

Commentaires sur le rapport d'Artelys du 17 juillet 2019 sur la « Détermination d'une capacité cible d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni »

Note du 16 juin 2020

CONFIDENTIEL

© AQUIND LIMITED, 2020

Sommaire

1	INTRODUCTION	3
2	LES SCENARIOS RETENUS PAR ARTELYS.....	4
2.1	PRESENTATION DES SCENARIOS	4
2.2	LIMITES DES SCENARIOS	4
3	LES HYPOTHESES RETENUES PAR ARTELYS	6
3.1	DEPLOIEMENT ET EFFICACITE DE LA TECHNOLOGIE P2G.....	6
3.2	COUTS OPERATIONNELS.....	9
3.3	STADE DE DEVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS CONCURRENTES	10
4	LES RESULTATS DE L'ACB D'AQUIND	11
5	CONCLUSIONS	13

1 Introduction

La CRE a commandé un rapport de son conseil Artelys présentant une analyse coûts-bénéfices (« ACB ») d'un accroissement de capacité d'interconnexion entre la France et la Grande Bretagne (le « rapport d'Artelys »)¹. Ce rapport conclut, sur la base d'un nombre important d'hypothèses, qu'une « nouvelle interconnexion entre la France et le Royaume-Uni n'apparaît pertinente dans aucun des scénarios principaux »².

Ce rapport a été pris en compte par la CRE dans le cadre de l'évaluation de la Demande d'investissement et de répartition transfrontalière des coûts (soumise par AQUIND) dans le contexte du Règlement RTE-E, et nous comprenons que la CRE prévoit également de prendre en compte cette analyse lors de l'évaluation de la demande d'exemption d'AQUIND (2020). Or, de notre point de vue, le rapport d'Artelys n'est pas pertinent pour l'évaluation de la valeur créée par l'Interconnexion AQUIND.

Certaines des hypothèses retenues dans le rapport d'Artelys sont aussi inédites : à notre connaissance, l'évaluation d'autres Interconnexions (comme Biscay Bay ou Celtic Interconnector) n'ont pas été évaluées à partir d'hypothèses aussi ambitieuses (notamment en ce qui concerne les hypothèses de Power to Gaz (« P2G »), comme discuté plus bas). Il semble donc que l'interconnexion AQUIND soit évaluée à partir d'hypothèses particulièrement défavorables. Cela crée un risque que les décisions réglementaires concernant le développement de différents projets d'interconnexion soient incohérentes car reposant sur des hypothèses sensiblement différentes.

Dans cette note, nous commentons le rapport d'Artelys. Nous présentons en particulier :

- ▶ les limites des scénarios retenus par Artelys ;
- ▶ la faiblesse de certaines hypothèses retenues par Artelys et leur impact sur les résultats du surplus collectif ;
- ▶ les scénarios et résultats de l'ACB d'AQUIND ; et
- ▶ les conclusions de notre revue du rapport d'Artelys.

¹ Détermination d'une capacité cible d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni. Rapport. 17 juillet 2019.

² Rapport d'Artelys, page 3.

2 Les scénarios retenus par Artelys

Les scénarios qu'Artelys a sélectionnés pour son analyse souffrent de nombreuses limites. Après avoir présenté les quatre scénarios retenus, nous détaillons leurs limites.

2.1 Présentation des scénarios

Le rapport d'Artelys développe trois scénarios principaux et une variante :

- ▶ Transition Énergétique : Ten-Year Network Development Plan (« TYNDP ») 2018, « Sustainable Transition » ;
- ▶ Plans Nationaux : TYNDP 2018 & Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (« PPE ») ;
- ▶ Prudent : TYNDP 2018 & transition ralentie ; et
- ▶ Distributed Generation & PPE.

Le rapport d'Artelys s'appuie sur les scénarios du TYNDP 2018 : par exemple le scénario « Transition Énergétique » est basé sur le TYNDP scénario « Sustainable Transition », tandis que les scénarios « Prudent » et « Plans Nationaux » ajoutent des hypothèses issues de la PPE en France.

