



Analyse des bénéfices d'une interconnexion entre la France et le Royaume-Uni

Rapport

Synthèse

CONTEXTE ET OBJECTIFS

Cette étude vise à apporter des éléments quantitatifs permettant une prise de décision informée quant à l'évolution de la capacité d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne.

Les bénéfices associés à une nouvelle interconnexion sont estimés dans ce rapport par le surplus économique collectif engendré par la mise en service de cette nouvelle interconnexion. Les gains pouvant être attendus en termes de sécurité d'approvisionnement sont aussi évalués. Ces évaluations sont réalisées sur les horizons 2030, 2040 et 2050.

A ces horizons, l'évolution des mix, de la demande et des infrastructures ne peut être connue avec certitude. Plusieurs scénarios et variantes sont donc étudiées (notamment de déploiement des énergies renouvelables, d'évolution des capacités nucléaires, de niveau d'interconnexion, etc.) afin d'identifier les opportunités et les risques associés à un accroissement de la capacité d'interconnexion électrique entre la France et la Grande-Bretagne.

SCENARIOS ETUDIES

Trois scénarios ont été construits à partir de scénarios de référence développés en 2022 par RTE pour la France, National Grid pour la Grande-Bretagne et ENTSO-E pour le reste de l'Europe. Ces scénarios définissent des trajectoires d'évolution des systèmes énergétiques différenciées mais vraisemblables au vu des choix de politique énergétique annoncés en France et en Grande-Bretagne. Ces trois scénarios se déclinent de la manière suivante :

- | **Scénario 1** : Le premier scénario permet d'atteindre la neutralité carbone en 2050 en France et en Grande-Bretagne, grâce à une forte croissance de la consommation électrique et un développement considérable des capacités renouvelables.
- | **Scénario 2** : Le deuxième scénario permet également d'atteindre la neutralité carbone en 2050, grâce à un développement des énergies renouvelables. Néanmoins, la consommation électrique augmente moins fortement, et le système énergétique repose plus largement sur des solutions centralisées, telles que le nucléaire en France, que dans le scénario 1. Par conséquent, la croissance des capacités d'énergies renouvelables est moins importante que dans le scénario 1.
- | **Scénario 3** : Le troisième scénario représente un retard sur les ambitions de transition énergétique, et la non-atteinte de la neutralité carbone en 2050. En France et en Grande-Bretagne, cela se traduit par un retard dans le déploiement des capacités renouvelables, le maintien de capacités thermiques fossiles, une électrification inachevée et un déploiement moins ambitieux d'électrolyseurs.

Des analyses de sensibilité à la marge du scénario 2 ont également été effectuées afin d'analyser l'impact de différents paramètres technico-économiques sur la valeur d'interconnexions France - Grande-Bretagne : le prix du gaz, le développement d'interconnexions supplémentaires reliant la Grande-Bretagne et la France à d'autres pays d'Europe, la disponibilité des parcs nucléaires français et britanniques, la capacité éolienne en mer en Grande-Bretagne, la demande d'hydrogène et la capacité des électrolyseurs installés en France et en Grande-Bretagne.

EVALUATION DE LA VALEUR D'UNE NOUVELLE INTERCONNEXION

L'analyse effectuée indique qu'augmenter la capacité d'interconnexion permet de **mieux intégrer les énergies renouvelables** et de les substituer à des moyens de production plus coûteux tels que des centrales thermiques fossiles. En particulier, augmenter la capacité d'interconnexion permet de **réduire l'écrêtement de l'éolien britannique**, important dans certains scénarios du fait du fort développement de l'éolien en Grande-Bretagne. En plus de réduire les coûts d'opération du système électrique, ces déplacements de production permettent une **réduction des émissions de dioxyde de carbone (CO₂)**.

L'analyse indique également que la valeur actualisée des bénéfices attendus du premier projet d'interconnexion supplémentaire (d'une capacité de 1.4 GW) varie **entre 1,5 et 2,4 milliards d'euros par GW d'interconnexion** selon les scénarios (valeur actualisée en 2025 pour une mise en service en 2030, avec une durée de vie de 25 ans et un taux d'actualisation de 4,5%). La valeur actualisée des bénéfices du second projet d'interconnexion varie **entre 1,3 et 2,1 milliards d'euros par GW d'interconnexion**. Les valeurs de surplus socio-économiques permis par l'augmentation de la capacité d'interconnexion à l'horizon 2050 sont sujettes à des incertitudes importantes, mais cela n'a qu'un impact limité sur l'estimation des valeurs actualisées des bénéfices attendus sur 25 ans (voir Figure 1).

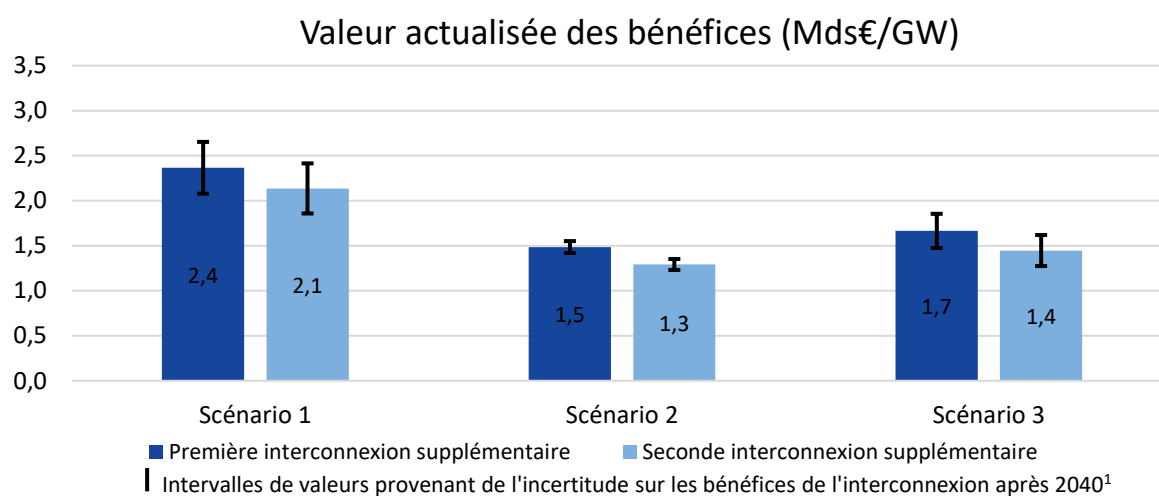


Figure 1 – Valeur actualisée des bénéfices des projets d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne

Les **analyses de sensibilité** indiquent que plusieurs facteurs ont un impact négatif sur les estimations de bénéfices économiques générés par de nouveaux projets d'interconnexion :

- | Des **capacités éoliennes en Grande-Bretagne** inférieures aux plans envisagés ;
- | Un **prix du gaz** inférieur au niveau considéré dans les scénarios centraux (40€/MWh_{gaz}) ;
- | Un développement plus important des **interconnexions entre la Grande-Bretagne et le reste de l'Europe**, entrant en concurrence avec les interconnexions France-Angleterre.

Parmi ces trois facteurs, la disponibilité effective de capacités éoliennes britanniques est le facteur le plus déterminant. Dans l'analyse de sensibilité modélisée pour représenter ce phénomène, la valeur

actualisée des bénéfices tombe à 786 millions d'euros par GW pour la première interconnexion (1.4 GW) et 659 millions d'euros par GW pour la seconde interconnexion (1.2 GW) (voir

Figure 2). Ceci s'explique par le fait qu'une part importante de la valeur attachée aux interconnexions provient de la valorisation de la production éolienne britannique en Europe continentale.

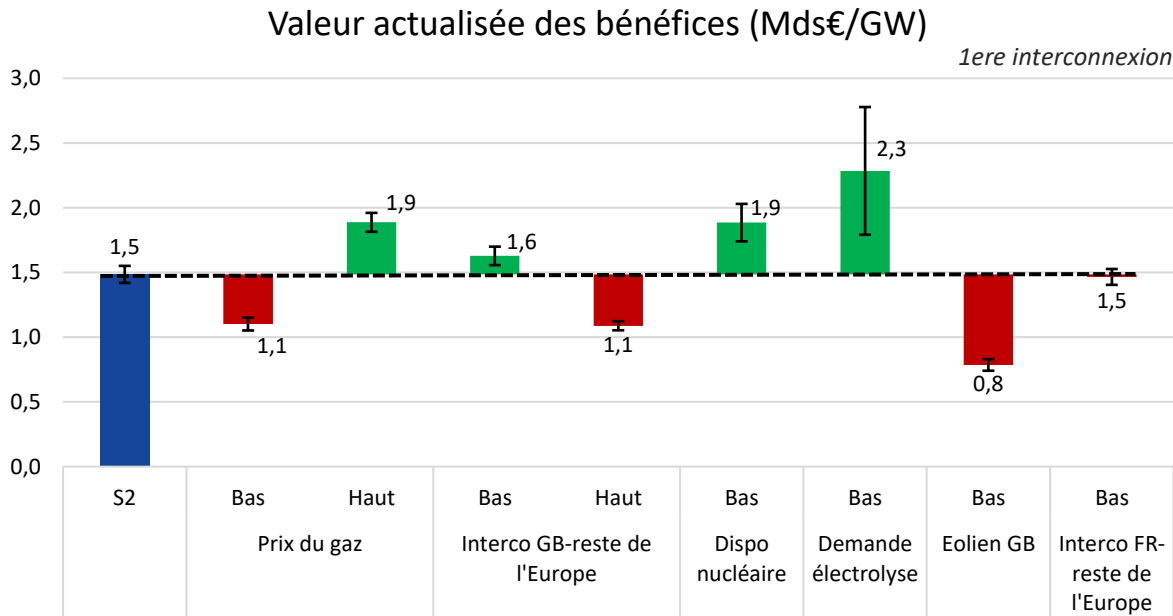


Figure 2 - Valeur actualisée des bénéfices dans les analyses de sensibilité

Les résultats d'analyse indiquent que la plus grande part du surplus économique induit par l'interconnexion est captée par la Grande-Bretagne, bien que la France en bénéficie également (voir Figure 3). En outre, augmenter la capacité d'interconnexion augmente les rentes de congestion sur le périmètre étudié dans la grande majorité des cas, et en particulier pour les interconnexions liant la France à la Grande-Bretagne.

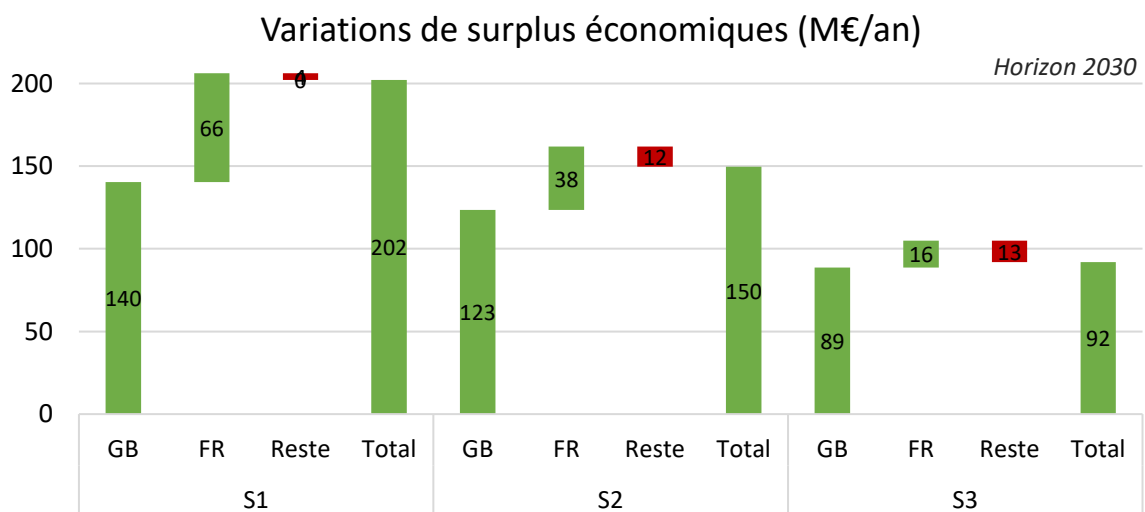


Figure 3 – Répartition par zone géographique des variations de surplus économiques à l'horizon 2030

Enfin, augmenter la capacité d'interconnexion permet d'améliorer la sécurité d'approvisionnement de la France dans les trois scénarios étudiés, dès 2030, l'interconnexion supplémentaire contribuant à la pointe de demande française à plus de 50% de sa capacité (voir Figure 4). Dans le cas de la Grande-Bretagne, les interconnexions ne contribuent que marginalement à la sécurité d'approvisionnement en 2030 et pour le scénario 3 en 2040. En revanche, la valeur capacitaire des interconnexions pour la Grande-Bretagne est très importante en 2040 dans les scénarios à forte pénétration renouvelable (scénarios 1 et 2).

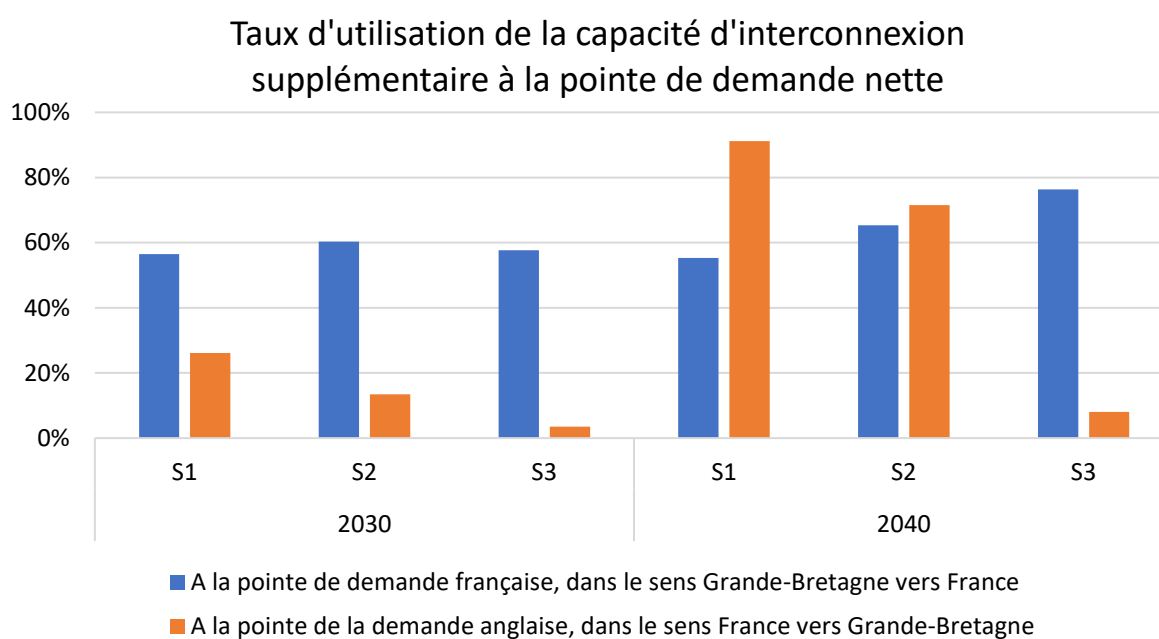


Figure 4 - Taux d'utilisation moyen de l'interconnexion supplémentaire lors des 250 heures de plus forte demande nette en France et en Grande-Bretagne

En résumé, les simulations réalisées indiquent que l'augmentation de la capacité d'interconnexion engendre des bénéfices économiques et renforce la sécurité d'approvisionnement dans la plupart des cas. Les bénéfices économiques sont captés de manière asymétrique par la France et la Grande-Bretagne.

Néanmoins, la décision d'investissement dans une interconnexion ne doit pas être prise à la seule lumière de la valeur projetée, mais doit également prendre en compte les risques que les bénéfices escomptés ne soient pas entièrement générés. Un recensement des risques principaux associés à ces projets d'interconnexion est donc également proposé. Parmi ces risques, le niveau et la vitesse de développement de l'éolien en Grande Bretagne ainsi que du réseau britannique pour permettre le transport de l'électricité produite du nord vers le sud de la Grande-Bretagne apparaissent comme étant les points méritant une attention particulière : un retard significatif dans ces développements réduirait considérablement l'intérêt de nouveaux projets d'interconnexion. Des analyses complémentaires sur l'impact de potentielles congestions du réseau interne britannique sur la valeur de l'interconnexion sont présentes en annexe du rapport.

Table des matières

| | |
|---|------------------------------------|
| SYNTHESE..... | 2 |
| TABLE DES FIGURES | 8 |
| AUTEURS..... | ERREUR ! SIGNET NON DEFINI. |
| INTRODUCTION | 12 |
| A. CONTEXTE | 12 |
| B. OBJECTIFS DE L'ÉTUDE | 12 |
| C. OUTIL UTILISÉ : ARTELYS CRYSTAL SUPER GRID | 13 |
| D. DEMARCHE D'ÉTUDE | 14 |
| 1 SCENARIOS ETUDIÉS | 16 |
| 1.1 CONTEXTE GENERAL ET PHILOSOPHIE DES SCENARIOS | 16 |
| 1.1.1 DES SCENARIOS CONSTRUITS A PARTIR DE TROIS SOURCES DE DONNEES..... | 16 |
| 1.1.2 PHILOSOPHIE DES TROIS SCENARIOS CONSTRUITS DANS LE CADRE DE LA PRESENTE ETUDE | 18 |
| 1.2 DESCRIPTION DETAILLEE DES SCENARIOS | 19 |
| 1.2.1 HYPOTHESES COMMUNES AUX TROIS SCENARIOS..... | 19 |
| 1.2.2 SCENARIO 1 | 24 |
| 1.2.3 SCENARIO 2 | 28 |
| 1.2.4 SCENARIO 3 | 33 |
| 1.3 DESCRIPTION DES ANALYSES DE SENSIBILITE | 37 |
| 1.3.1 PRIX DU GAZ | 37 |
| 1.3.2 INTERCONNEXIONS ENTRE LA GRANDE-BRETAGNE ET LE RESTE DE L'EUROPE..... | 37 |
| 1.3.3 DISPONIBILITE DU PARC NUCLEAIRE | 39 |
| 1.3.4 DEMANDE D'HYDROGENE ET CAPACITES D'ELECTROLYSE | 39 |
| 1.3.5 DEPLOIEMENT EOLIEN EN MER BRITANNIQUE..... | 39 |
| 1.3.6 INTERCONNEXIONS ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS..... | 39 |
| 2 ÉVALUATION DE LA VALEUR D'UNE NOUVELLE INTERCONNEXION | 40 |
| 2.1 BÉNÉFICES DE L'INTERCONNEXION DU POINT DE VUE DE LA VALEUR D'ARBITRAGE | 40 |
| 2.1.1 AUGMENTER LA CAPACITE D'INTERCONNEXION PERMET DE MIEUX INTEGRER LES ENERGIES RENOUVELABLES ET DE REDUIRE LA PRODUCTION THERMIQUE | 41 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 2.1.2 | L'AUGMENTATION DE LA CAPACITE D'INTERCONNEXION PERMET DE REDUIRE LES EMISSIONS DE GAZ A EFFET DE SERRE | 44 |
| 2.1.3 | AUGMENTER LA CAPACITE D'INTERCONNEXION PERMET D'AMELIORER LES SURPLUS ECONOMIQUES GLOBAUX 45 | |
| 2.1.4 | LA VALEUR ACTUALISEE DES BENEFICES DES PROJETS D'INTERCONNEXION EST SIGNIFICATIVE | 47 |
| 2.1.5 | LES BENEFICES DE L'INTERCONNEXION SONT REPARTIS INEGALEMENT ENTRE LES PAYS | 52 |
| 2.2 | VALEUR CAPACITAIRE DE L'INTERCONNEXION | 56 |
| 3 | RISQUES ASSOCIES AUX PROJETS D'INTERCONNEXION ENTRE LA FRANCE ET LA GRANDE-BRETAGNE | 59 |
| 3.1 | RISQUES AMONTS DANS LE DEVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS | 60 |
| 3.1.1 | DES RISQUES TECHNOLOGIQUES FAIBLES | 60 |
| 3.1.2 | RISQUES D'APPROVISIONNEMENT : PEU DE RISQUES DE PENURIE, MAIS DES COUTS EN FORTE AUGMENTATION | 62 |
| 3.1.3 | UN RISQUE D'ACCEPTABILITE SOCIALE ET POLITIQUE IMPORTANT..... | 64 |
| 3.2 | RISQUES AVALS DANS LE DEVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS | 66 |
| 3.2.1 | DES RISQUES LIES A UNE EXPLOITATION SOUS-OPTIMALE DES INTERCONNEXIONS MODERES..... | 66 |
| 3.2.2 | UN RISQUE D'INDISPONIBILITE DES INTERCONNEXIONS MODERE | 70 |
| 3.2.3 | DES RISQUES LIES A LA CONGESTION DES RESEAUX ELECTRIQUES INTERNES IMPORTANTS | 72 |
| | ANNEXE 1 – TABLEAUX D'HYPOTHESES | 74 |
| | CAPACITES D'INTERCONNEXION | 74 |
| | AUTRES HYPOTHESES | 74 |
| | ANNEXE 2 – ANALYSE COMPLEMENTAIRE : IMPACT DE CONGESTIONS INTERNES DU RESEAU ELECTRIQUE BRITANNIQUE SUR LA VALEUR DES BENEFICES D'UNE INTERCONNEXION..... | 76 |
| | SYNTHESE | 76 |
| | EXPLICATIONS DETAILLEES | 77 |
| | I. ESTIMATION D'UNE BORNE INFERIEURE - BENEFICES DE L'INTERCONNEXION EN CAS D'AUGMENTATION DE LA CAPACITE UNIQUEMENT DANS LE SENS FRANCE VERS GRANDE-BRETAGNE | 77 |
| | II. COMPARAISON AVEC LES RESULTATS DES SCENARIOS CENTRAUX..... | 79 |
| | BIBLIOGRAPHIE | 81 |

Table des figures

| | |
|--|----|
| FIGURE 1 – VALEUR ACTUALISEE DES BENEFICES DES PROJETS D'INTERCONNEXION ENTRE LA FRANCE ET LA GRANDE-BRETAGNE | 3 |
| FIGURE 2 - VALEUR ACTUALISEE DES BENEFICES DANS LES ANALYSES DE SENSIBILITE | 4 |
| FIGURE 3 – REPARTITION PAR ZONE GEOGRAPHIQUE DES VARIATIONS DE SURPLUS ECONOMIQUES A L'HORIZON 2030 | 4 |
| FIGURE 4 - TAUX D'UTILISATION MOYEN DE L'INTERCONNEXION SUPPLEMENTAIRE LORS DES 250 HEURES DE PLUS FORTE DEMANDE NETTE EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE | 5 |
| FIGURE 5 – APERÇU DE L'INTERFACE UTILISATEUR DU LOGICIEL <i>ARTELYS CRISTAL SUPER GRID</i> | 13 |
| FIGURE 6 - PERIMETRE DE SCENARIOS D'EVOLUTION COUVERT PAR L'ETUDE | 14 |
| FIGURE 7 – MIX DE CAPACITES AGREGES DES PAYS MODELISES (HORS FRANCE ET GRANDE-BRETAGNE) EN 2030, 2040 ET 2050 | 20 |
| FIGURE 8 – DETAIL DU PARC PILOTABLE AGREGES DES PAYS MODELISES (HORS FRANCE ET GRANDE-BRETAGNE) EN 2030, 2040 ET 2050 | 21 |
| FIGURE 9 – CAPACITES D'ELECTROLYSEURS INSTALLEES DANS LE PERIMETRE MODELISE (HORS FRANCE ET GRANDE-BRETAGNE) EN 2030, 2040 ET 2050 | 21 |
| FIGURE 10 – CONSOMMATION ELECTRIQUE DANS LE PERIMETRE MODELISE (HORS FRANCE ET GRANDE-BRETAGNE) EN 2030, 2040 ET 2050 | 22 |
| FIGURE 11 – CAPACITES NTC D'INTERCONNEXION ENTRE LA GRANDE-BRETAGNE ET LES PAYS VOISINS (HORS FRANCE) DANS LES SCENARIOS DE BASE EN 2030, 2040 ET 2050 | 23 |
| FIGURE 12 – CAPACITES D'EXPORT ET D'IMPORT DE LA FRANCE (HORS COULOIR FRANCE – GRANDE-BRETAGNE) DANS LES SCENARIOS DE BASE EN 2030, 2040 ET 2050 | 23 |
| FIGURE 13 – MIX DE CAPACITES EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO 1 EN 2030, 2040 ET 2050 | 24 |
| FIGURE 14 – DETAIL DU PARC DE PRODUCTION ELECTRIQUE PILOTABLE EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO 1 EN 2030, 2040 ET 2050 | 25 |
| FIGURE 15 – CONSOMMATION ELECTRIQUE EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO 1 EN 2030, 2040 ET 2050 | 26 |
| FIGURE 16 – CAPACITES D'ELECTROLYSEURS INSTALLEES EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO 1 EN 2030, 2040 ET 2050 | 26 |
| FIGURE 17 – MIX DE PRODUCTION EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO 1 EN 2030, 2040 ET 2050 | 27 |
| FIGURE 18 – DETAIL DU MIX DE PRODUCTION PILOTABLE EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO 1 EN 2030, 2040 ET 2050 | 27 |
| FIGURE 19 – MIX DE CAPACITES EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO 2 EN 2030, 2040 ET 2050 | 29 |
| FIGURE 20 – DETAIL DU PARC DE PRODUCTION ELECTRIQUE PILOTABLE EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO 2 EN 2030, 2040 ET 2050 | 29 |
| FIGURE 21 – CONSOMMATION ELECTRIQUE EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO 2 EN 2030, 2040 ET 2050 | 30 |
| FIGURE 22 - CAPACITES D'ELECTROLYSEURS INSTALLEES EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO 2 EN 2030, 2040 ET 2050 | 31 |

| | |
|---|----|
| FIGURE 23 – MIX DE PRODUCTION PILOTABLE EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO 2 EN 2030, 2040 ET 2050 | 32 |
| FIGURE 24 – DETAIL DU MIX DE PRODUCTION PILOTABLE EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO 2 EN 2030, 2040 ET 2050 | 32 |
| FIGURE 25 – MIX DE CAPACITES EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO 3 EN 2030, 2040 ET 2050 | 33 |
| FIGURE 26 – DETAIL DU PARC DE PRODUCTION ELECTRIQUE PILOTABLE EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO 3 EN 2030, 2040 ET 2050 | 34 |
| FIGURE 27 – CONSOMMATION ELECTRIQUE EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO 3 EN 2030, 2040 ET 2050 | 34 |
| FIGURE 28 – CAPACITES D'ELECTROLYSEURS INSTALLEES EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO 3 EN 2030, 2040 ET 2050 | 35 |
| FIGURE 29 – MIX DE PRODUCTION EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO 3 EN 2030, 2040 ET 2050 | 36 |
| FIGURE 30 – DETAIL DU MIX DE PRODUCTION PILOTABLE EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO 3 EN 2030, 2040 ET 2050 | 36 |
| FIGURE 31 – CAPACITES NTC ENTRE LA GRANDE-BRETAGNE ET LE RESTE DE L'EUROPE DANS LE SCENARIO CENTRAL ET LA SENSIBILITE EVALUANT L'IMPACT D'AUTRES PROJETS D'INTERCONNEXION EN 2030, 2040 ET 2050 | 37 |
| FIGURE 32 - VARIATIONS DE PRODUCTION PAR FILIERE SUR L'ENSEMBLE DU PERIMETRE GEOGRAPHIQUE POUR L'AJOUT DU PREMIER PROJET D'INTERCONNEXION | 41 |
| FIGURE 33 - VARIATIONS DE PRODUCTION PAR FILIERE ET PAR ZONE GEOGRAPHIQUE POUR L'AJOUT DU PREMIER PROJET D'INTERCONNEXION | 43 |
| FIGURE 34 - VARIATIONS DE PRODUCTION PAR FILIERE SUR L'ENSEMBLE DU PERIMETRE GEOGRAPHIQUE POUR L'AJOUT DU PREMIER ET DU SECOND PROJET D'INTERCONNEXION | 44 |
| FIGURE 35 - VARIATIONS D'EMISSIONS DE CO2 POUR L'AJOUT DU PREMIER PROJET D'INTERCONNEXION | 44 |
| FIGURE 36 - VARIATIONS DE SURPLUS ECONOMIQUES GLOBAUX SUR L'ENSEMBLE DU PERIMETRE MODELISE POUR L'AJOUT DU PREMIER PROJET D'INTERCONNEXION | 45 |
| FIGURE 37 - VARIATIONS DES SURPLUS ECONOMIQUES GLOBAUX POUR LES PROJETS D'INTERCONNEXION ENTRE LA FRANCE ET LA GRANDE-BRETAGNE | 46 |
| FIGURE 38 - METHODE D'INTERPOLATION DES BENEFICES ANNUELS EN PRENANT EN COMPTE UNE DISPONIBILITE MOYENNE DE 95% (ILLUSTRATION DANS LE CAS DU SCENARIO 3) | 48 |
| FIGURE 39 - VALEUR ACTUALISEE DES BENEFICES POUR UNE INTERCONNEXION SUPPLEMENTAIRE ENTRE LA FRANCE ET LA GRANDE-BRETAGNE, EN PRENANT EN COMPTE UNE DISPONIBILITE MOYENNE DE 95% | 48 |
| FIGURE 40 - VALEUR ACTUALISEE DES BENEFICES ATTENDUS DES PROJETS D'INTERCONNEXION ENTRE LA FRANCE ET LA GRANDE-BRETAGNE EN PRENANT EN COMPTE UNE DISPONIBILITE MOYENNE DE 95% | 49 |
| FIGURE 41 - VARIATIONS DES SURPLUS ECONOMIQUES GLOBAUX DANS LES ANALYSES DE SENSIBILITE POUR L'AJOUT DU PREMIER PROJET D'INTERCONNEXION | 50 |
| FIGURE 42 - VALEURS ACTUALISEES DES BENEFICES DU PREMIER ET SECOND PROJET D'INTERCONNEXION SUR L'INTEGRALITE DE LEURS DUREES D'ACTUALISATION DANS LES ANALYSES DE SENSIBILITE EN PRENANT EN COMPTE UNE DISPONIBILITE MOYENNE DE 95% | 52 |
| FIGURE 43 - VARIATIONS DE SURPLUS ECONOMIQUES GLOBAUX PAR ZONE GEOGRAPHIQUE, POUR L'AJOUT DU PREMIER PROJET D'INTERCONNEXION | 53 |

| | |
|---|----|
| FIGURE 44 – VARIATIONS DE SURPLUS ECONOMIQUES GLOBAUX PAR ZONE GEOGRAPHIQUE, POUR L'AJOUT DU SECOND PROJET D'INTERCONNEXION | 54 |
| FIGURE 45 - VARIATIONS DE SURPLUS ECONOMIQUES GLOBAUX PAR ZONE GEOGRAPHIQUE, POUR L'AJOUT DU PREMIER PROJET D'INTERCONNEXION, DANS LES ANALYSES DE SENSIBILITE PORTANT SUR UNE FAIBLE DISPONIBILITE DU NUCLEAIRE ET UN FAIBLE DEVELOPPEMENT DE L'ELECTROLYSE | 55 |
| FIGURE 46 - TAUX D'UTILISATION MOYEN DE L'INTERCONNEXION SUPPLEMENTAIRE DANS LE SENS GRANDE-BRETAGNE VERS FRANCE, LORS DES 250 HEURES DE PLUS FORTE DEMANDE NETTE EN FRANCE | 57 |
| FIGURE 47 - TAUX D'UTILISATION MOYEN DE L'INTERCONNEXION SUPPLEMENTAIRE DANS LE SENS FRANCE VERS GRANDE-BRETAGNE, LORS DES 250 HEURES DE PLUS FORTE DEMANDE NETTE EN GRANDE-BRETAGNE | 58 |
| FIGURE 48 - TECHNIQUES DE PROTECTION ENVISAGEES DANS LE CADRE DE L'INTERCONNEXION GRIDLINK (EN HAUT A GAUCHE L'ENSOUILLAGAGE, A DROITE L'ENROCHEMENT ET EN BAS UN MATELAS DE BETON) | 62 |
| FIGURE 49 - FLUX DES CAPACITES D'ECHANGE EXPLOITEES EN FONCTION DE LA DIFFERENCE DES PRIX | 67 |
| FIGURE 50 - IMPACTS DE LA DESOPTIMISATION DES ECHANGES SUR LA VALEUR ACTUALISEE DES BENEFICES DU PREMIER PROJET D'INTERCONNEXION SUR L'INTEGRALITE DE SA DUREE D'ACTUALISATION, EN PRENANT EN COMPTE UNE DISPONIBILITE MOYENNE DE 95% | 68 |
| FIGURE 51 - ESTIMATION DES PERTES TOTALES DES BENEFICES DANS DES SIMULATIONS DE LOOSE VOLUME COUPLING ET D'ENCHERES EXPLICITES | 69 |
| FIGURE 52 - TAUX DE DISPONIBILITE DES CAPACITES D'INTERCONNEXION DU ROYAUME-UNI VERS LA FRANCE POUR LES TROIS INTERCONNEXIONS EN SERVICE | 70 |
| FIGURE 53 - INTERPOLATION DES BENEFICES ANNUELS THEORIQUES ET ATTENDUS EN PRENANT EN COMPTE LA DISPONIBILITE DE L'INTERCONNEXION (ILLUSTRATION DANS LE CAS DU SCENARIO 3) | 71 |
| FIGURE 54 - VALEUR ACTUALISEE THEORIQUE DES BENEFICES ATTENDUS ET VALEUR ACTUALISEE ATTENDUE EN PRENANT EN COMPTE UNE DISPONIBILITE DE 95% DE L'INTERCONNEXION ET UNE ANNEE SANS BENEFICE, POUR LA PREMIERE INTERCONNEXION SUPPLEMENTAIRE | 72 |
| FIGURE 55 - RECOMMANDATIONS POUR LE DEVELOPPEMENT DU RESEAU ELECTRIQUE BRITANNIQUE DE TRANSPORT | 73 |
| FIGURE 56 - VARIATIONS DE SURPLUS ECONOMIQUES GLOBAUX PAR ZONE GEOGRAPHIQUE, POUR L'AJOUT DU PREMIER PROJET D'INTERCONNEXION, LORSQUE CELUI-CI NE PEUT FONCTIONNER QUE DANS LE SENS FRANCE VERS GRANDE-BRETAGNE | 77 |
| FIGURE 57 - VARIATIONS DE PRODUCTION PAR FILIERE ET PAR ZONE GEOGRAPHIQUE POUR L'AJOUT DU PREMIER PROJET D'INTERCONNEXION POUR L'AJOUT DU PREMIER PROJET D'INTERCONNEXION, LORSQUE CELUI-CI NE PEUT FONCTIONNER QUE DANS LE SENS FRANCE VERS GRANDE-BRETAGNE (TWH/AN) | 78 |
| FIGURE 58 - VARIATIONS DE SURPLUS ECONOMIQUES GLOBAUX PAR ZONE GEOGRAPHIQUE, POUR L'AJOUT DU PREMIER PROJET D'INTERCONNEXION, LORSQUE CELUI-CI NE PEUT FONCTIONNER QUE DANS LES DEUX SENS (RESULTATS PRESENTES DANS LE RAPPORT PRINCIPAL) | 79 |
| FIGURE 59 - VARIATIONS DE PRODUCTION PAR FILIERE ET PAR ZONE GEOGRAPHIQUE POUR L'AJOUT DU PREMIER PROJET D'INTERCONNEXION DANS LES SCENARIOS CENTRAUX (C'EST-A-DIRE QUAND L'INCREMENT DE CAPACITE N'EST PAS LIMITE AU SENS FRANCE VERS GRANDE-BRETAGNE) | 80 |

Auteurs

Artelys est une entreprise spécialisée en optimisation, prévision et aide à la décision. À travers la réalisation de plusieurs centaines 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.

