion AQUIND doublera la capacité Grande-Bretagne-France actuelle et fournira une hausse de la capacité de plus de 30 % lorsque d'autres liaisons en cours de construction seront prises en compte. Le marché de l'électricité français est déjà bien raccordé aux autres États membres d'Europe centrale. La grande différence structurelle dans les prix de l'électricité en Grande-Bretagne et en France indique clairement qu'il faut une autre interconnexion pour faciliter un négoce transfrontalier efficace et une convergence de prix entre la Grande-Bretagne et la France et plus largement au niveau européen. L'Interconnexion AQUIND contribuera aussi grandement à ce que la Grande-Bretagne atteigne l'objectif d'interconnexion de l'UE de 15 % de la capacité installée d'ici 2030, tel que proposé en 2014.

Le Projet permettra de répartir efficacement les énergies renouvelables en Grande-Bretagne, en France et dans les marchés raccordés. À mesure que l'investissement dans les énergies renouvelables augmente en Grande-Bretagne et en France, la probabilité de la réduction de la production intermittente augmente aussi. La capacité transfrontalière supplémentaire fournie par l'Interconnexion AQUIND donne la possibilité d'exporter cette électricité supplémentaire pendant des périodes de production élevée d'énergies renouvelables.

#### **1.4.4.5 Flexibilité et services du réseau**

L'Interconnexion AQUIND utilisera la technologie VSC et sera donc en mesure de fournir un éventail de services aux GRT nationaux, National Grid et RTE, afin d'améliorer la flexibilité dans les périodes de négoce en temps réel. Cela peut inclure la fourniture de services d'équilibrage (service système) commerciaux et obligatoires (par exemple, des services de contrôle de la tension, de compensation réactive, de contrôle de la fréquence et de capacité de redémarrage à froid), ainsi qu'une assistance d'urgence et un équilibre transfrontalier. Certains de ces services d'équilibrage (service système) seront fournis volontairement sur la base d'accords commerciaux adjugés par voie publique avec

<sup>29</sup> Commission européenne, communication de la Commission européenne au Parlement européen, Conseil, Comité économique et social européen et Comité des régions, en date du 23 novembre 2017 :

[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/communication\\_on\\_infrastructure\\_17.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/communication_on_infrastructure_17.pdf)

<sup>30</sup> Vers une Europe durable et intégrée. Rapport du groupe d'experts de la Commission sur les objectifs en matière d'interconnexions électriques, novembre 2017, page 14 (le « Rapport du groupe d'experts ») :

[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report\\_of\\_the\\_commission\\_expert\\_group\\_on\\_electricity\\_interconnection\\_targets.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets.pdf)

<sup>31</sup> (i) Conclusion du Conseil européen d'octobre 2014 :

[https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/2030/docs/2030\\_euco\\_conclusions\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/strategies/2030/docs/2030_euco_conclusions_en.pdf) ; et (ii) COM(2014) 330, communication de la Commission européenne au Parlement européen, le Conseil en date du 28 mai 2014 : <https://www.eesc.europa.eu/resources/docs/european-energy-security-strategy.pdf>

<sup>32</sup> Rapport du groupe d'experts, page 7



National Grid, renforçant encore la concurrence sur ce marché au bénéfice des utilisateurs du réseau. De même, en France, l'Interconnexion AQUIND pourra fournir des services d'équilibrage (service système) de tension et de fréquence à RTE.

Le Projet pourra également fournir une assistance d'urgence à National Grid et à RTE.

### 1.4.5 Autres flux monétaires transfrontaliers

En tant que développeur d'interconnexions GRT non titulaire, AQUIND n'a pas accès aux informations pertinentes lui permettant de calculer son impact sur le mécanisme de compensation entre GRT. AQUIND a donc demandé conseil aux GRT concernés pour évaluer cet impact. Puisque les GRT n'ont pas été en mesure de quantifier l'impact qu'AQUIND peut avoir sur le mécanisme de compensation, nous estimons que l'impact sera de zéro aux fins de l'évaluation de l'ACB.