2.2 Limites des scénarios

L'analyse de tout projet potentiel d'interconnexion doit s'appuyer sur des scénarios bien justifiés et raisonnables de l'évolution des marchés de l'électricité britannique et français ainsi que des marchés européens plus larges. Ce point de vue est partagé par les décideurs politiques européens : par exemple, la Recommandation n°5/2015 de l'ACER envisage que les promoteurs de projet prennent en compte « *les scénarios solides supplémentaires qu'ils jugent plausibles* »³. A notre avis, les scénarios sélectionnés par Artelys ne constituent pas une base adéquate pour une ACB robuste pour les trois raisons principales détaillées ci-dessous.

Premièrement, les informations publiques sur les scénarios du TYNDP sont insuffisantes pour réaliser l'ACB d'un projet spécifique en raison de la granularité limitée des données disponibles pour les parties externes.

Il n'est donc pas clair si Artelys a dû compléter les informations publiques disponibles des scénarios TYNDP avec ses propres hypothèses, et comment ces hypothèses supplémentaires ont été déterminées. D'après l'expérience d'AQUIND, il est très difficile de reproduire l'analyse des scénarios TYNDP pour un acteur qui n'est pas un GRT. En effet, une grande partie des données et des outils de modélisation nécessaires ne sont disponibles que pour les GRT en place (notamment les modèles de réseaux internes).

Deuxièmement, les scénarios du TYNDP représentent avant tout une ambition politique qui peut différer de la réalité économique. Par exemple, l'ENTSO-E met d'ailleurs en garde sur le fait que les scénarios TYNDP « *ne sont pas des prévisions [et] ne sont pas censés informer les décisions politiques* »⁴.

³ ACER (2015) Recommandation n°5/2015 de l'Agence pour la Coopération des Régulateurs de l'Énergie du 18 décembre 2015 sur les bonnes pratiques en matière de traitement des demandes d'investissement, y compris les demandes de répartition transfrontalière des coûts, relatives aux projets d'intérêt commun d'électricité et de gaz, Annexe I.1.

⁴ Atelier public ENTSO-E et ENTSO-G sur les projets de scénarios TYNDP 2020, 5 décembre 2019.

De tels scénarios ne constituent donc pas nécessairement une base appropriée à partir de laquelle les décisions d'investissement dans les infrastructures énergétiques devraient être prises. Par exemple, dans la mesure où les scénarios du TYNDP ont une ambition politique, par opposition aux politiques et à la législation actuelles, ils peuvent ne pas être une représentation réaliste des futures voies potentielles et donc constituer une base inappropriée pour l'évaluation des projets potentiels. L'utilisation de scénarios plus « extrêmes » peut biaiser l'évaluation en faveur de projets qui ne sont bénéfiques que dans ces circonstances particulières, au détriment de projets qui sont bénéfiques selon des hypothèses plus modérées.

Enfin, la valorisation des surplus d'électricité à partir du P2G, technologie toujours en cours de développement, est peu réaliste. Nous examinons cette hypothèse en détail dans la section suivante.

3 Les hypothèses retenues par Artelys

L'analyse de tout projet potentiel d'interconnexion doit également être fondée sur des hypothèses bien justifiées et raisonnables, notamment en ce qui concerne les caractéristiques de l'offre et de la demande du réseau. Les hypothèses retenues par Artelys sont contestables et aboutissent à des résultats faussés en ce qui concerne la valeur créée par l'Interconnexion AQUIND. Les hypothèses particulièrement contestables sont :

- ▶ Le déploiement et l'efficacité de la technologie P2G ;
- ▶ Les coûts opérationnels (Opex) ; et
- ▶ Le stade de développement des interconnexions concurrentes.

3.1 Déploiement et efficacité de la technologie P2G

Nous considérons que les hypothèses faites par Artelys concernant le déploiement de la technologie P2G sont inappropriées. En tant que l'une des nombreuses sources potentielles de flexibilité pour équilibrer la demande et l'offre d'électricité, une hypothèse qui surestime le rôle de la technologie P2G sur le marché risque, par construction, de sous-estimer les bénéfices des investissements dans les interconnexions. En effet, le rapport d'Artelys prend l'hypothèse que la technologie de conversion d'électricité en gaz agit comme un concurrent direct des interconnexions, ce qui entraîne une réduction importante des bénéfices estimés de l'investissement dans l'interconnexion. Cette hypothèse sur le déploiement de la technologie P2G pose quatre problèmes que nous détaillons successivement ci-dessous.