Introduction

a. Contexte

Le fort développement des énergies renouvelables nécessite une transformation en profondeur du fonctionnement des systèmes électriques. Les besoins de flexibilité au sein de ces systèmes augmentent fortement, notamment pour pallier l'intermittence et la non-pilotabilité des énergies éolienne et solaire. Les interconnexions électriques constituent une des solutions permettant de répondre aux besoins croissants de flexibilité des systèmes électriques. Dans ce contexte, les interconnexions électriques sont en fort développement en Europe, et ce développement est appelé à se poursuivre dans les années à venir.

Longtemps relativement peu interconnectée électriquement avec l'Europe continentale, la Grande-Bretagne a connu récemment un développement significatif de ses capacités d'interconnexion. Entre 2018 et 2022, la Grande-Bretagne a ainsi doublé sa capacité d'interconnexion électrique. Elle compte désormais une capacité de 8,4 GW répartie sur huit interconnexions. Trois d'entre elles sont reliées à la France : IFA 2000 (1000 MW, mise en service 1986), IFA2 (1 000 MW, mise en service en 2021) et ElecLink (1 000 MW, mise en service en 2022). Le gouvernement britannique souhaite poursuivre ce développement, et vise au moins 18 GW d'interconnexions électriques en 2030 (UK Government, 2023). Plusieurs projets d'interconnexion supplémentaires sont d'ailleurs déjà en cours de développement.

Historiquement, la France est électriquement mieux interconnectée avec ses voisins que la Grande-Bretagne. Les interconnexions de la France se sont également développées ces dernières années, et plusieurs projets sont en cours de développement (par exemple les interconnexions Savoie-Piémont entre l'Italie et la France, Avelin-Avelgem entre la Belgique et la France ou encore le Celtic Interconnector liant l'Irlande et la France).

Depuis la mise en service des projets IFA 2 (2021) et ElecLink (2022), la capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni est de 4 GW. Différents projets sont à l'étude à cette frontière et pourraient ainsi porter la capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni à 8,8 GW, soit un doublement par rapport à la capacité existante.

b. Objectifs de l'étude

L'objet de la présente étude est d'apporter des éléments quantitatifs et qualitatifs permettant une prise de décision informée quant au développement de capacités d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne.

Les bénéfices qui pourraient découler du développement de capacités d'interconnexion supplémentaires ont été estimés à l'aide de simulations technico-économiques du système électrique européen au pas de temps horaire, permettant notamment de quantifier les gains économiques qui pourraient être captés (surplus social) et la contribution de nouvelles interconnexions à la sécurité

d'approvisionnement de la France et de la Grande-Bretagne. Une attention particulière a été portée à la prise en compte des incertitudes sur l'évolution du mix électrique européen. Plusieurs scénarios ont été établis dans le but de couvrir un ensemble de contextes énergétiques européens cohérents et contrastés.

Différents risques pouvant influencer le bon déroulement des phases de construction et d'exploitation des interconnexions, et leur impact potentiel sur les bénéfices escomptés de capacités d'interconnexion supplémentaires ont également été analysés.

c. Outil utilisé : Artelys Crystal Super Grid

Les analyses quantitatives de la présente étude s'appuient sur des simulations technico-économiques du système électrique européen. Ces simulations ont été réalisées à l'aide du logiciel *Artelys Crystal Super Grid*. Développé et distribué par Artelys, ce logiciel permet – entre autres – la réalisation d'analyses coûts-bénéfices des systèmes électriques et plus particulièrement l'évaluation de l'intérêt économique des projets d'interconnexion. Dans le cadre de cette étude, l'intérêt économique a été évalué du point de vue de l'ensemble de la société, et non pas uniquement pour le porteur de projet.

L'outil *Artelys Crystal Super Grid* 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 nombreux paramètres technico-économiques comprenant la gestion dynamique des stockages, les coûts des combustibles et du CO2 ou encore les indisponibilités des actifs de production pour cause de maintenance.

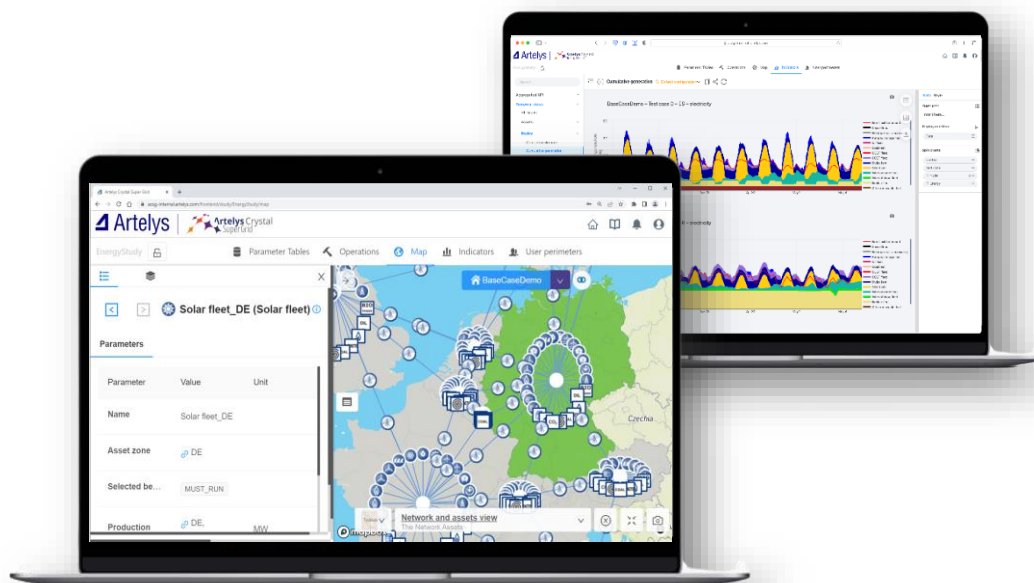


Figure 5 – Aperçu de l'interface utilisateur du logiciel *Artelys Crystal Super Grid*

d. Démarche d'étude

Les bénéfices générés par une augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni ont été évalués dans un ensemble de scénarios énergétiques cohérents et contrastés. A la suite d'une revue des exercices de scénarisation disponibles publiquement et incluant la France et le Royaume-Uni, trois scénarios principaux ont été retenus. Les horizons explicitement simulés sont 2030, 2040 et 2050. Une série d'analyses de sensibilité a également été réalisée, afin d'évaluer la robustesse des résultats face à la variation de certains paramètres technico-économiques.

Pour tous les horizons de temps considérés et pour chacun des scénarios retenus, les plans de production nationaux et les échanges commerciaux transfrontaliers (le *dispatch*) ont été optimisés conjointement sur l'ensemble des pays européens, au pas de temps horaire, dans le logiciel *Artelys Crystal Super Grid*. Ces simulations ont été réalisées en parallèle pour trois niveaux d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne : 4 GW, 5,4 GW et 6,6 GW. La situation à 4 GW d'interconnexion est considérée comme le cas de référence puisqu'il s'agit de la capacité actuelle d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne.

La Figure 6 représente les simulations effectuées dans cette étude.



Figure 6 - Périmètre de scénarios d'évolution couvert par l'étude

Les résultats des simulations effectuées pour les différents niveaux d'interconnexion ont ensuite été comparés, afin de déterminer les impacts de l'augmentation de la capacité d'interconnexion.

Un des principaux indicateurs évalués dans la présente étude est **l'impact de l'augmentation de la capacité d'interconnexion sur le surplus collectif (ou *socio-economic welfare*¹)**. L'impact du premier projet d'interconnexion supplémentaire entre la France et la Grande-Bretagne est ainsi calculé comme l'écart de surplus collectif entre la situation à 5,4 GW et la situation à 4 GW. L'impact du second projet d'interconnexion supplémentaire entre la France et la Grande-Bretagne est calculé comme l'écart de surplus collectif entre la situation à 6,6 GW et la situation à 5,4 GW. La valeur actualisée des bénéfices attendus est ensuite calculée en actualisant les gains annuels de surplus économique.

¹ Indicateur économique usuellement utilisé pour évaluer les bénéfices d'un projet pour l'ensemble de la collectivité.

Outre l'impact de l'augmentation de la capacité d'interconnexion sur le surplus collectif, les impacts sur les **productions d'électricité des différentes technologies**, des **émissions de gaz à effet de serre** et sur la **sécurité d'approvisionnement** pour les deux pays ont également été évalués, par comparaison des résultats des simulations effectuées pour les différents niveaux d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne.

Enfin, les risques et incertitudes pouvant avoir un impact sur les valeurs de capacités supplémentaires d'interconnexion ont été recensés et qualifiés.

1 Scénarios étudiés

1.1 Contexte général et philosophie des scénarios

1.1.1 Des scénarios construits à partir de trois sources de données

Les scénarios analysés dans cette étude ont été construits sur la base de trois études proposant des scénarios prospectifs de référence pour l'Union européenne, la France et la Grande-Bretagne :

- | L'exercice prospectif « **Ten-Year Network Development Plan** » (TYNDP) effectué en 2022 par ENTSO-E et ENTSOG
- | L'étude « **Futurs Energétiques 2050** » couvrant la France et publiée par RTE en 2022.
- | Les scénarios « **Future Energy Scenarios 2022** » couvrant la Grande-Bretagne et publiés par National Grid en 2022.

Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2022 (ENTSO-E)

Les scénarios du TYNDP se concentrent principalement sur l'Union européenne (Europe des Vingt-Sept), avec un périmètre modélisé élargi afin de représenter les échanges d'électricité avec les pays voisins. Cette étude propose trois scénarios principaux :

- | « **Distributed Energy** » : Ce scénario favorise un déploiement massif des énergies renouvelables de manière locale et décentralisée ainsi qu'une électrification importante des usages, tout en visant une réduction des émissions de 55% en 2030 et la neutralité carbone en 2050.
- | « **Global Ambition** » : Ce scénario analyse un futur où le développement des sources d'énergie renouvelable est orchestré de manière centralisée et des marchés globaux d'énergie bas-carbone se développent, avec notamment un rôle plus prononcé des vecteurs énergétiques bas-carbone sous forme liquide ou gazeuse. Ce scénario vise également une réduction des émissions de 55% en 2030 et la neutralité carbone en 2050.
- | « **National Trends** » : Ce scénario a été construit sur la base des stratégies de décarbonisation et des politiques énergétiques élaborées à la maille nationale par les pays européens, afin de représenter les spécificités et les choix politiques annoncés par chaque pays.

Les deux premiers scénarios couvrent les horizons 2030, 2040 et 2050, tandis que le troisième scénario couvre les horizons 2025, 2030 et 2040.

Futurs Energétiques 2050 (RTE)

Les scénarios « Futurs Energétiques 2050 » de RTE sont compatibles avec la neutralité carbone en 2050 et structurés selon deux axes principaux définissant la manière dont l'électricité est produite et consommée en France. Deux faisceaux de scénarios de production électrique sont proposés, le premier (appelé « **M** ») évaluant l'effet du déclassement et du remplacement du parc nucléaire français par des sources d'énergie renouvelable déployées à grande échelle, le second (appelé « **N** »)

analysant l'effet du lancement d'un programme de construction de nouveaux réacteurs nucléaires en complément d'un développement des sources d'énergie renouvelable. Trois variantes sont proposées dans chaque faisceau de scénarios, conduisant à un total de six scénarios de production. En outre, trois scénarios de consommation principaux sont envisagés. Le scénario de **référence** représente une trajectoire de consommation misant sur une électrification progressive du système énergétique français et une ambition forte sur l'efficacité énergétique, ainsi qu'une croissance économique et démographique modérées. Les deux autres scénarios de consommation représentent des trajectoires de développement social et économique contrastées reposant sur la **sobriété** des usages et consommations, et une **réindustrialisation** progressive de la France dans les décennies à venir. La combinaison des différents scénarios de production et de consommation produit un total de dix-huit scénarios couvrant les horizons 2030, 2040, 2050 et 2060.

Future Energy Scenarios 2022 (National Grid)

Dans l'exercice prospectif « Future Energy Scenarios 2022 », National Grid propose quatre scénarios contrastés pour la Grande-Bretagne :

- | « **Consumer Transformation** » : Ce scénario a pour objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2050 et mise sur une électrification massive des usages (notamment du chauffage, qui repose majoritairement sur le gaz naturel à l'heure actuelle), un profond changement des modes de consommation et des comportements des individus (offrant notamment une plus grande flexibilité de la demande) et une ambition forte sur l'efficacité énergétique.
- | « **System Transformation** » : Ce scénario vise également la neutralité carbone en 2050 mais repose sur l'utilisation d'hydrogène bas-carbone produit à partir de vaporeformage du méthane avec capture de carbone et d'électrolyse pour une variété de secteurs et d'usages (notamment le chauffage). Contrairement à « Consumer Transformation », ce scénario n'envisage pas de changement majeur de comportement des consommateurs et d'implémentation approfondie de mesures d'efficacité énergétique, mettant principalement l'accent sur le développement d'infrastructures centralisées de production et transport d'énergie.
- | « **Leading the Way** » : Ce scénario permet d'atteindre la neutralité carbone en 2047. Il regroupe les hypothèses les plus ambitieuses aussi bien sur la consommation que la production d'énergie afin d'atteindre cet objectif.
- | « **Falling Short** » : Ce scénario ne permet pas d'atteindre la neutralité carbone en 2050. En effet, ce scénario postule un rythme plus faible de déploiement d'infrastructures énergétiques et d'adoption de technologies bas-carbone que les scénarios précédents, résultant en une électrification partielle des usages et une consommation résiduelle de gaz naturel élevée mobilisant les dispositifs de capture de carbone de manière limitée.

Il est important de noter que les quatre scénarios misent sur un déploiement massif des énergies renouvelables pour la production d'électricité, et particulièrement de la ressource éolienne en mer. Les scénarios couvrent chaque année de la période entre 2019 et 2050.

1.1.2 Philosophie des trois scénarios construits dans le cadre de la présente étude

Dans le cadre de cette étude, trois scénarios prospectifs couvrant les horizons 2030, 2040 et 2050 ont été construits en combinant différents scénarios de référence décrits ci-dessus, tout en maintenant une cohérence des narratifs et en tenant compte des dernières annonces politiques concernant les stratégies énergétiques respectives de la France et du Royaume-Uni, dans le but d'assurer la vraisemblance des scénarios ainsi construits. Pour la France, cela se traduit notamment par le choix de parcs de production reflétant la mise en place d'un programme de développement de nouveaux réacteurs nucléaires.

- | **Scénario 1** : Ce scénario représente une trajectoire de forte croissance de la consommation d'électricité en France et en Grande-Bretagne, et un développement très ambitieux des énergies renouvelables. Pour la France, un scénario avec un développement du nouveau nucléaire à un rythme d'une paire d'EPR tous les 5 ans et une politique de réindustrialisation a été sélectionné (scénario « N1 – réindustrialisation » de RTE), tandis qu'en Grande-Bretagne, cela se traduit par un changement des modes de consommation et une électrification profonde du chauffage (scénario « Consumer Transformation » de National Grid).
- | **Scénario 2** : Comme le scénario 1, ce scénario représente un fort développement des énergies renouvelables. Néanmoins, la **consommation électrique augmente moins fortement** que dans le scénario 1. Par ailleurs, le système énergétique repose plus largement sur des **solutions centralisées** que dans le scénario 1, telles que le nucléaire en France ou la production d'hydrogène par vaporeformage du méthane avec capture de carbone en Grande-Bretagne. Par conséquent, la **croissance des capacités d'énergies renouvelables est moins ambitieuse que dans le scénario 1**. En France, une trajectoire de consommation intégrant une croissance démographique et économique modérées est prise en compte, en plus d'un développement plus ambitieux du nouveau nucléaire (scénario « N2 - référence » de RTE). En Grande-Bretagne, l'hydrogène créé par vaporeformage avec capture de carbone et électrolyse joue un rôle important dans la mobilité et le chauffage, ce dernier étant peu électrifié (scénario « System Transformation » de National Grid).
- | **Scénario 3** : Contrairement aux scénarios 1 et 2 qui permettent d'atteindre l'objectif de neutralité carbone en 2050, ce scénario représente un futur où le déploiement d'infrastructures énergétiques et de technologies bas-carbone est plus lent qu'escompté et les **objectifs de neutralité carbone ne sont pas atteints en 2050**. Pour la France, le parc de production est inspiré d'un scénario avec un développement modéré de nouveau nucléaire (scénario « N1 – sobriété » de RTE). Néanmoins, les rythmes de développement prévus dans le scénario « N1 – sobriété » ont été modifiés afin de représenter un retard de développement de nouvelles capacités éoliennes, solaires et nucléaires, ainsi qu'une prolongation des capacités thermiques fossiles résiduelles. La trajectoire de consommation est également adaptée afin de représenter un retard dans l'électrification des usages et un déploiement moins ambitieux d'électrolyseurs. En Grande-Bretagne, le scénario « Falling Short » est naturellement utilisé.

Les hypothèses pour les autres pays modélisés sont communes aux trois scénarios, et basées sur le scénario « National Trends » du TYNDP 2022 pour les horizons 2030 et 2040, et du scénario « Global Ambition » pour l'horizon 2050 (le scénario « National Trends » n'existant pas à l'horizon 2050).

Des analyses de sensibilité à la marge du second scénario ont également été effectuées afin d'évaluer l'impact de différents paramètres technico-économiques sur la valeur de l'augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne et la robustesse des résultats. Plus précisément, en plus d'étudier différents niveaux de capacité pour l'interconnexion France – Grande-Bretagne, les sensibilités effectuées évaluent l'effet du prix du gaz, du développement d'interconnexions entre la Grande-Bretagne et le reste de l'Europe, d'un ralentissement du développement d'interconnexions entre la France et le reste de l'Europe, de la disponibilité des parcs nucléaires français et britanniques, de la capacité éolienne en mer en Grande-Bretagne, de la demande d'hydrogène et de la capacité des électrolyseurs installés en France et en Grande-Bretagne.

1.2 Description détaillée des scénarios

1.2.1 Hypothèses communes aux trois scénarios

Chaque scénario est caractérisé par un ensemble d'hypothèses qui définissent les paramètres technico-économiques permettant de représenter les systèmes électriques sur le périmètre modélisé, à savoir les pays de l'Europe des Vingt-Sept, le Royaume-Uni, la Norvège, la Suisse et les pays des Balkans. Parmi ces hypothèses, certaines sont partagées par tous les scénarios. Plus précisément, dans le cadre de cette étude, la configuration du système électrique modélisé hors France et Grande-Bretagne reste la même d'un scénario à l'autre. En d'autres termes, les hypothèses portant sur le parc de production électrique, la consommation électrique (finale et pour électrolyse) et le parc d'électrolyseurs dans les pays de l'Europe des Vingt-Sept (hors France), en Norvège, en Suisse et dans les Balkans sont communes aux trois scénarios étudiés. Ces paramètres sont issus du scénario « National Trends » pour les horizons 2030 et 2040, et du scénario « Global Ambition » pour 2050. Ces paramètres sont affichés sur la Figure 7, la Figure 8, la Figure 9 et la Figure 10. Un développement très prononcé du parc de production renouvelable est envisagé entre aujourd'hui et 2050, avec un point d'inflexion en 2040. L'évolution du parc de production pilotable représente un remplacement progressif des capacités thermiques fossiles (particulièrement le charbon et le gaz) par des capacités thermiques bas-carbone (à base d'hydrogène ou de biomasse). Le parc d'électrolyseurs s'accroît également fortement jusqu'en 2050. Ce développement de capacités d'électrolyse accompagne une croissance importante de la consommation d'électricité, dont la majeure partie est attribuée à la production d'hydrogène par électrolyse.

Méthode de modélisation de la production d'hydrogène par électrolyse

Le développement de la production d'hydrogène à partir d'électricité (aussi appelée Power-to-Gas) est un élément structurant dans l'évolution des futurs systèmes électriques, car les électrolyseurs peuvent constituer une source de flexibilité importante.

Dans la présente étude, la production d'hydrogène par électrolyse a été explicitement modélisée. Dans chaque pays, la capacité installée d'électrolyseurs ainsi que leur production annuelle ont été fixées, à partir de données des scénarios de référence utilisés (*Futurs énergétiques 2050* de RTE en France, *Future Energy Scenarios 2022* de National Grid en Grande-Bretagne et *TYNDP 2022* de l'ENTSO-E et l'ENTSO-G pour le reste de l'Europe).

Si la quantité d'hydrogène produite sur l'année est fixée, le fonctionnement horaire des électrolyseurs est optimisé pour produire de l'hydrogène lorsque les prix de l'électricité sont les plus bas, et ainsi minimiser le coût de production de l'hydrogène. La flexibilité apportée par les électrolyseurs au système électrique est ainsi bien représentée.

En revanche, les échanges d'hydrogène entre les pays ne sont pas explicitement représentés. Les électrolyseurs produisent donc exactement le même volume annuel d'hydrogène dans chaque pays que dans les scénarios de référence utilisés.

Détail du parc de production (GW)

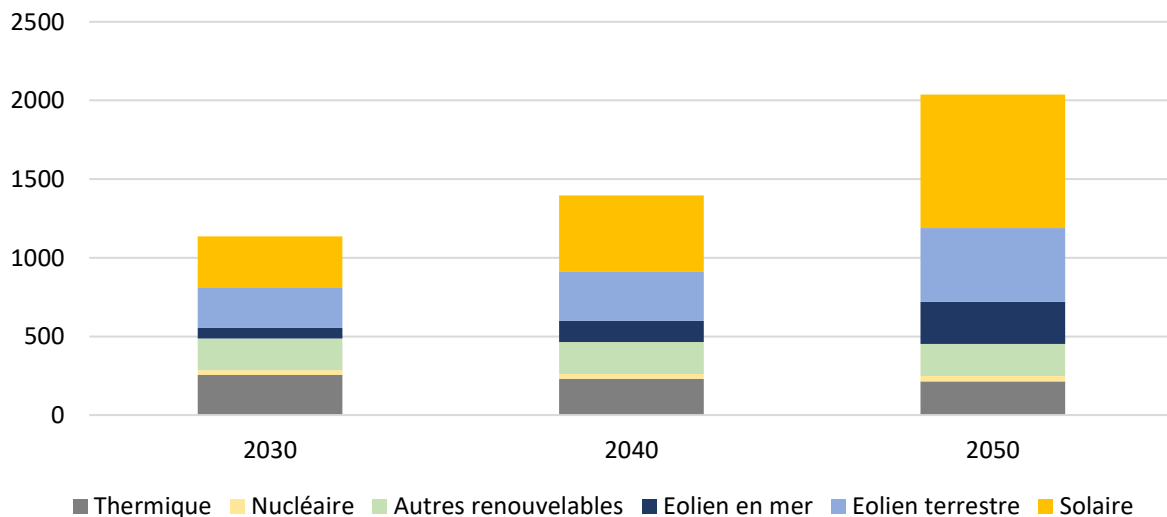


Figure 7 – Mix de capacités agrégé des pays modélisés (hors France et Grande-Bretagne) en 2030, 2040 et 2050

Détail du parc pilotable (GW)

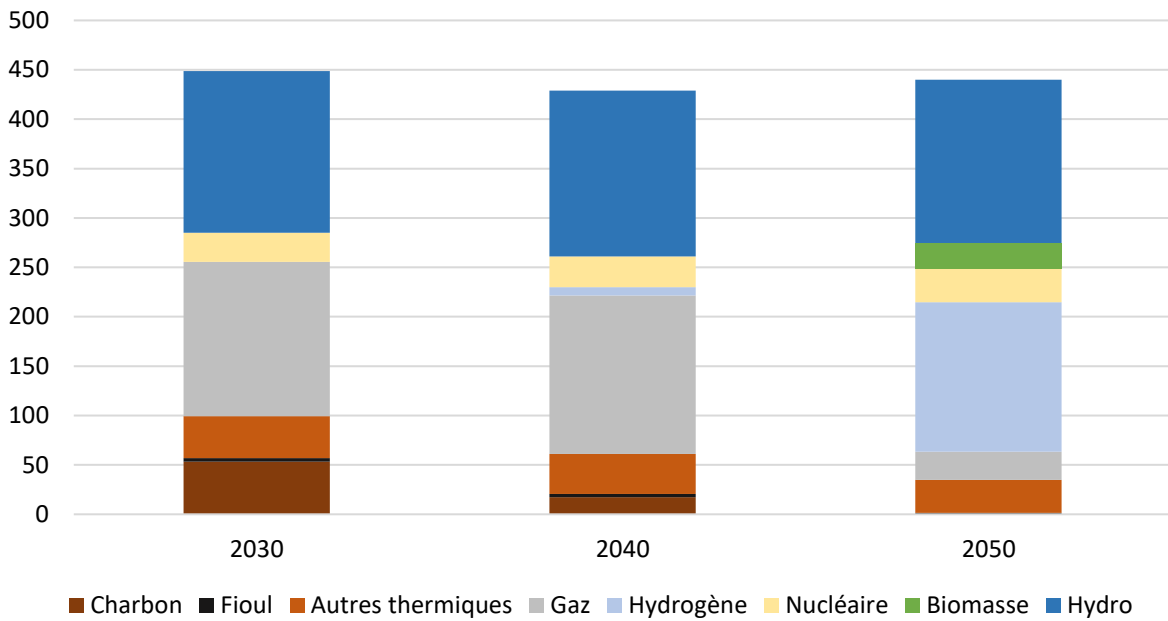


Figure 8 – Détail du parc pilotable agrégé des pays modélisés (hors France et Grande-Bretagne) en 2030, 2040 et 2050

Parc d'électrolyseurs (GW)

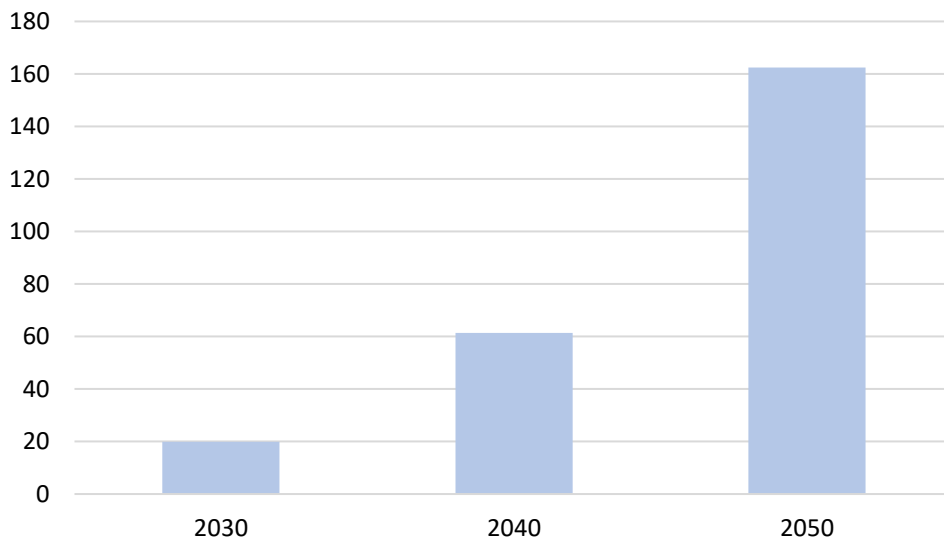


Figure 9 – Capacités d'électrolyseurs installées dans le périmètre modélisé (hors France et Grande-Bretagne) en 2030, 2040 et 2050

Consommation électrique (TWh)

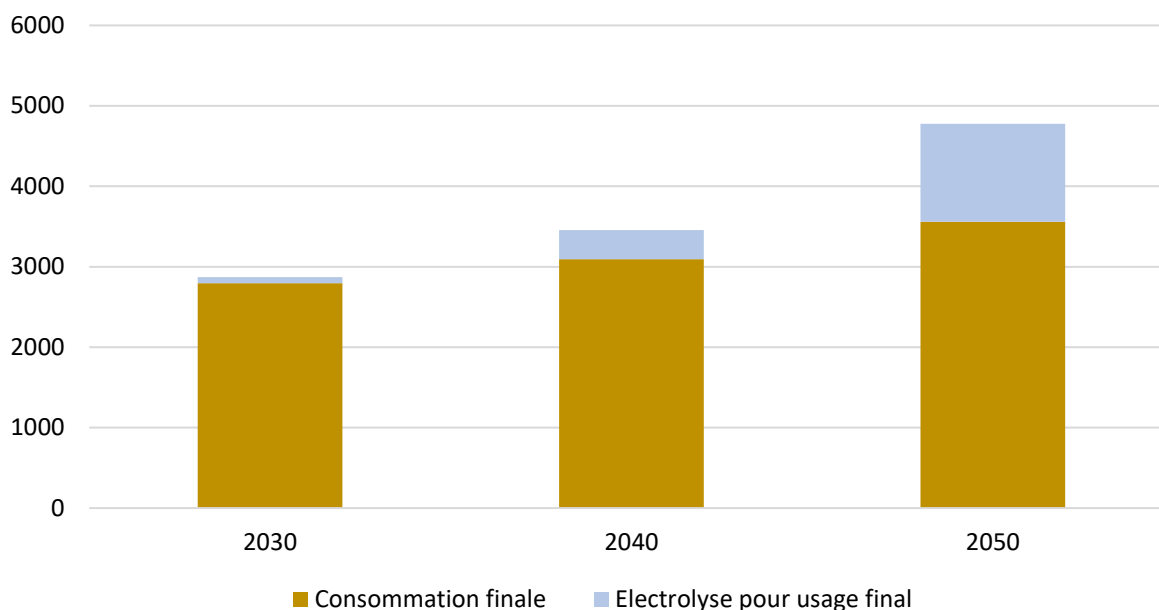


Figure 10 – Consommation électrique dans le périmètre modélisé (hors France et Grande-Bretagne) en 2030, 2040 et 2050

Les capacités d'échange NTC (« Net Transfer Capacity ») entre les pays dans le périmètre modélisé, qui représentent le flux de puissance active maximum pouvant transiter entre deux pays, sont issues des mêmes scénarios du TYNDP que les parcs de production, d'électrolyseurs et les consommations électriques. Parmi ces hypothèses, les capacités NTC reliant la France et la Grande-Bretagne à leurs voisins méritent une attention particulière. La Figure 11 représente l'évolution des capacités NTC entre la Grande-Bretagne et ses voisins (hors France), et la Figure 12 représente l'évolution des capacités NTC entre la France et ses voisins (hors Grande-Bretagne). Un développement important des capacités d'interconnexion de la Grande-Bretagne et de la France jusqu'à l'horizon 2040 est envisagé, avec un ralentissement marqué du rythme de construction de telles infrastructures entre 2040 et 2050.

Le prix du gaz et le prix du carbone constituent deux paramètres importants qui sont communs aux trois scénarios. Le prix du gaz est fixé à 40 €/MWh pour chaque scénario sur tous les horizons modélisés, tandis que le prix du carbone augmente entre 2030 et 2050. Le Tableau 1 synthétise les valeurs utilisées pour ces paramètres dans les trois scénarios principaux.

Tableau 1 – Prix du gaz et du carbone utilisés dans les trois scénarios principaux en 2030, 2040 et 2050

| | 2030 | 2040 | 2050 |
|-----------------------|------|------|------|
| Prix du gaz (€/MWh) | 40 | 40 | 40 |
| Prix du carbone (€/t) | 70 | 90 | 168 |

Capacité NTC par couloir d'interconnexion (GW)

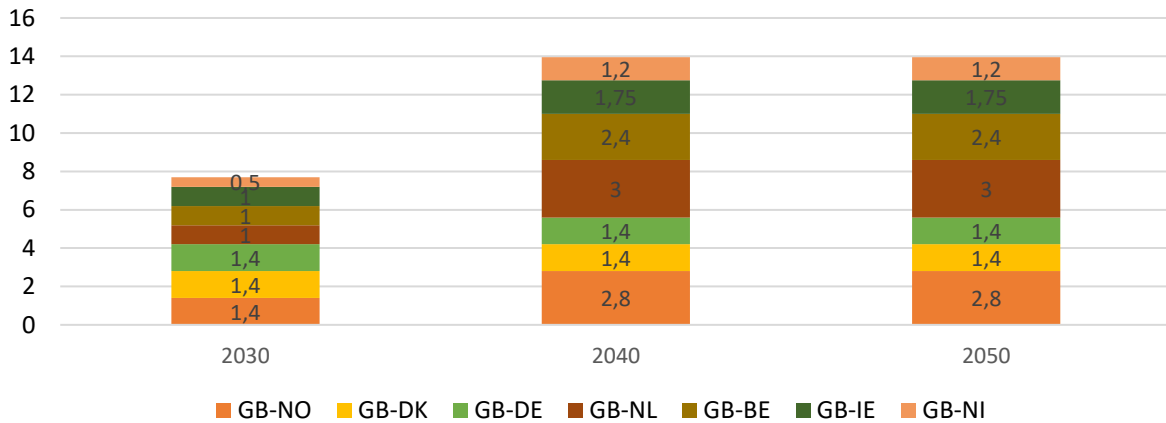


Figure 11 – Capacités NTC d'interconnexion entre la Grande-Bretagne et les pays voisins (hors France) dans les scénarios de base en 2030, 2040 et 2050

Capacité NTC par couloir d'interconnexion (GW)

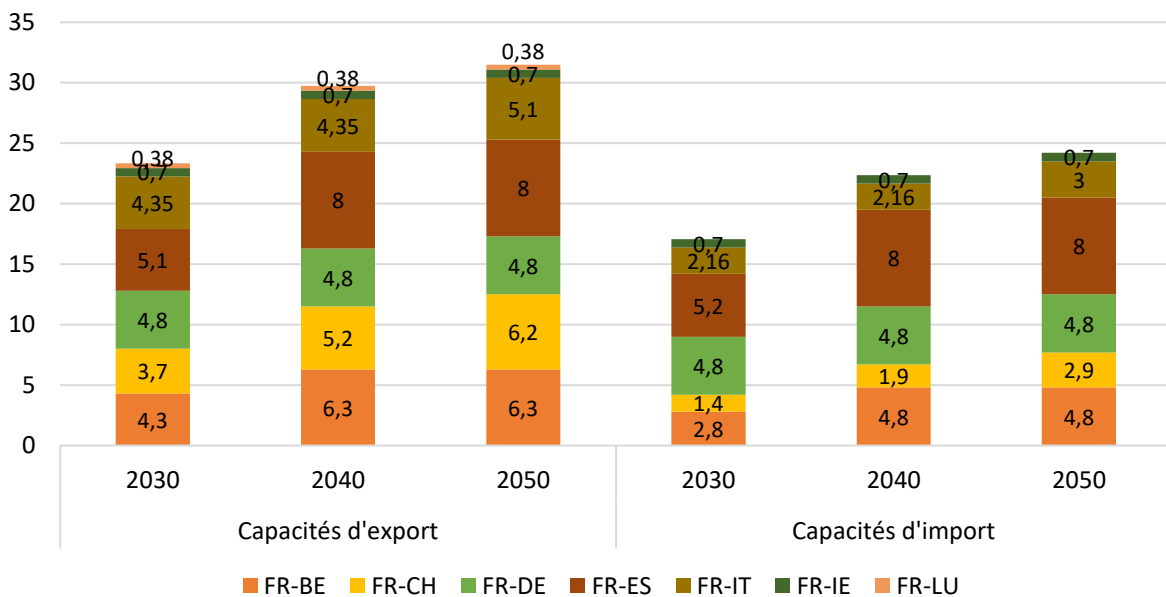


Figure 12 – Capacités d'export et d'import de la France (hors couloir France – Grande-Bretagne) dans les scénarios de base en 2030, 2040 et 2050

1.2.2 Scénario 1

Ce scénario représente une trajectoire de forte croissance de la consommation d'électricité en France et en Grande-Bretagne, avec des parcs de production reposant largement sur les énergies renouvelables, tout en étant compatible avec la neutralité carbone en 2050.

