

Etude de la valeur des interconnexions entre la France et la Grande-Bretagne

Rapport

Ce document est strictement confidentiel ; aucun élément ne doit être diffusé hors d'Artelys et de la CRE.

Synthèse

Les interconnexions électriques entre pays permettent d'exploiter les complémentarités des systèmes énergétiques, de faciliter l'intégration de la production renouvelable intermittente et d'assurer une entraide au niveau Européen pour la sécurité d'approvisionnement électrique de chaque pays. Aujourd'hui, **treize¹ projets d'interconnexions entre le Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord (ci-après Royaume-Uni) et ses voisins européens sont à l'étude ou en construction, dont cinq reliant la Grande-Bretagne à la France.**

L'objet de la présente étude est **d'évaluer l'intérêt d'un projet d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne** dans un contexte rendu incertain par le retrait du Royaume-Uni de l'Union Européenne (Brexit). Aux incertitudes liées à l'évolution future de la composition des mix électriques des différents pays européens s'ajoutent **les implications économiques, énergétiques, et commerciales du Brexit**. Le retrait du Royaume-Uni de l'Union Européenne conduit à une situation nouvelle. La composition du mix énergétique du Royaume-Uni, les coûts des projets d'interconnexions et les modalités d'échanges commerciaux – en particulier **les règles de fonctionnement des marchés de l'électricité** – sont autant de facteurs qui peuvent être impactés. Dans ce cadre, il a paru nécessaire dans cette étude d'envisager plusieurs scénarisations possibles du Brexit pour **comparer le coût d'un projet d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne aux bénéfices qu'il pourrait générer**. Les scénarios retenus sont construits à partir des projections 2020 et visions 2030 du TYNDP (ENTSO-E, 2016) ; on en fait évoluer les hypothèses relatives au Royaume-Uni selon le niveau de rigueur des modalités d'applications du Brexit. On distingue ainsi deux contextes de Brexit : **un Brexit dit « Soft » et un Brexit dit « Hard »**, qui correspondent à un niveau de coordination entre le Royaume-Uni et l'Union Européenne différent dans le domaine électrique. **Dans le cadre du Brexit Hard**, on suppose ainsi que le Royaume-Uni se munit de capacités de production de pointe plus importantes pour assurer de manière indépendante sa sécurité d'approvisionnement et un **découplage des marchés électriques du Royaume-Uni et de l'Europe continentale**.

Pour chacun de ces jeux de scénarios, et pour chacune des projections 2020 et visions 2030 de l'ENTSO-E qu'ils comportent, des simulations, au pas de temps horaire et sur 10 années climatiques, de la gestion de production, du stockage et du transport d'électricité sur le périmètre ENTSO-E sont réalisées, à partir du logiciel *Artelys Crystal Super Grid*. Si l'on excepte les liaisons France-Grande-Bretagne, l'ensemble des capacités d'interconnexion entre les pays de l'ENTSO-E sont fixées aux valeurs retenues par le TYNDP 2016². Entre la France et la Grande-Bretagne, chaque calcul a été

¹ Source : http://tyndp.entsoe.eu/documents/TYNDP2016_Projets%20data.xlsx ainsi que sur les fiches projet publiés par ENTSO-E sur la page web du TYNDP 2016 - <http://tyndp.entsoe.eu/reference/#downloads>

² A l'exception de l'interconnexion Royaume-Uni - Irlande que l'on suppose de 1GW en 2030, ce qui correspond à la mise en service du projet GreenLink qui a reçu l'approbation de l'Ofgem.

effectué avec un niveau d'interconnexion de 4 GW et de 5,4 GW³. La comparaison des résultats de ces simulations a permis d'évaluer les bénéfices dégagés par un tel renforcement et a conduit aux constats qui suivent.

- | *De 2020 à 2030, un projet d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne verra progressivement sa valeur décroître.* Cette décroissance peut être observée que l'on se place dans la continuité du TYNDP 2016, dans le cadre d'un Brexit Soft ou d'un Brexit Hard. A l'horizon 2020, un projet d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne génère un surplus net⁴ moyen sur l'ensemble des scénarios de 68 M€/GW/an, mais, à l'horizon 2030, du fait de l'évolution des mix énergétiques, des capacités d'interconnexion et de la baisse du niveau d'exportation de la France vers la Grande-Bretagne, ce surplus net se verrait réduit de 25% à 40% selon les scénarisations.
- | *Le Brexit réduit la valeur des interconnexions entre la France et la Grande-Bretagne, et de manière beaucoup plus marquée dans le cadre d'un Brexit Hard.* En effet, les hypothèses prises pour le Royaume-Uni pour modéliser le Brexit Soft de capacités de production renouvelable inférieures de 11% à celles du scénario 2030 sans Brexit – et ainsi de baisse des opportunités d'export – et d'un niveau de demande électrique inférieur de 4 % à celui du scénario 2030 sans Brexit – et ainsi de réduction du besoin d'import – diminuent la valeur des interconnexions de 10% environ. Cette diminution est beaucoup plus significative et dépasse 30% dans le cadre d'un Brexit Hard notamment du fait que l'on suppose les marchés électriques découplés – le découplage empêchant une utilisation optimale de l'interconnexion.
- | *La répartition des surplus⁵ liés à une nouvelle interconnexion n'est pas symétrique entre le Royaume-Uni et le reste de l'Europe. Le surplus dégagé pour le Royaume-Uni représente à lui seul de 70% à 80% du surplus collectif total en 2030 et 100% en 2020.* En conséquence, le surplus brut généré par l'interconnexion pour la zone ENTSO-E hors Royaume-Uni serait faible en 2030, et nul en 2020. Il est néanmoins important de noter que si cette valeur est faible pour l'ensemble des pays de l'Europe continentale, elle est loin d'être nulle pour chacun d'entre eux. Le gain pour la France est ainsi significatif dans nombre de scénarios. En revanche, d'autres pays voient baisser leurs opportunités d'imports au profit de la Grande-Bretagne.
- | *L'intérêt d'un projet d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne, mesuré au travers de sa valeur actualisée nette varie significativement en fonction des modalités du Brexit.* Ainsi la VAN (Valeur Actuelle Nette) d'un projet référent (en termes de coût) est très nettement négative dans un contexte de Brexit Hard, à -129 M€/GW, alors qu'elle est de 77 M€/GW pour le Brexit Soft.

³ Ces 4 GW correspondent à IFA (opérationnel, 2 GW), IFA2 (approuvé par la CRE, 1 GW) et ElecLink (approuvé par la CRE, 1 GW). Les 1,4 GW que l'on y ajoute correspondent quant à eux à la capacité installée attendue de FAB Link, projet d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne, auquel la Commission européenne a conféré le statut de projet d'intérêt commun.

⁴ C'est-à-dire net des surcoûts additionnels générés par des pertes supplémentaires sur les interconnexions, sans tenir compte des coûts d'investissements.

⁵ Il s'agit ici de surplus dont on n'a pas déduit les coûts supplémentaires liés aux pertes. En supposant que les surcoûts relatifs aux pertes sont affectés pour moitié au Royaume-Uni, celui-ci se voit attribuer 80% à 90% des surplus nets relatifs à une interconnexion supplémentaire.

-
- | *Si l'on suppose qu'un Brexit Hard a autant de chance de se produire qu'un Brexit Soft, l'espérance de VAN d'un projet sera plus importante si l'on reporte la décision d'investissement de deux ans.* En effet, une décision prise aujourd'hui le sera sans information sur le contexte du Brexit à venir, tandis qu'un report de deux ans permettra de savoir dans quel cadre de Brexit on se place.

Il semble alors préférable d'attendre de connaître le cadre du Brexit pour décider du financement des projets, à moins de considérer qu'un Brexit Hard a au plus de l'ordre d'une chance sur cinq de se produire.

Table des matières

SYNTHESE	2
AUTEURS	7
1 INTRODUCTION	8
1.1 CONTEXTE	8
1.1.1 ETAT DES LIEUX DE L'INTERCONNEXION FRANCE - ANGLETERRE	8
1.1.2 PROBLEMATIQUE DE L'ETUDE	9
1.2 OBJECTIFS	10
1.3 OUTIL UTILISE : ARTELYS CRYSTAL SUPER GRID	10
1.4 DEMARCHE D'ETUDE	11
2 IMPACT DU BREXIT SUR LE MIX ENERGETIQUE BRITANNIQUE ET PRESENTATION DES SCENARIOS	13
2.1 CONTEXTE BRITANNIQUE	13
2.2 PRINCIPE GENERAL : TRADUCTION D'UN BREXIT SOFT OU HARD POUR LES SCENARIOS DU TYNDP	14
2.3 PRESENTATION DETAILLEE DES SCENARIOS	16
3 VALEUR DES PROJETS D'INTERCONNEXION ENTRE LA FRANCE ET LA GRANDE-BRETAGNE	20
3.1 BAISSSE DE LA VALEUR DES PROJETS EN 2030, D'AUTANT PLUS MARQUEE DANS LE CADRE D'UN BREXIT HARD	20
3.2 DES PROJETS D'INTERCONNEXION TRES BENEFIQUES AU ROYAUME-UNI	21
4 ANALYSES COUT-BENEFICE DES PROJETS	24
4.1 REMARQUE PRELIMINAIRE	24
4.2 UNE RECETTE NETTE NON NECESSAIREMENT POSITIVE EN 2030, SELON LE CONTEXTE DE BREXIT	24
4.3 VALEUR ACTUELLE NETTE D'UN PROJET D'INTERCONNEXION : POSITIVE EN BREXIT SOFT ET NEGATIVE EN BREXIT HARD	25
4.4 VALEUR D'OPTION : GAIN A ATTENDRE AVANT DE DECIDER D'INVESTIR	26
4.5 SENSIBILITE DES RESULTATS A LA CAPACITE EOLIENNE INSTALLEE EN GRANDE-BRETAGNE : DES HYPOTHESES CONSERVATIVES	29

5	IMPACT D'UN PROJET D'INTERCONNEXION ENTRE LA FRANCE ET LA GRANDE-BRETAGNE SUR LES FLUX ENTRE LES DEUX PAYS	31
5.1	FLUX ENTRE LA FRANCE ET LA GRANDE-BRETAGNE	31
5.2	IMPACT DE L'INTERCONNEXION SUR L'ENSEMBLE DES PAYS DE L'ENTSO-E	33
6	CONCLUSION	37
7	ANNEXES TECHNIQUES	38
7.1	SENSIBILITE DES VAN AUX COUTS DES PROJETS	38
7.2	DETAILS DES SURPLUS BRUTS PAR SCENARIO ET PAR VISION POUR LA FRANCE	39
7.3	LE SURPLUS COLLECTIF – « SOCIO ECONOMIC WELFARE »	39
7.4	HYPOTHESE RELATIVES A L'IRLANDE	40
7.5	DECOUPLAGE DES MARCHES	41
7.6	HYPOTHESES POUR LA RECONSTITUTION DES ANNUITES	41
7.7	MODALITES DE CALCUL DES VAN	42
7.8	MODELES ET DONNEES UTILISES	42
7.8.1	DES HYPOTHESES ESSENTIELLEMENT BASEES SUR LE TYNDP 2016	42
7.8.2	MODELISATION DES GROUPES DE PRODUCTION THERMIQUE	44
	TABLE DES FIGURES	45
8	BIBLIOGRAPHIE	47

Auteurs

La CRE a confié la réalisation de cette étude à la société Artelys. Les travaux ont été réalisés par les personnes suivantes :

- | Direction de projet : Arnaud Renaud (PDG d'Artelys)
- | Chef de projet : Alice Chiche (Artelys)
- | Expert du système énergétique britannique : Christopher Andrey (Directeur d'Artelys UK)
- | Modélisation des systèmes énergétiques, simulation d'équilibres offre-demande horaires, calculs économiques : Pierre Attard, Paul Barberi (Artelys)
- | Scénarisation du Brexit : Dan Roberts, Catherine Galano (Frontier Economics)

Correspondante pour cette étude : alice.chiche@artelys.com

Artelys est une entreprise spécialisée en optimisation, prévision et aide à la décision. À travers la réalisation d'une centaine d'études et de projets logiciels dans le domaine de l'énergie, Artelys est un acteur de référence en optimisation et analyse technico-économique des systèmes énergétiques. Artelys a notamment développé une suite logicielle, Artelys Crystal, dédiée à l'optimisation économique de la gestion et des investissements sur les systèmes énergétiques.



Frontier Economics Limited (Europe) est un cabinet de conseil en économie expérimenté dans l'application des principes de l'économie de la régulation et de la concurrence à des problématiques diverses. Nous travaillons dans le secteur de l'énergie dans plus de 50 pays, et ce à tous les niveaux de la chaîne de valeur. Egalement, nous accompagnons des acteurs de divers secteurs en Europe sur l'impact du Brexit sur leur activité.



1 Introduction

1.1 Contexte

1.1.1 Etat des lieux de l'interconnexion France - Angleterre

A l'heure actuelle, la Grande-Bretagne possède 4 GW de capacité d'interconnexion avec ses voisins : 2 GW avec la France (IFA), 1 GW avec les Pays-Bas (BritNed) et 1 GW avec le « Single Electricity Market » irlandais (Moyle et East-West). Les différentiels de prix élevés constatés entre les marchés britanniques et continentaux, illustrés par la Figure 1, traduisent une potentielle complémentarité entre ces systèmes (parc de production, niveau et dynamique de la demande). De nouveaux projets d'interconnexion pourraient ainsi trouver leur place pour autant que les bénéfices en termes de surplus se mettent en face des coûts d'investissements.

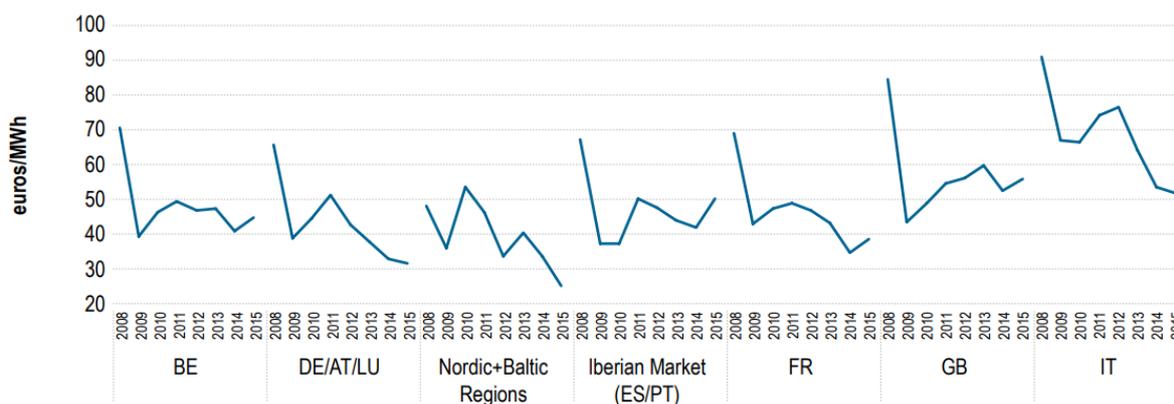


Figure 1 – Evolution des moyennes annuelles des prix de marché day-ahead pour différentes zones de marché européennes (Source : ACER, Market Monitoring 2015)

Un certain nombre de nouveaux projets ont d'ores-et-déjà été validés par le régulateur britannique (Ofgem), notamment dans le cadre du mécanisme incitatif « Cap & Floor », mis en place pour assurer un plus grand partage des risques entre les promoteurs de projets et la puissance publique (voir Figure 2).

L'augmentation de la capacité d'interconnexion fait en effet partie des recommandations de la « National Infrastructure Commission » au gouvernement britannique (National Infrastructure Commission, 2016) et a également été intégrée aux hypothèses des scénarios prospectifs de National Grid et des projections du BEIS. Ces dernières prévoient ainsi un niveau d'interconnexion d'environ 20 GW à l'horizon 2030 (UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), 2017).