Premièrement, l'hypothèse concernant le déploiement de la technologie de conversion du P2G semble être très ambitieuse et constituer le principal moteur des conclusions du rapport.

- ▶ Artelys elle-même reconnaît que, sans le développement de la conversion d'électricité en gaz, l'interconnexion française construite en 2025 se justifie d'un point de vue économique sur la durée de vie des projets. Le rapport suppose une capacité d'électrolyseurs d'environ 12 GW d'ici 2040, fonctionnant 3 000 heures par an.⁵ L'échelle de ces hypothèses n'est pour l'instant pas corroborée et rien ne prouve que l'industrie P2G pourra se développer aussi rapidement au cours des 20 prochaines années. À la mi-2020, cette hypothèse semble encore moins valable, étant donné les défis posés par la pandémie actuelle de covid-19 et la récession économique probable.
- ▶ Le rapport d'Artelys ne prend pas en compte l'analyse coûts-bénéfices de cette technologie, sa maturité technologique pour un déploiement de masse et les questions pratiques de sa mise en œuvre telles que celles résultant des lois sur la planification et les réglementations environnementales françaises. Pour atteindre le niveau de capacité de conversion d'électricité en gaz retenu dans le rapport d'Artelys en 2030, tous ces projets devraient démarrer leurs activités de demande de permis et d'autorisation dès maintenant.

Deuxièmement, les hypothèses concernant le déploiement du P2G semblent spécifiquement développées pour le rapport d'Artelys. Dans d'autres rapports publiés par Artelys, les hypothèses et les conclusions diffèrent, ce qui suggère qu'Artelys n'a pas nécessairement une vision cohérente du développement probable de la technologie P2G :

⁵ Rapport d'Artelys, Tableau 3.

- ▶ En septembre 2019, Artelys observe que le développement du P2G est très complexe et que, parfois, il est possible d'identifier des « synergies » entre le P2G et les interconnexions électriques – en d'autres termes, le P2G n'agit pas toujours comme un concurrent direct des interconnexions.⁶
- ▶ En octobre 2019, un rapport d'Artelys sur le sujet de stockage de gaz prend comme hypothèse de base que le P2G n'est pas du tout développé⁷. Il semble alors qu'un scénario sans P2G soit le scénario central présenté par Artelys.

Les différences entre les hypothèses formulées par Artelys dans les différents rapports sont très importantes. Par conséquent, il semble plausible que si l'étude évaluant les bénéfices de l'interconnexion s'appuyait sur les hypothèses de P2G utilisées dans les autres études d'Artelys, les conclusions concernant la nécessité d'une interconnexion supplémentaire pourraient être très différentes.

Troisièmement, les hypothèses concernant l'efficacité du P2G montrent que cette technologie est nettement inférieure à celle du transport d'électricité. Le rapport TYNDP 2020 (« Scenario methodology report ») indique que l'efficacité technique du P2G est d'environ 67 à 82% (pour Alkaline Water Electrolysis) et d'environ 44 à 86% (pour Polymer Electrolyte Membrane electrolysis).⁸ Ces deux estimations sont inférieures à l'efficacité du transport d'électricité sur les câbles HVDC : les pertes liées au transport dans les câbles souterrains et sous-marins de l'Interconnexion AQUIND, qui se produiront dans les scénarios en « pleine puissance » sur les câbles, représentent environ 3,6% des pertes totales.⁹ En d'autres termes, l'efficacité du transport d'électricité est de plus de 96%.

Nous considérons donc que les projets de transport d'électricité, tels que AQUIND, sont susceptibles de jouer un rôle dans le développement du système énergétique européen. A l'inverse, il semble peu probable qu'une technologie telle que le P2G, qui a un rendement nettement inférieur, permette le résultat optimal pour les consommateurs d'énergie.

Quatrièmement, le rapport d'Artelys surestime le rôle du P2G et repose sur des hypothèses non-conformes à la PPE, aux scénarios du Schéma Décennal du Développement du Réseau (« SDDR ») et au rapport sur 'la transition vers un hydrogène bas carbone' publié par RTE en janvier 2020 (« Rapport RTE »).

