

Projet « Celtic Interconnector »

Demande d'Investissement

7 septembre 2018



Le réseau
de transport
d'électricité



Co-financed by the European Union
Connecting Europe Facility

| | | |
|--|-------|-----------|
| Introduction | | 7 |
| 1. Description du projet | | 9 |
| 1.1. Principales caractéristiques techniques | | 9 |
| 1.2. Justification des choix techniques | | 10 |
| 1.3. Tracé de « Celtic Interconnector » | | 13 |
| 1.4. Impact environnemental et sociétal | | 16 |
| 2. Organisation et mise en œuvre du projet | | 17 |
| 2.1. Organisation du projet | | 17 |
| 2.2. Feuille de route pour la mise en œuvre du projet | | 18 |
| 3. Coûts du projet | | 20 |
| 3.1. Introduction..... | | 21 |
| 3.2. Coûts du projet..... | | 21 |
| 3.3. Marge d'incertitude des coûts du projet..... | | 24 |
| 3.4. Coûts O&M (coûts d'Exploitation et Maintenance) | | 24 |
| 3.5. Coûts des réseaux et des systèmes opérationnels..... | | 24 |
| 4. Analyse coûts- bénéfiques | | 25 |
| 4.1. Hypothèses et méthodologie de l'analyse coûts-bénéfices..... | | 26 |
| 4.2. Résultats de l'analyse coûts-bénéfices..... | | 30 |
| 4.3. Analyse de sensibilité de l'ACB..... | | 35 |
| 4.4. Utilisation prévue de l'interconnexion « Celtic Interconnector » | | 41 |
| 4.5. Résumé de l'analyse coûts-bénéfices et discussion | | 43 |
| 5. Impacts nets à l'échelle nationale | | 44 |
| 5.1. Identification des pays au-dessus du seuil de 10 % des bénéfices. | | 44 |
| 5.2. Conclusions de l'analyse des impacts nets à l'échelle nationale..... | | 44 |
| 6. Externalités | | 45 |
| 6.1. Solidarité (tenant compte de la sécurité d'alimentation, de l'intégration des marchés et de la transition énergétique)..... | | 45 |
| 6.2. Autres externalités concernant l'intégration du marché | | 47 |
| 6.3. Autres externalités concernant la sécurité de l'approvisionnement en Europe..... | | 48 |
| 6.4. Autres externalités concernant le développement durable | | 48 |
| 7. Business Plan du projet | | 49 |
| 7.1. Coûts et revenus de l'interconnexion « Celtic Interconnector » | | 49 |
| 7.2. Eligibilité aux subventions | | 50 |
| 7.3. Stratégie de financement | | 52 |

| | | |
|------------------|--|------------|
| 7.4. | Solution potentielle de financement..... | 53 |
| 7.5. | Incidence sur la Base d'Actifs Régulés (BAR)..... | 54 |
| 7.6. | Impact sur les tarifs de réseau | 54 |
| 8. | Répartition transfrontalière des coûts (CBCA) | 54 |
| 8.1. | Facteurs déterminants de la répartition transfrontalière des coûts (CBCA)..... | 55 |
| 8.2. | Coût maximum d'investissement pour la France | 55 |
| 8.3. | Proposition CBCA..... | 56 |
| Annexe 1. | Informations techniques complémentaires | 58 |
| A1.1. | Description technique du projet | 58 |
| A1.2. | Évaluation du taux de disponibilité du « Celtic Interconnector »..... | 61 |
| A1.3. | Évaluation des facteurs de risque pour le Plan de mise en œuvre..... | 66 |
| Annexe 2. | Analyse des coûts de l'interconnexion Celtic Interconnector | 68 |
| A2.1. | Incertitude sur le CAPEX | 68 |
| A2.2. | Pertinence des coûts..... | 71 |
| A2.3. | Calendrier CAPEX | 71 |
| Annexe 3. | Impact sur les réseaux électriques français et irlandais | 72 |
| A3.1. | Capacité de transfert du réseau électrique | 72 |
| A3.2. | Fonctionnement du système..... | 84 |
| Annexe 4. | Méthodologie de l'Analyse Coûts Bénéfices (ACB) | 87 |
| A4.1. | ENTSOE TYNDP 2018 ACB Cadre d'évaluation | 87 |
| A4.1.1. | Indicateurs d'évaluation de l'ACB | 88 |
| A4.2. | Méthodologie d'évaluation de la Valeur Capacitaire..... | 88 |
| A4.2.1. | Introduction à la méthodologie | 89 |
| A4.2.2. | Contexte de la méthodologie..... | 89 |
| A4.2.3. | Étapes méthodologiques..... | 90 |
| A4.3. | Scénarios de l'Analyse Coûts Bénéfices | 92 |
| A4.4. | Évolution prévue des mix de systèmes de production..... | 96 |
| Annexe 5. | Comparaison des résultats du TYNDP 2018 et des résultats de l'ACB « Celtic Interconnector » | 101 |
| Annexe 6. | Analyse des surplus par catégories d'acteurs | 103 |
| Annexe 7. | Taux d'utilisation de l'interconnexion | 106 |
| Annexe 8. | Analyse de sensibilité de l'ACB | 108 |
| Annexe 9. | Analyse de sensibilité du Brexit | 112 |
| A9.1 | Hypothèses..... | 112 |

| | |
|--|------------|
| A9.2. Conséquences sur les aspects économiques de l’interconnexion « Celtic Interconnector » | 113 |
| Annexe 10. Tarifs d’accès au réseau | 114 |
| A10.1. Description des modèles de tarifs nationaux | 114 |
| A10.2. Évaluation de l'incidence sur les tarifs de transport national | 116 |
| Annexe 11. Business Plans national | 118 |
| A11.1. Business Plan de « Celtic Interconnector » - EirGrid | 118 |
| A11.2. Business Plan de « Celtic Interconnector » - RTE | 119 |
| Annexe 12. CRU Specific Section | 120 |
| Introduction | 121 |
| A12.1. Impact sur le marché de gros et sur la concurrence en Irlande | 121 |
| A - Incidence sur les prix de gros | 121 |
| B - Impact sur les différents types de productions | 123 |
| C - Coût de transaction utilisé dans le modèle pour éviter le commerce « sans friction » | 126 |
| D - Conséquence sur la concurrence en Irlande | 127 |
| A12.2. Effet redistributif sur le consommateur de gaz en Irlande | 127 |
| A - Réduction sur les coûts du Système Electrique | 127 |
| B - Conséquence sur les factures d’électricité | 128 |
| C - Conséquence sur les consommateurs gaz | 128 |
| A12.3. Etude de sensibilité aux batteries dans le SEM | 129 |
| A - Calage du modèle et hypothèses | 129 |
| B - Résultats de l’analyse de sensibilité avec batteries | 129 |

Mise à jour

| Date | Description |
|------------|---|
| 07/09/2018 | Version initiale de la Demande d’Investissement soumise le 13 septembre 2018 |
| 31/10/2018 | Annexe 12 intégrée au document de Demande d’Investissement comme demandé par les ARN. L’annexe 12 était auparavant un document autoportant. Correction des chiffres de la Tableau 14. |

Glossaire

| | |
|--|---|
| ACER | Agency for the Cooperation of Energy Regulators Agence de coopération des régulateurs de l'énergie |
| Capex | Capital expenditure Dépenses d'investissement |
| CBA ACB | Cost Benefit Analysis Analyse coûts-bénéfices |
| CBCA | Cross Border Cost Allocation Répartition transfrontalière des coûts |
| CEF | Connecting Europe Facility |
| CRE | Commission de Régulation de l'énergie, le régulateur français de l'énergie |
| CRU | Commission for the Regulation of Utilities, le régulateur irlandais de l'énergie |
| EC | European Commission Commission européenne |
| EENS | Expected Energy not Served Énergie prévue non distribuée |
| ENTSO-e | European Networks of Transmission System Operators for Electricity Réseaux européens de gestionnaires de réseau de transport d'électricité |
| EPC | Engineer, procure and construct Ingénierie, achat et construction |
| EU | European Union Union européenne |
| EWIC | East-West Interconnector Interconnexion Est-Ouest entre l'Irlande et la Grande-Bretagne, |
| GHG GES | Green House Gases Gaz à effet de serre |
| Great Britain Grande-Bretagne | Great Britain encompassing England, Scotland and Wales Grande-Bretagne englobant l'Angleterre, l'Écosse et le pays de Galles. |
| GW | Giga Watts (1,000,000 Watts) Giga Watts (1 000 000 Watts) |
| GWh | Giga Watt hours Giga Watt heures |
| HVAC | High voltage alternating current Courant alternatif haute tension |

Celtic Interconnector – Demande d'investissement

| | |
|----------------------------|---|
| HVDC | High voltage direct current Courant continu haute tension |
| Ireland Irlande | Republic of Ireland République d'Irlande |
| I-SEM | Integrated Single Electricity Market Marché unique intégré de l'électricité |
| IRR | Internal Rate of Return Taux de rendement interne |
| kV | Kilo Volt |
| LSI/LSO | Largest System Infeed/Outflow Injection/soutirage la/le plus importante |
| M€ | Million € |
| MVA | Méga Volt Amp |
| MW | Méga Watt (1000 Watts) |
| MWh | Mega Watt hour Méga Watt heure |
| NPV VAN | Net Present Value Valeur Actuelle Nette |
| NRA ARN | National Regulatory Authority Autorité nationale de régulation |
| Opex | Operating expenditure Coûts d'exploitation |
| PCI | Project of common interest, a list of key energy infrastructure projects drawn by EC Projet d'intérêt commun, liste des principaux projets d'infrastructure relatives à l'énergie établie par la CE. |
| RAB BAR | Regulatory asset base Base d'Actifs Régulés |
| SEM | Single electricity market Marché unique de l'électricité |
| SEW | Socio-Economic Welfare Bien-être socio-économique |
| SoS | Security of Supply Sécurité d'approvisionnement |

Celtic Interconnector –Demande d'investissement

| | |
|------------------------------|---|
| TEN-e RTE-e | Trans-European Networks for Energy Réseaux transeuropéens d'énergie |
| TSO GRT | Transmission system operator Gestionnaire de réseau de transport |
| TUoS | Transmission use of system charges Dispositif de transmission du système |
| TWs | Territorial Waters Eaux territoriales |
| TYNDP | Ten Year Network Development Plan Plan décennal de développement du réseau |
| UK | United Kingdom Royaume-Uni |
| VOLL | Value of Lost Load Valeur de l'énergie non distribuée |
| VSC | Voltage Source Conversion Convertisseur de source de tension |
| WACC CMPC | Weighted average cost of capital Coût moyen pondéré du capital |

Introduction

L'interconnexion « Celtic Interconnector » serait la première connexion électrique directe entre l'Irlande et la France, allant de la côte sud de l'Irlande à la côte nord-ouest de la France. Les porteurs du projet sont EirGrid et le Réseau de Transport d'Électricité, les Gestionnaires des réseaux de Transport en Irlande et en France, qui ont mené conjointement des études destinées à s'assurer de la faisabilité du projet et ont effectué les analyses coûts-bénéfices présentées dans ce document.

L'interconnexion est un élément très important des réseaux électriques modernes qui apportent de nombreux bénéfices aux consommateurs d'électricité :

- Facilite le développement des échanges commerciaux d'électricité avec pour conséquence une moindre tension sur les coûts de l'électricité ;
- Améliore la sécurité d'alimentation grâce à des fournitures en énergie supplémentaires et une diversification de ces fournitures ;
- Réduit les émissions en facilitant le développement des sources d'énergies renouvelables, en particulier des sources variables telles que le vent.

La Commission européenne considère le renforcement des interconnexions comme une étape-clé vers la réalisation d'un système électrique plus intégré et à ce titre l'interconnexion « Celtic Interconnector » constitue un pas important vers la réalisation de cette intégration.

La Commission européenne a désigné le projet comme un projet d'intérêt commun de l'UE (PCI), le projet ayant conservé ce label après les mises à jour réalisées en 2015 et 2017. De plus, Celtic Interconnector a été identifié comme une « Autoroute » de l'électricité (E-Highway) et ce, en conclusion du projet e-Highway 2050 qui a bénéficié du soutien de la Commission Européenne. Ce projet identifie Celtic Interconnector comme partie intégrante du développement du réseau en Europe nécessaire pour atteindre les objectifs 2050 d'une économie bas carbone fixés par la CE.

Celtic Interconnector est l'un des rares projets à cumuler ce double label. Les PCI peuvent bénéficier de dispositifs accélérés de planification et d'attribution des autorisations de réalisation nécessaires. Ils ont également accès à des soutiens financiers de la part du fonds Connecting Europe Facility (CEF). Celtic Interconnector a déjà bénéficié d'une subvention de 3,5 M€ qui a été octroyée pour la phase de faisabilité et une subvention complémentaire de 4 M€ allouée pour la phase actuelle de développement du projet.

L'évaluation du plan décennal de développement du réseau de l'ENTSOE (TYNDP) 2018 de l'interconnexion « Celtic Interconnector » est le fondement de l'analyse coûts-bénéfices incluse (ACB) dans la présente demande d'investissement. Il constitue la base de l'évaluation et de la sélection du PCI en vertu du règlement (CE) n° 347/2013 relatif aux orientations pour les infrastructures transeuropéennes dans le secteur de l'énergie (Règlement TEN-E). Les deux porteurs du projet sont confiants dans la maturité du projet. Pour réaliser cette nouvelle interconnexion, les porteurs ont décidé de soumettre une demande de subvention dans le cadre du processus CEF et considèrent qu'une subvention à un niveau approprié est cruciale pour la réalisation du projet. Avant cette demande, et conformément à l'article 12 du règlement TEN-E, EirGrid et RTE vont soumettre une demande d'investissement conjointe aux autorités réglementaires nationales concernées pour approbation.

Les autorités réglementaires nationales, la Commission for Regulation of Utilities (CRU - Commission de Régulation des Services Publics) en Irlande et la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en France, sont invitées à examiner cette demande d'investissement et à prendre une décision sur la prise en compte de cet investissement dans les tarifs des deux pays et une décision sur la répartition des coûts du projet entre les pays.

Structure du document

Le document comporte 8 sections.

Les sections 1 à 3 présentent une description du projet, son état actuel et les coûts prévus.

La section 4 détaille l'analyse coûts-bénéfices qui a été réalisée dans le cadre du TYNDP paneuropéen de 2018.

La section 5 présente une analyse des impacts du projet au niveau national. Elle a pour objectif de vérifier s'il y a des pays autres que la France et l'Irlande qui pourraient être impliqués dans la répartition transfrontalière des coûts (CBCA)

La section 6 décrit les externalités du projet Celtic qui ne sont pas prises en compte dans l'ACB. Cela comprend les externalités positives de solidarité, d'intégration des marchés et de développement durable, l'une d'entre elle étant requise par le règlement européen pour être éligible à une subvention dans le cadre du fonds CEF.

La section 7 présente le Business Plan du projet, qui comprend une analyse des flux financiers annuels prévus, de l'accessibilité aux subventions et du financement, ainsi que des dispositions réglementaires.

La section 8 présente la proposition d'EirGrid et de RTE de répartition transfrontalière des coûts.

Des renseignements supplémentaires sont fournis dans les annexes.

1. Description du projet

Le projet « Celtic Interconnector » consiste en une liaison de courant continu à haute tension (HVDC), d'une capacité de 700 MW, entre le Comté d'East Cork (Irlande) et le nord-ouest breton (France). Cette section donne un aperçu des principales caractéristiques techniques du projet. Des renseignements techniques complémentaires sont fournis à l'annexe A1

1.1. Principales caractéristiques techniques

Les principaux éléments de l'interconnexion « Celtic Interconnector » sont décrits dans la Figure 1 et consistent en :

- une liaison sous-marine d'environ 500 km de longueur, placée sur ou sous le fond marin entre la France et l'Irlande.

et pour chaque pays :

- Un point d'atterrage où la liaison sous-marine arrive à terre,
- Une liaison terrestre HVDC entre le point d'atterrage et une station de conversion. La liaison est prévue en souterrain.,
- Une station de conversion, pour convertir l'électricité du courant continu Haute Tension (HVDC) en courant alternatif à haute tension (HVAC), qui est utilisé sur le réseau de transport.
- Une liaison terrestre HVAC entre la station de conversion et le point de connexion au réseau. La liaison est prévue en souterrain.
- Un point de raccordement à un poste électrique existant sur le réseau de transport.



Figure 1 – Détails du projet Celtic Interconnector

1.1.1. Paramètres techniques

Les paramètres techniques du projet ont été évalués au cours de la phase de faisabilité du projet et sont proposés comme suit :

Tableau 1: Caractéristiques techniques du projet

| Paramètre technique | Valeur |
|--|---|
| Puissance nominale | 700 MW (plus pertes) |
| Tension AC | 220 kV en Irlande et 400 kV en France |
| Tension DC | 320 kV (option actuelle) |
| Configuration DC (par ex. monopôle/bi-pôle) | Monopole symétrique |
| Stations de conversion | Technologie Voltage Source Conversion (VSC) |
| Nombre de câbles sous-marins DC | 2 |
| Longueur de la route sous-marine | 500 km |
| Longueur du câble terrestre en Irlande et France | 75 km |
| Nombre de câbles souterrains DC | 2 en Irlande et 2 en France |
| Télécommunications | 1 câble à fibre optique posé le long des câbles d'alimentation. |

Les paramètres présentés dans le Tableau 1 ont été choisis en fonction de diverses considérations, notamment la maturité technique, le coût et la performance des éléments d'interconnexion. La conformité à des éléments spécifiques relatifs aux Codes de Réseaux respectifs constituera une exigence du processus d'achat EPC.

1.2. Justification des choix techniques

Capacité de transfert

L'injection/soutirage de plus grande capacité en Irlande est actuellement celle de l'interconnexion East West Interconnector (EWIC) de 500 MW. Des études techniques ont été conduites en tenant compte d'un ensemble de facteurs dont les conditions et les caractéristiques du réseau irlandais. L'objet de l'étude était de déterminer une capacité d'interconnexion qui rendrait inutiles des renforcements de réseau importants ainsi que des changements importants dans l'exploitation du système. Ces études ont conclu à la possibilité de raccorder une interconnexion de 700 MW sans engager de renforcements majeurs du réseau électrique irlandais aux points de raccordement déjà identifiés. En France, cette capacité de 700 MW a aussi été confirmée par une étude de tenue de tension en Bretagne.

D'autres options concernant le projet ont été envisagées (par exemple 1000 MW, 2x500 MW), et il a été déterminé qu'après un arbitrage coûts/ bénéfices pour l'Irlande et la France que 700 MW était la meilleure option concernant la dimension du projet.

Technologie

La technologie HVDC est la seule technologie pour le transport de l'électricité sur de longues distances en mer. Durant la phase d'analyse de faisabilité du projet, plusieurs schémas de liaisons HVDC ont été évalués sur la base de leurs coûts et de leurs avantages respectifs.

Les lignes HVDC peuvent être classées chronologiquement en fonction des trois technologies de base des convertisseurs :

1. **Convertisseurs à ligne commutée (LCC)** – quelquefois référencé comme la technologie HVDC conventionnelle ou classique, cette technologie utilise des valves à thyristors dans les stations de conversion et a fait l'objet d'installations industrielles depuis 1972 (précédemment, des valves à vapeur de mercure étaient utilisées).
2. **Convertisseurs à source de tension (VSC)** – Les convertisseurs à source de tension utilisent la technologie IGBT (transistor bipolaire à grille isolée) en lieu et place de thyristor pour le processus de conversion. Plutôt que de s'appuyer sur la tension du réseau pour commuter, les transistors IGBT sont allumés/éteints par l'intermédiaire d'un dispositif de pilotage permettant de construire un signal d'onde de forme alternative. La technologie VSC a été introduite pour la première fois par ABB en 1997.
3. **Les convertisseurs à commutation capacitive (CCC)** – Les convertisseurs à commutation capacitive sont une variante de la technologie LC et utilise la même technologie de thyristors. Cette technologie a été introduite en 1990 afin de résoudre les difficultés rencontrées avec les réseaux AC de faible puissance. La première liaison CCC a été mise en œuvre en 1999.

Les points de raccordement tant en France qu'en Irlande sont considérés comme ayant de faibles puissances de court-circuit (PCC). C'est pourquoi, les technologies LCC et CCC ne pourraient être considérées comme des solutions optimales. La technologie VSC est plus indépendante des niveaux de PCC et peut être exploitée dans un système totalement passif, sans moyen de production, avec un courant de court-circuit / PCC nul.

La technologie VSC dispose également des caractéristiques nécessaires pour optimiser les avantages procurés par le projet, à savoir :

- Fonctionner dans un système avec un niveau faible de court-circuit.
- Fournir un support de tension à la région.
- Fournir une capacité « black start ».
- Fournir un moyen de tenue de la fréquence sur défauts du système.

Sur la base de ce qui précède, il a été décidé que le projet Celtic Interconnector utilisera la technologie HVDC VSC.

Schéma de configuration des stations de conversion

Il y a différents schémas de configuration de HVDC en technologie VSC qui pourraient être mis en œuvre pour le projet Celtic Interconnector. EirGrid et RTE ont examiné les trois principales options qui sont listées ci-dessous par ordre de coûts croissants :

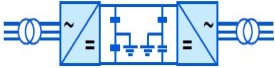
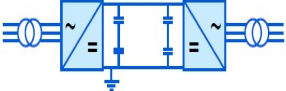
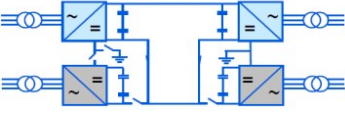
- Monopole symétrique,

- Monopole asymétrique,
- Bipôle.

Les termes monopole et bipôle renvoient à l'utilisation d'une ou de deux polarités DC pour connecter les convertisseurs d'un système de transport d'électricité HVDC. Une configuration avec une polarité DC haute tension unique (positive ou négative par rapport à la terre) est référencée comme étant monopolaire. Une configuration avec deux polarités DC haute tension (une positive et l'autre négative par rapport à la terre) est référencée comme étant bipolaire.

La Tableau 2 propose une description de ces trois configurations ainsi que celle d'un terminal multiple à Monopole Symétrique, leurs caractéristiques principales et un résumé des analyses réalisées.

Tableau 2 – Structures possibles de la station de conversion

| Schema | Caractéristiques | Résumé des analyses |
|---|---|--|
| <p>Symmetric monopole</p>  | <ul style="list-style-type: none"> ▪ 2 câbles haute tension ▪ 2 stations de conversion | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Solution de moindre coût ▪ Pas de transformateur spécial ▪ Courant de court-circuit limité |
| <p>Asymmetric monopole, metallic return</p>  | <ul style="list-style-type: none"> ▪ 1 câble haute tension ▪ 1 câble basse tension ▪ Transformateurs spéciaux ▪ 2 stations de conversion | <ul style="list-style-type: none"> ▪ 20% plus cher que le symétrique ▪ Câble haute tension de très large section ▪ Besoin de transformateurs spéciaux |
| <p>Bipole, metallic return</p>  | <ul style="list-style-type: none"> ▪ 2 câbles haute tension ▪ 1 câble basse tension ▪ Transformateurs spéciaux ▪ 4 stations de conversion | <ul style="list-style-type: none"> ▪ 70% plus cher que le symétrique ▪ Besoin de Transformateurs spéciaux |

Sur la base des comparaisons réalisées par EirGrid et RTE des caractéristiques économiques et des bénéfices des configurations possibles présentées dans le tableau, **il a été décidé que la configuration optimale pour le projet d'interconnexion Celtic Interconnector était d'utiliser la technologie VSC dans une configuration de monopole symétrique avec un seul terminal.**

Niveau de tension

Il existe plusieurs niveaux de tension qui pourraient être utilisés pour le projet Celtic Interconnector. EirGrid et RTE ont examiné les options les plus appropriées et la figure 2 ci-dessous résume les conclusions des analyses

Au stade de développement actuel du projet, le 320 kV a été identifié comme étant le plus approprié pour un projet HVDC de cette taille. Il ouvre de plus grandes perspectives de mise en concurrence des fournisseurs lors des appels d'offres de la phase EPC dans la mesure où il n'empêche pas l'utilisation de câbles avec différents modes d'isolation (i.e. Polyéthylène réticulé (XLPE) ou papier Imprégné (MI)).

RTE et EirGrid vont continuer à examiner les options techniques disponibles tout au long du processus de spécifications et d'appels d'offres, et engageront les discussions qui conviennent avec les fournisseurs et les prestataires en appui de ce processus. Cela assurera que les propositions des

fournisseurs offriront des dispositions optimales pour l'interconnexion d'un point de vue technique et économique qui intégreront les configurations de tension, type de câble, équipement et matériels.

1.3. Tracé de « Celtic Interconnector »

Raccordements au réseau et besoins en renforcements

La capacité des réseaux français et irlandais à intégrer les transits de puissances prévus suite au raccordement de Celtic Interconnector a fait l'objet d'études et il apparaît que Celtic Interconnector ne soulève pas de problème majeur pour l'un ou l'autre des réseaux.

En ce qui concerne le réseau irlandais, EirGrid a entrepris une étude pour identifier les points de raccordement sur le réseau permettant d'accepter les transits de 700 MW en import, comme en, export, depuis ou vers la France. L'étude a identifié :

- Le poste de Knockraha (East Cork) et,
- le poste de Great Island (West Wexford).

Ces postes ont été choisis en raison de leur raccordement au réseau de transport irlandais et de leur localisation à proximité des côtes sud de l'Irlande, comme indiqué sur la figure 3 ci-dessous.

Des études conduites à la suite sur ces deux postes ont montré que le raccordement au poste de Knockraha permettrait de gérer les flux supplémentaires beaucoup mieux qu'un raccordement au poste de Great Island¹. Suite à l'achèvement des études techniques terrestres et maritimes, auquel il est fait référence dans ce chapitre, Knockraha a été identifié comme le point de raccordement le plus approprié en Irlande et EirGrid a confirmé publiquement cette décision début 2018.

Suite aux instructions données par la Commission de Régulation des Services Publics (CRU) en octobre 2017² (de commencer le processus de raccordement des projets d'interconnexion disposant d'un statut de PCI, une évaluation complémentaire des capacités du réseau Irlandais d'accepter les transits consécutifs au raccordement de Celtic Interconnector a été entreprise.

Pour le point de raccordement à Knockraha, un investissement de taille modeste au regard de la taille de la nouvelle interconnexion apparaît nécessaire. Il consiste en une augmentation de puissance d'un circuit à 110 kV et à des travaux dans deux postes 110 kV. Les coûts de renforcement et d'exploitation sont détaillés plus finement au paragraphe 3.5.

¹ [http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Celtic Interconnector-Interconnector-Feasibility-Phase-Network-Analysis.pdf](http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Celtic%20Interconnector-Interconnector-Feasibility-Phase-Network-Analysis.pdf)

² CRU/17/300

Celtic Interconnector – Demande d'investissement



Figure 2 – Points de raccordement identifiés en Irlande

En ce qui concerne le réseau français, RTE a entrepris des études d'identification des points de raccordement au réseau de transport présentant le potentiel de raccordement nécessaire pour une interconnexion avec des transits de 700 MW en import ou en export, de ou vers l'Irlande. L'étude identifie :

- Le postes de La Martyre et
- Le poste de Plaine Haute.

Ces postes ont été retenus pour leurs conditions de raccordement au réseau, ainsi que pour leur localisation sur la côte au Nord-Ouest de la France, comme présenté sur la figure 3.

L'étude de réseau a été intégrée dans une étude du réseau breton à l'horizon 2030. L'interconnexion a été prise en compte en variante de cette étude. L'étude de réseau de RTE a été scindée en trois analyses : un load-flow en courant alternatif (AC), une analyse probabiliste en courant continu (DC) et une analyse de tenue en tension.

L'étude confirme que le point de raccordement le plus favorable est le poste de La Martyre. Le point de faiblesse du poste de Plaine Haute est l'absence d'un raccordement d'une puissance suffisante au reste du réseau, un circuit 400 kV et un circuit 225 kV uniquement, alors que la Martyre est raccordée par 2 circuits 400 kV et 2 circuits 225 kV.

RTE a également réalisé des études complémentaires du raccordement de Celtic Interconnector en France et a confirmé qu'il y avait un potentiel suffisant pour raccorder Celtic Interconnector au réseau breton. Le détail de ces évaluations est fourni en annexe A3.

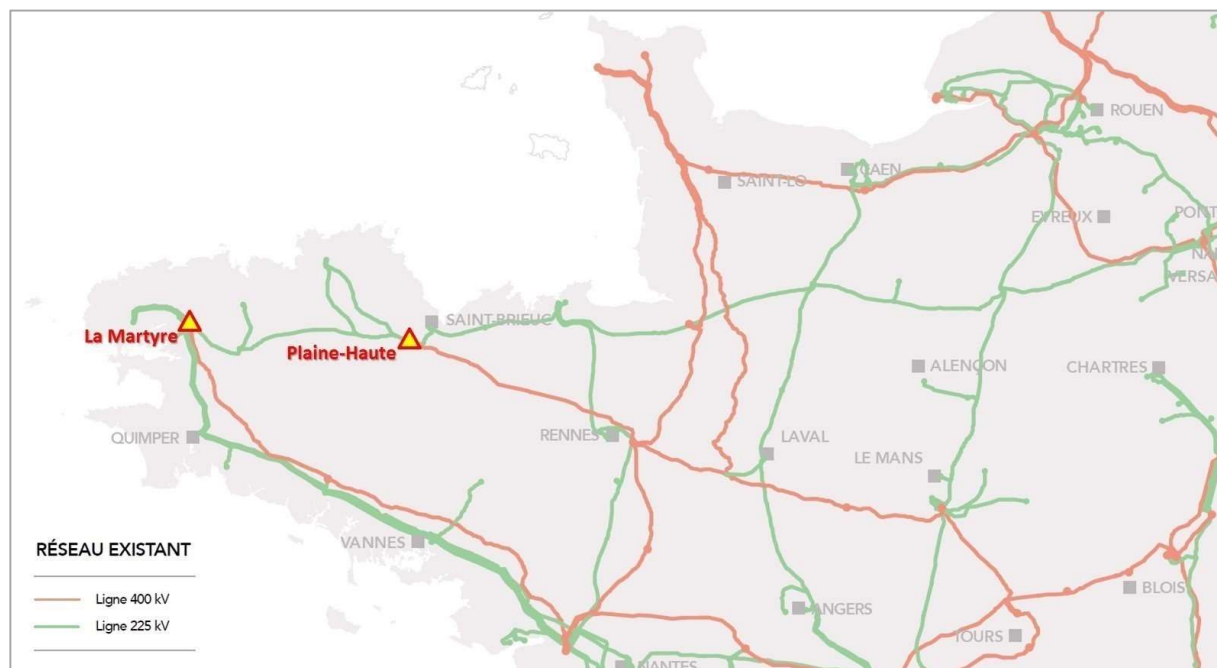


Figure 3 – Points de raccordement identifiés en France

Tracé maritime

Une analyse documentaire de tracé³ a été réalisée afin d'identifier les tracés maritimes potentiels entre la côte sud de l'Irlande et la côte au nord-ouest de la France. L'analyse a pris en compte différents facteurs incluant la recherche d'un tracé réaliste le plus court possible et l'identification des contraintes d'ingénierie et environnementales. Six tracés marins faisables ont été identifiés. Suite à une étude détaillée des contraintes, un tracé a été retenu qui, bien que n'étant pas le plus court, était considéré comme le plus performant. Ce tracé, détaillé sur la *figure 4*, évite un plus grand nombre de contraintes techniques et environnementales en comparaison des autres alternatives et présente également l'intérêt d'éviter les eaux territoriales anglaises, dont la traversée induirait un délai supplémentaire durant la phase d'autorisation et augmenterait le coût du projet.

Une étude de relevés maritimes précis de la route la plus performante a été entreprise en 2014 et 2015, afin de :

- développer les tracés offshores,
- évaluer les caractéristiques des fonds marins et toute contrainte technique en lien avec la pose du câble,
- fournir une estimation robuste des coûts.

Les études ont conclu à la faisabilité du tracé, sans aucune contrainte majeure et avec des profondeurs favorables entre 100 et 110 mètres sur l'essentiel du tracé.

³ [http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Celtic Interconnector-Interconnector-Marine-Route-Investigation.pdf](http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Celtic%20Interconnector-Interconnector-Marine-Route-Investigation.pdf)

Les relevés maritimes ont été complétés par des études relatives aux contraintes liées aux activités de navigation, de pêche ainsi qu'aux possibilités d'enfouissement le long du tracé afin de déterminer la profondeur d'enfouissement du câble dans les fonds marins. Ces études ont utilisé les résultats de toutes les autres études maritimes antérieures ainsi que les évaluations des risques fondées sur une méthode quantitative de mesure des risques sur la totalité du tracé.