**Table 1-20 : Autres flux monétaires transfrontaliers (revenus, mécanisme de compensation, autres charges, subventions)**

Mécanisme de compensation (électricité) Pays	Impact actuel net sur le mécanisme de compensation [valeur actuelle en M€]
Mécanisme de compensation (France)	Les données fournies indiquaient un bénéfice de 3,85 M€ dans les scénarios de marché AQUIND, un bénéfice de 0,68 M€ dans le scénario de prix élevés des commodités et un bénéfice de 1,32 M€ dans le scénario de prix bas des commodités.
Mécanisme de compensation (Grande-Bretagne)	Aucune donnée fournie par NGESO
Autres charges	Nul
Subventions	Nul

## 1.5 Résumé de l'analyse coûts-bénéfices et discussion

Cette section réunit l'analyse des coûts du projet AQUIND (Section 1.3) et l'analyse de l'impact sur le surplus (Section 1.4). Dans la première sous-section, nous envisageons l'impact global de l'Interconnexion AQUIND sur la France, la Grande-Bretagne et les autres pays européens, tandis que dans la seconde sous-section, nous étudions l'impact sur chaque pays plus en détail.

### 1.5.1 ACB européenne

Cette section résume l'ACB européenne en combinant les coûts du projet – capex et opex – ainsi que les impacts sur le surplus des producteurs, des consommateurs et de l'interconnexion. Les opex sont inclus dans l'ACB en tant que coût annuel. Les capex totaux du projet sont annualisés, avec un taux d'actualisation de 4 %, et appliqués par tranches égales à chacun des 25 ans de l'ACB.

Nous comptabilisons les pertes techniques dans la modélisation du marché, basées sur les caractéristiques techniques de l'Interconnexion AQUIND comme indiqué dans la Section 4. Dans l'ACB, les pertes de l'interconnexion sont divisées entre la Grande-Bretagne et la France sur une base de 50/50. La capacité à mi-parcours de l'interconnexion est définie à 2 000 MW, ce qui laisse effectivement supposer qu'AQUIND prend 2 037,5 MW (c.-à-d. la moitié des pertes de 3,6 %) sur le marché d'exportation et fournit 1 962,5 MW sur le marché d'importation. Le coût de ces pertes est donc internalisé dans le calcul du surplus socio-économique dans tous les scénarios.

Les résultats incluent également d'autres indicateurs quantifiés, la variation des pertes sur le réseau et la sécurité de l'approvisionnement – énergie non fournie prévue.

Les résultats complets de l'ACB sont résumés dans le Table1-21 ci-après. Dans les pays d'accueil, les résultats de l'ACB indiquent qu'AQUIND offre un surplus social global élevé estimé à 1 110 M€ en France, et un coût net dans le cadre du surplus social estimé à -338 M€ en Grande-Bretagne. La répartition des bénéfices en Grande-Bretagne et en France indique largement des flux de la France vers la Grande-Bretagne, ce qui donne un surplus positif net pour les consommateurs britanniques et les producteurs français. Dans les autres États membres/pays européens, le surplus social net total est positif et estimé à 387 M€.

**Table1-21 Résultats complets de l'ACB**

VAN en M€ à 4,0 % (réel 2018)		AQUIND Scénario de Marché	Scénario AQUIND de prix bas des commodités	Scénario AQUIND de prix élevés des commodités/ énergies renouvelables
<b>Surplus en Grande-Bretagne</b>	Surplus net des producteurs	-2 136 €	-3 842 €	-3 068 €
	Surplus net des consommateurs	2 275 €	4 032 €	3 826 €
	Surplus net de l'interconnexion	-1 088 €	-770 €	-1 265 €
	<b>Surplus social net</b>	<b>-949 €</b>	<b>-580 €</b>	<b>-507 €</b>
<b>Surplus en France</b>	Surplus net des producteurs	4 418 €	8 220 €	2 023 €
	Surplus net des consommateurs	-2 092 €	-5 735 €	-598 €
	Surplus net de l'interconnexion	-1 392 €	-1 453 €	-1 353 €
	<b>Surplus social net</b>	<b>934 €</b>	<b>1 032 €</b>	<b>72 €</b>
<b>Impact sur les autres pays européens</b>	Surplus net des producteurs	2 506 €	5 070 €	-3 040 €
	Surplus net des consommateurs	-1 040 €	-4 627 €	4 858 €
	Surplus net de l'interconnexion	-1 064 €	-1 078 €	-878 €
	<b>Surplus social net</b>	<b>403 €</b>	<b>-635 €</b>	<b>941 €</b>
<b>AQUIND</b>	Recettes			
	Coûts	-1 305 €	-1 305 €	-1 305 €
	<b>Surplus net d'AQUIND</b>			
<b>Variation des pertes sur le réseau</b>	Pertes en France	-23 €	-52 €	-29 €
	Pertes en Grande-Bretagne	-165 €	-158 €	-108 €
	<b>Pertes totales</b>	<b>-188 €</b>	<b>-210 €</b>	<b>-137 €</b>
<b>Sécurité de l'approvisionnement (énergie non fournie prévue)</b>	<b>Total</b>	<b>222 €</b>	<b>543 €</b>	<b>99 €</b>