La PPE ne mentionne pas l'électrolyse ou l'hydrogène dans le secteur de l'électricité dans son projet pour consultation (2020). Par ailleurs, le rôle futur de l'hydrogène et l'horizon de son éventuel déploiement restent incertains. Ainsi, les principales mesures de ce projet pour consultation portent sur la réalisation « *des études pour préparer un déploiement possible à plus long terme de l'hydrogène comme solution de flexibilité au service des systèmes électriques et gaziers* »¹⁰. Ce projet pour consultation précise par ailleurs que « *La conversion d'électricité d'origine renouvelable en gaz est généralement évoquée dans des situations où la production d'électricité renouvelable serait excédentaire par rapport à la consommation [...] Ces situations ne sont pas envisagées en France à grande échelle avant 2035 [...]* ».¹¹

⁶ Artelys : Investigation on the interlinkage between gas and electricity scenarios and infrastructure projects assessment. Section 4.3.2.1.

⁷ Artelys : Value of the gas storage infrastructure for the electricity system. Page 31 : « P2X is absent from the scenario ».

⁸ TYNDP 2020 Scenario Methodology Report, Section 8.2.1 et Section 8.2.2.

⁹ Analyse AQUIND, présentée à la CRE dans le cadre de la Demande d'exemption, 2020.

¹⁰ Stratégie française pour l'énergie et le climat, PPE, Synthèse, page 33.

¹¹ Stratégie française pour l'énergie et le climat, PPE, Projet pour Consultation, page 103.

Les hypothèses retenues dans le rapport d'Artelys quant aux capacités d'électrolyseur (9GW et 12 GW à horizon 2030 et 2040 respectivement), correspondant « *aux capacités nécessaires pour produire les volumes d'hydrogène annoncés par la PPE avec des électrolyseurs fonctionnant en moyenne 3000 h/an* », ne sont en réalité pas conformes à la PPE.¹² En effet, les objectifs d'augmentation de la consommation d'hydrogène annoncés par la PPE sont de 1-10 MW à l'horizon 2023 et de 10-100 MW à l'horizon 2028 pour les démonstrateurs de P2G.¹³ Il semble très peu probable qu'une industrie qui n'atteindra une échelle de démonstration qu'en 2028 (10-100MW) puisse se développer dans les deux années à venir pour atteindre une capacité d'électrolyseur de 9 GW (hypothèse Artelys 2030).

De plus, le SDDR, publié par RTE en 2019, repose sur la stratégie nationale bas carbone (« SNBC ») qui retient un objectif de 7 GW d'électrolyseur d'ici 2035.¹⁴ Une fois de plus, ceci montre que les hypothèses retenues par Artelys (9 GW en 2030) ne sont pas compatibles avec celles retenues par RTE dans le SDDR.

Le SDDR reconnaît que, parmi les sources potentielles de flexibilité, le P2G ne représente pas une solution alternative aux renforcements du réseau français : « *power-to-gas représente à ce jour une technologie encore expérimentale [qui] ne présente pas de pertinence économique et technique aujourd'hui* ». ¹⁵

Par ailleurs, les hypothèses retenues par Artelys ne sont pas cohérentes avec celles du Rapport RTE publié après le rapport d'Artelys. En effet, concernant les hypothèses de P2G, le rapport d'Artelys prend pour hypothèse une capacité nécessaire de 9 GW à 12 GW (à horizon 2030 à 2040) en supposant que les électrolyseurs fonctionnent en moyenne à 3 000 heures par an.¹⁶ A l'inverse, le Rapport RTE présente une fourchette d'hypothèses : d'un côté le développement d'une capacité d'électrolyseurs de 38GW qui ne fonctionnent que 800 heures par an (facteur de charge de 9%), et de l'autre côté une capacité d'électrolyseurs de 3,7GW qui fonctionnent en moyenne à plus de 8,000 heures par an (facteur de charge de 93%).¹⁷ Le Rapport RTE spécifie les hypothèses retenues pour la production d'hydrogène par électrolyse (630 000 tonnes H₂/an), contrairement au rapport d'Artelys qui ne le précise pas.¹⁸ De même, alors que le Rapport RTE décrit trois principaux modes opératoires de l'électrolyse, soulignant ainsi la complexité inhérente au sujet, le rapport d'Artelys ne spécifie pas le mode opératoire retenu pour son analyse.¹⁹

Le Rapport RTE reconnaît la complexité de la concurrence que pourrait exercer le P2G sur les interconnexions ainsi que de l'impact du P2G sur les volumes d'électricité disponibles à l'export.²⁰ A l'inverse, le rapport d'Artelys part du postulat que le P2G est un concurrent direct des interconnexions sans justifier cette hypothèse de départ. Pourtant, Artelys reconnaît, dans d'autres études menées en 2019, que le rapport entre le P2G et les interconnexions reste très complexe.²¹

¹² Rapport d'Artelys, page 29.