Cap & Floor Window 1	Cap & Floor Window 2
- NSL (Norvège, 1.4 GW)	- GridLink (France, 1.4 GW)
- FAB Link (France, 1.4 GW)	- NorthConnect (Norvège, 1.4 GW)
- IFA2 (France, 1 GW)	- NeuConnect (Allemagne, 1.4 GW)
- Viking Link (Danemark, 1 GW)	
- Greenlink (Irlande, 500 MW)	

Figure 2 – Projets d'interconnexion désignés comme éligibles au mécanisme du Cap & Floor par l'Ofgem

Le projet ElecLink (France, 1 GW) a quant à lui obtenu de la CRE et de l'Ofgem une dérogation partielle des obligations réglementaires usuelles (notamment celles relatives à l'organisation de l'accès des tiers au réseau, soit l'Article 32 de la directive Européenne 2009/72/CE) et ne sera pas soumis à la régulation « Cap & Floor ». Il percevra ainsi l'intégralité des revenus générés⁶. Il est probable que les promoteurs du projet Aquind (France, 2 GW) cherchent également à obtenir pareille dérogation.

Parmi les projets reliant la France et la Grande-Bretagne, si IFA2 a d'ores-et-déjà reçu un avis favorable de la Commission de Régulation de l'Energie, les projets FAB Link, GridLink et Aquind n'ont quant à eux pas encore été évalués par ses services. Ainsi que l'illustrent les éléments précédents, au moins trois demandes d'évaluation de la part de promoteurs de projets pourraient parvenir à la CRE dans les mois et années à venir (a minima les projets FAB Link, Grid Link et Aquind).

1.1.2 Problématique de l'étude

Afin de procéder à l'examen des différents projets, leurs impacts respectifs en termes de surplus collectif se doivent d'être analysés. Etant donnée la durée de vie opérationnelle des ouvrages d'interconnexion électrique, l'évaluation des surplus doit prendre en compte différentes évolutions possibles du système électrique européen. Cette scénarisation peut refléter à la fois des éléments de politique énergétique ou climatique (investissements privilégiés dans les filières renouvelables, abandon de certaines technologies thermiques, etc.), de conjoncture économique (qui influence notamment le niveau de la demande), de diffusion de nouveaux usages et pratiques (véhicules électriques, pompes à chaleur, gestion active de la demande), etc.

A ce titre, le *Brexit*⁷ est l'une des sources d'incertitude se devant d'être considérée avec soin lors de l'évaluation des projets reliant la Grande-Bretagne à l'Europe continentale. En effet, le retrait du Royaume-Uni⁸ de l'Union Européenne, demandé par les britanniques par référendum le 23 Juin 2016, pourrait avoir des effets profonds d'une part sur l'évolution du secteur énergétique britannique et d'autre part sur les modalités régissant les échanges énergétiques, l'assistance lors de périodes de

⁶ Au-delà d'un certain niveau de revenu, un mécanisme de partage des profits exceptionnels avec les autres utilisateurs du réseau a été mis en place.

⁷ Procédure de retrait du Royaume-Uni de l'Union Européenne

⁸ Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord (ci-après Royaume-Uni)

tension sur les réseaux et la coordination des investissements dans les infrastructures telles que les interconnexions.

De plus, le Brexit possède une temporalité différente des autres incertitudes de moyen et long-terme : les négociations aujourd'hui en cours entre le Royaume-Uni et les autres Etats Membres de l'Union européenne résulteront en des accords qui, dès Mars 2019, date du retrait du Royaume-Uni de l'Union européenne, régiront les relations entre le Royaume-Uni et l'Europe des 27. Aussi, un certain nombre d'incertitudes devraient être levées dans les deux ans à venir. Il est alors légitime de questionner l'opportunité d'attendre la levée des incertitudes avant de procéder à une prise de décision quant au soutien par la puissance publique de nouvelles infrastructures.

1.2 Objectifs

L'objet de la présente étude est d'appréhender les enjeux économiques relatifs au renforcement des interconnexions électriques entre la France et le Royaume-Uni. Cette analyse est réalisée en tenant en compte des incertitudes – notamment générées par le *Brexit* - sur l'évolution du mix électrique et de ses différents postes de coûts.

Il s'agit ici de d'évaluer la rentabilité des projets d'interconnexions sur l'ensemble de leur durée de vie, en considérant les changements de situation depuis leur mise en service jusqu'à leur terme. En effet, si les gains associés à un projet peuvent être avérés dans une situation donnée, par exemple proche du contexte actuel, ceux-ci peuvent se trouver réduits à un horizon moyen-terme, pour lequel le contexte énergétique aura évolué⁹.

1.3 Outil utilisé : Artelys Crystal Super Grid

Les calculs sur lesquels s'appuient les analyses de la présente étude ont été réalisés à l'aide du logiciel *Artelys Crystal Super Grid*. Développé et distribué par Artelys, cet outil est dédié à la réalisation d'analyses coûts-bénéfices des systèmes électriques et plus particulièrement à l'évaluation de l'intérêt économique des projets d'interconnexion.

L'outil est composé d'une interface graphique utilisée pour créer les modèles et analyser les résultats et d'un moteur de calcul implémentant des algorithmes d'optimisation de pointe permettant de réaliser une optimisation et une planification de la production au pas de temps horaire sur l'ensemble des pays européens sur de multiples scénarios climatiques. Les modèles utilisés prennent en compte de très nombreux paramètres technico-économiques comprenant la gestion dynamique des stocks,

⁹ Par exemple un pays peut aujourd'hui tirer profit d'imports conséquents d'électricité issue de production de base – peu onéreuse - de pays voisins, pour satisfaire sa demande sans faire appel à ses propres moyens de production de semi-base ou de pointe – plus chers. Cependant, si ce pays voit sa demande diminuer dans les années à venir, et sa propre capacité de production de base augmenter, tandis que la production de base disponible de ses voisins tend à baisser, les gains relatifs à une interconnexion peuvent se trouver progressivement réduits.

les coûts des carburants, les coûts du CO₂, les contraintes dynamique relatives aux producteurs thermiques (rampes, coûts de démarrages, etc.).

De plus, *Artelys Crystal Super Grid* dispose d'un module de planification des investissements, dont il a été fait usage lors de la présente étude. La Figure 3 illustre le mode de fonctionnement du logiciel.



Figure 3 – Présentation de l'outil Artelys Crystal Super Grid

1.4 Démarche d'étude

On évalue le bénéfice brut généré par une interconnexion supplémentaire entre la France et le Royaume-Uni, dans un contexte proche – projeté à l'horizon 2020 – et dans un contexte plus éloigné – correspondant à celui de l'horizon 2030 – en utilisant les hypothèses d'évolution du mix énergétique européen des projections et visions du TYNDP 2016 de l'ENTSO-E¹⁰ (ENTSO-E, 2016).

La méthode adoptée suit la *Guideline* de l'ENTSO-E pour l'analyse coût-bénéfice des projets de développement des réseaux (ENTSO-E, 2015), usuellement utilisée¹¹ pour l'évaluation des projets d'interconnexions. Pour les deux horizons de temps considérés et pour chacune des scénarisations (projection 2020 et visions 2030) du TYNDP 2016, la gestion optimisée de la production¹² et du

¹⁰ Comme cela est explicité précisément en annexe au paragraphe 7.8.1. Les modalités de prise en compte du Brexit dans l'évolution du mix énergétique du Royaume-Uni sont décrites dans la section 2.

¹¹ On peut ainsi citer de nombreuses études adoptant une démarche similaire, par exemple : (CRE, 2016), (Commission européenne, Artelys, Mai 2016), (Commission européenne, Artelys, Avril 2016).

¹² La flexibilité des groupes thermiques de production est finement représentée et tient compte de paramètres et contraintes techniques tels que les coûts de démarrages ; plus de précisions sont apportées au paragraphe 7.8.2.

transport¹³ annuels¹⁴ d'électricité sur l'ensemble des pays de l'ENTSO-E (Figure 4)¹⁵ est simulée dans l'outil *Artelys Crystal Super Grid* au pas de temps horaire dans deux situations : avec et sans interconnexion supplémentaire entre la France et le Royaume-Uni. L'écart de *surplus collectif* – ou *socio-economic welfare*¹⁶ – pour ces deux situations correspond au bénéfice brut imputable au projet d'interconnexion.

Ce bénéfice brut est diminué du coût associé à l'incrément de pertes sur l'interconnexion étudiée¹⁷, puis comparé à l'annuité du projet, de manière à en déduire un bénéfice net moyen pour les deux horizons de temps considérés. Le bénéfice net est évalué sur l'ensemble du périmètre ENTSO-E et également décomposé par zone, de manière à appréhender notamment la part de ce bénéfice net incombant au Royaume-Uni. On en déduit également la valeur actualisée nette du projet sur l'ensemble de sa durée de vie.

La suite du présent rapport s'articule en quatre parties : la section 2 décrit les hypothèses et modalités de représentation du Brexit dans les scénarios 2020 et 2030 considérés ; la section 3 expose les gains économiques pour la collectivité relatifs à une interconnexion supplémentaire entre la France et la Grande-Bretagne ; la section 4 analyse la rentabilité des projets en comparant ces gains aux coûts des projets ; enfin, la section 5 illustre l'impact du renforcement de l'interconnexion sur les flux entre la France et la Grande-Bretagne et plus généralement sur l'ensemble des pays européens.



Figure 4 – Représentation du système électrique européen dans Artelys Crystal Super Grid

¹³ Les flux commerciaux d'électricité entre pays sont explicitement simulés à l'aide d'un modèle usuel *NTC (Net Transfer Capacity)*, qui représente des capacités maximales d'échange.

¹⁴ La gestion optimisée de la production est simulée, pour chaque vision et chaque horizon, sur dix années climatiques, associées à des demandes et à des productibles solaires et éoliens distincts.

¹⁵ Plus précisément 34 sur les 36 pays actuellement de l'ENTSO-E sont explicitement modélisés ; les deux pays non représentés sont l'Islande (non interconnectée), et l'Albanie (du fait de l'absence de données historiques de l'ENTSO-E pour calibrer les modèles).

¹⁶ Indicateur économique usuellement utilisé pour évaluer les bénéfices d'un projet pour l'ensemble de la collectivité. Une définition plus précise de cet indicateur est fournie en annexe au paragraphe 7.3.

¹⁷ Le coût de ces pertes est issu de (CRE, 2016).

2 Impact du *Brexit* sur le mix énergétique britannique et présentation des scénarios

2.1 Contexte britannique

Dès l'annonce d'un possible retrait du Royaume-Uni de l'Union Européenne et d'Euratom, les conséquences potentielles, notamment pour le secteur de l'énergie, ont fait l'objet de controverses. Certains des impacts envisageables du Brexit, ainsi que leur prise en compte lors de l'élaboration de scénarios 2020 et 2030, sont décrits ci-dessous.

- | **Croissance économique** – Le taux de croissance économique du Royaume-Uni sera vraisemblablement impacté par le Brexit. En accord avec la plupart des travaux conduits sur les conséquences potentielles du Brexit, la présente étude considère une moindre croissance de la demande électrique dans les scénarios Brexit.
- | **Coordination européenne** – Un certain nombre d'objectifs définis par l'Union européenne le sont au niveau de l'Union elle-même, notamment les objectifs relatifs à la part de la demande devant être satisfaite par des technologies exploitant des sources d'énergie renouvelables à l'horizon 2030. Des mécanismes sont mis en place (notamment des appels d'offres ouverts aux pays voisins) afin d'exploiter les sites présentant les meilleures conditions en premier. Dès lors, il est supposé ici que le déploiement éolien de scénarios fortement coordonnés est réduit au Royaume-Uni dans les scénarios Brexit.
- | **Accès aux marchés** – Le couplage des marchés électriques du Royaume-Uni et de l'Europe continentale pourrait être impacté par le Brexit. Une telle hypothèse n'est considérée ici que pour le cas d'un Brexit particulièrement dur¹⁸.
- | **Sécurité de l'approvisionnement** – Le retrait du Royaume-Uni de l'Union européenne aura vraisemblablement pour conséquence de changer les modalités d'assistance entre pays lors d'épisodes de tensions sur les réseaux. Dans les scénarios reflétant cette hypothèse, les capacités de production sont dimensionnées de telle manière à ce que le Royaume-Uni puisse satisfaire sa demande – notamment de pointe – sans recourir aux interconnexions.

De nombreuses autres conséquences potentielles du Brexit sont considérées dans la littérature, mais ne sont pas retenues dans la présente étude, car identifiées comme moins probables, ou étant loin de faire consensus, alors qu'on se concentre ici sur des changements structurants dans une logique de constituer des scénarios encadrants : impact sur le prix du CO2 (retrait du mécanisme EU ETS, modification du Carbon Price Support), délai dans l'application de la sortie annoncée du charbon en 2025, impact sur les investissements dans de nouvelles centrales nucléaires, etc. L'impact du nouvel équilibre entre la livre Sterling et les autres monnaies européennes n'est pas considéré ici. En effet, le cours de change ne devrait que très marginalement impacter les offres faites par les producteurs britanniques sur les marchés électriques, et donc le dispatch au niveau européen.

¹⁸ Cela permet notamment d'appréhender l'effet du découplage des marchés sur la valeur des interconnexions.

2.2 Principe général : traduction d'un Brexit Soft ou Hard pour les scénarios du TYNDP

La présente étude s'appuie sur une vision scénarisée des horizons 2020 et 2030 (Figure 5). Deux alternatives sont envisagées pour 2020, reflétant deux niveaux de rigueur pour les modalités d'application du Brexit, qui peut s'avérer « Soft » (cadre de maintien de certaines conditions d'échange avec l'Europe des 27) ou « Hard » (indépendance totale du Royaume-Uni vis-à-vis de l'Europe et de ses contraintes). Douze possibilités sont considérées pour 2030, horizon plus éloigné et plus incertain.

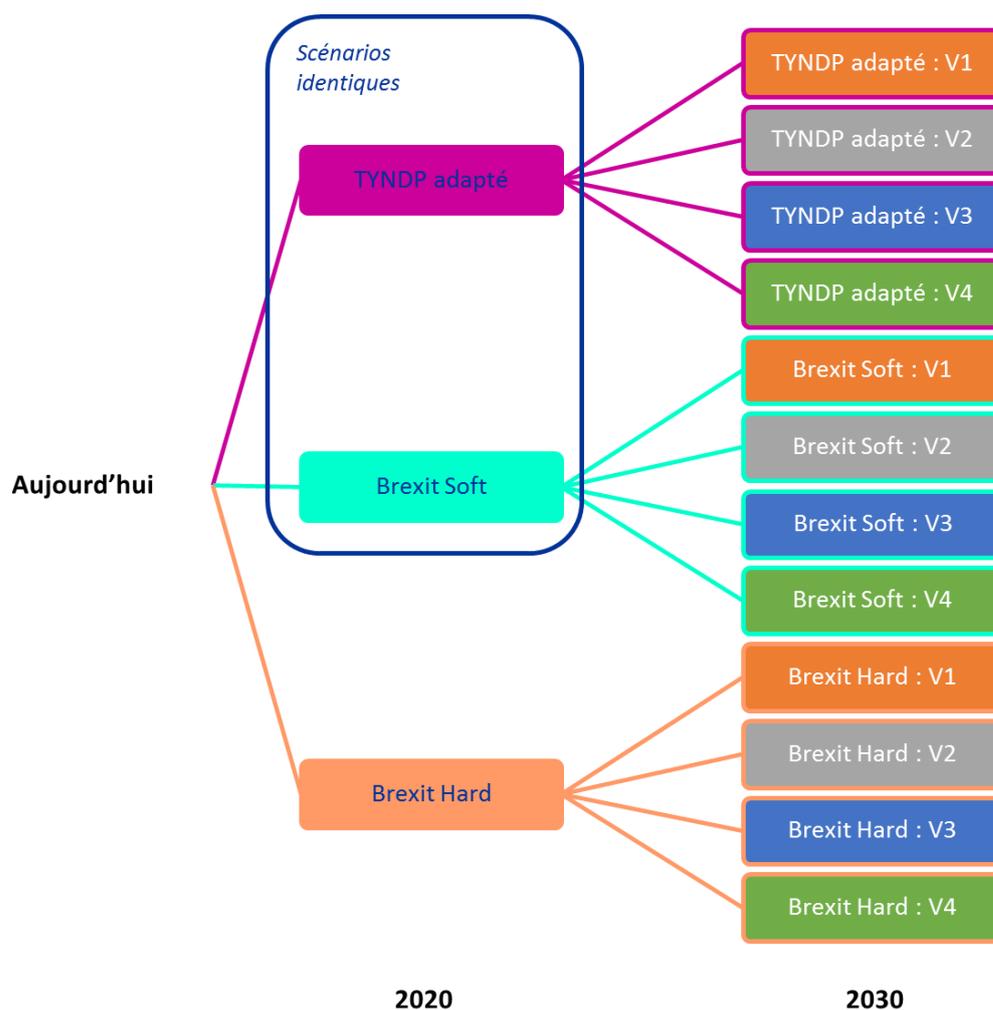


Figure 5 – Scénarios considérés dans l'étude

Plus précisément, on étudie trois jeux de scénarios chacun comportant une projection à 2020, correspondant au scénario « Expected Progress », du TYNDP 2016 et quatre futurs possibles à l'horizon 2030 correspondant aux quatre Visions 2030 du TYNDP (ENTSO-E, 2016).