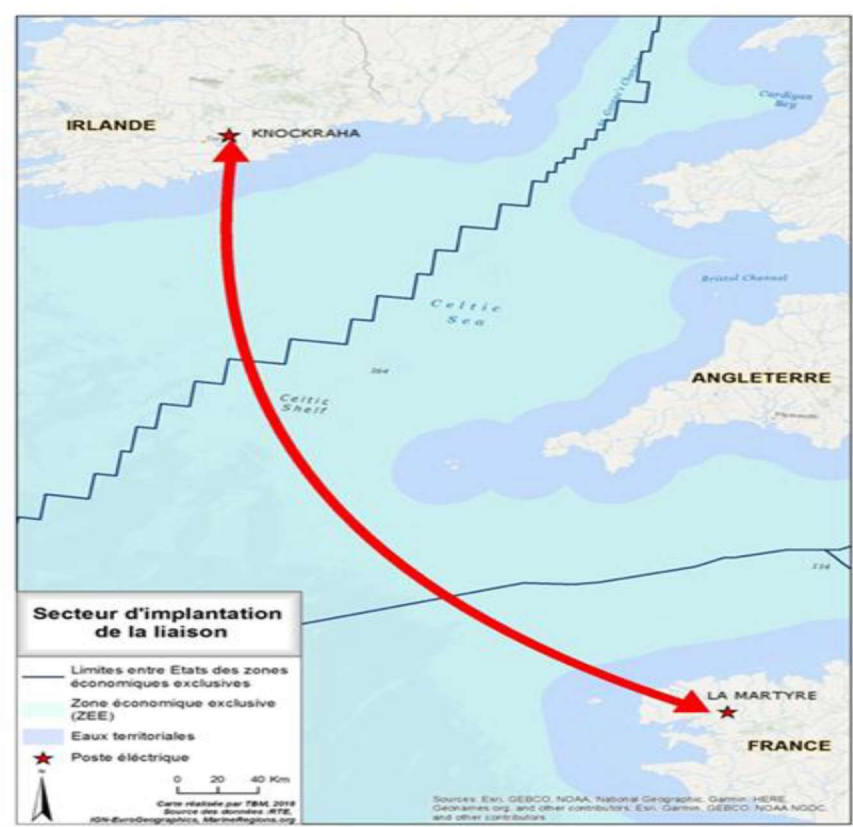


Figure 4 - Celtic Interconnector Carte du tracé en mer

Tracé terrestre

Les études terrestres portant sur les contraintes techniques, environnementales et de planification ont conclu à la possibilité d'un ensemble d'options faisables pour les différentes composantes terrestre du tracé de l'interconnexion en France et en Irlande. EirGrid et RTE procéderont ultérieurement à une analyse plus détaillée de ces options en les développant afin d'identifier la plus performante pour chaque composante du tracé, en Irlande et en France, au moment opportun. Les Parties Prenantes seront consultées tout au long de la phase de développement.

1.4. Impact environnemental et sociétal

En ce qui concerne la partie terrestre du tracé du projet, des rapports de référence relatifs à des évaluations approfondies des impacts sociétaux et environnementaux du projet ont été élaborés. Ils ont notamment porté sur :

- des questions comme l'implantation géographique,
- les contraintes environnementales,
- les infrastructures et les aspects sociétaux dans l'aire d'étude.

Des options réalistes en termes de faisabilité pour chacun des composants du projet ont été identifiées. Etant donné que la majorité du tracé terrestre se ferait en souterrain, le long des voiries, on peut raisonnablement conclure que l'impact sur les riverains devrait être très réduit, exception faite de la période de travaux. Alors que des études d'impacts environnementaux et sociaux plus détaillées seront demandées, leur réalisation étant prévue en 2019 dans le cadre formel du processus de concertation en France et en Irlande, on peut affirmer, au stade actuel du projet, que les évaluations disponibles ne laissent pas entrevoir d'impacts majeurs pour le projet proposé.

Pour la partie maritime du projet, une étude benthique approfondie (environnementale) a été réalisée en tant qu'étude à part entière des analyses faites en mer. Une grande variabilité des habitats a été observée le long du tracé maritime. Toutefois, aucun signe d'habitat particulièrement sensible n'a pu être relevé. Les prospections qui ont été réalisées et les échantillons recueillis ont fourni des éléments de grande qualité qui seront mis à profit pour les études d'évaluation des impacts en mer qui seront menées en parallèle avec les études terrestres. Les engagements pris avec les professionnels de la pêche ont été un élément à retenir à ce stade du projet et des précautions seront prises tout au long du projet pour garantir un impact minimal sur les autres usagers de la mer.

2. Organisation et mise en œuvre du projet

2.1. Organisation du projet

EirGrid et RTE sont tous deux des gestionnaires publics de réseau de transport publics responsables de l'exploitation des réseaux de transport à haute tension en Irlande et en France respectivement. RTE est également responsable de la maintenance et du développement du plus grand réseau de transport d'Europe. Ensemble, ils possèdent une vaste expérience dans le développement, l'exploitation et la maintenance d'interconnexions HVDC sous-marines :

EirGrid

- East West Interconnector (EWIC), interconnexion de 500 MW entre l'Irlande et la Grande-Bretagne, mise en service en 2012

RTE

- Interconnexion France-Angleterre en service (IFA2000), interconnexion de 2 000 MW entre la Grande-Bretagne et la France, mise en service en 1986 et exploitée par RTE et National Grid.
- IFA2, interconnexion de 1000 MW entre la Grande-Bretagne et la France, réalisée par RTE et National Grid, et dont la construction a débuté en 2018.
- FAB Link, projet d'interconnexion de 1 400 MW entre la France et la Grande-Bretagne, développé par RTE et FAB Link
- Golfe de Gascogne, projet d'interconnexion de 2000 MW entre la France et l'Espagne, développé par RTE et REE.

EirGrid et RTE ont commencé à étudier le projet de l'interconnexion « Celtic Interconnector » en 2011 et le développent dans le cadre de différents accords de partage des coûts depuis 2014, les coûts des études étant répartis à 50/50. Sur la base d'une évaluation des meilleures pratiques internationales pour une livraison concrète des phases à venir du projet, EirGrid et RTE ont mis en place une entité ad

hoc sous la forme d'une Incorporated Joint-Venture (IJV), qui a été constituée en tant que Designated Activity Company selon le droit irlandais.

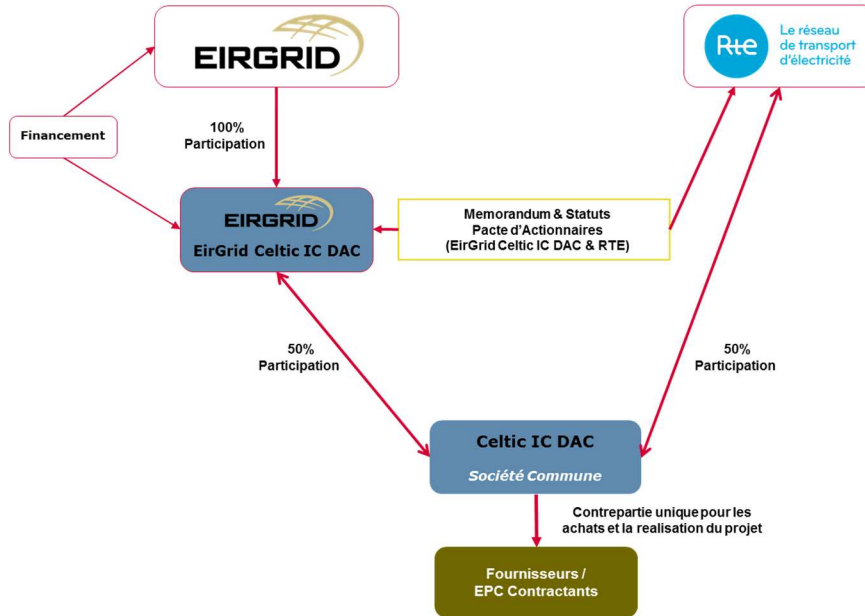


Figure 5 - Celtic Interconnector DAC (IJV) Structure organisationnelle de la Société Commune

La structure organisationnelle de cette société est décrite ci-dessus sur la **Figure 5**. La société normalisera les activités des deux organisations et fournira une structure d'entreprise efficace afin de réaliser le projet et d'en assurer la livraison selon les normes de sécurité et de qualité les plus exigeantes.

À ce jour, EirGrid et RTE ont doté l'équipe du projet de ressources internes suffisantes et ont procédé à des achats conjoints d'expertise externe spécialisée en fonction des besoins. EirGrid et RTE continueront à s'assurer que les ressources sont suffisantes, comme exigé pour chacune des phases du projet.

2.2. Feuille de route pour la mise en œuvre du projet

La feuille de route pour la mise en œuvre du projet est détaillée sur le schéma ci-dessous et une description de chaque phase est présentée ci-dessous.

Celtic Interconnector – Demande d'investissement

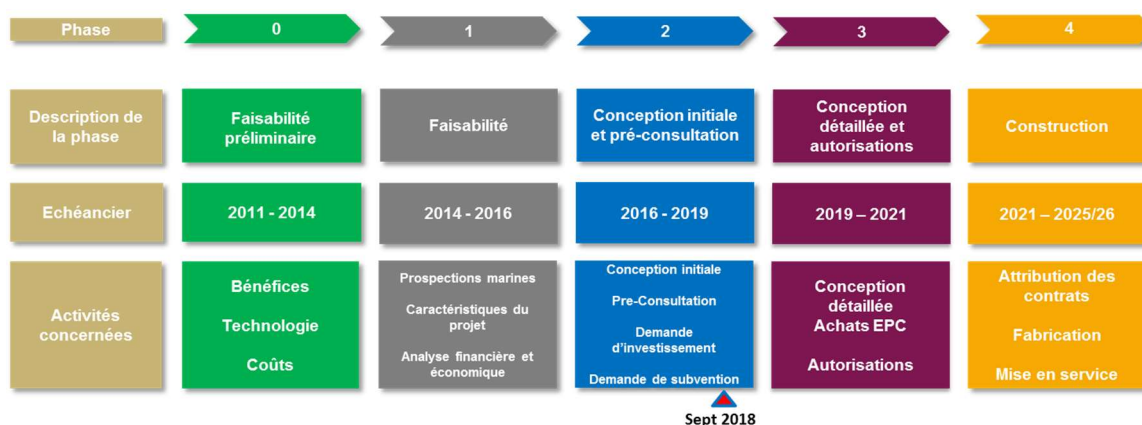


Figure 6 – Feuille de route du projet

Phase de faisabilité

Après la phase de pré-faisabilité en 2014, EirGrid et RTE ont convenu de passer à la phase de faisabilité du projet. Une série d'études détaillées ont été réalisées afin de confirmer la faisabilité du projet, notamment :

- Une étude documentaire des différentes options de tracés maritimes,
- Une étude marine le long du tracé le plus performant de 500 km entre l'Irlande et la France,
- Des études des options de raccordement et de leur impact sur le réseau,
- Une analyse économique et financière,
- Une évaluation des coûts sur la base des résultats des études techniques.

Les résultats des études détaillées réalisées lors de la phase de faisabilité sont présentés dans l'annexe A1.

Conception initiale et phase de pré-consultation

Après l'achèvement de la phase de faisabilité en 2016, EirGrid et RTE étaient satisfaits de la faisabilité du projet et ont accepté de passer à la phase actuelle de conception initiale et de pré-consultation (Initial Design and Pré-Consultation-IDPC). Cette phase s'est surtout concentrée sur :

- La conception initiale du projet, y compris l'amélioration des options de tracés maritimes,
- Les études techniques liées au développement du projet on shore en Irlande et en France,
- Activités de pré-consultation conformes aux exigences du projet en matière d'autorisations,
- Elaboration de la demande d'investissement pour soumission aux régulateurs,
- Préparation de la demande de subvention CEF pour les phases du projet restante.

La phase IDPC (phase actuelle du projet) est sur le point de s'achever et le projet prépare le démarrage de la phase suivante qui portera sur les spécifications techniques détaillées, la procédure d'appel d'offres pour les contrats EPC avec les fournisseurs, les procédures d'autorisations.

Phase de conception détaillée et des autorisations

La phase de conception détaillée et des autorisations doit commencer en 2019 et, sous réserve de l'aboutissement de la demande d'investissement (*Investment Request*) et de la demande de subvention prévue, EirGrid et RTE s'engageront à lancer le processus de passation de marchés EPC (*engineering, procurement and construction* - ingénierie, achat et construction) et à soumettre des demandes formelles pour l'obtention des autorisations nécessaires.

Passation de marchés EPC (engineering, procurement and construct - ingénierie, achat et construction)

- La préparation de la passation de marchés EPC a commencé par l'élaboration d'une procédure de méthode d'achat, qui sera suivie de l'élaboration des principaux principes contractuels et de la stratégie d'achat, de la stratégie technique, de la préparation du contrat, de la définition du périmètre technique des travaux et des spécifications techniques.
- Publication d'un avis au JOUE prévue pour septembre 2019.
- Le processus de pré-qualification et d'évaluation devrait prendre environ 4 à 6 mois, conjointement à la finalisation des spécifications techniques.
- Lancement officiel de l'appel d'offre début 2020, l'évaluation et les négociations devraient durer de 15 à 18 mois environ.

Autorisations

- EirGrid a commencé les activités de pré-consultation en 2017 au cours de la phase IDPC conformément à son « Framework for Developing the Grid » [Cadre de développement du réseau] et a mené des consultations avec les parties prenantes dans la région de Cork Est.
- RTE a soumis une Justification Technico-Économique à la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) le 26 juillet 2018.
- Les notifications officielles pour chaque autorité compétente concernant les PCI en Irlande et en France devraient être publiées d'ici fin 2018.
- La présentation de demandes formelles d'autorisation sur les deux territoires est prévue pour le deuxième semestre 2020, et les autorisations devraient être obtenues avant fin 2021.

Phase de construction

Sous réserve de l'aboutissement de la passation des marchés EPC (*engineering, procurement and construct* - ingénierie, achat et construction) et de l'obtention des autorisations, une décision finale d'investissement (*Final Investment Decision*) sera prise avant l'attribution des contrats et l'engagement de procéder à la phase de construction du projet.

La phase de construction devrait commencer vers la fin 2021 et s'achever en 2025 pour une mise en service opérationnelle de l'interconnexion début 2026.

3. Coûts du projet

3.1. Introduction

EirGrid et RTE ont développé une estimation robuste des coûts d'investissement pour le projet « Celtic Interconnector ». Après l'achèvement de la phase de faisabilité en 2016, les principaux paramètres techniques du système ont été définis (à savoir, puissance nominale, niveau de tension, technologie VSC) ainsi que certaines des principales hypothèses concernant les points de connexion au réseau et les zones d'atterrage. Le plus grand degré d'incertitude sur les projets comme le projet « Celtic Interconnector » est lié à l'environnement marin et aux contraintes associées à l'installation d'un câble. Une série complète d'études marines détaillées ont été réalisées dans le cadre de la phase de faisabilité et les résultats de ces études ont servi de base à l'élaboration d'une estimation des coûts d'investissement de référence avec un meilleur degré de certitude.

3.2. Coûts du projet

Une évaluation technique globale du projet a été élaborée par les experts d'EirGrid et de RTE, en tenant compte de toutes les données disponibles provenant de diverses études entreprises au cours de la phase de faisabilité. Cela comprend l'analyse initiale des facteurs environnementaux, techniques, économiques et autres, ainsi que des études approfondies sur ces mêmes sujets et relevés détaillés des fonds marins et des recherches à terre, etc.

Par conséquent, un scénario viable et robuste a été défini pour la conception et l'installation de chaque lot du projet (travaux sur les points de raccordement aux postes électriques, stations de conversion, câbles souterrains et câbles marins) afin d'obtenir une estimation fiable de ce que l'on peut attendre en termes de propositions du marché à l'issue de l'appel d'offres EPC.

Pour établir cette estimation, une évaluation complète des investissements (CAPEX) a été entreprise, intégrant également les risques associés. Cela a été basé sur :

- la connaissance du marché pour chaque composante du projet, continuellement améliorée par des analyses comparatives avec d'autres GRT,
- des études de faisabilité de fabricants ou de consultants,
- l'expertise interne sur les projets HVDC et/ou EPC sous-marins.

Les coûts d'investissement du projet « Celtic Interconnector » sont estimés à 930 M€. L'évaluation détaillée des coûts est présentée dans la Tableau 3, y compris leurs répartitions selon des unités techniques cohérentes.

Les conclusions des études réalisées ont confirmé le prix central de 930 M€, avec une fourchette d'incertitude de -110 / + 140 M€, en fonction principalement des prix en vigueur sur le marché au cours du processus d'achat. L'Annexe 2 fournit plus de détails concernant la fiabilité de cette évaluation.

Le coût du projet ne sera confirmé qu'une fois connus les résultats du processus d'achat EPC. A ce moment-là, et avant d'attribuer les contrats et de s'engager dans la phase de construction, EirGrid et RTE seront en capacité de confirmer le budget dont il est attendu qu'il soit dans le domaine de variation précisé ci-dessus.

Le coût du câble sous-marin a été réparti entre les zones géographiques française, britannique et irlandaise en fonction de leurs longueurs respectives. Compte tenu des incertitudes affectant ces longueurs, qui ne sont pour l'instant que des estimations, des modifications possibles du tracé final et

Celtic Interconnector –Demande d'investissement

de l'emplacement des difficultés rencontrées lors des travaux, la décision a été prise de considérer que les coûts du câble sous-marin étaient répartis à 50/50 entre la France et l'Irlande. Le même principe a été adopté pour les câbles terrestres et les stations de conversion.

Celtic Interconnector –Demande d'investissement

Tableau 3: Décomposition des coûts du projet

| Objet | Description | Cost (M€) |
|---|---|------------|
| Phase de faisabilité | Engagement des études des routes maritimes, détermination des paramètres du projet, analyse économique et financière | |
| Phase de conception et de pré-concertation | Réalisation de la conception initiale du projet, activités de pré-consultations, soumission de la demande d'investissement et préparation de la demande de subvention | |
| Conception détaillée et recherche des autorisations | Conception détaillée du projet, Ingénierie, Achats et construction, processus d'instruction administratif en France et en Irlande | |
| SOUS-TOTAL (Phases de pré-construction) | | |
| Installation Marine | Opérations préparatoires <i>(incluant les forages dirigés, le croisement de câbles de tiers, la détection des engins explosifs, pré-étude de pose, étude archéologique préventive)</i> | |
| | Opérations de pose du câble <i>(contraintes météo prises en compte)</i> | |
| | Opérations de protection <i>(sur la base de l'examen de données d'études marines, tenant compte du creusement de tranchées, water jetting, enrochement, ... et prise en compte des contraintes météo)</i> | |
| | Contrôle/surveillance et aléa de tracé | |
| | Pilotage des contrats | |
| Fourniture de câble | Câble sous-marin | |
| | Câble terrestre | |
| | Tests câbles | |
| Installation du câble terrestre | Pose des câbles terrestres | |
| | Pilotage des contractants | |
| Station de conversion | Stations de conversion fourniture et installation ⁴ <i>(y.c. le pilotage des contractants, la conception, l'achat et la fabrication de tous les composants des stations avec l'achat des terrains, installation et mise en service)</i> | |
| Autres coûts | Assurances tous risques | |
| | Personnel de la filiale commune | |
| | Coûts de raccordement | |
| SOUS-TOTAL Phase de construction | | |
| TOTAL | | 930 |

3.3. Marge d'incertitude des coûts du projet

L'objectif du coût de 930 M€ tient compte de certains aléas liés aux opérations maritimes. L'analyse de risques caractérise les opportunités de réductions et les risques d'augmentations dans l'évaluation des coûts.

L'analyse de risque précise les opportunités à la baisse et les risques à la hausse concernant l'évaluation des coûts et donnant lieu à une marge d'incertitude de -110 / + 140 M€ est détaillé dans l'Annexe A2.1.

3.4. Coûts O&M (coûts d'Exploitation et Maintenance)

D'après l'expérience de RTE, la majeure partie des coûts d'Exploitation et de Maintenance d'une telle interconnexion provient des dommages occasionnés sur les câbles sous-marins. Les dommages sont très rares mais les réparations sont très coûteuses, c'est pourquoi la variabilité du coût d'entretien effectif peut être très large.

Une hypothèse de 8,4 millions d'euros par an (en Euros 2018) a été retenue pour l'interconnexion « Celtic Interconnector ». Ces coûts d'exploitation sont basés sur l'expérience d'EirGrid dans l'exploitation d'EWIC et sur l'expérience de RTE dans l'exploitation des interconnexions sous-marines depuis plus de 30 ans, notamment en termes de stratégie de protection des câbles contre les menaces externes.

La stratégie de maintenance sera conçue et approuvée par EirGrid et RTE.

3.5. Coûts des réseaux et des systèmes opérationnels

L'analyse de la capacité des réseaux de transport irlandais et français à accueillir les flux d'énergie attendus de l'interconnexion Celtic Interconnector a été entreprise et l'on constate que les deux systèmes peuvent raisonnablement accueillir les flux attendus. En Irlande, une solution de mise à niveau du réseau relativement mineure par rapport à l'échelle de l'interconnexion est nécessaire. Il s'agit d'un seul circuit 110kV et de travaux dans deux postes électriques 110kV. Cette solution est estimée à un coût de 15,7 millions d'euros. Les détails complets de l'analyse entreprise sont fournis à l'Annexe 3.

L'impact potentiel de l'interconnexion « Celtic Interconnector » sur l'exploitation des réseaux de transport a également été pris en compte. Comme on pouvait s'y attendre, il n'y a pas d'impact sur l'exploitation du réseau français qui d'ores et déjà accepte des interconnexions et des unités de production dépassant la capacité de l'interconnexion « Celtic Interconnector ». EirGrid a entrepris une série d'études de fréquence et de stabilité transitoire pour évaluer l'impact d'une interconnexion générique de 750 MW. Cela a permis de confirmer que les problèmes identifiés ont des solutions qui peuvent être mises en œuvre et qu'il n'existe pas de problèmes opérationnels à mettre en service une interconnexion de 750MW. Cependant, une interconnexion de cette capacité augmenterait l'injection

⁴ This has been assessed based on benchmarking from several reference projects. Due to the variability observed in the various cost components it would not be appropriate to provide a more detailed breakdown

et le soutirage les plus importants au-delà des 500 MW actuels du fait des interconnexions Moyle et East West, ce qui pourrait se traduire par des coûts d'exploitation du système.

L'impact de l'injection maximale (LSI) pourrait entraîner la nécessité d'une réserve d'exploitation supplémentaire et, sur la base d'une simple évaluation basée sur les coûts, ce coût potentiel est estimé entre 1,4 et 2,8 millions d'euros par an. Tous les détails de l'évaluation sont fournis dans l'Annexe A3.

Les dépenses de réseau et d'exploitation ne sont pas intégrées dans l'analyse coûts/bénéfices détaillée dans la section 4 du fait que l'interconnexion « Celtic Interconnector » fournirait aussi des services d'aide à l'exploitation du réseau de transport qui ne sont pas pris en compte dans l'ACB. Cela couvre le black-start, la tenue de la tension, la réponse dynamique en fréquence. On considère que le coût de fourniture de ces services par d'autres moyens, par exemple l'installation d'un compensateur statique (Statcom), est supérieur à n'importe lequel des impacts sur les coûts du système mentionnés ci-dessus.

4. Analyse coûts- bénéfiques

La stratégie de l'Union européenne en matière de réseaux transeuropéens pour l'énergie (RTE-E) est axée sur l'interconnexion des infrastructures électriques des pays de l'UE. Dans le cadre de cette stratégie, neuf corridors prioritaires, qui couvrent au moins deux pays de l'UE, ont été identifiés comme nécessitant un développement urgent des infrastructures dans les secteurs de l'électricité, du gaz ou du pétrole. Ce développement permettra de relier les régions actuellement isolées des marchés européens de l'énergie, de renforcer les interconnexions transfrontalières existantes et de contribuer à l'intégration des énergies renouvelables (ENR).

Le corridor de NSI West Electricity (Corridor Nord-Sud d'électricité en Europe de l'ouest), dont font partie la France et l'Irlande, est confronté à de nombreux défis pour les prochaines décennies. Il faudra notamment intégrer des niveaux élevés de production d'énergie renouvelable afin de parvenir à la transformation des sources d'énergie thermique en sources d'énergie sans CO2 et atteindre les objectifs d'atténuation des changements climatiques. Un autre défi consistera à garantir la sécurité de l'approvisionnement. La dépendance croissante d'une production d'énergie renouvelable qui par définition est variable, signifie que les conditions météorologiques auront une plus grande incidence sur le futur système électrique. Dans ce contexte, le soutien mutuel entre les États membres du corridor NSI Ouest sera de plus en plus important afin de maintenir la sécurité d'approvisionnement tout en optimisant l'utilisation efficace de nos ressources énergétiques.

Les projets de transport sont par nature polyvalents. En plus d'autres avantages, l'interconnexion a longtemps été identifiée comme une solution appropriée pour améliorer la sécurité d'approvisionnement et, plus généralement, le bien-être socio-économique européen (SEW).

Le *règlement (UE) 347/2013 concernant des orientations relatives aux infrastructures transeuropéennes en lien avec l'énergie (Règlement TEN-E)* est entré en vigueur en avril 2013. Le règlement définit les projets européens d'intérêt commun (PCI), qui sont des projets dans le secteur de l'électricité présentant des avantages significatifs pour au moins deux États membres. Il stipule également que le plan décennal de développement du réseau (TYNDP) publié par l'ENTSO-E constitue la base de référence pour l'évaluation des PCI. ENTSO-E est également chargé d'élaborer une méthodologie coûts-bénéfices appropriée pour l'évaluation des projets d'infrastructure de transport.

Le processus TYNDP est le cadre paneuropéen dédié à l'évaluation des bénéfices que l'on peut attendre des projets susceptibles de satisfaire les besoins qui découlent des politiques européennes en matière d'intégration des marchés, de durabilité et de sécurité d'approvisionnement. Chaque projet inclus dans le TYNDP est évalué à l'aide de la méthodologie CBA 2.0 qui a été approuvée par la Commission européenne. Le bénéfice de chaque projet TYNDP est évalué par rapport à des paramètres d'évaluation définis (indicateurs) allant du bien-être socio-économique à l'impact environnemental.

L'évaluation TYNDP 2018 de l'interconnexion « Celtic Interconnector » est le fondement de cette ACB. Cette demande d'investissement contient également une analyse de sensibilité et un scénario spécifique à l'interconnexion « Celtic Interconnector » qui a été envisagé pour fournir des informations complémentaires à celles fournies par l'évaluation TYNDP 2018.

4.1. Hypothèses et méthodologie de l'analyse coûts-bénéfices

Cette section décrit la méthodologie utilisée dans le TYNDP et pour cette demande d'investissement. De plus amples détails sont donnés dans l'Annexe A4

4.1.1. Scénarios et hypothèses de départ

Tous les projets inclus dans le TYNDP 2018 sont évalués à l'aide d'un certain nombre de scénarios futurs pour l'Europe. Les trois principaux scénarios utilisés dans les évaluations concernent l'année 2030. Il existe un scénario pour 2025 qui sert de point de départ pour le calcul de la VAN pour les projets devant être mis en service avant 2030. Les scénarios TYNDP 2018 ont été élaborés en concertation avec les GRT, les États membres, les régulateurs, la Commission Européenne, les ONG et les autres parties intéressées. En plus des scénarios TYNDP 2018, les autorités régulatrices nationales irlandaise et française (ARN) ont également demandé l'inclusion d'un quatrième scénario spécifique pour l'évaluation de l'interconnexion « Celtic Interconnector » à la présente demande d'investissement. Ce scénario est basé sur le scénario TYNDP 2016 Vision 1 (Progression la plus lente – « Slowest Progress ») avec une faible production de EnR, un faible prix du carbone et une surcapacité en Irlande et en France. Ce scénario est cohérent avec la demande adressée à l'ENTSOE par les régulateurs nationaux dans le cadre du TYNDP 2018. Il a été inclus pour évaluer l'interconnexion « Celtic Interconnector » dans un scénario où l'intégration des EnR et les objectifs climatiques ne sont pas atteints.

Ces scénarios établissent les principales hypothèses de départ, y compris la demande, le mix de la production et les prix des combustibles à utiliser dans l'analyse coûts-bénéfices. Un bref synopsis des trois scénarios TYNDP 2018 et du scénario ARN supplémentaire est donné ci-dessous. Une description plus détaillée de chaque scénario figure dans l'Annexe A4.



Figure 7: Brève description des scénarios utilisés dans l'analyse coût-bénéfice

4.1.2. Méthodologie de l'analyse coûts-bénéfices

Les détails de la méthodologie paneuropéenne de l'ACB utilisée pour les études TYNDP sont fournis dans l'Annexe A4. La méthodologie de l'ACB définit les critères de l'ENTSO-E pour l'évaluation des coûts et des bénéfices d'un projet de transport d'électricité, qui résultent tous des politiques européennes en matière d'intégration du marché, de sécurité d'approvisionnement et de durabilité. Certains indicateurs sont monétisés, tandis que d'autres sont quantifiés dans leurs unités physiques typiques (comme les tonnes ou GWh).

Dans les TYNDP précédents, seuls les indicateurs du bien-être socio-économique et de pertes étaient monétisés. Toutefois, il est largement admis que ces indicateurs ne saisissent qu'une partie des impacts économiques d'une interconnexion. ENTSO-E a identifié un certain nombre d'autres indicateurs qui devraient être monétisés une fois les méthodologies appropriées développées. Pour le TYNDP 2018, un groupe de travail spécialisé a été créé par ENTSO-E afin de tester une nouvelle méthodologie visant à monétiser la composante d'ajustement de la sécurité d'approvisionnement et les bénéfices des projets. Cette question est examinée plus en détail ci-dessous.

Un schéma du cadre d'évaluation économique du TYNDP de l'ENTSO-E et une brève description des principaux indicateurs d'évaluation sont présentés ci-dessous :

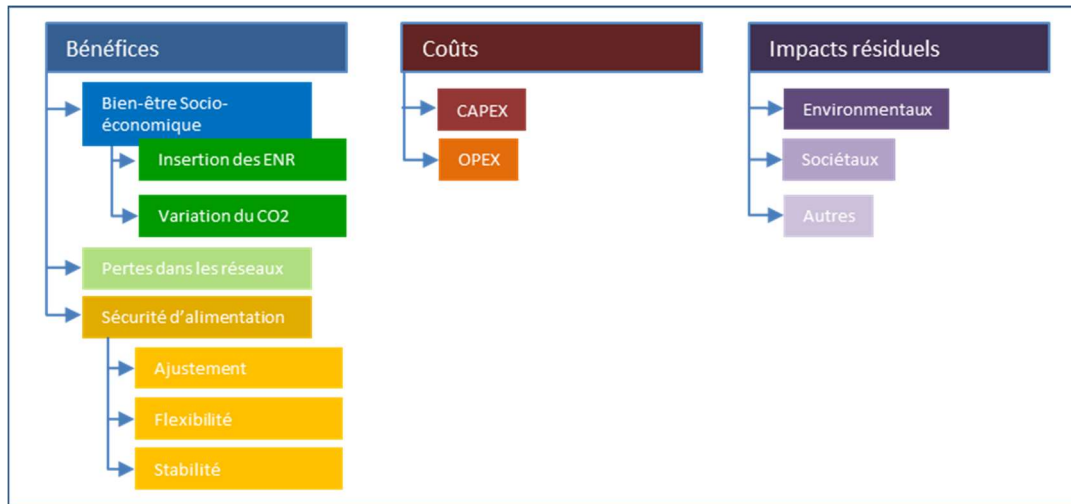


Figure 8: ENTSO-E TYNDP Cadre d'évaluation économique

Bien-être socio-économique (SEW - SocioEconomic Welfare) : Un projet se caractérise par sa capacité à réduire la congestion et réaliser des économies de combustible. Un projet génère ainsi une augmentation de la capacité de transport qui permet d'accroître les échanges commerciaux, de sorte que les marchés de l'électricité peuvent échanger de l'électricité d'une manière plus efficace sur le plan économique. Cet indicateur de bénéfice est le bien-être socio-économique fourni par le projet et il est exprimé en millions d'euros par an.

Intégration EnR : La contribution à l'intégration des EnR est définie comme la capacité du système à permettre le raccordement d'une nouvelle production d'une source d'EnR, à permettre l'évacuation de la production des énergies « renouvelables » existantes et futures et à réduire au minimum les limitations de production d'électricité à partir des sources d'EnR. L'intégration des EnR est l'un des objectifs de l'UE 20-20-20. Cet indicateur de bénéfice est exprimé en MWh par an et il n'est pas inclus dans les calculs de la VAN.

Variation des émissions de CO2 : La variation des émissions de CO2 représente la variation des émissions de CO2 dans le système électrique causées par le projet. Il s'agit d'une conséquence des changements dans la répartition de la production et de la libération du potentiel d'énergies renouvelables. L'objectif de réduction des émissions de CO2 est explicitement inclus comme l'un des objectifs de l'UE 20-20-20-20 et est donc présenté comme un indicateur distinct. Cet indicateur de bénéfice est exprimé en k tonnes par an et il n'est pas directement inclus dans les calculs de la VAN.

Variation des pertes de réseau : La variation des pertes du réseau de transport représente le coût de la compensation pour les pertes thermiques du réseau électrique causées par le projet. Les pertes sont évaluées dans l'ensemble du réseau interconnecté européen et des interconnexions HVDC. Il s'agit d'un indicateur de l'efficacité énergétique qui est exprimé en millions d'euros par an. La construction d'une nouvelle interconnexion peut entraîner une augmentation (resp. diminution) des pertes (comptabilisées comme un bénéfice négatif (resp. positif) pour le projet).

Ajustement de la sécurité de l'approvisionnement (SoS - Security of Supply Adequacy) : L'ajustement à la demande caractérise l'impact du projet sur la capacité d'un réseau électrique à fournir une offre

d'électricité suffisante pour répondre à la demande sur une longue période de temps. Comme indiqué dans l'ACB 2.0, les interconnexions sont également susceptibles d'apporter des bénéfices en matière de sécurité d'approvisionnement grâce à un soutien mutuel entre pays interconnectés. Afin d'évaluer ce bénéfice (bénéfice B6 de CBA 2.0) également connu sous le nom de Valeur Capacitaire, EirGrid et RTE ont appliqué une méthodologie développée conjointement par RTE, EirGrid et Elia (le GRT belge). Cette méthodologie a également été testée sur la majorité des projets du TYNDP 2018. La méthodologie est détaillée dans l'Annexe A4 et elle est également décrite dans les annexes du rapport TYNDP 2018 de l'ENTSO-E. Ce bénéfice est exprimé en millions d'euros par an.

La méthode calcule les économies d'énergie attendue non distribuée (EENS) pour un projet et monétise cette économie en utilisant de l'énergie non distribuée (VoLL). Elle permet des évaluations distinctes et complémentaires des économies de SEW et de Sécurité d'approvisionnement. Elle intègre les approches d'évaluation de l'ajustement qui ont été élaborées et largement testées dans le cadre des Prévisions d'équilibre offre-demande (ajustement des parcs) à moyen terme (Mid Term Adequacy Forecast - MAF)⁵ du ENTSO-E. Quelques adaptations (ajustement fine de parc) ont été opérées sur les parcs, lorsque cela était possible, afin de garantir que les pays soient alignés sur leur critère d'ajustement nominal, avant d'estimer le bénéfice procuré par l'interconnexion en termes de sécurité d'alimentation.