¹³ Stratégie française pour l'énergie et le climat, PPE, Projet pour Consultation, page 104

¹⁴ SDDR, page 67.

¹⁵ SDDR, page 289.

¹⁶ Rapport d'Artelys, Tableau 3, page 29.

¹⁷ Rapport RTE, page 39.

¹⁸ Rapport RTE, page 37.

¹⁹ Rapport RTE, page 37.

²⁰ Rapport RTE, page 41.

²¹ Artelys, 2019, 'Investigation on the interlinkage between gas and electricity scenarios and infrastructure projects assessment'. Le rapport précise que les interconnexions et la production de P2G ne sont pas forcément en concurrence directe: "*the precise impact [of P2G] depends on the location of the power-to-hydrogen technology relative to the infrastructure project. For example, a new electricity interconnector could result in*

Enfin, le Rapport RTE montre que les électrolyseurs restent une technologie peu mature, dont le prix de revient est bien supérieur à celui d'autres technologies permettant de produire de l'hydrogène (comme le vaporeformage), et ce, quel que soit le mode opératoire retenu. Ainsi, le Rapport RTE précise que le développement de cette technologie ne pourra se faire sans soutien public.²² De manière paradoxale, le rapport RTE montre que l'augmentation du prix du CO2 pourrait même entraîner une hausse plus importante du prix de revient de l'hydrogène bas carbone (comme celui produit par électrolyseur) que de celui de l'hydrogène d'origine fossile.²³ A l'inverse, le rapport d'Artelys n'a pas revu en détail les coûts nécessaires au développement et au fonctionnement des électrolyseurs afin de s'assurer que leurs prévisions de capacités sont plausibles.

3.2 Coûts opérationnels

Le rapport d'Artelys retient une hypothèse de coûts opérationnels de 35 M € / GW / an (soit des coûts totaux moyens de 1 200 M € en valeur actualisée). Ces coûts opérationnels comprennent :²⁴

- ▶ Des OPEX de 12 M € / GW / an ; et
- ▶ Des pertes (réseau) de 23 M € / GW / an.

Ces hypothèses semblent excessivement prudentes et ne correspondent ni à nos attentes, ni aux coûts récemment approuvés pour l'IFA2.²⁵

Toutefois, la propre analyse d'AQUIND, étayée par une étude externe réalisée par Tractebel, estime que les coûts sont susceptibles d'être à des niveaux plus faibles :

- ▶ Des OPEX réels de 7 M € / GW / an ; et
- ▶ Des pertes (réseau) de 5,8 M € / GW / an.

Ceci représente une économie de plus de 22 M € / GW / an par rapport aux hypothèses d'Artelys, soit presque 350 M € / GW en termes de valeur actualisée²⁶ des gains de surplus collectif. L'estimation par Artelys de coûts totaux d'environ 1 200 millions d'euros / GW serait réduite d'environ 350 millions (soit 30% du coût total), ce qui rendrait les avantages d'une interconnexion supplémentaire beaucoup plus évidents.

Par ailleurs, ces avantages sont d'autant plus importants si l'on ajoute les bénéfices de la sécurité d'approvisionnement. En effet, le rapport d'Artelys considère qu'une interconnexion accrue n'offrirait aucun bénéfice supplémentaire en termes de sécurité de l'approvisionnement en raison de l'étroite corrélation entre les situations de tension sur le réseau entre la France et la Grande-Bretagne. Cette hypothèse est peu plausible mais elle est pourtant fondamentale et demande à être approfondie.²⁷

fewer episodes of low electricity prices in poorly connected areas and hence limit the hydrogen production by electrolysis. On the contrary, if an area has high variable e-RES surpluses, and there is high power-to-hydrogen capacities in a neighbour area, a new electric interconnector can increase the use of power-to-hydrogen." (page 22).

²² Rapport RTE, page 62.

²³ Rapport RTE, page 64.