Remarque : On supposera deux des trois jeux de scénarios identiques en 2020, c'est pourquoi on ne considère finalement que deux alternatives en 2020, comme explicité dans la Figure 5 ci-dessus.

Les hypothèses exploitées pour traduire les différents niveaux possibles de Brexit dans le cadre des Visions ENTSO-E sont schématisées sur la Figure 6 et décrites ci-dessous :

- | Les scénarios « TYNDP adapté » qui ne tiennent pas compte du Brexit et servent essentiellement de point de comparaison : il s'agit plus précisément d'une actualisation¹⁹, pour le Royaume-Uni, des hypothèses du TYNDP²⁰. Les ajustements suivants ont été opérés pour constituer ces scénarios :
 - demande annuelle du Royaume-Uni n'excédant pas 366 TWh en 2030 (notamment pour la Vision 4),
 - capacité solaire au Royaume-Uni rehaussée à 12,8 GW en 2020 et à au moins 14,7 GW en 2030,
 - capacité éolienne au Royaume-Uni bornée entre 28,6 GW et 47,3 GW en 2030,
 - interconnexion entre le Royaume-Uni et l'Irlande atteignant 1 GW en 2030.
- | Les scénarios dits « Brexit Soft », pour lesquels une moindre hausse de la demande électrique du Royaume-Uni a été supposée pour les années à venir (quasi stabilité entre aujourd'hui et 2030), ce qui se répercute sur une baisse de 4% des projections à 2030 de ses capacités de production renouvelable (EnR) et au gaz. En outre, on suppose que les capacités de production EnR du Royaume-Uni évoluent indépendamment de toute coordination des mix énergétiques européens²¹.
- | Un cadre de Brexit dit « Hard » pour lequel les réductions de demande et d'EnR sont encore plus marquées que précédemment²², et pour lequel on suppose de surcroit un découplage des marchés électriques du Royaume-Uni et de l'Europe²³. Les capacités de production au gaz sont quant à elles en hausse pour représenter une indépendance du Royaume-Uni pour assurer sa sécurité d'approvisionnement.

¹⁹ Les hypothèses de (ENTSO-E, 2016) datant, pour l'essentiel, de 2014. Les modalités d'actualisation de ces hypothèses sont détaillées en annexe 7.8.

²⁰ Les données du TYNDP ont également été complétées, comme cela est précisé en annexe 7.8.

²¹ Cela implique en particulier que, dans le cadre des scénarios Brexit, les capacités EnR du Royaume-Uni pour les Visions 2 et 4 correspondent respectivement à celles des Visions 1 et 3.

²² Baisse de 6% des projections à 2030 de ses capacités de production EnR (qui évoluent également indépendamment des mix européens)

²³ La modélisation adoptée pour représenter le découplage des marchés est décrite en annexe 7.5.

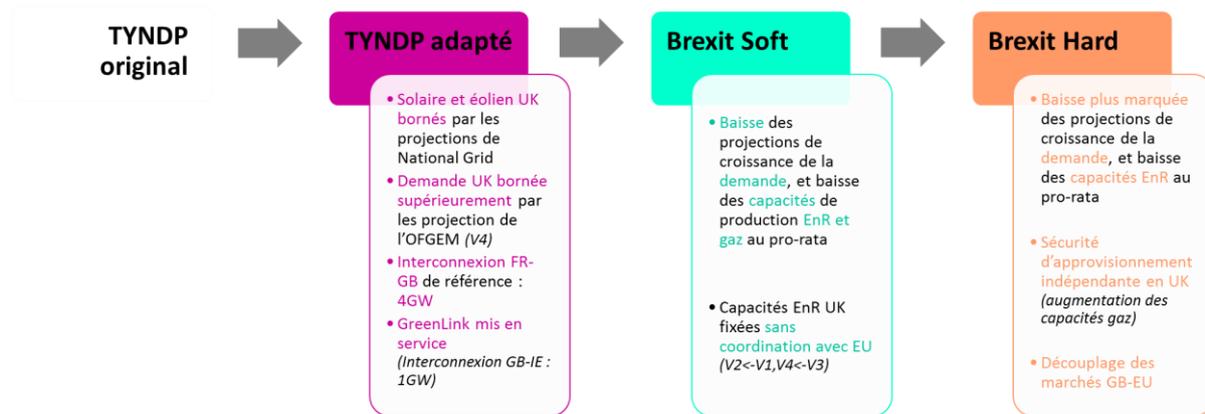


Figure 6 – Hypothèses de représentation du Brexit

2.3 Présentation détaillée des scénarios

La Figure 7 représente les productions annuelles par filière dans les différents scénarios sur l'ensemble du périmètre modélisé²⁴. On y constate que les Visions 1 et 2 de l'ENTSO-E (respectivement « Slowest Progress » et « Constrained Progress ») supposent peu de modifications du mix entre 2020 et 2030 à l'échelle européenne, à l'exception d'une augmentation des EnR. Elles diffèrent l'une de l'autre par une capacité de production au gaz plus importante pour la première Vision, du fait d'une demande électrique plus importante, et également d'une hypothèse de moindre coordination entre les mix des différents pays. Les Visions 3 et 4 (respectivement « National Green Transition » et « European Green Revolution ») sont caractérisées par une nette augmentation des EnR et des capacités gaz (qui deviennent plus rentables que celles au charbon du fait de l'hypothèse de prix du carbone), et par une diminution des capacités nucléaire, charbon et lignite (phénomènes d'autant plus prononcés dans la Vision 4).

²⁴ Pour ce graphique, les hypothèses prises pour le Royaume-Uni sont celles correspondant au TYNDP dit « adapté ».

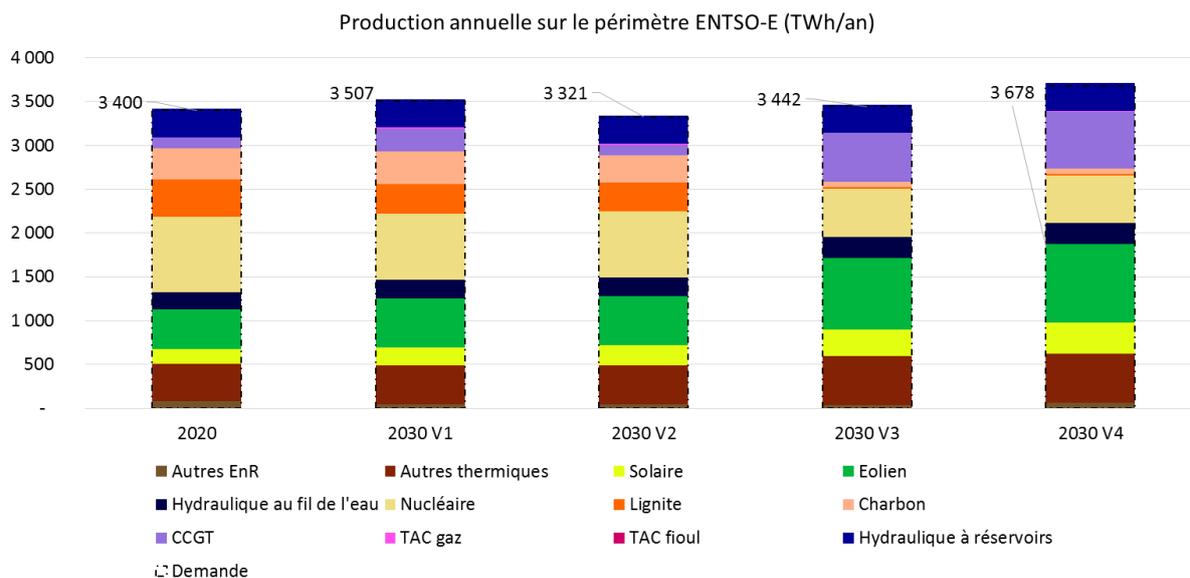


Figure 7 – Production par filière sur le périmètre ENTSO-E dans les différents scénarios

La Figure 8 détaille les productions par filière au Royaume-Uni dans les différents scénarios (pour une situation où aucun nouveau projet d'interconnexion n'a été intégré, soit 4 GW d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne). On observe notamment une baisse de la sollicitation de la production locale au gaz (en violet et en rose sur les figures) dans les scénarios Brexit correspondant aux Visions 1 et 3, en particulier dans les scénarios Brexit Hard.

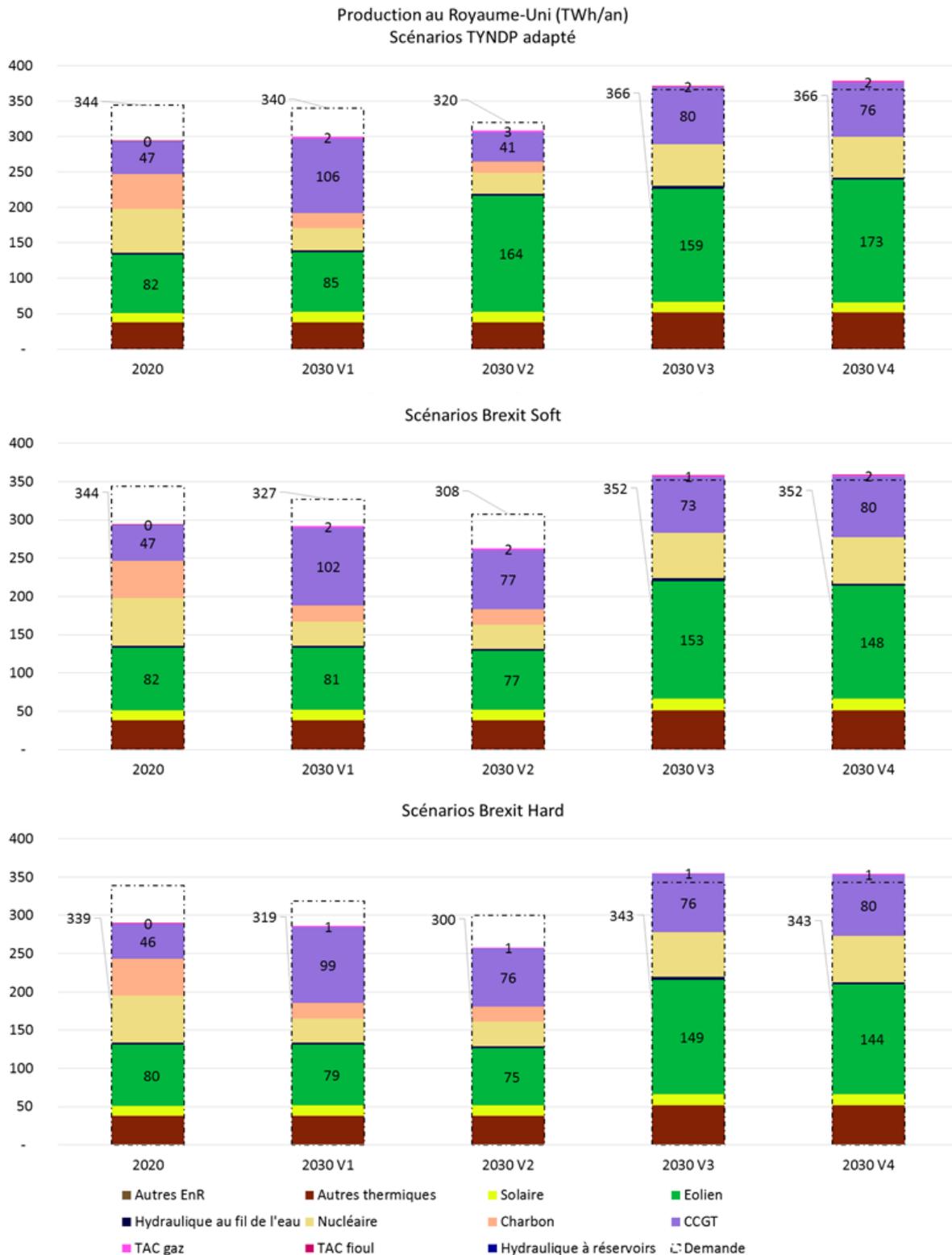


Figure 8 – Production annuelle par filière au Royaume-Uni dans les différents scénarios

Remarques :

1. Pour les Visions 1 et 3, la baisse de la production locale au gaz en 2030 au Royaume-Uni (par comparaison des scénarios TYNDP adapté aux scénarios Brexit) coïncide avec une baisse des imports nets de la Grande-Bretagne dans les scénarios Brexit, comme cela est illustré sur la Figure 9.
2. On n'observe pas ce phénomène pour les Visions 2 et 4 pour lesquelles une nette baisse des capacités renouvelables dans les scénarios Brexit est compensée par l'augmentation de la production au gaz et des imports.

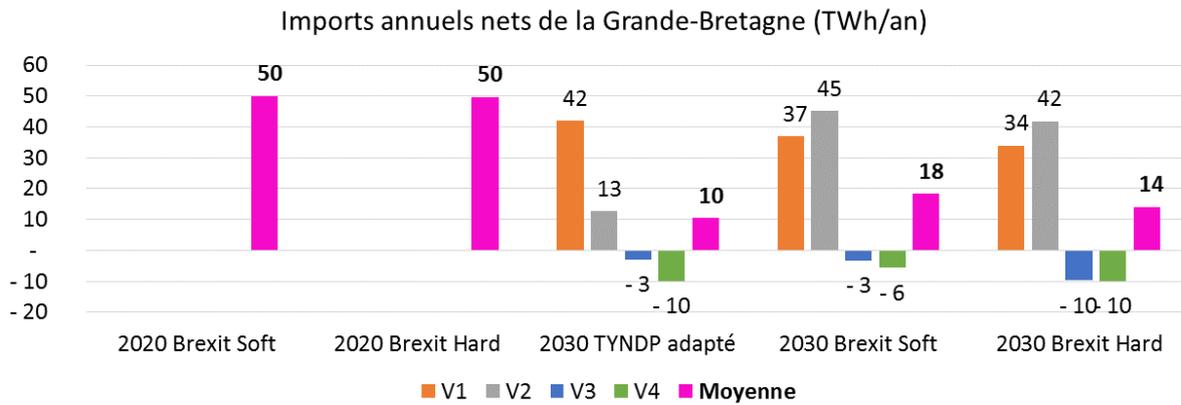


Figure 9 – Imports nets annuels de la Grande-Bretagne dans les différents scénarios

La Figure 10 illustre la satisfaction de l'équilibre offre-demande en Grande-Bretagne en 2030 sur une semaine d'hiver pour deux scénarios du TYNDP adapté (Vision 1 au-dessus, Vision 3 en-dessous). On y constate que, dans la Vision 3, la Grande-Bretagne sollicite moins sa production au gaz par des OCGT, car elle bénéficie notamment d'un parc éolien plus important que dans la Vision 1.