Surplus total en Europe	Y compris AQUIND			
Surplus total en Europe	Hors AQUIND	421 €	151 €	468 €

Le Table 1-22 présente les résultats pour la France, hormis les coûts et recettes attribués à AQUIND (l'énergie non fournie prévue est divisée à 50/50 entre la Grande-Bretagne et la France).

**Table 1-22 Résultats complets de l'ACB pour la France, hormis les recettes et les coûts d'AQUIND**

VAN en M€ à 4,0 % (réel 2018)		AQUIND Scénario de Marché	Scénario AQUIND de prix bas des commodités	Scénario AQUIND de prix élevés des commodités /énergies renouvelabl es
<b>Surplus en France</b>	Surplus net des producteurs	4 418 €	8 220 €	2 023 €
	Surplus net des consommateurs	-2 092 €	-5 735 €	-598 €
	Surplus net de l'interconnexion	-1 392 €	-1 453 €	-1 353 €
	<b>Surplus social net</b>	<b>934 €</b>	<b>1 032 €</b>	<b>72 €</b>
<b>Variation des pertes sur le réseau (France)</b>	France	-23 €	-52 €	-29 €
<b>Sécurité de l'approvisionnement (énergie non fournie prévue) (France)<sup>33</sup></b>	France	67 €	163 €	30 €
<b>Surplus total en France</b>	France	<b>977 €</b>	<b>1 143 €</b>	<b>73 €</b>

En plus de l'ACB basée sur les principaux scénarios ci-dessus, nous avons également évalué l'impact du surplus socio-économique basé sur les sensibilités présentées dans le Table 1-23 ci-après. Les estimations de la variation des pertes sur le réseau et de la sécurité de l'approvisionnement sont basées sur les estimations concernant le scénario de marché AQUIND.

**Table 1-23 Résultats de l'ACB pour l'Europe, sensibilités**

VAN en M€ à 4,0 % (réel 2018)	Absence de rareté	Faible investissement dans l'interconnexion	Investissement élevé dans l'interconnexion	Brexit	Dépassement des dépenses d'investissement
<b>Surplus social net (Grande-Bretagne)</b>	-194 €	-778 €	-1 038 €	-945 €	-949 €
<b>Surplus social net (France)</b>	716 €	1 213 €	776 €	776 €	934 €
<b>Surplus social net (autre)</b>	685 €	184 €	420 €	430 €	403 €
<b>Surplus AQUIND</b>					
<b>Variation des pertes sur le réseau</b>	-188 €	-188 €	-188 €	-188 €	-188 €
<b>Sécurité de l'approvisionnement (énergie non fournie prévue)</b>	222 €	222 €	222 €	222 €	222 €

<sup>33</sup> En supposant que 30 % de ces bénéfices sont attribués à la France.

VAN en M€ à 4,0 % (réel 2018)	Absence de rareté	Faible investissement dans l'interconnexion	Investissement élevé dans l'interconnexion	Brexit	Dépassement des dépenses d'investissement
Surplus total en Europe					

Dans les cinq sensibilités présentées ci-dessus, l'Interconnexion AQUIND offre un impact sur le surplus positif net total en Europe, ainsi qu'un impact sur le surplus positif net total en France seule.