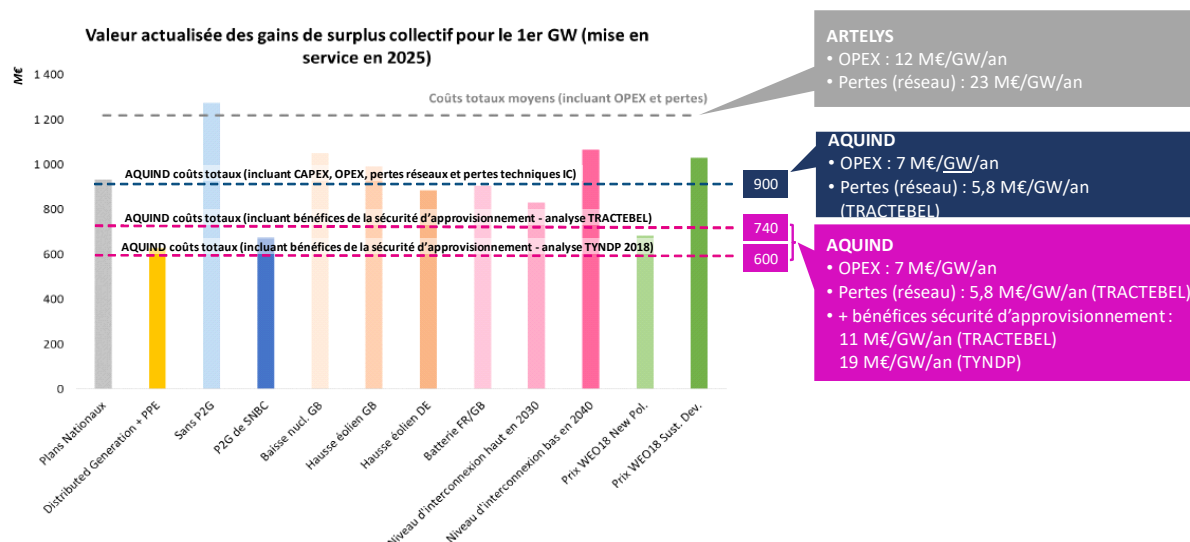
²⁴ Rapport d'Artelys, page 54 et clarifications fournies par la CRE par échange de courriers électroniques.

²⁵ Délibération de la Commission de Régulation de l'Energie du 2 février 2017 portant décision sur le projet d'interconnexion "IFA2", section 2.2.2.

²⁶ La VAN est calculée sur 25 ans avec un taux d'actualisation de 4%.

²⁷ Rapport d'Artelys, page 70.

Cependant, ces bénéfices sont estimés entre 11 M € / GW / an (TRACTEBEL) et 19 M € / GW / an (TYNDP).²⁸ La prise en compte de ces bénéfices liés à la sécurité d’approvisionnement et des coûts opérationnels plus réalistes (12,8 M € / GW / an) dans les scénarios retenus par Artelys aboutirait à des coûts totaux moyens d’environ 600-740 M € / GW, plus faibles que ceux de 1 200 M € / GW du rapport d’Artelys, comme illustré sur le schéma ci-dessous.



3.3 Stade de développement des interconnexions concurrentes

Artelys considère un déploiement très important des interconnexions entre la Grande-Bretagne et l'Europe continentale. Artelys inclut ainsi des projets d’interconnexions dont la plupart sont à un stade de développement plus précoce que celui d’AQUIND, ce qui semble incohérent avec l’analyse d’Artelys. En effet, dans le rapport d’Artelys et hors GB - FR, 3,8 GW sont considérés comme acquis, alors que ces projets d’interconnexion sont moins avancés que celui d’AQUIND :²⁹

- ▶ BritNed 2 : 1,4 GW (Grande-Bretagne – Pays-Bas)
- ▶ OPIC : 1 GW (Grande-Bretagne – Irlande)
- ▶ Nautilus : 1,4 GW (Grande-Bretagne – Belgique)

Le développement d’interconnexions avec la Grande-Bretagne à l’horizon 2040 est donc spéculatif.

²⁸ Analyse AQUIND fondée sur les avantages de la sécurité d'approvisionnement du TYNDP et sur l'analyse Tractebel.

²⁹ Le portefeuille des projets du TYNDP 2020 est disponible ici : https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP_documents/TYNDP2020/200226_TYNDP2020_project_portfolio.xlsx.