Le premier élément différencie les systèmes électriques français et britanniques est la proportion des énergies renouvelables dans le mix capacitaire de chaque pays, comme la Figure 13 l'indique. En France, les renouvelables représentent un peu plus de la moitié du mix en 2030, tandis qu'en Grande-Bretagne, les renouvelables couvrent environ deux tiers du mix de capacité dès 2030. Dans les deux pays, la part du mix couverte par les renouvelables augmente fortement entre 2030 et 2050, avec une croissance plus prononcée en France compte tenu de la réduction de la part du nucléaire. Le développement des capacités éoliennes en mer domine clairement les autres sources d'énergie renouvelable en Grande-Bretagne, tandis que le solaire occupe un rôle plus marqué en France. Un second élément porte sur les trajectoires d'évolution et la nature du mix de capacités pilotables présentes dans chaque pays. En France, la capacité du parc pilotable décroît entre 2030 et 2050. Le parc pilotable s'appuie sur les ressources hydrauliques et les réacteurs nucléaires, bien que ces derniers soient partiellement remplacés par des turbines à hydrogène en 2050. Contrairement à la France, la capacité du parc pilotable croît en Grande-Bretagne entre 2030 et 2050. La capacité pilotable disponible en 2030 repose principalement sur des centrales à gaz, qui sont progressivement remplacées par un mix varié incluant des turbines à hydrogène, des centrales utilisant la biomasse et de nouveaux réacteurs nucléaires, comme indiqué à la Figure 14.

Détail du parc de production (GW)

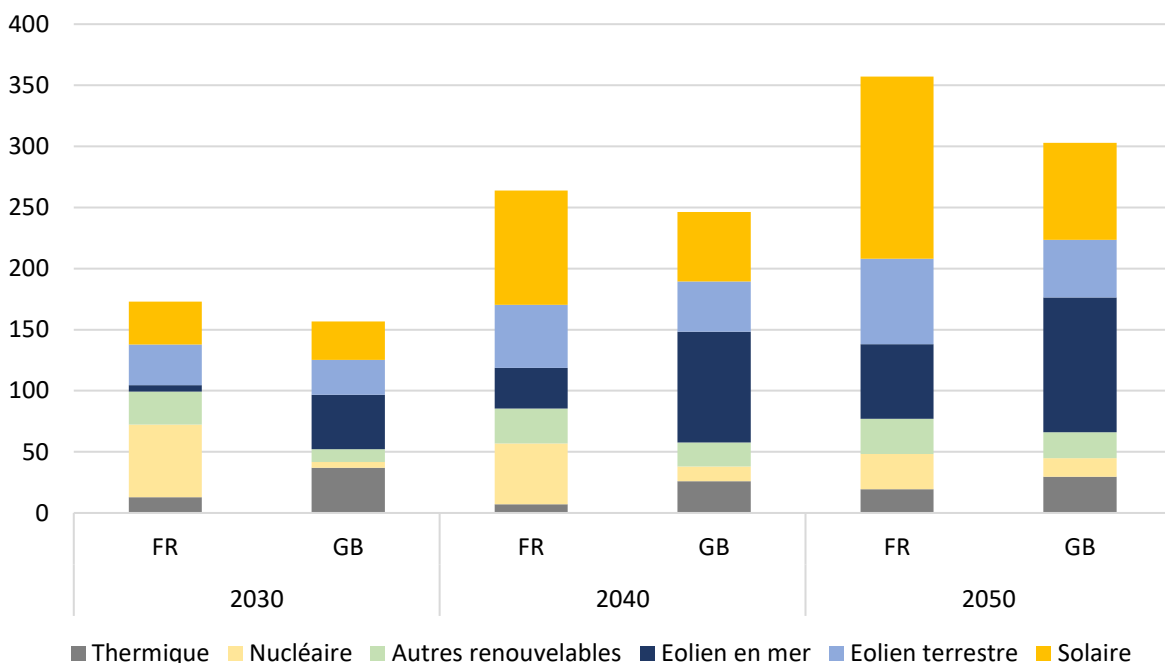


Figure 13 – Mix de capacités en France et en Grande-Bretagne dans le scénario 1 en 2030, 2040 et 2050

Détail du parc pilotable (GW)

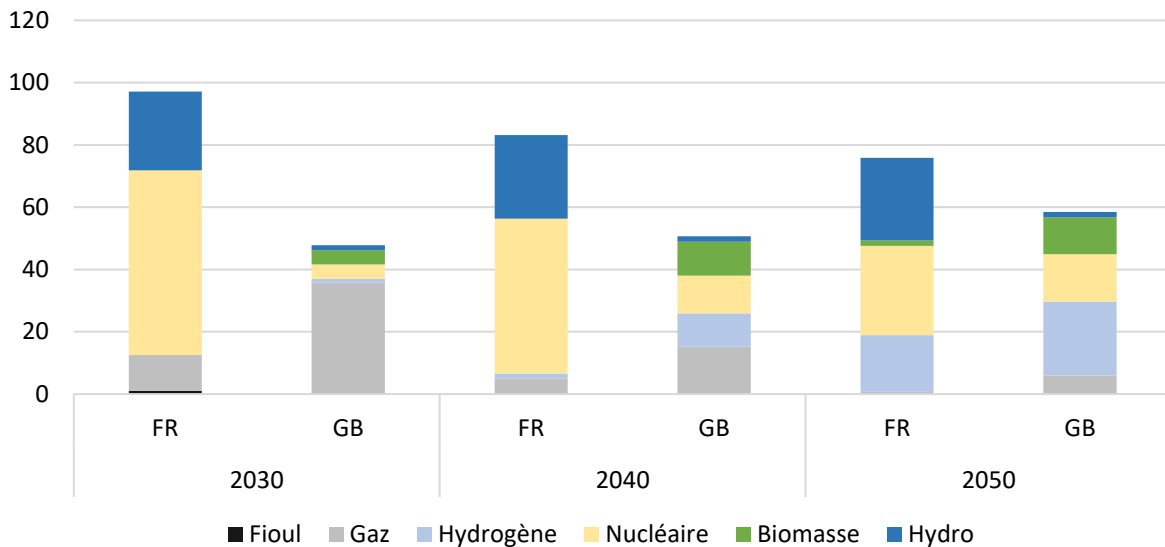


Figure 14 – Détail du parc de production électrique pilotable en France et en Grande-Bretagne dans le scénario 1 en 2030, 2040 et 2050

Dans ce scénario, la consommation d'électricité augmente fortement en France et en Grande-Bretagne entre 2030 et 2050, comme indiqué sur la Figure 15. En France, cette croissance s'explique notamment par la mise en place d'une politique de réindustrialisation profonde, avec une part de l'industrie manufacturière dans le produit intérieur brut en croissance d'aujourd'hui à 2050 (sans pour autant revenir au niveau des années 1990). En Grande-Bretagne, l'augmentation de la consommation d'électricité reflète une électrification profonde, notamment du secteur résidentiel (chauffage) et des transports, ainsi qu'un rôle moins important pour l'hydrogène, principalement utilisé dans les secteurs de l'aviation et du transport maritime en 2050.

La consommation d'électricité associée à la production d'hydrogène augmente fortement entre 2030 et 2050, aussi bien en France qu'en Grande-Bretagne. Cette croissance s'accompagne naturellement d'un déploiement important de capacités d'électrolyseurs, comme indiqué sur la Figure 16. En revanche, les rythmes d'installation entre la France et la Grande-Bretagne sont différents, avec une croissance linéaire de la capacité entre 2030 et 2050 en France, et une croissance exponentielle en Grande-Bretagne. Les capacités sont donc nettement plus élevées en France qu'en Grande-Bretagne en 2030, mais l'inverse est observé en 2050.

Consommation électrique (TWh)

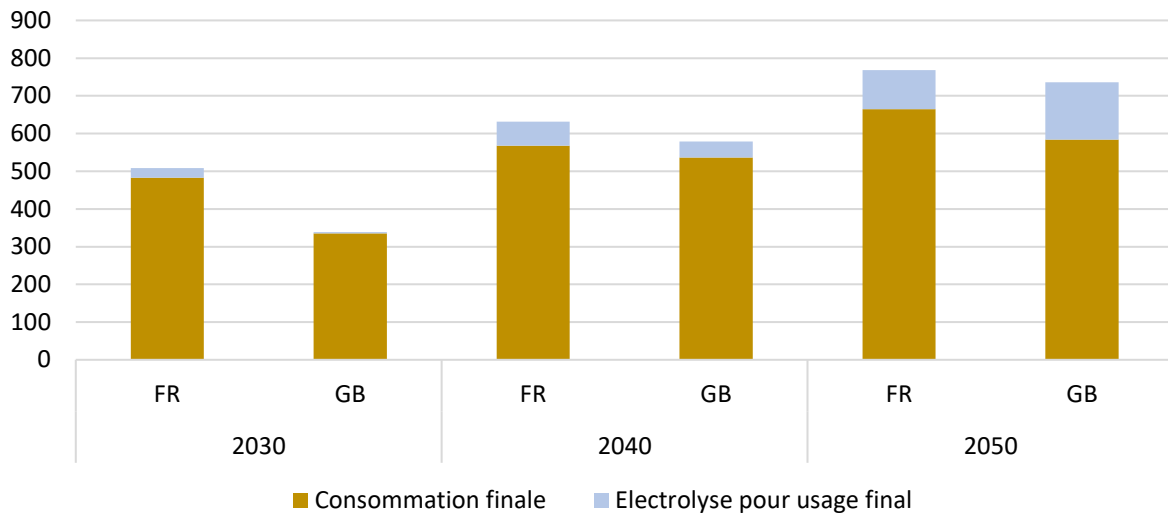


Figure 15 – Consommation électrique en France et en Grande-Bretagne dans le scénario 1 en 2030, 2040 et 2050

Parc d'électrolyseurs (GW)

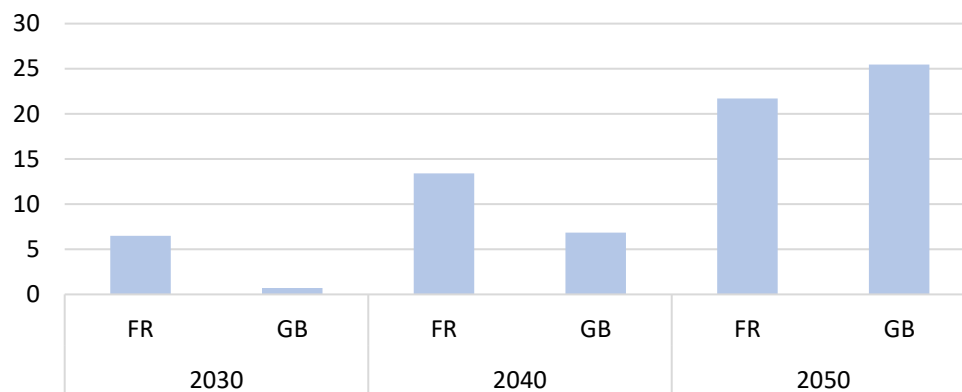


Figure 16 – Capacités d'électrolyseurs installées en France et en Grande-Bretagne dans le scénario 1 en 2030, 2040 et 2050

Les résultats de simulation utilisant les paramètres technico-économiques décrits plus haut permettent d'analyser brièvement les mix de production en France et en Grande-Bretagne, qui sont affichés sur la Figure 17 et la Figure 18.

L'évolution du mix de production français entre 2030 et 2050 reflète le rôle croissant des énergies renouvelables, et une forte réduction de la production d'origine nucléaire, qui passe de plus de deux tiers en 2030 à un peu plus de 20% en 2050. En 2050, des turbines à hydrogène produisent de faibles quantités d'électricité (environ 3%), principalement en pointe lors de périodes de faible production renouvelable.

Contrairement au mix français, le mix de production britannique est largement dominé par les énergies renouvelables dès 2030 (plus de 75%). En particulier, la production éolienne en mer à elle seule

représente près de la moitié de la production totale en 2030, et cette tendance se confirme en 2040 et en 2050. En outre, la production nucléaire en Grande-Bretagne, qui reste marginale en 2030 (environ 5%), est pratiquement multipliée par quatre entre 2030 et 2050 (représentant environ 10%), principalement au détriment de l'utilisation de centrales thermiques brûlant du gaz naturel. Une faible proportion de la production électrique est issue de turbines à hydrogène. Les centrales à la biomasse ne sont pas utilisées pour produire des volumes significatifs dans ce scénario.

Mix de production (TWh)

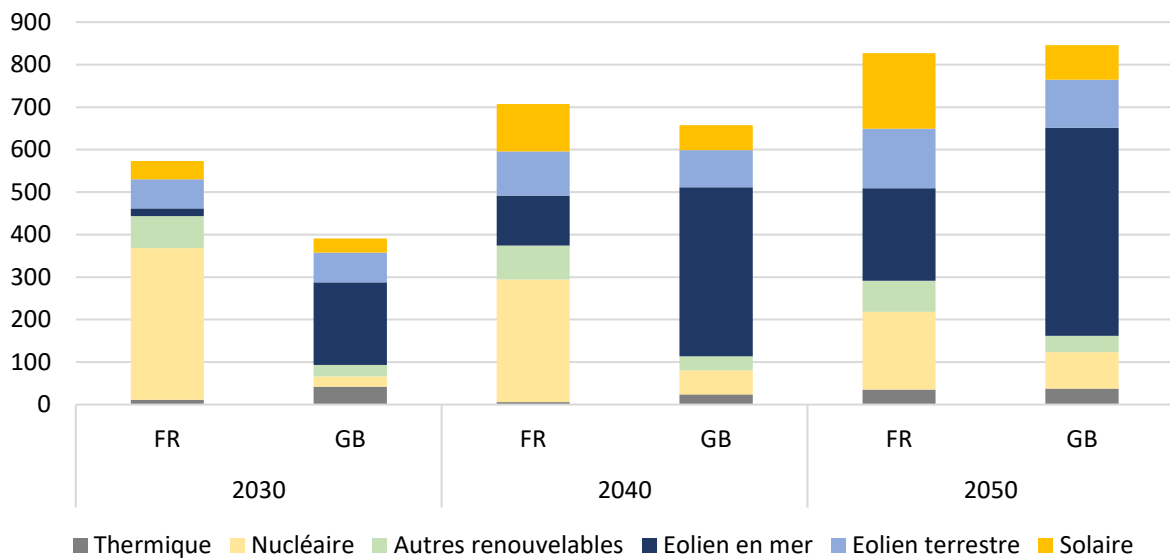


Figure 17 – Mix de production en France et en Grande-Bretagne dans le scénario 1 en 2030, 2040 et 2050

Détail du mix de production pilotable (TWh)

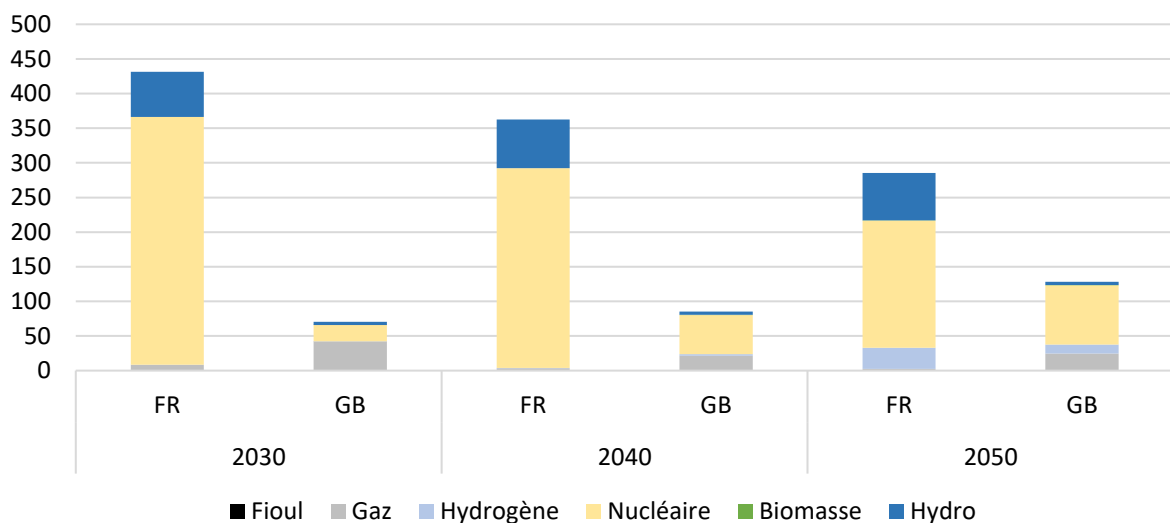


Figure 18 – Détail du mix de production pilotable en France et en Grande-Bretagne dans le scénario 1 en 2030, 2040 et 2050

1.2.3 Scénario 2

Comme le scénario 1, ce scénario représente un fort développement des énergies renouvelables. Néanmoins, la **consommation électrique augmente moins fortement** que dans le scénario 1. Par ailleurs, le système énergétique repose plus largement sur des **solutions centralisées** que dans le scénario 1, telles que le nucléaire en France ou la production d'hydrogène par vaporeformage du méthane avec capture de carbone en Grande-Bretagne. Par conséquent, la **croissance des capacités d'énergies renouvelables est moins ambitieuse que dans le scénario 1**.

En France, le mix capacitaire en 2030 est identique au scénario 1, les scénarios de RTE ne divergeant qu'à partir de 2040. Comme indiqué sur la Figure 19, les renouvelables se développent entre 2030 et 2050, mais le nucléaire conserve une place importante dans le système électrique français. Le développement de nouveaux réacteurs nucléaires compense effectivement en partie le déclasserment du parc nucléaire historique. Les capacités résiduelles des centrales à gaz sont progressivement remplacées par des turbines à hydrogène entre 2030 et 2050. Par rapport au scénario 1, la capacité totale du parc de production est nettement inférieure, d'environ 20% en 2040 et 30% en 2050.

En Grande-Bretagne, les renouvelables représentent déjà plus de la moitié du parc de production en 2030, et l'éolien en mer à lui seul représente plus d'un quart de la capacité totale. Cette tendance se confirme en 2040 et 2050. De plus, comme la Figure 20 le montre, la capacité nucléaire augmente fortement entre 2030 et 2040 (elle est multipliée par trois), mais elle reste stable entre 2040 et 2050. Les capacités pilotables au gaz naturel sont partiellement remplacées par de l'hydrogène. Des capacités résiduelles importantes persistent néanmoins jusqu'en 2050 (entre 20 et 25% de la capacité pilotable totale). Bien que la capacité totale du parc de production reste inférieure dans le scénario 2, la part du parc pilotable est en fait plus élevée que dans le scénario 1 (environ 25% dans le scénario 2 contre 20% dans le scénario 1).

Détail du parc de production (GW)

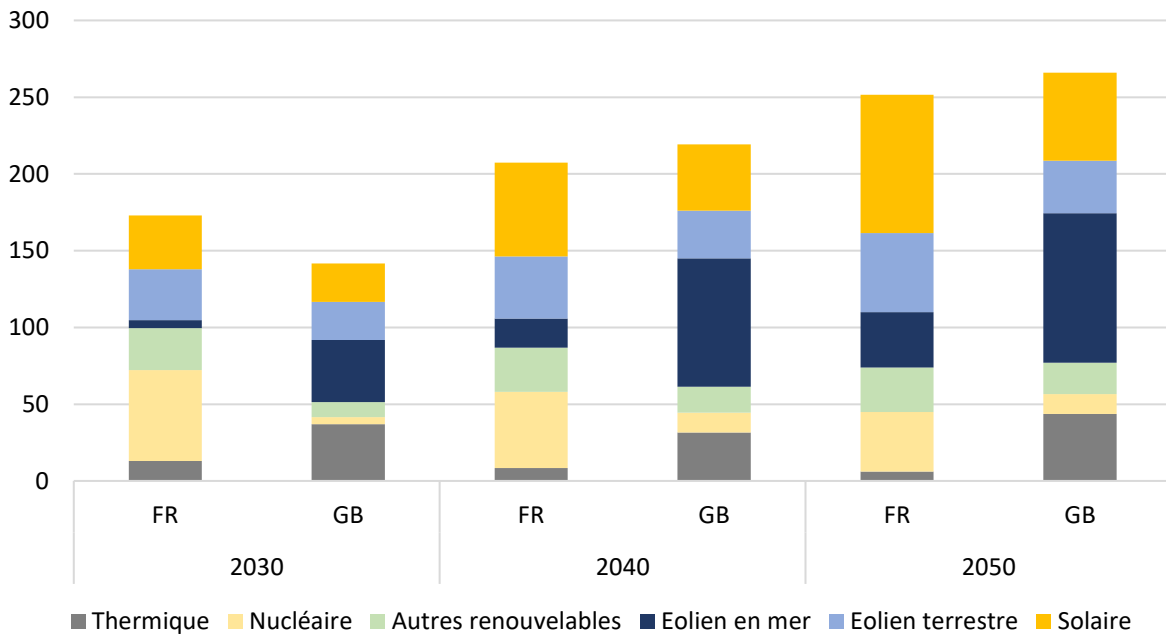


Figure 19 – Mix de capacités en France et en Grande-Bretagne dans le scénario 2 en 2030, 2040 et 2050

Détail du parc pilotable (GW)

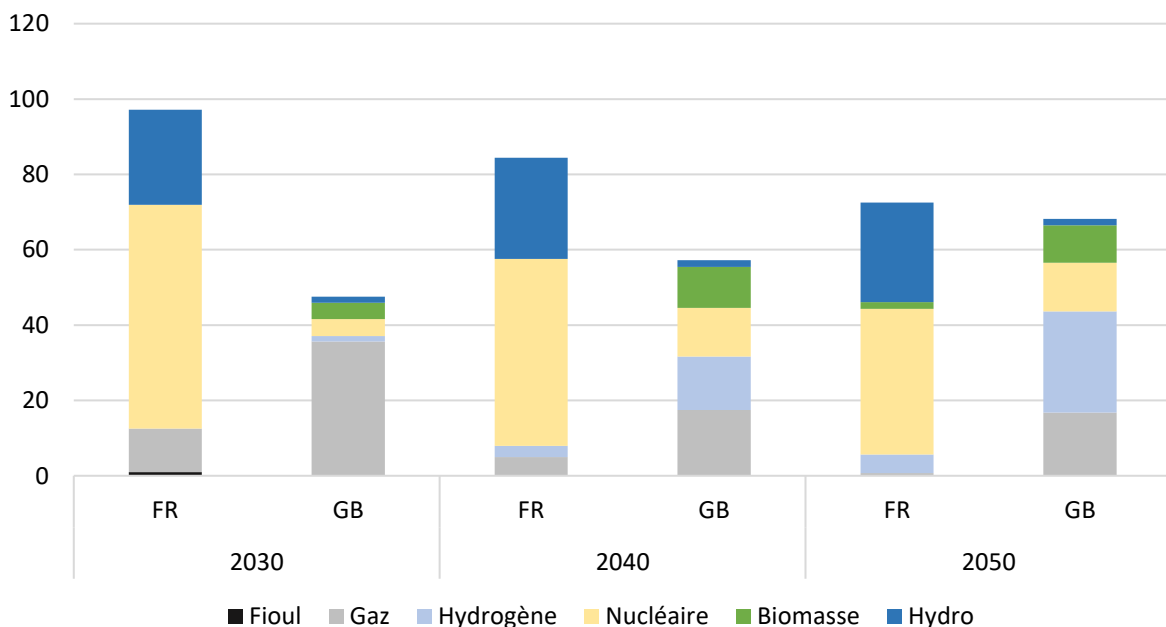


Figure 20 – Détail du parc de production électrique pilotable en France et en Grande-Bretagne dans le scénario 2 en 2030, 2040 et 2050

La consommation électrique finale en France augmente de manière modérée entre 2030 et 2050 dans ce scénario, comme l'indique la Figure 21, qui reflète une croissance démographique et économique modérée. La consommation électrique pour l'électrolyse double environ entre 2030 et 2050. Elle reste

cependant inférieure à 10% de la consommation d'électricité totale sur tous les horizons. La croissance des capacités d'électrolyse est soutenue mais reste modérée, avec une augmentation d'environ deux tiers entre 2030 et 2050. Par rapport au scénario 1, elle est à peu près deux fois moins rapide.

En Grande-Bretagne, il est fait l'hypothèse d'une électrification partielle des usages (notamment pour le transport), tandis que l'hydrogène est placé au centre du système énergétique. La consommation finale d'électricité augmente donc de manière soutenue entre 2030 et 2050 (d'environ 50%), et la consommation d'électricité pour l'électrolyse augmente de manière drastique (elle est multipliée par 15), représentant plus d'un tiers de la consommation totale en 2050. Cette croissance de la consommation d'électricité pour produire de l'hydrogène s'accompagne naturellement d'un important déploiement de capacités d'électrolyseurs (pratiquement multipliées par 20 entre 2030 et 2050), qui constituent également une source de flexibilité importante pour le système électrique britannique. Par rapport au scénario 1, la capacité d'électrolyse est environ multipliée par deux en 2050.

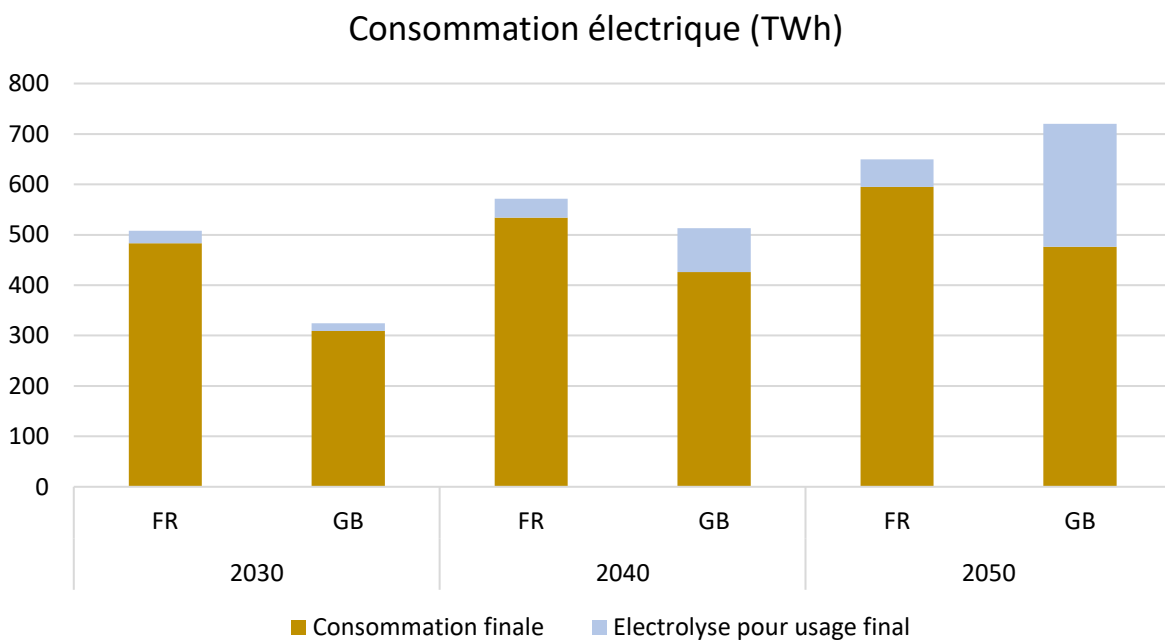


Figure 21 – Consommation électrique en France et en Grande-Bretagne dans le scénario 2 en 2030, 2040 et 2050

Parc d'électrolyseurs (GW)

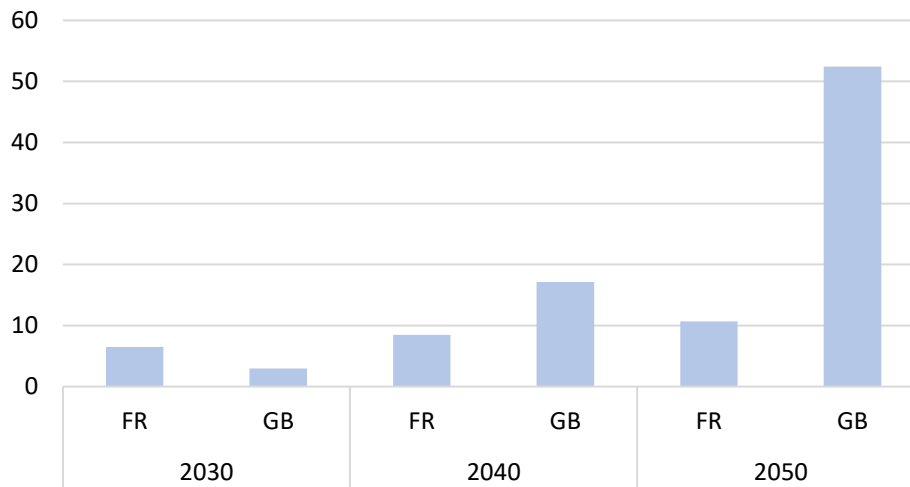


Figure 22 - Capacités d'électrolyseurs installées en France et en Grande-Bretagne dans le scénario 2 en 2030, 2040 et 2050

L'évolution du mix de production français entre 2030 et 2050 reflète le rôle croissant des énergies renouvelables, et un léger déclin de la production d'origine nucléaire, qui passe de plus de deux tiers en 2030 à un peu moins de 40% en 2050. En 2050, des turbines à hydrogène produisent de très faibles quantités d'électricité (entre 1 et 2% de la production totale), principalement en pointe lors de périodes de faible production renouvelable.

Le mix de production britannique est largement dominé par les énergies renouvelables dès 2030 (plus de 75%). En particulier, la production éolienne en mer à elle seule représente un peu moins de la moitié de la production totale en 2030, et cette tendance se confirme en 2040 et en 2050. En outre, la production nucléaire en Grande-Bretagne, qui reste faible en 2030 (environ 5%), est pratiquement multipliée par quatre entre 2030 et 2050 (représentant plus de 10% du total). Les capacités de gaz résiduelles sont également utilisées sur les trois horizons de temps considérés, et représentent une part de la production totale fluctuant entre 4 et 8%. Les turbines à hydrogène et la biomasse ne sont pas mobilisées pour produire des volumes significatifs dans ce scénario.

Mix de production (TWh)

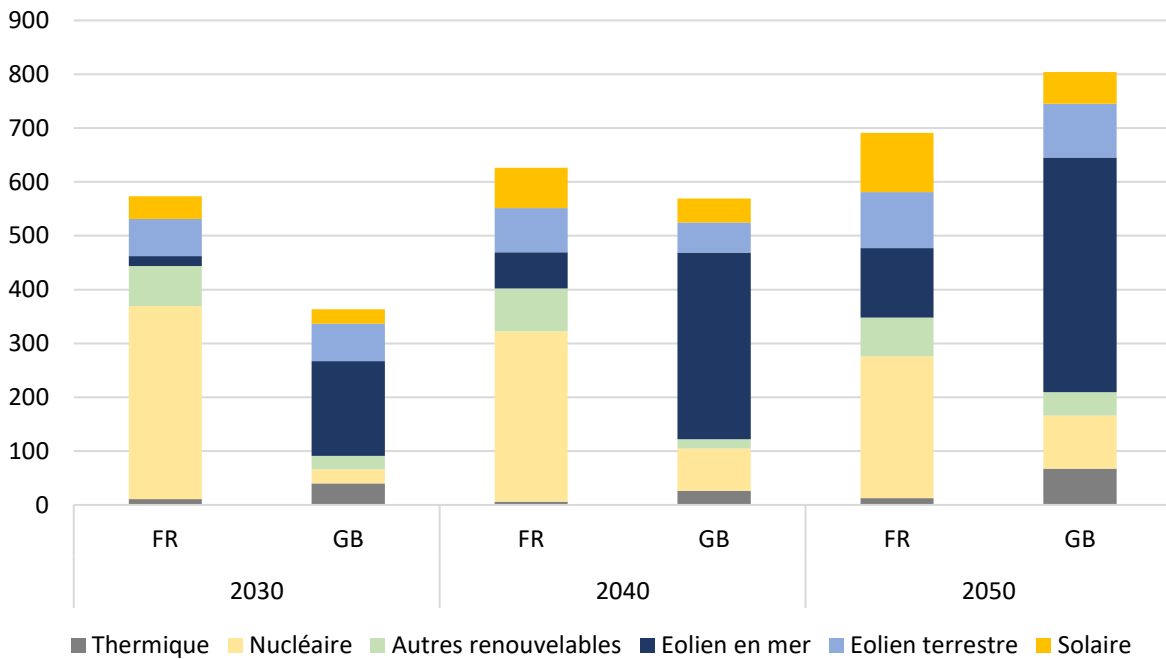


Figure 23 – Mix de production pilotable en France et en Grande-Bretagne dans le scénario 2 en 2030, 2040 et 2050

Détail du mix de production pilotable (TWh)

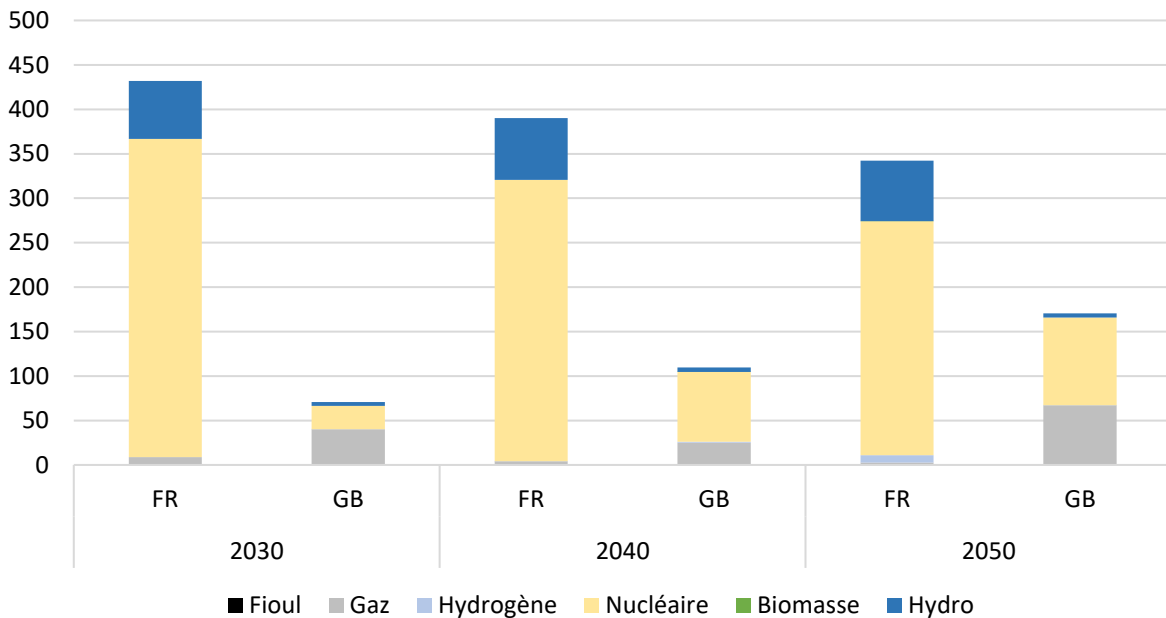


Figure 24 – Détail du mix de production pilotable en France et en Grande-Bretagne dans le scénario 2 en 2030, 2040 et 2050

1.2.4 Scénario 3

Le troisième scénario représente un futur où le déploiement d'infrastructures énergétiques et de technologies bas-carbone est plus lent qu'escompté et les objectifs de neutralité carbone ne sont pas atteints en 2050.