La Commission Européenne reconnaît que les interconnexions procurent des gains significatifs en matière de sécurité d'alimentation en Europe et a déclaré que les interconnexions devaient être prises en compte dans les évaluations nationales et régionales et également intégrées dans les marchés de capacité. L'analyse présentée dans cette demande d'investissement repose sur de récentes techniques d'évaluation de l'ajustement des parcs et montre que Celtic Interconnector apportera un bénéfice significatif à l'Irlande en termes de sécurité d'alimentation. **Toutefois, les résultats obtenus devraient être interprétés en tenant compte du contexte caractérisé par l'absence d'une méthode validée et partagée de la valorisation et de la rémunération de la capacité en Europe.**

4.1.3. Valeur économique nette actuelle du projet d'un point de vue européen

La valeur actualisée nette (VAN) du projet est calculée en utilisant les prévisions de coût du projet et les résultats de l'analyse économique pour chacun des scénarios étudiés. Les valeurs monétisées annuelles définies par les indicateurs de bien-être socio-économique, de sécurité d'approvisionnement et d'évaluation des pertes sont utilisées dans le calcul.

Dans le cadre du TYNDP 2018, le SEW et les pertes ont été calculés avec des outils de simulation supposant un taux de disponibilité de 100% pour les interconnexions. Il s'agit d'un accord commun impliquant tous les acteurs de l'ENTSO-E. La modélisation du taux d'indisponibilité des interconnexions n'est pas incluse dans la méthodologie actuelle de l'ACB, car certains des outils de modélisation utilisés pour la préparation du TYNDP n'en ont pas la capacité. Toutefois, afin de tenir compte du taux de disponibilité et de s'assurer que les résultats de l'ACB sont réalistes, les bénéfices sont affectés d'un

⁵ Mid-Term Adequacy Forecast 2017 Edition

coefficient d'abattement de 0.95 homogène au taux de disponibilité de l'interconnexion « Celtic Interconnector » estimé à 95%⁶ .

Le mécanisme d'actualisation des coûts et des bénéfices est décrit dans la méthodologie approuvée de l'analyse coûts/bénéfices du TYNDP et il est conforme à la pratique courante. Comme le recommandent les lignes directrices de l'ENTSOE pour la méthodologie ACB 2.0, tous les coûts et bénéfices sont actualisés et exprimés sur la base des prix de l'année concernée.

- Un taux d'actualisation de 4 % est appliqué sur les 25 années d'exploitation. Autrement dit, le projet est actualisé à 4 % de 2026 à 2050 et, afin de calculer la VAN, on suppose qu'il n'y a pas de valeur résiduelle après 2050 ;
- Les résultats du scénario 2025 sont utilisés pour fournir un point de référence de départ pour les bénéfices du projet et il y a une interpolation linéaire entre 2025 et 2030 pour fournir les données de départ nécessaires au calcul de la VAN pour les années 2026-2029. Conformément à la méthodologie TYNDP CBA, on suppose que les bénéfices calculés pour les scénarios 2030 persisteront pendant toute la durée de vie restante du projet. Cette approche est conforme aux recommandations de l'ACER.
- L'échéancier des coûts a été estimé selon l'approche décrite à la section 3 et figure dans l'Annexe A2. La durée de vie prévue des actifs d'infrastructure est égale ou supérieure à la période d'actualisation de 25 ans, de sorte qu'il ne serait pas nécessaire de les remplacer pendant cette période (durée de vie du câble : 45 ans ; durée de vie des convertisseurs : 25 ans).

En raison de l'inclusion d'analyses supplémentaires approfondies dans cette demande d'investissement spécifique au projet d'interconnexion « Celtic Interconnector », les résultats de l'ACB présentés dans cette section représentent une moyenne des résultats des outils de modélisation ANTARES et PLEXOS. Ces sont les logiciels utilisés par RTE et EirGrid respectivement. Il s'agit d'outils de modélisation de base utilisés dans le processus ENTSO E TYNDP. Le but est d'assurer la cohérence entre tous les scénarios et les analyses de sensibilités, car même si un troisième outil de modélisation a été utilisé pour certains des indicateurs du TYNDP 2018, il n'a pas été utilisé pour l'analyse supplémentaire présentée ici. L'Annexe A5 présente une comparaison des résultats pour les scénarios de référence « Base Case » exposés dans cette section et de la moyenne des trois modèles TYNDP 2018.

4.2. Résultats de l'analyse coûts-bénéfices

Les indicateurs de bien-être socio-économique, d'intégration des EnR, de CO2 et de pertes et les valeurs VAN qui en résultent pour le projet sont données dans le tableau suivant. Pour ce calcul de la VAN, seuls le SEW et les pertes sont monétisés.

6 Pour référence, la méthodologie utilisée pour évaluer le taux de disponibilité du projet « Celtic Interconnector » est détaillée dans l'annexe A1.

Celtic Interconnector – Demande d'investissement

Tableau 4: Indicateurs ACB et calcul de VAN pour chacun des quatre scénarios

| | Transition Durable 2030 (Sustainable transition 2030) | Production décentralisée 2030 (Distributed Generation 2030) | EUCO 2030 | Progression la plus lente (Slowest Progress) | Valeur moyenne |
|---|---|---|-------------|--|----------------|
| B1. Bien-être socio-économique (M€/An) | 91 | 82 | 76 | 66 | 79 |
| B5. Variation des pertes du réseau (M€/ An) | -22 | -22 | -26 | -29 | -25 |
| Bénéfice Annuel Total (M€/ An) | 69 | 60 | 50 | 37 | 54 |
| VAN (M€) | -105 | -200 | -295 | -420 | -255 |

Les résultats montrent que le projet « Celtic Interconnector » apporterait un bien-être socio-économique important dans tous les scénarios de base. Le SEW varie de 66 à 91 millions d'euros par an. Les principaux déterminants de ce bénéfice sont examinés plus en détail ci-dessous. Le Tableau 4 montre que lorsque seul le bien-être socio-économique et les pertes sont monétisés, la VAN européenne de « Celtic Interconnector » est négative dans chacun des scénarios de base (-255 M€ en moyenne).

Comme indiqué auparavant, le SEW et les pertes ne saisissent qu'une partie des bénéfices d'une interconnexion. La Valeur Capacitaire qui a été calculée en utilisant la méthodologie qui a été introduite à titre d'essai dans le TYNDP 2018 est montrée dans le Tableau 5 ci-dessous et varie de 24 à 42 M€ par an. Elle montre que le projet « Celtic Interconnector » apporterait d'importants bénéfices supplémentaires en matière de sécurité d'approvisionnement en Europe, en plus des bénéfices socio-économiques indiqués dans le Tableau 4.

Tableau 5: Prise en compte de la valeur capacitaire pour chaque scénario

| | Transition Durable 2030 (Sustainable transition 2030) | Production décentralisée 2030 (Distributed Generation 2030) | EUCO 2030 | Progression la plus lente (Slowest Progress) | Valeur moyenne |
|---|---|---|------------|--|----------------|
| Indicateur ENTSO-E de la sécurité d'approvisionnement déclaré | 42 | 38 | 24 | 24 | 32 |
| Total annuel, incluant la sécurité d'approvisionnement | 111 | 98 | 74 | 61 | 86 |
| VAN | 350 | 220 | -15 | -130 | 106 |

Une fois la Valeur Capacitaire incluse dans le calcul de la VAN, elle conduit à des VAN européennes positives pour deux des quatre scénarios et à une VAN positive en moyenne dans les quatre scénarios. Les bénéfices les plus importants sont observés pour ST2030 et DG2030. Les valeurs inférieures pour les scénarios EUCO et « progression la plus lente » sont principalement dues à une surcapacité de ces deux scénarios. En effet, si une région est largement surdimensionnée, un nouveau projet (production, stockage ou interconnexion) aura peu de valeur ajoutée pour la sécurité d'approvisionnement. Cette

surcapacité non conforme à la réalité est une lacune reconnue des scénarios EUCO et Progression la plus lente (Slowest Progress).

VAN positive

Même s'il existe des variations entre les différents scénarios, la moyenne des bénéfices des quatre scénarios montre une VAN positive importante. Le scénario Slowest Progress prévoit également une production au plus bas de l'énergie éolienne en Irlande et un prix faible du carbone. Étant donné que deux des principaux moteurs du projet sont l'intégration des EnR et la sécurité d'approvisionnement, il fallait s'attendre à ce que ces deux scénarios présentent moins de bénéfices. Il existe d'importantes VAN positives pour les scénarios de transition durable et de production décentralisée. Cela montre que dans les scénarios où les objectifs de la politique européenne sont atteints et où il y a une utilisation optimale des ressources (c'est-à-dire des parcs de production équilibrés et adéquats), l'interconnexion « Celtic Interconnector » serait particulièrement efficace.

Comme indiqué dans les descriptions des indicateurs d'évaluation ci-dessus, les indicateurs d'intégration des EnR et de variation des émissions de CO₂ ne sont pas directement inclus dans le calcul des VAN. Toutefois, il s'agit d'indicateurs importants pour illustrer l'utilité de l'interconnexion « Celtic Interconnector » dans la réalisation des objectifs nationaux et européens en matière de climat et d'intégration des EnR et ceux-ci sont présentés dans le Tableau 6 ci-dessous. Le projet permet l'intégration de 795 GWh supplémentaires par an d'EnR, en moyenne, en 2030. La substitution entre les différentes catégories de combustibles autorisée par le projet conduit à une réduction moyenne des émissions de CO₂ de 300 kT par an.

Tableau 6: Insertion des ENR et réduction des volumes de CO₂ pour chacun des quatre scénarios

| | Transition Durable 2030 (Sustainable transition 2030) | Production décentralisée 2030 (Distributed Generation 2030) | EUCO 2030 | Progression la plus lente (Slowest Progress) | Valeur moyenne |
|--|---|---|-----------|--|----------------|
| Intégration des EnR (GWh/an) | 840 | 840 | 810 | 688 | 795 |
| Réduction des émissions de CO ₂ (kT/an) | 455 | 155 | 525 | 65 | 300 |

4.2.1. Analyse coûts-bénéfices pour la France et l'Irlande

Le Tableau 7 détaille les bénéfices attendus de l'interconnexion « Celtic Interconnector » en termes d'économies de combustible (SEW), de sécurité d'approvisionnement (valeur capacitaire) et de pertes pour la France et l'Irlande. Cela montre que la répartition des bénéfices nets entre la France et l'Irlande est d'environ 35 % pour la France et 65 % pour l'Irlande.

Celtic Interconnector – Demande d'investissement

Tableau 7: Bénéfices procurés par Celtic Interconnector à la France et à l'Irlande
En matière de Bien-être socio-économique et en sécurité d'alimentation

| €/an | SEW | | Pertes | | Valeur capacitaire | |
|---|-----|----|--------|-----|--------------------|----|
| | IE | FR | IE | FR | IE | FR |
| Transition Durable 2030 (Sustainable transition 2030) | 74 | 41 | -11 | -12 | 15 | 18 |
| Production décentralisée 2030 (Distributed Generation 2030) | 57 | 38 | -9 | -12 | 14 | 16 |
| EUCO 2030 | 47 | 32 | -8 | -16 | 19 | 1 |
| Progression la plus lente (Slowest Progress) | 43 | 38 | -11 | -19 | 19 | 3 |

Les VAN pour la France et l'Irlande (en supposant une répartition 50/50 des coûts) sont données ci-dessus dans le Tableau 8. Cela montre que même lorsque seuls les indicateurs de bien-être socio-économiques et de pertes sont pris en compte, la VAN pour l'Irlande est positive pour 3 des 4 scénarios et positive en moyenne dans les 4 scénarios. Le seul scénario avec une VAN négative pour l'Irlande est celui de la progression la plus lente qui a les niveaux les plus bas d'EnR en Irlande et un prix faible du carbone. Ces résultats ne sont pas surprenants, car deux des principaux moteurs de l'interconnexion « Celtic Interconnector » sont de favoriser l'augmentation de la production des EnR en Irlande grâce à la possibilité d'exporter en période de vent fort et de fournir à l'Irlande un accès direct au marché continental. Cet accès direct au marché continental entraînera une baisse des prix moyens en Irlande.

Lorsque seuls le bien-être socio-économique et les pertes sont monétisés, la VAN en France est négative pour tous les scénarios.

Tableau 8: VAN en France et en Irlande quand seuls le Bien-être Socio-économique et les pertes sont monétisées (coûts partagés à 50/50)

| VAN (M€) | Transition Durable 2030 (Sustainable transition 2030) | Production décentralisée 2030 (Distributed Generation 2030) | EUCO 2030 | Progression la plus lente (Slowest Progress) | Valeur moyenne |
|----------------|---|---|-----------|--|----------------|
| France | -120 | -160 | -250 | -220 | -190 |
| Irlande | 245 | 100 | 10 | -70 | 70 |

Le Tableau 9 montre les résultats de la VAN pour l'Irlande et la France lorsque la sécurité d'approvisionnement (Valeur Capacitaire) est incluse dans les calculs. Après l'inclusion de la Valeur Capacitaire, l'Irlande a des VAN positives pour tous les scénarios. La France a des VAN positives pour deux des quatre scénarios, avec une VAN négative en moyenne dans les quatre scénarios. Là encore, les valeurs inférieures dans les scénarios EUCO et Progression la plus lente (Slowest Progress) sont principalement dues à des parcs surcapacitaires dans ces deux scénarios.

Celtic Interconnector – Demande d'investissement

Tableau 9: VAN en France et en Irlande lorsque le Bien-être Socio-économique, les pertes et la sécurité d'alimentation sont pris en compte (coûts partagés 50/50)

| VAN (M€) | Transition Durable 2030 (Sustainable transition 2030) | Production décentralisée 2030 (Distributed Generation 2030) | EUCO 2030 | Progression la plus lente (Slowest Progress) | Valeur moyenne |
|----------|---|---|-----------|--|----------------|
| France | 70 | 15 | -235 | -180 | -83 |
| Irlande | 420 | 260 | 215 | 145 | 260 |

Cela montre que si les coûts sont partagés à parts égales entre les porteurs du projet et que les bénéfices se répartissent comme indiqué dans le Tableau 9, la France est soumise à des impacts négatifs nets dans les scénarios EUCO et Progression la plus lente (Slowest Progress) ainsi qu'en moyenne des quatre scénarios de base. L'interconnexion « Celtic Interconnector » est donc un projet qui présente un risque non négligeable pour les consommateurs français.

4.2.2. Analyse du surplus pour la France et l'Irlande

L'approche du surplus total, qui conduit à comparer les surplus du producteur et du consommateur pour les deux pays, ainsi que la rente de congestion, avec et sans le projet, est une approximation communément acceptée pour calculer la variation du bien-être socio-économique (socio-économique welfare - SEW). Il fournit des informations complémentaires utiles sur les bénéfices du projet. Le tableau suivant présente les résultats de la moyenne des quatre scénarios de référence « Base Case » (plus de détails pour chaque scénario et quelques analyses de sensibilité sont présentés dans l'Annexe A6) :

- En Irlande le surplus du consommateur est nettement positif et représente 85 % du surplus économique global. Un surplus consommateur important en Irlande indique que Celtic Interconnector réduit de façon significative le prix de gros de l'électricité dans ce pays.
- En France, la répartition des surplus entre les parties prenantes se fait principalement au bénéfice des producteurs et des GRT (rente de congestion).

Tableau 10: Analyse des surplus en moyenne des quatre scénarios

| €millions | France | Irlande |
|--|--------|---------|
| Consommateur | -2 | 47 |
| Producteur | 19 | 6 |
| Rente de congestion | 20 | 4 |
| Maîtrise de la demande en énergie (demand-side response DSR) /Stockage | 0 | 0 |
| Total | 37 | 55 |

4.3. Analyse de sensibilité de l'ACB

Une série d'analyses de sensibilité a été effectuée pour compléter les principaux résultats présentés ci-dessus. Cela comprend une analyse de la sensibilité aux coûts et aux hypothèses de date de mise en service et illustre l'importance des bénéfices de la sécurité d'approvisionnement du projet. Un grand nombre d'analyses de sensibilités supplémentaires ont également été réalisées afin de mieux comprendre les facteurs qui affectent les bénéfices du projet.

4.3.1. Sensibilité de la VAN à un retard de mise en service de l'interconnexion « Celtic Interconnector »

Dans cette analyse de sensibilité, il est supposé que toute la construction de l'interconnexion a été réalisée dans les délais prévus (fin 2025), mais en raison de problèmes techniques durant la phase de mise en service, l'exploitation commerciale de l'interconnexion « Celtic Interconnector » est retardée d'un an, de même que les revenus attendus de l'analyse CBA. Corrélativement, le dernier et final paiement est retardé d'un an (90 M€ de 2026 à 2027).

Tableau 11: Sensibilité de la VAN à un décalage de la mise en service

| Chiffres en M€ | Transition Durable 2030 (Sustainable transition 2030) | Production décentralisée 2030 (Distributed Generation 2030) | EUCO 2030 | Progression la plus lente (Slowest Progress) | Valeur moyenne |
|---------------------------------|---|---|-----------|--|----------------|
| VAN (scénario de référence) | 350 | 220 | -15 | -130 | 106 |
| VAN (retard de mise en service) | 340 | 205 | -30 | -150 | 91 |

Cette sensibilité illustre l'impact d'un retard dans l'exploitation commerciale de l'interconnexion « Celtic Interconnector ». En moyenne des quatre scénarios, la réduction de la VAN du projet est de l'ordre de 14 %.

4.3.2. Sensibilité de la VAN aux hypothèses du CAPEX (dépenses d'investissement)

Une augmentation/diminution de 10 millions d'euros du CAPEX de l'interconnexion « Celtic Interconnector » se traduit par une réduction/augmentation de la VAN d'environ 7,9 millions d'euros.

Compte tenu d'une augmentation maximale possible de 140 M€ (et d'une diminution maximale respective de 110 M€) compatible avec l'éventail des variations des CAPEX détaillées dans l'Annexe 2 [- 12% ; 15%], la diminution correspondante de la VAN serait de 112 M€ (augmentation respective de 88 M€).

4.3.3. Sensibilité de la VAN aux hypothèses de coûts O&M (Exploitation et Maintenance)

Les coûts O&M devraient varier selon une marge limitée par rapport à d'autres paramètres. Néanmoins, afin d'évaluer la sensibilité de la VAN à ce paramètre, l'évaluation a été effectuée avec une augmentation de 50% de la valeur.

Tableau 12: Sensibilité de la VAN aux hypothèses sur les O&M

| Chiffres en M€ | Transition Durable 2030 (Sustainable transition 2030) | Production décentralisée 2030 (Distributed Generation 2030) | EUCO 2030 | Progression la plus lente (Slowest Progress) | Valeur moyenne |
|---|---|---|-----------|--|----------------|
| VAN (scénario de référence) | 350 | 220 | -15 | -130 | 106 |
| VAN (augmentation de 50% des coûts O&M) | 300 | 170 | -65 | -180 | 55 |

Une augmentation des coûts O&M de 50% (en pratique +4,2 M€/an) se traduit par une diminution de 50 M€ de la valeur actuelle nette de l'interconnexion « Celtic Interconnector », la VAN restant positive en moyenne sur les quatre scénarios.

4.3.4. Sensibilité de la VAN à la sécurité d'approvisionnement (bénéfices de l'ajustement de la production)

Comme indiqué ci-dessus, la Valeur Capacitaire de l'interconnexion « Celtic Interconnector » a été évaluée à l'aide d'une nouvelle méthodologie détaillée qui est conforme à l'approche d'évaluation de l'ajustement ENTSO E. Cette méthodologie a également été incorporée dans le TYNDP 2018 à titre d'essai et on ne peut pas exclure que ses résultats puissent être affectés par d'éventuelles incertitudes résiduelles. Pour cette raison, et à la demande des régulateurs, une analyse de sensibilité a été appliquée à la Valeur Capacitaire. Elle consiste à évaluer les conséquences sur la VAN de Celtic Interconnector d'une variation de - / + 20% des résultats de la Valeur Capacitaire présentés dans le Tableau 5. Nous pouvons observer que la Valeur Capacitaire a un impact significatif sur les résultats de la VAN de l'interconnexion « Celtic Interconnector ».

Tableau 13: Sensibilité de la VAN à la valeur de la sécurité d'alimentation

| Chiffres en M€ | Transition Durable 2030 (Sustainable transition 2030) | Production décentralisée 2030 (Distributed Generation 2030) | EUCO 2030 | Progression la plus lente (Slowest Progress) | Valeur moyenne |
|--------------------------------|---|---|-----------|--|----------------|
| VAN (Valeur Capacitaire -20 %) | 260 | 140 | -70 | -185 | 35 |
| VAN (scénario de référence) | 350 | 220 | -15 | -130 | 106 |
| VAN (Valeur Capacitaire +20%) | 445 | 305 | 45 | -70 | 180 |

4.3.5. Principaux moteurs économiques de l'interconnexion « Celtic Interconnector »

Cette section identifie les facteurs clés des bénéfices de l'interconnexion « Celtic Interconnector » et évalue l'orientation de la VAN du projet par rapport à ces facteurs clés.

Les graphiques suivants illustrent les effets de l'interconnexion « Celtic Interconnector » sur le marché européen intégré. Ils détaillent les changements dans la production et le devenir du mix énergétique

une fois ajoutée l'interconnexion « Celtic Interconnector ». Ce graphique utilise les résultats du scénario Transition Durable 2030 (Sustainable transition 2030), mais les mêmes conclusions peuvent être tirées des autres scénarios TYNDP 2018, dont les résultats sont similaires.

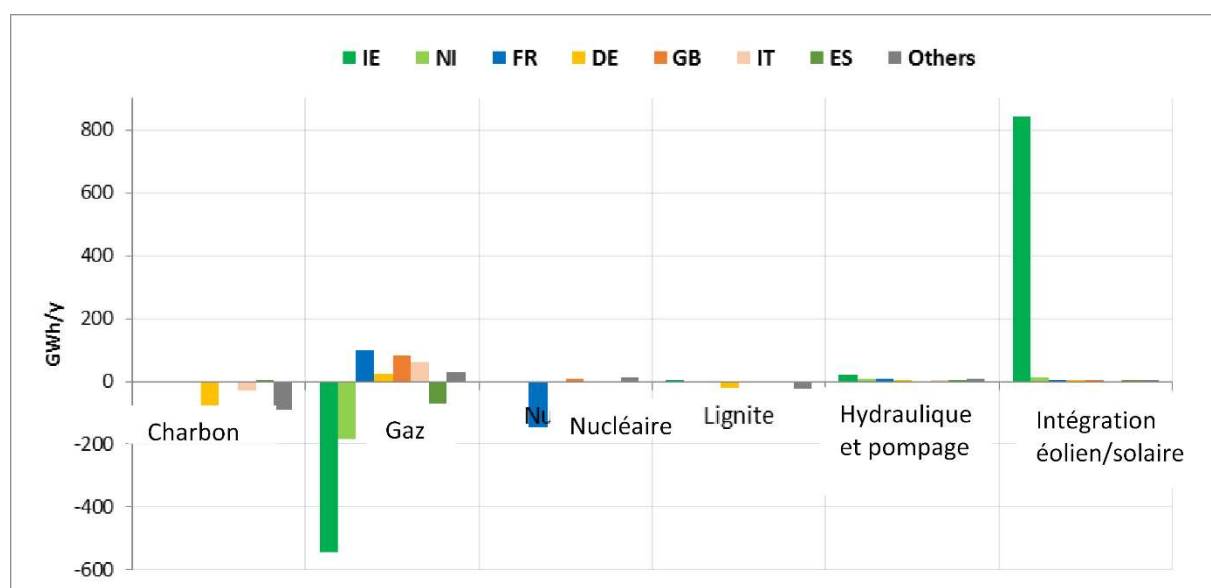


Figure 9: Conséquences de Celtic Interconnector sur l'utilisation des différents types de combustibles pour Sustainable Transition 2030

Forte augmentation de la production d'énergie éolienne

On peut facilement constater que la mise en service du « Celtic Interconnector » conduit principalement à une forte augmentation de la production d'énergie éolienne (en raison d'une réduction des limitations) en Irlande, parallèlement à une réduction de la production de gaz dans le pays. On peut en conclure que le bénéfice économique de l'interconnexion « Celtic Interconnector » résulte en grande partie de l'amélioration de l'intégration des énergies renouvelables en Irlande, qui remplace la production thermique. L'Annexe A4 présente plus en détails les prévisions concernant la production éolienne installée en Irlande.

Facteurs affectant les bénéfices de Celtic Interconnector

Par conséquent, les paramètres suivants doivent être considérés comme des facteurs clés affectant les bénéfices de l'interconnexion « Celtic Interconnector » et c'est la raison pour laquelle une analyse de sensibilité plus approfondie et centrée sur ces trois facteurs clés a été réalisée.

- La capacité éolienne installée en Irlande, qui détermine la quantité de production d'énergie renouvelable à intégrer ;
- Le prix des combustibles (et du CO₂), qui détermine la valeur de chaque MWh d'énergie non consommée en remplacement de la production thermique ;
- La capacité d'interconnexion entre l'Irlande et la Grande-Bretagne et entre la Grande-Bretagne et le continent, qui constitue une voie alternative pour intégrer les énergies renouvelables irlandaises.

Brexit

La France, l'Irlande et la Grande-Bretagne font partie d'un marché européen de l'électricité et du gaz de plus en plus intégré. L'évolution vers un marché unique de l'énergie et l'union de l'énergie présente des avantages pour tous les États membres, comme une sécurité d'approvisionnement renforcée à moindre coût. L'impact du Brexit sur ce marché intégré, ainsi que sur les dispositions et la réglementation qui y sont associées, est une question importante à laquelle il faut répondre lorsque l'on prend des décisions d'investissement dans le secteur de l'énergie, en particulier en ce qui concerne la nouvelle interconnexion entre l'Irlande et l'Europe continentale. Compte tenu des conséquences potentielles d'une éventuelle harmonisation des marchés de gros de l'électricité à la suite de Brexit et du risque de dérive réglementaire entre le Royaume-Uni et l'UE en matière de climat et d'énergies renouvelables, Brexit a été incorporé dans l'analyse de sensibilité. Une sensibilité « Hard Brexit » a été simulée en modélisant un découplage du marché de la Grande-Bretagne avec le reste de l'Europe selon l'approche présentée dans l'annexe A9.

Autre sensibilités

Les autres sensibilités comprennent l'utilisation de différents niveaux de demande en France et en Irlande et de différentes capacités installées de production nucléaire en France. Comme les outils de modélisation PLEXOS et ANTARES ont la capacité de modéliser explicitement la disponibilité de l'interconnexion, cela a également été inclus dans l'analyse de sensibilité. La liste complète des sensibilités étudiées dans les quatre scénarios 2030 est fournie dans l'Annexe A8.

4.3.6. Résultats de l'analyse de sensibilité aux bénéfices de l'interconnexion « Celtic Interconnector »

La figure 10 présente les résultats de l'analyse pour les sensibilités portant sur le bien-être socio-économique (SEW) apporté par l'interconnexion « Celtic Interconnector ». Les barres grises donnent la moyenne des SEW des quatre scénarios avec la variabilité donnée par les barres semi-transparentes plus petites. La moyenne des quatre scénarios de référence « Base Case » est surlignée en vert. Un tableau détaillé des VAN obtenues pour chaque scénario et de la sensibilité est présenté dans l'Annexe A8.

Ces résultats de sensibilité illustrent clairement un certain nombre de points importants. Le premier est que les bénéfices du projet sont stables dans la grande majorité des sensibilités étudiées. Le bénéfice du projet n'est pas très sensible à de nombreuses hypothèses de départ et le bénéfice montre une augmentation significative dans trois sensibilités. L'augmentation des bénéfices dans le cas d'une réduction de la production solaire du SEM (pour le scénario Distributed Generation uniquement) et dans le cas d'une augmentation de la demande du SEM s'expliquent par la possibilité de substituer plus facilement des moyens de production coûteux en Irlande, grâce à Celtic Interconnector.

Les deux sensibilités qui montrent une diminution des bénéfices sont la sensibilité avec un volume d'éolien réduit au sein du SEM et la sensibilité avec une interconnexion supplémentaire de 500 MW entre la GB et l'Irlande. On s'attendait à une réduction des bénéfices dans ces analyses de sensibilité :

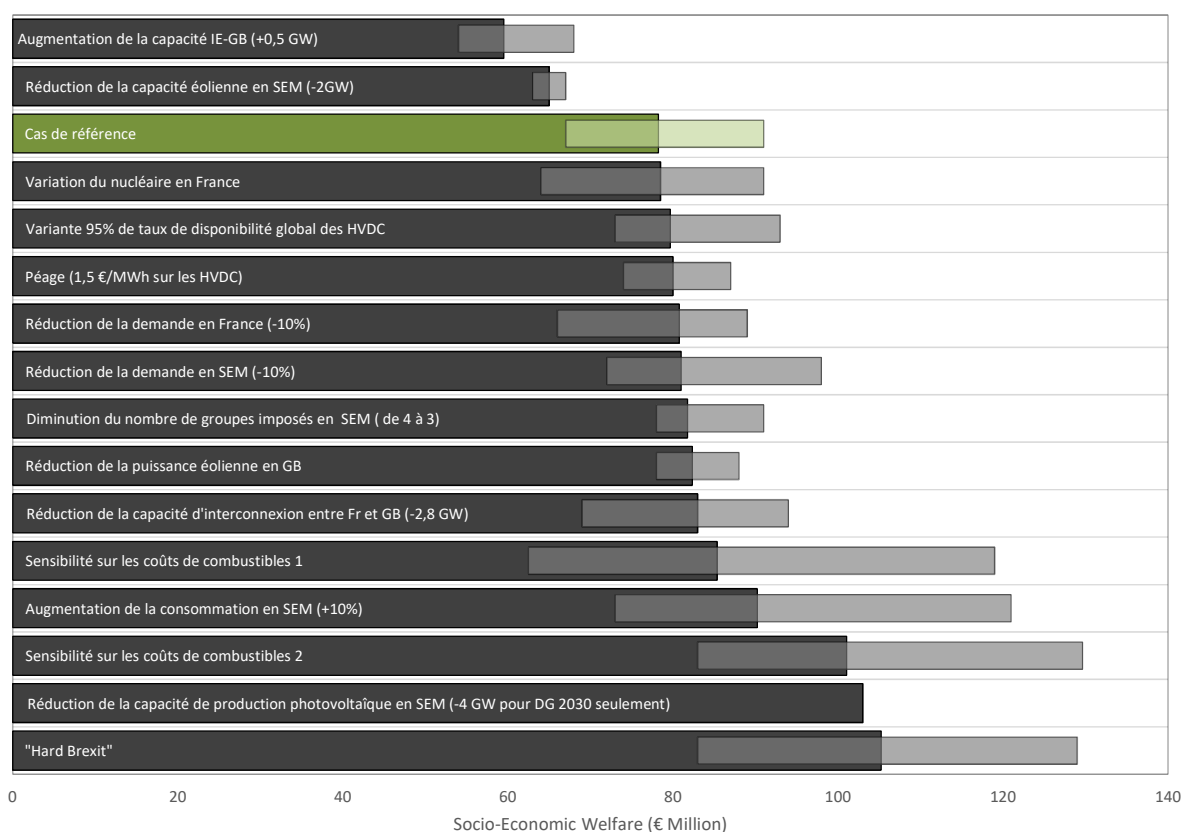
- L'un des principaux facteurs clés de ce projet est de faciliter la production d'EnR et en particulier de faciliter l'augmentation de la production des EnR en Irlande grâce à un accroissement des possibilités d'exportation. On s'attendait donc à ce qu'une forte réduction du niveau de la production éolienne installée en Irlande se traduise par une réduction des bénéfices. Cette sensibilité est utile pour illustrer le caractère directionnel de l'impact des

Celtic Interconnector –Demande d'investissement

niveaux de production éolienne installée, mais une réduction aussi importante du niveau de la production éolienne installée est hautement improbable (voir l'Annexe A4 pour plus de détails sur les projections de production éolienne en Irlande).

- La sensibilité qui montre la plus forte diminution des bénéfices est la sensibilité avec 500 MW supplémentaires d'interconnexion entre l'Irlande et la Grande-Bretagne. Cette sensibilité suppose que le Brexit n'a pas d'impact sur le couplage du marché entre l'Irlande et la Grande-Bretagne. La diminution des bénéfices pour cette sensibilité était attendue car une interconnexion plus importante entre l'Irlande et la Grande-Bretagne réduirait probablement les écarts de prix entre l'Irlande et l'Europe continentale et la facilitation des exportations d'énergies renouvelables dues à l'interconnexion « Celtic Interconnector » serait moins avantageuse.

Figure 10: Socio-Economic Welfare Sensitivity Results



L'analyse de sensibilité met en évidence deux points clés :

- Le SEW du projet « Celtic Interconnector » seraient considérablement érodé par une augmentation de l'interconnexion entre l'Irlande et le Royaume-Uni, qui s'avère être le principal risque pour les bénéfices du projet.
- Inversement, une situation « Hard Brexit » augmente très fortement les coûts selon les hypothèses utilisées dans l'analyse, et constitue plus une opportunité qu'un risque pour les bénéfices du projet.

Pour la sensibilité au vent au sein du SEM, les variations des bénéfices annuels de l'interconnexion « Celtic Interconnector » à l'échelle européenne ont été tracées en fonction des variations de la capacité éolienne installée au sein du SEM (voir l'annexe 4 pour une analyse de la capacité éolienne au sein du SEM). Le graphique confirme que le développement de la capacité éolienne installée en Irlande est l'un des déterminants du développement de l'interconnexion en Irlande, auquel l'aspect économique du projet est directement lié. Une tendance similaire est observée dans chacun des scénarios de référence, à l'exception du scénario EUCO 2030 (en raison d'importantes surcapacités de production).