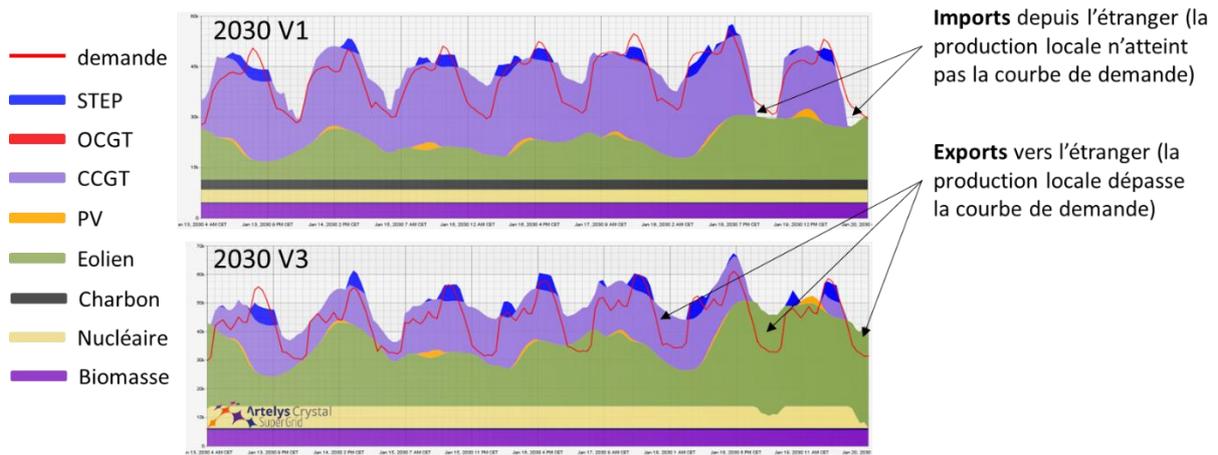


Figure 10 – Comparaison de la satisfaction de l'équilibre offre-demande au pas horaire en Grande-Bretagne en 2030 pour les Visions 1 et 3 du TYNDP adapté, sur une semaine d'hiver (les profils de demande sont différents car l'ENTSO-E suppose des modalités de pilotage de la demande différentes selon les Visions).

3 Valeur des projets d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne

3.1 Baisse de la valeur des projets en 2030, d'autant plus marquée dans le cadre d'un Brexit Hard

La Figure 11 présente les gains bruts de surplus (ramenés au GW), pour l'ensemble des pays représentés de l'ENTSO-E, associés à l'installation d'un projet d'interconnexion de 1,4 GW.

On y observe une baisse globale des gains relatifs à l'interconnexion dans les scénarios Brexit (en 2020 comme en 2030), et en particulier dans les scénarios Brexit Hard. En effet les scénarios Brexit sont caractérisés par une baisse de la demande au Royaume-Uni - ce qui a tendance à réduire le besoin d'imports – et par une baisse des investissements dans les EnR – ce qui peut diminuer les opportunités d'exports. Ces phénomènes sont d'autant plus marqués dans les scénarios Brexit Hard, pour lesquels on a supposé un découplage des marchés – qui empêche d'utiliser les interconnexions de manière optimale.

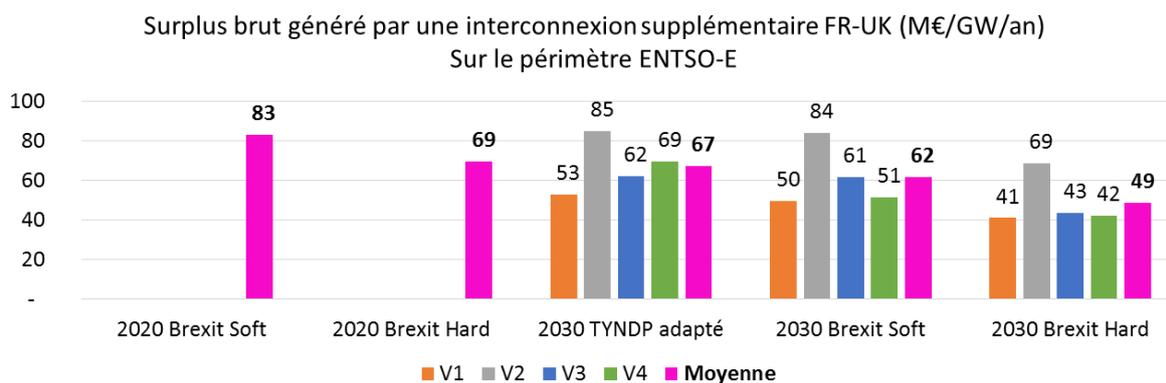


Figure 11 – Gains bruts de surplus collectif (hors surcoûts liés aux pertes supplémentaires) sur le périmètre ENTSO-E dû à l'installation d'un projet d'interconnexion de 1,4 GW entre la France et la Grande-Bretagne

On constate également une moindre baisse de la valeur de l'interconnexion pour la Vision 2 dans le cadre d'un Brexit Soft ; cela s'explique par une nette croissance du caractère importateur de la Grande-Bretagne dans ce scénario (Figure 9).

Enfin on note que les projets perdent 25% à 30% de leur valeur de 2020 à 2030 (respectivement pour les scénarios Brexit Soft et Brexit Hard). Cela est dû à l'évolution des mix énergétiques (en particulier à une baisse des opportunités d'exports de la France vers la Grande-Bretagne) ainsi qu'à l'augmentation supposée de 10% du niveau d'interconnexion²⁵ global européen en 2030.

²⁵ Les niveaux d'interconnexion sont fournis en annexe 7.8.

Remarque : Comme cela est discuté plus en détails à la section 4, cette baisse induit une forte dépendance de la VAN (Valeur Actuelle Nette) des projets à leur date de mise en service²⁶, et ainsi à la valeur d'option associée.

3.2 Des projets d'interconnexion très bénéfiques au Royaume-Uni

La Figure 12 illustre la décomposition géographique des gains bruts relatifs à une interconnexion supplémentaire entre la France et la Grande-Bretagne, à l'horizon 2020.

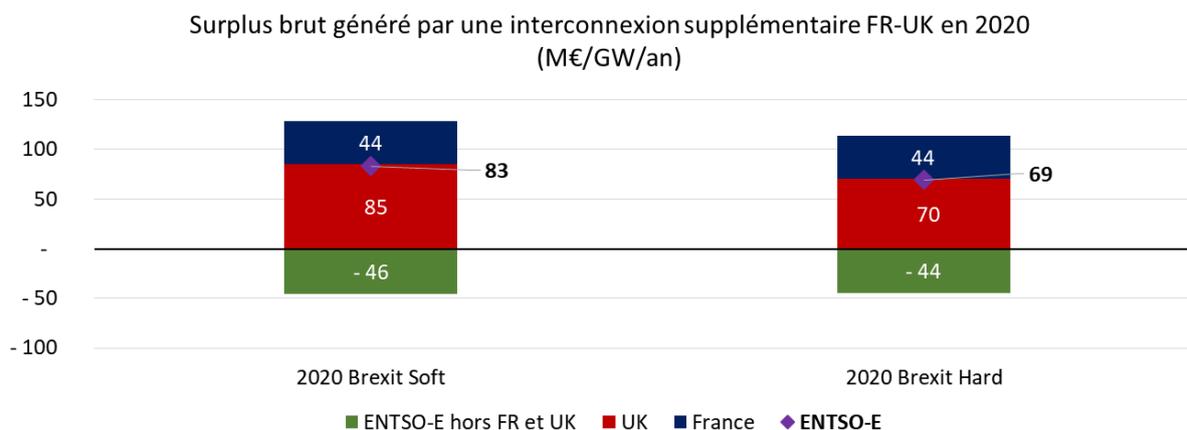


Figure 12 – Gains bruts de surplus collectif (hors surcoûts liés aux pertes supplémentaires) dus à l'installation d'un projet d'interconnexion de 1,4 GW entre la France et la Grande-Bretagne, calculés sur différents périmètres géographiques à l'horizon 2020.

On y constate que les gains bruts sur le périmètre ENTSO-E sont du même ordre que ceux sur le seul périmètre du Royaume-Uni, c'est-à-dire que l'ENTSO-E hors Royaume-Uni²⁷ ne fait globalement pas de bénéfices associés à cette interconnexion supplémentaire. Cela s'explique par le fait que, si certains pays – tels que la France – en bénéficient, d'autres – caractérisés par un bilan importateur net positif – y perdent.

En effet, en moyenne, sur les scénarios 2020, l'interconnexion supplémentaire entre la France et la Grande-Bretagne fait augmenter de 10% les imports nets de la Grande-Bretagne (de 50 à 55 TWh/an), autant d'imports dont ne bénéficient plus d'autres pays – dits « importateurs nets » - comme l'Italie (dont les imports nets baissent de 1 TWh/an). Ces pays importateurs nets doivent ainsi solliciter plus de production de semi-base locale pour compenser la baisse des opportunités d'import à moindre coût (d'origine nucléaire ou renouvelable). Cela a pour effet d'accroître leurs coûts marginaux (de l'ordre

²⁶ Plus la mise en service des projets est tardive, moins ils pourront bénéficier d'un contexte qui leur est le plus favorable.

²⁷ C'est-à-dire l'Europe à 27 à laquelle on a ajouté la Bosnie, le Monténégro, la Norvège, la Serbie, et la Suisse.

de 0,2 à 0,3 €/MWh en moyenne²⁸ pour l'Italie par exemple), et ainsi de réduire le surplus de leurs consommateurs²⁹. En outre, la diminution des flux commerciaux entre les pays importateurs nets et leurs voisins³⁰ impacte à la baisse leur rente de congestion (l'impact sur le volume échangé étant prépondérant par rapport à l'impact sur la différence de prix). Cela explique une baisse du surplus global des pays importateurs nets³¹, comme l'illustre, de manière schématique et simplifiée, la Figure 13.

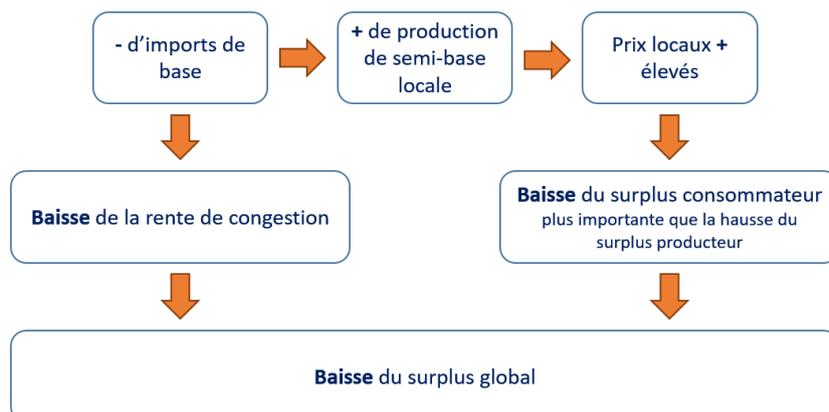


Figure 13 – Schéma simplifié de l'impact de la baisse des opportunités d'imports sur le surplus des pays importateurs nets

La Figure 14 présente les surplus collectifs totaux relatifs à une interconnexion supplémentaire entre la France et la Grande-Bretagne³², sur le périmètre ENTSO-E et sur le périmètre du seul Royaume-Uni, à l'horizon 2030. On y observe que, sans le Royaume-Uni, l'Europe ne bénéficie que de 20% à 30% des surplus bruts générés par une interconnexion supplémentaire entre la France et la Grande-Bretagne à l'horizon 2030.

²⁸ Le même ordre de grandeur est constaté que la moyenne des prix de marchés soit calculée en moyenne homogène sur l'année, ou en moyenne pondérée par le niveau de demande.

²⁹ La définition précise des modalités de calcul des différents surplus (surplus producteur, consommateur, rente de congestion) est proposée en annexe 7.3.

³⁰ Ainsi qu'un écart de prix qui peut se trouver réduit, comme c'est le cas entre la France et l'Italie.

³¹ Même si le surplus de leurs producteurs augmente, ces pays étant importateurs nets, la hausse de leurs coûts marginaux réduit plus leur surplus consommateur qu'il n'augmente leur surplus producteur.

³² Par souci de lisibilité du graphe, les surplus ont été ici moyennés (sans pondération) sur les différentes visions 2030 de l'ENTSO-E.

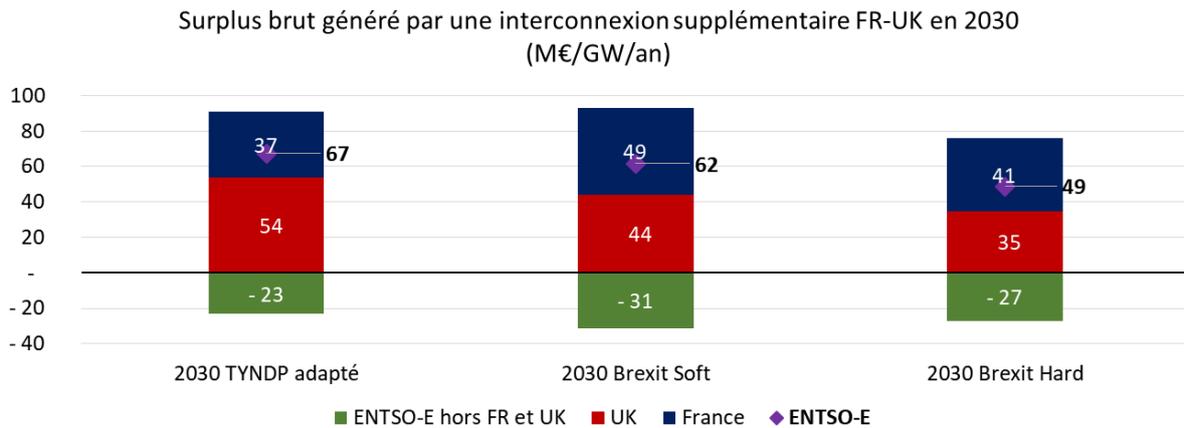


Figure 14 – Gains bruts de surplus collectif (hors surcoûts liés aux pertes supplémentaires) dus à l'installation d'un projet d'interconnexion de 1,4 GW entre la France et la Grande-Bretagne, calculés sur différents périmètres géographiques à l'horizon 2030

Remarque : A l'avenant de l'analyse conduite ci-dessus pour l'horizon 2020, on observe, pour 2030, que la répartition des gains relatifs à une interconnexion supplémentaire entre la France et la Grande-Bretagne ne sont pas répartis de manière homogène entre les différents pays européens ; certains pays à caractère exportateur net, tels que la France, réalisent des bénéfices tandis que d'autres pays à caractère importateur net voient leur surplus réduit.

4 Analyses coût-bénéfice des projets

4.1 Remarque préliminaire

Les coûts d'investissement des projets évoqués ne sont ni audités ni définitifs. Ils présentent par ailleurs une forte disparité³³ et sont susceptibles d'évoluer au fur et à mesure de leur maturation. L'objet de la présente étude étant en outre l'analyse de la valeur de l'interconnexion, et en particulier l'impact du Brexit sur cette valeur – et non une évaluation des projets à l'examen – l'analyse coût-bénéfice n'est pas projetée à un projet particulier mais à un projet dit « référent », dont le CAPEX de 600 M€/GW est de l'ordre de la moyenne des CAPEX des projets.

Les conclusions de l'analyse coût-bénéfice ne sont ainsi donc pas définitives et pourront évoluer lorsque la CRE réalisera l'examen détaillé des coûts dans le cadre de l'étude des dossiers d'investissement.

4.2 Une recette nette non nécessairement positive en 2030, selon le contexte de Brexit

La Figure 15 présente :

- | sur les histogrammes, en violet : les gains de surplus collectif relatifs à une interconnexion supplémentaire, dont ont été déduits les coûts des pertes additionnelles sur cette interconnexion ;
- | sur une droite horizontale l'annuité³⁴ correspondant au projet d'interconnexion référent dont la mise en service est envisagée sur l'horizon 2020 à 2030 d'après (ENTSO-E, 2016).

On constate une recette nette (différence entre les gains et les coûts annuels) positive en 2020 (puisque la droite correspondant aux annuités se situe sous la limite haute des deux histogrammes de gauche du graphique). En revanche, en 2030, la recette nette est proche de zéro en cas de Brexit Soft et négative à 13 M€/GW/an en cas de Brexit Hard.

³³ Les coûts des projets sont présentés en annexe 7.6.

³⁴ Cette annuité correspond à la somme du CAPEX annualisé sur 25 ans (en tenant compte des intérêts intercalaires, et en utilisant un taux d'actualisation de 4,5%) et de l'OPEX du projet ; plus de détails sur les modalités de calculs des annuités sont fournis en annexe 7.6.