En France, un retard dans le développement des énergies renouvelables et du nouveau nucléaire est postulé. Malgré le retard, la part des énergies renouvelables croît fortement entre 2030 et 2050. La part du nucléaire décroît fortement et passe d'environ un tiers en 2030 à un peu plus de 10% en 2050, qui s'explique par le déclassement d'anciens réacteurs nucléaires et l'absence de construction de nouveaux réacteurs. En outre, le parc de turbines à gaz est prolongé, et sa capacité décroît peu entre 2030 et 2050.

Dans le cas de la Grande-Bretagne, ce scénario se distingue par un parc de production reposant principalement sur les énergies renouvelables et un parc de centrales thermiques au gaz naturel, comme l'indique la Figure 25. L'éolien en mer représente toujours plus de la moitié du parc renouvelable, et cette tendance s'accroît au fil du temps. La capacité du parc thermique fossile augmente notamment entre 2030 et 2050. En outre, de nouveaux réacteurs nucléaires sont également construits entre 2030 et 2050 (cf. Figure 26).

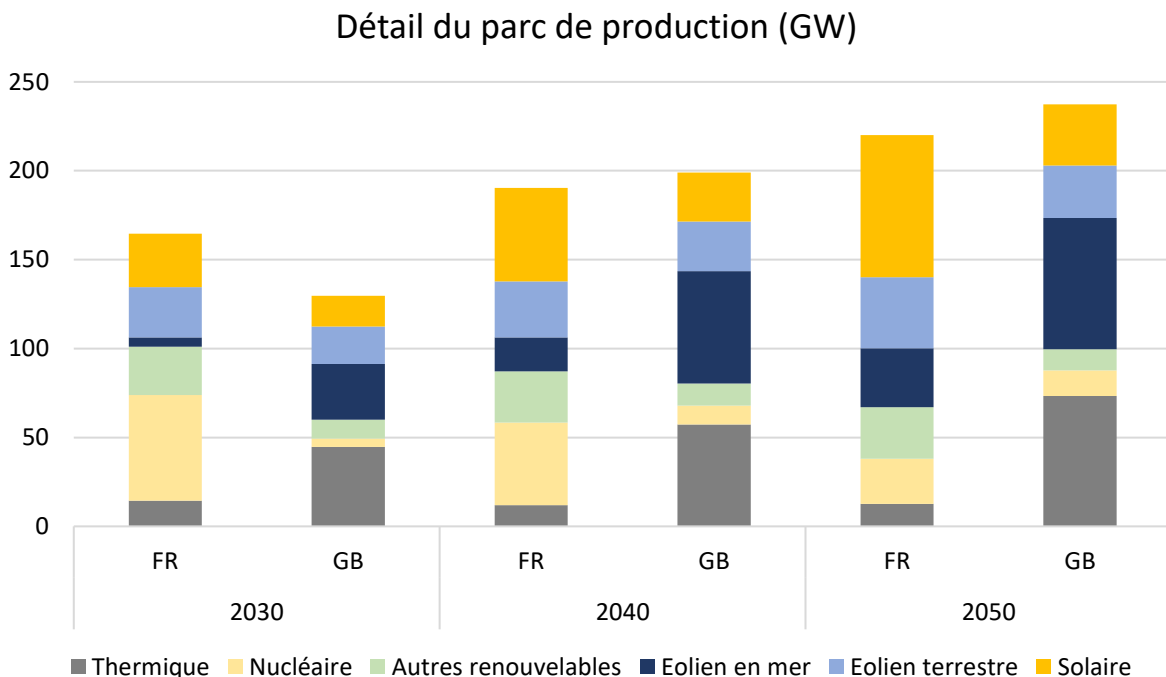


Figure 25 – Mix de capacités en France et en Grande-Bretagne dans le scénario 3 en 2030, 2040 et 2050

Détail du parc pilotable (GW)

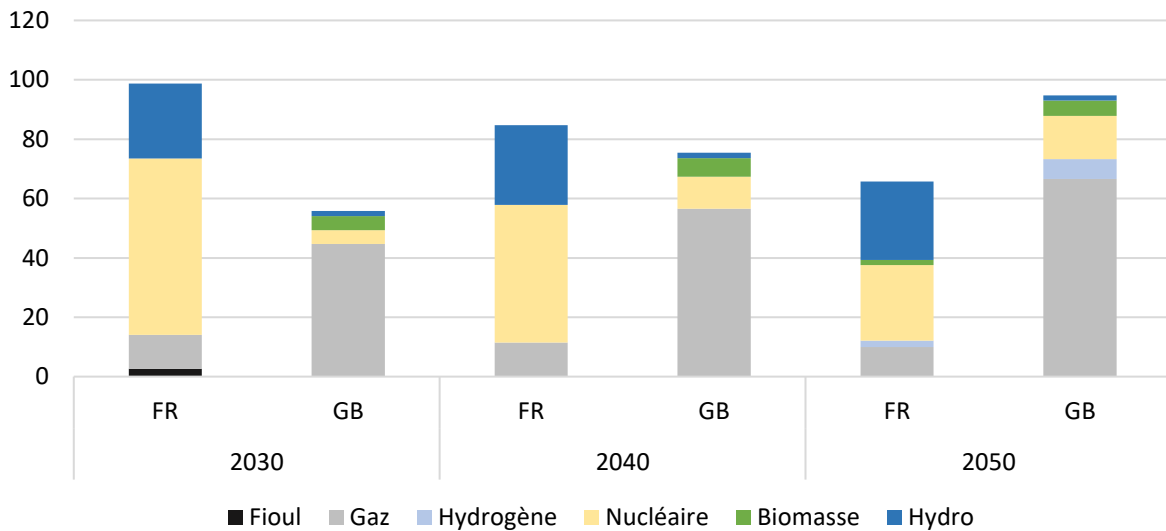


Figure 26 – Détail du parc de production électrique pilotable en France et en Grande-Bretagne dans le scénario 3 en 2030, 2040 et 2050

La croissance de la consommation électrique en France est faible sur l'entièreté de la trajectoire (environ 20%), et la part de la consommation attribuée à l'électrolyse reste faible sur tous les horizons étudiés (elle est inférieure à 5% en 2050). Les capacités d'électrolyse évoluent très peu entre 2030 et 2050.

L'électrification en Grande-Bretagne est incomplète, ce qui conduit tout de même à une augmentation importante de la demande d'électricité. En revanche, le gaz naturel reste largement utilisé dans les secteurs industriels et résidentiels, l'hydrogène ne se développant presque pas. Les capacités d'électrolyse se développent donc très peu.

Consommation électrique (TWh)

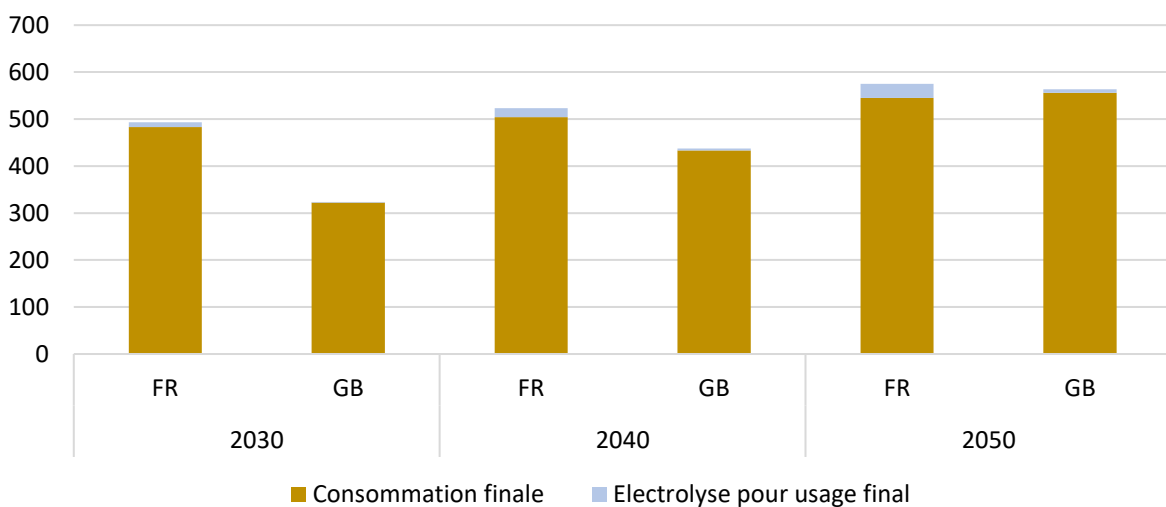


Figure 27 – Consommation électrique en France et en Grande-Bretagne dans le scénario 3 en 2030, 2040 et 2050

Parc d'électrolyseurs (GW)

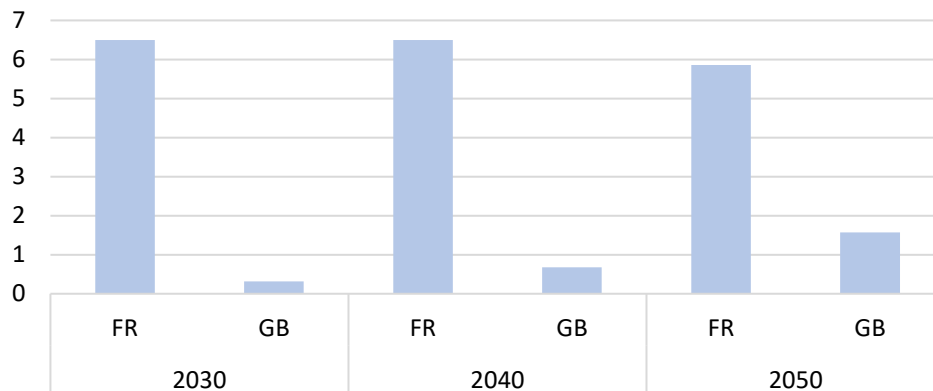


Figure 28 – Capacités d'électrolyseurs installées en France et en Grande-Bretagne dans le scénario 3 en 2030, 2040 et 2050

Le retard dans le développement des capacités renouvelables modifie fortement le mix de production français, de telle sorte que les énergies renouvelables ne représentent pas plus de 50% du mix de production avant 2050. La baisse de capacité du parc nucléaire entre 2040 et 2050 se traduit par une augmentation importante de la production électrique à partir de centrales au gaz (environ 10% de la production totale).

En Grande-Bretagne, les énergies renouvelables représentent la majorité de la production électrique dès 2030 (environ 75%), l'éolien en mer à lui seul produisant plus de la moitié de la production totale dès 2040. Les centrales à gaz conservent un rôle non-négligeable (plus de 10%) sur tous les horizons de temps étudiés. Enfin, la part du nucléaire augmente légèrement dans le mix de production entre 2030 et 2050 (de 9% à 13%).

Mix de production (TWh)

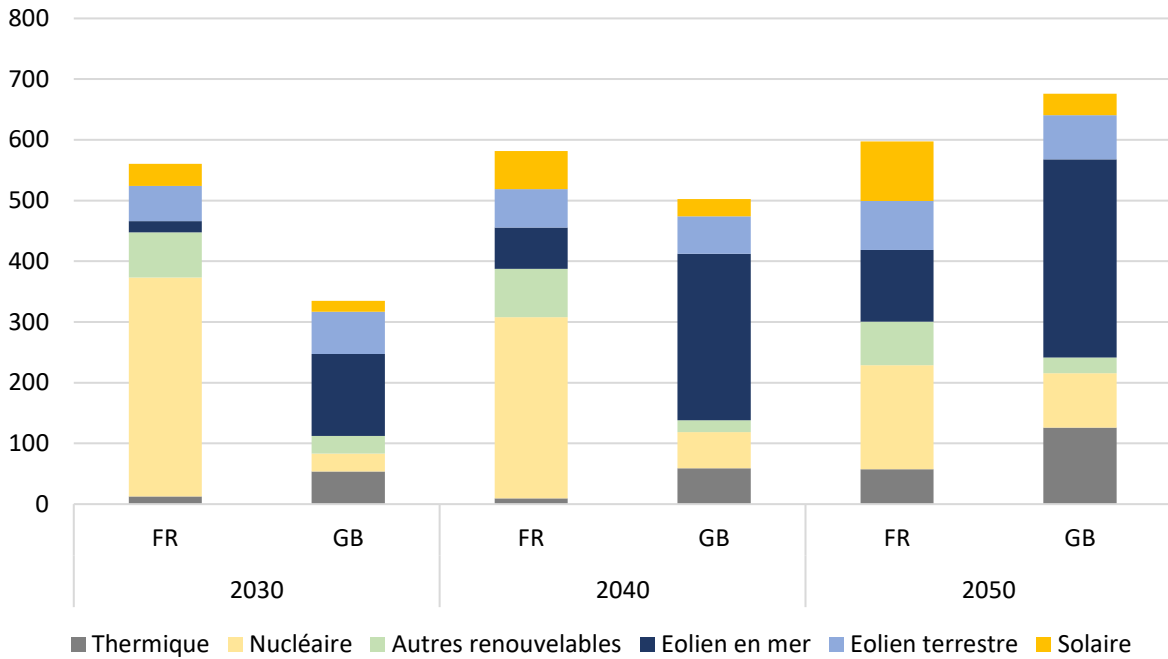


Figure 29 – Mix de production en France et en Grande-Bretagne dans le scénario 3 en 2030, 2040 et 2050

Détail du mix de production pilotable (TWh)

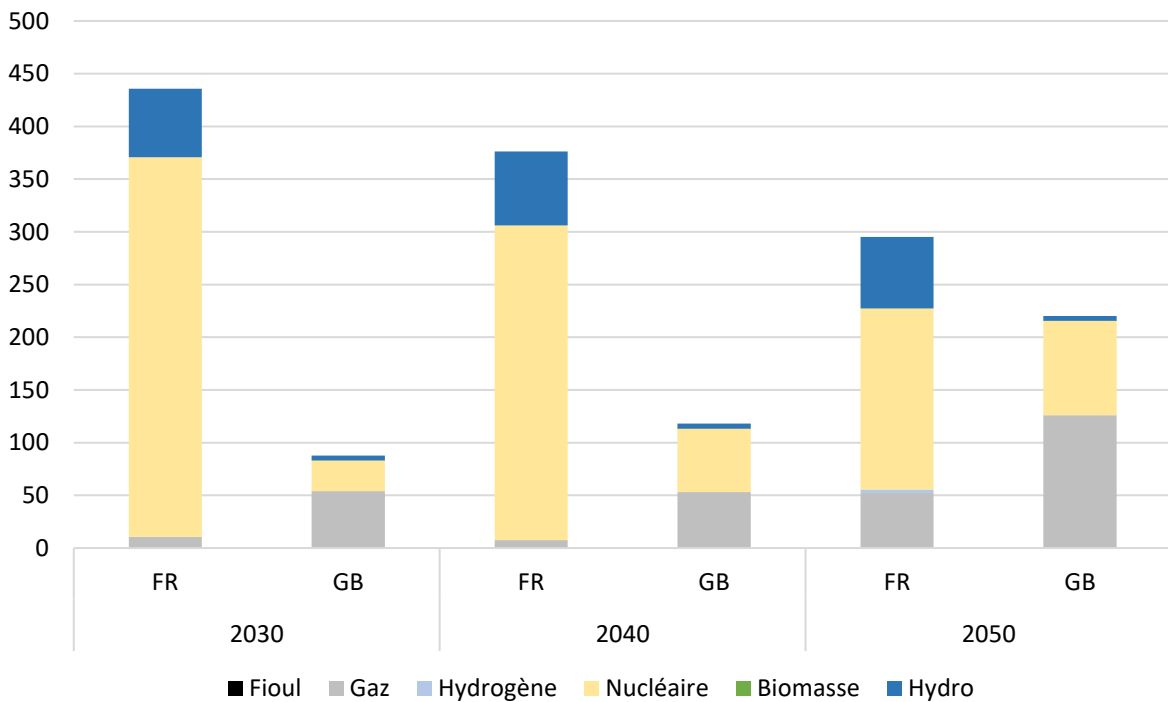


Figure 30 – Détail du mix de production pilotable en France et en Grande-Bretagne dans le scénario 3 en 2030, 2040 et 2050

1.3 Description des analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité réalisées à la marge du second scénario ont pour objectif d'évaluer l'effet du prix du gaz, du développement d'interconnexions entre la Grande-Bretagne et le reste de l'Europe, de la disponibilité des parcs nucléaires français et britanniques, de la demande d'hydrogène et de la capacité des électrolyseurs installés en France et en Grande-Bretagne, de la capacité éolienne en mer en Grande-Bretagne et d'un ralentissement du développement d'interconnexions entre la France et le reste de l'Europe.

1.3.1 Prix du gaz

Dans les trois scénarios de base, le prix du gaz est fixé à 40 €/MWh sur les trois horizons considérés. La première analyse de sensibilité évalue l'effet du prix du gaz sur la valeur de l'interconnexion, qui se décline selon deux niveaux, fixés à environ 20 €/MWh et 60 €/MWh. Ces prix sont supposés rester constants en 2030, 2040 et 2050.

1.3.2 Interconnexions entre la Grande-Bretagne et le reste de l'Europe

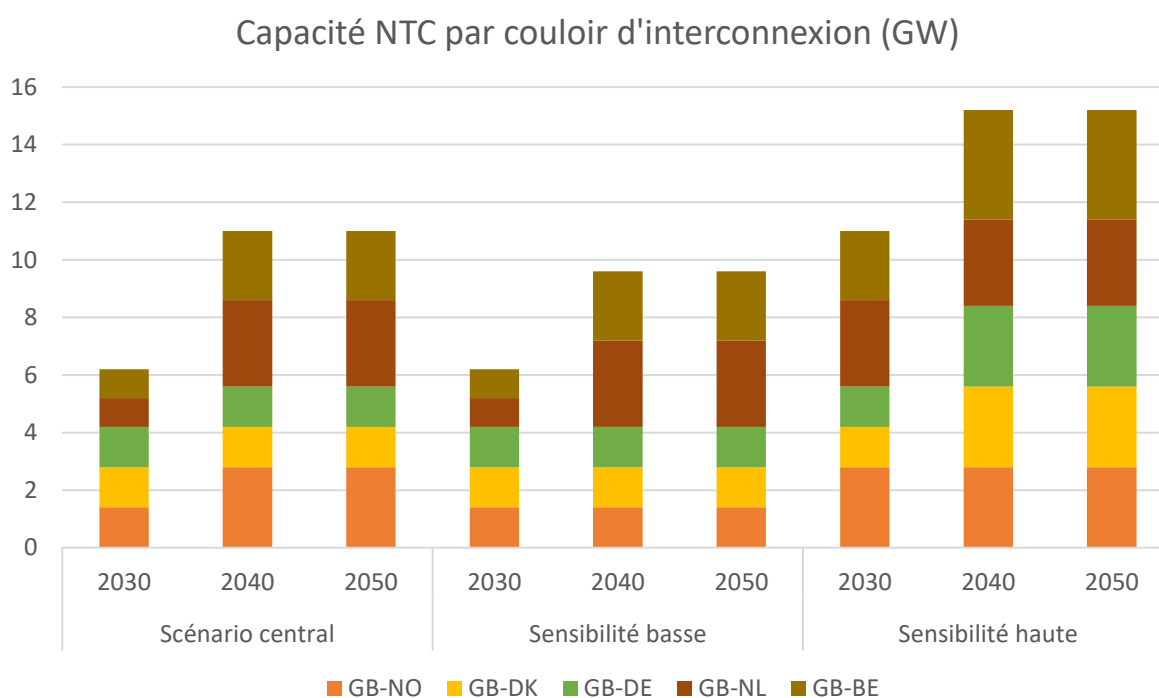


Figure 31 – Capacités NTC entre la Grande-Bretagne et le reste de l'Europe dans le scénario central et la sensibilité évaluant l'impact d'autres projets d'interconnexion en 2030, 2040 et 2050

Plusieurs projets d'interconnexion entre la Grande-Bretagne et le reste de l'Europe sont actuellement à l'étude, tels que les projets NorthConnect (liant la Grande-Bretagne à la Norvège), Viking et Aminth

(liant la Grande-Bretagne au Danemark), NeuConnect et Tarchon (liant la Grande-Bretagne à l'Allemagne), LionLink (liant la Grande-Bretagne aux Pays-Bas) ou encore Nautilus et Cronos (liant la Grande-Bretagne à la Belgique). Le développement de ces différents projets est naturellement susceptible d'influencer la valeur d'un projet d'interconnexion reliant la France à la Grande-Bretagne. La seconde sensibilité évalue donc l'impact du développement de différents projets d'interconnexion reliant la Grande-Bretagne au reste de l'Europe en modifiant les capacités d'échange NTC couplant la Grande-Bretagne à divers pays européens. Le Tableau 2 et la Figure 31 résument les configurations étudiées dans cette analyse de sensibilité.

Tableau 2 - Détail des projets d'interconnexion considérés dans l'analyse de sensibilité évaluant l'impact de projets d'interconnexion reliant la Grande-Bretagne au reste de l'Europe

| | Année | UK-NO | UK-DK | UK-DE | UK-NL | UK-BE |
|--------------------------|-------|-------------------------|--------------------------|-------------------------------|-----------------|----------------------------|
| Niveau actuel | 2023 | North Sea Link (1,4 GW) | - | - | BritNed (1 GW) | Nemo (1 GW) |
| Scénario central | 2030 | | Viking (1,4 GW) | NeuConnect (1,4 GW) | | |
| | 2040 | NorthConnect (1,4 GW) | Viking | NeuConnect | LionLink (2 GW) | Nautilus (1,4 GW) |
| | 2050 | NorthConnect | Viking | NeuConnect | LionLink | Nautilus |
| Sensibilité basse | 2030 | | Viking | NeuConnect | | |
| | 2040 | | Viking | NeuConnect | | Nautilus |
| | 2050 | | Viking | NeuConnect | | Nautilus |
| Sensibilité haute | 2030 | NorthConnect | Viking | NeuConnect | LionLink | Nautilus |
| | 2040 | NorthConnect | Viking + Aminth (1,4 GW) | NeuConnect + Tarchon (1,4 GW) | LionLink | Nautilus + Cronos (1,4 GW) |
| | 2050 | NorthConnect | Viking + Aminth | NeuConnect + Tarchon | LionLink | Nautilus + Cronos |

1.3.3 Disponibilité du parc nucléaire

La troisième analyse de sensibilité porte sur la disponibilité des parcs nucléaires français et britanniques. Cette sensibilité a pour objectif de représenter une situation comparable à celle rencontrée en 2022, lorsque près de la moitié du parc thermonucléaire français a dû être placé en maintenance prolongée suite à l'identification d'un défaut générique dans le système de refroidissement de certains réacteurs. La baisse de la disponibilité nucléaire a été calculée pour atteindre un niveau de production électrique d'environ 280 TWh en 2030. Cette disponibilité est appliquée de manière uniforme en France et en Grande-Bretagne sur l'ensemble des horizons temporels modélisés.

1.3.4 Demande d'hydrogène et capacités d'électrolyse

Une sensibilité supplémentaire évalue l'effet d'un retard dans le déploiement de capacités d'électrolyseurs et d'une demande réduite d'hydrogène. Plus précisément, dans cette sensibilité, la consommation d'électricité provenant de l'électrolyse est réduite de moitié en France et en Grande-Bretagne, et les capacités d'électrolyseurs sont également réduites de moitié.

1.3.5 Déploiement éolien en mer britannique

Tous les scénarios utilisés pour la Grande-Bretagne reposent largement sur le développement de l'éolien en mer. Des objectifs politiques extrêmement ambitieux ont été annoncés concernant le développement de cette filière, visant notamment un niveau de capacité atteignant les 50 GW d'ici 2030 (contre 13,1 GW en 2021). Ces initiatives placent donc l'éolien en mer au cœur du système électrique britannique, et les hypothèses associées sont donc susceptibles d'avoir un effet non-négligeable sur la valeur de l'interconnexion. Afin d'évaluer leur impact sur cette dernière, une analyse de sensibilité fixant le niveau de capacités éoliennes en mer au niveau du scénario « Falling Short » est effectuée (un niveau inférieur semblant très peu vraisemblable, au vu des projets en cours d'étude et des mesures politiques annoncées).

1.3.6 Interconnexions entre la France et les pays voisins

Enfin, la dernière analyse de sensibilité porte sur le développement de projets d'interconnexion entre la France et le reste de l'Europe. Plus précisément, cette sensibilité évalue l'effet d'un retard dans le développement de tels projets et s'applique exclusivement à l'horizon 2040, pour lequel les capacités disponibles en 2030 sont utilisées (voir Figure 12 dans la description des hypothèses communes à tous les scénarios).

2 Évaluation de la valeur d'une nouvelle interconnexion

Dans cette étude, deux types de bénéfices de l'augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni sont évalués :

- | **Les bénéfices en termes de valeur d'arbitrage** : augmenter la capacité d'interconnexion permet de substituer des moyens de production coûteux par des moyens de production moins coûteux (notamment en intégrant plus d'énergies renouvelables), et ainsi de réduire les coûts totaux de production du système électrique et d'augmenter le surplus économique global. Ces substitutions de production peuvent également réduire les émissions de gaz à effet de serre.
- | **La valeur capacitaire de l'interconnexion** : augmenter la capacité d'interconnexion peut contribuer à la sécurité d'approvisionnement, en transportant plus d'électricité lors des heures les plus tendues pour les systèmes électriques qu'elle connecte.

Dans cette étude, les bénéfices en termes de valeur d'arbitrage et de sécurité d'approvisionnement ont été évalués séparément. La partie 2.1 évalue les bénéfices de l'interconnexion du point de vue de la valeur d'arbitrage. Dans cette partie, il a été considéré que l'interconnexion ne se rémunérait jamais sur la valeur de défaillance (ce qui revient à considérer que le coût de la défaillance est équivalent à un moyen de production de pointe de part et d'autre de l'interconnexion). Les bénéfices de l'interconnexion en termes de sécurité d'approvisionnement sont évalués dans la partie 2.2.

2.1 Bénéfices de l'interconnexion du point de vue de la valeur d'arbitrage

Méthode de calcul des impacts de l'interconnexion

Dans cette étude, les impacts de l'augmentation de la capacité d'interconnexion sont évalués suivant plusieurs métriques : impacts sur les productions d'électricité issues des différentes technologies, impact sur les émissions de gaz à effet de serre, et impact sur les surplus économiques globaux.

L'ensemble des métriques sont calculées pour l'ajout d'un et deux projets d'interconnexion par rapport au niveau actuel. Pour ce faire, trois niveaux d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne ont donc été simulés :

- | Le niveau actuel (4 GW) ;
- | Un niveau avec un projet supplémentaire, d'une capacité supposée de 1,4 GW (soit une capacité totale d'interconnexion FR-GB à 5,4 GW) ;
- | Un niveau avec deux projets supplémentaires, de capacités respectives de 1,4 et 1,2 GW (soit une capacité totale d'interconnexion FR-GB à 6,6 GW).

Pour l'ensemble des métriques, les différences de résultats entre les simulations ont ensuite été calculées puis normalisées à 1 GW de différence de capacité d'interconnexion, de la manière suivante :

| Impact première interconnexion = $(\text{Résultat}_{5,4 \text{ GW}} - \text{Résultat}_{4 \text{ GW}}) / 1,4 \text{ GW}$

| Impact deuxième interconnexion = $(\text{Résultat}_{6,6 \text{ GW}} - \text{Résultat}_{5,4 \text{ GW}}) / 1,2 \text{ GW}$

Dès lors, dans la suite de ce document, les impacts des projets d'interconnexion sont systématiquement présentés sous forme de résultats normés à 1 GW d'augmentation de capacité.

Par ailleurs, sauf mention contraire, les impacts sont évalués sur l'intégralité du périmètre géographique modélisé (France + Royaume-Uni + reste de l'Europe).

2.1.1 Augmenter la capacité d'interconnexion permet de mieux intégrer les énergies renouvelables et de réduire la production thermique

La

Figure 32 illustre les **variations de production par filière technologique** résultant de l'augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni. Sur l'ensemble du périmètre géographique (Union européenne, Royaume-Uni et pays voisins), augmenter la capacité d'interconnexion permet d'augmenter la production renouvelable injectée (c'est-à-dire réduire l'écrêtement). L'électricité supplémentaire ainsi disponible permet de réduire l'utilisation de moyens de production thermiques.

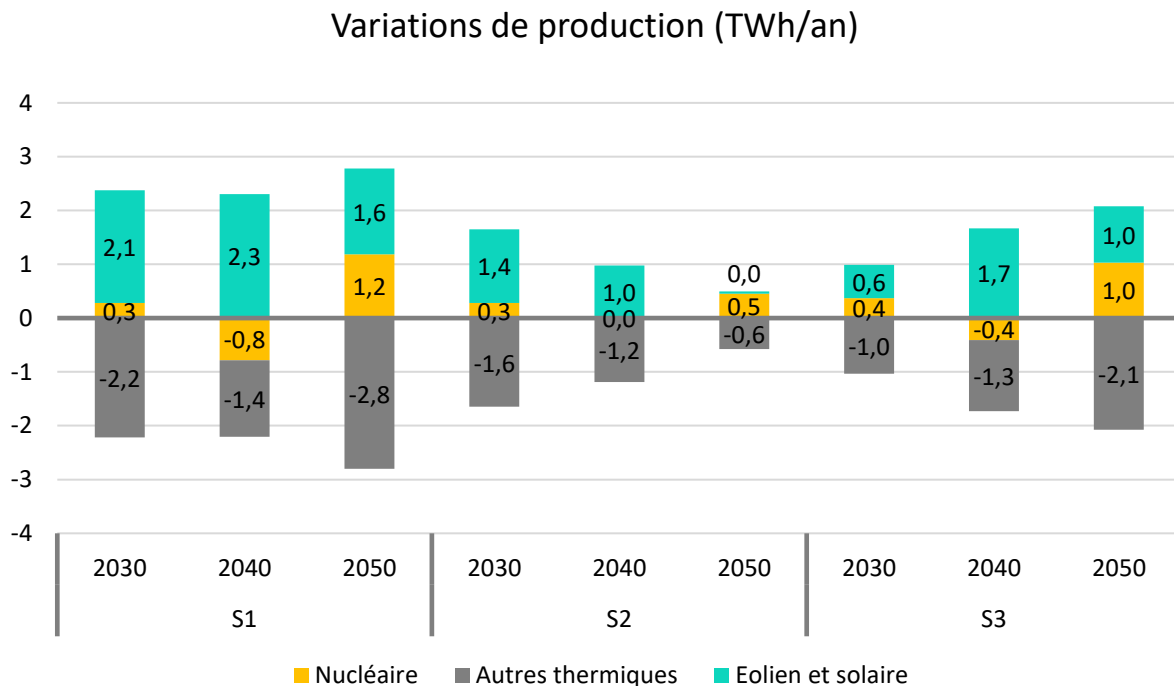


Figure 32 - Variations de production par filière sur l'ensemble du périmètre géographique pour l'ajout du premier projet d'interconnexion

A l'horizon 2050 dans le scénario 2, la nouvelle capacité d'interconnexion ne permet pas une augmentation de la production renouvelable injectée, ce qui constitue une particularité. Cela est dû au fait que le niveau d'écrêtement au Royaume-Uni dans ce scénario est déjà très faible sans augmentation du niveau d'interconnexion, grâce à une forte pénétration de l'électrolyse (et donc une demande électrique très flexible, qui permet de bien intégrer la production éolienne). Augmenter la capacité d'interconnexion ne permet donc pas de réduire l'écrêtement renouvelable davantage.

Contrairement à la

Figure 32, qui présente les différences de production sur l'ensemble du périmètre modélisé (Union européenne, Royaume-Uni, Norvège, Suisse et cinq pays de Balkans), la Figure 33 présente les variations de production zone par zone. Il apparaît ainsi que :

- | La majorité de la **production renouvelable** supplémentaire injectée est située en Grande-Bretagne (il s'agit majoritairement d'éolien) ;
- | La majorité de la **production thermique** évitée est située dans le reste de l'Europe ;
- | L'augmentation de la capacité d'interconnexion tire à la hausse la **production nucléaire** en Grande-Bretagne, et à la baisse la production nucléaire en France.

Concernant l'impact sur le fonctionnement des centrales nucléaires françaises de l'augmentation du niveau d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne, deux effets contraires se combinent :

- | D'une part, sur les heures où la Grande-Bretagne est en marginalité gaz (donc avec un coût marginal de production supérieur au coût marginal de production nucléaire), et que les centrales nucléaires françaises ne tournent pas à pleine capacité, **augmenter la capacité d'interconnexion permet d'augmenter les exports de la production nucléaire française** vers la Grande-Bretagne, et donc l'interconnexion entraîne la hausse de la production nucléaire française.
- | D'autre part, sur les heures où les unités de production marginales en Grande-Bretagne sont des parcs éoliens, c'est-à-dire les heures sur lesquelles l'intégralité du productible éolien britannique ne peut pas être injecté dans le système électrique, et qu'une partie de la production doit être écrêtée, **augmenter la capacité d'interconnexion permet d'augmenter les exports de la production éolienne britannique vers la France**, ce qui peut entraîner une baisse de la production nucléaire française.

Si, par le passé et à l'heure actuelle, les interconnexions permettent la majorité du temps d'augmenter les exports d'électricité de la France vers la Grande-Bretagne, et donc la production nucléaire française (première dynamique décrite ci-dessus), les simulations réalisées dans le cadre de la présente étude montrent que le phénomène devrait s'inverser d'ici 2030. En effet, la Figure 33 montre qu'augmenter l'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne diminue globalement sur l'année la production nucléaire française, ce qui signifie que la deuxième dynamique décrite ci-dessus se produit plus souvent que la première. Sur l'année, la production nucléaire française est davantage limitée par les surplus éoliens britanniques qu'elle n'est exportée vers la Grande-Bretagne pour s'y substituer à de la production thermique fossile.