4 Les résultats de l'ACB d'AQUIND

Comme discuté dans la section 2 ci-dessus, l'analyse de tout projet d'interconnexion potentiel doit être fondée sur des scénarios bien justifiés et raisonnables ainsi que sur un ensemble d'hypothèses claires et crédibles. Dans cette section, nous expliquons que l'ACB d'AQUIND repose sur des scénarios et des hypothèses qui sont solides et bien justifiés, et donc mieux adaptés à l'évaluation des bénéfices du projet.

AQUIND, en collaboration avec ses consultants, a développé une analyse approfondie de la valeur socio-économique du projet au cours des quatre dernières années. Cette analyse repose sur un ensemble d'hypothèses élaborées par AQUIND et qui représentent une vision centrale de la façon dont les marchés de l'énergie européens devraient évoluer à l'avenir, ce que l'on appelle le Scénario de Marché. AQUIND a également développé une analyse de sensibilité autour de ce scénario central et retient ainsi les trois scénarios suivants :

- ▶ Un scénario de marché (« Scénario de Marché AQUIND ») ;
- ▶ Un scénario de prix bas des commodités ; et
- ▶ Un scénario de prix élevés des commodités.

Ces trois scénarios sont plus plausibles que ceux retenus dans le rapport d'Artelys.

Par rapport aux scénarios de TYNDP, ces scénarios comprennent un certain nombre de modifications et d'ajouts, ce qui les rend plus robustes et plus complets pour cette évaluation. Par exemple, nous avons enrichi les scénarios en modélisant des hypothèses supplémentaires concernant le mix de capacité, l'estimation des coûts spécifiques aux technologies ou encore la modélisation des comportements stratégiques des producteurs.

Dans l'ensemble, nous estimons que le Scénario de Marché AQUIND et les deux sensibilités représentent des scénarios plus plausibles de l'évolution probable des marchés de l'électricité britannique, français et européen au cours des 25 prochaines années.

Les hypothèses retenues pour l'élaboration des scénarios d'AQUIND ne se limitent pas aux seules informations publiques sur les scénarios du TYNDP, bien qu'elles restent cohérentes avec le TYNDP 2018. Ces hypothèses prennent aussi en compte les mix de capacité à partir des données actuelles et les décisions d'investissement dans des actifs réels. Elles reposent également sur un calcul de rentabilité de chaque unité de production en Europe pour valider les décisions d'investissement et de fermeture de centrales.

Enfin, les hypothèses de long terme utilisent des technologies robustes, matures et fiables, contrairement à Artelys qui utilise une technologie en cours de développement (P2G).

Dans le cadre du Scénario de Marché AQUIND, nous estimons que l'Interconnexion AQUIND crée une valeur économique importante pour la France, et plus généralement pour les producteurs et consommateurs européens. Ainsi, sur les 25 premières années d'exploitation, la valeur économique pour la France de l'Interconnexion AQUIND est estimée à 1,1 Md€, faisant de la France le pays qui tire le plus fort bénéfice économique de l'interconnexion. Sur cette même période, la valeur économique pour les pays de l'Union Européenne (hors Royaume-Uni) est de 1,5 Md€.

Les deux autres scénarios présentent également une valeur économique positive sur les 25 premières années d'exploitation, à la fois pour la France (0,4 – 0,9 Md€) et les pays de l'Union Européenne (1,3 – 1,6 Md€, hors Royaume-Uni).

5 Conclusions

Nous expliquons dans cette note que le rapport d'Artelys ne s'appuie pas sur des scénarios suffisamment robustes. Nous avons par ailleurs identifié de sérieuses lacunes dans le rapport d'Artelys concernant les hypothèses de modélisation. Ces lacunes entraînent des résultats injustement négatifs pour l'ACB de l'interconnexion AQUIND.

Pour ces raisons, nous considérons que les conclusions exposées dans le rapport d'Artelys doivent être considérées avec prudence, et doivent être revues à la lumière de nouvelles hypothèses sous-jacentes.

Les scénarios développés par AQUIND sont plus plausibles et reposent sur des hypothèses plus détaillées. Les résultats positifs du surplus collectif de l'interconnexion AQUIND qui en découlent nous paraissent ainsi plus fiables que les résultats du rapport d'Artelys.