Par ailleurs, nous avons calculé les résultats en termes de sensibilité pour la France, hormis les recettes et les coûts d'AQUIND afin de refléter les arrangements commerciaux et réglementaires proposés en France dans le cadre de la Demande d'exemption AQUIND.

**Table 1-24 Résultats de l'ACB pour la France, hormis les recettes et les coûts d'AQUIND, sensibilités**

VAN en M€ à 4,0 % (réel 2018)	Absence de rareté	Faible investissement dans l'interconnexion	Investissement élevé dans l'interconnexion	Brexit	Dépassement des dépenses d'investissement
Surplus social net (France)	716 €	1 213 €	776 €	776 €	934 €
Variation des pertes sur le réseau (France)	-23 €	-23 €	-23 €	-23 €	-23 €
Sécurité de l'approvisionnement (énergie non fournie prévue)	67 €	67 €	67 €	67 €	67 €
Surplus total en France	760 €	1 257 €	820 €	819 €	977 €



## Appendix A Capacité d'interconnexion optimale

L'ACB d'AQUIND envisage la capacité optimale sur la frontière franco-britannique en calculant le total des bénéfices du projet dans le cadre de diverses hypothèses d'investissement dans l'interconnexion.

- ▶ Le scénario de marché suppose une capacité transfrontalière franco-britannique totale de 5,4 GW, AQUIND amenant la capacité totale à 7,4 GW à partir de 2024.
- ▶ Le scénario de prix bas des commodités suppose une capacité transfrontalière franco-britannique totale de 4 GW, AQUIND amenant la capacité totale à 6 GW à partir de 2024.
- ▶ Le scénario de prix élevés des commodités/énergies renouvelables suppose une capacité transfrontalière franco-britannique totale de 5,4 GW, AQUIND amenant la capacité totale à 8,8 GW à partir de 2024, avec une capacité ultérieure d'1 GW construite en 2030 permettant d'arriver à un total de 8,8 GW.
- ▶ La sensibilité élevée de l'interconnexion commence avec le scénario de marché, mais ajoute une capacité franco-britannique d'1 GW supplémentaire en 2030 (en plus d'AQUIND).

Le Table 1-25 présente les résultats de l'ACB dans chacun de ces trois scénarios et la sensibilité supplémentaire.

**Table 1-25 ACB d'AQUIND avec diverses hypothèses de capacité franco-britannique<sup>34</sup>**

Scénario/Sensibilité	Capacité franco-britannique (GW)	ACB – Surplus total (M€, VAN)	ACB – France (M€, VAN)
Scénario de marché	7,4	421	934
Commodités à prix bas	6	151	1 032
Commodités à prix élevés	8,8	468	72
Sensibilité élevée de l'interconnexion (scénario de marché plus 1 GW)	8,4	192	776

Nous concluons à partir de cette simple comparaison que l'ACB d'AQUIND est solide par rapport à divers ajouts de capacité de l'interconnexion allant jusqu'à 8,8 GW à la frontière franco-britannique. Nous pouvons en conclure qu'il existe une demande pour une interconnexion sur la frontière franco-britannique dépassant 8 GW indiquant que, d'après cette analyse, la capacité optimale à la frontière franco-britannique est supérieure à 8 GW.

Cette conclusion est cohérente avec la décision de 2018 de l'ACER dans le cadre de la première demande d'exemption d'AQUIND. Ici, l'ACER a noté que l'interconnexion de 8 à 9 GW serait socialement bénéfique à la frontière franco-britannique. La raison était que la Grande-Bretagne et la

<sup>34</sup> En comparant les différents scénarios, comme indiqué dans le Tableau 19, nous constatons qu'ils incluent diverses autres modifications des hypothèses, et non pas simplement des différences dans la capacité de l'interconnexion franco-britannique. La sensibilité élevée de l'interconnexion fournit un point de référence direct par rapport au scénario de marché, la seule modification étant l'ajout de la capacité de l'interconnexion sur la frontière franco-britannique.



France ont des mix de production installée fondamentalement différents, même si la part de la production d'énergies renouvelables dans la capacité installée totale devrait croître à l'avenir.