Variations de production par zone géographique (TWh/an)

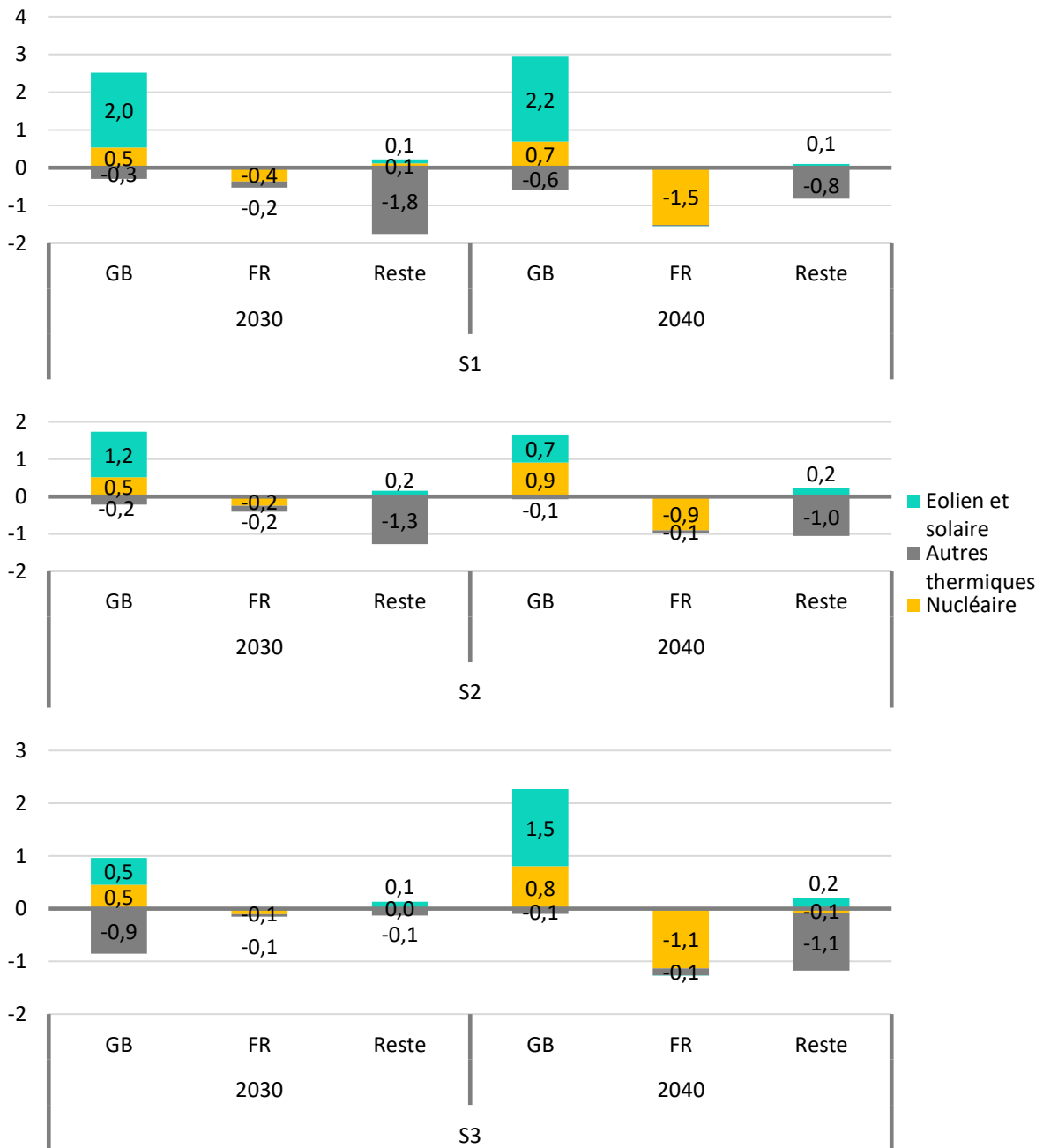


Figure 33 - Variations de production par filière et par zone géographique pour l'ajout du premier projet d'interconnexion

La Figure 34 illustre la différence entre les impacts du premier projet d'interconnexion supplémentaire et du second projet d'interconnexion supplémentaire. Les effets du deuxième projet d'interconnexion en termes de déplacements de production sont similaires aux effets du premier projet d'interconnexion supplémentaire, mais légèrement atténués. La réduction observée dans les volumes de production déplacés entre le premier et le deuxième projet d'interconnexion est entre 8% et 13% pour la plupart des scénarios et horizons, et de 21% pour le scénario 3 à l'horizon 2030.

Variations de production pour le premier et second projet d'interconnexion (TWh/an/GW)

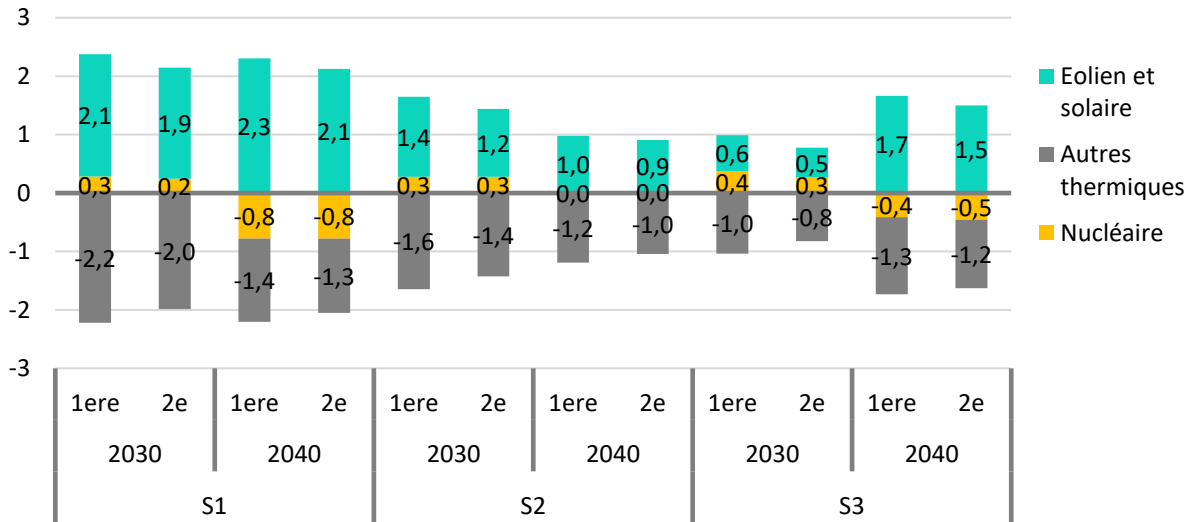


Figure 34 - Variations de production par filière sur l'ensemble du périmètre géographique pour l'ajout du premier et du second projet d'interconnexion

2.1.2 L'augmentation de la capacité d'interconnexion permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre

En plus de réduire les coûts d'opération du système électrique, la réduction de la production thermique d'électricité, rendue possible par la meilleure intégration des énergies renouvelables, permet une **réduction des émissions de dioxyde de carbone**, illustrées sur la Figure 35.

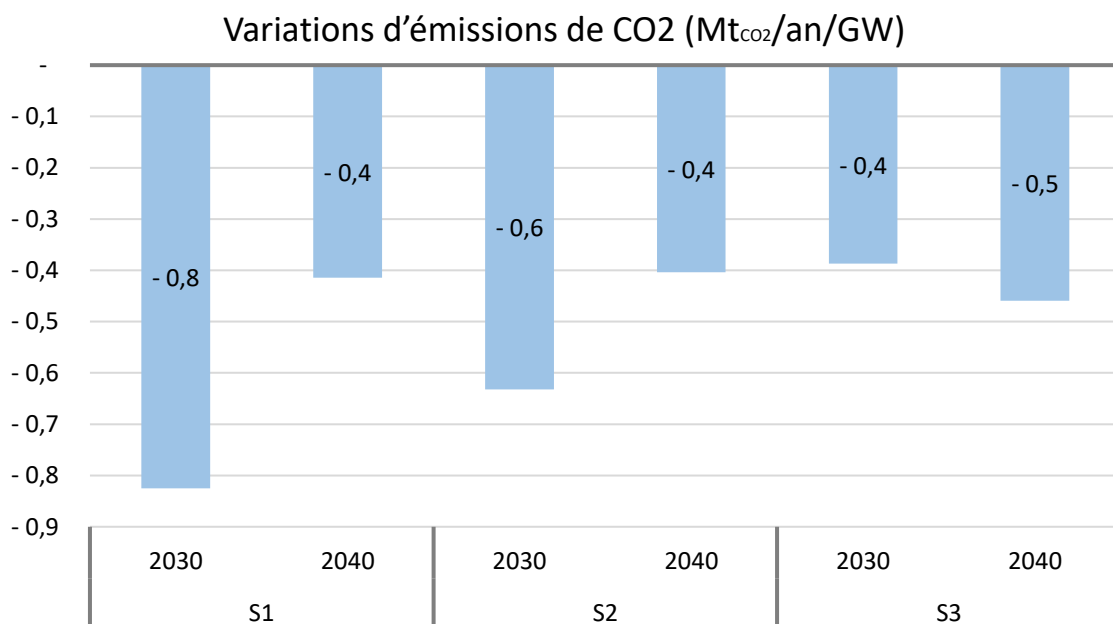


Figure 35 - Variations d'émissions de CO2 pour l'ajout du premier projet d'interconnexion

2.1.3 Augmenter la capacité d'interconnexion permet d'améliorer les surplus économiques globaux

Sur l'ensemble du périmètre géographique modélisé, l'augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne permet de remplacer des moyens de production d'électricité aux coûts marginaux élevés (notamment la production thermique) par des technologies aux coûts marginaux plus faibles (notamment en intégrant mieux le photovoltaïque et l'éolien). Ces déplacements de production permettent ainsi de faire baisser les coûts totaux de production du système électrique, et d'augmenter le surplus économique global. Les gains économiques globaux générés par l'ajout du premier projet d'interconnexion sont illustrés sur la Figure 36.

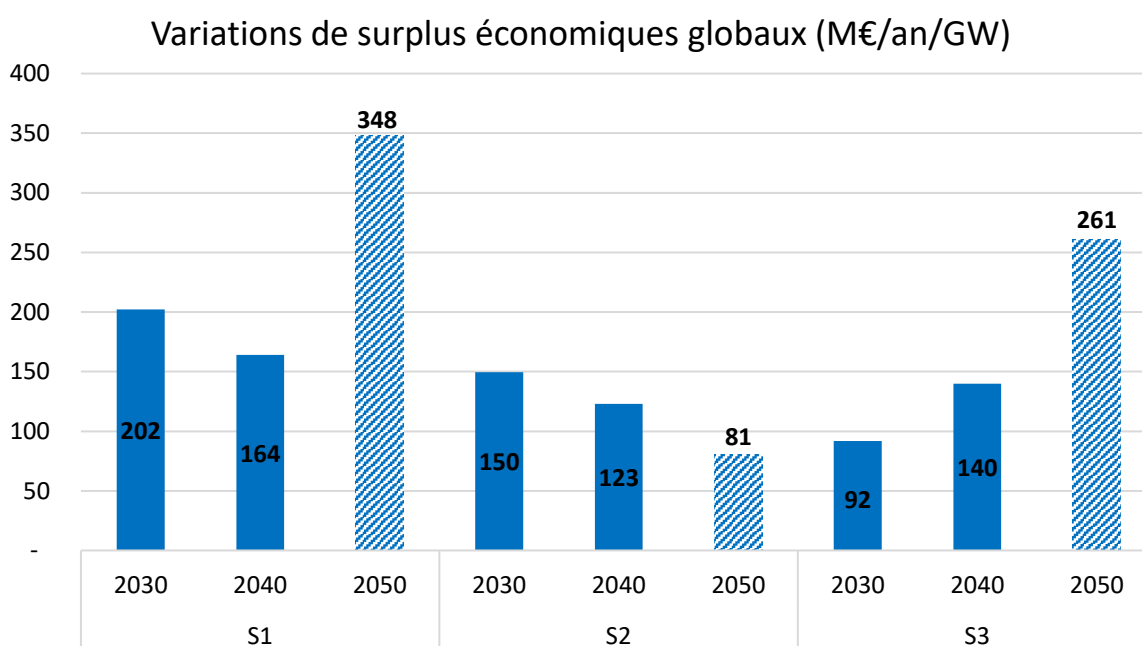


Figure 36 - Variations de surplus économiques globaux sur l'ensemble du périmètre modélisé pour l'ajout du premier projet d'interconnexion

La Figure 37 compare les variations du surplus économique global entre l'ajout de la première interconnexion et de la seconde interconnexion supplémentaire. Comme pour les déplacements de production (Figure 34), les effets du deuxième projet d'interconnexion sur le surplus socio-économique sont similaires aux effets du premier projet d'interconnexion supplémentaire, mais légèrement atténués. La réduction observée dans les gains de surplus socio-économiques entre le premier et le deuxième projet d'interconnexion est entre 10% et 15% pour la plupart des scénarios et horizons, de 7% pour le scénario 1 à l'horizon 2050 et de 20% pour le scénario 3 à l'horizon 2030.

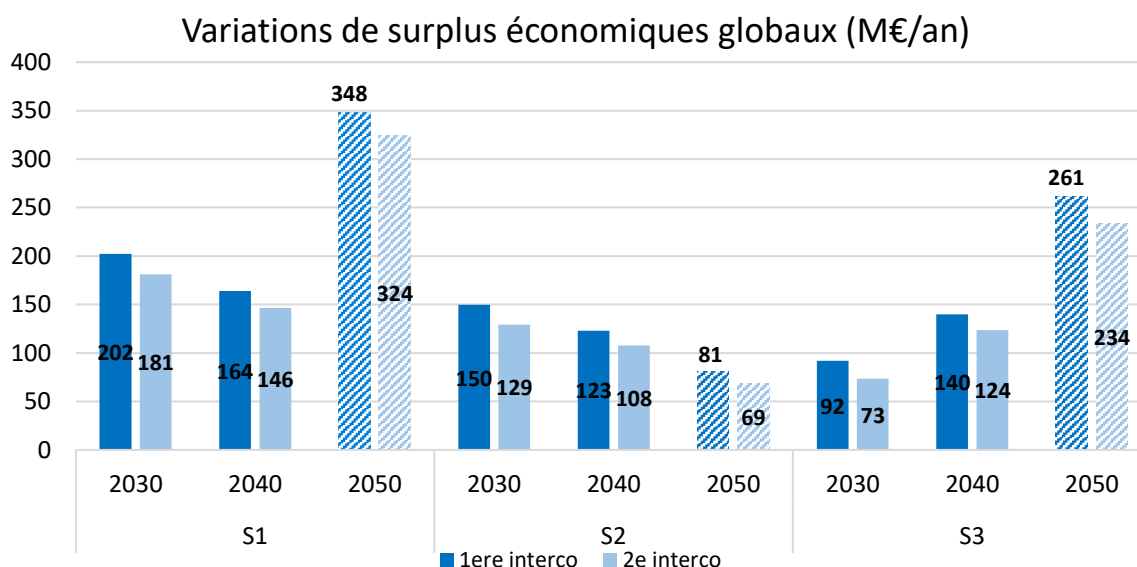


Figure 37 - Variations des surplus économiques globaux pour les projets d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne

Pour les horizons 2030 et 2040, les gains économiques permis par l'ajout d'un projet d'interconnexion varient entre 92 et 202 M€/an/GW et sont en moyenne de 145 M€/an/GW.

A l'horizon 2050, les gains économiques globaux permis par l'ajout d'un projet d'interconnexion sont sujets à de fortes disparités. Dans les scénarios 1 et 3, ils augmentent fortement en 2050 par rapport à 2040. Ceci s'explique par deux facteurs :

- | **Une baisse de la production thermique non-nucléaire** grâce à une meilleure intégration des énergies renouvelables et du nucléaire : 2,7 TWh de production électrique d'origine thermique non-nucléaire évitée dans le scénario 1 et 2 TWh dans le scénario 3 en 2050 (cf. Figure 32 - Variations de production par filière sur l'ensemble du périmètre géographique pour l'ajout du premier projet d'interconnexion).
- | **La hausse des coûts variables de production d'électricité** à partir de centrales thermiques non-nucléaires : autour de 125 €/MWh_{el} en 2050 contre 100 €/MWh_{el} en 2040 pour les cycles combinés gaz. Par conséquent, éviter 1 TWh de production thermique non-nucléaire en 2050 permet d'économiser plus que d'éviter 1 TWh de production thermique non-nucléaire en 2040.

A l'inverse, dans le scénario 2, les surplus économiques globaux permis par le premier projet d'interconnexion sont plus faibles en 2050 qu'en 2040. Cela s'explique par le fait que, contrairement à tous les autres scénarios, dans le scénario 2 à l'horizon 2050, augmenter la capacité de l'interconnexion **ne permet pas d'intégrer plus d'énergies renouvelables**, car l'écêtement des renouvelables au Royaume-Uni est déjà très faible en conservant le niveau actuel d'interconnexion (cf.

Figure 32 - Variations de production par filière sur l'ensemble du périmètre géographique pour l'ajout du premier projet d'interconnexion). Cette bonne intégration des énergies renouvelables au Royaume-Uni s'explique par la **forte pénétration de l'électrolyse**, et donc une **demande électrique très flexible**, qui permet de bien intégrer la production éolienne.

2.1.4 La valeur actualisée des bénéfices des projets d'interconnexion est significative

Méthode de calcul de la valeur actualisée des bénéfices des projets d'interconnexion

L'indicateur clé étudié pour évaluer l'intérêt d'un projet d'interconnexion est la valeur actualisée des bénéfices attendus du projet calculée sur l'intégralité de sa durée d'actualisation.

Le calcul de cet indicateur s'effectue en trois étapes :

1. **Calcul de la valeur annuelle des projets pour 2030, 2040 et 2050.**

La valeur annuelle des projets est calculée comme l'accroissement de surplus économique global généré par le projet d'interconnexion (valeurs présentées en Figure 36).

2. **Prise en compte de la disponibilité moyenne d'une interconnexion**

Les interconnexions ne travaillant pas systématiquement à leur puissance nominale, le calcul du surplus économique global doit prendre en compte la disponibilité moyenne des projets d'interconnexion. A partir de la disponibilité observée sur IFA2 entre 2021 et 2023 et sur Eleclink entre 2022 et 2023, on considère une disponibilité moyenne des interconnexions de 95%.

3. **Interpolation des valeurs annuelles sur les années non simulées.**

Au vu des incertitudes importantes sur les résultats à l'horizon 2050, deux méthodes ont été suivies pour évaluer la valeur actualisée des bénéfices de l'interconnexion sur sa durée d'actualisation :

- Interpolation des bénéfices annuels en utilisant le résultat de la simulation de l'horizon 2050 ;
- Prolongation des bénéfices annuels obtenus pour la simulation de l'année 2040 sur les années suivantes.

Les deux méthodes d'interpolation des bénéfices annuels sont représentées sur la Figure 38.

3. **Actualisation des valeurs annuelles et calcul de la valeur actualisée des bénéfices.**

L'actualisation a été réalisée avec 2025 comme année de référence, en considérant un **taux d'actualisation de 4,5%**, une **durée d'amortissement de 25 ans** et une **mise en service en 2030** selon la formule suivante :

$$VAB = \sum_{horizon=2030}^{2054} \frac{1}{(1 + \text{taux})^{horizon-2025}} * \text{GainsSurplusCollectif}_{horizon}$$

4. Calcul de la valeur actualisée moyenne des bénéfices des projets d'interconnexion.

Pour chaque interconnexion supplémentaire, la valeur actualisée des bénéfices retenue par scénario est la moyenne pour un scénario donné entre les bénéfices des deux méthodes d'interpolation actualisées sur 25 ans. La

Figure 39 illustre le calcul pour une première interconnexion supplémentaire. Le même travail a été réalisé pour une deuxième interconnexion supplémentaire.

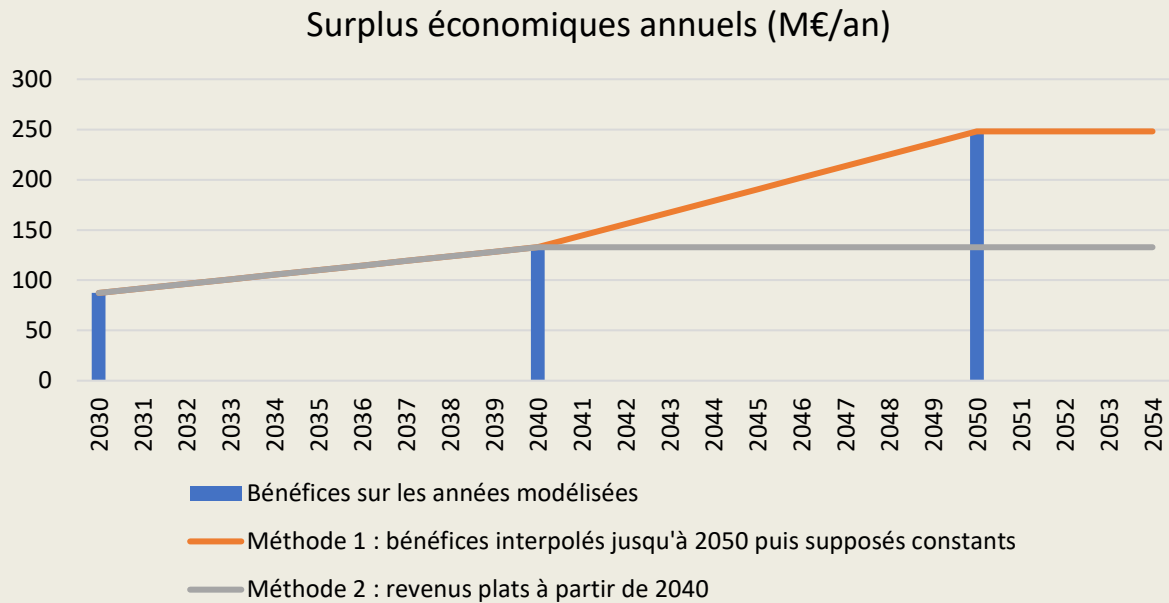


Figure 38 - Méthode d'interpolation des bénéfices annuels en prenant en compte une disponibilité moyenne de 95% (illustration dans le cas du scénario 3)

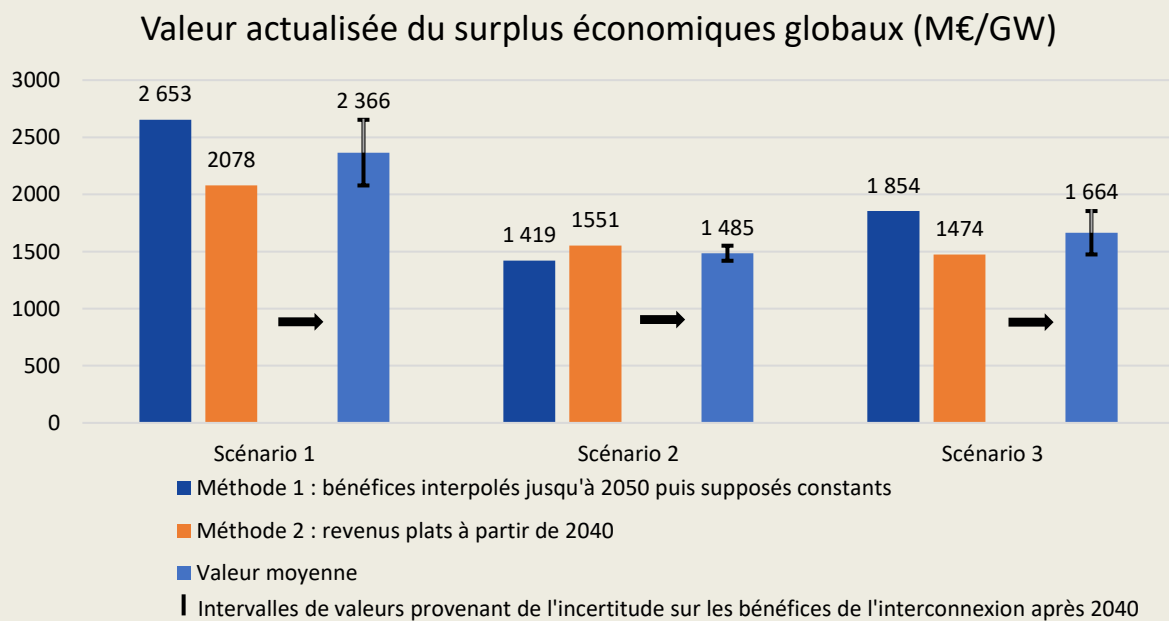


Figure 39 - Valeur actualisée des bénéfices pour une interconnexion supplémentaire entre la France et la Grande-Bretagne, en prenant en compte une disponibilité moyenne de 95%

Suivant le scénario et la méthode d'interpolation de gains annuels suivie, la valeur actualisée des gains du premier projet d'interconnexion sur l'intégralité de sa durée d'actualisation **varie entre 1,5 et 2,4 Mds€/GW**.

La Figure 40 compare la valeur actualisée des bénéfices moyenne du premier et du second projet d'interconnexion. La valeur du second projet d'interconnexion est plus faible que la valeur du premier. La réduction observée dans les gains générés par le second projet d'interconnexion par rapport au premier varie entre 10 et 13%.

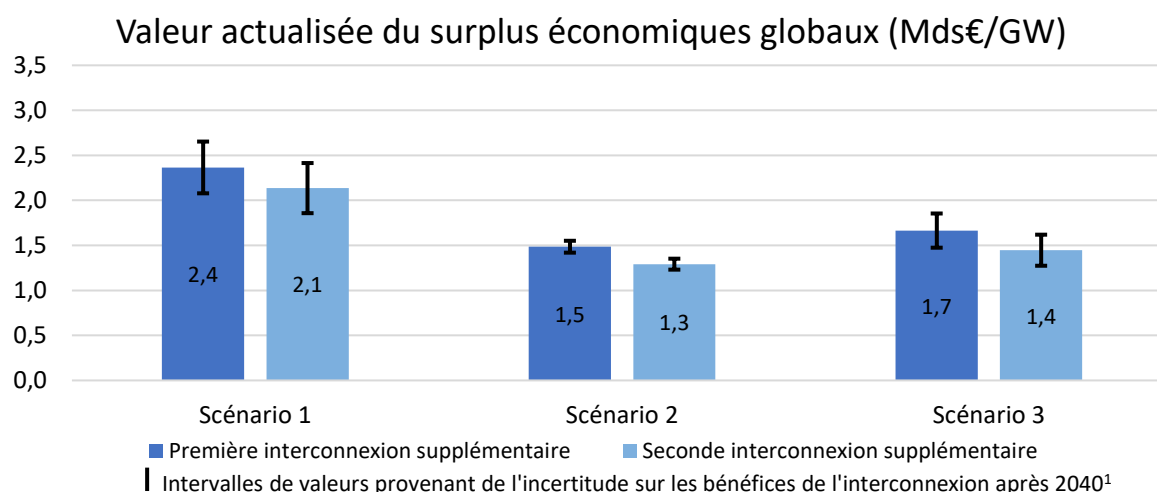


Figure 40 - Valeur actualisée des bénéfices attendus des projets d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne en prenant en compte une disponibilité moyenne de 95%

Analyses de sensibilité

Afin d'évaluer la robustesse de ces résultats face à plusieurs aléas, huit analyses de sensibilité ont été modélisées. Toutes les analyses de sensibilité ont été construites à la marge du scénario 2. Les hypothèses des huit analyses de sensibilité sont explicitées en section 1.3.

La Figure 41 illustre les variations de surplus économiques globaux générés par le premier projet d'interconnexion en 2030 et 2040. Parmi les huit analyses de sensibilités, trois ont un impact notable à la baisse sur les bénéfices économiques globaux engendrés par l'interconnexion :

- | **Un prix du gaz bas** : l'interconnexion tire une partie importante de sa valeur du fait qu'elle permet de remplacer de la production d'électricité à partir de gaz d'un côté de l'interconnexion par de la production renouvelable ou nucléaire de l'autre côté de l'interconnexion. Réduire le prix du gaz revient à réduire le coût de production de l'électricité à partir de gaz, et donc réduire l'économie permise par la substitution de production électrique thermique non-nucléaire par du nucléaire ou des renouvelables.
- | **Un fort développement des capacités d'interconnexion entre la Grande-Bretagne et le reste de l'Europe continentale** : l'interconnexion France-Grande-Bretagne se trouve alors plus fortement concurrencée par d'autres interconnexions. En particulier, les autres

interconnexions permettent déjà de valoriser une partie du surplus éolien britannique sur le continent européen, réduisant ainsi le surplus éolien britannique valorisable par l'interconnexion France-Grande-Bretagne, et donc les bénéfices qu'elle apporte.

- Des capacités éoliennes en Grande-Bretagne inférieures aux niveaux prévus : l'interconnexion tire une partie importante de sa valeur du fait qu'elle permet de valoriser sur le continent européen le surplus de production éolienne britannique, qui serait autrement écrêté. Si les capacités éoliennes britanniques n'atteignent pas les niveaux escomptés, par exemple à cause d'une diminution du rythme de construction de parcs (BBC, 2023) ou de retards de raccordement de parcs au réseau britannique (Financial Times, 2023), le surplus éolien valorisable par l'interconnexion sera plus faible, et les bénéfices de l'interconnexion seront donc également plus faibles.

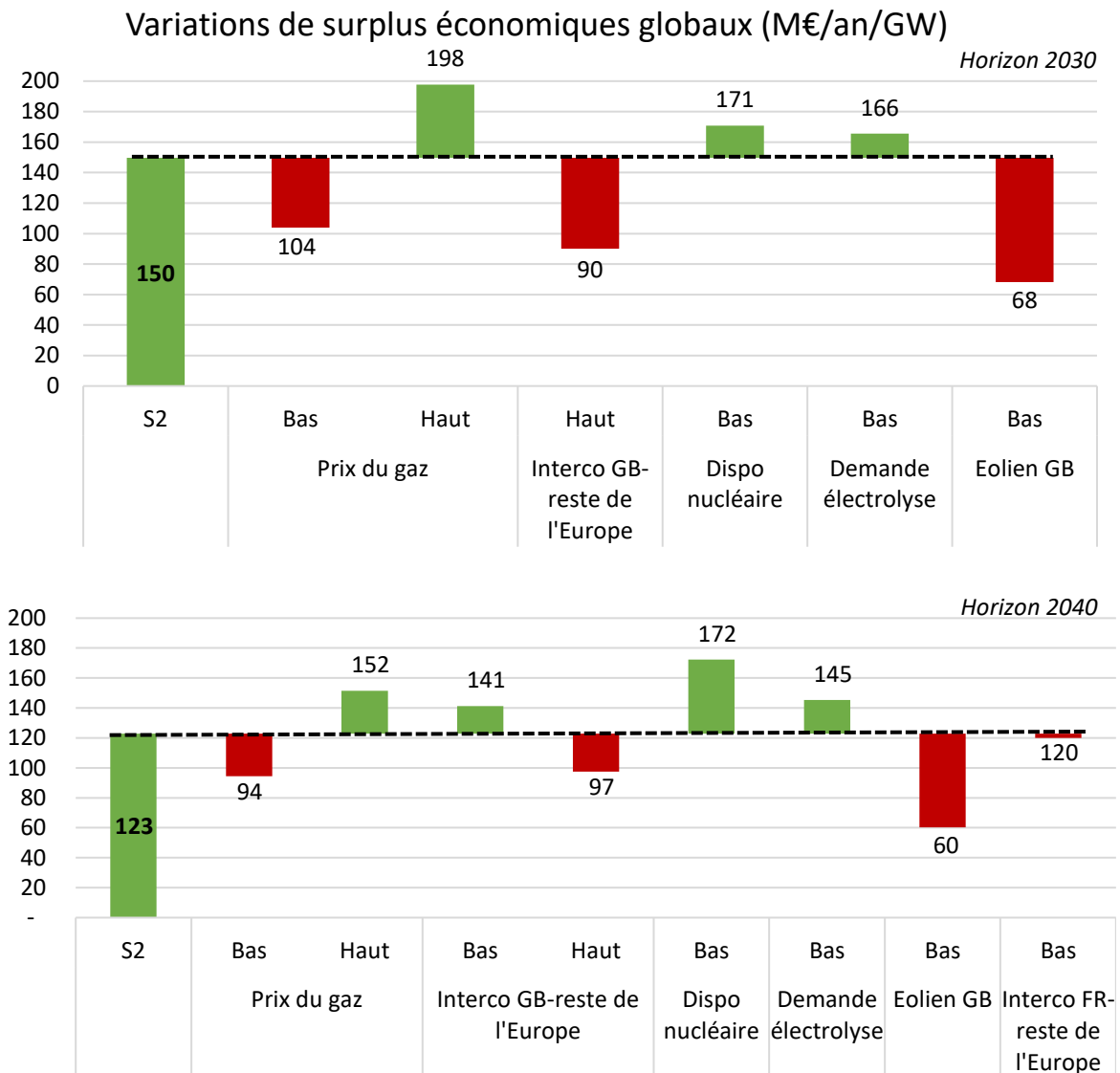


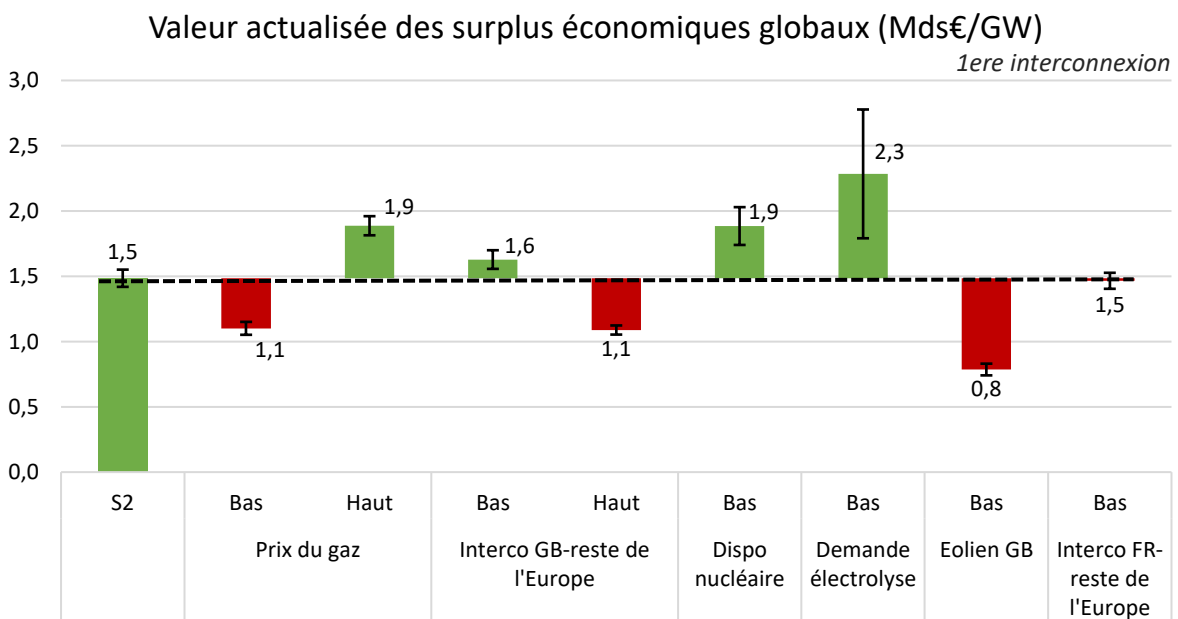
Figure 41 - Variations des surplus économiques globaux dans les analyses de sensibilité pour l'ajout du premier projet d'interconnexion

A l'horizon 2050, le facteur le plus déterminant pour la valeur ajoutée d'une interconnexion est la présence ou non de production éolienne écrêtée au Royaume-Uni, qu'une nouvelle interconnexion permettrait de valoriser. Ce facteur varie fortement entre les scénarios 1 à 3 : il est important dans les scénarios 1 et 3 mais faible dans le scénario 2, ce qui explique que l'interconnexion ait une valeur plus faible que dans les autres scénarios.

Les sensibilités sont effectuées à la marge du scénario 2. Par conséquent, la sensibilité basse sur le niveau d'éolien au Royaume-Uni n'a pas d'impact sur l'écrêtement éolien, car ce dernier est déjà nul. Cette sensibilité a un faible impact sur les variations de surplus économiques globaux permis par l'ajout de projets d'interconnexion à l'horizon 2050.