En ce qui concerne les analyses de sensibilité réalisées sur la production nucléaire en France, elles portent sur une augmentation de 5% dans le cas des scénarios ST 2030 et DG 2030, ainsi que sur une réduction de 5% pour les scénarios EUCO et « Progression la plus lente ». Quelle que soit la sensibilité considérée, à la hausse ou à la baisse, les bénéfices socio-économiques procurés par Celtic Interconnector sont faiblement affectés de telle sorte que le volume de nucléaire en France n'apparaît pas comme un facteur déterminant de l'économie du projet.

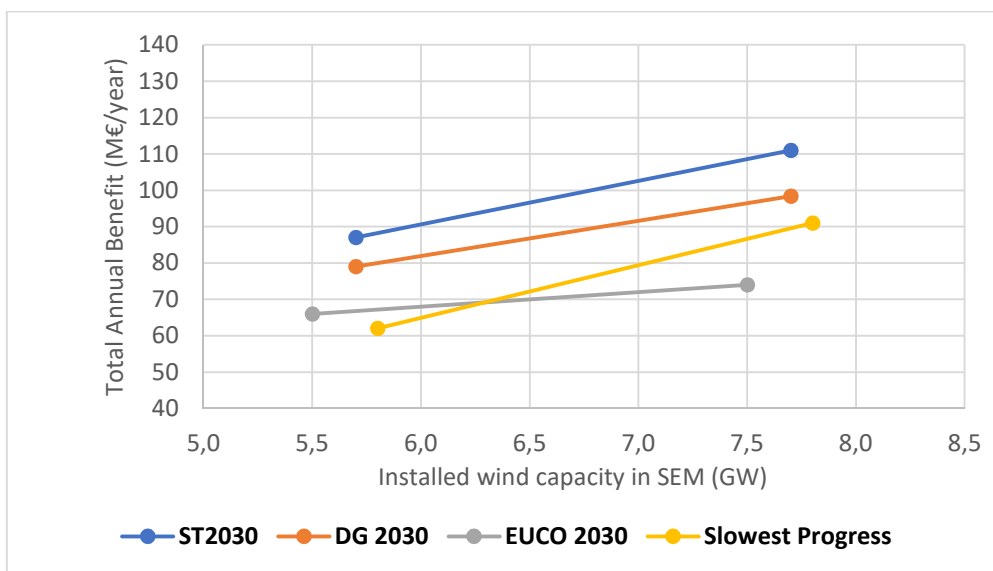


Figure 11: Résultats de la sensibilité du bénéfice Socio-économique

Sensibilité aux bénéfices sur la sécurité d’approvisionnement

Des analyses de sensibilité ont également été réalisées pour le bénéfice concernant la sécurité d’approvisionnement. Ces sensibilités comprenaient l'ajout d'un taux de défaillance de 5 % sur l'interconnexion et des sensibilités qui modifiaient la capacité d'interconnexion entre l'Irlande et la Grande-Bretagne et la France et la Grande-Bretagne. La sensibilité ayant l'impact le plus important sur la valeur de la sécurité d'approvisionnement était la sensibilité avec une interconnexion supplémentaire entre l'Irlande et le Royaume-Uni. La principale raison de la diminution des bénéfices concernant cette sensibilité est l'impact de l'interconnexion supplémentaire sur la probabilité de coupure (Loss of Load Expectancy - LOLE) en Irlande. Tous les scénarios de référence et tous les résultats des analyses de sensibilité ont montré que lorsque l'Irlande et la France disposent de systèmes ajustés (c'est-à-dire sans surcapacité significative), l'interconnexion « Celtic

Interconnector » représente un bénéfice important et stable en termes de sécurité d'approvisionnement (Valeur Capacitaire).

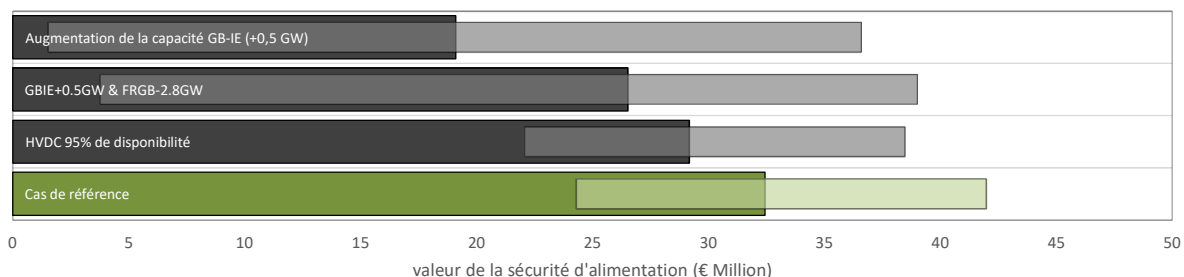


Figure 12: Sensibilité concernant la sécurité d'alimentation (Valeur Capacitaire).

4.4. Utilisation prévue de l'interconnexion « Celtic Interconnector »

Cette section présente les flux et les taux d'utilisation prévus de l'interconnexion « Celtic Interconnector » pour chacun des quatre scénarios à long terme.

4.3.1. Flux prévus

Les monotones de flux de l'interconnexion « Celtic Interconnector » (calculées sur la moyenne des résultats Antares et Plexos) sont présentées ci-dessous pour chacun des scénarios à long terme. Les valeurs sont comprises entre -700 MW et +700 MW (la capacité nominale de l'interconnexion). Les valeurs positives sont liées aux flux de la France vers l'Irlande et les valeurs négatives concernent les flux de l'Irlande vers la France. Le scénario Transition durable 2030 (Sustainable Transition 2030 - ST2030) se traduit par une répartition égale des flux dans les deux sens. Les flux de la France vers l'Irlande dominent dans le scénario EUCO 2030 et Progression la plus lente (Slowest Progress) et dans une moindre mesure pour le scénario production décentralisée 2030 (Distributed Generation 2030 - DG2030).

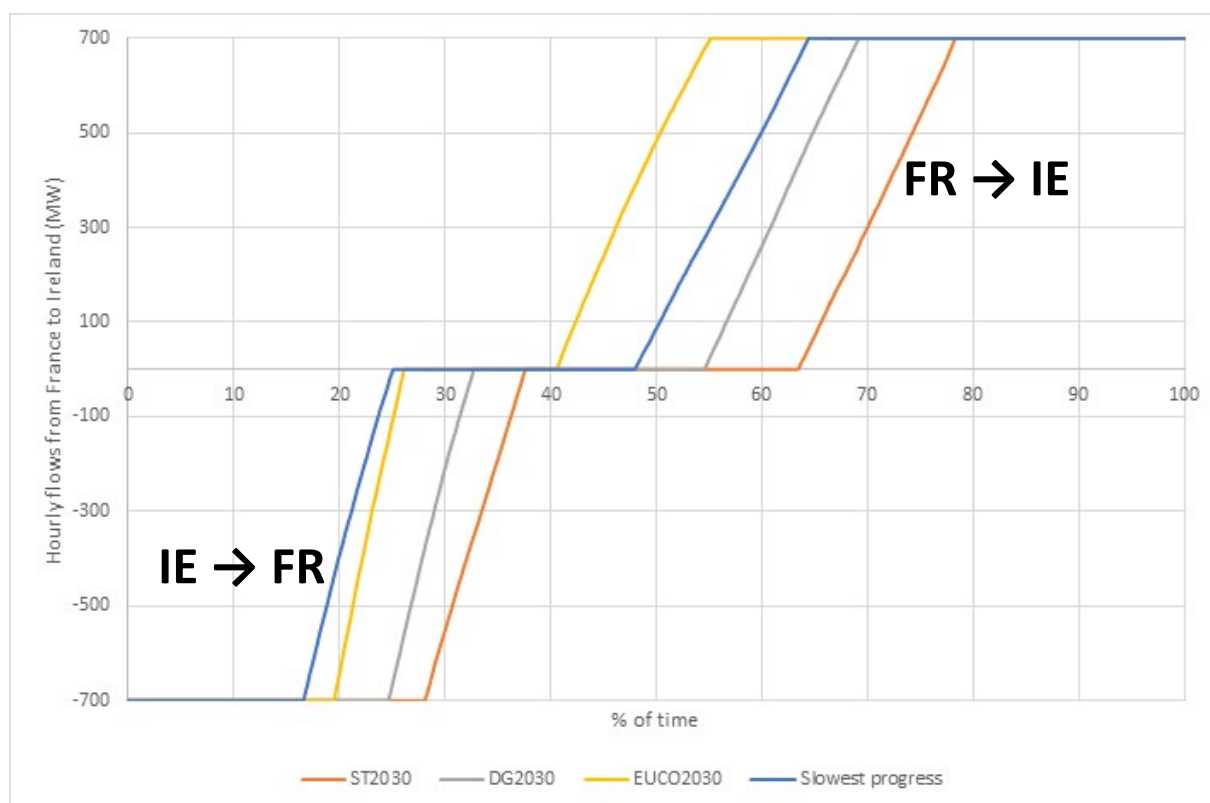


Figure 13: Monotones des flux sur Celtic Interconnector pour chacun des quatre scénarios

Les monotones de flux sont cohérentes avec les changements observés dans les résultats économiques de l'interconnexion « Celtic Interconnector » pour tous les scénarios.

Étant donné qu'une part importante des bénéfices de l'interconnexion « Celtic Interconnector » est induite par la réduction des contraintes concernant la production de EnR en remplacement de la production thermique en Irlande, la plupart des bénéfices de l'interconnexion « Celtic Interconnector » résulte des flux de l'Irlande vers la France. Dans tous les scénarios, il y a aussi des bénéfices résultant des flux de la France vers l'Irlande. La plupart de ces bénéfices sont dus aux remplacements de la production thermique (par ex. l'ordre de préséance des coûts pris en compte dans le scénario, gaz vs charbon, lignite vs gaz, etc. Pour cette raison le SEW du scénario Progression la plus lente (Slowest Progress) et du scénario EUCO, caractérisés par une prédominance des flux de la France vers l'Irlande, est significativement plus faible que le SEW pour le scénario Transition durable 2030 (Sustainable Transition 2030).

Les taux d'utilisation annuels de l'interconnexion « Celtic Interconnector » varient de 61% (Transition Durable 2030 - ST 2030), 64% (Progression la plus lente (Slowest Progress)), 66% (Production décentralisée 2030 (Distributed Generation 2030)) à 74% (EUCO 2030) et sont en moyenne d'environ 66% pour les quatre scénarios (voir l'Annexe A7 pour plus de détails). Ces chiffres montrent que les bénéfices du projet et le taux d'utilisation de l'interconnexion ne sont pas liés.

4.5. Résumé de l'analyse coûts-bénéfices et discussion

Cette section fournit les résultats de l'ACB et d'autres sensibilités (d'autres détails sont fournis dans les annexes). L'ACB réalisée dans le cadre du TYNDP 2018 a démontré que l'interconnexion « Celtic Interconnector » apportera des bénéfices significatifs à l'Europe et a une VAN européenne significativement positive en moyenne sur les quatre scénarios avec une contribution appréciable de la valeur capacitaire de la sécurité d'approvisionnement.

Il existe une VAN positive importante pour l'Irlande, tandis que les résultats indiquent que le projet présente un risque non négligeable pour les consommateurs français. Il existe des mécanismes bien établis de l'UE conçus pour faciliter les projets présentant des bénéfices asymétriques pour les pays porteurs qui apportent néanmoins des bénéfices à l'Europe et qui aident les États membres à atteindre les objectifs de la politique européenne. Il s'agit notamment du processus de répartition transfrontalière des coûts, dont il est question dans la section 8.

Les résultats de l'analyse de sensibilité ont montré que les chiffres sont robustes pour la majorité des sensibilités et que les sensibilités présentant une réduction des bénéfices sont conformes aux attentes. Néanmoins, il convient de noter qu'une augmentation de l'interconnexion entre l'Irlande et le Royaume-Uni ou un retard dans le développement de la capacité éolienne au sein du SEM sont facteurs de risques pour les bénéfices du projet.

Comme ces différents facteurs influencent les bénéfices économiques procurés par Celtic Interconnector, RTE et EirGrid ont prévu de procéder à une nouvelle estimation de ces derniers immédiatement avant la décision finale d'investissement afin de vérifier les fondamentaux économiques du projet (pertinence du potentiel économique, coût du projet, ...) et de s'assurer que le projet garde sa pertinence.

Pour atteindre les objectifs nationaux et européens en matière de politique climatique et de production d'énergies renouvelables, il faudra une utilisation efficace des ressources énergétiques dans toute l'Europe et un soutien mutuel entre les États membres. Les résultats de l'ACB ont mis en évidence que « Celtic Interconnector » contribuera à faciliter la réalisation de ces objectifs et que, dans les scénarios où les objectifs politiques nationaux et européens sont atteints, l'interconnexion « Celtic Interconnector » présente le bénéfice le plus important.

5. Impacts nets à l'échelle nationale

Dans le document sur les *bonnes pratiques dans le traitement des demandes d'investissement (recommandation N°5/2015)*, l'ACER recommande que des compensations soient fournies si au moins un État membre accueillant le projet est considéré comme ayant un impact négatif net dans au moins un des scénarios jugés plausibles par toutes les Autorités de Régulation concernées. Dans de tels cas, l'objectif devrait être en général de compenser l'impact négatif net dans les États membres concernés. D'après l'ACB de l'interconnexion « Celtic Interconnector », la France est considérée comme ayant un impact négatif dans au moins deux scénarios sur les quatre scénarios de référence.

En général, les pays sur lesquels le projet a un impact net positif doivent fournir une compensation. L'article 12, paragraphe 3, du règlement (UE) n° 347/2013 stipule que la demande d'investissement doit être présentée une fois que les porteurs du projet ont consulté les GRT auprès des États membres sur lesquels le projet a un impact net positif significatif et ACER recommande que seuls les pays dont l'impact positif net dépasse 10 % de la somme de l'impact positif net attribué à tous les pays bénéficiaires versent des compensations.

L'objectif de cette section est d'identifier les pays sur lesquels le projet a un impact net positif au-delà du seuil de 10%.

5.1. Identification des pays au-dessus du seuil de 10 % des bénéfiques.

Le Tableau 14 énumère les pays qui bénéficient de l'interconnexion « Celtic Interconnector » et dont la VAN est supérieure au seuil de 10 %. Le seuil de 5 % est également présenté pour montrer les autres pays qui en tirent également des bénéfices.

Tableau 14: Identification des pays tirant bénéfice de Celtic Interconnector

| Chiffres en €/M/an | Transition Durable 2030 (Sustainable transition 2030) | Production décentralisée 2030 (Distributed Generation 2030) | EUCO 2030 | Progression la plus lente (Slowest Progress) |
|--|---|---|--------------------------------|---|
| Pays avec bénéfices nets au-delà du seuil de 10 %. | Ireland (69.2%) France (11.5%) | Ireland (70.2%) | Ireland (78%) | Ireland (48.2%) |
| Pays avec bénéfices nets (au-dessus du seuil de 5 %) | Spain (5.0%) Sweden (5.9%) | Sweden (8.8%) Germany (5.2%) | Spain (5.7%) Germany (5.3%) | Germany (8.4%) Spain (5.2%) N. Ireland (9.0%) |

5.2. Conclusions de l'analyse des impacts nets à l'échelle nationale

Seuls deux pays dépassent le seuil de 10% : L'Irlande dans les quatre scénarios et la France dans le scénario Transition Durable 2030 (Sustainable transition 2030). Dans le cas contraire, tous les autres pays bénéficiaires significatifs restent en dessous de ce seuil. Pour le scénario Progression la plus lente (Slowest Progress), près de 50 % des impacts positifs nets sont répartis entre une quinzaine de pays.

Cette analyse confirme qu'il n'est pas nécessaire de consulter un GRT tiers et que la France et l'Irlande sont les deux seuls pays à devoir supporter les coûts à convenir selon une répartition de CAPEX.

6. Externalités

Cette section présente les externalités supplémentaires de l'interconnexion « Celtic Interconnector » qui ne sont pas quantifiées ou monétisées dans l'ACB. Il s'agit notamment des externalités positives de solidarité (y compris la sécurité d'approvisionnement), d'intégration du marché et de durabilité, dont l'une est exigée par la réglementation de l'UE pour pouvoir bénéficier d'une aide financière de l'UE (article 14, paragraphe 2, du règlement (UE) n° 347/2013).

6.1. Solidarité (tenant compte de la sécurité d'alimentation, de l'intégration des marchés et de la transition énergétique)

Un lien physique direct entre l'Irlande et l'Europe continentale

L'interconnexion « Celtic Interconnector » serait le seul lien physique entre l'Irlande et l'Europe continentale et serait le seul moyen de commerce direct entre l'Irlande et le marché européen intégré de l'électricité.

L'objectif de l'Union européenne de l'énergie est de faire en sorte que tous les États membres de l'UE disposent d'une énergie sûre, à coût maîtrisé et respectueuse du climat. L'interconnexion « Celtic Interconnector » permettrait à l'Irlande de contribuer directement à l'Union européenne de l'énergie et d'en faire partie.

L'Irlande isolée électriquement

L'Irlande est actuellement considérée comme un pays isolé avec de faibles niveaux d'interconnexion électrique. L'Irlande se situe actuellement en dessous de l'objectif d'interconnexion électrique de 10% (capacité d'importation par rapport à la capacité de production installée) fixé pour les pays de l'UE d'ici 2020 et de 15% d'ici 2030. L'Irlande vérifie également les trois seuils proposés par la Commission européenne pour déclencher le développement urgent de l'interconnexion :

- Un écart de prix annuel moyen supérieur à 2 €/MWh entre pays ou régions (pour améliorer l'intégration du marché et minimiser les écarts de prix).
- Une capacité d'interconnexion inférieure à 30 % de la demande de pointe (pour améliorer la sécurité de l'approvisionnement et garantir que la demande d'électricité puisse être satisfaite).
- Une capacité d'interconnexion inférieure à 30 % de la production d'énergie renouvelable installée (afin d'améliorer la durabilité en permettant l'exportation potentielle du surplus de la production d'énergie renouvelable).

Ceci est mis en évidence dans la « Communication de la Commission européenne sur le renforcement des réseaux d'énergie de l'Europe », comme le montre la Figure 14. Dans cette communication, la Commission « appelle par conséquent les États membres à accorder la priorité au développement des interconnexions avec les voisins qui ne respectent pas l'un de ces seuils, dans un esprit de solidarité et de coopération ».

Cette communication note également que « avec le Royaume-Uni quittant l'Union européenne, l'Irlande aura un niveau d'interconnexion de 0% » par rapport aux objectifs de 10% et 15%.

Brexit

En tant que nation insulaire à la périphérie de l'Europe, le défi de la sécurité d'approvisionnement fait écho aux citoyens irlandais. L'interconnexion « Celtic Interconnector » apportera une nouvelle voie d'importation d'électricité et diversifiera l'approvisionnement énergétique de l'Irlande. Elle apportera une solution d'alimentation plus diversifiée tant du point de vue géographique que technologique en reliant l'Irlande au système électrique français et continental européen.

Un extrait de la récente publication du gouvernement irlandais « National Policy Statement on Electricity interconnexion » (Principes de la politique nationale concernant l'interconnexion électrique) note que, « donner la priorité à la diversification des connexions électriques internationales de l'Irlande permettra d'améliorer significativement la sécurité d'approvisionnement de l'État. Compte tenu de la décision du Royaume-Uni de quitter l'UE, il est particulièrement justifié que l'Irlande souhaite poursuivre l'interconnexion avec au moins un État membre de l'UE afin de pouvoir participer pleinement au marché commun pleinement intégré de l'électricité et à l'Union de l'énergie, respecter ses engagements à cet égard ainsi que ses objectifs en matière d'énergies renouvelables pour 2030, et continuer à utiliser efficacement les infrastructures électriques disponibles.

Si le Royaume-Uni quitte le marché intérieur de l'énergie, l'Irlande deviendra encore plus isolée. Le Royaume-Uni serait découplé du marché de l'électricité de l'UE, ce qui rendrait les échanges moins efficaces et aurait une répercussion directe sur les prix de l'électricité en Irlande. L'Irlande a déjà l'un des prix de l'électricité les plus élevés d'Europe. Au cours du second semestre de 2017, le prix moyen de l'électricité à la consommation en Irlande était le quatrième prix le plus élevé de l'UE (0,24 €/kWh) et était supérieur de 15% à la moyenne de l'UE (Eurostat). L'interconnexion « Celtic Interconnector » serait la seule connexion électrique directe de l'Irlande (électricité ou gaz) avec un autre État membre de l'UE.

Même si les externalités susmentionnées sont difficiles à quantifier et à valoriser, et ne sont donc pas prises en compte dans l'analyse coûts-bénéfices du projet, elles n'en demeurent pas moins très significatives

La périphéricité irlandaise représente un coût supplémentaire significatif

L'interconnexion « Celtic Interconnector » fournit des externalités positives importantes pour l'Irlande, comme indiqué ci-dessus. Toutefois, pour y parvenir et établir une connexion entre l'Irlande et un autre État membre de l'UE, il faut une interconnexion trois fois plus longue que celle avec le Royaume-Uni pour atteindre le pays le plus proche en Europe continentale, la France. En outre, l'isolement de l'Irlande signifie qu'une interconnexion sous-marine est nécessaire. Un tel manque d'interconnexion entre deux pays d'Europe continentale serait comblé par une ligne 400 kV AC d'une longueur de 50 km.

De manière approximative, on peut donc estimer que pour réaliser cette connexion et progresser vers les objectifs fixés par la CE, les coûts, dans le cas de l'Irlande, sont 10 fois plus élevés (et dans le cas de « Celtic Interconnector », pour la France aussi) par rapport aux autres États membres de l'UE, et le surcoût bien supérieur à 50% du coût d'investissement estimé de l'interconnexion « Celtic Interconnector » (465 M€).

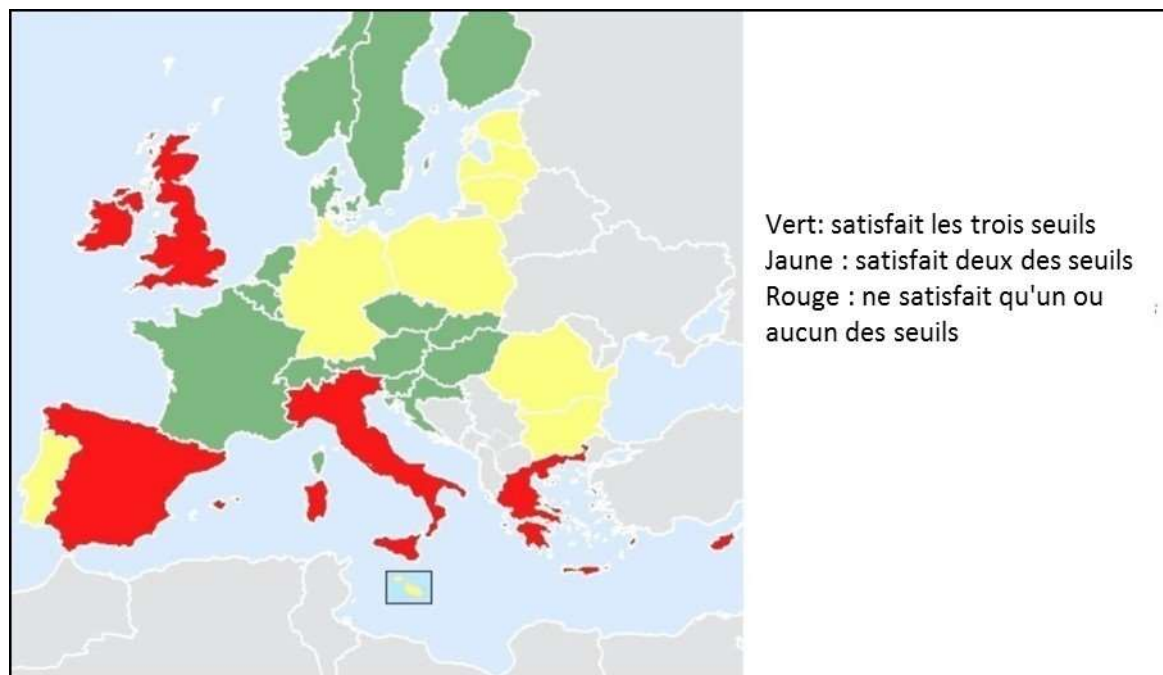


Figure 14: Carte indiquant le score des pays aux trois seuils d'interconnexion. (Communication de la Commission européenne sur le renforcement des réseaux électriques de l'Europe - Novembre 2017)

6.2. Autres externalités concernant l'intégration du marché

En tant que système insulaire avec des objectifs élevés d'insertion des EnR, l'impact attendu des EnR sur la dynamique du marché en Irlande sera particulièrement important. L'interconnexion « Celtic Interconnector » relierait les marchés de l'Irlande (au sein du Single Electricity Market) et de la France qui ont tous deux des mix énergétiques et des profils de production d'énergies renouvelables différents. L'interconnexion « Celtic Interconnector » est un excellent exemple du potentiel d'interconnexion pour améliorer l'intégration du marché et pour contribuer à réduire la volatilité des prix en Irlande et à faire en sorte que les écarts de prix entre l'Irlande et les autres États membres de l'UE soient réduits au minimum.

Elle diminuerait également l'exposition de la France aux conséquences potentiellement défavorables, des conditions météorologiques sur le marché de l'électricité. Dans le contexte du Brexit, les bénéfices sont plus importants, car l'interconnexion permettra à l'Irlande et à la France de bénéficier des effets de stabilisation du marché évoqués ci-dessus, tout en atteignant les objectifs nationaux en matière de climat et d'EnR ou de mix de production.

Le SEM des îles Irlandaises subit une transformation majeure afin de se conformer au modèle cible européen pour l'électricité qui était une évolution du troisième « paquet énergie ». L'un des principaux objectifs de la nouvelle conception du marché unique intégré de l'électricité (I-SEM) était d'assurer l'utilisation optimale de l'interconnexion par le biais du couplage des marchés dont il a été question plus haut. L'interconnexion « Celtic Interconnector » permettra que les bénéfices de cette évolution soient maximisés et que les consommateurs irlandais puissent continuer à bénéficier des objectifs de couplage des marchés des États membres de l'UE et à y contribuer.

6.3. Autres externalités concernant la sécurité de l'approvisionnement en Europe

L'interconnexion « Celtic Interconnector » contribuera à la sécurité d'approvisionnement de la France et de l'Irlande pendant les heures de pointe, mais aussi dans toute autre situation d'urgence où l'équilibre offre-demande serait menacé. En ce qui concerne la France, compte tenu du rôle crucial qu'elle joue dans le système électrique européen en raison de la taille de son système électrique propre, et des conséquences qui résulteraient d'une défaillance majeure l'affectant, on peut dire que l'interconnexion « Celtic Interconnector » aurait un impact positif important sur la résilience de l'ensemble du système électrique européen.

6.4. Autres externalités concernant le développement durable

L'interconnexion « Celtic Interconnector » est un catalyseur de la transition de l'Irlande vers un avenir à faibles émissions de carbone en réduisant les limitations qui pèsent sur la production de EnR et le besoin de subventions pour soutenir le développement des EnR. Au même temps, l'interconnexion « Celtic Interconnector » représente une opportunité importante pour permettre l'exploitation du vaste réservoir d'EnR disponible en Irlande pour l'Europe continentale afin de contribuer à la réalisation des objectifs à long terme de l'Union européenne de l'énergie.

Ces facteurs tels que la réduction des subventions nécessaires au développement des EnR et la possibilité pour l'Irlande d'augmenter son niveau d'EnR au-delà des niveaux visés pour 2030 et d'exporter de l'énergie verte ne sont pas pris en compte dans l'ACB.

Les économies de coûts estimées du scénario « développement durable 2030 (Sustainable Transition 2030) sont les plus élevées avec une VAN estimée à 350 M€. Puisqu'il y a moins de limitations sur la production d'énergie renouvelable, on obtiendra plus de réductions des gaz à effet de serre (GES) à partir d'un plus petit nombre d'installations, ce qui réduira également le nombre de nouvelles installations d'EnR nécessaires pour atteindre les objectifs fixés. En outre, il y aura également une transformation de la production à partir d'autres combustibles, en particulier en ce qui concerne la production thermique, ce qui, encore une fois, appuie l'objectif plus large de réduction significative du niveau des GES.

Le calcul de la différence entre les estimations de la VAN pour le scénario développement durable (Sustainable Transition) (350 M€) et la moyenne des autres scénarios possibles déterminés par ENTSO-E et la Commission européenne (25 M€) est un moyen d'obtenir une valeur approximative du coût de réalisation des objectifs de la politique de l'UE à travers le scénario Développement durable (Sustainable Transition). Cela signifierait que l'apport de l'interconnexion « Celtic Interconnector », en termes de mise en œuvre de la politique de l'UE, peut être monétisée à 325 M€ sur la base des VAN calculées dans l'ACB.

7. Business Plan du projet

7.1. Coûts et revenus de l'interconnexion « Celtic Interconnector »

Comme demandé par les autorités de régulation nationales, le Business Plan du projet ainsi que le calcul du taux de rentabilité interne du projet ont été réalisés pour la France et l'Irlande. Les Business Plans fournis reposent sur l'hypothèse que l'interconnexion « Celtic Interconnector » serait exploitée en tant que ligne « marchande », et ne serait donc pas incluse dans la base nationale d'actifs régulés. Ces Business Plans permettent de vérifier si les bénéfices attendus d'un tel projet l'emporteraient sur les dépenses totales engagées par les deux porteurs de ce projet.

Ils tiennent compte de ce qui suit :

- les revenus dérivés du projet, en séparant les rentes de congestion et les autres.
- le coût de remplacement des actifs en fonction de leur durée de vie,
- les coûts d'exploitation et de maintenance (O&M)
- les pertes sur la ligne HVDC, les charges financières (en retirant le 1% d'inflation), les amortissements et les taxes.

Étant donné que le Business Plan de RTE s'étend sur 45 ans, la remise à neuf des convertisseurs qui intervient à la fin de leur durée de vie utile (25 ans) doit être comptabilisée. Les coûts correspondants sont inclus dans le CAPEX. Le remplacement de l'électronique de puissance et du système de contrôle pour 1 station de conversion est estimé à environ M€ à mi-durée de vie des câbles (45 ans), soit 20 à 25 ans après la date de mise en service.

Le Business Plan d'EirGrid ne s'étend, lui, que sur 25 ans et n'inclut donc pas de coûts supplémentaires pour la rénovation du convertisseur.

Les valeurs des pertes et des rentes de congestion sont interpolées entre 2025 et 2030, sur la moyenne des quatre scénarios de référence.

La VAN financière (Financial Net Present Value (FNPV)) et le taux de rendement interne du projet (Financial Internal Rate of Return (FIRR)) sur la moyenne des scénarios de référence sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 15: VAN financières et taux de retour Interne

| | EirGrid | RTE |
|------------------|---------|-------|
| FNPV (€millions) | -137 | -147 |
| FIRR | -5.7% | -4.7% |

7.1.1. Conclusions sur la viabilité commerciale de l'interconnexion «Celtic Interconnector»

Malgré le résultat positif de l'analyse économique coût-bénéfice, dont les résultats sont présentés dans les sections 4 et 5, et la nature positive des externalités qui sont détaillées dans la section 6 pour EirGrid et RTE (en tenant compte de tous les bénéficiaires socio-économiques), les Business Plans pour l'interconnexion « Celtic Interconnector » montrent des valeurs FNPV et FIRR significativement négatives qui attestent clairement de la non viabilité commerciale du projet. Ces éléments sont cohérents avec les valeurs de VAN fortement négatives (c.à.d. inférieure à -200 M€) que l'on peut observer dans des situations défavorables comme résultats de l'ACB par pays, représentatives des risques susceptibles d'être supportés par les consommateurs français et irlandais.

Cela confirme que l'interconnexion « Celtic Interconnector » remplit l'une des principales conditions requises pour être éligible au programme Connecting Europe Facility Grants for Works Actions, dans la mesure où, malgré ses avantages, « Celtic Interconnector » n'est pas commercialement viable.

7.2. Éligibilité aux subventions

Pour pouvoir bénéficier d'un financement au titre du dispositif Connecting Europe Facility, un projet doit d'abord être désigné comme projet d'intérêt commun (PCI). L'interconnexion « Celtic Interconnector » est un PCI depuis la publication de la première liste des PCI en 2013. Celtic interconnector est éligible à des subventions concernant des travaux s'ils répondent aux critères spécifiés à l'article 14, paragraphe 2, du règlement RTE-E. L'un des critères d'éligibilité aux subventions du CEF pour travaux est que le projet n'est PAS commercialement viable, c'est-à-dire que le marché ne peut pas financer entièrement le projet. Le demandeur doit également fournir une analyse coûts-bénéfices (ACB) spécifique au projet démontrant l'existence d'externalités positives importantes et le projet doit avoir fait l'objet d'une décision de répartition transfrontalière des coûts. L'ACB et la décision de répartition transfrontalière des coûts doivent être des documents indépendants.

Les propositions qui satisfont aux critères d'éligibilité et aux exigences formelles spécifiées sont évaluées sur la base des critères définis dans le programme de travail et les textes d'appels correspondants. Il s'agit essentiellement de la maturité, de la qualité, de la dimension transfrontalière, des externalités positives, de la nécessité de surmonter les obstacles financiers, de l'effet stimulant de l'aide financière du CEF, de la priorité et de l'urgence, et de la complémentarité avec d'autres actions financées par le CEF. En ce qui concerne Celtic Interconnector, le cadre d'analyse profondément influencé par la perspective du BREXIT est particulièrement important.

EirGrid et RTE, qui portent conjointement le projet Celtic Interconnector ont pour intention de faire une demande de subvention dans le cadre des fonds CEF, ce projet satisfaisant tous les critères d'éligibilité à une subvention mentionnés précédemment. De plus, comme démontré en section 7.1 de ce document, le projet n'est pas viable commercialement au sens où le marché ne permet pas de financer le projet comme le montre l'analyse financière qui a été réalisée. Toutefois, sur les bases de l'analyse détaillée dans les sections précédentes, EirGrid et RTE considère qu'il y a d'autres arguments leur permettant de justifier une demande de subvention d'un montant de 50% du coût estimé du projet Celtic Interconnector.