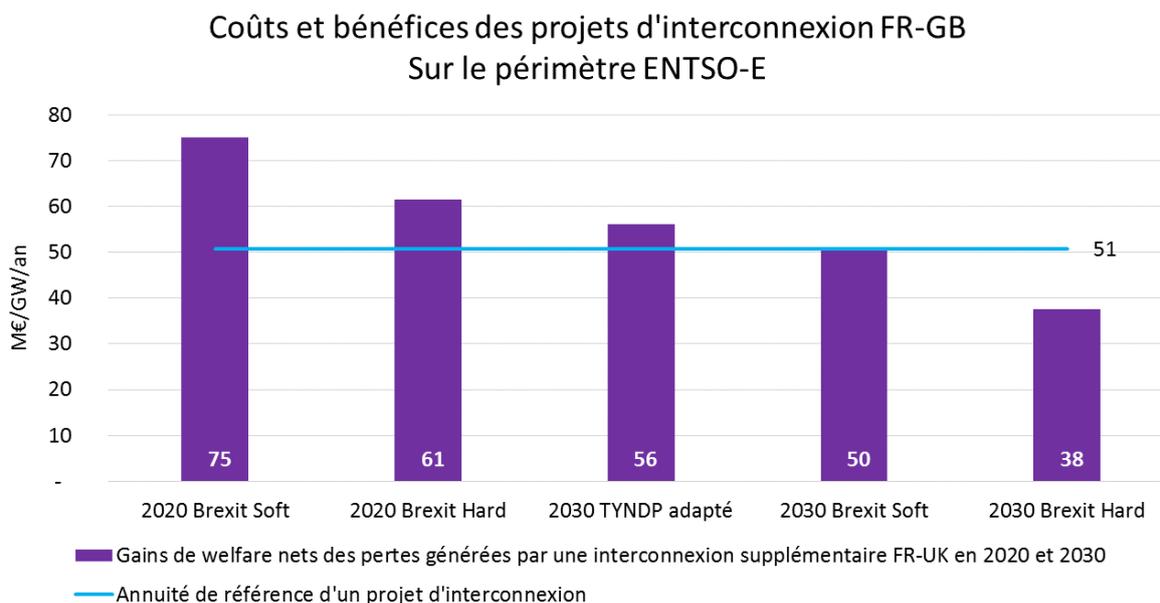


Figure 15 – Comparaison entre les coûts (en bleu) et les gains de surplus collectif nets des pertes (en violet) d'un projet d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne

4.3 Valeur actuelle nette d'un projet d'interconnexion : positive en Brexit Soft et négative en Brexit Hard

La Figure 16 présente le résultat du calcul de valeur actuelle nette³⁵ du projet référent³⁶ pour les différents scénarios considérés. On observe que la VAN du projet est positive pour les scénarios « TYNDP adapté » et « Brexit Soft », mais qu'elle devient négative dans le cadre d'un Brexit Hard. En outre, si la VAN est toujours positive pour le Royaume-Uni, elle est toujours négative pour l'ensemble des autres pays de l'Europe Continentale.

³⁵ En supposant une mise en service en 2022 pour les scénarios « adaptés » et « Soft » et en 2023 dans le cadre d'un Brexit Hard. Plus de détails sur les modalités de calcul des VAN sont disponibles en annexe 7.7.

³⁶ Le paragraphe 7.1 qui réalise une analyse de sensibilité au coût du projet référent (sans distinction géographique entre le Royaume-Uni et le reste de l'Europe).

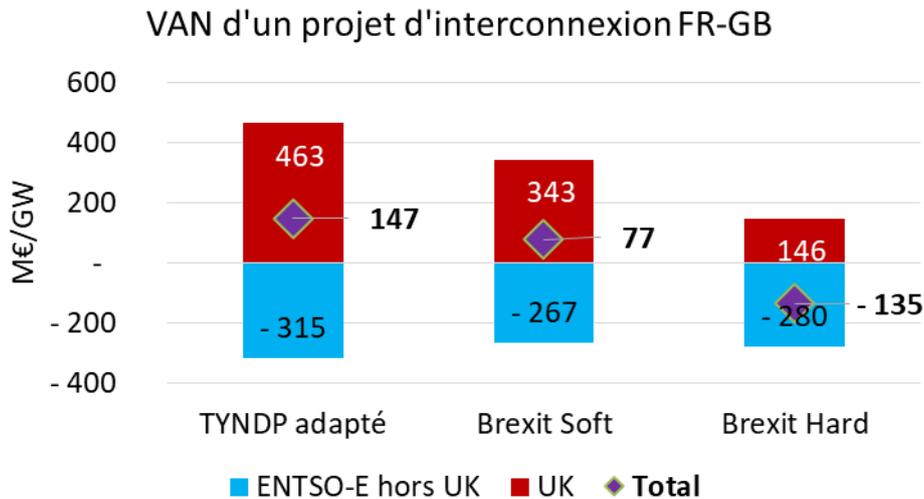
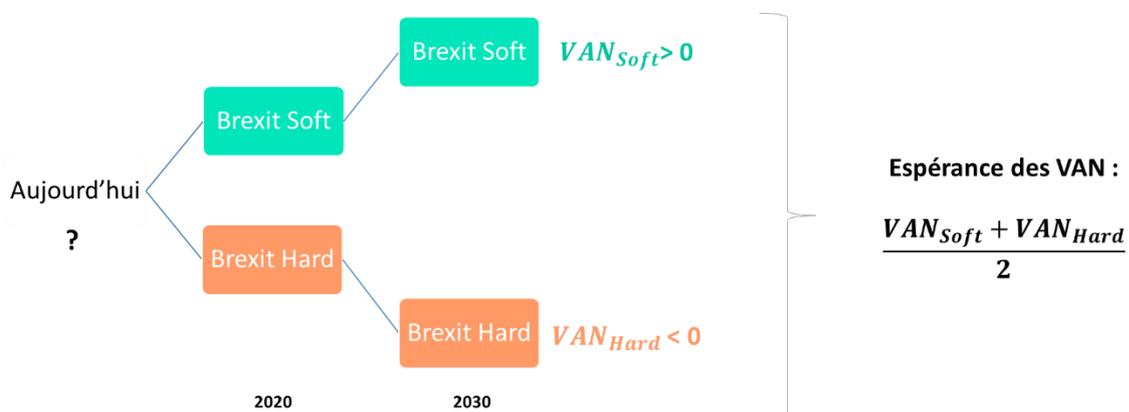


Figure 16 – VAN d'un projet d'interconnexion FR-GB pour les différents scénarios

4.4 Valeur d'option : gain à attendre avant de décider d'investir

Les VAN étudiées au paragraphe précédent ont été calculées en supposant que la décision d'investir dans le projet était prise aujourd'hui, sans savoir si l'on se placerait, dans les années à venir, dans un contexte de Brexit Soft ou Hard. La moyenne de ces VAN correspond ainsi à l'espérance de la VAN *sans information sur le contexte de Brexit* (comme illustré Figure 17).



Décision prise aujourd'hui, sans information sur le cadre du Brexit

Figure 17 – Calcul des VAN sans information sur le contexte du Brexit

La modalité de calcul de l'espérance de VAN lorsque la décision d'investir est retardée à 2020 est représentée Figure 18 : la VAN du projet étant négative dans un cadre de Brexit Hard, si l'on attend d'avoir l'information et qu'il s'avère qu'en 2020 on se trouve dans un cadre de Brexit Hard, la décision prise sera celle de ne pas investir, et la VAN associée au projet sera nulle.

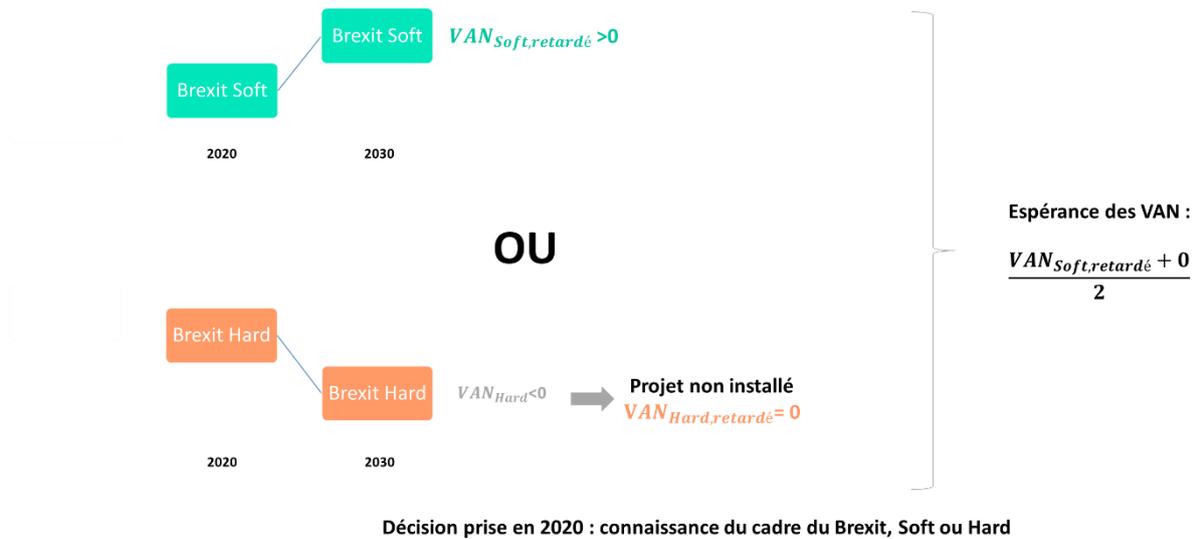


Figure 18 – Calcul de l'espérance de VAN lorsque la décision est retardée

La Figure 19 permet alors de comparer les espérances de VAN sans information (partie gauche de la figure) à l'espérance de la VAN dans un cas où l'on attendrait d'acquérir l'information pour prendre la décision d'investir (partie droite de la figure). Ainsi, si l'on attend de connaître le contexte du Brexit pour prendre la décision d'investir et que l'on choisit, en 2020, de réaliser le projet, cela occasionnera un retard de deux ans de sa mise en service. Un tel report impliquerait une baisse de la VAN du projet d'interconnexion. En effet, comme cela a été souligné à la sous-section 3.1 un contexte énergétique proche des Visions 2030 de l'ENTSO-E permettrait à un projet d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne de générer moins de bénéfices nets qu'un mix électrique proche de la projection 2020 de l'ENTSO-E. L'histogramme à motif pointillés de la Figure 19 représente la décision de ne pas investir en 2020 si l'on est dans un cadre de Brexit Hard.

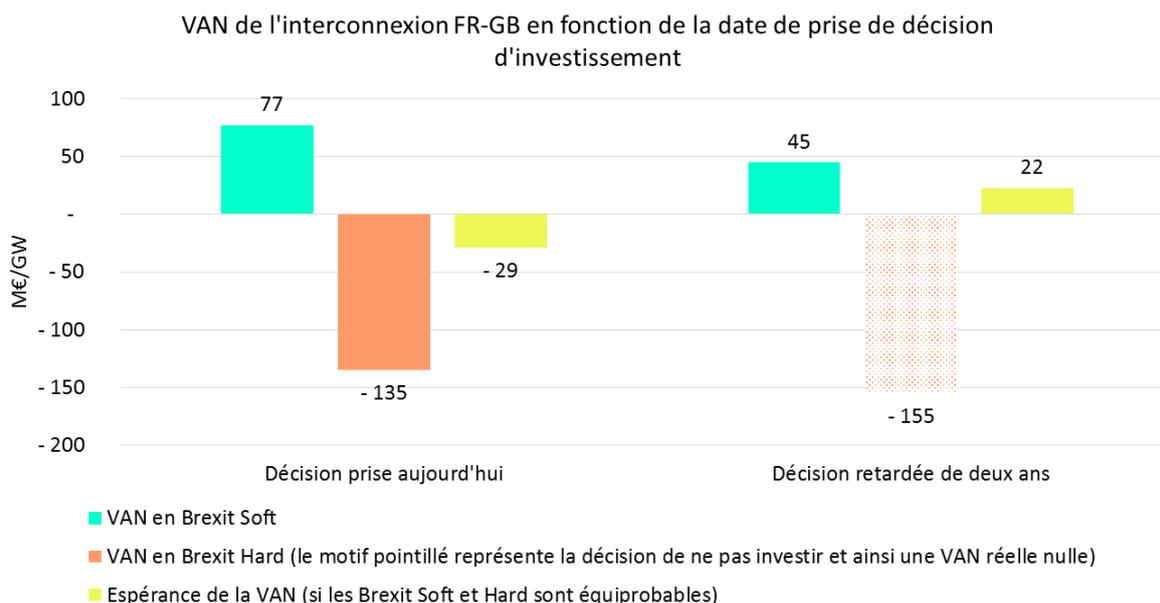


Figure 19 – Espérance de la VAN d'un projet d'interconnexion FR-GB en fonction de la date de la prise de décision d'investissement³⁷

Si l'on reporte à 2020 la prise de décision d'investir, l'espérance de la VAN sera alors de 22 M€/GW, contre une espérance de VAN négative de -29 M€/GW si la décision est prise aujourd'hui. Attendre d'avoir connaissance de l'information portant sur le contexte du Brexit à venir avant de choisir d'investir permettrait ainsi, en moyenne, de réaliser un gain de plus de 50 M€/GW.

Remarque : L'estimation précédente a été réalisée en supposant que les scénarios Brexit Soft et Brexit Hard étaient, vus d'aujourd'hui, équiprobables. On notera néanmoins que la valeur de la connaissance de l'information dépend fortement des probabilités d'occurrences de ces scénarios. On évalue ainsi que, si la probabilité d'occurrence d'un Brexit Hard est suffisamment faible (un seuil de 19%³⁸ a été évalué), l'espérance de VAN du projet deviendra supérieure dans le cas où l'on prend la décision d'investir dès aujourd'hui par rapport à un arbitrage reporté à 2020³⁹.

³⁷ Une décision retardée de deux ans suppose une mise en service du projet en 2024 qu'on soit dans un cadre de Brexit Soft ou Hard (soit un retard de seulement un an dans le cas du Brexit Hard, pour lequel une année de retard avait déjà été supposée si la décision d'investir était prise aujourd'hui). Il convient de noter que cette hypothèse de date de mise en service identique pour les Brexit Soft et Hard si l'on attend d'avoir l'information pour décider n'a pas d'impact sur l'espérance de la VAN, puisque la VAN dans le cas Brexit Hard est négative (et est donc assimilée à 0 dans le calcul de l'espérance).

³⁸ Ce seuil dépend fortement des hypothèses et modèles exploités, notamment pour la représentation du découplage des marchés.

³⁹ En effet, pour une probabilité d'occurrence seuil de 19% du Brexit Hard, les espérances de VAN sont égales à 36 M€/GW, que l'on décide d'investir aujourd'hui ou que l'on attende 2020.

4.5 Sensibilité des résultats à la capacité éolienne installée en Grande-Bretagne : des hypothèses conservatives

La Figure 20 illustre l'impact des capacités installées d'EnR – en particulier d'éoliennes – sur la valeur de l'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne : chaque point du graphe correspond, pour une capacité éolienne en Grande-Bretagne donnée (en abscisse) au gain brut de surplus relatif à 1 GW de capacité d'interconnexion supplémentaire entre les deux pays. L'exercice a été réalisé pour deux Visions 2030 du TYNDP. On observe, pour les deux Visions, une forme des courbes similaire, en « U ».

- | La branche gauche du « U » correspond à une faible capacité éolienne en Grande-Bretagne qui occasionne une forte valeur de l'interconnexion : dans un contexte de quantité modérée de production locale de base en Grande-Bretagne, les opportunités d'import permettent de réaliser des économies de production locale de semi-base.
- | La branche droite du « U » correspond à une forte capacité éolienne en Grande-Bretagne qui induit également une importante valeur de l'interconnexion : celle-ci permet en effet d'accroître les exports de production éolienne locale, qui dépasse la demande anglaise (et de se dispenser de réaliser de l'écrêtement) ; ces exports permettent d'éviter de la production thermique plus onéreuse dans le reste de l'Europe.
- | La partie centrale, dans le creux du « U » (autour de 40 GW d'éolien installé) correspond à une situation où l'ensemble de la production de base en Grande-Bretagne (c'est-à-dire la production éolienne ajoutée aux productions solaire, hydraulique au fil de l'eau, nucléaire et en accès prioritaire au réseau⁴⁰) est, heure par heure suffisamment proche de la demande, pour minimiser à la fois les besoins de production thermique locale et les nécessités d'écrêtement de surplus de production⁴¹.