A l'inverse, la sensibilité portant sur les électrolyseurs a un très fort impact sur le résultat, car, en réduisant la demande d'électricité et la flexibilité de cette dernière, elle fait apparaître des surplus de production éolienne écrêtés, que l'interconnexion permet de valoriser.

La Figure 42 illustre la valeur actualisée des bénéfices attendus sur l'intégralité de la durée d'actualisation du premier et second projet d'interconnexion, pour le scénario 2 et l'ensemble des analyses de sensibilité. L'analyse de sensibilité ayant le plus fort impact sur la valeur actualisée des bénéfices de l'interconnexion est celle portant sur le niveau de développement de l'éolien en Grande-Bretagne. Dans ce scénario, la valeur de l'interconnexion est de 786 M€/GW pour le premier projet et 659 M€/GW pour le second projet. Ces valeurs sont inférieures à la moitié de la valeur observée dans le scénario 2.



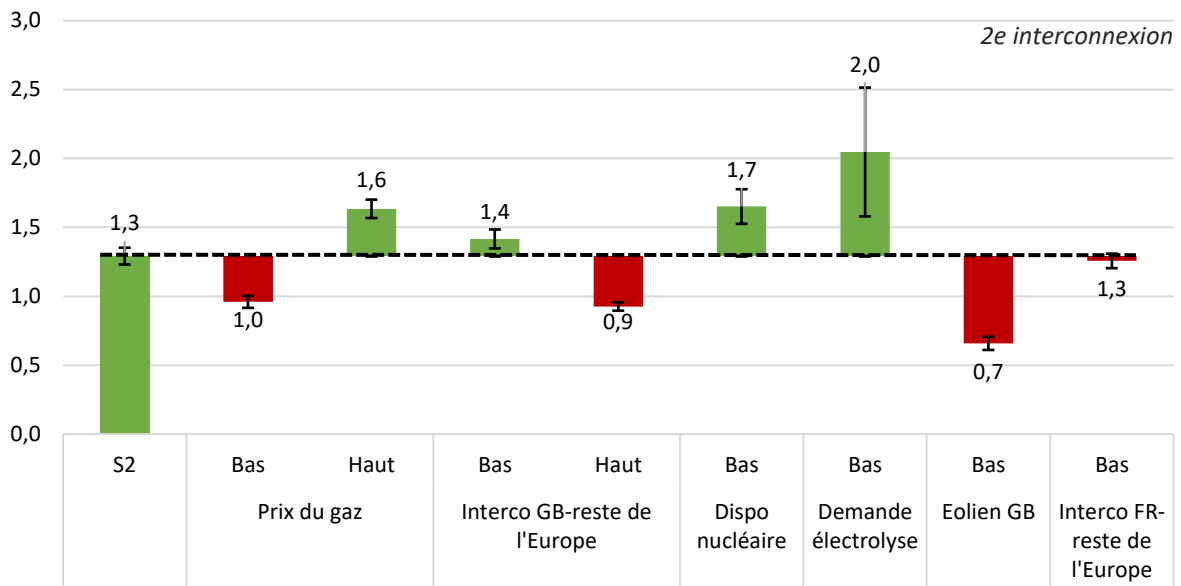


Figure 42 - Valeurs actualisées des bénéfices du premier et second projet d'interconnexion sur l'intégralité de leurs durées d'actualisation dans les analyses de sensibilité en prenant en compte une disponibilité moyenne de 95%

2.1.5 Les bénéfices de l'interconnexion sont répartis inégalement entre les pays

La Figure 43 illustre la répartition des bénéfices économiques entre les différentes zones géographiques (« Reste » représentant l'agrégation des 34 autres zones du modèle). Pour chaque interconnexion, les rentes de congestion ont été partagées de manière égale entre les deux pays interconnectés.

Dans la majorité des scénarios, le projet d'interconnexion bénéficie majoritairement à la Grande-Bretagne, grâce à la valorisation du surplus de production éolienne britannique. Les impacts pour la France restent positifs dans la majorité des simulations, sauf dans le scénario 3 à l'horizon 2040. La baisse du surplus économique en France dans le scénario 3 à l'horizon 2040 s'explique par baisse significative des prix de l'électricité en Europe continentale, ce qui réduit la valorisation des exports de la France vers le reste de l'Europe continentale.

Variations de surplus économiques (M€/an)

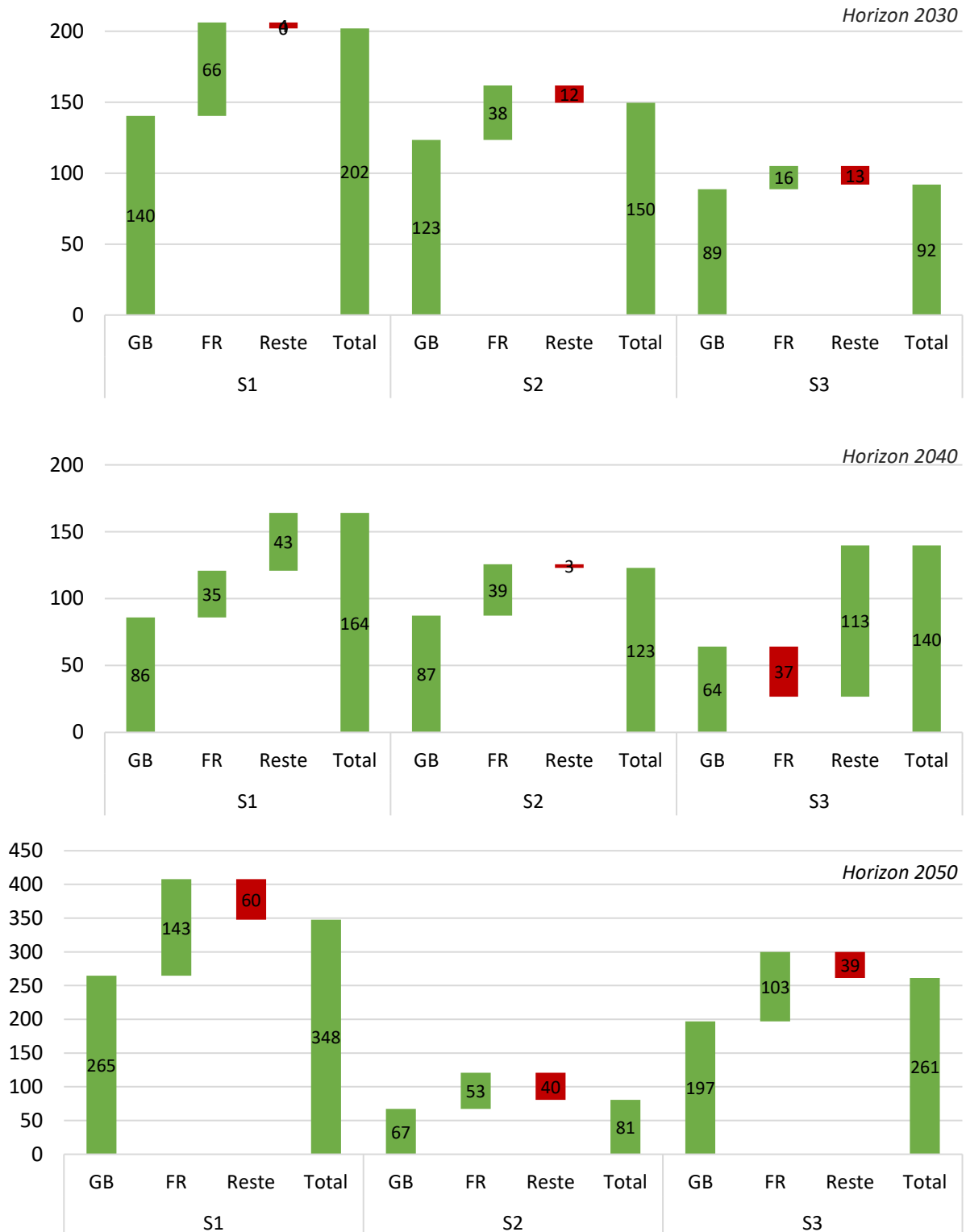


Figure 43 - Variations de surplus économiques globaux par zone géographique, pour l'ajout du premier projet d'interconnexion

En cas de mise en place d'une seconde interconnexion, la tendance reste la même avec une majorité des bénéfices captés par la Grande-Bretagne, excepté dans le scénario 2 à l'horizon 2050. Les impacts pour la France restent globalement positifs, sauf dans le scénario 1 à l'horizon 2040.



Figure 44 – Variations de surplus économiques globaux par zone géographique, pour l'ajout du second projet d'interconnexion

Dans l'analyse de sensibilité portant sur une faible disponibilité du nucléaire en France et en Grande-Bretagne, l'ajout du premier projet d'interconnexion profite majoritairement à la Grande-Bretagne, et détériore le surplus économique global du reste de l'Europe (hors France). Dans l'analyse de sensibilité portant sur un faible développement de l'électrolyse, les gains de surplus économiques permis par l'ajout du premier projet d'interconnexion supplémentaire sont toujours majoritairement captés par la Grande-Bretagne. En revanche, dans ce scénario, l'augmentation de la capacité d'interconnexion ne dessert plus le reste de l'Europe, contrairement au scénario 2. A l'horizon 2040, dans cette analyse de sensibilité, l'augmentation de la capacité d'interconnexion permet notamment d'augmenter le surplus économique global de 55 M€/an pour le reste de l'Europe (voir Figure 45).

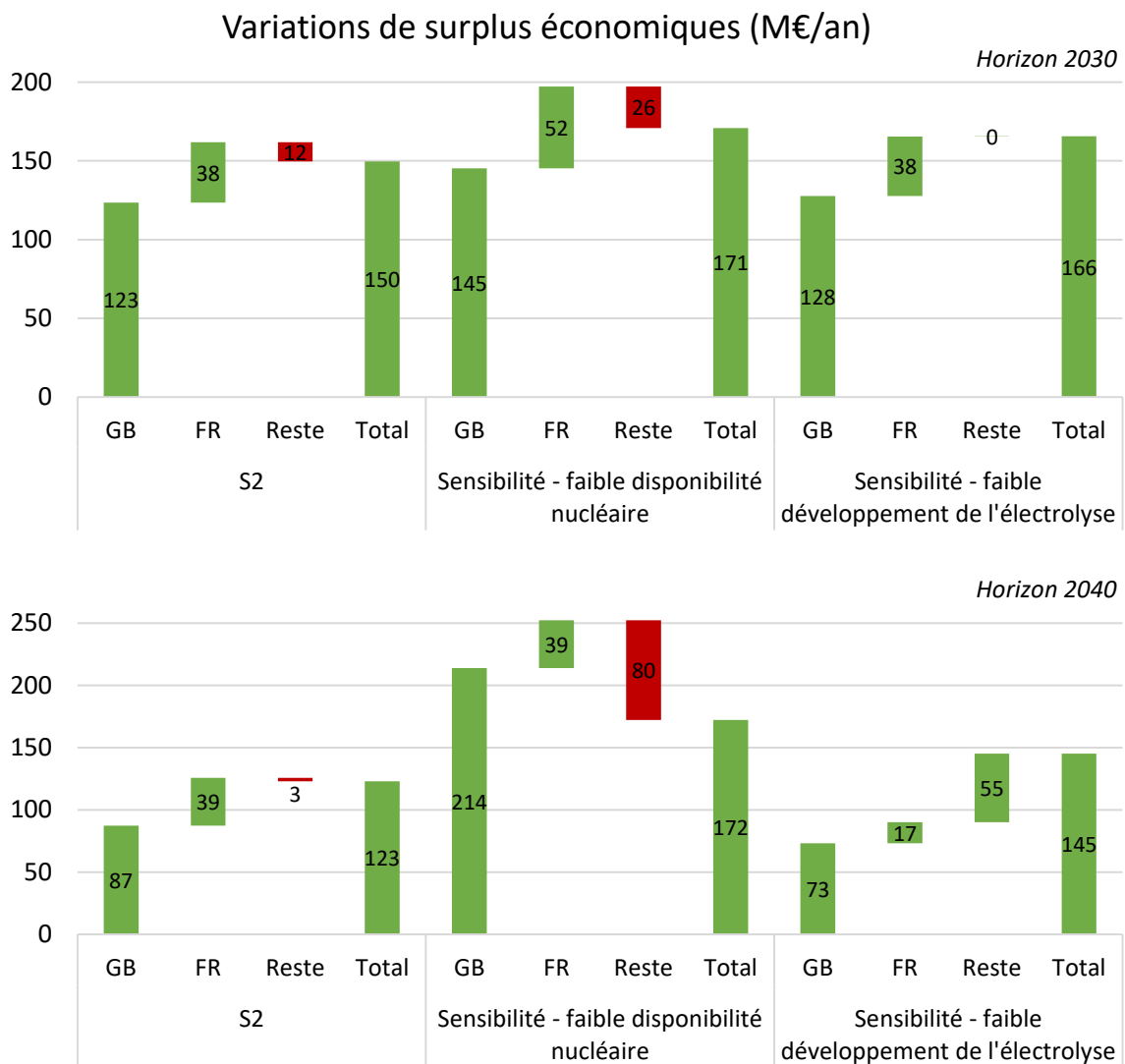


Figure 45 - Variations de surplus économiques globaux par zone géographique, pour l'ajout du premier projet d'interconnexion, dans les analyses de sensibilité portant sur une faible disponibilité du nucléaire et un faible développement de l'électrolyse

2.2 Valeur capacitaire de l'interconnexion

En plus des bénéfices en termes de valeur d'arbitrage évalués ci-dessus, les interconnexions peuvent également avoir une valeur capacitaire. En effet, lors des heures les plus critiques pour le système électrique d'un pays, l'interconnexion peut permettre d'importer de l'électricité et contribuer à couvrir la pointe. En d'autres termes, elles peuvent améliorer la sécurité d'approvisionnement des pays qu'elles permettent de raccorder.

Néanmoins, les interconnexions ne contribuent pas nécessairement à la pointe de demande d'électricité à hauteur de leur pleine puissance. En effet, l'usage à pleine puissance d'une interconnexion lors de la pointe dans un pays requiert que des capacités de production soient disponibles en quantités suffisantes dans le second pays interconnecté, et que ces capacités soient moins chères que le moyen de production marginal du premier pays. Dans cette étude, la contribution effective de l'interconnexion France-Grande-Bretagne à la pointe de demande d'électricité a donc été calculée pour des flux d'import transitant vers la France et la Grande-Bretagne, afin de mesurer la contribution de l'interconnexion à la sécurité d'approvisionnement pour chaque pays.

Méthode de calcul de la contribution effective de l'interconnexion à la pointe de demande

L'indicateur clé étudié pour analyser la valeur capacitaire de l'interconnexion pour un pays donné est le taux d'utilisation de l'interconnexion à l'import vers ce pays lors des heures les plus critiques pour son système électrique.

Les heures les plus critiques pour le système électrique d'un pays sont déterminées comme **les heures de plus forte demande nette**. La demande nette désigne la **différence entre la demande électrique et les productions d'électricité fatales** (c'est-à-dire qu'on ne peut pas piloter – essentiellement l'éolien, le solaire et l'hydraulique au fil de l'eau). Dans cette étude, le nombre d'heures les plus critiques à considérer dans le calcul a été fixé à 250 heures par an, en s'inspirant des règles du mécanisme de capacité français².

Par ailleurs, afin de considérer uniquement la **valeur capacitaire marginale de l'incrément de capacité d'interconnexion** (et non la valeur capacitaire moyenne de l'intégralité des interconnexions France-Grande-Bretagne), le taux d'utilisation a uniquement été calculé sur la dernière tranche d'interconnexion.

² Les règles du mécanisme de capacité français définissent des périodes de l'année (appelés jours PP1 et PP2) sur lesquels sont calculés les obligations de capacité. Ces périodes peuvent atteindre 25 jours sur l'année. Sur ces jours, les calculs d'obligation de capacité sont effectués sur les plages [7h ; 15h] et [18h ; 20h], soit 10 heures par jour. Au total sur l'année, le calcul des obligations de capacités s'effectue donc sur des périodes allant jusqu'à 250 heures par an.

Pour le premier projet d'interconnexion (d'une capacité supposée de 1,4 GW), le taux d'utilisation à la pointe du point de vue de la France se calcule donc, à partir de la simulation avec un niveau d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne à 5,4 GW, de la manière suivante :

$$\text{Taux d'utilisation}_{FR, 1\text{ère interco}} = \frac{\sum_{250 \text{ h de plus forte}} \max(\text{flux}_{GB \rightarrow FR}(t) - 4 \text{ GW}, 0)}{\text{demande nette en FR}} = \frac{\sum_{250 \text{ h de plus forte}} \max(\text{flux}_{GB \rightarrow FR}(t) - 4 \text{ GW}, 0)}{1,4 \text{ GW} * 250 \text{ heures}}$$

Pour le second projet d'interconnexion (d'une capacité supposée de 1,2 GW), le taux d'utilisation à la pointe du point de vue de la France se calcule donc, à partir de la simulation avec un niveau d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne à 6,6 GW, de la manière suivante :

$$\text{Taux d'utilisation}_{FR, 2\text{e interco}} = \frac{\sum_{250 \text{ h de plus forte}} \max(\text{flux}_{GB \rightarrow FR}(t) - 5,4 \text{ GW}, 0)}{\text{demande nette en FR}} = \frac{\sum_{250 \text{ h de plus forte}} \max(\text{flux}_{GB \rightarrow FR}(t) - 5,4 \text{ GW}, 0)}{1,2 \text{ GW} * 250 \text{ heures}}$$

Les taux d'utilisation à la pointe de demande ont également été calculés du point de vue de la Grande-Bretagne. Les deux différences dans ce cas sont que les heures considérées pour le calcul sont les 250 heures de plus forte demande nette en Grande-Bretagne (qui ne sont pas nécessairement les mêmes heures qu'en France), et que le flux de l'interconnexion considéré est le flux dans le sens France vers Grande-Bretagne.

La Figure 46 illustre la valeur capacitaire de l'interconnexion du point de vue français. En moyenne sur les trois scénarios, la première interconnexion supplémentaire avec la Grande-Bretagne contribue à répondre à la pointe de demande d'électricité à hauteur de 58% de sa capacité maximale en 2030 (et 51% pour le second projet d'interconnexion). En 2040, la contribution de la première interconnexion supplémentaire avec la Grande-Bretagne varie entre 55% et 76% de sa capacité maximale.

Taux d'utilisation à la pointe pour la France

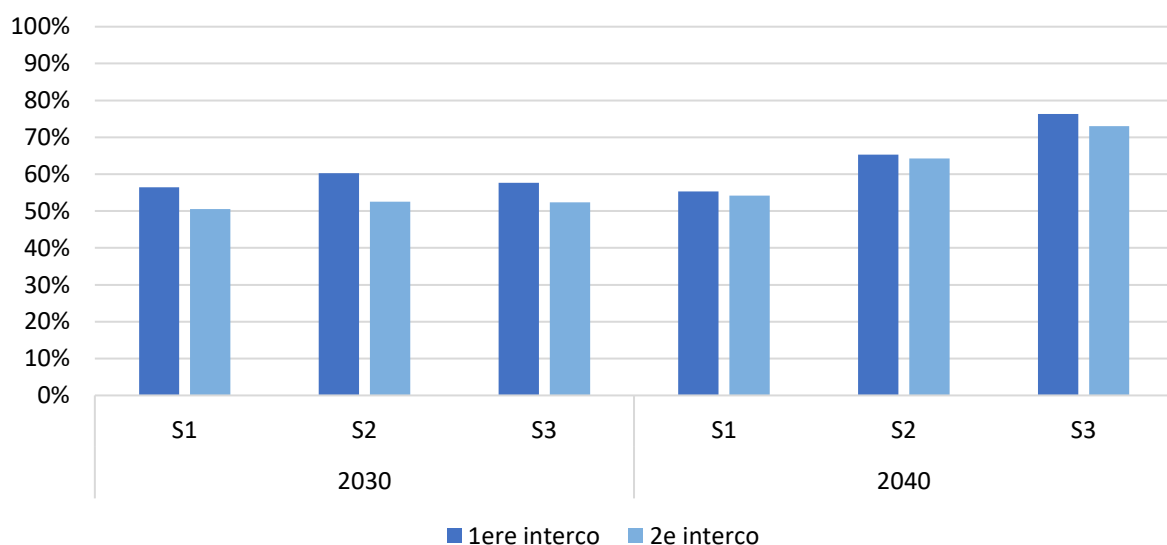


Figure 46 - Taux d'utilisation moyen de l'interconnexion supplémentaire dans le sens Grande-Bretagne vers France, lors des 250 heures de plus forte demande nette en France

La Figure 47 illustre la valeur capacitaire de l'interconnexion du point de vue britannique. En 2030, la valeur capacitaire des interconnexions supplémentaires du point de vue britannique est inférieure à la valeur capacitaire du point de vue français. En effet, en moyenne, la première interconnexion supplémentaire avec la France ne contribue à répondre à la pointe de demande nette d'électricité britannique qu'à hauteur de 14% de sa capacité maximale. Ceci s'explique par la structure surcapacitaire du mix de production anglais.

En 2040, la valeur capacitaire de l'interconnexion du point de vue britannique varie fortement entre les scénarios. Elle est élevée dans les scénarios 1 et 2, mais faible dans le scénario 3 (scénario de retard dans le développement des capacités renouvelables et de prolongation des capacités de production thermiques fossiles).

Taux d'utilisation à la pointe pour la Grande-Bretagne

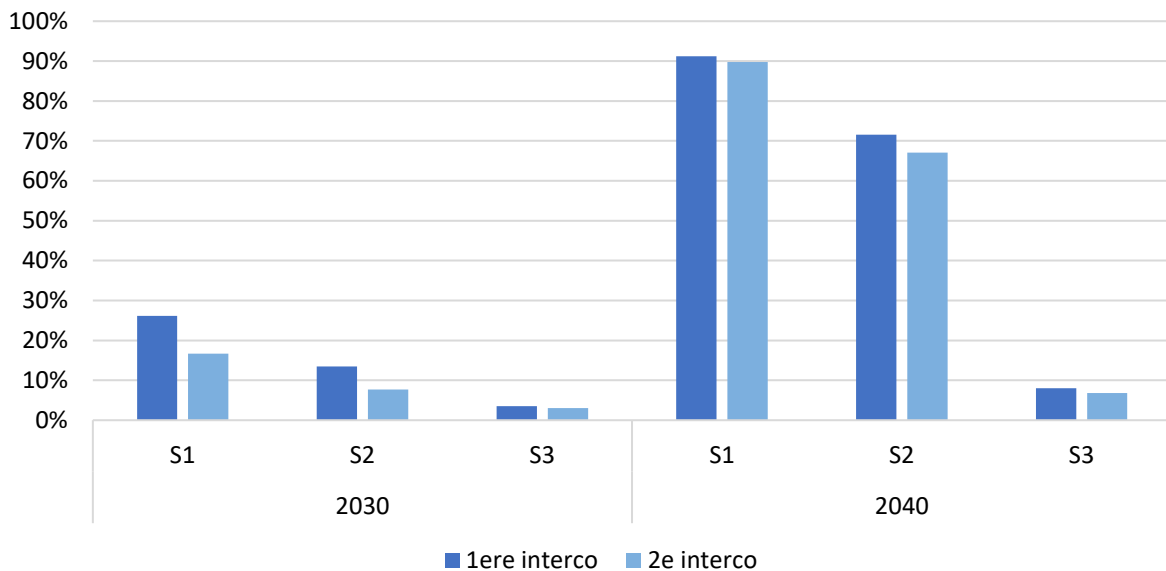


Figure 47 - Taux d'utilisation moyen de l'interconnexion supplémentaire dans le sens France vers Grande-Bretagne, lors des 250 heures de plus forte demande nette en Grande-Bretagne

3 Risques associés aux projets d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne

La décision d'accroître la capacité d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne ne peut se prendre qu'à la seule lumière des analyses technico-économiques précédemment décrites. Une attention particulière doit également être accordée aux risques inhérents aux phases de planification, de construction et d'exploitation des interconnexions. Dans cette partie, différents points d'analyse relatifs aux incertitudes techniques et financières des projets d'interconnexion sont traités afin de mieux appréhender les circonstances susceptibles de dégrader la valeur de tels projets d'interconnexion pour la collectivité.

L'objectif de l'analyse présentée dans cette section est de caractériser le niveau de risque associé à chacun de ces enjeux et de déterminer si la considération de ces risques peut avoir un impact sur l'analyse de la pertinence du développement de projets d'interconnexion additionnels entre la France et la Grande-Bretagne.

Les risques considérés et analysés dans cette section sont :

- **Les risques technologiques**, liés à la maturité industrielle des technologies d'interconnexion envisagées.
- **Les risques d'approvisionnement**, concernant les composants nécessaires à la construction des interconnexions.
- **Les risques d'acceptabilité sociale et politique** de projets d'interconnexion, pouvant éventuellement conduire à un retard voire une annulation desdits projets.
- **Les risques liés à une exploitation sous-optimale des interconnexions**, en particulier depuis le découplage des marchés électriques survenu en conséquence du Brexit.
- **Les risques d'indisponibilité des interconnexions.**
- **Les risques liés aux congestions des réseaux internes.**

L'analyse de ces risques a été réalisée sur la base d'une revue de littérature et d'entretiens avec les experts d'Artelys intervenant régulièrement sur ces thèmes. Les documents publiés à propos des trois projets d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne actuellement à l'étude ont notamment été analysés. Ces projets sont :

- **Le projet d'interconnexion GridLink** d'une capacité de 1,4 GW (ENTSO-E, 2023).
- **Le projet d'interconnexion AQUIND** d'une capacité de 2*1 GW (ENTSO-E, 2023).
- **Le projet d'interconnexion France-Alderney-Britain (FAB)** d'une capacité de 1,25 GW (ENTSO-E, 2023).

3.1 Risques amonts dans le développement des interconnexions

3.1.1 Des risques technologiques faibles

Les risques technologiques regroupent l'ensemble des enjeux liés à la maturité industrielle des technologies d'interconnexion envisagées. Ils englobent aussi bien **les problématiques de maturité technologique des composants** (câbles, convertisseurs, ...) **que de travaux de construction** (pose des câbles, construction des stations de conversion, ...). Ces risques sont jugés faibles pour les projets d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne. Ce type d'infrastructures étant largement déployé dans la Manche, l'ensemble des technologies, de la fabrication des composants individuels à la construction de la ligne, est maîtrisé.

Le risque de maturité technologique

L'ensemble des projets mentionnés précédemment prévoient d'employer des technologies largement utilisées dans les interconnexions électriques déjà en service entre la France et la Grande-Bretagne. Ils sont tous composés de deux stations de conversion, de câbles terrestres haute tension en courant continu (CCHT) et de câbles maritimes haute tension en courant continu. Leur longueur est inférieure à celle de l'interconnexion IFA2 (voir Tableau 3), en service depuis janvier 2021 (NationalGrid, 2021). Les convertisseurs sont des convertisseurs à source de tension (VSC), technologie relativement récente (moins de 20 ans) mais bien maîtrisée (GridLink Interconnector Limited, 2020). Enfin, GridLink propose d'utiliser des câbles maritimes fonctionnant avec une tension de 525 kV. Bien que cette technologie soit plus récente que les câbles de 320 kV, elle est déjà employée pour l'interconnexion North Sea Link (OFGEM, 2016), en service depuis 2021, et envisagée pour NeuConnect (Prysmian Group, 2022), projet en cours d'autorisation. **Le risque lié à la maturité technologique est donc évalué comme étant faible.**

| | Interconnexions existantes | | | Projets d'interconnexion | | |
|---|----------------------------|-------|--|--------------------------|-----------|----------|
| | IFA2000 | IFA2 | ElecLink | GridLink | AQUIND | FAB Link |
| Date de mise en service | 1986 | 2021 | 2022 | 2025 | 2026 | 2030 |
| Puissance (en MW) | 2 * 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 400 | 2 * 1 000 | 1 250 |
| Longueur câbles sous-marins CCHT (en km) | 45 | 200 | 0 | 140 | 182 | 170 |
| Longueur câbles terrestres CCHT (en km) | 25 | 25 | 69 <i>(dont 51km dans le tunnel sous la Manche)</i> | 13,5 | 56 | 40 |
| Tension (en kV) | 270 | 320 | 320 | 525 | 320 | 320 |

| | | | | | | |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Type de convertisseur (VSC = Convertisseur à source de tension LLC = Convertisseur commuté en ligne) | LCC | VSC | VSC | VSC | VSC | VSC |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|

Tableau 3 - Caractéristiques techniques des interconnexions électriques franco-britannique, en service ou en projet

Sources : IFA2000 (RTE, s.d.) et (GridLink Interconnector Limited, 2020), IFA2 (Prysmian Group, 2023) et (RTE, 2023), ElecLink (GetLink Group, 2019), GridLink (ENTSO-E, 2023) et (GridLink Interconnector, 2021), AQUIND (ENTSO-E, 2023), FAB Link (ENTSO-E, 2023) et (FAB Link, 2018) et (FAB Link Ltd, 2016)

Les risques de construction de la ligne

Focus sur les interconnexions hybrides

Dans un contexte de fort développement de capacités de production éolienne en mer et des interconnexions électriques, un nouveau type d'interconnexion se développe : les interconnexions hybrides, reliées simultanément à plusieurs pays et parcs éoliens en mer. Les interconnexions servent d'un double objectif : acheminer l'énergie éolienne vers les côtes et permettre des flux d'électricité entre zones de marché.

Plusieurs projets de ce type entre la Grande-Bretagne et l'Europe continentale sont actuellement à l'étude, notamment :

- **Nautilus** reliant la Grande-Bretagne et la Belgique, prévu pour 2029 (ENTSO-E, 2023). Initialement pensé pour être une interconnexion électrique classique, **Nautilus** est devenu, en cours de conception, une interconnexion hybride (ACER, 2021).
- **LionLink** reliant la Grande-Bretagne et les Pays-Bas, prévu pour 2030 (ENTSO-E, 2023).
- **TritonLink** reliant le Danemark et les Pays-Bas, prévu pour 2031 (ENTSO-E, 2023).

Si aucun projet d'interconnexion hybride n'est actuellement envisagé entre la France et la Grande-Bretagne, cette technologie a été évoquée en 2015 pour le projet FAB Link, avant d'être écartée en 2017 pour des raisons de contraintes techniques (RTE).

Le premier interconnecteur hybride européen (projet **Kriegers Flak – Combined Grid Solution**) a été inauguré en octobre 2020 en mer Baltique. Il relie l'Allemagne et le Danemark. La mise en place de ce projet a nécessité le développement de technologies innovantes, notamment d'un Master Controller for Interconnector Operation (MOI), unité de contrôle numérique, harmonisant la production d'électricité en mer et les exigences du marché. De plus, les réseaux de transport est-danois et allemands n'étant pas synchrones, une station de conversion composée de deux convertisseurs (AC-DC-AC) a été placée dans le poste électrique de Bentwisch, assurant le transfert d'énergie entre les deux zones (Russel, 2020).

Si des projets d'interconnexions hybrides devaient voir le jour entre la France et la Grande-Bretagne, la présente analyse de risques devrait être revue, et prendre en compte les risques associés à la structure des zones de marché offshores (en raison de la sortie de la Grande-Bretagne du marché unique européen).

Les risques associés à la construction des interconnexions entre la France et la Grande-Bretagne sont également jugés faibles, en raison de la faible profondeur et de la nature des fonds marins.

Les itinéraires maritimes retenus peuvent requérir des méthodes de protection des câbles et de traitement préalable des sols. Ces techniques sont globalement maîtrisées même si pas toujours suffisantes : un bateau à la dérive a par exemple arraché le câble IFA 2000 lors d'une forte tempête en novembre 2016 (RTE, 2020).

La protection des câbles dépend principalement de la nature des fonds marins. Quand le sol le permet (dans un sol meuble) l'ensouillage est privilégié. Dans les zones rocheuses ou caillouteuses, pour éviter toute croche, les câbles sont protégés par enrochement (GridLink (GridLink Interconnector Ltd, 2021)) ou par coquille (FAB Link (RTE, 2016)). En cas de croisement avec d'autres câbles, une protection avec des matelas de béton est nécessaire.

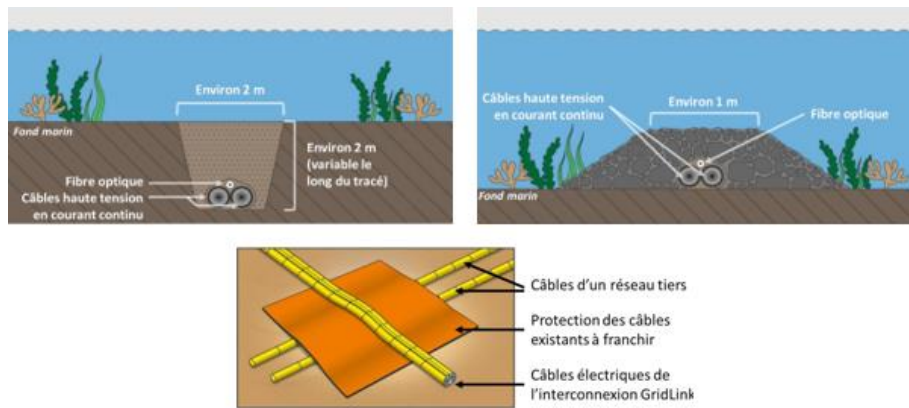


Figure 48 - Techniques de protection envisagées dans le cadre de l'interconnexion GridLink (en haut à gauche l'ensouillage, à droite l'enrochement et en bas un matelas de béton)

Source des illustrations : (GridLink Interconnector Ltd, 2021)

Les projets d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne mentionnent également l'existence de contraintes techniques lors du traitement préalable des sols. Le traitement préalable des sols consiste à retirer les principaux obstacles sur le tracé. Une étape de pré-balayage des dunes sous-marines est également nécessaire pour ensouiller le câble dans une portion de sédiments non mobiles, réduisant le risque que le câble soit découvert lors d'un mouvement de sable ((GridLink Interconnector Ltd, 2021), (AQUIND Ltd)).

3.1.2 Risques d'approvisionnement : peu de risques de pénurie, mais des coûts en forte augmentation

Face au fort développement des énergies renouvelables et des interconnexions électriques, l'approvisionnement de certains composants devient un enjeu important. **Si le risque de pénurie des principaux composants nécessaires aux interconnexions est jugé faible à l'horizon 2030, l'impact de la demande croissante se ressent dès à présent sur le coût des projets.**

Les risques de pénurie

Le risque de pénurie, évalué comme étant faible à court terme, concerne l'intégralité de la chaîne d'approvisionnement : matières premières, matériaux transformés et produits manufacturés.

L'aluminium et le cuivre, principales matières premières pour la fabrication des câbles (aussi bien à courant alternatif qu'à courant continu), ne présentent pas de risque de pénurie identifié à court terme. Les réserves à consommation constante sont importantes : 40 ans pour le cuivre et 80 ans pour la bauxite dont est issu l'aluminium (Commissariat général au développement durable, 2020). La consommation de ces matériaux est néanmoins appelée à augmenter fortement à moyen-terme pour assurer le développement d'infrastructures de transmission d'électricité (à terre comme en mer) et garantir le raccordement de parcs de production renouvelable (BloombergNEF, 2023). En outre, le magnésium et le silicium font partie des matériaux critiques identifiés par l'Union européenne (Commission européenne, 2020) notamment en raison de la dépendance européenne aux importations : 100% du magnésium et 63% du silicium sont importés (Commission européenne, 2020), et de la forte croissance de la demande prévue pour ces matériaux, en raison de la transition énergétique. Par exemple, selon le « Scénario d'Engagements Annoncés » de l'IEA, la demande en silicium devrait doubler d'ici 2030 (IEA, 2022).