Les besoins de l'Irlande en termes de développement des interconnexions afin d'améliorer son intégration au marché européen sont importants comme indiqué en section 6.1. Ces besoins peuvent être appréciés au regard des critères établis par le Groupe d'Experts, mandatés par la Commission

Européenne, sur les cibles en matière d'interconnexion. L'Irlande ne satisfait aucun des trois critères définis par les experts au travers de trois seuils et est caractérisée par :

- un différentiel de prix avec les autres Etats Membres qui dépasse le seuil de 2 €/MWh défini par les experts,
- Un taux d'interconnexion inférieur au seuil de 10% et qui se réduirait encore après le Brexit

L'écart en termes de différentiel de coûts et de taux d'interconnexion est tel que le développement entre l'Irlande et un autre Pays Membre relève d'un besoin qui doit être étudié en urgence.

L'ACB réalisée par RTE et EirGrid montre de façon claire que l'interconnexion Celtic Interconnector est une infrastructure stratégique pour garantir à l'Irlande l'atteinte des objectifs fixés en matière de développement des énergies renouvelables, et à une échelle plus large, garantir l'atteinte des objectifs européens en termes de développement durable. Comme mentionné à la section 6.4, la contribution de Celtic Interconnector à l'atteinte de ces objectifs de développement durable est estimée à 325 M€.

En application de la méthode d'analyse Bénéfice Coût validée par l'ACER et appliqué par l'ENTSOE dans le cadre du TYNDP 2018, Celtic Interconnector sera un projet bénéficiaire pour l'ensemble des consommateurs européens. A cet égard, et en considérant un ensemble de futurs contrastés (tels que décrits par les scénarios retenus pour l'analyse) en termes de capacité de production éolienne installée en Irlande, on peut constater que les bénéfices procurés par le projet l'emporte de façon significative sur les coûts qu'il induit.

De plus, Celtic Interconnector peut contribuer à la sécurité d'alimentation en France et de l'Irlande durant les heures où la consommation est la plus élevée et que la tenue de l'équilibre offre-demande est à risque. En ce qui concerne la France, étant donné l'importance de la France dans le système électrique européen, et les conséquences sérieuses qu'une défaillance majeure de la France pourrait avoir sur l'ensemble de ce Système, on peut considérer que Celtic Interconnector pourrait avoir un effet notable sur la résilience du système électrique européen.

L'Irlande a deux options pour le développement des interconnexions électriques, un raccordement à la Grande Bretagne ou un raccordement à l'Europe Continentale. Ces options sont loin d'être identiques en termes de possibilités effectives d'intégration des marchés. Dans le contexte du Brexit, Celtic Interconnector apparaît comme un contributeur majeur, non seulement à la sécurité d'alimentation en Europe comme indiqué précédemment, mais aussi au renforcement de l'unité de l'Europe de l'électricité. Pour cette raison, Celtic Interconnector est comparable au projet de synchronisation des Pays Baltes avec le système électrique européen, projet qui est apparu comme essentiel pour compléter l'intégration des marchés de l'énergie en Europe et a fait l'objet d'un très fort soutien de la part de la Commission.

Toutefois, la réalisation de Celtic Interconnector, dont la contribution est essentielle à la construction de l'Europe de l'Energie, est fortement capitalistique. Comme rappelé en section 6.1, construire Celtic Interconnector est de l'ordre de 10 fois plus cher que construire un projet d'interconnexion entre deux Etats Membres frontaliers, et ce en raison de l'éloignement et du caractère insulaire de l'Irlande.

Le surcoût peut être estimé entre 800 et 900 M€ et a un impact financier significatif sur les Etats membres hôtes qui envisagent de réaliser le projet, notamment dans la mesure où le projet n'est pas commercialement viable comme montré en section 7.1.

- En ce qui concerne la France, Celtic Interconnector a des conséquences économiques négatives pour le consommateur français (VAN = -85 M€ en moyenne des cas de base), voire fortement négatives dans le cas du scénario proposé par la Commission (-235 M€), alors que le projet n'est pas viable économiquement pour RTE (-147 M€ en moyenne)
- En ce qui concerne l'Irlande, le projet n'est pas économiquement viable pour EirGrid (-137 M€ en moyenne). Les coûts d'investissement seront une charge au travers des tarifs de transport portant sur un relativement petit nombre de consommateurs, si on fait une comparaison avec les autres Etats Membres. De plus, cette charge induite par Celtic Interconnector réduira les bénéfices attendus par les consommateurs irlandais (comme mis en évidence dans l'ACB), notamment en limitant la baisse espérée des tarifs, alors même que ces tarifs sont parmi les plus élevés en Europe. La charge totale induite par les interconnexions électriques de l'Irlande (EWIC et Celtic Interconnector) représenterait jusqu'à 15% du montant total des tarifs et serait largement au-delà de ce qui est payé par les consommateurs dans les autres Pays Membres.

Compte tenu de ces éléments, EirGrid et RTE considèrent qu'il est justifié que le projet Celtic Interconnector puisse bénéficier d'un soutien financier important de la part de l'Union Européenne. Le montant du soutien financier considéré comme nécessaire est estimé à 50% du projet, à savoir 465 M€, ce qui correspond à la limite théorique de 50% des fonds CEF (les surcoûts qui seront supportés par les porteurs de projets sont estimés au-delà de cette valeur). Ce montant inclut les subventions pour études déjà allouées par les fonds CEF (environ 7 M€).

Une subvention de ce montant constituerait un signe très concret de solidarité en matière de sécurité électrique à l'adresse d'un projet qui mérite d'être considéré comme un projet-phare pour la construction de l'Europe de l'Energie, étant donné son implantation, les ambitions qu'il porte et sa contribution potentielle à cette Union de l'énergie européenne.

7.3. Stratégie de financement

EirGrid et RTE auront besoin d'un financement pour la construction ainsi que d'un financement à plus long terme pendant toute la durée de vie du projet.

Le montant à financer à la fois par EirGrid et RTE dépend de deux hypothèses déterminantes :

- i. Le montant de la subvention de l'UE
- ii. Le montant à autofinancer par EirGrid et RTE

EirGrid et RTE ont fait une proposition dans le cadre de la répartition des coûts transfrontaliers (Cross Border Cost allocation) concernant le meilleur partage des aides sur la base des bénéfices attendus obtenus sur la base des scénarios du TYNDP 2018 et du scénario « Slowest Progress ».

Les Conseils d'administration d'EirGrid et de RTE n'ont pas encore décidé du montant approprié de l'autofinancement de leurs parts respectives de l'Interconnexion Celtic Interconnector. Cela dépendra dans une certaine mesure du montant de l'aide non remboursable reçue de la part de l'UE.

Étant donné que RTE est financé au niveau entreprise, l'interconnexion « Celtic Interconnector » sera financée avec les autres investissements de RTE le plus vraisemblablement par le biais d'un prêt BEI (Banque européenne d'investissement). RTE a accès à un grand nombre de sources de financement, notamment sur les marchés de capitaux. RTE dispose également d'une facilité globale de la BEI. Compte tenu de l'ampleur de l'ensemble de ses opérations, l'interconnexion « Celtic Interconnector » ne

représenterait qu'une petite partie de ses besoins généraux de financement de RTE pris dans son ensemble.

Il est courant de s'approvisionner à la fois en fonds de construction et en fonds à terme et EirGrid devrait s'inscrire dans cette logique. Le montant global à financer par EirGrid couvrira les coûts en capital, les intérêts pendant la construction, tout dépassement de coûts et le financement du compte de réserve pour le service et la maintenance de la dette.

Une fois la période de construction terminée, EirGrid convertira son prêt de construction en un prêt à terme d'une durée de 20 à 25 ans. Dans la modélisation de l'interconnexion « Celtic Interconnector » EirGrid a supposé une période de construction de 5 ans et une durée du prêt de 20 ans.

Le financement par l'emprunt de l'interconnexion « Celtic Interconnector » est susceptible de suivre les procédures normales de financement d'EirGrid et sera soumis à un processus concurrentiel. En tant que porteur à long terme d'EirGrid, la BEI a manifesté son intérêt pour le projet d'interconnexion « Celtic Interconnector », de même qu'un certain nombre de banques internationales et d'investisseurs obligataires.

Un certain nombre d'options de financement à long terme sont potentiellement disponibles pour EirGrid. De façon générale, ce sont les suivantes :

- Financement du projet par dette bancaire,
- Financement de projet par dette bancaire, avec jusqu'à 50% de financement de la part de la Banque européenne d'investissement (BEI),
- placement privé destiné aux investisseurs institutionnels,
- Obligation de projet (placement privé) avec rehaussement de crédit de la part de la BEI.

Il est important de rappeler que, aussi bien pour EirGrid que pour RTE, la BEI, lorsqu'elle prête, est limitée par ses statuts à un financement à hauteur de 50 % du coût d'un projet.

7.4. Solution potentielle de financement

7.4.1. Scénario illustratif

Le scénario présenté dans cette section montre le dispositif de financement envisagé par les porteurs de projets avec un montant de subvention de 50% du coût du projet et sans qu'une contribution directe par CBCA ne soit envisagée. Le bouclage du financement sera assuré par les porteurs sous forme d'emprunts et/ou de fonds propres.

Tableau 16: Financement

| Sources de financement | RTE (M€) | Eirgrid (M€) |
|---|------------|--------------|
| 1. Financement CEF-Energy | 232.5 | 232.5 |
| 2. Ressources propres du porteur Prêt et/ou capitaux propres | 232.5 | 232.5 |
| TOTAL | 465 | 465 |

7.5. Incidence sur la Base d'Actifs Régulés (BAR)

L'impact de l'interconnexion « Celtic Interconnector » sur la Base d'Actifs Régulés (BAR) sera la valeur comptable de l'interconnexion telle qu'elle est attribuée à RTE et telle qu'elle est attribuée à EirGrid et indiquée dans les tableaux décrivant l'impact sur les tarifs figurant à l'Annexe A11. Le montant attribué aux travaux en cours pendant la période de construction fera également partie du BAR pour EirGrid et RTE.

EirGrid fait aussi l'hypothèse que Celtic Interconnector fera l'objet d'un traitement de type WACC⁷ * BAR et ajouté à la base des actifs régulés (BAR) d'EirGrid.

En regardant quel pourrait être le meilleur cadre de régulation appliqué à ce cas, EirGrid s'est intéressé à deux modèles couramment utilisés pour les interconnexions régulées en Europe (i) Cap and Floor⁸ et (ii) WACC⁹ * BAR.

Les conseillers financiers d'EirGrid ont réalisé une analyse de sa capacité à financer le projet suivant les deux modèles. Dans les deux cas, un certain nombre d'hypothèses ont été faites en considérant ce qui pouvait être tenu pour sûr des éléments communiqués par la CRU, et notamment que la BAR et le WACC pourraient être révisés jusqu'à ce que la dette initiale soit remboursée et qu'une valeur plancher serait appliquée à l'inflation.

L'analyse financière a montré que le modèle WACC x BAR est flexible et offre à EirGrid des possibilités de financement viables, sous réserve que la durée de vie soit cohérente avec la structure de la dette et que le WACC soit fixé sur la même période, 25 ans étant la durée de vie supposée de l'actif.

De plus, l'application d'un modèle Cap and Floor soulève des difficultés, de par les principes mêmes qu'il met en œuvre, dans la mesure où il imposerait à EirGrid de chercher à maximiser les revenus tirés de l'interconnexion, ce qui pourrait ne pas être compatible avec ses obligations de Gestionnaire de réseau.

7.6. Impact sur les tarifs de réseau

Les mécanismes de tarification des réseaux français et irlandais sont présentés dans l'annexe A10 ainsi que la mise en œuvre des mécanismes à partir desquels sont évaluées les conséquences de la construction de l'interconnexion « Celtic Interconnector » sur les tarifs nationaux des réseaux.

En ce qui concerne « Celtic Interconnector », l'impact de l'inclusion du projet dans les tarifs d'accès au réseau de la France et de l'Irlande sera de 0,2 % et 2,9 %, respectivement, sur la base des Business Plans des porteurs du projet, mettant en œuvre les régimes de régulation nationaux présentés dans l'annexe A10.

L'impact de Celtic Interconnector sur la BAR de RTE est de 1,2%. Un calcul équivalent n'est pas valable pour EirGrid étant donné la différence de son modèle. Toutefois, l'impact global sur les tarifs a bien été déterminé.

8. Répartition transfrontalière des coûts (CBCA)

⁷ Taux Moyen Pondéré du Capital

⁸ Minimum-maximum

⁹ Taux Moyen Pondéré du Capital

L'analyse coûts-bénéfices menée au niveau national montre que 35 % des bénéfices attribués aux pays qui hébergent le projet reviennent à la France et 65 % à l'Irlande. En supposant un partage égal des coûts et des rentes de congestion entre EirGrid et RTE, la VAN pour la France est négative dans deux des quatre scénarios considérés dans l'évaluation ACB et négative en moyenne tel qu'indiqué dans la Section 4. EirGrid et RTE conviennent donc de la nécessité d'une répartition transfrontalière des coûts (Cross Border Cost Allocation - CBCA).

Conformément aux recommandations de l'ACER, EirGrid et RTE ont décidé qu'une proposition de CBCA soit examinée par les Autorités de Régulation.

8.1. Facteurs déterminants de la répartition transfrontalière des coûts (CBCA)

Les facteurs déterminants suivants ont guidé l'accord sur la proposition concernant la répartition transfrontalière des coûts :

- Sur la base d'une répartition géographique à peu près égale de l'infrastructure du projet, l'infrastructure sera détenue à parts égales par EirGrid et RTE (50 :50), avec un partage des coûts et des rentes de congestion à parts égales (50 :50).
- Les recommandations de l'ACER pour la CBCA stipulent que la compensation pour un pays hôte ne devrait être fournie que s'il y a un impact négatif net pour ce pays. La CBCA proposée devrait donc chercher à « neutraliser » l'impact négatif net. EirGrid et RTE conviennent que cela peut inclure la neutralisation d'un niveau de risque équitable et logique autour d'une VAN nette négative.
- Sous réserve de la réalisation du point 2, toute autre hausse devrait être utilisée pour rééquilibrer toute différence dans l'investissement net et assurer la cohérence avec le point 1.

8.2. Coût maximum d'investissement pour la France

La Figure 15 présente la VAN moyenne du projet (sur les quatre scénarios de référence) pour la France et l'Irlande, en fonction du coût d'investissement supporté par RTE et EirGrid respectivement. On constate que le coût d'investissement maximum qui peut être supporté par la France sans se traduire par une VAN négative est de 38,8% du coût d'investissement nominal de 930 M€. Il convient de noter que ce coût maximum supportable par la France est une évaluation très optimiste de la charge maximale acceptable par les consommateurs français car il ne tient pas compte des risques qui sont hors du contrôle des gestionnaires de réseau et qui pourraient affecter les bénéfices pour la France et peuvent se traduire par des situations avec une valeur de VAN très faible (inférieure à -235 M€).

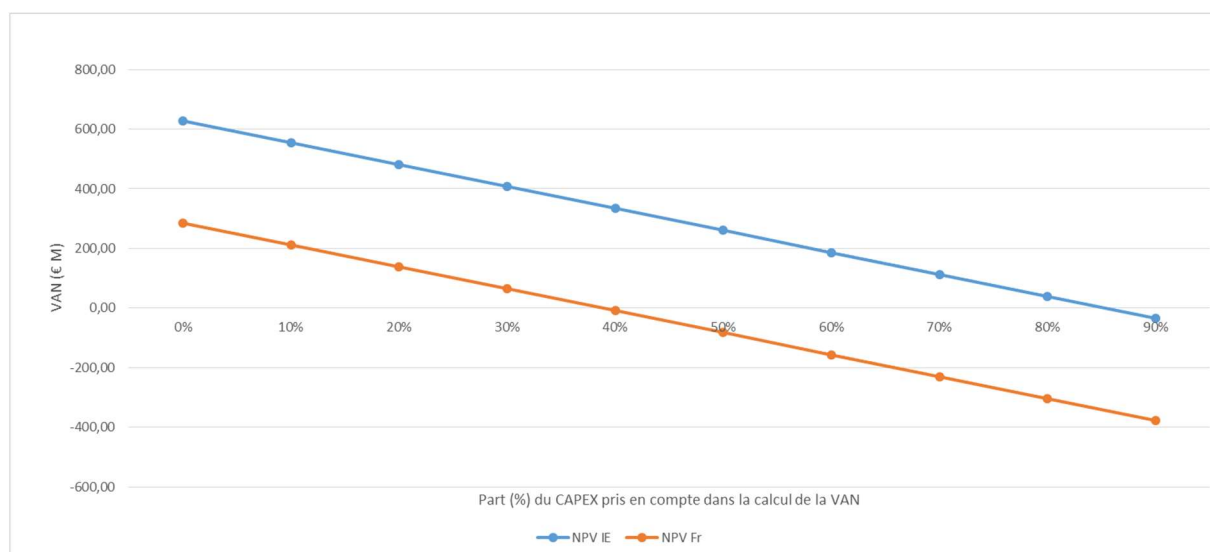


Figure 15: Point de neutralité économique en moyenne des quatre scénarios du cas de base

8.3. Proposition CBCA

Comme indiqué dans la section 7.2, EirGrid et RTE ont l'intention de solliciter un soutien financier de la part de la Commission européenne sous la forme d'une subvention par l'intermédiaire du Connecting Europe Facility (CEF). EirGrid et RTE ont actuellement prévu de solliciter une subvention à hauteur de 50% du coût total d'investissement du projet. Ainsi, la proposition suivante de CBCA comprend déjà l'attribution d'une potentielle subvention.

Partage des coûts :

- Le coût d'investissement doit être divisé à parts égales (50:50) (y compris tout dépassement ou baisse des coûts).
- Les coûts d'exploitation et maintenance doivent être répartis à parts égales (50:50) (détails à définir).

Partage des subventions :

- Subvention de 50% du coût estimé de l'investissement à demander (soit 465 M€).
- Tout montant de subvention reçu jusqu'à 232,5 M€ se répartit à hauteur de 65% pour RTE et 35% pour EirGrid.
- Tout montant de subvention au-dessus de 232,5 M€ se répartit se répartit à hauteur de 35% pour RTE et 65% pour EirGrid.

Note : pourcentages sur la base des bénéfices (nets de pertes) répartis à 65% Irlande, 35% France.

Partage des revenus :

- Les rentes de congestion doivent être partagées à parts égales (50:50), jusqu'à un seuil cumulatif annuel représentant les rentes de congestion prévues dans l'ACB.
- Toute rente de congestion dépassant le seuil cumulatif annuel sera à verser à EirGrid jusqu'à ce que toute différence dans l'investissement net après l'attribution de la subvention soit supprimée.

- Une fois la différence éliminée, les rentes de congestion seront partagées à parts égales (50:50).
- Le seuil cumulatif annuel est calculé comme suit :
 - Les recettes annuelles moyennes estimées provenant des rentes de congestion seront ajoutées d'année en année pour donner la rente cumulative annuelle.
 - L'estimation de la moyenne annuelle des rentes de congestion sera calculée comme la somme des rentes de congestion estimées pour chaque année sur une période de 25 ans divisée par 25 :
 - Les rentes de congestion entre 2025 et 2030 ont été interpolées linéairement à partir de la valeur des rentes de 2025 et 2030.
 - La rente de congestion après 2030 est égale à la valeur de la rente en 2030.
 - Les rentes de congestion en 2025 et 2030 sont calculées comme la somme annuelle des écarts de prix horaires entre la France et l'Irlande (en valeur absolue) x 700MW x 95% corrigé des pertes x 95%. On utilise la moyenne pondérée des résultats des 9 années climatiques d'ANTARES et de PLEXOS.

Annexe 1. Informations techniques complémentaires

A1.1. Description technique du projet

A1.1.1 Synthèse des études de faisabilité

Au cours de la phase de faisabilité du projet (2014-2016), plusieurs études ont été entreprises afin de confirmer l'existence de tracés offshore et on shore possibles entre l'Irlande et la France pour l'installation d'une interconnexion HVDC. Ces études ont été réalisées à la suite de l'identification de points de raccordement en Irlande et en France présentant les capacités nécessaires pour accueillir l'importation et l'exportation de 700 MW entre les deux pays. Le poste électrique de Knockraha à East Cork et le poste électrique de Great Island à West Wexford ont été identifiés en Irlande en fonction de leurs potentiels de raccordement au réseau de transport irlandais et de leur emplacement le long de la côte sud de l'Irlande. En France, le poste électrique de La Martyre en Bretagne a été identifié.

Maritime

Une étude pour identifier les points d'atterrage a été réalisée en 2014, avec un ensemble de points possibles identifiés en Irlande et en France. En Irlande, les possibilités d'atterrage étaient situées au sud (East Cork) et au sud-est (West Wexford). Après l'identification des points d'atterrage, un repérage des tracés offshore a été mené afin d'identifier et d'évaluer la viabilité des différentes options de tracés entre les points d'atterrage sur la côte sud de l'Irlande et les points d'atterrage sur la côte nord-ouest de la France. L'étude a porté sur des critères tels que le trajet le plus court entre les deux pays et les contraintes techniques et environnementales potentielles. Sur la base d'une analyse des contraintes des tracés identifiés, les deux tracés maritimes privilégiés sont ceux allant de la région de Cork Est à la Bretagne Nord en France, représentés sur la Figure 16 ci-dessous et dénommés Tracés 1 et 2. L'un de ces tracés passe à l'intérieur des eaux territoriales britanniques (UK TWs) tandis que l'autre passe à l'extérieur. Le Tracé 2 ci-dessous passe en dehors des eaux territoriales du Royaume-Uni et, bien qu'il ne soit pas le tracé le plus court, il est considéré comme le tracé le plus performant. Ceci est dû au fait qu'il est globalement le moins contraignant dans l'ensemble et qu'il évite les eaux territoriales britanniques dont la traversée conduirait à un allongement de la phase d'autorisations et une augmentation des coûts du projet.

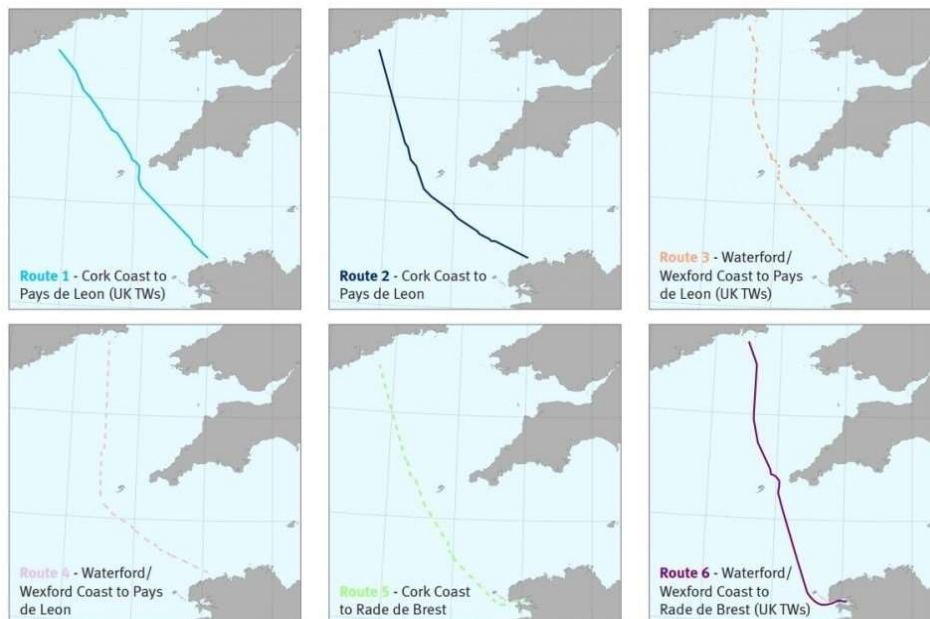


Figure 16: Identification des tracés en mer

Une étude marine détaillée du Tracé 2 a été entreprise en 2014 et 2015 afin de préciser le tracé offshore et d'évaluer les conditions du fond marin et les contraintes techniques associées à la pose de câbles, et fournir une base pour l'estimation des coûts. Une étude de l'environnement marin et des habitats benthiques le long du tracé a également été réalisée. L'étude maritime a confirmé que le tracé choisi était viable, avec des conditions en principe favorables à l'installation des câbles. Les principaux résultats de l'étude marine peuvent être résumés comme suit :

- Aucune contrainte majeure n'a été identifiée le long du tracé ;
- La profondeur maximale des fonds est de 110-115m, avec la majeure partie du tracé entre 90-100m ;
- La majeure partie du tracé est constituée de sable graveleux et de gravier sableux, 75 % du tracé contenant une couche sédimentaire de 1 m ou moins ;
- Des sections d'argile, de limon, de craie et de grès ont également été enregistrées avec des affleurements de roches le long de portions plus réduites du tracé, qui ont été enregistrées principalement aux abords des côtes irlandaises et françaises ;
- Une grande variété d'habitats marins a été identifiée tout le long du tracé, mais aucun habitat particulièrement sensible n'a été enregistré ;
- L'échantillonnage benthique et les rapports fournissent une base de bonne qualité pour les futures études d'impact environnementales.

Ces études ont été complétées par des études d'impacts sur la navigation, la pêche et sur les possibilités d'enfouissement afin d'identifier la densité du trafic maritime le long du tracé du câble et de déterminer la profondeur d'enfouissement optimale pour le câble sous le fond marin. Ces études combinent les résultats de toutes les études marines précédentes ainsi qu'une quantification fondée sur les risques tout au long du tracé. Les principales conclusions de ces études sont les suivantes :

- La probabilité qu'un navire jette l'ancre sur le trajet du câble est estimée comme étant très faible ;
- La profondeur d'enfouissement minimale recommandée est de 0,6 m - 1,2 m pour la majorité du tracé ;
- L'estimation d'un besoin de protection supplémentaire sur une longueur de 50 à 80 km du tracé initialement étudié.

D'autres études sur certaines des zones difficiles, en particulier les abords des zones littorales et les zones de blocs rocheux dans la section intermédiaire du tracé, sont actuellement en cours au moyen de levés maritimes et d'études techniques supplémentaires dans le cadre de la phase actuelle. Les résultats de ces études supplémentaires peuvent conduire à une optimisation mineure des tracés et une réduction des besoins de protection supplémentaire, avec la possibilité d'affiner les estimations des coûts d'investissement (éventuellement avant la présentation finale de la Demande d'Investissement).

Terrestre

Des études terrestres ont été menées en Irlande et en France afin d'identifier les options viables pour un raccordement à partir de chacun des points d'atterrage jusqu'à une série de sites de localisation des stations de conversion et, au-delà, jusqu'à chacun des points de raccordement.

Irlande

En Irlande, une étude préliminaire très poussée du projet ainsi qu'une évaluation environnementale très avancée de la station de conversion, du tracé terrestre et des options de la zone d'atterrage ont été réalisées sous les aspects suivants :

- Écologie, y compris un examen préalable pour une évaluation appropriée ;
- Patrimoine culturel ;
- Hydrologie et hydrogéologie ;

Celtic Interconnector –Demande d'investissement

- Sols et géologie ;
- Activités humaines ;
- Paysage et impact visuel ;
- Infrastructure et services publics.

Le rapport a conclu qu'il existe une série d'options possibles pour le tracé des liaisons AC et DC dans les zones d'étude de East Cork et West Wexford, et il fournit de premiers éléments pour la conception de la station de conversion et une identification de sites possibles pour la station de conversion avec une analyse des contraintes associées.

Des études sur le réseau ont également été réalisées pour évaluer l'impact potentiel d'une interconnexion de 700 MW sur le réseau de transport lorsqu'il est raccordé à East Cork ou à West Wexford. Celles-ci ont clairement identifié le point de connexion d'East Cork comme étant plus performant que l'option West Wexford.

Suite à une consultation avec les parties prenantes au cours du second semestre 2017, le poste électrique de Knockraha à East Cork a été choisi comme point de connexion privilégié en Irlande pour « Celtic Interconnector ».



Figure 17: Zones d'emplacements possibles des stations de conversion et liste des points d'atterrage en East

France

Comme en Irlande, une étude de faisabilité a été réalisée pour évaluer les principales contraintes d'un point de vue environnemental et sociétal.

Les lieux d'atterrage possibles sont un facteur déterminant pour la réalisation du projet. Les emplacements de points d'atterrage potentiels ont été évalués en fonction de multiples critères, y compris les conditions d'accès par la mer (géologie, conditions météorologiques et usages) et par la terre.

L'étude de faisabilité a également identifié les sites appropriés pour l'installation de la station de conversion. Les tracés terrestres possibles entre les points d'atterrissage potentiels et les emplacements des stations de conversion ont été étudiés et évalués en fonction des contraintes, en particulier la traversée de la vallée de l'Elorn.

Les différentes options pour les points d'atterrissage, l'emplacement de la station de conversion et le tracé du câble souterrain seront présentées et débattues lors de la consultation avec les parties prenantes du projet. Les différentes études de réseau réalisées ont également montré que le raccordement au poste électrique de La Martyre ne générerait aucune contrainte sur le réseau en Bretagne.

A1.2. Évaluation du taux de disponibilité du « Celtic Interconnector »

A1.2.1 Approche globale

Pour calculer le taux de disponibilité globale de la liaison, nous avons d'abord calculé le taux de défaillance associé à chaque composant de la liaison séparément - à savoir les convertisseurs HVDC/HVAC, le câble souterrain en France et en Irlande, et le câble sous-marin - puis évalué le taux global à l'aide des lois fondamentales de probabilité.

Bien que la méthodologie proposée tienne compte du modèle SKM (Sinclair Knight Merz)¹⁰ utilisé par l'Ofgem (L'office de régulation du Royaume-Uni) depuis 2013 et récemment mis à jour par GHD¹¹, l'objectif de cette évaluation est de présenter les limites inhérentes à ce modèle, en particulier pour les aspects sous-marins, et de développer un calcul plus étayé pour cette composante spécifique du projet.

A1.2.2 Stations de conversion

Alors que les modèles mentionnés précédemment se sont attachés à calculer les taux de défaillance des divers composants d'une station de conversion HVAC/HVDC, nous considérons que cette approche peut être améliorée. En effet, le taux de disponibilité des convertisseurs 320kV HVDC/HVAC est susceptible d'être une exigence contractuelle comme pour tous les projets RTE HVDC précédents.

Actuellement, les fournisseurs de VSC acceptent de s'engager sur un taux de disponibilité de 99,5% pour le système (2 convertisseurs). En outre, on estime que les opérations de maintenance planifiées représentent environ 1 % d'indisponibilité.

Par conséquent, le taux global d'indisponibilité des convertisseurs retenu pour « Celtic Interconnector » est :

$$\tau_{\text{Converters}} = 1.5\%$$

¹⁰ Le modèle et la feuille de calcul se trouvent respectivement aux adresses suivantes : <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/59247/skm-report-calculating-target-availability-figures-hvdc-interconnectors.pdf> and - <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/59248/skm-model-target-availability-model-hvdc-interconnectors.xlsx>

¹¹ Rapport pour Ofgem – [seulement en anglais] - Target Availability Figures for HVDC Interconnectors - Update , 66/10798/001 | ii (August 2016)

A1.2.3 Câbles souterrains

Le modèle SKM est basé sur une importante base de données établie par le CIGRE¹² à partir des données de milliers de kilomètres de câbles souterrains. Quand bien même ce modèle pourrait certainement être amélioré (données plus récentes, distinction entre les niveaux de tension, prise en compte de la fiabilité éprouvée des câbles, c'est-à-dire des tests réussis, etc.), il peut être considéré comme un modèle robuste et le meilleur modèle disponible pour les projets souterrains.

Tableau 17: Taux de défaillance du modèle SKM pour câbles souterrains

| Cable Type | External Failures (fail./yr/cct.km) | | | Internal Failures (fail./yr/cct.km) | | | MTTR (days) | |
|----------------------------|--|----------|---------|--|----------|---------|-------------|------|
| | High | Low | Average | High | Low | Average | Average | High |
| AC Onshore XLPE Cable | 0.00087 | 0.000435 | 0.00058 | 0.00045 | 0.000225 | 0.0003 | 20 | 30 |
| HVDC Onshore XLPE Cable | 0.00087 | 0.000435 | 0.00058 | 0.00045 | 0.000225 | 0.0003 | 20 | 30 |
| HVDC Onshore MIND Cable | 0.00087 | 0.000435 | 0.00058 | 0.00045 | 0.000225 | 0.0003 | 40 | 65 |

Bien que le rapport exact entre les longueurs des circuits terrestres HVAC et HVDC ne soit pas encore connu, la partie terrestre globale de l'interconnexion « Celtic Interconnector » concernera environ 75 km de câbles souterrains (côté français et irlandais). Puisque le modèle SKM présente des taux de défaillance identiques pour le AC et le DC (et pour le XLPE et le MIND (papier imprégné)), la conception finale n'aura pas d'impact sur le calcul de la disponibilité.

Le taux de défaillance interne de Celtic Interconnector a été déterminé en fonction des exigences élevées de RTE en ce qui concerne les caractéristiques des câbles souterrains (UGC), le design et les tests, ainsi qu'en tenant compte de la perspective de surveiller l'état thermique des câbles souterrains grâce au déploiement de la fibre optique opéré en même temps que les câbles d'alimentation. Pour le taux de défaillance externe, le taux moyen a été utilisé.