⁴⁰ Soit 84 à 124 TWh/an générés respectivement en Vision 2 et en Vision 4.

⁴¹ Cela correspond, en volume annuel, à environ deux tiers de la demande de Grande-Bretagne satisfaite par de la production de base.

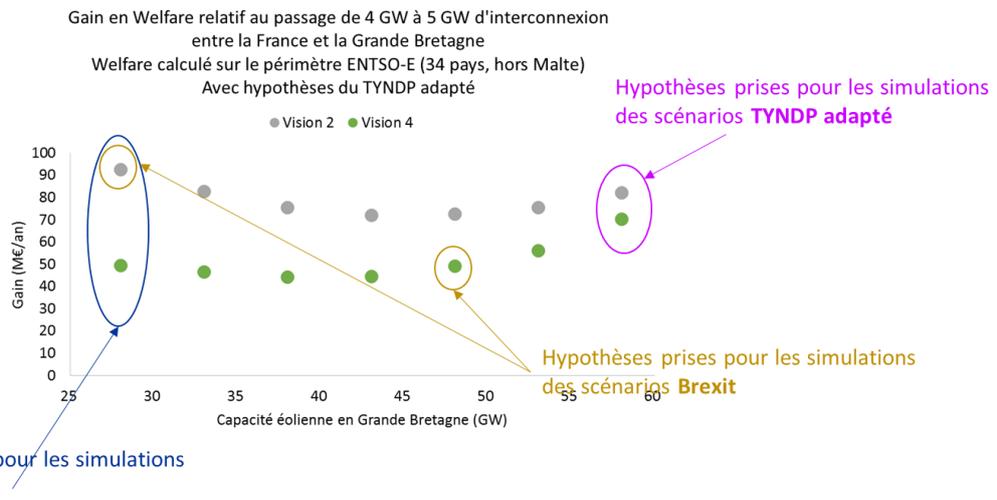


Figure 20 – Impact de la capacité éolienne en Grande-Bretagne sur la valeur de l'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne

Remarque : Sur la Figure 20, les ordres de grandeur des hypothèses utilisées dans le cadre de cette étude sont mis en évidence par des cercles de couleur. On peut noter que les simulations réalisées coïncident plutôt avec des capacités éoliennes aux extrema de la courbe en U, c'est-à-dire que les conditions d'évaluation de l'interconnexion entre la France et l'Angleterre lui sont plutôt favorables.

5 Impact d'un projet d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne sur les flux entre les deux pays

5.1 Flux entre la France et la Grande-Bretagne

La Figure 21 représente l'évolution du taux d'utilisation de l'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne, pour différents scénarios et capacités d'échange. On y constate d'une part qu'un scénario Brexit Hard occasionnerait une légère baisse (0,5%) de l'utilisation de l'interconnexion par rapport à un cadre de Brexit Soft (en comparant les deux histogrammes de gauche). D'autre part, on y observe une baisse plus notable du taux d'utilisation de l'interconnexion lorsque l'on augmente sa capacité (en comparant les parties gauche et droite du graphique); cela illustre le fait que l'augmentation de la capacité d'échange n'induit pas nécessairement une augmentation proportionnelle des flux échangés.

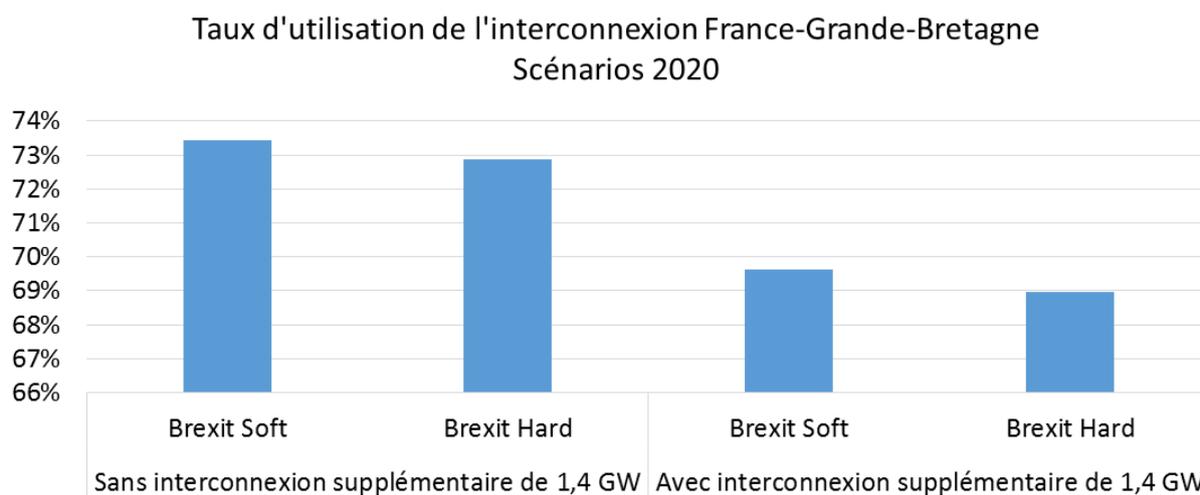


Figure 21 – Evolution du taux d'utilisation moyen⁴² (somme des flux annuels divisée par la capacité d'interconnexion)⁴³ de l'interconnexion France-Grande-Bretagne selon les scénarios.

⁴² Moyenné sur les 10 années de réalisations climatiques

⁴³ Le taux d'utilisation représenté concerne uniquement les flux de la France vers la Grande-Bretagne.

La Figure 22 présente les monotones des flux nets importés par la Grande-Bretagne depuis la France. Le graphe supérieur compare, dans le cadre d'un Brexit Soft en 2020, les flux constatés pour une capacité d'interconnexion de 4 GW (courbe bleue) et pour une capacité d'interconnexion de 5,4 GW (courbe orange). On note ainsi que l'interconnexion est utilisée jusqu'à saturation près de 5 500 heures par an⁴⁴ lorsque sa capacité est limitée à 4 GW, contre de l'ordre de 4 800 heures par an de saturation pour une capacité de 5,4 GW. Dans un contexte de Brexit Hard (graphe inférieur de la Figure 22), le nombre d'heures de saturation de l'interconnexion est nettement réduit – respectivement à 2 000 et 1 200 heures par an avec 4 GW et 5,4 GW de capacité – par rapport à la situation en Brexit Soft, ce qui est en grande partie imputable au découplage des marchés (et en particulier à notre modalité de représentation du découplage, explicitée en annexe 7.5).

⁴⁴ Moyenne sur les 10 années climatiques.

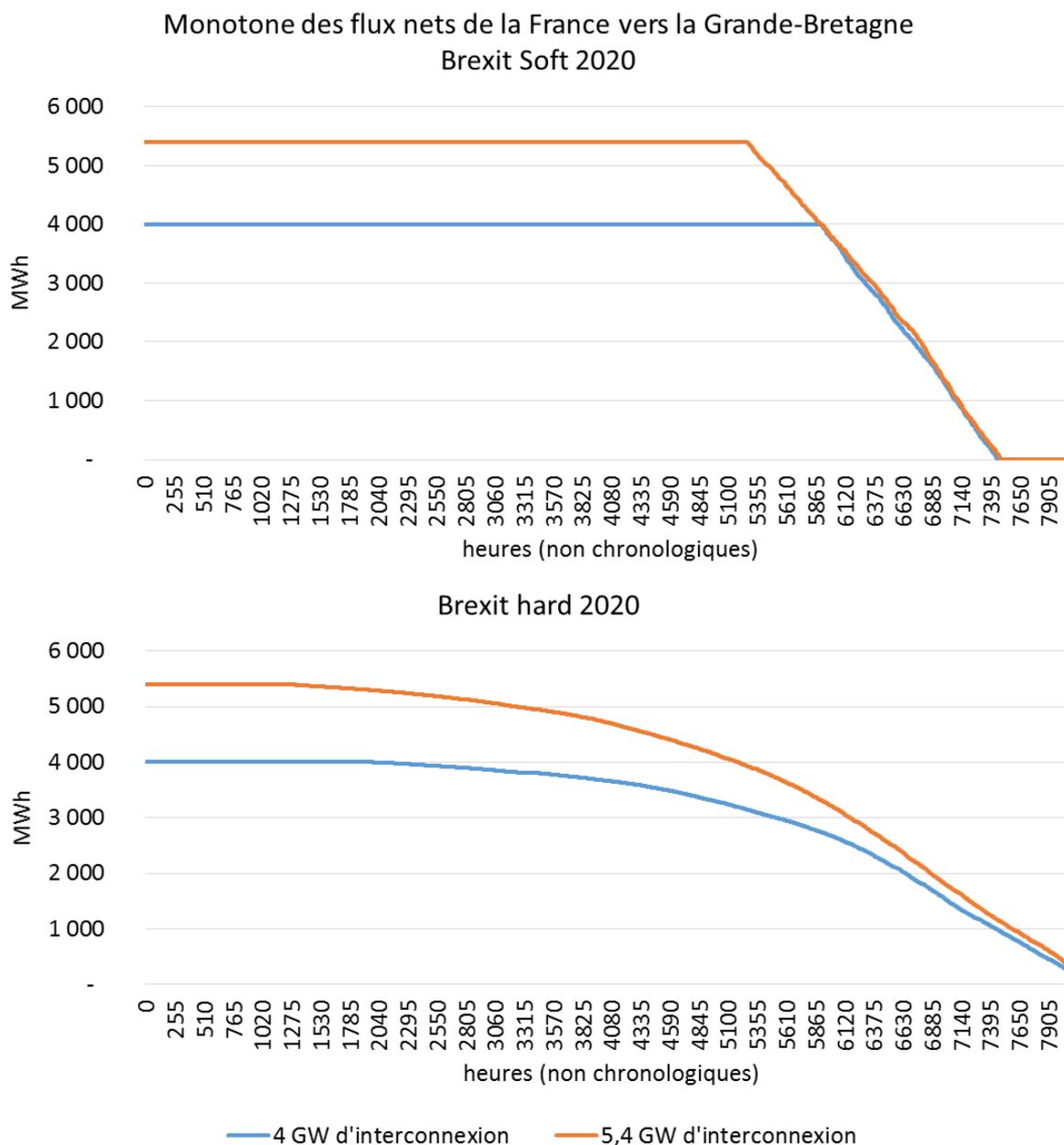


Figure 22 – Comparaison des monotones⁴⁵ de flux nets⁴⁶ de la France vers la Grande-Bretagne, pour une année climatique.

5.2 Impact de l'interconnexion sur l'ensemble des pays de l'ENTSO-E

Plus généralement, la Figure 23 expose l'impact de l'interconnexion supplémentaire sur les imports nets de chaque pays de l'ENTSO-E modélisé ; on y constate un renforcement du caractère importateur

⁴⁵ Tracés par ordre décroissant de valeur et non chronologique

⁴⁶ Différence entre les imports et les exports

(caractérisé par des triangles de couleur bleue) de l'ensemble du Royaume-Uni et de l'Irlande, et une augmentation des exports (caractérisée par des triangles de couleur verte) de la plupart des autres pays ; en effet, les exports de la France vers la Grande-Bretagne sont autant de flux dont d'autres pays européens bénéficient en moins (comme cela est explicité plus en détails à la sous-section 3.2).

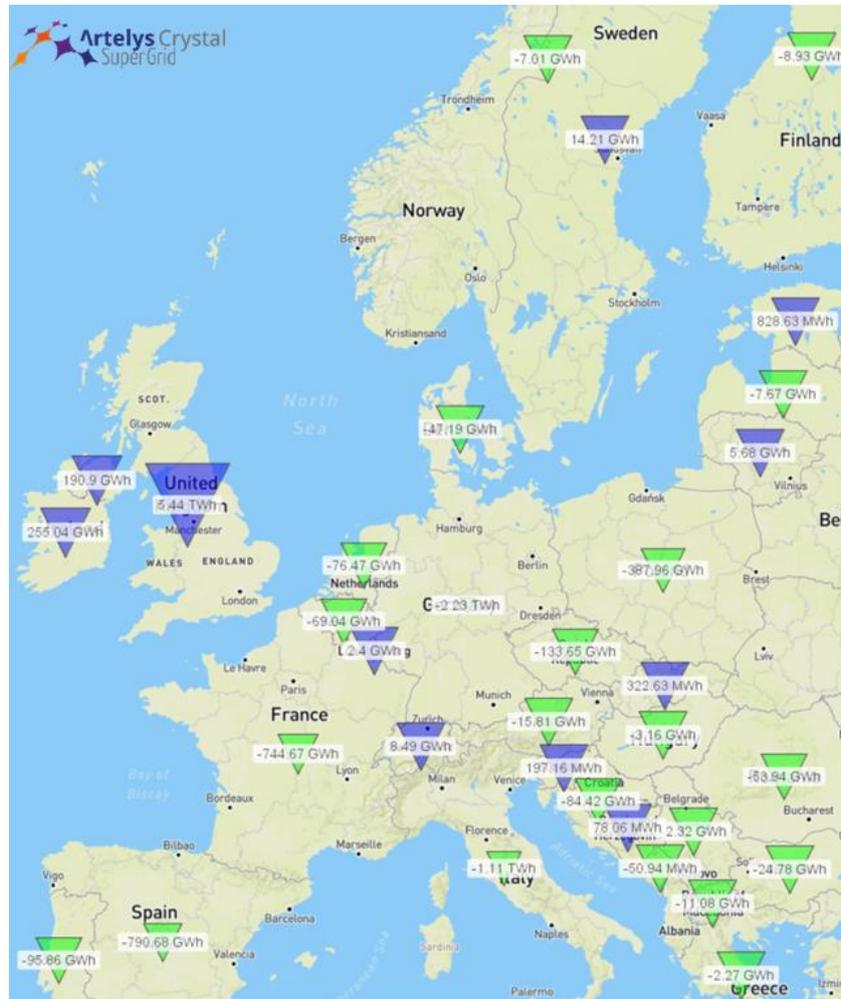


Figure 23 – Impact⁴⁷ d'une interconnexion supplémentaire de 1,4 GW sur les imports nets⁴⁸ annuels moyens⁴⁹ de chaque pays, pour le scénario Brexit Soft 2020 : Les triangles bleus correspondent à une hausse des imports nets, les verts à une réduction.

Ces changements de flux sur la plaque européenne ont alors un impact sur les niveaux de production des différents pays et ainsi sur les émissions de CO₂ annuelles (Figure 24) : ainsi, le Royaume-Uni voit globalement baisser ses émissions de CO₂ (comme identifié par les choroplèthes verts) du fait de la diminution de la production locale rendue possible par la hausse de la capacité d'import, mais ce n'est

⁴⁷ Différence entre une simulation avec et une simulation sans renforcement de l'interconnexion France-Grande-Bretagne

⁴⁸ Différence entre les imports et les exports

⁴⁹ Moyennés sur les 10 années de réalisations climatiques.