En ce qui concerne les matériaux transformés, il existe un risque que la production européenne d'acier électrique à grains orientés à haute perméabilité, utilisé dans les transformateurs, ne puisse satisfaire la demande à court terme. Les principaux fabricants européens sont *ThyssenKrupp Electrical Steel* (DE), *Orb Electrical Steels* (UK), *ArcelorMittal Frydek Mistek* (CZ) et *Stalprodukt* (PL) (Trinomics, 2021).

Enfin, un risque d'approvisionnement en produits manufacturés existe, s'exprimant par une saturation des unités de production. Les convertisseurs ont une production concentrée, notamment au Danemark, en Chine et aux Etats-Unis. L'Europe comptant quelques acteurs importants avec *Siemens* ou *ABB*, aucune saturation industrielle n'a été identifiée en 2018. Toutefois, la Chine est leader dans le développement des convertisseurs pour les interconnexions hybrides mentionnées précédemment (Trinomics, 2021).

Quant aux câbles CCHT, les principaux fabricants sont *Prysmian* (IT), *General Cable* (USA) et *Nexans* (FR). La capacité de production des producteurs européens devrait être suffisante pour les projets considérés par le TYNDP 2018 (Trinomics, 2021). Toutefois, l'industrie des câbles est déjà tendue et a ralenti certains projets. Par exemple, pour le projet NeuConnect, seules trois entreprises ont répondu aux quatre lots de l'appel d'offres portant sur la fabrication des câbles (dont une offre jugée irrecevable car ne permettant pas de respecter les délais). Ainsi, NeuConnect, qui espérait pouvoir faire fabriquer ses câbles simultanément dans quatre usines, s'est retrouvé face à l'obligation de les faire fabriquer par seulement deux entreprises, provoquant des retards (OFGEM, 2022).

Cas particulier de l'interconnexion entre le Royaume-Uni et le Maroc

Un projet ambitieux d'interconnexion entre le Royaume-Uni et le Maroc est actuellement à l'étude. Il prévoit de relier les deux pays par deux câbles sous-marins de 3 800 km pour une puissance totale d'échange de 3,6 GW. Les capacités de production de câbles étant insuffisantes pour répondre à une telle demande, le groupe Xlinks en charge du projet a créé une filiale dédiée à la fabrication des câbles. La production devrait commencer en 2025 (XLCC, 2022).

Si de nombreux projets de cet acabit continuent à se développer, la chaîne d'approvisionnement en câbles devrait se tendre davantage.

Les coûts des interconnexions en forte augmentation

Si les risques de rupture d'approvisionnement (pénurie) sont jugés faibles, les coûts des composants des interconnexions sont en revanche en forte augmentation. Par exemple, le budget de l'interconnexion Celtic entre la France et l'Irlande a augmenté de 530,7 millions d'euros en réaction aux résultats de l'appel d'offre sur son approvisionnement en fournitures. Il atteint désormais 1 482 millions d'euros (CRE, 2022). Le projet d'interconnexion Golfe de Gascogne entre la France et l'Espagne a également vu son coût augmenter, passant de 1 750 à 2 850 millions d'euros (CRE, 2023). **La forte augmentation des coûts présente un risque pour le développement des projets d'interconnexion.**

L'augmentation des coûts des projets d'interconnexion s'explique par l'augmentation des cours des matières premières, et la forte sollicitation des unités de production. Entre janvier 2021 et mars 2022, le prix du cuivre a augmenté de 34% alors qu'il avait augmenté de 2% en moyenne dans les années 2010. Sur la même période, le prix de l'aluminium a augmenté de 76% contre 1% dans les années 2010. Cette augmentation s'explique par une demande croissante, une limitation de l'offre et une perturbation des chaînes d'approvisionnement par le contexte géopolitique (AIE, 2022). De plus, la congestion progressive des sites industriels conduit à une augmentation des coûts de production des composants.

3.1.3 Un risque d'acceptabilité sociale et politique important

L'obtention des autorisations est une étape critique pour les projets d'interconnexion. Cette étape peut conduire à des modifications de tracés, entraînant des retards, voire à des annulations de projets. **Ce risque est important et s'est déjà matérialisé pour plusieurs projets d'interconnexion.**

Difficultés d'obtention des autorisations

La complexité des études et les enjeux sous-jacents aux projets retardent parfois l'obtention des autorisations. La durée moyenne d'obtention des autorisations pour les projets de transmission PCI est de 3,5 ans en 2022 (ACER, 2023), contre 3 ans en 2019 (ACER, 2020). Par ailleurs, l'obtention des

autorisations dépend du mode de fonctionnement des institutions publiques. Un changement des instances de décision peut donc entraîner des retards.

Opposition locale

Les **projets peuvent également être suspendus du fait d'oppositions locales**. Par exemple, le Secrétaire d'Etat Britannique Kwasi Kwarteng a refusé la demande d'autorisation du projet AQUIND sur la partie anglaise face à la pression des communautés locales (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2022). Ce refus a notamment été motivé par :

- les dommages des travaux sur les monuments protégés ;
- l'impact négatif sur le tourisme ;
- un manque de considération pour les autres alternatives ;
- le retard engendré sur des travaux de protection d'une zone exposée à la montée des eaux.

Le projet d'interconnexion Nord-Sud entre l'Irlande et le Royaume-Uni a également fait l'objet de plusieurs poursuites judiciaires, engendrant des retards importants (EirGrid, 2023). Par exemple, le groupe North East Pylon Pressure Campaign Ltd a fait appel à la décision d'octroiement du permis de construire du projet sur la partie irlandaise (Cour Suprême irlandaise, 2019).

Modification de tracé

Les contraintes socio-politiques peuvent également conduire à la modification du tracé des projets. De nouvelles études de faisabilité et d'impacts environnementaux sont alors nécessaires, **engendrant des retards**.

L'interconnexion Celtic entre la France et l'Irlande a par exemple été retardée après la relocalisation de la station de conversion irlandaise (ACER, 2021). Initialement envisagée à Kilquane (Eir Grid Group, 2020), elle est finalement placée en novembre 2020 à Ballyadam, sur la base des études de faisabilité et de l'expression des préférences des populations locales (EirGrid, 2023).

Relations internationales

Enfin, les échanges d'électricité étant des enjeux internationaux, des divergences politiques entre les pays peuvent affecter les interconnexions, durant leur phase de développement comme durant leur exploitation. Cela représente un risque élevé pour les interconnexions.

La sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne et donc du Single Day Ahead Market a entraîné un découplage des marchés de l'électricité entre la France et le Royaume-Uni. La désoptimisation des échanges a induit une diminution du surplus collectif quantifiée dans la Section 3.2.1.

Plus récemment, deux projets d'interconnexion entre la Norvège et le Royaume-Uni (dont l'un déjà en service) ont été contraints par la politique énergétique norvégienne : la capacité de l'interconnecteur North Sea Link (en service depuis 2021) a été réduite de 1 400 MW à 1 100 MW (Stattnet, 2023) et le projet North Connect (initialement prévu en service à partir de 2027 (ENTSO-E, 2022)) s'est vu refusé les autorisations nécessaires sur la partie norvégienne.

Ces décisions s'inscrivent dans un mécanisme de contrôle des réservoirs hydrauliques, dont le but est de sécuriser davantage l'approvisionnement électrique du pays. Ces nouvelles mesures étendent le pouvoir de l'Etat norvégien qui n'était jusqu'à présent autorisé à piloter les réservoirs qu'en cas de rationnement (Ministère Norvégien du Pétrole et de l'Energie, 2023). Le gouvernement norvégien souhaite que ces mesures soient mises en place avant l'hiver 2023/2024.

3.2 Risques avals dans le développement des interconnexions

L'exploitation des interconnexions présente également des risques qui peuvent affecter la rentabilité attendue des projets. Ils s'expriment sur trois niveaux : les risques liés à une exploitation sous-optimale des interconnexions, les risques d'indisponibilité des interconnexions et les risques de congestion des réseaux internes.

3.2.1 Des risques liés à une exploitation sous-optimale des interconnexions modérés

Désoptimisation des échanges franco-britanniques d'électricité

Avant le Brexit, à la fois la France et le Royaume-Uni faisaient partie du marché électrique européen et notamment du Single Day Ahead Coupling (SDAC). Dans ce cadre, tous les acteurs de marché soumettent leurs offres d'achat ou de vente sur différentes plateformes, qui collectent ensuite l'ensemble des offres afin d'optimiser le fonctionnement opérationnel des différentes unités de production, de stockage et de transmission. L'algorithme de couplage des marchés détermine un prix d'équilibre qui maximise le surplus collectif de la zone couplée, en prenant en compte les capacités des interconnexions. Les capacités d'échanges sont attribuées selon une modalité dite de couplage implicite.

En raison du Brexit, le Royaume-Uni est sorti du SDAC. Le niveau d'optimisation des flux entre la Grande-Bretagne et ses voisins européens s'est dès lors dégradé. **Les échanges d'électricité se font sous forme d'enchères explicites** : les participants achètent des capacités d'interconnexion pour échanger de l'électricité le lendemain. Ces achats se font quotidiennement avant le SDAC et sont donc fondés sur une prédiction des prix.

Un acteur peut alors faire une mauvaise prédiction sur le sens de différence des prix. Il peut vouloir importer de l'électricité du pays où l'électricité est la plus chère vers le pays où l'électricité est la moins chère. **Si le risque d'erreur est trop important,** les acteurs peuvent décider de ne pas acheter de capacités d'interconnexion. **Une partie des capacités de l'interconnexion peut ne pas trouver acheteur.** L'interconnexion est alors sous-exploitée, ce qui présente un manque à gagner pour le surplus économique global.

Ces phénomènes sont illustrés dans les graphes suivants. Dans le graphe de gauche, avant le découplage des marchés, les échanges vont systématiquement dans le sens de la différence des prix. Dans le graphe de droite au contraire, les points diffus représentent ces flux transverses et

exploitations sous-optimales de l'interconnexion. Les écarts traduisent des erreurs de prédiction des prix.

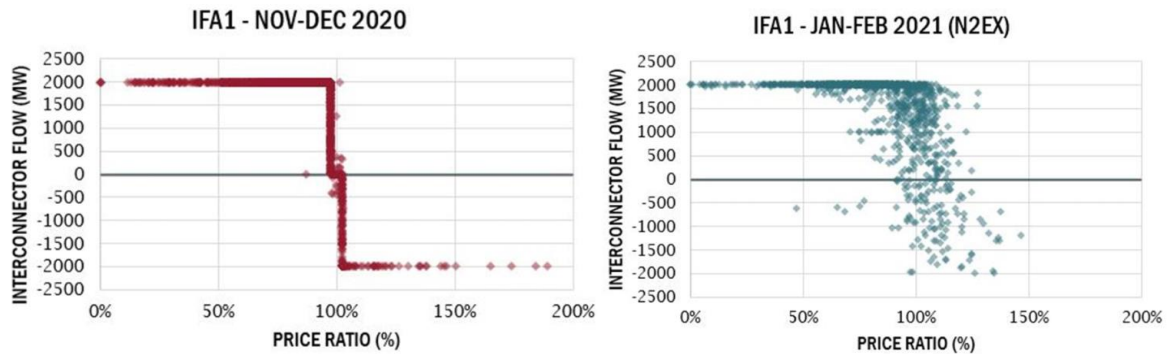


Figure 49 - Flux des capacités d'échange exploitées en fonction de la différence des prix

Source images : (Frontier Economics, 2021)

Depuis, l'Union européenne et la Grande-Bretagne travaillent activement sur la mise en place d'un système qui minimiserait l'impact du découplage des marchés : le Multi-Region Loose Volume Coupling (MRLVC).

Conséquences économiques de la désoptimisation des échanges

Le modèle construit dans Artelys Crystal Super Grid pour évaluer les bénéfices économiques de nouveaux projets d'interconnexion ne prend pas en compte la sous-optimalité des échanges d'électricité entre la Grande-Bretagne et ses voisins.

Néanmoins, d'autres études ont évalué les conséquences économiques de la désoptimisation des échanges. Les estimations des pertes économiques liées à la désoptimisation des échanges issues de ces études ne remettent pas en cause la rentabilité des projets.

Selon une analyse réalisée par Frontier Economics, la désoptimisation du Day Ahead Market a impliqué une valeur perdue dans les échanges estimée à 45 millions de livres Sterling pour l'ensemble des interconnexions du Royaume-Uni en 2021 (Frontier Economics, 2021), soit **7,5 millions de livres Sterling par GW d'interconnexion**. Ce résultat est une estimation obtenue à partir des observations des pertes induites sur l'interconnexion IFA 2000 lors des deux premiers mois de 2021.

Une autre étude, de Bowei GUO et David NEWBERY, estime le coût social du découplage des marchés électriques européens et britanniques sur l'interconnexion IFA 2000 à 15,6 millions d'euros par an (Guo & Newbery, 2021), **soit 7,7 M€/GW**. Ce résultat est obtenu ex ante, à l'aide de méthodes de prévision du différentiel de prix de l'électricité entre les deux pays. La confrontation ex post de ces prédictions aux échanges réellement observés sur le deuxième trimestre de 2021 ont montré que l'estimation du modèle était pessimiste par rapport aux pertes économiques réellement observées : sur le deuxième trimestre 2021, les pertes économiques observées ont été de 2,17 M€ contre 7,98 M€ attendus dans le modèle. Les 7,7 M€/GW sont donc une estimation haute des pertes lié au découplage des marchés.

De plus, les pertes économiques induites par le découplage des marchés tend à être **réduit avec la mise en place du Multi-Region Loose Volume Coupling (MRLVC)**.

La Figure 50 illustre l'impact d'une désoptimisation des échanges sur la valeur actualisée des bénéfices attendus du premier projet d'interconnexion sur l'intégralité de sa durée d'actualisation, **en retenant une estimation des pertes liées au découplage de 5 M€/GW/an**. Sous ces hypothèses, la valeur actualisée des bénéfices du projet d'interconnexion sur l'intégralité de sa durée d'actualisation n'est réduite que de 2% à 3% selon les scénarios par rapport au résultat du modèle estimant un couplage parfait des marchés. **L'impact de la désoptimisation des échanges sur la rentabilité d'une interconnexion est donc minime.**

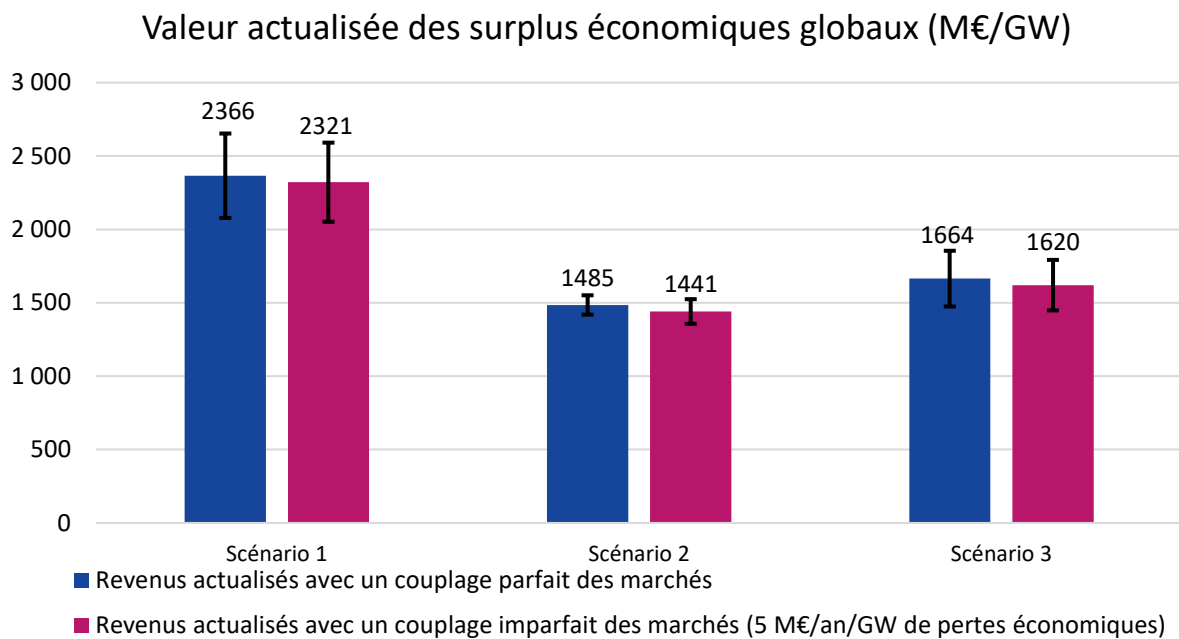


Figure 50 - Impacts de la désoptimisation des échanges sur la valeur actualisée des bénéfices du premier projet d'interconnexion sur l'intégralité de sa durée d'actualisation, en prenant en compte une disponibilité moyenne de 95%

Focus sur le Multi-Region Loose Volume Coupling (MRLVC)

Le Multi-Region Loose Volume Coupling est un mécanisme implicite d'allocation des capacités. Ce couplage prend en entrée les volumes renseignés dans le carnet d'ordre du SDAC et du Great Britain Day Ahead Market. Il en déduit un flux transfrontalier qui sera utilisé en entrée du SDAC.

Deux options existent pour la mise en place du MRLVC : le carnet d'ordre commun et le carnet d'ordre préliminaire.

L'utilisation d'un carnet d'ordre commun signifie que le MRLVC attend la fermeture des enchères réalisables dans le cadre du SDAC. Il aura alors à disposition tous les volumes des carnets d'ordre. Toutefois, cette configuration nécessite que le SDAC attende la fin du MRLVC pour lancer son calcul d'optimisation, ce qui entrainerait une modification des échéances du SDAC et/ou de ses procédures.

L'utilisation d'un carnet d'ordre préliminaire permettrait de limiter l'impact du MRLVC sur le SDAC. En ce sens, il prendrait en entrée les volumes renseignés quelques minutes avant la fermeture du SDAC, échéance qui correspondrait à la fermeture du Day Ahead Market britannique. Cela permettrait d'avoir les données du MRLVC disponibles avant le calcul du SDAC.

Finalement, le carnet d'ordre commun permet d'obtenir un surplus économique global plus important mais a un impact non-négligeable sur le SDAC. Au contraire, le carnet d'ordre préliminaire est moins contraignant mais également moins intéressant économiquement. De plus, le carnet d'ordre préliminaire est en proie à une manipulation des enchères, où un acteur pourrait changer volontairement ses enchères une fois le calcul du MRLVC lancé.

La Figure 51 illustre que le MRLVC permettrait de réduire les pertes économiques induites par le découplage des marchés de 80 à 95%.

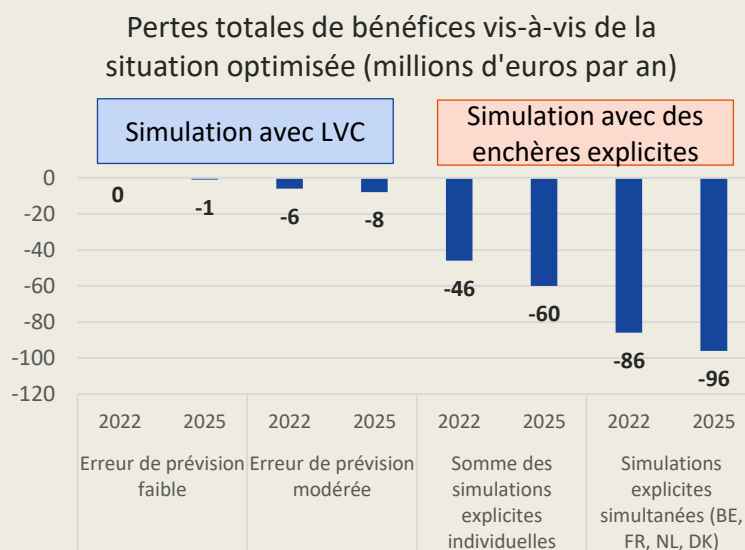


Figure 51 - Estimation des pertes totales des bénéfices dans des simulations de Loose Volume Coupling et d'enchères explicites

Source : Chiffres tirés de (CEPA LLP, 2021)

3.2.2 Un risque d'indisponibilité des interconnexions modéré

Le risque d'indisponibilité d'une interconnexion peut se manifester :

- par une baisse unilatérale de la puissance d'une interconnexion, phénomène décrit précédemment entre la Norvège et le Royaume-Uni ;
- par une panne ou une maintenance.

Risque d'indisponibilité quant à une panne ou une maintenance

L'indisponibilité d'une interconnexion peut être due à une panne, à une maintenance voire à une indisponibilité du réseau électrique interne. **Ce phénomène peut réduire les gains de surplus économiques globaux permis par l'augmentation de la capacité d'interconnexion.** La Figure 52 présente la disponibilité des interconnexions existantes entre la France et la Grande-Bretagne de 2021 à 2023.

Sauf avarie majeure, on observe une disponibilité moyenne des interconnexions de 95%³. Cependant, une indisponibilité prolongée peut avoir lieu en cas d'accident majeur. Par exemple, l'interconnexion IFA 2000 a été réduite à 1 GW (sur 2 GW installés) en septembre 2021 en raison d'un incendie dans la station de conversion au Royaume-Uni (National Grid, 2021). Il aura fallu plus d'un an pour que l'interconnexion puisse à nouveau fonctionner à puissance maximale.

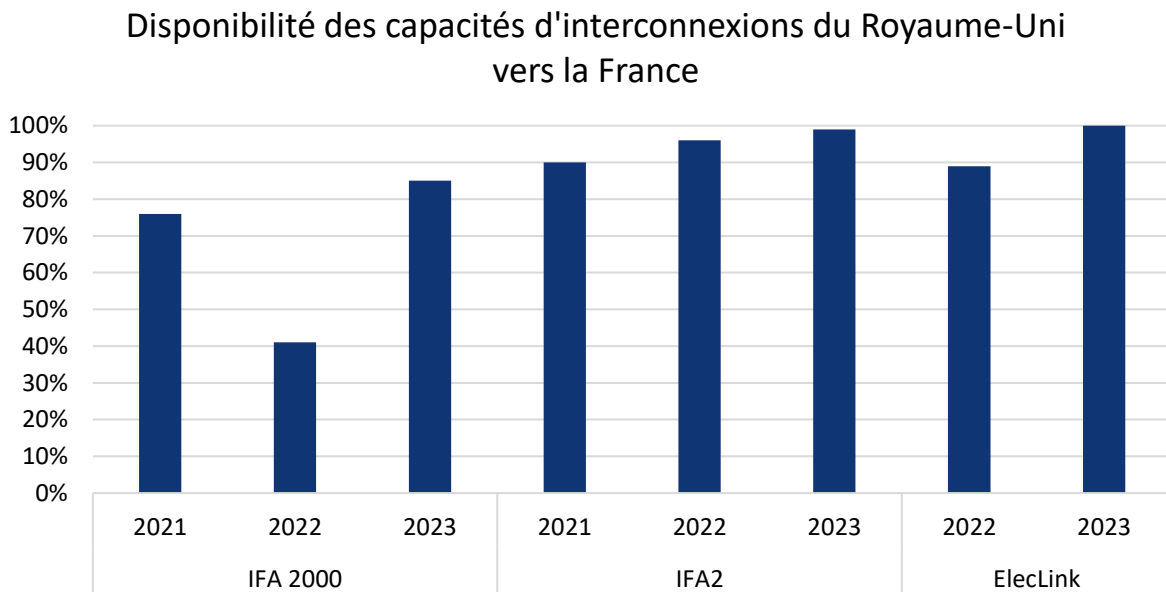


Figure 52 - Taux de disponibilité des capacités d'interconnexion du Royaume-Uni vers la France pour les trois interconnexions en service

Source : (ENTSO-E, 2023)

Afin d'évaluer l'impact d'une avarie majeure sur la valeur actualisée des bénéfices d'un projet d'interconnexion, il a été supposé dans les trois scénarios que l'interconnexion était sujette à une

³ Disponibilité moyenne observée sur les interconnexions IFA2 de 2021 à 2023 et ElecLink en 2022 et 2023.

indisponibilité majeure (représentée par l'absence totale de bénéfices durant une année), avec toujours une disponibilité moyenne de 95% les autres années. Ces hypothèses sont représentées sur la Figure 53.

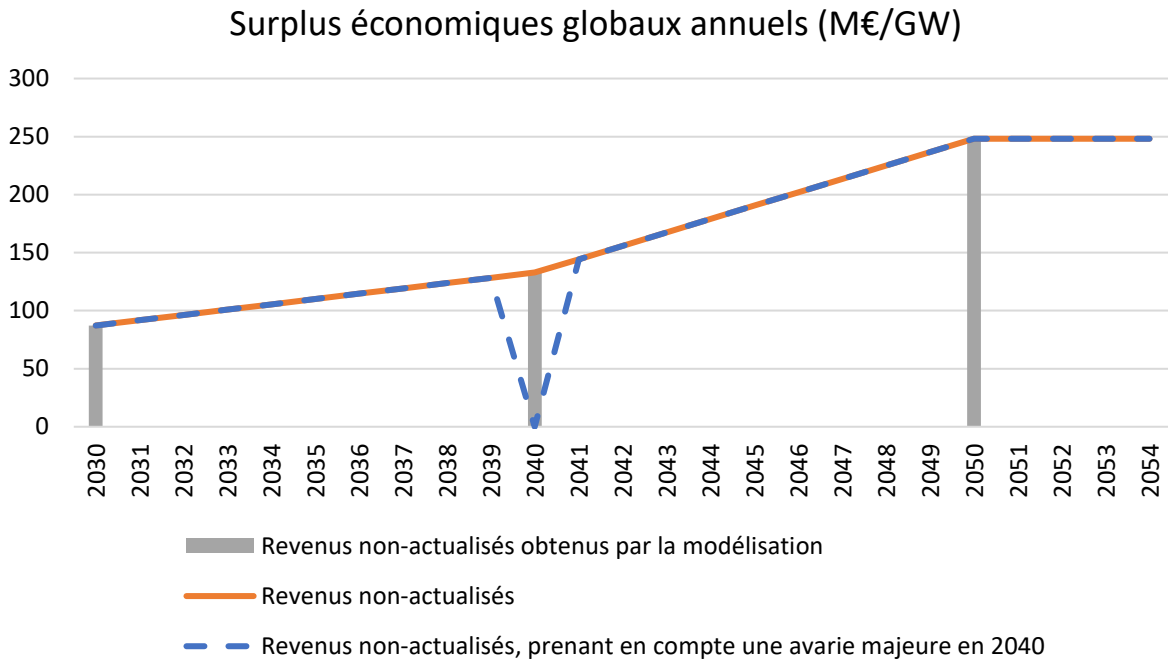


Figure 53 - Interpolation des bénéfices annuels théoriques et attendus en prenant en compte la disponibilité de l'interconnexion (illustration dans le cas du scénario 3)

La Figure 54 compare la valeur actualisée théorique des bénéfices attendus et valeur actualisée attendue en prenant en compte une avarie majeure sur l'interconnexion. La valeur actualisée des bénéfices est alors réduite de 3% à 4% selon les scénarios.

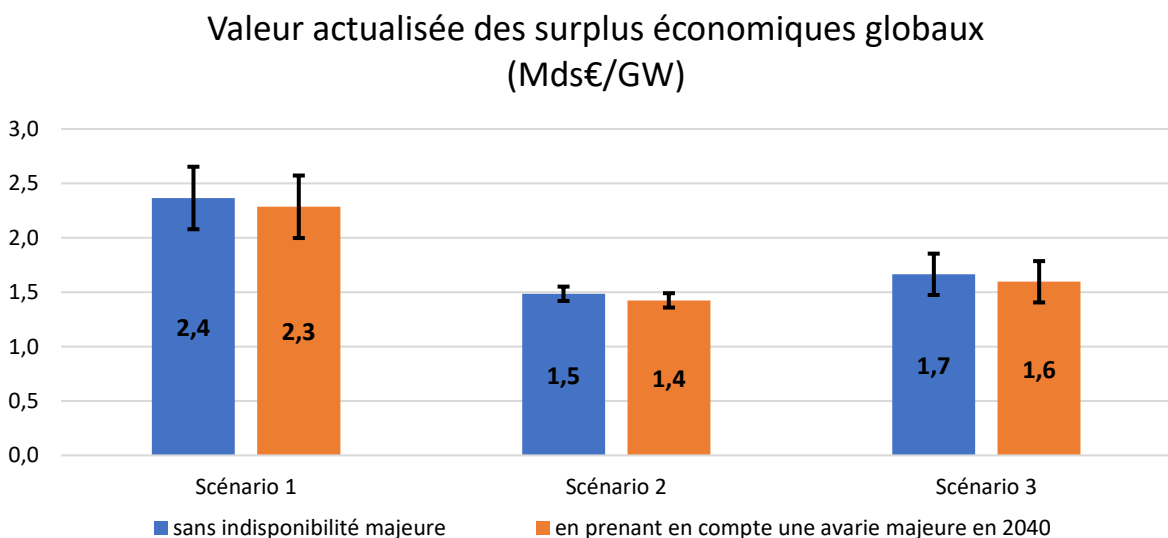


Figure 54 - Valeur actualisée théorique des bénéfices attendus et valeur actualisée attendue en prenant en compte une disponibilité de 95% de l'interconnexion et une année sans bénéfice, pour la première interconnexion supplémentaire

3.2.3 Des risques liés à la congestion des réseaux électriques internes importants

Les risques liés aux contraintes sur les réseaux internes s'expriment à deux niveaux. D'une part, développer des interconnexions peut nécessiter des renforcements des réseaux internes de part et d'autre de la frontière. Ces coûts de renforcement doivent être pris en compte dans la décision de développement des interconnexions. D'autre part, des congestions importantes d'un côté ou de l'autre de la frontière peuvent limiter les flux sur l'interconnexion, et ainsi réduire les bénéfices économiques des interconnexions par rapport aux valeurs estimées dans la présente étude.

Risque de congestion interne du réseau britannique

Au Royaume-Uni, les zones de congestion du réseau électrique se situent principalement sur la frontière anglo-écossaise. Ce phénomène risque de s'accroître avec le développement de l'éolien en mer du Nord si les renforcements prévus ne sont pas mis en œuvre. En effet, alors que la demande électrique est majoritairement située dans le Sud du pays, les capacités de production éolienne se développent majoritairement dans le Nord du pays, générant **des flux croissants du Nord vers le Sud du Royaume-Uni**.

Des congestions internes sur le réseau britannique entraînant une incapacité à transporter l'électricité des lieux de production éolienne vers les points de raccordement des interconnexions avec la France, situés dans le sud de la Grande-Bretagne, réduiraient les bénéfices pouvant être générés par les interconnexions entre la France et la Grande-Bretagne. En effet, les analyses quantitatives présentées en section 2.1.1 tendent à montrer qu'une part importante de la valeur des nouveaux projets d'interconnexion provient de la capacité des nouvelles lignes à valoriser la production éolienne britannique en Europe continentale.

Une attention particulière doit également être portée sur les réseaux au Sud-Est, dans la région au Nord de Londres. Les nouvelles interconnexions et la demande londonienne croissante pourraient conduire à la saturation du réseau dans certains scénarios (National Grid ESO, 2022).

Pour faire face à l'augmentation des flux et limiter les congestions sur son réseau, National Grid prévoit des développements de réseaux importants, comprenant notamment des liaisons électriques sous-marines (voir Figure 55).

Dans le scénario de plus fort développement des interconnexions entre le Royaume-Uni et ses voisins, le *Network Options Assessment 2021/2022* estime un besoin supplémentaire en capacité d'échanges sur le réseau à la frontière anglo-écossaise de 20 GW d'ici 2030 et de 30 GW d'ici 2035 (National Grid ESO, 2022).

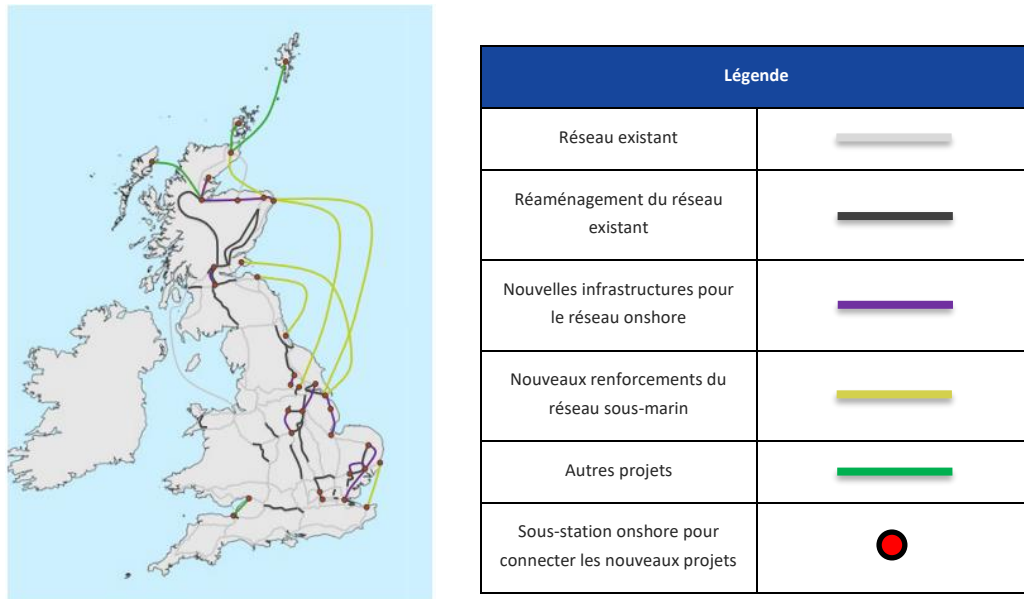


Figure 55 - Recommandations pour le développement du réseau électrique britannique de transport

Source image : (National Grid ESO, 2022)

Outre le réaménagement du réseau, d'autres solutions sont envisageables pour limiter les coûts de congestions du réseau interne, notamment le passage d'un prix unique de l'électricité pour la Grande Bretagne à un système de tarification zonal ou nodal. Le passage à un système de tarification zonal ou nodal réduirait les revenus et donc la rentabilité des interconnexions entre la France et la Grande-Bretagne.

S'il est difficile d'estimer les coûts de renforcement des réseaux internes induits par les différents projets d'interconnexion unitairement, les coûts supplémentaires de réaménagement du réseau pour FAB Link et IFA2 ont été évalués respectivement à **42 et 97 millions de livres Sterling** (OFGEM, 2015). Toutefois, ces projets pourraient réduire localement les coûts de gestion de congestions (OFGEM, 2015).

Risque de congestion interne du réseau français

En France, les interconnexions GridLink et AQUIND prévoient de se raccorder dans des zones déjà chargées d'un point de vue électrique et identifiées fragiles pour le réseau interne de RTE. Par exemple, le point de raccordement de GridLink se situe à proximité des points de raccordement des interconnexions IFA 2000 et ElecLink, de la frontière avec la Belgique et de la centrale nucléaire de Gravelines (CRE, 2021). Ces zones tendent à se charger davantage avec la mise en service des nouveaux EPR et le déploiement de l'éolien en mer.