Le modèle définit un temps de réparation moyen de 20 jours pour une défaillance des câbles souterrains (UGC). Ainsi, le modèle SKM nous donne le taux d'indisponibilité global pour les câbles souterrains (UGC) :

$$\tau_{UGC} = 0,33\%$$

A1.2.4 Câbles Sous-marins

Un modèle similaire de taux de défaillance calculé sur la base des données des projets sous-marins est fourni par le modèle SKM pour les câbles sous-marins (UWC) :

Tableau 1 :

¹² CIGRE Brochure 379 – [seulement en anglais] - Update on Service Experience for HV Underground and Submarine Cable Systems (2009)

Tableau 18: Taux de défaillance du modèle SKM pour câbles sous-marins (UWC)

| Cable Type | External Failures (fail./yr/cct.km) | | | Internal Failures (fail./yr/cct.km) | | | MTTR (days) | |
|---------------------------|--|-----------|---------|--|-----------|---------|-------------|------|
| | High | Low | Average | High | Low | Average | Average | High |
| AC subsea XLPE Cable | 0.000315 | 0.0001575 | 0.00021 | 0.000405 | 0.0002025 | 0.00027 | 65 | 90 |
| HVDC subsea XLPE Cable | 0.000315 | 0.0001575 | 0.00021 | 0.000405 | 0.0002025 | 0.00027 | 65 | 90 |
| HVDC subsea MIND Cable | 0.000315 | 0.0001575 | 0.00021 | 0.000405 | 0.0002025 | 0.00027 | 65 | 90 |

Toutefois, le degré de fiabilité de ces chiffres est contestable. En effet, la quantité de données sur les projets sous-marins est, par nature, beaucoup plus limitée que pour les projets souterrains. À titre d'exemple, il n'y a actuellement aucune défaillance interne connue sur les câbles XLPE (polyéthylène réticulé) HVDC UWC (qui est la technologie de câble prévue pour le Celtic Interconnector).

Cependant, pour le taux d'indisponibilité interne, on considère qu'il n'y a pas de meilleure approche que celles des taux basés sur le CIGRE, c'est-à-dire un taux moyen de 0,00027 défaillance/année/cct.km.

En ce qui concerne les défaillances externes, les techniques d'installation des câbles sous-marins se sont considérablement améliorées au cours des dernières décennies, avec un impact significatif sur le niveau de protection. Par conséquent, il est très discutable d'utiliser des taux SKM qui sont basés sur une majorité de projets où les câbles ont été simplement posés sur le fond marin sans ou avec une protection médiocre. Aujourd'hui, comme le reconnaît le rapport GHD : « une évaluation des risques du tracé complet du câble est entreprise pour déterminer la profondeur d'enfouissement appropriée afin d'atténuer les dommages causés par des tiers. Cela suggère que le taux de défaillance pourrait encore être amélioré davantage, cette amélioration allant de pair avec une protection appropriée du câble sous-marin sur toute sa longueur ».

En outre, les risques d'agressions externes pour les câbles sous-marins varient considérablement d'une zone à l'autre, en fonction des activités humaines locales. Cela signifie que les profils de risque externes des projets sous-marins ne sont généralement pas comparables. En fait, pour un projet donné, le profil de risque peut même présenter un aspect très hétérogène le long de l'itinéraire. Ainsi, l'utilisation d'un taux de défaillance externe constant par km n'est pas appropriée et la recommandation des TSO est d'adopter une analyse approfondie des caractéristiques propres du projet.

Afin d'évaluer le taux de défaillance externe de Celtic Interconnector, il faut d'abord tenir compte du fait qu'un processus robuste de détermination du tracé des câbles a été effectué, de sorte que l'itinéraire des câbles évite toute zone présentant un niveau de risque inacceptable, telle que les zones de dragage. Par conséquent, les risques liés à la pêche et à la navigation seront les seuls facteurs dont la prise en compte pour évaluer les défaillances externes soit justifiée.

En outre, la liaison sera protégée à 100% le long du tracé sous-marin. Alors que l'approche principale consistera à enfouir les câbles, une protection externe (par exemple, une protection par enrochement) sera systématiquement utilisée au cas où l'enfouissement soit jugé impossible ou s'avère insuffisant.

Comme le précise la Carbon Trust Association¹³, les câbles enfouis à plus de 50 cm dans le fond marin peuvent être considérés comme étant à l'abri des activités de pêche. Les câbles du projet « Celtic Interconnector » seront toujours enterrés à plus de 50 cm de profondeur ou protégés par enrochement pour obtenir un meilleur niveau de protection. Par conséquent, les activités de pêche et de navigation sont celles qui sont à l'origine des principaux risques d'agressions pour la liaison.

Afin de définir un niveau approprié de protection (c'est-à-dire la profondeur d'enfouissement) contre les activités de navigation, le trafic maritime dans la zone a été étudié sur une période de 15 ans et les différents risques associés (par exemple l'ancrage ou le naufrage) ont été modélisés en utilisant une méthodologie innovante¹⁴, prenant en compte les conditions locales de profondeur d'eau et la proximité des côtes (en effet, les navires ne jettent pas l'ancre s'ils sont loin de tout obstacle et/ou lorsque la profondeur d'eau est supérieure à 80-100m).



Figure 18 – Profile de risques liés à la navigation

Il est intéressant de noter que le risque est élevé dans les zones littorales, où l'activité maritime est importante et à proximité des couloirs de navigation utilisés par les cargos pour se déplacer dans la Manche. Cependant, la majeure partie du tracé présente un risque négligeable et, par conséquent, le risque global a été évalué à $4,1 \times 10^{-4}$ défaillances/an. À titre de comparaison, le même modèle appliqué sur l'interconnexion IFA2 a conduit à un risque global de $5,89 \times 10^{-3}$ échecs/an alors que la longueur de l'itinéraire n'est que de 205 km !

Le risque associé aux navires a également été quantifié pour différentes catégories de navires (de différentes tailles et poids d'ancre).

¹³ Carbon Trust | Cable Burial Risk Assessment Methodology: Guidance for the Preparation of Cable Burial Depth of Lowering Specification (2016) – [seulement en anglais]

¹⁴ Anatec Limited | Celtic Interconnector - Shipping and Fishing Cable Risk Assessment (2016) – [seulement en anglais]

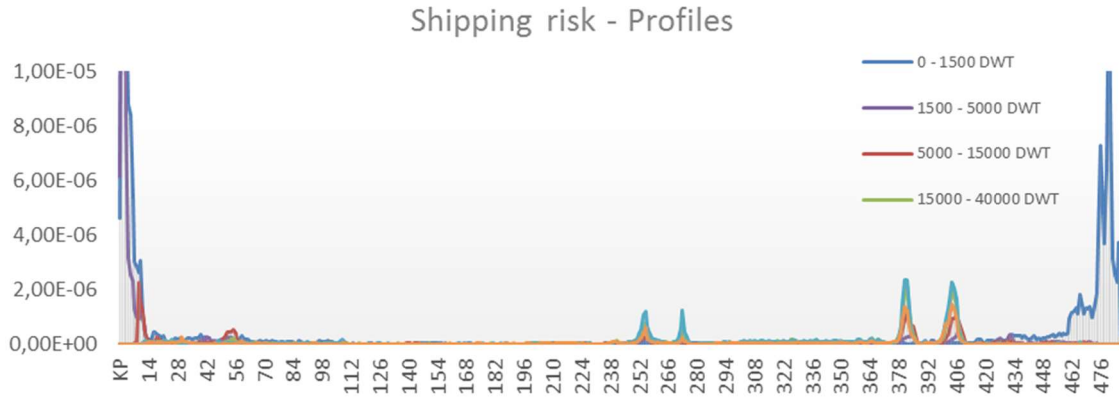


Figure 19- Profil de risques liés à la navigation par catégorie de poids d'ancre

Compte tenu des conditions des fonds marins (épaisseur des sédiments, dureté du substrat rocheux) et de la pénétration potentielle des différents ancrages, une profondeur d'enfouissement optimale a été calculée pour chaque section du tracé afin d'obtenir un niveau de protection acceptable pour un coût d'installation raisonnable. Cet exercice a été entrepris par trois consultants externes - DNV GL, 4COffshore et Wood Group - pour garantir la robustesse de la stratégie de protection.

La profondeur d'enfouissement qui en résulte - qui varie de 0,7 m à 3 m - permet d'atteindre un risque résiduel théorique global de $2,15 \times 10^{-4}$ défaillances/an.

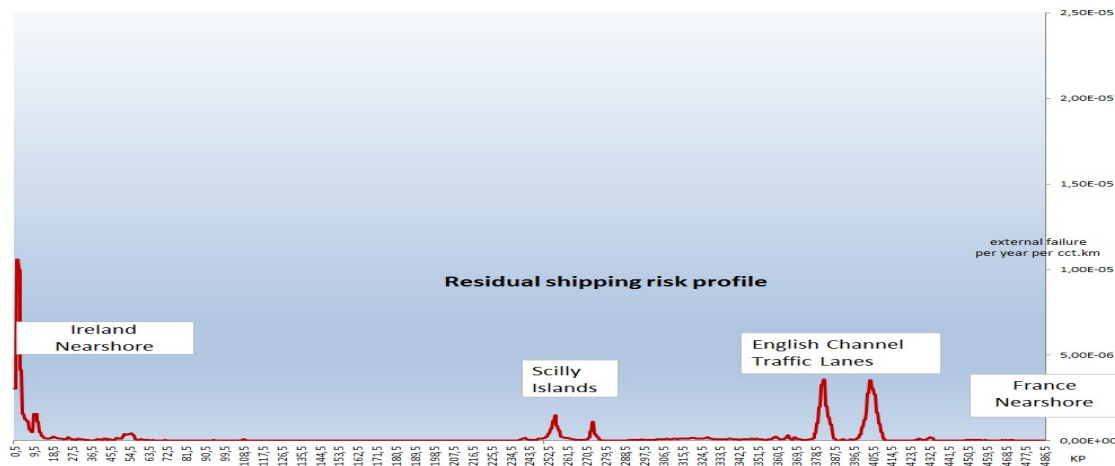


Figure 20 – Actions correctives au profil de risques

En utilisant les taux de défaillance externe et interne développés précédemment, le taux global d'indisponibilité de la partie sous-marine de l'interconnexion a été calculé en considérant un temps de réparation de 90 jours, basé sur le retour d'expérience de la durée de réparation de la liaison IFA2000 en 2017.

$$\tau_{UWC} = 3.27\%$$

A1.2.5 Taux de disponibilité globale

Pour le calcul, nous définirons :

- A = défaillance interne des câbles souterrains (UGC),
- A' = défaillance externe des câbles souterrains (UGC),
- B = défaillance interne des câbles sous-marins (UWC),
- B' = défaillance externe des câbles sous-marins (UWC),
- C = défaillance des convertisseurs,
- et p(A), p(A'), p(B), p(B') et p(C) les probabilités associées.

L'événement E = Défaillance du système est alors défini par :

$$E = A \cup A' \cup B \cup B' \cup C \text{ ET } p(E) = p(A \cup A' \cup B \cup B' \cup C)$$

Ces événements ne sont pas strictement indépendants (par exemple, il est possible d'avoir un défaut externe sur le câble sous-marin pendant que les convertisseurs sont hors service) mais les probabilités associées aux défauts cumulatifs sont négligeables. Par conséquent, nous supposons que :

$$p(E) = p(A) + p(A') + p(B) + p(B') + p(C) = \tau_{\text{Convertisseurs}} + \tau_{\text{UGC}} + \tau_{\text{UWC}}$$

Ceci conduit à une évaluation globale d'un événement de défaillance du système :

$$p(E) = 5.0274\%$$

| |
|--|
| $\tau_{\text{Celtic Interconnector}} = 5.0274\%$ |
|--|

| |
|--|
| En conclusion, le taux de disponibilité de l'interconnexion « Celtic Interconnector » est estimé à 95 %. |
|--|

A1.3. Évaluation des facteurs de risque pour le Plan de mise en œuvre

Les principaux facteurs de risque ont été décrits dans le tableau ci-dessous pour chacune des phases ultérieures du projet.

Celtic Interconnector – Demande d'investissement

Tableau 19 – Principaux facteurs de risques dans la mise en œuvre du projet

| Phase de projet | Description du risque | Impact potentiel | Mesures d'atténuation |
|-----------------|-----------------------|------------------|-----------------------|
| DDC | | | |
| DDC | | | |
| DDC | | | |
| Construction | | | |
| Construction | | | |
| Construction | | | |

Annexe 2. Analyse des coûts de l'interconnexion Celtic Interconnector

A2.1. Incertitude sur le CAPEX

Le retour d'expérience montre que toutes les incertitudes sur les coûts ne sont pas susceptibles de se cumuler. Le coût cible de 930 millions d'euros couvre la totalité du projet : fourniture de câbles, fourniture de stations de conversion, installation terrestre et travaux en mer.

Le coût cible tient compte des difficultés évaluées le long de l'itinéraire et inclut par exemple les coûts de préparation de l'itinéraire (campagne de détection des UXO [munitions non explosées], déblaiement des blocs, préparation du franchissement...). En outre, il convient de souligner que certains aléas concernant les opérations maritimes ont été pris en compte comme les ralentissements pour cause météorologique pendant les opérations de pose et les opérations de protection des câbles. Une étude préalable à la pose et une campagne de détection des UXO sont également incluses dans le prix cible.

L'analyse des risques précise les opportunités à la baisse et les risques à la hausse de l'évaluation des coûts de 930 millions d'euros.

Tableau 20: Incertitudes sur les coûts de Celtic Interconnector (en M€)

Celtic Interconnector – Demande d'investissement

| | | | | |
|-----------------------------|-------------|------------|--|--|
| | | | | |
| Incertitudes : total | -110 | 140 | | |

A2.2. Pertinence des coûts

L'efficacité et la cohérence des coûts attendus pour les principaux actifs des projets, les câbles et les stations de conversion, peuvent être évaluées en comparaison avec les données publiques des marchés attribués pour des interconnexions récentes similaires et avec les résultats d'appels d'offres récents pour un projet similaire.

Le budget correspond à un coût de M€ / km de câble et à un coût de M€ par station de conversion bipolaire (700 MW).

En ce qui concerne les câbles, avec l'information publique sur les marchés octroyés à NSN Link, NordLink, Borwin 3 et IFA2, le coût de référence se situerait entre 0,57 et 0,79 M€/km pour une valeur moyenne de 0,68. Le prix au kilomètre dépend en grande partie de la longueur totale des interconnexions. Plus le trajet du câble est long, plus les réductions de coûts attendues des fournisseurs de câbles seront élevées lors des négociations d'achat.

Concernant les stations de conversion VSC, l'information publique comprend des projets en Suède, en Espagne, en France, en Italie, au Royaume-Uni, en Norvège, au Danemark, en Belgique et en Allemagne. L'amplitude serait comprise entre 60-140 M € pour un niveau de tension de 320kV, et entre 170 et 300 M € pour 525kV. Il convient de noter que les informations publiques sur les interconnexions sous-marines de technologie 525 kV fournissent généralement un coût global pour le projet. Le coût des convertisseurs ne peut alors qu'être une estimation dérivée d'une évaluation du coût du câble.

A2.3. Calendrier CAPEX

Le calendrier des dépenses d'investissement (dépenses susceptibles d'être incluses dans les bases d'actifs régulés) est le suivant :

Tableau 21: Echancier des CAPEX (en M€)

| Total CAPEX | phase de faisabilité | Phase IDPC 2017-2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
|-------------|----------------------|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 930 | 11 | 7 | 5 | 5 | 6 | 50 | 160 | 310 | 286 | 90 |

Tous les calculs économiques proposés dans ce document (calculs VAN (valeur actuelle nette)) sont effectués sur la base de cet échancier de coûts.

A2.3.1. Processus de déconstruction

Selon la loi française actuelle et les amendements à venir relatifs à la connexion éolienne off-shore, il n'y a pas d'obligation de déconstruction pour les câbles sous-marins (partie principale des actifs) à la fin de leur durée de vie technique.

La seule exigence pour les GRT à la fin de la concession « d'occupation d'un terrain public » est de réaliser des études environnementales afin d'évaluer les impacts, négatifs ou positifs, résultant du processus de déconstruction. En fonction des résultats de ces études, la décision sera prise d'engager la déconstruction ou non. Il s'avère très souvent que les dispositifs utilisés pour protéger les câbles

sous-marins sont devenus des habitats pour les animaux marins. La déconstruction peut donc avoir d'énormes impacts négatifs sur l'environnement.

Pour ce qui est de la partie du tracé située en Irlande ou dans les eaux territoriales irlandaises, la déconstruction sera réalisée conformément aux exigences de la législation en vigueur.

A2.3.2. Évaluation des coûts O&M (coûts d'Exploitation et de Maintenance)

Le coût d'opérations et de maintenance retenu pour l'interconnexion « Celtic Interconnector » est de 8,4 M € / an. Ce chiffre a été évalué en considérant d'autres systèmes HVDC développés par RTE et EirGrid, et prend en compte :

- Le coût de réparation des pannes affectant les câbles ;
- Le coût de la maintenance préventive, curative et adaptative du système de câbles sous-marins, y compris les frais de maintenance récurrents et hors coûts de main-d'œuvre et taxes éventuelles ;
- Le coût de la maintenance préventive et curative des stations de conversion ;
- Dans la mesure où la méthode d'actualisation considère une valeur résiduelle nulle, le remplacement des dispositifs électroniques de puissance n'a pas été annualisé.
- Une évaluation des coûts environnementaux

Annexe 3. Impact sur les réseaux électriques français et irlandais

A3.1. Capacité de transfert du réseau électrique

A3.1.1. Impacts sur la capacité de transfert du réseau en France

Depuis la réalisation du « filet de sécurité breton » - ligne souterraine 225kV reliant le poste de PLAINE-HAUTE au nord du poste de CALAN au sud - les études menées sur le réseau de grand transport breton dans le cadre des différents scénarios long terme des Bilans Prévisionnels publiés depuis 2012 ont montré l'absence de contraintes de transit.

Ces mêmes études ont aussi montré que la stratégie retenue, qui consiste à raccorder l'interconnexion au poste 400kV de LA MARTYRE, ne génère aucune contrainte de transit supplémentaire en Bretagne, même en situation d'export vers l'Irlande en cas de forte consommation. Les derniers calculs effectués sur les scénarios du Bilan Prévisionnel 2017 confirment ce diagnostic. Les hypothèses prises en compte dans les études intègrent toutes les dispositions mentionnées dans le « Pacte Electrique Breton », y compris la mise en service de Landivisiau.

Les figures ci-après représentent la répartition des flux (en puissance ainsi qu'en relatif par rapport aux capacités physique des ouvrages) sur le réseau grand transport breton lors d'une pointe de froid sévère prise dans la trajectoire haute d'évolution de la consommation à l'horizon 2035, en l'absence de toute production EnR dans la zone. En cas d'export maximal vers l'Irlande dans une telle situation, on voit qu'on dispose d'encore suffisamment de marge en transit sur les différents ouvrages. L'essentiel de la puissance fournie à « Celtic Interconnector » transite par le réseau sud breton, particulièrement robuste. Le défaut le plus dimensionnant est la perte de la ligne 400kV DOMLOUP-PLAINE HAUTE au nord, mais il ne génère aucune contrainte, le « filet de sécurité 225kV » CALAN-MUR DE BRETAGNE-PLAINE HAUTE jouant parfaitement son rôle de solidarité entre nord et sud.

Celtic Interconnector – Demande d'investissement

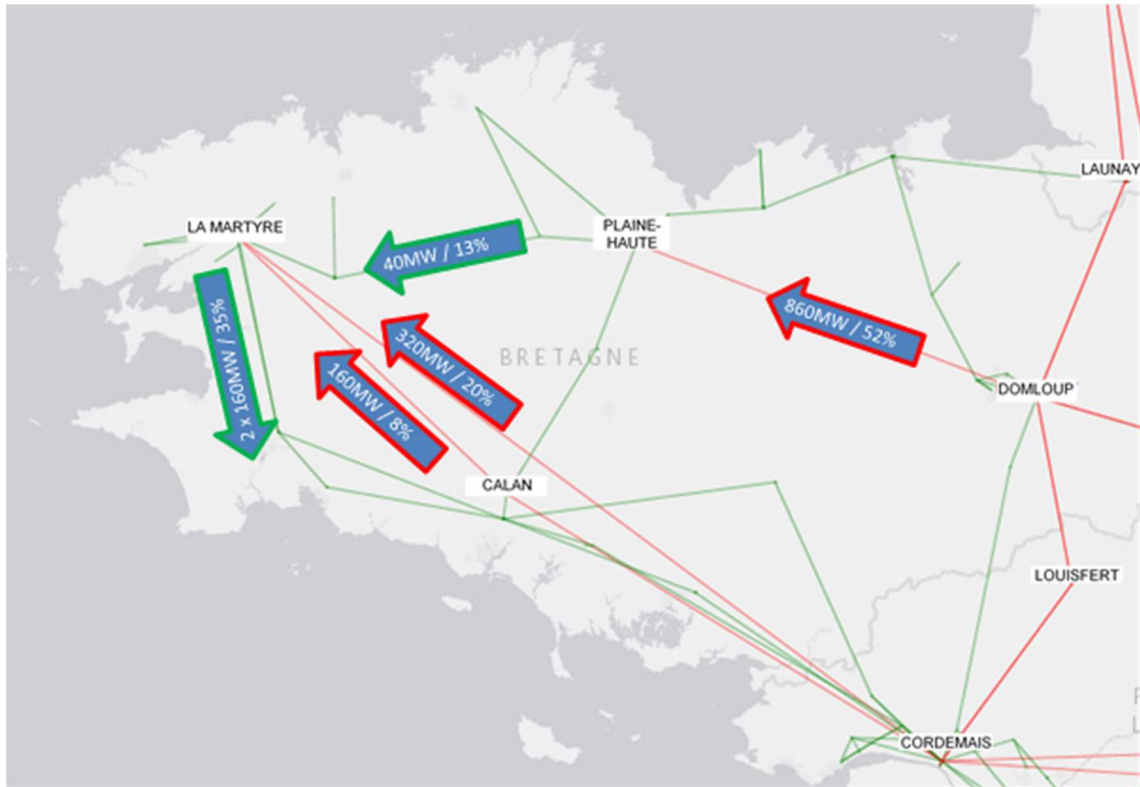


Figure 21: Flux de puissance en MW et facteur de charge en % des différentes lignes de transport d'électricité en Bretagne pendant une vague de froid - Bilan prévisionnel français du Scénario de croissance la plus élevée à l'horizon 2035 – sans Celtic Interconnector

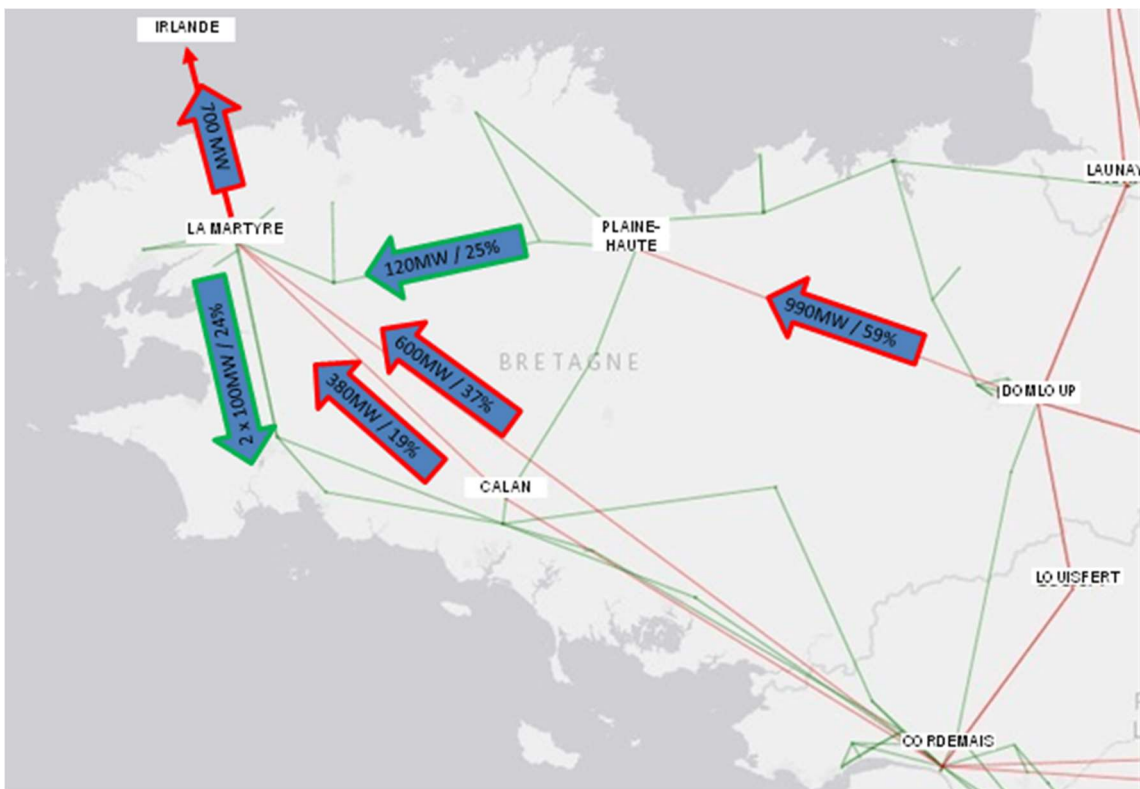


Figure 22: Flux de puissance en MW et taux de charge en % des différentes lignes de transport d'électricité en Bretagne pendant une vague de froid - Bilan prévisionnel français du Scénario de croissance la plus élevée à l'horizon 2035 - avec Celtic Interconnector

Les seules contraintes envisageables à long terme en Bretagne sont relatives à la tenue de tension lors de vagues de froid compte tenu des nombreuses incertitudes qui pèsent sur le parc de production dans la région : obsolescence de la production de pointe (turbines à combustion), fermeture du charbon envisagée à moyen terme en France, avenir du nucléaire. Ces situations sont caractérisées par une occurrence très faible mais des conséquences qui peuvent être graves si elles ne sont pas maîtrisées (écroulement en tension).

Les études de robustesse en tension menées sur la zone montrent qu'il faut combiner plusieurs facteurs défavorables pour mener à une situation à risque du point de vue de la tenue en tension : vague de froid sur l'ouest de la France associée à une indisponibilité de ligne ou de groupe dans la zone tout en exportant vers l'Irlande.

Lorsqu'on croise les probabilités d'occurrence de ces différents facteurs en analysant les prévisions de consommation résiduelle bretonne et les chroniques d'échanges des différents scénarios long terme du Bilan Prévisionnel 2017, on constate que le nombre de situations pendant lesquelles le risque d'écroulement en tension de la Bretagne pourrait inciter à réduire les exports vers l'Irlande est quasiment négligeable.

Impact de l'interconnexion « Celtic Interconnector » sur le réseau au-delà de la Bretagne

Les études de réseaux réalisées sur les scénarios long-terme du Bilan Prévisionnel 2017 ont identifié un certain nombre de zones de fragilité sur une zone « grand ouest » de la France. Elles sont illustrées sur la carte ci-après (Figure 23) pour l'horizon 2035 du scénario Ampère du Bilan Prévisionnel 2017 qui est le scénario qui présente les plus fortes contraintes dans la zone. Cette carte indique les ouvrages 400kV et 225kV qui pourraient être en contrainte en cas de défaut sur un autre ouvrage dans certaines situations de production, consommation et échanges transfrontaliers.

On retrouve les grandes zones à enjeux, Normandie-Sud Parisien et façade Atlantique, identifiées dans les précédents Bilans Prévisionnels, ainsi que les réseaux 225kV sous-jacents, notamment normand et vendéen.

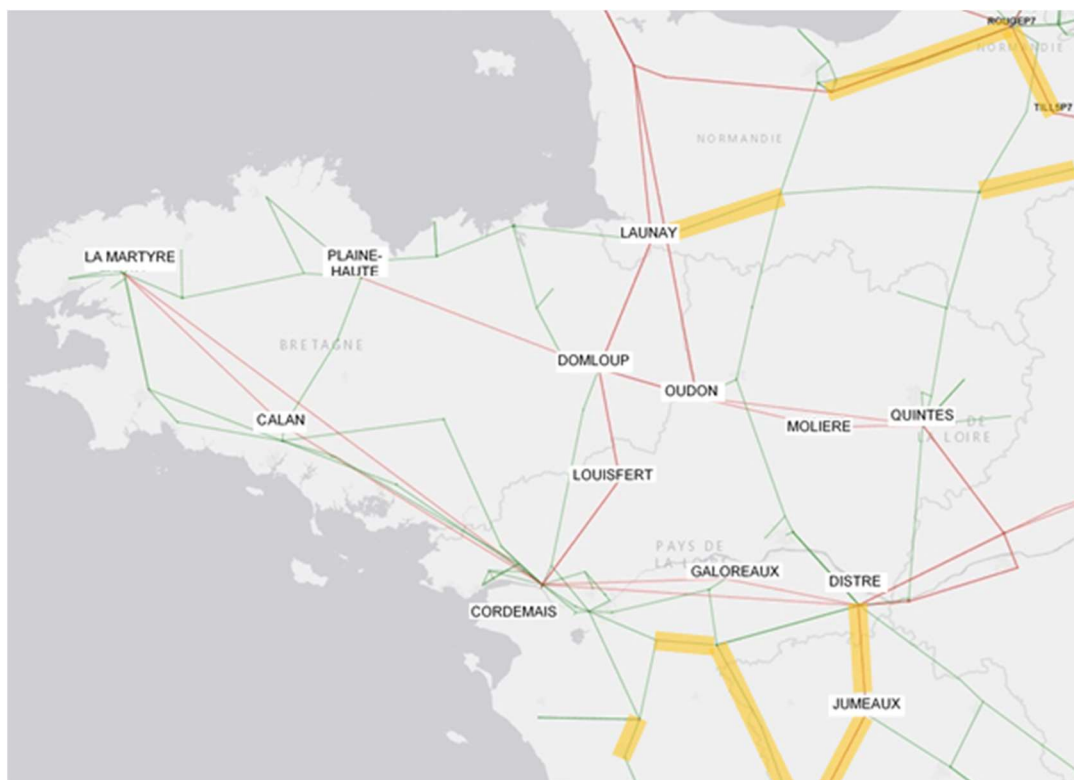


Figure 23: Lignes 400 et 225 kV en contrainte dans différents scénarios d'études à long terme

Ces zones font régulièrement l'objet d'études détaillées afin de définir les meilleures stratégies selon les différents futurs possibles : mise en œuvre de parades topologiques, levée des limitations aux postes d'extrémité, mise en œuvre de solutions flexibles pour gagner de la capacité sur les lignes ou gérer plus dynamiquement l'interaction entre réseau 400kV et réseau 225kV sous-jacent, solutions de renforcement structurel, etc.

La fréquence et la profondeur de ces contraintes dépendent très fortement des nombreuses évolutions possibles de mix énergétique dans la zone et sont donc par nature incertaines.

Les graphiques ci-après représentent les monotones de taux de charge de quelques-uns des ouvrages identifiés sur la carte précédente dans les deux scénarios retenus par le Gouvernement pour le débat public sur la PPE :

- le scénario Volt, qui envisage un développement soutenu des EnR et un déclassement modéré du nucléaire en France, associés à un développement important des interconnexions ;
- le scénario Ampère, qui envisage un développement très important des EnR et un déclassement relativement important du nucléaire en France associés à un développement important des interconnexions.

Pour chacun de ces scénarios, qui envisagent tous deux que le projet « Celtic Interconnector » sera présent à l'horizon 2030, une variante sans le projet « Celtic Interconnector » a été étudiée afin d'en cerner l'impact.

À noter que dans les deux scénarios les groupes charbon de Cordemais sont considérés comme déclassés.