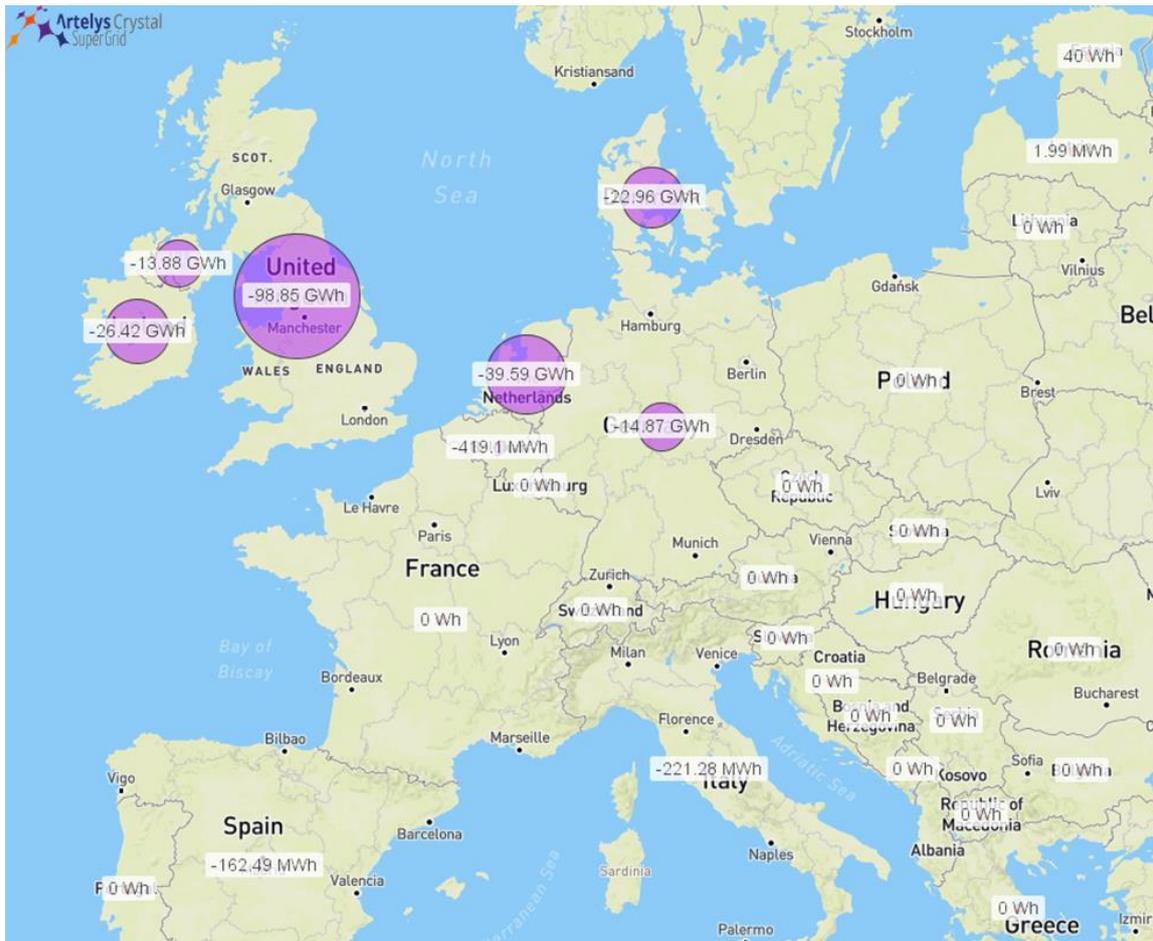


Figure 25 – Impact⁵² d'une interconnexion supplémentaire de 1,4 GW sur les écrêtements moyens⁵³ d'électricité renouvelable de chaque pays, pour le scénario Brexit Soft 2030 V3. La taille des cercles est proportionnelle à l'écrêtement évité par l'interconnexion.

⁵² Différence entre une simulation avec et une simulation sans renforcement de l'interconnexion France-Grande-Bretagne

⁵³ Moyennés sur les 10 années de réalisations climatiques.

6 Conclusion

Les résultats de calculs et analyses développés dans le présent rapport ont permis de mettre en évidence les points suivants :

- | Indépendamment du contexte de Brexit, si le gain relatif à une augmentation du niveau d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne est avéré à court-terme, **ce gain se verra progressivement réduit à un horizon moyen-terme**, du fait des évolutions des mix énergétiques à venir. **Certains projets ne pourront pas dégager une recette suffisante pour dépasser leurs coûts en 2030 ; leur valeur actuelle nette est ainsi négative.**
- | La majeure partie – voire la totalité en 2020 – de la valeur d'une interconnexion supplémentaire France-Grande-Bretagne est perçue par le Royaume-Uni ; **l'interconnexion a ainsi une valeur faible – voire nulle en 2020 – pour l'ENTSO-E hors Royaume-Uni.** Cependant, le partage de cette valeur n'est pas homogène au sein de l'Europe continentale ; **certains pays, comme la France, tirent des bénéfices conséquents**, tandis que d'autres y perdent.
- | **Le contexte du Brexit**, tel qu'il a été modélisé pour cette étude, **réduit la valeur des interconnexions entre la France et l'Angleterre**, et ce d'autant plus que l'indépendance du Royaume-Uni vis-à-vis de l'Europe sera marquée, c'est-à-dire **d'autant plus dans le cadre d'un Brexit Hard.**
- | Il semble alors **préférable d'attendre de connaître le cadre du Brexit pour décider du financement des projets**, à moins de considérer qu'un Brexit Hard n'ait que peu de chances de se produire.

7 Annexes techniques

7.1 Sensibilité des VAN aux coûts des projets

Les VAN (et valeur d'option) calculées aux sous-sections précédentes dépendent des annuités des projets, qui sont évaluées en émettant plusieurs hypothèses relatives aux coûts, dont une partie sont incertaines (taux d'actualisation, intérêts intercalaires, sous-évaluation des CAPEX⁵⁴, etc.).

La Figure 26 illustre la sensibilité des VAN aux annuités des projets. Ainsi, alors que la VAN du projet référent est positive dans le cadre des scénarios de TYNDP et d'un Brexit Soft, mais présente une valeur nettement négative dans le contexte d'un Brexit Hard, elle devient négative dans tous les cas si ses coûts se voient augmentés de 25%⁵⁵. A l'inverse, la VAN du projet devient positive dans tous les cas si l'on suppose ses coûts réduits de 25%.

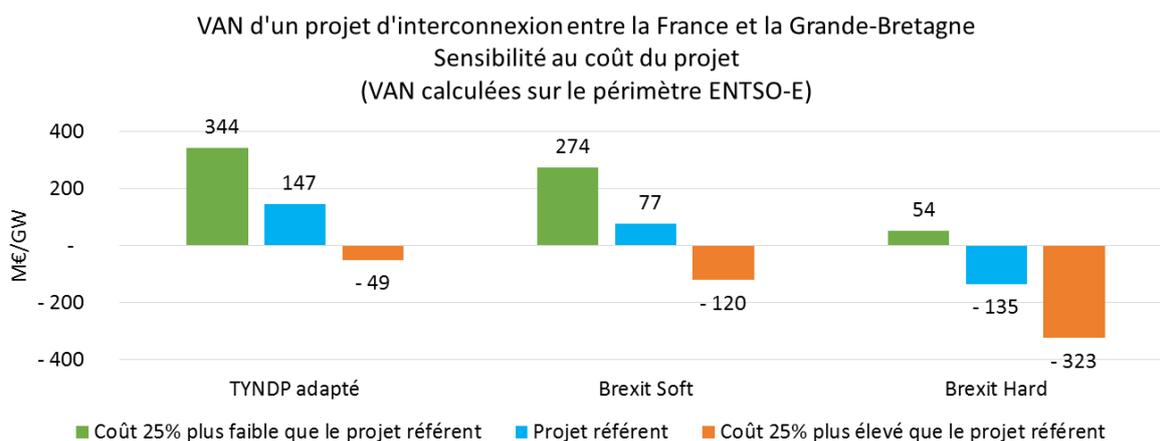


Figure 26 – Comparaison des VAN des projets d'interconnexion envisagées entre la France et la Grande-Bretagne pour les différents scénarios

⁵⁴ Liée au Brexit comme envisagé dans (Grantham Institute, Imperial College, 2017), ou à une incertitude relative à la construction du projet, comme l'ENTSO-E l'a par exemple envisagé pour FAB Link.

⁵⁵ A noter que l'intervalle d'incertitude proposé par le TYNDP pour le CAPEX de FAB Link propose une marge de plus de 25% à la hausse

7.2 Détails des surplus bruts par scénario et par vision pour la France

Les surplus annuels bruts relatifs à une interconnexion supplémentaire sont détaillés par scénario et par vision sur la Figure 27 pour la France. On constate qu'en 2020 et pour les Visions 1 et 2 de 2030 ces surplus sont supérieurs à la moitié de l'annuité du projet de référence (de l'ordre de 25 M€/GW/an) tandis qu'ils sont inférieurs à la moitié de cette annuité dans les Visions 3 et 4 2030. Ce phénomène peut notamment être expliqué en examinant les capacités nucléaires françaises des différents scénarios : 63 GW en 2020, 58 GW dans les Visions 1 et 2 2030 et 38 GW dans les Visions 3 et 4 2030. On constate que le surplus brut français généré par une nouvelle interconnexion décroît substantiellement dans les scénarios faisant l'hypothèse d'une faible capacité nucléaire en France.

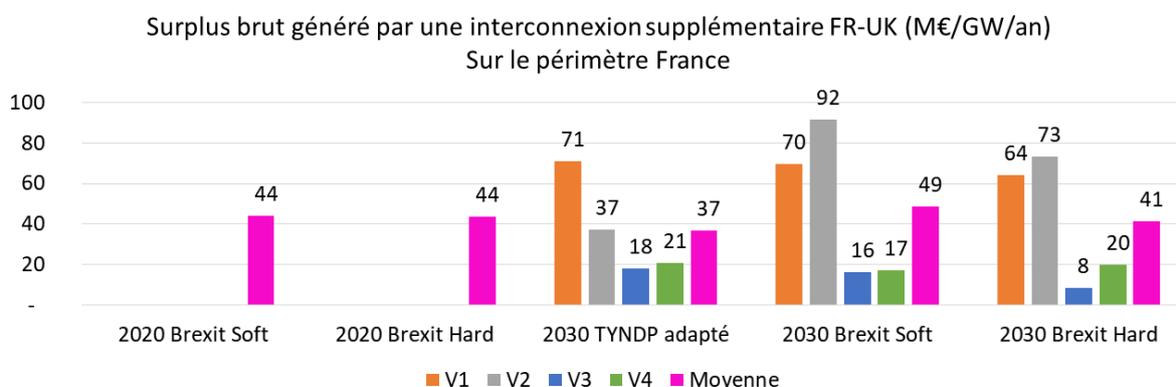


Figure 27 - Gains de surplus collectif brut (hors surcoûts liés aux pertes supplémentaires) sur le périmètre France dus à l'installation d'un projet d'interconnexion de 1,4 GW entre la France et la Grande-Bretagne

7.3 Le surplus collectif – « socio economic welfare »

Le surplus collectif ou « socio economic welfare » est l'indicateur usuellement utilisé⁵⁶ pour évaluer les bénéfices que pourraient apporter des projets d'interconnexion à la collectivité.

L'approche consiste à additionner le surplus du consommateur, le surplus du producteur et la rente de congestion de l'ensemble des zones de marché représentées : leur somme représente le « surplus collectif ». Le bénéfice associé à un projet est alors la variation de surplus collectif (en €/an) avec et sans ce projet.

Remarques :

1. Les définitions suivantes – recensées par (Commission européenne, Artelys, Mai 2016) et issues de (ENTSO-E, 2014) – ont été retenues :

⁵⁶ Indicateur notamment recommandé par la *Guideline* de l'ENTSO-E pour l'analyse coût-bénéfice des projets de développement des réseaux (ENTSO-E, 2015).

- | *La variation de surplus consommateur⁵⁷ correspond, dans un contexte de demande non-élastique, à la somme sur toutes les heures de l'année de*
 - $(\text{coût marginal de la zone} \times \text{consommation de la zone})_{\text{sans interconnexion}}$
– $(\text{coût marginal de la zone} \times \text{consommation de la zone})_{\text{avec interconnexion}}$
 - | *Le surplus producteur est la différence entre les revenus de production et les coûts variables de production.*
 - | *La rente de congestion est calculée, pour chaque interconnexion orientée, comme la somme des valeurs absolues de :*
 - $(\text{coût marginal de la zone d'export} - \text{coût marginal de la zone d'import}) \times \text{flux sur l'interconnexion}$.
2. *Lorsque l'on s'intéresse au surplus collectif sur un périmètre géographique restreint (par exemple celui du Royaume-Uni), par convention, on répartit de manière homogène les rentes de congestions des interconnexions entre les zones qu'elles relient. Par exemple, la moitié de la rente de congestion de l'interconnexion France-Grande-Bretagne est attribuée à la France et l'autre moitié au Royaume-Uni.*

7.4 Hypothèse relatives à l'Irlande

Etant données les incertitudes concernant l'application des modalités du Brexit à l'Irlande (notamment relatives aux échanges entre l'Irlande et l'Irlande du Nord), les hypothèses choisies ont été les plus modestes possibles, c'est-à-dire :

- | Pour le découplage des marchés :
 - Marchés européen continental et irlandais⁵⁸ couplés
 - Marchés britannique et irlandais couplés
 - Marchés britannique et européen découplés⁵⁹
- | Pour les critères de sécurité d'approvisionnement (parc gaz) :
 - Participation de l'Irlande et l'Irlande du Nord à la sécurité d'approvisionnement britannique
 - Irlande connectée au reste de l'Europe.

⁵⁷ En absolu (par opposition à la définition « en différentiel » donnée ci-dessus), le surplus consommateur se définit comme la différence entre le prix que le consommateur est prêt à payer pour un produit et le prix qu'il paie effectivement.

⁵⁸ Irlandais est ici à entendre au sens large, à savoir l'île d'Irlande.

⁵⁹ Le couplage entre les marchés européen et irlandais d'une part, et entre les marchés britannique et irlandais d'autre part, implique, par transitivité une forme de couplage entre les marchés européen et britannique. Néanmoins, étant donné le faible niveau d'interconnexion (500 MW), on suppose faibles les effets de ce couplage « transitif ».

7.5 Découplage des marchés

La prise en compte du découplage des marchés n'est pas un exercice aisé. A défaut de détenir des données très détaillées sur l'impact du découplage sur les flux échangés entre zones découplées, ou d'exploiter des modèles représentant explicitement tous les acteurs des enchères sur les marchés, une modalité de représentation simplifiée a été adoptée.

Plus précisément, les simulations représentatives d'un cadre de marché découplé ont été réalisées en deux étapes :

- | Une simulation dite *dynamique*, réalisée sans contraindre les flux autrement que par les capacités NTC d'interconnexions.
 - De cette simulation dynamique a été déduite une chronique de flux sur un an au pas horaire (à chaque heure de l'année, la moyenne des flux sur les 10 réalisations climatiques simulées a été calculée), appelée *chronique de flux statique*.
- | Une simulation dite *statique* pour laquelle le flux entre zones découplées était fixé d'avance⁶⁰ et correspondait à la chronique de flux statique.

Le résultat correspondant à la situation de marchés découplés a ensuite été supposé être le résultat de la moyenne (équipondérée) de la simulation dynamique et de la simulation statique.

Cette modalité de représentation vise – modestement – à représenter le fait que dans un contexte de découplage des marchés, une partie des flux sont fixés d'avance, en se basant sur des analyses statistiques, et une partie des flux sont réajustés dynamiquement.

7.6 Hypothèses pour la reconstitution des annuités

L'annuité du projet dit « référent » a été reconstituée en utilisant les hypothèses suivantes :

- | CAPEX : 600 M€/GW
- | Taux d'actualisation : 4,5%⁶¹
- | Durée de vie des projets : 25 ans⁶²
- | Part de l'OPEX annuel sur le CAPEX total : 1,5%⁶³
- | Impact des intérêts intercalaires : augmentation des CAPEX totaux de 8%⁶⁴

Remarques :

1. *Le CAPEX du projet référent est du même ordre que la moyenne des CAPEX⁶⁵ des projets à l'étude entre la France et la Grande-Bretagne :*

⁶⁰ Et ainsi ne s'adaptait pas aux variations horaires de production EnR et de demande, dépendant des réalisations climatiques.

⁶¹ Source : CRE

⁶² Source : ACER

⁶³ Source : Estimation Frontier Economics

⁶⁴ Source : CRE, moyennes constatées sur plusieurs projets

⁶⁵ Source : (ENTSO-E, 2016)

- FAB Link (1,4 GW) : 850 M€⁶⁶
 - Aquind (2 GW) : 1 400 M€
 - GridLink (1,4 GW) : 600 M€
2. Les surplus totaux nets (auxquels ont été comparées les annuités des projets) ont été calculés en déduisant des surplus bruts les surcoûts relatifs aux pertes additionnelles sur les interconnexions supplémentaires. Ces surcoûts⁶⁷ sont de 8 M€/GW/an en 2020 et 11 M€/GW/an en 2030.
 3. Pour les analyses portant sur des périmètres géographiques séparés, les CAPEX, OPEX, et coûts des pertes ont été équi-répartis entre le Royaume-Uni et l'Europe des 27.