Selon une étude de RTE, les coûts supplémentaires d'aménagement du réseau seraient de **80 M€ pour GridLink et 120 M€ pour AQUIND**, dans le scénario PPE 2035 du *Schéma Décennal de Développement du Réseau 2019* fondé sur le TYNDP 2020 et actualisé sur 25 ans (CRE, 2021).

Annexe 1 – tableaux d'hypothèses

Capacités d'interconnexion

| | | 2030 | 2040 | 2050 |
|--|--------------|------------|-------------|-------------|
| Capacité d'import/export des îles britanniques (hors GB-FR) | UK <-> NO | 1,4 | 2,8 | 2,8 |
| | UK <-> DK | 1,4 | 1,4 | 1,4 |
| | UK <-> DE | 1,4 | 1,4 | 1,4 |
| | UK <-> NL | 1 | 3 | 3 |
| | UK <-> BE | 1 | 2,4 | 2,4 |
| | IE <-> FR | 0,7 | 0,9 | 0,9 |
| | Total | 6,9 | 11,7 | 11,7 |

| | | | | |
|---|--------------|-------------|-------------|-------------|
| Capacité d'export de la France (hors UK et IE) | FR -> DE | 4,8 | 4,8 | 4,8 |
| | FR -> BE | 4,3 | 6,3 | 6,3 |
| | FR -> CH | 3,7 | 5,2 | 6,2 |
| | FR -> IT | 4,35 | 4,35 | 5,1 |
| | FR -> ES | 5,1 | 8 | 8 |
| | Total | 22,3 | 28,7 | 30,4 |

| | | | | |
|---|--------------|-------------|-------------|-------------|
| Capacité d'import de la France (hors UK et IE) | DE -> FR | 4,8 | 4,8 | 4,8 |
| | BE -> FR | 2,8 | 4,8 | 4,8 |
| | CH -> FR | 1,4 | 1,9 | 2,9 |
| | IT -> FR | 2,16 | 2,16 | 3 |
| | ES -> FR | 5,2 | 8 | 8 |
| | Total | 16,4 | 21,7 | 23,5 |

Autres hypothèses

| | | | 2030 | | | 2040 | | | 2050 | | |
|------------------------------|--|----------|------|------|------|-------|-------|------|------|------|------|
| | | | S1 | S2 | S3 | S1 | S2 | S3 | S1 | S2 | S3 |
| Parc de production FR | Nucléaire | [GW] | | 59 | | 50 | 50 | 46 | 29 | 29 | 25 |
| | Gaz | [GW] | | 11,5 | | 5 | 5 | 11,5 | 0,5 | 0,5 | 9,7 |
| | Turbines à hydrogène | [GW] | | 0 | | 1,6 | 2,9 | 0 | 18 | 4,5 | 1,8 |
| | Eolien terrestre | [GW] | 33 | 33 | 28 | 51,6 | 40,5 | 31,6 | 70 | 52 | 40 |
| | Eolien en mer | [GW] | | 5,2 | | 33,1 | 19 | 19,1 | 61 | 36 | 33 |
| | Solaire | [GW] | 35 | 35 | 30 | 93,6 | 61 | 52,5 | 149 | 90 | 80 |
| | Fioul | [GW] | 0 | 0 | 2,6 | | | | | | |
| Demande FR | Demande électrique hors électrolyse | [TWh el] | | 483 | | 568 | 534 | 504 | 665 | 595 | 545 |
| | Demande électrique pour électrolyse | [TWh el] | 25,0 | 25,0 | 10 | 64 | 37 | 20 | 103 | 55 | 30 |
| | Capacité des électrolyseurs | [GW H2] | 6,5 | 6,5 | 2,6 | 13 | 8,5 | 4,6 | 22 | 11 | 5,9 |
| | Facteur de charge moyen électrolyseurs | [%] | 30% | 30% | 30% | 39% | 36% | 36% | 40% | 43% | 43% |
| Parc de Production UK | Nucléaire | [GW] | | 4,6 | | 12 | 13 | 11 | 15,3 | 12,9 | 14,5 |
| | Gaz | [GW] | 35,8 | 35,7 | 44,8 | 15,3 | 17,4 | 56,6 | 3,3 | 14,1 | 64 |
| | Biomasse | [GW] | 1,1 | 0,55 | 0 | 10 | 9,4 | 2,2 | 11,8 | 10 | 5,2 |
| | Turbines à hydrogène | [GW] | 1,2 | 1,38 | 0 | 10,62 | 14,21 | 0 | 18,8 | 22 | 1,8 |
| | Eolien terrestre | [GW] | 28,6 | 24,7 | 21,2 | 41,1 | 31,2 | 27,9 | 47,2 | 34,1 | 29,5 |
| | Eolien en mer | [GW] | 44,5 | 40,4 | 31,3 | 90,6 | 83,6 | 63,1 | 110 | 98 | 74 |
| | Solaire | [GW] | 31,4 | 25,2 | 17,3 | 57 | 43,2 | 27,6 | 79,3 | 57,4 | 34,3 |
| | Autres renouvelables | [GW] | | | | | | | 7,5 | 8,7 | 4,8 |
| Demande UK | Demande électrique hors électrolyse | [TWh] | 335 | 309 | 322 | 536 | 426 | 433 | 584 | 476 | 556 |
| | Demande électrique pour électrolyse | [TWh] | 4 | 15,4 | 1 | 43 | 87 | 4,1 | 152 | 244 | 7,4 |
| | Capacité des électrolyseurs | [GW H2] | 0,72 | 2,99 | 0,32 | 6,9 | 17,1 | 0,68 | 26 | 52 | 1,6 |
| | Facteur de charge moyen électrolyseurs | [%] | 44% | 41% | 25% | 51% | 41% | 49% | 50% | 39% | 40% |
| Prix des commodités | Prix du gaz naturel | [€/MWh] | | 40 | | 40 | | | 40 | | |
| | Prix du carbone | [€/t] | | 70 | | 90 | | | 168 | | |

Annexe 2 – Analyse complémentaire : impact de congestions internes du réseau électrique britannique sur la valeur des bénéfices d'une interconnexion

Synthèse

Des congestions internes sur le réseau britannique pourraient résulter en une réduction notable du volume de production éolienne située au nord de la Grande Bretagne qui puisse être exporté par les interconnexions avec la France, et donc la valeur de toute nouvelle interconnexion sur cette frontière.

Toutefois, nous ne sommes pas en mesure de quantifier cet impact qui dépend d'une combinaison complexe de facteurs relatifs aux renforcements du réseau interne britannique, aux potentiels retards de ces investissements et à la répartition spatiale des capacités éoliennes sur le territoire britannique.

Sans prétendre précisément quantifier cet impact, nous avons procédé à une simulation supplémentaire, représentant une situation extrême, une forme de "pire cas". Cette situation extrême consiste à considérer que l'augmentation de capacité d'interconnexion ne permet pas de valoriser de la production britannique sur le continent (c'est-à-dire que l'accroissement de capacité d'interconnexion n'a lieu que dans le sens France vers Grande-Bretagne, la capacité actuelle étant conservée pour le sens Grande-Bretagne vers France).

Ces simulations conduisent aux constats suivants :

- Les gains de surplus économique global sur l'intégralité du périmètre géographique sont réduits d'un facteur 10 à 20 sur l'ensemble des scénarios considérés à l'horizon 2030 et d'un facteur 4 à 6 à l'horizon 2040 ;
- La baisse de surplus économique global est principalement localisée en Grande-Bretagne ;
- Les surplus économiques pour la France permis par l'accroissement de capacité d'interconnexion sont impactés, mais de façon bien moindre.

Enfin, il nous paraît utile de souligner que si la Grande-Bretagne était soumise à un niveau de congestion interne important, un changement de design de marché avec la création de zones de marchés régionales paraît possible. Un tel changement aurait un impact fort sur les bénéfices d'un accroissement de capacité d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne (ainsi que sur les interconnexions existantes).

Explications détaillées

- i. Estimation d'une borne inférieure - bénéfices de l'interconnexion en cas d'augmentation de la capacité uniquement dans le sens France vers Grande-Bretagne

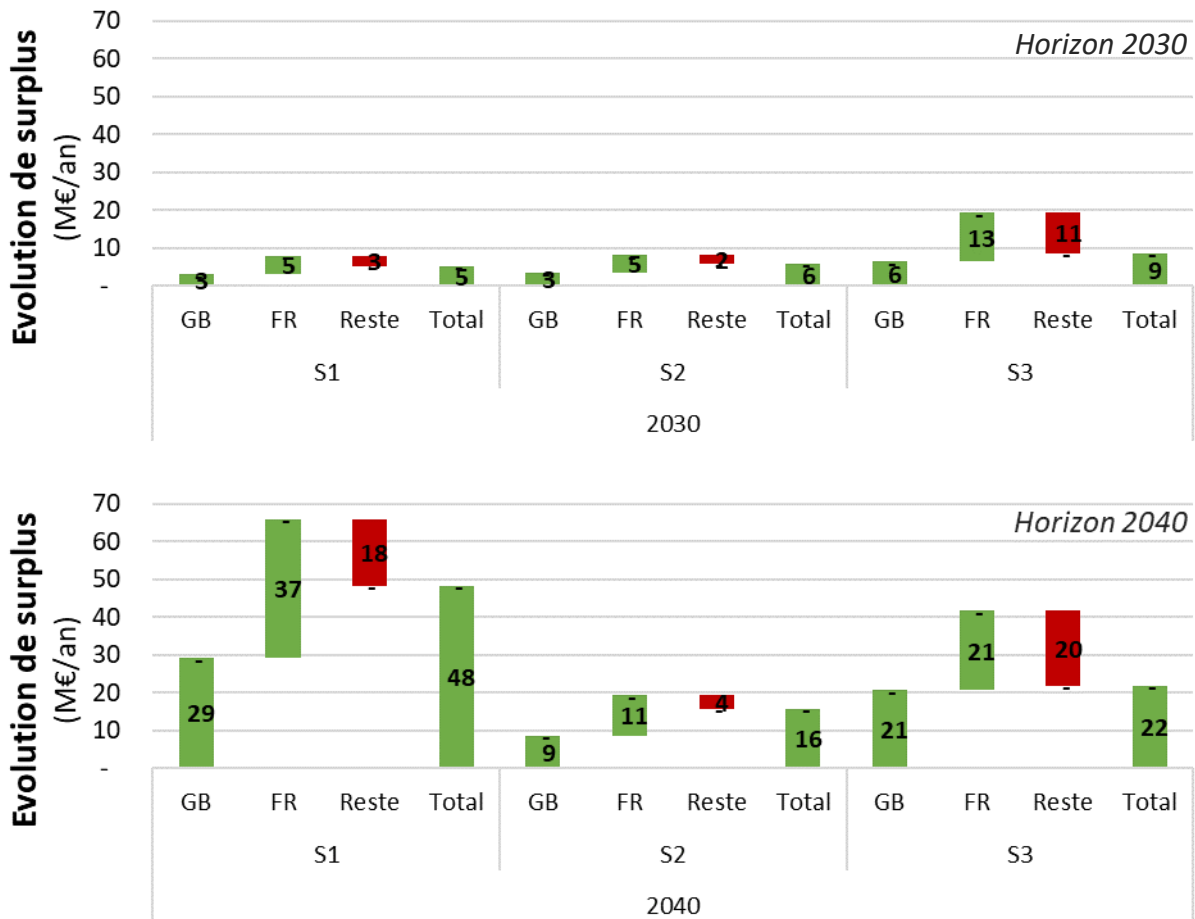


Figure 56 - Variations de surplus économiques globaux par zone géographique, pour l'ajout du premier projet d'interconnexion, lorsque celui-ci ne peut fonctionner que dans le sens France vers Grande-Bretagne

Le premier projet d'interconnexion supplémentaire fonctionnant uniquement dans le sens France vers Grande-Bretagne permet des gains de surplus économiques globaux de respectivement 48, 16 et 22 M€/an/GW sur l'intégralité du périmètre géographique en 2040.

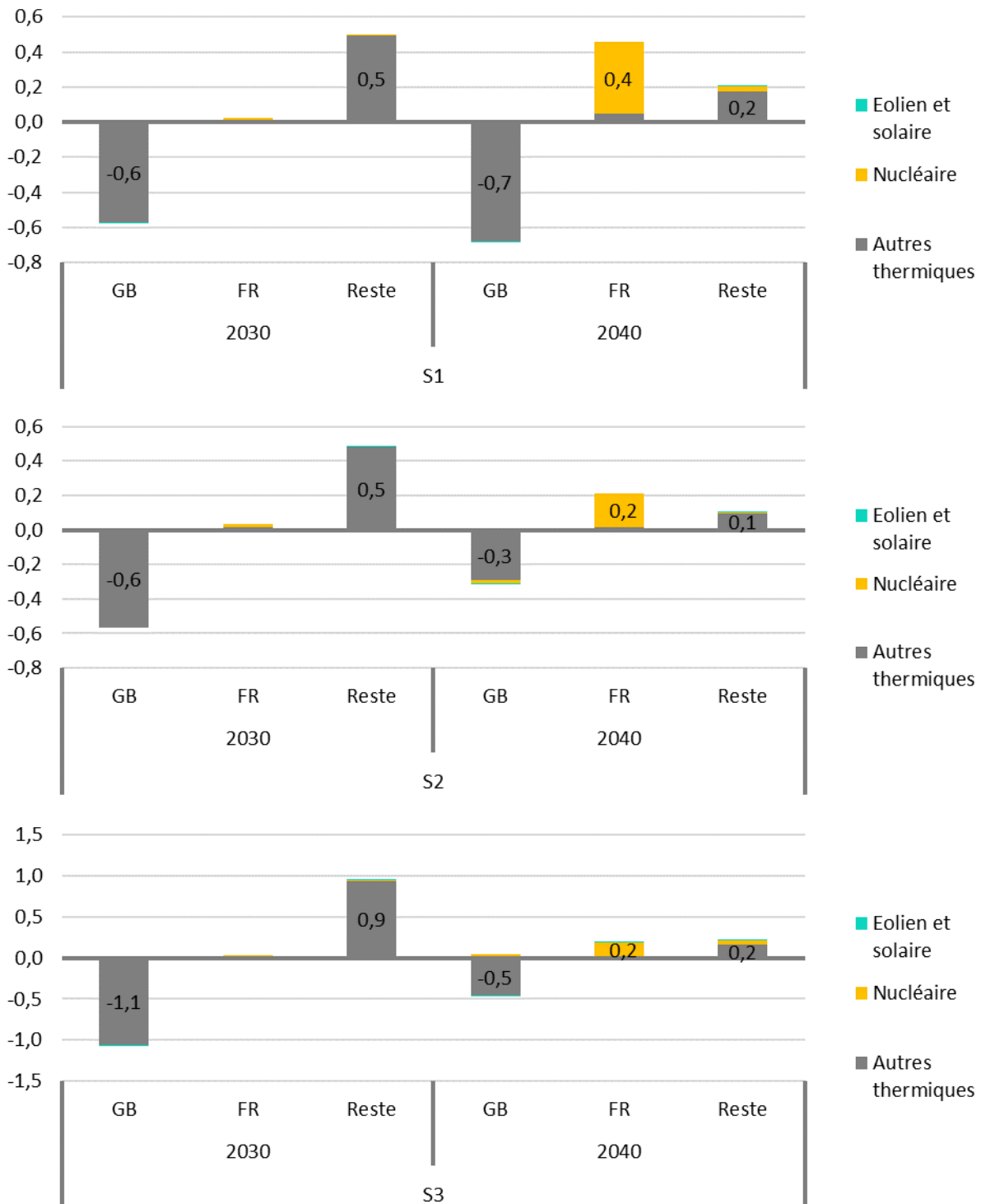


Figure 57 - Variations de production par filière et par zone géographique pour l'ajout du premier projet d'interconnexion pour l'ajout du premier projet d'interconnexion, lorsque celui-ci ne peut fonctionner que dans le sens France vers Grande-Bretagne (TWh/an)

La Figure 57 illustre les variations de production par filière et par zone géographique, lorsque pour l'ajout du premier projet d'interconnexion, lorsque celui-ci ne peut fonctionner que dans le sens France vers Grande-Bretagne. A l'horizon 2030, l'augmentation de la capacité d'interconnexion ne permet que de substituer des moyens de production thermiques en Grande-Bretagne par des moyens de

production thermiques légèrement moins chers dans le reste de l'Europe, et en faible quantité. Ceci explique que les bénéfices de l'interconnexion soient limités (entre 5 et 9 M€/an/GW sur l'ensemble du périmètre).

A l'horizon 2040, l'accroissement de capacité permet également d'augmenter les exports de nucléaire français vers la Grande-Bretagne (pour y substituer de la production thermique). Les bénéfices de l'interconnexion sont donc plus importants à l'horizon 2040.

ii. Comparaison avec les résultats des scénarios centraux

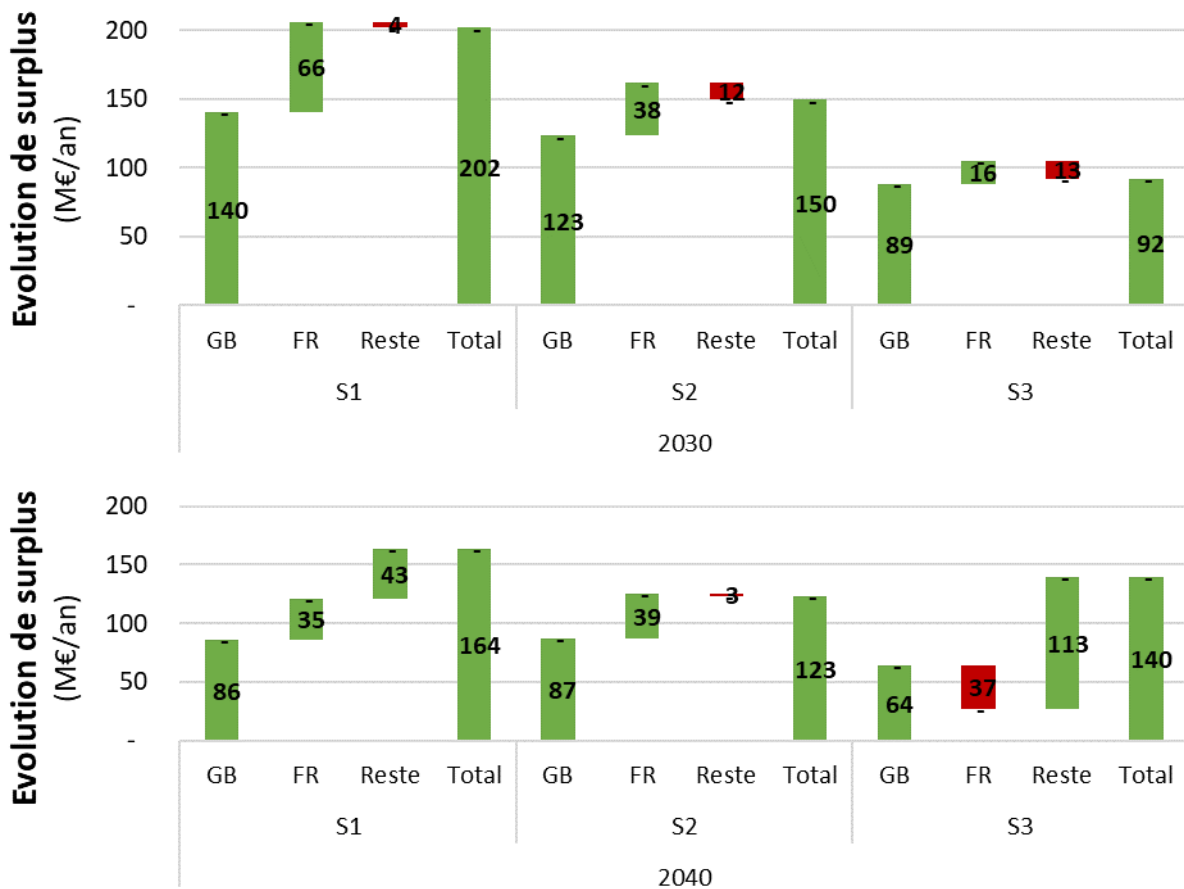


Figure 58 - Variations de surplus économiques globaux par zone géographique, pour l'ajout du premier projet d'interconnexion, lorsque celui-ci ne peut fonctionner que dans les deux sens (résultats présentés dans le rapport principal)

Contraindre l'interconnexion supplémentaire à ne fonctionner que dans le sens France vers Grande-Bretagne (ce qui représente une forme de « pire cas » d'une situation où les congestions internes en Grande Bretagne empêchent toute forme d'export supplémentaire vers la France) réduit fortement les gains de surplus économiques globaux qu'elle permet. Dans le scénario 2, ils passent de 123 à 16 M€/an/GW. Dans les trois scénarios, le gain de surplus économique global sur l'intégralité du périmètre géographique est réduit d'un facteur 10 à 20 à l'horizon 2030 et d'un facteur 4 à 6 à l'horizon 2040.

Néanmoins, à l'horizon 2040, l'impact sur les évolutions de surplus économiques pour la France est moins univoque : dans le scénario 1, le gain de surplus économique global pour la France est en légère augmentation, de 35 à 37 M€/an/GW. Dans le scénario 2, il baisse de 39 à 11 M€/an/GW. Dans le scénario 3, il augmente fortement, passant de -37 M€ à 21 M€/an/GW.

En résumé, si accroître la capacité d'interconnexion exclusivement dans le sens France vers Grande-Bretagne réduit fortement les gains de surplus économiques globaux sur l'intégralité du périmètre géographique, l'impact sur la France paraît plus limité. **Du point de vue des bénéfices apportés par une nouvelle interconnexion, la France apparaît ainsi nettement moins exposée au risque de congestion interne du réseau britannique que la Grande-Bretagne ou le reste de l'Europe.**

Variations de production par zone géographique (TWh/an/GW)

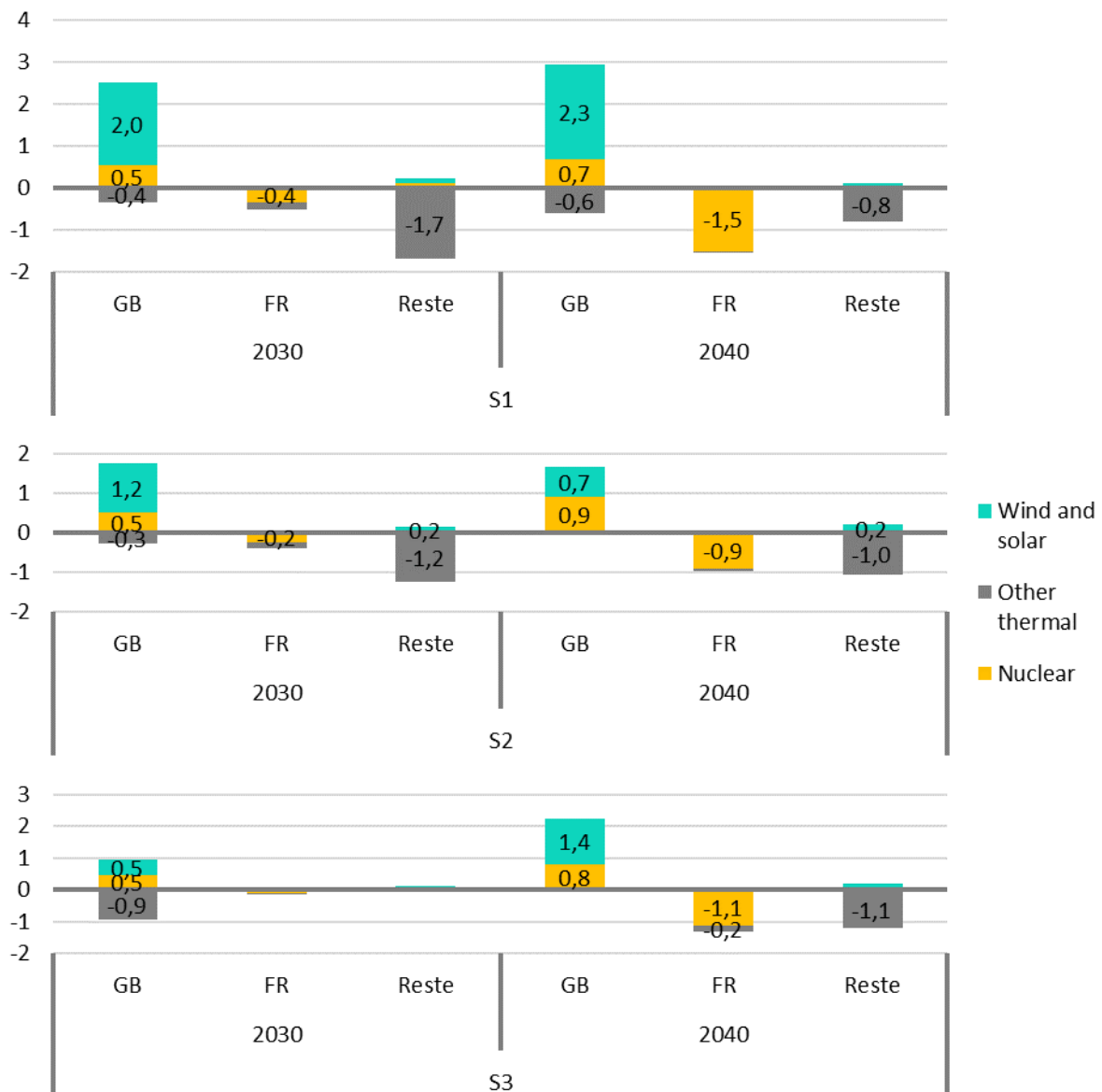


Figure 59 - Variations de production par filière et par zone géographique pour l'ajout du premier projet d'interconnexion dans les scénarios centraux (c'est-à-dire quand l'incrément de capacité n'est pas limité au sens France vers Grande-Bretagne)

Bibliographie

- ACER. (2020). Consolidated report on the progress of electricity and gas Projects of Common Interest.
- ACER. (2021). Consolidated report on the progress of electricity and gas Projects of Common Interest - Annexe 1.
- ACER. (2023). Consolidated report on the progress of electricity and gas Projects of Common Interest.
- AIE. (2022). Les minéraux critiques menacent une tendance de plusieurs décennies à la baisse des coûts des technologies énergétiques propres. Paris.
- AQUIND Ltd. (s.d.). PEIR Chapter 6 - Physical processes.
- BBC. (2023, Juillet 21). Norfolk Boreas: Work on offshore wind farm stops over soaring costs. Récupéré sur BBC: <https://www.bbc.com/news/uk-england-norfolk-66263340>
- BloombergNEF. (2023, Mars 8). A Power Grid Long Enough to Reach the Sun Is Key to the Climate Fight. Récupéré sur About BNEF: <https://about.bnef.com/blog/a-power-grid-long-enough-to-reach-the-sun-is-key-to-the-climate-fight/>
- CEPA LLP. (2021). Cost Benefit Analysis of Multi-Region Loose Volume Coupling (MRLVC) .
- Commissariat général au développement durable. (2020). Les réseaux électriques : choix technologiques, enjeux matières et opportunités industrielles.
- Commission européenne. (2020). Study on the EU's list of Critical Raw Materials.
- Cour Suprême irlandaise. (2019, Février 19). North East Pylon Pressure Campaign Ltd contre Bord Pleanála. Récupéré sur vLex: <https://ie.vlex.com/vid/north-east-pylon-pressure-793939201>
- CRE. (2021). Consultation publique du 17 juin 2021 n°2021-07 portant sur le projet d'interconnexion GridLink et sur l'opportunité d'une nouvelle interconnexion entre la France et le Royaume-Uni.
- CRE. (2022, Novembre 03). Délibération. Confirmation de la décision conjointe de 2019 relative à la répartition transfrontalière des coûts soumise par le projet d'interconnexion Celtic à la suite du résultat de la procédure d'appel d'offres.
- CRE. (2023, Mars 2). Délibération. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 mars 2023 portant modification de la décision conjointe de répartition transfrontalière du projet Golfe de Gascogne.
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2022, Janvier 20). AQUIND Interconnector - Secretary of State Decision Letter. Récupéré sur National Infrastructure Planning: <https://infrastructure.planninginspectorate.gov.uk/wp-content/ipc/uploads/projects/EN020022/EN020022-004431-EN020022%20-%20Secretary%20of%20State%20Decision%20Letter.pdf>
- Eir Grid Group. (2020). Project Update Step 4 Consultation.

EirGrid. (2023). Celtic Interconnector - What's Happening Now? Récupéré sur EirGrid Group: <https://www.eirgridgroup.com/the-grid/projects/celtic-interconnector/whats-happening-now/>

EirGrid. (2023). North-South 400kV Interconnection Development - What's Happening Now? Récupéré sur EirGrid: <https://www.eirgridgroup.com/the-grid/projects/north-south/whats-happening-now/>

ENTSO-E. (2022). TR 190 - NorthConnect. Récupéré sur TYNDP 2022 Projects Sheets: <https://tyndp2022-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission/190>

ENTSO-E. (2023). Forecasted Transfer Capacities - Day Ahead. Récupéré sur ENTSO-E Transparency Platform: https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/ntcDay/show?name=&defaultValue=false&viewType=TABLE&areaType=BORDER_BZN&atch=false&dateTime.dateTime=06.07.2023+00:00|CET|DAY&border.values=CTY|10YFR-RTE-----C|BZN_BZN|10YFR-RTE-----C_BZN_BZN|10YGB-----

ENTSO-E. (2023). TR 1092 - Triton Link: offshore hybrid HVDC interconnector Belgium – Denmark. Récupéré sur TYNDP 2022 Project Platform: <https://tyndp2022-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission/1092>

ENTSO-E. (2023). TR 121 - Nautilus: multi-purpose interconnector Belgium - UK. Récupéré sur TYNDP 2022 Project Platform: <https://tyndp2022-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission/121>

ENTSO-E. (2023). TR 153 - France-Alderney-Britain. Récupéré sur TYNDP 2022 Project Platform: <https://tyndp2022-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission/153>

ENTSO-E. (2023). TR 247 - AQUIND Interconnector. Récupéré sur TYNDP 2022 Project Platform: <https://tyndp2022-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission/247>

ENTSO-E. (2023). TR 260 - Project 260 – Multi-purpose HVDC interconnection between Great Britain and The Netherlands. Récupéré sur TYNDP 2022 Project Platform: <https://tyndp2022-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission/260>

ENTSO-E. (2023). TR 285 - GridLink. Récupéré sur TYNDP 2022 Project Platform: <https://tyndp2022-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission/285>

FAB Link. (2018). Technical components. Récupéré sur fablink: <https://www.fablink.net/technical/technical-components/>

FAB Link Ltd. (2016). FRANCE-ALDERNEYBRITAIN (FAB) LINK INTERCONNECTOR: UK Converter Station Environmental Report Volume 3 - Appendices.

Financial Times. (2023, Juin 11). Gridlock: how a lack of power lines will delay the ages of renewables. Récupéré sur Financial Times: <https://www.ft.com/content/a3be0c1a-15df-4970-810a-8b958608ca0f>

Frontier Economics. (2021, Mars 21). Brexit and interconnectors: a £45m problem? Récupéré sur Frontier Economics: <https://www.frontier-economics.com/uk/en/news-and-articles/articles/article-i8192-brexit-and-interconnectors-a-45m-problem/#>

GetLink Group. (2019). Le Projet ElecLink. Récupéré sur <https://www.getlinkgroup.com/groupe/eleclink/>

GridLink Interconnector. (2021). Conception de câbles HVDC sous-marins et onshore. Récupéré sur GridLink Interconnector: <https://gridlinkinterconnector.com/project-information/design-of-the-converter-stations-and-cables/subsea-and-onshore-hvdc-cable-design/>

GridLink Interconnector Limited. (2020, Mars). Demande d'investissement effectuée par L'interconnecteur GridLink Ltd à l'attention de la Commission de la Réglementation de l'Énergie (CRE). Récupéré sur wikipedia: https://fr.wikipedia.org/wiki/IFA_2000

GridLink Interconnector Ltd. (2021). Demande de concession d'utilisation du domaine public maritime.

Guo, B., & Newbery, D. (2021). The cost of uncoupling GB interconnectors.

IEA. (2022). World Energy Outlook.

Ministère Norvégien du Pétrole et de l'Énergie. (2023, Janvier 1). Norwegian control mechanism to improve security of electricity supply. Récupéré sur Regjeringen: <https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/norwegian-control-mechanism-to-improve-security-of-electricity-supply/id2960788/>

National Grid. (2021). IFA incident - September 2021. Récupéré sur National Grid: <https://www.nationalgrid.com/incidents/IFASeptember21>

National Grid ESO. (2022). Electric Ten Year Statement 2022.

National Grid ESO. (2022). Network Options Assessment 2021/2022 Refresh.

National Grid ESO. (2022). Pathway to 2030 : A holistic network design to support offshore wind deployment for net zero.

NationalGrid. (2021, Janvier). IFA2. Récupéré sur IFA1 Interconnector: <https://ifa1interconnector.com/ifa2/>

OFGEM. (2015). Cap and floor regime: Initial Project Assessment of the FAB Link, IFA2, Viking Link and Greenlink interconnector.

OFGEM. (2016). Final Project Assessment of the NSL interconnector to Norway.

OFGEM. (2022, Mars 21). Décision. NeuConnect Britain Limited – Decision on a request for a later regime start date for the NeuConnect interconnector project.

Prysmian Group. (2022, Juillet 29). Neuconnect energy link project progresses after financial close. Récupéré sur Prysmiangroup: <https://www.prysmiangroup.com/en/media/press-releases/neuconnect-energy-link-project-progresses-after-financial-close>

Prysmian Group. (2023). Bridging UK and France with Electricity. Récupéré sur prysmiangroup: <https://www.prysmiangroup.com/en/insight/projects/bridging-uk-and-france-with-electricity>

RTE. (2016). FAB - Résumé non technique.

RTE. (2020). IFA 2000. Récupéré sur RTE France: <https://www.rte-france.com/projets/nos-projets/ifa-2000>

RTE. (2021). En application des Règles IFA2, RTE publie le facteur de pertes de l'interconnexion IFA2.

RTE. (2023). HVDC – VSC SYSTEM Formation. Récupéré sur RTE International: <https://www.rte-international.com/8715/>

RTE. (s.d.). FAB : interconnexion France-Aurigny-Grande-Bretagne. Récupéré sur RTE France: <https://www.rte-france.com/projets/nos-projets/interconnexion-france-aurigny-grande-bretagne-fab#Presentationduprojet>

RTE. (s.d.). IFA 2000. Récupéré sur rte-france: <https://www.rte-france.com/projets/nos-projets/ifa-2000>

Russel, T. (2020, Octobre 20). 50Hertz et Energinet inaugurent une solution de réseau combiné. Récupéré sur 4C Offshore: <https://www.4coffshore.com/news/50hertz-and-energinet-inaugurate-combined-grid-solution-nid19349.html>

Statnett. (2023, Mars 16). Reduced capacity on Norway-UK interconnector. Récupéré sur Statnett: <https://www.statnett.no/en/about-statnett/news-and-press-releases/news-archive-2023/reduced-capacity-on-norway-uk-interconnector/#:~:text=Statnett%20has%20decided%20to%20reduce,installed%20capacity%20of%201400%20MW>

Trinomics. (2021). Study on the resilience of critical supply chains for energy security and clean energy transition during and after the COVID-19 crisis.

UK Government. (2023). Powering Up Britain – Energy Security Plan. Récupéré sur https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1148252/powering-up-britain-energy-security-plan.pdf

XLCC. (2022). Our services. Récupéré sur XLCC: <https://xlcc.co.uk/our-services/>