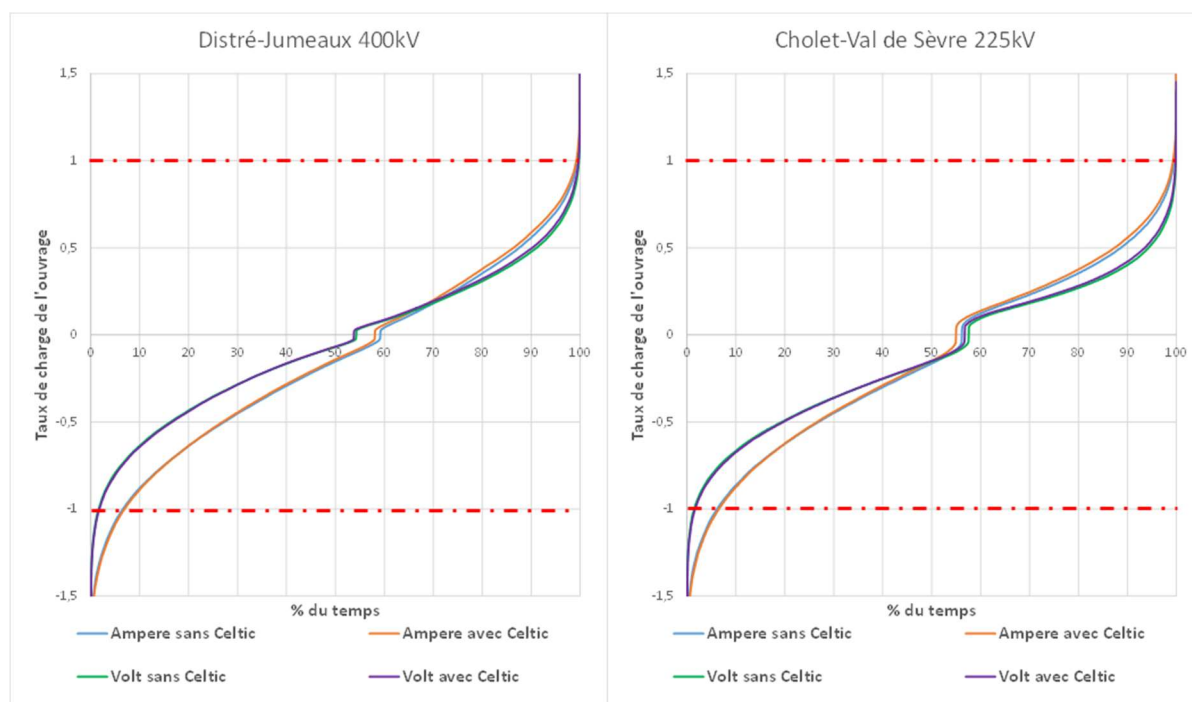


Figure 24:

Monotones de taux de charge dans les scénarios « Volt » et « Ampère » en 2030, avec et sans « Celtic Interconnector », Normandie - Sud de Paris et réseau sous-jacent 225 kV

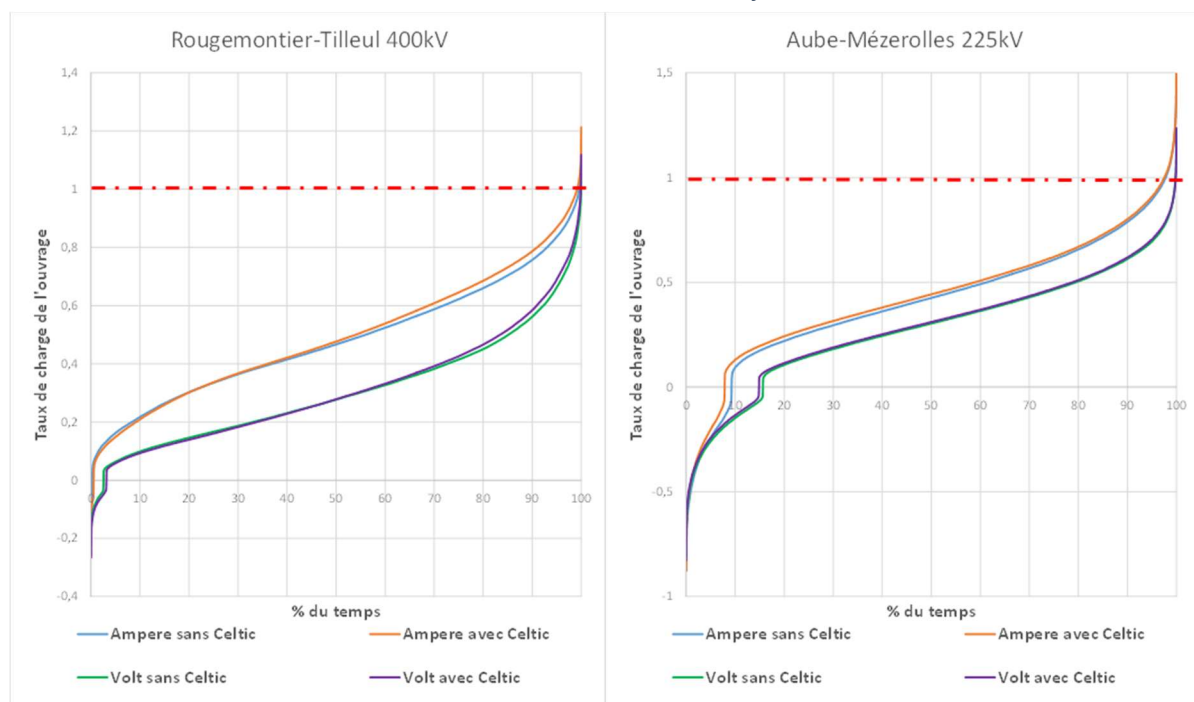


Figure 25: Monotones de taux de charge dans les scénarios « Volt » et « Ampère » en 2030, avec et sans « Celtic Interconnector », Normandie - Sud de Paris et réseau sous-jacent 225 kV.

On peut faire les constats suivants :

- il n'y a pas de contraintes substantielles identifiées dans la zone d'étude à long terme dans le scénario Volt ;
- dans le scénario Ampère, on voit apparaître des contraintes sur les axes 400kV Normandie-Sud Parisien et façade atlantique, ainsi que sur le réseau 225kV sous-jacent ;
- le projet « Celtic Interconnector » a un impact négligeable sur ces contraintes et n'en est pas à l'origine.

Ainsi, le projet « Celtic Interconnector » n'a pas d'impact au premier ordre sur les contraintes potentielles identifiées dans la zone et c'est bien l'ensemble des évolutions envisagées qui pourraient être à l'origine d'un besoin de renforcement. On peut noter que ce besoin est très incertain puisque lié à des évolutions elles-mêmes très incertaines.

Le projet « Celtic Interconnector » a un impact très faible sur ces contraintes. Il ne constituera donc pas un levier de résolution ou de réduction efficace de ces problèmes de réseau. On peut donc affirmer que la capacité d'échange entre la France et l'Irlande ne sera pas affectée par les contraintes identifiées.

A3.1.2. Impacts sur la capacité de transfert du réseau en Irlande

Le 17 octobre 2017, la Commission de Régulation des Services Publics (CRU) a mandaté EirGrid pour commencer à traiter toute demande d'interconnexion électrique ayant reçu le statut de Projet

d'intérêt communautaire (PCI). Une analyse a été effectuée pour déterminer les besoins supplémentaires du réseau de transport qui seraient induits par la connexion « Celtic Interconnector » au réseau irlandais. Les principes généraux et les hypothèses énoncées ici ont été appliqués dans toutes les études.

Hypothèses générales

1. Des cas de réseaux de transmission ont été extraits de la dernière version de la base de données de production et de réseau (novembre 2017) utilisée pour la synthèse du Plan de développement de réseau 2017 [Ten Year Transmission Forecast Statement 2017]. Ces cas ont fait l'objet d'un examen rigoureux et ont été jugés adaptés pour l'étude de l'interconnexion sur la côte sud de l'Irlande.
2. Le logiciel PSSE a été utilisé pour exécuter ces études (v33).
3. Cette étude n'inclut pas d'évaluation des options de connexion peu profondes ou des coûts « shallow » supportés par les candidats au raccordement d'une interconnexion.

Année d'étude

L'année d'étude choisie est 2025 pour l'analyse Standard Access PSSE et l'analyse 8760. Cette année est considérée comme une année appropriée pour évaluer les impacts à long terme d'autres interconnexions sur le réseau de transport. Une analyse sur cinq ans n'a pas été jugée nécessaire puisque la principale différence entre 2025 et 2030 est la croissance organique de la charge, qui n'a pas été jugée susceptible d'avoir un impact significatif sur les résultats de l'étude.

Demande

Analyse Standard Access PSSE

Les scénarios de demande de pointe d'hiver et d'été ont été pris en compte. Le creux de l'été n'a pas été pris en compte dans cette étude, car ce scénario n'a pas été considéré comme un scénario excessivement difficile, tel qu'observé dans les études de préfaisabilité précédentes. En général, les problèmes du creux nocturne d'été se matérialisent sous forme de problèmes de tenue de la tension. L'introduction d'une nouvelle interconnexion permettrait de contribuer à la tenue de la tension (haute et basse) à la fois en tant que source de production et en tant que consommation et, d'une manière générale, entraînerait un aplatissement de la courbe de charge, et une réduction du creux de nuit observé l'été.

Les niveaux de demande utilisés dans l'étude sont conformes à l>All-Island Ten Year Transmission Forecast Statement 2017 (TYTFS) [Prévisions décennales de transmission pour l'ensemble de l'île]. Cependant, il y a eu un grand nombre de demandes de raccordements en 2017, concernant de nouveaux *Data Centers* dans la région de Dublin, au cours de l'année dernière. Pour en tenir compte, une demande supplémentaire d'environ 1067 MVA a également été prise en compte pour cette zone, au-delà des niveaux de demande spécifiés dans le TYTFS pour cette étude. Il s'agit de la dernière estimation de la demande faisant l'objet de contrats.

Analyse 8760

Toutes les heures au cours de l'année 2025 ont été prises en compte dans l'analyse 8760. Les niveaux de demande utilisés dans la phase 8760 de l'étude étaient conformes aux hypothèses du scénario « 2017 Tomorrow's Energy Scenario Steady Evolution » [Scénario énergétique de demain - Évolution constante- 2017]. Ce scénario comprend 840 MVA de demandes de raccordement dans la région de

Dublin, ce qui correspond à une hypothèse médiane de croissance comparée à la totalité des 1067 MVA de la demande de raccordement.

Réseau

Deux cas d'étude ont été examinés dans l'analyse Standard Access PSSE et dans l'analyse 8760. Les hypothèses du réseau pour les deux phases d'analyse sont les mêmes.

- **Cas d'étude de base** - Pas d'interconnexion supplémentaire
- **Cas d'étude** - Celtic Interconnector (700MW) au poste électrique de Knockraha 220kV

Les renforcements de réseau suivants ont été appliqués aux cas d'étude :

- Les renforcements de réseau suivants, qui constituent la « solution régionale » de raccordement au réseau (Grid Link) :
 - La compensation série a été ajoutée à trois des circuits 400 kV existants en modifiant leurs réactances selon les valeurs indiquées ci-dessous

Tableau 22: Valeurs de réactance estimées sur le réseau 400 kV après ajout de compensation série

| Circuit | Non compensé X (pu) | Compensé X (pu) |
|--------------------------|---------------------|-----------------|
| Oldstreet-Woodland 400kV | 0.0278 | 0.008 |
| Dunstown-Laois 400kV | 0.01 | 0.003 |
| Moneypoint-Laois 400kV | 0.0378 | 0.01134 |

- Un câble 400 kV Moneypoint- Kilpaddoge a été ajouté plus un transformateur 400/220 kV à Kilpaddoge.
- Great Island-Kilkenny 110 kV a été porté à 430 mm² @80°C conducteur ACSR ;
- Great Island-Wexford 110 kV a été porté à 430 mm² @80°C conducteur ACSR.
- Un renforcement pour consolider le couloir Dunstown-Woodland. Il a été identifié dans de nombreuses études antérieures, y compris l'examen de Grid Link et les études de Dublin, qu'une connexion de 400 kV est nécessaire entre les postes électriques de Dunstown et Woodland. Des solutions sont actuellement à l'étude. La solution privilégiée n'a pas encore été finalisée. Une option a cependant été choisie pour ce renforcement. Constituée de :
 - Entrée du circuit Gorman-Maynooth 220kV au poste électrique Woodland 220 kV ;
 - Passage à 400 kV de la section Woodland à Maynooth du circuit à 220 kV Gorman-Maynooth de 220 kV ;
 - Passage à 400 kV du circuit 1 220 kV Dunstown-Maynooth .
- Un STATCOM de 100 MVar a été ajouté au sommet 110 kV à Ballynahulla.
- Un STATCOM 100 MVar a été ajouté au sommet 110 kV à Ballyvouskill.
- Un STATCOM de 30 MVar a été ajouté au sommet 110 kV à Thurles.
- Une réactance de 50 MVAR été ajoutée au sommet 220 kV à Knockanure.

- Un STATCOM de 30 MVAR a été ajouté au sommet 110 kV à Cauteen. Il ne s'agit pas d'un projet approuvé ; toutefois, la nécessité d'un soutien réactif à ce nœud est à l'étude.

Production

L'hypothèse de parc de production est conforme aux hypothèses de « Generation Capacity Statement 2017-2026 ¹⁵» [Bilan de Capacité de production 2017-2026].

Échanges

Analyse « Accès standard PSSE »

Les deux hypothèses d'échanges représentent l'importation ou l'exportation simultanée sur toutes les interconnexions disponibles. Ces hypothèses sont appliquées à tous les cas d'étude. Elles sont décrites comme suit :

- Importation sur toutes les interconnexions (vent faible)
- Exportation sur toutes les interconnexions (vent fort)

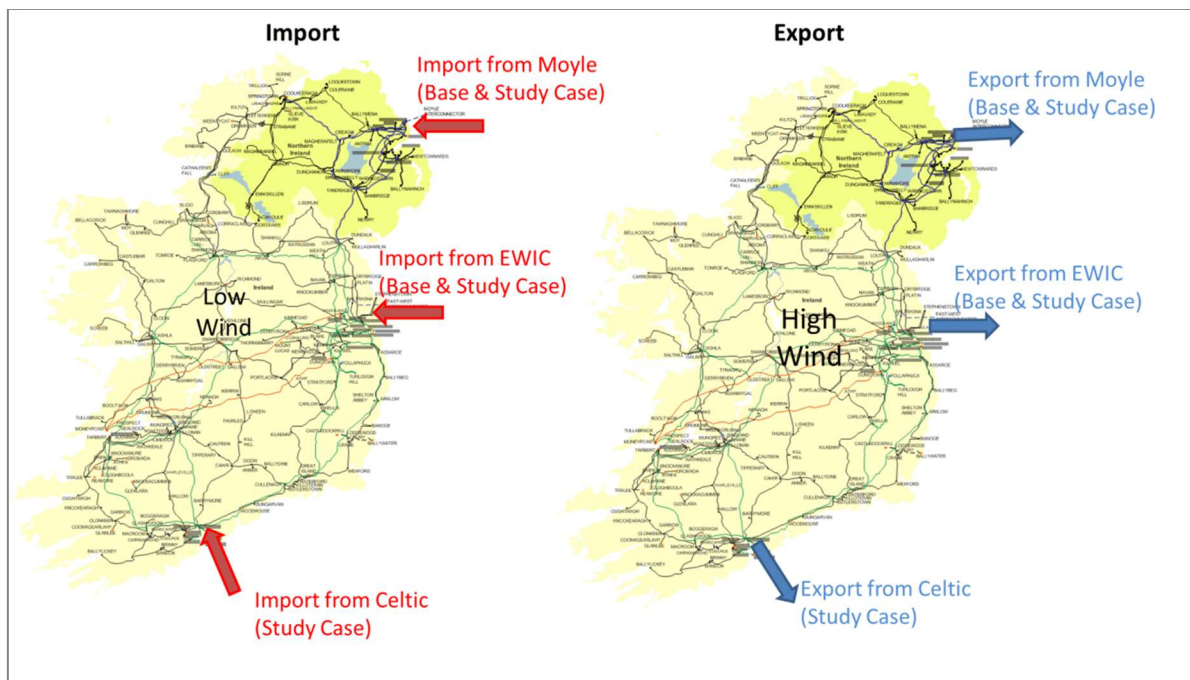


Figure 26: Représentation des échanges pris en compte pour les cas d'étude

Pour chaque échange, le SNSP (System Non Synchronous Penetration¹⁶) a été calculé afin de s'assurer qu'il reste inférieur à 75 % conformément à l'objectif futur du SNSP tel qu'il est défini par le programme DS3. Les deux hypothèses d'échanges examinées sont résumées dans la figure ci-dessus.

¹⁵ http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/4289_EirGrid_GenCapStatement_v9_web.pdf

¹⁶ Il s'agit du taux maximum de production non synchrone admissible par le système électrique

Celtic Interconnector –Demande d'investissement

Dans chaque cas, une fois que les niveaux d'interconnexion et d'énergie éolienne ont été établis, la production classique a ensuite été ventilée pour répondre à la demande restante par coûts croissants.

Tableau 23: Injections considérés pour les cas d'études

| Cas de l'étude de base - Pas d'interconnexion supplémentaire | | | | | | |
|--|----|------|-----------|------------|----------------------------|-----------------|
| | | SNSP | EWIC (MW) | Moyle (MW) | Celtic Interconnector (MW) | Vent MW AI (MW) |
| Import | SP | 16% | 500 | 500 | 0 | 0 |
| | WP | 13% | 500 | 500 | 0 | 0 |
| Export | SP | 69% | -500 | -500 | 0 | 5296 |
| | WP | 70% | -500 | -500 | 0 | 6350 |
| Cas d'étude - Celtic Interconnector (700MW) à Knockraha | | | | | | |
| | | SNSP | EWIC (MW) | Moyle (MW) | Celtic Interconnector (MW) | Vent MW AI (MW) |
| Import | SP | 27% | 500 | 500 | 700 | 0 |
| | WP | 22% | 500 | 500 | 700 | 0 |
| Export | SP | 71% | -500 | -500 | -700 | 5481 |
| | WP | 69% | -500 | -500 | -700 | 6493 |

Un certain nombre d'analyses de sensibilité ont été réalisées avec des niveaux de vents plus ou moins forts. Cela a permis de s'assurer qu'un ensemble complet de problèmes complexes mais réalistes avaient été identifiés. Les détails de ces sensibilités relatives au niveau du vent ont été définis au fur et à mesure de l'avancement des études.

Les scénarios de transfert d'énergie n'ont pas été pris en compte lors de la phase d'analyse Standard Access PSSE de cette étude. Ces scénarios n'ont pas été intégrés dans cette analyse pour deux raisons :

- Dans les simulations avec les modèles de marché, la probabilité des scénarios de transits de bouclage est peu fréquente. Les flux de bouclage de la France vers la Grande-Bretagne causeraient probablement une congestion supplémentaire du réseau, mais on a noté qu'ils ne se produiraient que pendant environ 1 % de l'année.
- Les flux de bouclage entre la France et la Grande-Bretagne procureraient des avantages à d'autres pays. Il est donc considéré que, grâce à des règles adaptées en matière d'attribution des capacités transfrontalières, des mécanismes soient en place pour garantir que le coût des renforcements éventuels sur le réseau irlandais ne soit pas à la charge du consommateur irlandais au travers du TUoS (Transmission Use of System) [Dispositif de transmission du système].

Analyses 8760

Une variante de démarrage des groupes tirés du scénario « Tomorrow's Energy Scenario Steady Evolution » [Scénario énergétique de demain - Évolution Constante- 2017] a été utilisée pour

examiner la probabilité d'occurrence des problèmes identifiés dans la phase PSSE de ce projet. L'échange du scénario de base « Évolution Constante » suppose que l'interconnexion « Celtic Interconnector » est présente (Sud Case – Cas d'étude). Par conséquent, la modification suivante a été appliquée pour représenter le scénario de base de l'étude.

- Suppression du « Celtic Interconnector » (Cas d'étude de base)

Réserve

Il a été supposé que le besoin en réserve primaire fournie par des moyens traditionnels ne dépasserait pas les niveaux actuels. Avec l'introduction de la nouvelle interconnexion « Celtic Interconnector », il se peut que la plus grande injection puisse atteindre les 700 MW. Il a été considéré que l'augmentation du niveau de la réserve serait assurée par des contrats de service de système DS3 utilisant de nouvelles technologies comme les batteries. Par conséquent, le profil actuel de démarrage de la production conventionnelle n'a pas été modifié pour répondre à l'augmentation de la demande tel que prévue dans le futur.

Scénarios de maintenance et N-1 Groupe pris en compte

Un certain nombre de scénarios de maintenance et de N-1 groupe ont été pris en compte dans cette analyse. Voir ci-dessous pour les groupes et les arrêts planifiés qui ont été examinés.

Tableau 24: Indisponibilité groupes considérés

| |
|--------------|
| Great Island |
| Aghada |
| Whitegate |
| Huntstown |
| Poolbeg |
| Moneypoint |

Tableau 25: Scénarios de maintenance considérés

| | |
|--|--|
| Arklow - Carrickmines 220 kV Ckt 1 | Inchicore-Irishtown 220 kV |
| Arklow - Lodgewood 220 kV Ckt 1 | Killonan - Shannonbridge 220 kV Ckt 1 |
| Ballyvouskil - Ballynahulla 220 kV Ckt 1 | Killpadogue - Moneypoint 220 kV Ckt 1 |
| Ballyvouskil - Clashavoon 220 kV Ckt 1 | Kilpaddoge - Moneypoint 400 kV Ckt 1 |
| Butlerstown Circuit 110 kV | Kilpaddoge - Moneypoint 400 kV Ckt 2 |
| Carrickmines- Irishtown 220 kV | Knockanure - Ballynahulla 220 kV Ckt 1 |
| Carrickmines- Poolbeg 220 kV | Knockanure - Killpadogue 220 kV Ckt 1 |
| Clashavoon - Knockraha 220 kV Ckt 1 | Knockanure - Killpadogue 220 kV Ckt 2 |

Celtic Interconnector – Demande d'investissement

| | |
|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Cullenagh - Great Island 220 kV Ckt 1 | Knockraha - Killonan 220 kV Ckt 1 |
| Cullenagh - Knockraha 220 kV Ckt 1 | Knockraha- Aghada 220 kV Ckt1 |
| Dunstown - Kellis 220 kV Ckt 1 | Knockraha- Aghada 220 kV Ckt2 |
| Dunstown - Laois 400 kV Ckt 1 | Knockraha-Raffeen 220 kV |
| Dunstown - Woodland 400 kV Ckt 1 | Laois - Moneypoint 400 kV Ckt 1 |
| Dunstown- Carrickmines 220 kV | Maynooth - Shannonbridge 220 kV Ckt 1 |
| Great Island - Lodgewood 220 kV Ckt 1 | Moneypoint - Oldstreet 400 kV Ckt 1 |
| Great Island- Kellis 220 kV Ckt 1 | Oldstreet - Woodland 400 kV Ckt 1 |
| Great Island Transformers 220/110 kV | |

Hypothèses pour l'établissement des coûts de la solution

Tableau 26: Récapitulatif des hypothèses des coûts estimés de la solution répondant aux besoins du réseau induits par « Celtic Interconnector ».

| Celtic Interconnector : Établissement des coûts de la solution | | | | |
|--|---|---|---------------------|--|
| Besoins du réseau | Option de solution | Justification de la solution choisie | Coûts envisageables | Hypothèses |
| Circuit Cahir-Barrymore 110kV | Passer le circuit Barrymore- Cahir 110kV à 110kV 430 mm ² ACSR @ 80°C | <p>Suppose que le passage du circuit Cahir-Barrymore à 110kV 430 mm² ACSR @ 80°C est une solution technique.</p> <p>Le circuit existant comporte deux sections. La première section Cahir-Barrymore est une ligne 200ACSR. La deuxième section du circuit, Barrymore-Knockraha est une ligne 300 ACSR. La mise à niveau de la section Cahir-Barrymore suffit à elle seule.</p> | | <u>Titre</u> : SC Woodpole 200/300mm ² ACSR à 430mm ² ACSR |
| | | | | <u>Coûts présumés GRT</u> |
| Travaux au poste électrique Kilbarry 110kV | Remplacer les conducteurs de la cellule au poste électrique de Kilbarry 110kV existant. | <p>Suppose le remplacement des conducteurs de la cellule à Kilbarry et la nouvelle configuration du poste électrique de Kilbarry.</p> <p>Le double circuit entre Marina et Kilbarry est limité par les conducteurs de la cellule de Kilbarry, à 98 MVA. Le double circuit est alors limité par la ligne 300 ACSR à 102 MVA, qui a une capacité de surcharge de 110%.</p> | | <u>Titre</u> : Augmentation d'IMAP de la cellule 110kV [Augmentation uniquement du conducteur] |
| | | | | <u>Coûts présumés GRT</u> |

Celtic Interconnector –Demande d'investissement

| Celtic Interconnector : Établissement des coûts de la solution | | | | |
|--|---|--|---------------------|---|
| Besoins du réseau | Option de solution | Justification de la solution choisie | Coûts envisageables | Hypothèses |
| Travaux au poste électrique Bandon-Dunmanway 110kV | Remplacer le conducteur du jeu de barres Bandon et le conducteur de la cellule à Dunmanway. | Suppose le remplacement du conducteur du jeu de barres à Bandon et du conducteur de cellule à Dunmanway. Le circuit entre Bandon et Dunmanway est limité par les conducteurs de cellules et jeu de barres mentionnés précédemment, à 98 MVA. Le circuit est alors limité par la ligne 200 ACSR à 104 MVA, qui a une capacité de surcharge de 110%. | | <u>Passage à un jeu de barres complet à tubes à 2500 A du jeu de barres dans le poste existant à jeu de barres unique</u> |
| | | | | <u>Titre: Augmentation de l'IMAP de la cellule 110kV [Augmentation uniquement du conducteur]</u> |
| | | | | <u>Titre : Installer un nouvel éclateur de phase 110/220 kV (par quantité 1)</u> |
| | | | | <u>Coûts présumés GRT</u> |
| Total | | | 15.7m€ | |

Conclusions de l'étude du réseau irlandais

Les résultats de cette analyse ont montré qu'il existe un certain nombre de besoins indépendants en matière de réseaux induits par la mise en service de l'interconnexion. Les solutions de réseau requises sont relativement mineures par rapport à la taille du projet Celtic Interconnector et consistent en des solutions de réseau à 110 kV.

La croissance de la charge/centres de données dans la région de Dublin, la connexion des éoliennes offshore et la production dans le sud auront un impact sur les flux au sud-est jusqu'au couloir 220kV de Dublin. Des solutions alternatives à ces problèmes peuvent être déterminées une fois que le « Framework for Developing the Grid » [Cadre de développement du réseau] sera appliqué et que d'autres facteurs influençant le réseau seront pris en considération.

Les solutions du réseau résultant des études de développement de l'interconnexion « Celtic Interconnector » sont globalement indépendantes de toute autre interconnexion actuellement en cours de traitement par EirGrid. Une analyse distincte a été entreprise en ce qui concerne le cas où deux interconnecteurs se connectent au sud de l'Irlande ; une connexion HVDC partant du poste électrique 220kV à Knockraha vers la France et une connexion HVDC partant du poste électrique 220kV à Great Island vers la Grande-Bretagne. Les résultats ont montré que les solutions du réseau requises pour chaque interconnexion sont en grande partie indépendantes les unes des autres. Des problèmes de réseau supplémentaires apparaissent pour la connexion des deux interconnecteurs ; cependant, ceux-ci peuvent être gérés par des modifications des plans de démarrage ou la mise en œuvre de solutions de renforcement relativement légères. Aucun renforcement supplémentaire important n'a été identifié.

A3.2. Fonctionnement du système

Cette section décrit l'impact de l'interconnexion « Celtic Interconnector » sur les coûts d'exploitation du système et en particulier sur le fait que « Celtic Interconnector » pourrait devenir le principal injecteur et exportateur du réseau de transport irlandais.

Résumé :

- « Celtic Interconnector » fournirait des services d'aide à l'exploitation du réseau de transport, comme le « black-start », la tenue de tension, la réponse dynamique en fréquence.
- EirGrid a entrepris une série d'études de tenue de la fréquence et de stabilité transitoire pour évaluer l'impact opérationnel d'une interconnexion générique de 750 MW sur le système. Les mesures de réduction des problèmes identifiés mettent en évidence des solutions réalisables dans des délais compatibles avec le développement de l'interconnexion. Il n'apparaît pas de problèmes d'exploitation qui empêcheraient l'importation ou l'exportation de 750 MW.
- « Celtic Interconnector » porterait l'injection et le soutirage les plus importants du système à 700 MW, contre 500 MW actuellement fixés par Moyle ou EWIC.
- La perte du soutirage peut être gérée par le GRT par le biais d'un plan de délestage de la production sur sur-fréquence ; cependant, des réserves à hauteur de 75 % de l'injection maximale sont nécessaires pour assurer la stabilité du système en cas de perte de cette injection.
- Une évaluation fondée sur les coûts de la fourniture de 150 MW de réserves de fonctionnement (75 % de l'augmentation de l'injection maximale) peut être effectuée à l'aide d'une analyse du coût du cycle de vie d'un fournisseur de technologie approprié tel que Battery Energy Storage.
- Il est probable que les parcs éoliens offshore augmenteront également l'injection maximale à l'avenir. Il est également probable que les batteries apporteront d'autres avantages au système.
- Attribuer 25 à 50% du coût de la fourniture de ces réserves à « Celtic Interconnector » correspond à un surcoût de 1,4 M€ à 2,8 M€ par an.

Régime d'exploitation actuel

Le réseau électrique de l'Irlande et de l'Irlande du Nord fonctionne aujourd'hui avec 500 MW comme limite pour l'injection plus importante (LSI) et le soutirage le plus important (LSO). Dans les deux cas, ce niveau est fixé par les deux interconnexions de l'île, l'interconnexion Moyle et l'interconnexion Est-Ouest. Le LSI est fixé lorsque l'un ou l'autre des interconnecteurs importe 500 MW d'électricité du réseau électrique britannique, et le LSO est fixé lorsque l'un ou l'autre des interconnecteurs exporte 500 MW vers le réseau électrique britannique.

La relation entre les exigences en matière de services système et le niveau LSI est fixée en fonction des règles des GRT sur les réserves d'exploitation. Actuellement, les GRT exigent un certain

pourcentage des réserves d'exploitation qui est régi par le LSI à tout moment. Les niveaux actuels de la réserve d'exploitation sont fixés comme suit :

Tableau 27 Niveau courant des réserves opérationnelles

| Catégorie | Exigence pour l'ensemble de l'île (% de LSI) |
|---------------------------------------|--|
| Réserve primaire de fonctionnement | 75% |
| Réserve secondaire de fonctionnement | 75% |
| Réserve 1 tertiaire de fonctionnement | 100% |
| Réserve 2 tertiaire de fonctionnement | 100% |

Il n'y a actuellement aucune exigence en matière de services « système » en fonction du niveau de LSO (soutirage plus important). Tout événement de sur-fréquence qui se produirait sur le système à la suite de la perte du LSO est géré par l'Over Frequency Generation Shedding Scheme (OFGSS) [Plan de délestage de la production en sur-fréquence] en Irlande et en Irlande du Nord. L'OFGSS est actuellement composé principalement de production éolienne.

Il est probable que toute augmentation future du LSO, et donc toute augmentation du risque pour le système, pourrait être gérée par une modification à caler finement de l'OFGSS existant. Toutefois, toute augmentation future du LSI sur le système est susceptible d'entraîner une augmentation des réserves de fonctionnement.

Régime d'exploitation futur

Il est difficile de quantifier avec précision l'influence directe de l'augmentation du LSI directement sur les futurs besoins « système ». Les dispositions actuelles de services « système » valent jusqu'en 2024 et aucune décision n'a été prise au-delà de cette date sur les services « système » et leur avenir. Il est donc impossible de prévoir l'augmentation des besoins en services « système » et, par conséquent, les coûts directement attribuables à une augmentation de LSI, au-delà de 2024.

Les GRT s'efforcent de rapprocher les niveaux futurs des exigences en matière de services « système » et d'évaluation en 2030 par le biais du projet EU-SysFlex. Les résultats de cette analyse seront connus à la fin de 2019 ou au début de 2020.

Par conséquent, il est très difficile d'associer les coûts futurs des services « système » à une augmentation de LSI précise, compte tenu des conditions actuelles.

Toutefois, une méthode possible d'estimation des augmentations de besoins des services « système » fondée sur les coûts pourrait consister à prendre l'ensemble des règles existantes en matière de réserves opérationnelles et à identifier l'augmentation de la capacité de la réserve globale de MW nécessaire pour maintenir les normes actuelles. Ce besoin supplémentaire de capacité de réserve de MW pourrait alors être évalué par rapport à un nouveau fournisseur de services susceptible d'offrir ce service.

Dans le cas de l'interconnexion « Celtic Interconnector », le LSI passerait de 500 MW à 700 MW. Cela augmente les besoins de la réserve primaire d'exploitation jusqu'à 150 MW sur la base des schémas d'exploitation actuels ; toutefois, cette exigence pourrait diminuer à l'avenir en fonction de l'évolution future du réseau de transport et du parc de production et de la demande. Une technologie

appropriée pour fournir les réserves d'exploitation à action rapide requises pourrait être le stockage de l'énergie dans des batteries. L'analyse du coût concerne un cycle de vie d'une batterie de 150 MW. Les coûts associés à cette batterie devraient être déduits de toute autre production ou interconnexion future qui dépasserait le seuil de 500 MW LSI existant. On obtient ainsi une estimation des coûts possibles associés à l'augmentation de la réserve d'exploitation requise.

Augmentations supplémentaires possibles du LSI (injection la plus importante)

En plus de l'interconnexion « Celtic Interconnector », environ 5,6 GW de parcs éoliens offshore ont présenté une demande de raccordement au réseau électrique. Le groupe de travail EirGrid « scénario énergétique de demain » a identifié une série de trajectoires pour l'éolien offshore en Irlande avec 3 GW prévus pour un Scénario « faible émission de carbone » en 2030. Les économies d'échelle sont vitales dans les développements éoliens offshore et dans des pays comme l'Irlande avec des enchères centralisées (dans lesquelles la capacité de transport est comprise en partie ou en totalité), la taille des projets est susceptible de dépasser 500MW (LSI actuel), à des tailles conçues pour normaliser les processus et réduire le coût des plateformes de transport offshore très onéreuses.

Les progrès de la technologie des parcs éoliens ont amené certains analystes de l'industrie à prédire que des turbines de 12 MW pourraient être en place au milieu des années 2020, tandis que d'autres ont déjà envisagé des turbines de 13 à 15 MW lors de récentes adjudications de parcs éoliens offshore.

La capacité des installations susceptibles d'être raccordées au réseau électrique irlandais lors de la mise en service de l'interconnexion « Celtic Interconnector » comprend entre une et quatre installations offshore de taille comparable à celle de « Celtic Interconnector », c'est-à-dire 700 MW.

Sur cette base, le besoin d'une réserve d'exploitation primaire supplémentaire peut être estimé comme étant réparti entre « Celtic Interconnector » et l'un des parcs éoliens offshore supplémentaires de taille comparable. Au prorata, « Celtic Interconnector » serait donc responsable de 25 à 50 % de l'augmentation de 150 MW par rapport au besoin maximal actuel de la réserve primaire d'exploitation, tel que spécifié par le régime des GRT.

Fourniture de la réserve primaire

Le coût de la fourniture d'une réserve primaire d'exploitation de 150 MW peut être estimé approximativement à l'aide du coût d'un dispositif de stockage d'énergie sur batterie de 150 MW. Les coûts d'investissement de référence prévus pour un système de stockage d'énergie entièrement installé sont estimés par plusieurs sources, y compris une enquête de Bloomberg New Energy Finance. Comme les acteurs de l'industrie mettent en service de plus grandes usines de fabrication, les économies d'échelle demeurent un facteur important de réduction du prix des batteries au lithium-ion. D'ici 2025, les coûts d'investissement de référence pour un système de stockage d'énergie entièrement installé devraient s'élever à 303 euros par MW. Lorsqu'on annualise sur 10 ans en utilisant un taux de 4% sur 10 ans, ce qui est une durée de vie raisonnable de la batterie, ce coût s'élève à environ 5,6 M€. Attribuer 25 à 50% du coût de la fourniture de ces réserves à « Celtic Interconnector » équivaut à un coût de 1,4 M€ à 2,8 M€ par an.

Annexe 4. Méthodologie de l'Analyse Coûts Bénéfices (ACB)

Dérivée de la documentation méthodologique ENTSO-E CBA 2.0, approuvée par la Commission européenne.