7.7 Modalités de calcul des VAN

A partir des simulations de la gestion de production annuelle au pas de temps horaire sur les horizons 2020 et 2030, des recettes nettes annuelles (différence entre gains nets de surplus imputables à un projet⁶⁸ et coût du projet) ont été estimées sur l'ensemble de la durée de vie des projets, en faisant les hypothèses suivantes :

- | Date de mise en service des projets : 2022 dans le cadre d'un Brexit Soft et 2023 dans le cadre d'un Brexit Hard
- | Recette nette d'un projet
 - Pour une année comprise entre sa date de mise en service et 2030 : interpolation linéaire des recettes nettes estimées par simulation en 2020 et 2030
 - Pour une année ultérieure à 2030 : recette nette identique à 2030

A partir des recettes nettes annuelles, ont été calculées les valeurs actuelles nettes des projets selon la formule suivante :

$$VAN = \sum_{i=0}^{24} \frac{recetteNette_i}{(1+\tau)^i}, \text{ avec } recetteNette_i \text{ la recette de l'année } i \text{ et } \tau \text{ le taux d'actualisation.}$$

7.8 Modèles et données utilisés

7.8.1 Des hypothèses essentiellement basées sur le TYNDP 2016

Les hypothèses de mix énergétique de l'ensemble des pays européens ont été réalisées en se basant sur les projections à 2020 et Visions 2030 du TYNDP (ENTSO-E, 2016). Ces hypothèses sont exposées sur la Figure 28. Une partie de ces hypothèses a néanmoins été actualisée pour le Royaume-Uni, de manière à s'assurer de la cohérence entre les scénarios étudiés et les projections du BEIS et de National Grid. Ainsi les ajustements suivants ont été opérés pour constituer les scénarios dits « TYNDP adapté » :

⁶⁶ L'annuité du projet référent est également du même ordre que l'annuité de FABLink.

⁶⁷ Source : (CRE, 2016)

⁶⁸ Calculé en comparant le résultat d'une simulation avec et d'une simulation sans le projet.

- | demande annuelle du Royaume-Uni n'excédant pas 366 TWh (National Grid ne proposant aucun scénario avec une demande excédant 346 TWh/an) en 2030 : cela revient notamment à un même volume de demande pour les Visions 3 et 4,
- | capacité solaire au Royaume-Uni rehaussée et à au moins 14,7 GW en 2030 (soit le minimum supposé dans les scénarios de National Grid) et à 12,8 GW en 2020⁶⁹,
- | capacité éolienne au Royaume-Uni bornée entre 28,6 GW et 47,3 GW en 2030 (soit les capacités minimale et maximale proposées par les scénarios de National Grid),
- | interconnexion entre le Royaume-Uni et l'Irlande atteignant 1 GW en 2030 (GreenLink ayant reçu l'approbation de l'Ofgem).

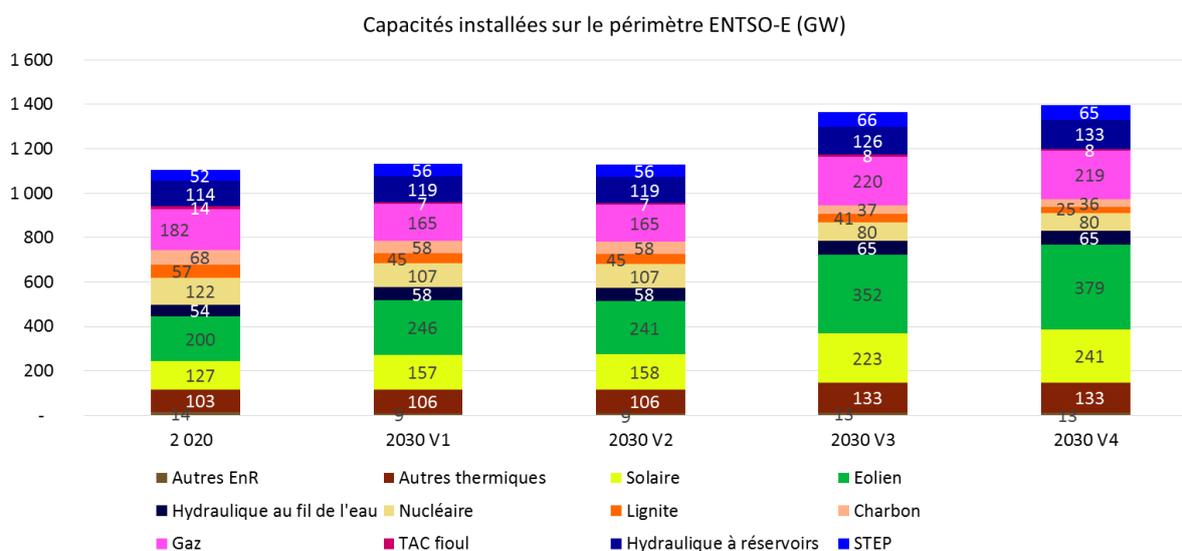


Figure 28 – Capacités installées par filière sur le périmètre ENTSO-E dans les différents scénarios

Les capacités NTC d'interconnexion entre les pays de l'ENTSO-E sont également issues du TYNDP (ENTSO-E, 2016). En particulier, les capacités d'interconnexion de la Grande-Bretagne en 2030 avec ses voisins sont listées ci-dessous :

- Pays-Bas : 1 GW
- Belgique : 1 GW
- Norvège : 1,4 GW
- Danemark : 1,4 GW
- République d'Irlande : 1 GW
- Irlande du Nord : 1 GW

Remarque : Les données de l'ENTSO-E ont été complétées, lorsque cela été nécessaire, par les éléments de la base de données d'Artelys, notamment, pour chaque pays de l'ENTSO-E :

- | la décomposition de l'hydraulique par filières,

⁶⁹La capacité 2020 a été rehaussée suivant le même taux de croissance que celle de 2030.

- | les chroniques de production renouvelables au pas horaire pour 10 années de réalisations climatiques
- | les chroniques de demande au pas horaire reconstituées sur les mêmes années climatiques que les productibles renouvelables (issues d'un modèle statistique utilisant les chroniques à température normales fournies par l'ENTSO-E et des historiques de température).

7.8.2 Modélisation des groupes de production thermique

Les unités de production thermique ont été modélisées en tenant compte d'un certain nombre de contraintes techniques les régissant (rendements, émissions de CO₂, coûts de démarrages, rampes de production, durées minimales à l'état allumé ou éteint, etc.). Les modèles et données utilisés reprennent ceux décrits dans (Commission européenne, Artelys, Mai 2017), à l'exception des coûts des combustibles et du carbone qui sont issus des données fournies dans (ENTSO-E, 2016). Les coûts variables de production résultants sont fournis dans la Figure 29. L'énergie non distribuée est pénalisée à hauteur de 3 000 €/MWhe.

€/MWhe	2020	Vision 1 2030	Vision 2 2030	Vision 3 2030	Vision 4 2030
Lignite	22	29	29	88	94
Charbon	35	41	41	83	82
CCGT	59	64	64	68	69
TAC au gaz	103	113	113	119	122
TAC au fioul	143	163	163	164	168

Figure 29 – Coûts variables de production (calculés pour un fonctionnement à puissance maximale et incluant le coût du CO₂) par filière dans les différents scénarios

Table des figures

FIGURE 1 – EVOLUTION DES MOYENNES ANNUELLES DES PRIX DE MARCHÉ DAY-AHEAD POUR DIFFÉRENTES ZONES DE MARCHÉ EUROPÉENNES (SOURCE : ACER, MARKET MONITORING 2015).....	8
FIGURE 2 – PROJETS D'INTERCONNEXION DESIGNÉS COMME ÉLIGIBLES AU MÉCANISME DU CAP & FLOOR PAR L'OFGEM.....	9
FIGURE 3 – PRÉSENTATION DE L'OUTIL ARTELYS CRYSTAL SUPER GRID	11
FIGURE 4 – REPRÉSENTATION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE EUROPÉEN DANS ARTELYS CRYSTAL SUPER GRID	12
FIGURE 5 – SCÉNARIOS CONSIDÉRÉS DANS L'ÉTUDE.....	14
FIGURE 6 – HYPOTHÈSES DE REPRÉSENTATION DU BREXIT.....	16
FIGURE 7 – PRODUCTION PAR FILIÈRE SUR LE PÉRIMÈTRE ENTSO-E DANS LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS.....	17
FIGURE 8 – PRODUCTION ANNUELLE PAR FILIÈRE AU ROYAUME-UNI DANS LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS	18
FIGURE 9 – IMPORTS NETS ANNUELS DE LA GRANDE-BRETAGNE DANS LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS.....	19
FIGURE 10 – COMPARAISON DE LA SATISFACTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE AU PAS HORAIRE EN GRANDE-BRETAGNE EN 2030 POUR LES VISIONS 1 ET 3 DU TYNDP ADAPTÉ, SUR UNE SEMAINE D'HIVER (LES PROFILS DE DEMANDE SONT DIFFÉRENTS CAR L'ENTSO-E SUPPOSE DES MODALITÉS DE PILOTAGE DE LA DEMANDE DIFFÉRENTES SELON LES VISIONS).	19
FIGURE 11 – GAINS BRUTS DE SURPLUS COLLECTIF (HORS SURCOUTS LIÉS AUX PERTES SUPPLÉMENTAIRES) SUR LE PÉRIMÈTRE ENTSO-E DU À L'INSTALLATION D'UN PROJET D'INTERCONNEXION DE 1,4 GW ENTRE LA FRANCE ET LA GRANDE-BRETAGNE.....	20
FIGURE 12 – GAINS BRUTS DE SURPLUS COLLECTIF (HORS SURCOUTS LIÉS AUX PERTES SUPPLÉMENTAIRES) DUS À L'INSTALLATION D'UN PROJET D'INTERCONNEXION DE 1,4 GW ENTRE LA FRANCE ET LA GRANDE-BRETAGNE, CALCULÉS SUR DIFFÉRENTS PÉRIMÈTRES GÉOGRAPHIQUES À L'HORIZON 2020.....	21
FIGURE 13 – SCHEMA SIMPLIFIÉ DE L'IMPACT DE LA BAISSÉ DES OPPORTUNITÉS D'IMPORTS SUR LE SURPLUS DES PAYS IMPORTATEURS NETS.....	22
FIGURE 14 – GAINS BRUTS DE SURPLUS COLLECTIF (HORS SURCOUTS LIÉS AUX PERTES SUPPLÉMENTAIRES) DUS À L'INSTALLATION D'UN PROJET D'INTERCONNEXION DE 1,4 GW ENTRE LA FRANCE ET LA GRANDE-BRETAGNE, CALCULÉS SUR DIFFÉRENTS PÉRIMÈTRES GÉOGRAPHIQUES À L'HORIZON 2030.....	23
FIGURE 15 – COMPARAISON ENTRE LES COÛTS (EN BLEU) ET LES GAINS DE SURPLUS COLLECTIF NETS DES PERTES (EN VIOLET) D'UN PROJET D'INTERCONNEXION ENTRE LA FRANCE ET LA GRANDE-BRETAGNE	25
FIGURE 16 – VAN D'UN PROJET D'INTERCONNEXION FR-GB POUR LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS	26
FIGURE 17 – CALCUL DES VAN SANS INFORMATION SUR LE CONTEXTE DU BREXIT	26
FIGURE 18 – CALCUL DE L'ESPERANCE DE VAN LORSQUE LA DÉCISION EST RETARDÉE	27
FIGURE 19 – ESPERANCE DE LA VAN D'UN PROJET D'INTERCONNEXION FR-GB EN FONCTION DE LA DATE DE LA PRISE DE DÉCISION D'INVESTISSEMENT	28
FIGURE 20 – IMPACT DE LA CAPACITÉ ÉOLIENNE EN GRANDE-BRETAGNE SUR LA VALEUR DE L'INTERCONNEXION ENTRE LA FRANCE ET LA GRANDE-BRETAGNE	30
FIGURE 21 – ÉVOLUTION DU TAUX D'UTILISATION MOYEN (SOMME DES FLUX ANNUELS DIVISÉE PAR LA CAPACITÉ D'INTERCONNEXION) DE L'INTERCONNEXION FRANCE-GRANDE-BRETAGNE SELON LES SCÉNARIOS.	31
FIGURE 22 – COMPARAISON DES MONOTONES DE FLUX NETS DE LA FRANCE VERS LA GRANDE-BRETAGNE, POUR UNE ANNÉE CLIMATIQUE.....	33

FIGURE 23 – IMPACT D'UNE INTERCONNEXION SUPPLEMENTAIRE DE 1,4 GW SUR LES IMPORTS NETS ANNUELS MOYENS DE CHAQUE PAYS, POUR LE SCENARIO BREXIT SOFT 2020 : LES TRIANGLES BLEUS CORRESPONDENT A UNE HAUSSE DES IMPORTS NETS, LES VERTS A UNE REDUCTION.	34
FIGURE 24 – IMPACT D'UNE INTERCONNEXION SUPPLEMENTAIRE DE 1,4 GW SUR LES EMISSIONS DE CO ₂ ANNUELLES MOYENNES DE CHAQUE PAYS, POUR LE SCENARIO BREXIT SOFT 2020. LES PAYS EN VERT CONSTATENT UNE BAISSSE DES EMISSIONS ; CEUX EN ROUGE UNE HAUSSE.....	35
FIGURE 25 – IMPACT D'UNE INTERCONNEXION SUPPLEMENTAIRE DE 1,4 GW SUR LES ECRETEMENTS MOYENS D'ELECTRICITE RENOUVELABLE DE CHAQUE PAYS, POUR LE SCENARIO BREXIT SOFT 2030 V3. LA TAILLE DES CERCLES EST PROPORTIONNELLE A L'ECRETEMENT EVITE PAR L'INTERCONNEXION.....	36
FIGURE 26 – COMPARAISON DES VAN DES PROJETS D'INTERCONNEXION ENVISAGEES ENTRE LA FRANCE ET LA GRANDE-BRETAGNE POUR LES DIFFERENTS SCENARIOS	38
FIGURE 27 - GAINS DE SURPLUS COLLECTIF BRUT (HORS SURCOUTS LIES AUX PERTES SUPPLEMENTAIRES) SUR LE PERIMETRE FRANCE DUS A L'INSTALLATION D'UN PROJET D'INTERCONNEXION DE 1,4 GW ENTRE LA FRANCE ET LA GRANDE-BRETAGNE.....	39
FIGURE 28 – CAPACITES INSTALLEES PAR FILIERE SUR LE PERIMETRE ENTSO-E DANS LES DIFFERENTS SCENARIOS	43
FIGURE 29 – COUTS VARIABLES DE PRODUCTION (CALCULES POUR UN FONCTIONNEMENT A PUISSANCE MAXIMALE ET INCLUANT LE COUT DU CO ₂) PAR FILIERE DANS LES DIFFERENTS SCENARIOS.....	44

8 Bibliographie

- Commission de Régulation de l'Energie. (2016). *Les interconnexions électriques et gazières en France*.
- Commission européenne. (2014). *COM(2014) 330 final, European Energy Security Strategy*.
- Commission européenne. (2015). *COM(2015) 82 final, Achieving the 10% electricity interconnection target, Making Europe's electricity grid fit for 2020*.
- Commission européenne, Artelys. (Avril 2016). *Impact of PCIs on gas security of supply in Europe*.
- Commission européenne, Artelys. (Mai 2016). *Assessing TYNDP 2014 PCI list in power*.
- Commission européenne, Artelys. (Mai 2017). *METIS Power System Module*. Récupéré sur https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/power_system_module.pdf
- CRE. (2016). *Consultation by CRE (French Energy Regulatory Commission) re-garding the interconnector "IFA2" between France and Great Britain*.
- ENTSO-E. (2014). *Ten-Year Network Development Plan*. Récupéré sur https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/141031%20TYNDP%202014%20Report_.pdf
- ENTSO-E. (2015). *Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects*.
- ENTSO-E. (2016). *Ten-Year Network Development Plan 2016*. Récupéré sur <http://tyndp.entsoe.eu/projects/2016-12-20-1600-exec-report.pdf>
- Grantham Institute, Imperial College. (2017). *Interconnectors, the EU Internal Electricity Market and Brexit*.
- National Infrastructure Commission. (2016). *Smart Power*.
- UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS). (2016). *Digest of UK Energy Statistics (DUKES)*.
- UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS). (2017). *Updated energy and emissions projections 2016*.