A4.1. ENTSOE TYNDP 2018 ACB Cadre d'évaluation

Le cadre d'évaluation d'un projet est une évaluation combinée d'une analyse coûts- bénéfices et d'une analyse multicritères, conforme à l'article 11 et aux annexes IV et V du Règlement 347/2013 de l'UE. Les critères retenus permettent d'apprécier les bénéfices procurés par un projet au regard des objectifs du réseau de l'UE :

- Assurer le développement d'un réseau unique européen permettant la mise en œuvre de la politique de l'UE en matière de climat et les objectifs de soutenabilité (RES, efficacité énergétique, CO2) ;
- Garantir la sécurité d'approvisionnement ;
 - o Achèvement du marché intérieur de l'énergie, notamment par une contribution à l'amélioration du bien-être socio-économique (SEW);
 - o Assurer la résilience technique du système,
- Ils permettent de mesurer les coûts et la faisabilité du projet (en particulier la viabilité environnementale et sociale).
- Les indicateurs utilisés sont aussi simples et robustes que possible. Cela conduit à des méthodologies simplifiées pour certains indicateurs.

Le schéma ci-dessous présente les principales catégories qui regroupent les indicateurs utilisés dans l'analyse coûts-bénéfices des projets pour le TYNDP 2018.

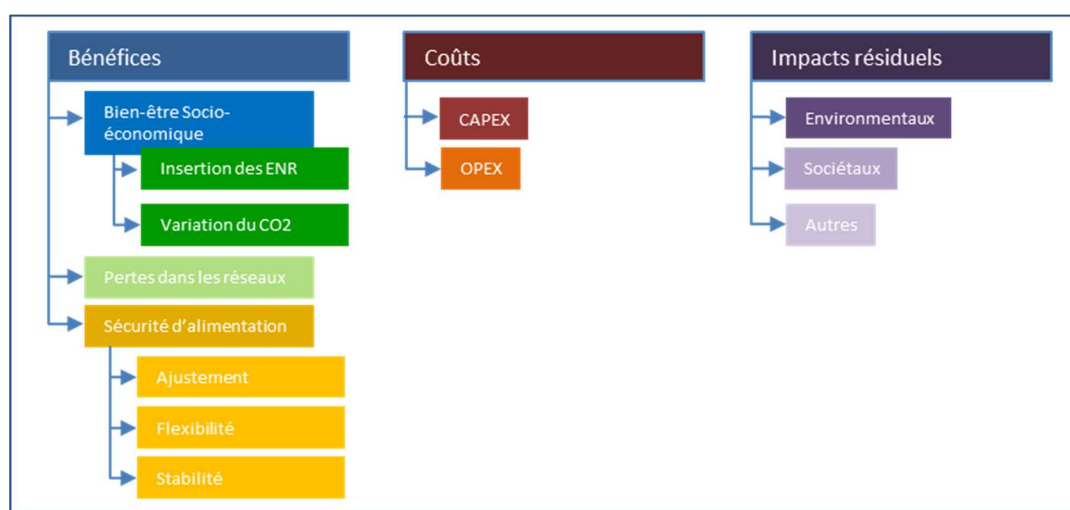


Figure 27: ENTSO-E TYNDP 2018 indicateurs d'évaluation économique

A4.1.1. Indicateurs d'évaluation de l'ACB

Les principaux indicateurs d'évaluation de l'ACB pour le projet « Celtic Interconnector » sont énumérés ci-dessous :

Bien-être socio-économique (SEW - SocioEconomic Welfare) : Le bien-être socio-économique ou encore « intégration du marché » se caractérise par la capacité d'un projet à réduire la congestion et à fournir des économies de combustible. Elle permet donc une augmentation de la capacité de transport permettant d'accroître les échanges commerciaux, de sorte que les marchés de l'électricité peuvent échanger de l'électricité d'une manière plus efficace sur le plan économique. Cet indicateur de bénéfice est exprimé en millions d'euros par an.

Sécurité d'alimentation – ajustement des parcs (SoS - Security of Supply Adequacy) : La sécurité d'approvisionnement est évaluée comme étant l'ajustement de l'offre à la demande caractérisant l'impact du projet sur la capacité d'un système électrique à fournir une offre en électricité suffisante pour répondre à la demande sur une longue période de temps. La variabilité des effets climatiques sur la demande et la production des sources d'énergie renouvelables est prise en compte. Cet indicateur de bénéfice est exprimé en millions d'euros par an.

Comme indiqué dans l'ACB 2.0, les interconnexions sont également susceptibles d'apporter des avantages en matière de sécurité d'approvisionnement grâce à un soutien mutuel entre pays interconnectés. Afin d'évaluer ce bénéfice (bénéfice B6 de CBA 2.0) également connu sous le nom de Valeur Capacitaire, EirGrid et RTE ont appliqué une méthodologie développée conjointement par RTE, EirGrid et ELIA (le GRT belge). Cette méthodologie a également été incorporée dans le TYNDP 2018 à titre d'essai. La méthodologie est détaillée ci-dessous et est également décrite dans les annexes du rapport ENTSO-E TYNDP 2018.

Variation des pertes de réseau : La variation des pertes du réseau de transport représente le coût de la compensation pour les pertes thermiques du réseau électrique dues au projet. Il s'agit d'un indicateur de l'efficacité énergétique qui est exprimé en millions d'euros par an.

Intégration EnR : La contribution à l'intégration des EnR est définie comme la capacité du système à permettre le raccordement d'une nouvelle production d'une source d'EnR, à permettre l'évacuation de la production des énergies « renouvelables » existantes et futures et à réduire au minimum les limitations de production d'électricité à partir des sources d'EnR. L'intégration des EnR est l'un des objectifs de l'UE 20-20-20-20. Cet indicateur de bénéfice est exprimé en MWh par an et est compris indirectement dans les calculs de la VAN.

Variation des émissions de CO2 : La variation des émissions de CO2 représente la variation des émissions de CO2 dans le système électrique dues au projet. Il s'agit d'une conséquence des changements dans la répartition de la production et de la libération du potentiel d'énergies renouvelables. L'objectif de réduction des émissions de CO2 est explicitement inclus comme l'un des objectifs de l'UE 20-20-20-20 et est donc présenté comme un indicateur distinct. Cet indicateur de bénéfice est exprimé en k tonnes par an et n'est pas directement inclus dans les calculs de la VAN.

A4.2. Méthodologie d'évaluation de la Valeur Capacitaire

Une nouvelle interconnexion est susceptible d'apporter des bénéfices liés à la sécurité d'approvisionnement en permettant la mise en commun du risque de délestage entre les pays interconnectés et en optimisant le déploiement et l'utilisation de la capacité des centrales de pointe, à condition que les pays ne soient pas défaillants tous en même temps.

Le tableau suivant détaille les facteurs de corrélation entre trois pays (France, Irlande et Grande-Bretagne) calculés pour différentes séries climatiques temporelles à partir des scénarios TYNDP 2018.

| Demande | | | Production éolienne | | | Production solaire | | | Charge résiduelle | | |
|---------|------|------|---------------------|------|------|--------------------|------|------|-------------------|------|------|
| | IE | GB | | IE | GB | | IE | GB | | IE | GB |
| FR | 0.61 | 0.76 | FR | 0.34 | 0.46 | FR | 0.90 | 0.94 | FR | 0.17 | 0.58 |
| IE | | 0.92 | IE | | 0.72 | IE | | 0.95 | IE | | 0.61 |

Figure 28: Facteurs de corrélation pour la demande, la production éolienne, la production solaire et la consommation résiduelle pour la France, l'Irlande et la Grande-Bretagne.

L'analyse des facteurs de corrélation entre la demande, la production solaire et éolienne installée en France et en Irlande montre que la demande nette (demande moins la production renouvelable variable) pour diverses années climatiques est faiblement corrélée, ce qui indique qu'il existe un potentiel important de secours mutuel entre les deux pays.

Des simulations détaillées ont été réalisées dans le cadre du TYNDP 2018. La méthode d'évaluation du bénéfice SoS « Valeur Capacitaire » repose sur le calcul de l'énergie non fournie plus une vérification pour s'assurer qu'il n'y a pas surestimation de la valeur. Les principes et les étapes utilisées sont énoncés dans cette section.¹⁷

A4.2.1. Introduction à la méthodologie

Cette section décrit la méthodologie utilisée pour calculer le bénéfice de la sécurité d'approvisionnement (B6 des recommandations ENTSO-E CBA) du projet « Celtic Interconnector ». La méthode calcule les économies d'énergie attendue non distribuée (EENS) dues au projet et monétise cette économie en utilisant la valeur de l'énergie non distribuée (VoLL). Elle permet des évaluations distinctes et complémentaires des économies de SEW et de Sécurité d'approvisionnement et est cohérente avec le calcul de monétisation des pertes de bien-être socio-économique (SEW) spécifié dans les recommandations ENTSO-E ACB. La méthode est également conforme au développement actuel de l'ACB 3.0.

La méthodologie a été appliquée à tous les scénarios à l'aide des outils de modélisation de marchés/ajustement ANTARES et Plexos. Elle intègre les approches d'évaluation de l'ajustement qui ont été développées et largement testées dans le cadre des Prévisions d'équilibre offre-demande (ajustement des parcs) à moyen terme (Mid Term Adequacy Forecast - MAF)¹⁸ d'ENTSO-E. Cet alignement avec l'approche du MAF signifie qu'il y a un alignement entre la valeur implicite attribuée aux interconnexions dans les évaluations de l'ajustement ENTSO-E et la valeur calculée ici en utilisant cette méthode.

A4.2.2. Contexte de la méthodologie

Il existe un certain nombre d'approches possibles pour évaluer l'ajustement de la production. Il s'agit notamment de méthodes déterministes, probabilistes et Monte-Carlo. La prévision d'ajustement à moyen terme ((Mid Term Adequacy Forecast - MAF) utilise une approche Monte-Carlo, car elle est considérée comme la « technique de pointe pour représenter les variables probabilistes telles que les

¹⁷ La méthodologie est aussi décrite dans les annexes du TYNDP 2018.

¹⁸ Mid-Term Adequacy Forecast 2017 Edition – [seulement en anglais]

données climatiques et les indisponibilités fortuites dans les modèles du marché de l'électricité ». La Commission européenne est favorable à cette approche d'évaluation de l'ajustement¹⁹.

Lors de l'évaluation de l'ajustement, il est important de modéliser un grand nombre de scénarios potentiels de demande et de disponibilité de la production. Les scénarios de demande sont modélisés à l'aide des profils de demande régionaux associés à l'ensemble des données sur la demande pour 34 années climatiques élaborés pour le TYNDP (et le MAF). Ces profils comprennent des exemples de la demande prévue dans chaque région lors d'événements météorologiques extrêmes. Un large éventail de scénarios de disponibilité de la production est modélisé en simulant de multiples situations de défaillances. Les variations dans la disponibilité des ressources renouvelables telles que l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne et l'énergie solaire sont prises en compte en utilisant les profils de ressources associés pour chaque année climatique. La disponibilité du réseau peut également être modélisée par des profils de pannes. Les profils de la demande et des énergies renouvelables pour chaque année climatique ont déjà été préparés pour le TYNDP et leur application dans une approche semblable au MAF simule une vaste gamme de scénarios de disponibilité de la demande et de la production, incluant intrinsèquement certains événements à impact élevé et à faible probabilité.

Lorsqu'il s'agit d'évaluer les avantages des interconnexions sur le plan de l'ajustement de la production, l'un des facteurs-clés est d'évaluer le recouvrement les périodes de fortes demandes dans les régions interconnectées. Lorsqu'une interconnexion relie deux régions qui sont peu susceptibles d'être confrontées à des périodes tendues simultanées, elle présentera un intérêt plus grand qu'une interconnexion entre deux régions où des périodes tendues simultanées sont plus probables. Les situations à risque dans une région sont habituellement liées à une forte demande et à une faible disponibilité de la production et sont modélisées de façon appropriée à l'aide de cette approche probabiliste.

A4.2.3. Étapes méthodologiques

Cette section donne quelques détails pour chacune des étapes de la méthodologie.

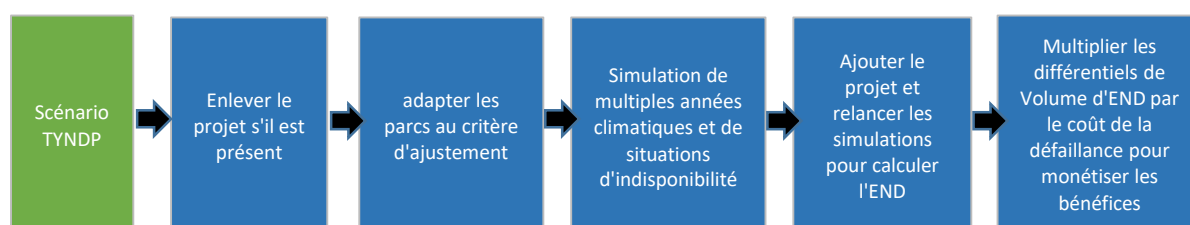


Figure 29: Les différentes phases de la méthode – Monétisation du projet – Sécurité d'approvisionnement

- La totalité des données de la base climatique ENTSO-E 34 relatives à la demande et la production d'énergie renouvelable sont incorporées dans les modèles utilisés pour les calculs de SEW. Elles sont également configurées pour modéliser les situations d'indisponibilités multiples.

¹⁹ Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market - [seulement en anglais]

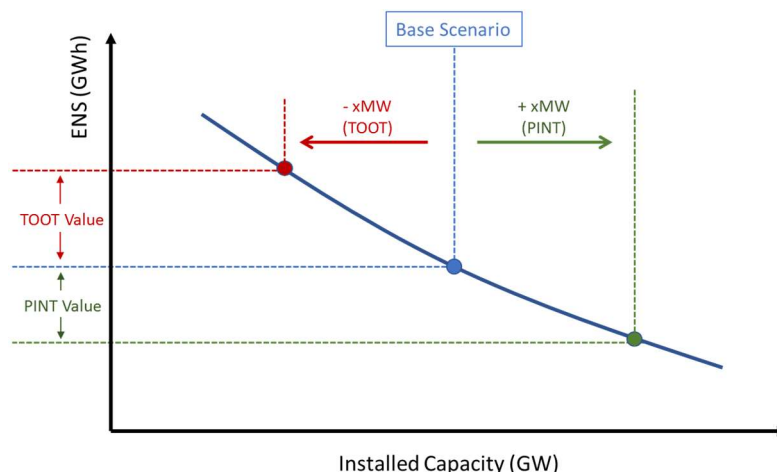


Figure 30: Illustration de la variation de l'EENS avec la capacité installée et les approches TOOT vs PINT²⁰.

- Comme la relation entre l'énergie attendue non distribuée (EENS) et la capacité installée dans une région n'est pas linéaire (voir la figure ci-dessus), l'avantage d'un projet en matière de sécurité d'approvisionnement dépendra du niveau initial de probabilité de coupure (Loss of Load Expectancy - LOLE) dans chaque région. Comme on l'a observé dans des études TYNDP précédentes, si une région a un surplus de production important, l'ajout d'une capacité de production ou d'interconnexion supplémentaire n'apporte que peu d'avantages supplémentaires en matière de sécurité d'approvisionnement. D'autre part, si un pays a initialement une LOLE trop élevée qui ne répondrait pas aux exigences du pays, l'évaluation de l'EENS réalisée pourrait être biaisée en raison de sa sensibilité à la LOLE initiale.

Compte tenu de ce qui précède, il est préférable d'amener les régions interconnectées à un niveau standard prédéfini d'ajustement de la production avant l'évaluation de la valeur capacitaire. Si les régions ont un standard d'ajustement LOLE défini, celui-ci est utilisé et si aucun standard n'est disponible pour une région, une valeur de 3 heures de coupure en espérance a été retenue.

L'ajustement des parcs (ajustement fin a été nécessaire dans la mesure où lorsqu'un exercice complet a été réalisé sur les scénarios du TYNDP, il s'est avéré que certains pays ne respectaient pas à leur critère d'ajustement. Durant le processus de mise au point des scénarios du TYNDP pour ST 2030 et DG 2030, une opération consistant à enlever les moyens de production non économiques a été réalisée ce qui a réduit les surcapacités dans ces scénarios. Toutefois, cette opération a été réduite à un simple contrôle et n'a pas donné lieu à une analyse complète d'ajustement des parcs. De fait lorsqu'une analyse complète sur 34 années climatiques et de nombreux scénarios d'indisponibilité a été réalisée, elle a montré que les pays ne respectaient pas leurs critères d'ajustement pour ces scénarios et qu'au contraire on observait des surcapacités importantes pour EUCO 2030.

²⁰ TOOT : Take Out One at a Time (un ouvrage à la fois est enlevé du réseau de référence)
PINT : Put IN one at a time (un ouvrage à la fois est ajouté au réseau de référence)

L'élimination ou l'ajout de moyens de pointe dans la région (ex. Turbine à fioul léger) a permis d'amener les régions interconnectées à un niveau d'ajustement adéquat. Comme il s'agit d'unités de pointe, cet ajustement devrait avoir peu d'impact sur l'évaluation du bien-être socio-économique (SEW). Des tests ont été effectués pour le confirmer. En tout état de cause, la modification ne concerne que les études d'ajustement et n'a pas d'impact sur les calculs du SEW.

- Une fois les adaptations effectuées, les simulations peuvent être effectuées. Une simulation de chacune des 34 années climatiques avec de multiples situations de défaillance est effectuée. La valeur annuelle moyenne de l'EENS de toutes les simulations est utilisée comme mesure de l'EENS sans le projet.
- Le projet est ensuite ajouté et les simulations sont exécutées à nouveau pour les mêmes années climatiques et les mêmes situations d'indisponibilité. Cette fois, la valeur annuelle moyenne de l'EENS de toutes ces simulations est utilisée comme mesure de l'EENS avec le projet.
- Le changement dans l'EENS causé par l'ajout du projet est calculé en utilisant les résultats des deux étapes précédentes. La variation de l'EENS (MWh) est multipliée par la VoLL (€/MWh) pour donner la valeur monétisée de la sécurité d'approvisionnement du projet. Pour s'aligner sur les valeurs nationales, la VoLL utilisée pour la France était de 13 000 €/MWh et de 11 000 €/MWh pour le Marché Unique de l'Électricité SEM.
- Une vérification est effectuée pour tenir compte du fait qu'éventuellement, au lieu de diminuer l'EENS, le projet pourrait entraîner une diminution de la capacité de pointe de la centrale électrique. Le projet peut éviter ces investissements en moyens de pointe qui peuvent être monétisés à travers des coûts d'investissement évités. Une approche itérative est utilisée pour évaluer la quantité de capacité de pointe qui serait nécessaire pour atteindre le même niveau de bénéfice de SoS (réduction des LOLE/ENS) que celui obtenu par le projet évalué. La valeur utilisée pour le coût annualisé d'une unité de pointe dans les deux pays a été fixée à 40 000 €/MW/an. Ce montant est utilisé comme plafond pour la valeur de la capacité du projet.
- La valeur minimale entre l'EENS monétisée économisée et le coût de production de pointe évitée est retenue comme la contribution finale du projet à la sécurité d'approvisionnement en termes de valeur capacitaire.

A4.3. Scénarios de l'Analyse Coûts Bénéfices

A4.3.1. Choix des scénarios de planification

Les scénarios de planification sont définis pour représenter les développements futurs du système électrique. Le principe même de l'analyse de scénario est de proposer des images plausibles de l'avenir. Les scénarios sont des moyens d'aborder les incertitudes et l'interaction entre ces incertitudes. Les scénarios de planification représentent la façon dont le système de production-transmission pourrait être géré tout au long d'une année.

Les scénarios doivent au moins représenter le niveau du réseau électrique de l'Union Européenne et doivent être adaptés plus en détail au niveau régional. Ils reflètent les législations de l'Union Européenne et nationales en vigueur à la date de l'analyse.

A4.3.2. Contenu des scénarios de planification

Les scénarios de planification constituent une description globale cohérente d'un avenir plausible (en général composé de plusieurs horizons temporels) basé sur une hypothèse d'interaction de paramètres économiques clés (comprenant la croissance économique, les prix du combustible, les prix du CO₂, etc.). Un scénario de planification se caractérise par un parc de production (prévisions de groupes de production, type de production, etc.), une prévision de la demande (impact des mesures d'efficacité énergétique, taux de croissance, forme de la courbe de demande, etc.) et des modèles d'échanges avec des systèmes électriques en dehors de la région étudiée. Un scénario peut être fondé sur des tendances et / ou des spécificités locales (scénarios de base) ou sur des objectifs de politique énergétique et / ou une optimisation globale.

A4.3.3. Description détaillée des visions TYNDP 2018

Transition durable 2030:

Transition durable 2030 (Sustainable Transition 2030 - ST2030) vise une réduction rapide et économiquement durable du CO₂ en remplaçant le charbon et le lignite par du gaz dans le secteur de l'électricité. Le gaz permet également de remplacer une partie de l'utilisation du pétrole dans le transport lourd et le transport maritime. L'électrification de la production de chaleur et des transports se développe à un rythme plus lent que dans d'autres scénarios. Dans ce scénario, atteindre l'objectif de l'UE (80-95% de réduction de CO₂ en 2050) nécessite un développement rapide au cours des années 2040 à travers une adoption ou une évolution technologique accrue.

La production d'électricité à partir du gaz est florissante en raison des prix relativement bas du gaz dans le monde et de la forte croissance du bi méthane. Un cadre réglementaire en place permet de réduire l'utilisation des centrales au charbon. La production au gaz offre la souplesse nécessaire pour compenser les variations de la production des énergies renouvelables injectée dans le réseau électrique. Il y a une diminution des émissions de CO₂ car une grande partie de la production d'électricité à partir des centrales alimentées au charbon a été retirée ou n'est plus utilisée pour des raisons économiques en raison d'un « Emission Trading scheme » relativement élevé, des prix du carbone et des politiques gouvernementales. En fonction des politiques nationales, il pourrait encore y avoir de la place pour un nombre minimum de nouvelles unités, mais dans l'ensemble, le nombre de centrales nucléaires en Europe diminue. Le captage et le stockage du carbone représentent une option viable dans les industries pour les procédés caractérisés par des facteurs de charge élevés. Un marché de l'électricité efficace et des signaux de prix importants garantissent les investissements nécessaires à la production d'électricité de pointe, le gaz étant le combustible préféré.

Dans l'ensemble, la demande d'électricité stagne ou augmente modérément. L'utilisation de combustibles gazeux augmente pour les transports et la production d'électricité, mais diminue légèrement pour le chauffage.

Production décentralisée 2030 (DG2030) :

Le scénario production décentralisée 2030 (Distributed Generation 2030 - DG2030) identifie les auto-consommateurs comme les acteurs principaux. Il représente un développement plus décentralisé, axé sur les technologies de l'utilisateur final. La technologie intelligente et les appareils à double combustible, comme les pompes à chaleur hybrides, permettent aux consommateurs de changer d'énergie en fonction des conditions du marché. Les véhicules électriques connaissent leur plus forte pénétration avec le photovoltaïque et les batteries largement répandues dans les bâtiments. Ces développements conduisent à des niveaux élevés de maîtrise de la demande. La croissance du bio

méthane est forte car les connexions aux systèmes de distribution se développent en utilisant des matières premières locales.

Les coûts des technologies de production de petites tailles ont rapidement diminué. Des technologies telles que l'énergie solaire offrent une option non subventionnée pour les « auto-consommateurs » dans la plupart des régions d'Europe. Les progrès majeurs dans le domaine des batteries permettent aux « auto-consommateurs » d'équilibrer leur propre consommation d'électricité en une seule journée. Le nucléaire dépend principalement des politiques propres à chaque pays. Le P2G (conversion d'électricité en gaz - en anglais : power to gas) devient une technologie commercialement viable pour la production de gaz vert. Les sauts technologiques dans le domaine de la production d'électricité de petite taille remettent en question la production d'électricité à grande échelle, mettant sous pression la rentabilité des centrales électriques traditionnelles. L'ajustement du système est maintenue grâce à un mécanisme centralisé qui conserve une capacité de pointe suffisante, la cogénération de chauffage urbain convient à la fois pour le chauffage et l'ajustement de la production à la demande. Le scénario prévoit un ETS (système d'échange de quotas d'émission) qui favorise le gaz par rapport au charbon sur le marché de l'électricité et une part croissante de biocombustibles. L'UE dispose d'une politique climatique forte, la baisse du coût des technologies de production à petite échelle fait baisser le coût de l'action en faveur du climat. Comme les rendements solaires sont plus élevés en Europe du Sud, il est probable que les investissements seront plus élevés dans ces régions, par rapport à l'Europe du Nord. La flexibilité de la demande d'électricité s'est considérablement accrue, tant dans les solutions résidentielles qu'industrielles, ce qui contribue à l'ajustement de l'énergie électrique. Cependant, l'hiver, avec des besoins de chauffage élevés et une faible disponibilité de l'énergie solaire, demeure un défi, car les batteries ne peuvent pas être utilisées pour le stockage saisonnier.

La demande annuelle d'électricité a augmenté dans les secteurs du chauffage et des transports, la croissance globale de la demande d'électricité a diminué dans le secteur résidentiel en raison du comportement des « auto-consommateurs », des biens de consommation à haut rendement énergétique et des mesures d'efficacité énergétique des bâtiments. La demande répond bien aux prix du marché, le profil de la demande quotidienne d'électricité est uniformisé, ce qui a pour effet de réduire la demande de pointe d'électricité dans ce scénario.

EUCO 2030:

Dans le cadre des travaux d'analyse d'impact de la Commission européenne (CE) en 2016, EUCO 30 était un scénario politique de base, créé en utilisant le modèle PRIMES et le scénario de référence de l'UE 2016 comme point de départ. Le scénario modélise la réalisation des objectifs climatiques et énergétiques à l'horizon 2030, comme convenu par le Conseil européen en 2014, mais avec un objectif d'efficacité énergétique de 30%. Il a été préparé par un consortium dirigé par E3Mlab, hébergé à l'Université technique nationale d'Athènes (National Technical University of Athens - NTUA) et incluant l'Institut international pour l'analyse des systèmes appliqués (IIASA). Après évaluation par la CE, bien qu'aucun scénario n'offrit une comparaison directe, il a été déterminé que le Plan mondial d'action pour le climat était la représentation la plus proche en termes de paramètres définissant le scénario. En conséquence, le scénario créé à partir des données d'entrée de l'EUCO 30 a remplacé le Plan mondial d'action pour le climat à l'horizon 2030 défini dans le cadre du TYNDP. Toutefois, les diverses méthodologies utilisées pour dériver les scénarios peuvent entraîner des différences dans la continuité entre ce scénario et ceux qui ont été élaborés en interne. Les différents membres de l'ENTSO-E collaboreront davantage avec la Communauté Européenne afin d'améliorer la cohérence globale montrée dans le rapport de synthèse des scénarios.

Progression la plus lente TYNDP 2016 Vision 1 (scénario des régulateurs) :

La prospective du TYNDP 2016 Vision 1 (également appelé « Slowest Progress – Progression la plus lente») est un scénario dans lequel aucun accord européen commun sur la manière d'atteindre les objectifs de réductions d'émissions de CO₂ n'a été décidé. Chaque pays a sa propre politique et sa propre stratégie en matière de CO₂, d'EnR et d'ajustement des systèmes. Les conditions économiques sont défavorables, mais la croissance économique reste modeste. Il en résulte une limitation de la volonté d'investir dans les sources à forte ou faible émission de carbone en raison des risques que portent ces investissements à cause des faibles prix du CO₂ et de l'absence de mesures de soutien harmonisées. Par conséquent, des centrales électriques plus anciennes sont maintenues en service plutôt que d'être remplacées si elles sont nécessaires pour maintenir un niveau d'ajustement suffisant. La situation varie d'un pays à l'autre. L'absence d'un cadre européen solide constitue un obstacle à la refonte des modèles de marché qui tirent parti des développements de la R&D, ce qui se traduit par des dépenses de R&D nationales parallèles et mal coordonnées et des inefficacités en termes de coûts. Le prix du carbone reste à un niveau tel que la production d'électricité de base à partir du charbon est préférée au gaz sur le marché.

Dans cette vision, il n'y a pas d'avancées majeures dans les développements en matière d'efficacité énergétique tels que le déploiement à grande échelle de la micro-cogénération ou des pompes à chaleur, ni d'exigences minimales pour les nouveaux appareils et les nouveaux bâtiments en raison d'un manque de politique et de réglementations fortes. Il n'y a pas non plus de développement majeur de l'utilisation de l'électricité pour le transport, comme l'introduction à grande échelle de véhicules électriques rechargeables ou de chauffage/réfrigération. Une croissance économique modeste entraîne une augmentation modérée de la demande d'électricité. En outre, le potentiel d'actions de maîtrise de la consommation qui permettrait un déplacement partiel de la charge journalière pour adaptation à la production disponible reste largement inexploité.

Le mix des modes de production futurs est déterminé par des schémas politiques nationaux établis sans coordination au niveau européen. En raison de l'absence d'un cadre commun et d'une décision conjointe de réduction des émissions, le mix énergétique de production pour 2030, au niveau européen, n'est pas en ligne pour la réalisation de la feuille de route de l'énergie 2050 et aucune politique supplémentaire n'est mise en œuvre après 2020 pour stimuler la mise en service d'EnR supplémentaires, sauf au niveau local en raison des régimes de subventions locales. L'ajustement offre-demande est traité sur une base nationale. Certains pays peuvent assurer leur équilibre offre-demande alors que d'autres peuvent dépendre des pays voisins. Très peu de nouvelles capacités thermiques seront mises en service, sauf dans le cas d'une production subventionnée ou d'un ajustement de la capacité de pointe. Les nouveaux émetteurs de CO₂ risquent d'être fermés après 2030 pour atteindre l'objectif de 2050 ; le risque financier est donc important et les anciennes unités sont conservées en service au lieu d'être remplacées. L'énergie nucléaire est une question nationale. Dans certains pays, l'énergie nucléaire est considérée comme une source d'électricité propre et compétitive et de nouvelles unités seront mises en service avant 2030.

Afin de pouvoir simuler plusieurs années climatiques dans le cadre de l'analyse ACB de Celtic Interconnector, les profils de demande de ST2030 ont été réduits en proportion pour correspondre aux niveaux de demande de pointe pour Vision 1 TYNDP 2016 et les profils résultants ont été utilisés dans l'analyse.

A4.3.4. Hypothèses sur les coûts de combustible et le coût du CO₂

Le tableau suivant consigne les hypothèses retenues pour les coûts de combustibles et le coût du CO₂ pour chacun des scénarios du cas de base.

Tableau 28: Coûts des combustibles et coût du CO₂

| | Sustainable Transition | Distributed Generation | EUCO | Slowest Progress |
|-------------------------------|---------------------------|---------------------------|------|---------------------|
| Nucléaire (€/GJ) | 0.47 | 0.47 | 0.47 | 0.46 |
| Lignite (€/GJ) | 1.1 | 1.1 | 2.3 | 1.1 |
| Charbon (€/GJ) | 2.7 | 2.7 | 4.3 | 3.0 |
| Gaz (€/GJ) | 8.8 | 8.8 | 6.9 | 9.5 |
| Fioul léger (€/GJ) | 21.8 | 21.8 | 20.5 | 17.3 |
| Fioul léger (€/GJ) | 17.9 | 17.9 | 14.6 | 13.7 |
| Schistes bitumeux (€/GJ) | 2.3 | 2.3 | 2.3 | 2.3 |
| CO ₂ Price (€/ton) | 84.3 | 50.0 | 27.0 | 17.0 |

A4.4. Évolution prévue des mix de systèmes de production

A4.4.1. Évolution du mix de production en Irlande

L'Irlande a signé l'accord de Paris COP21 qui exige un passage à un système énergétique à faible émission de carbone d'ici 2050. Dans le cadre de l'objectif irlandais en matière d'énergies renouvelables de 16 % de ses besoins énergétiques finaux à atteindre d'ici 2020, l'Irlande s'est engagée à garantir 40 % de la production d'électricité à partir de sources renouvelables.

Faisant suite à 2020, les scénarios TYNDP 2018 Transition Durable (Sustainable Transition 2030), Production Décentralisée 2020 (Distributed Generation 2020) et celui de la Commission européenne, EUCO 2030, sont conçus pour s'assurer que l'Irlande est sur de bons rails pour atteindre un système énergétique à faible émission de carbone d'ici 2050. Le quatrième scénario utilisé dans l'évaluation, Vision 1 – Progression la plus lente, vise à ne maintenir que les objectifs de 2020 relatifs au 40 % d'électricité produite à partir de sources renouvelables jusqu'en 2030. Pour l'Irlande, nous considérons le scénario de Transition Durable 2030 (Sustainable Transition 2030), comme le plus probable.

Les biocombustibles, l'énergie hydraulique et solaire apporteront une contribution importante à ces objectifs, mais on s'attend à ce que ces objectifs soient atteints en grande partie grâce au déploiement de la production d'énergie éolienne et à la réduction des capacités de production de gaz, de charbon, de tourbe et d'autres sources autres que les sources d'énergie renouvelable.

Les énergies non renouvelables représentent actuellement plus de 90 % de la consommation totale d'énergie. Ce pourcentage passera à 84 % en 2020 si nous atteignons les objectifs européens obligatoires de l'Irlande en matière d'énergies renouvelables. Réduire les émissions de GES du système électrique de 80 à 95 % d'ici 2050 exigera que le système électrique joue un rôle beaucoup plus important que maintenant dans le système électrique et devra contribuer à la décarbonisation du transport et du chauffage/refroidissement. Les sources d'énergie non renouvelables apporteront une contribution de plus en plus faible à notre mix énergétique au cours de la transition énergétique. À court et moyen terme, sous l'effet de la tarification du carbone, la combinaison de combustibles non renouvelables passera de combustibles à forte intensité carbonique, comme la tourbe et le

charbon, à des combustibles à plus faible teneur en carbone, comme le gaz naturel. D'ici 2050, les combustibles fossiles seront en grande partie remplacés par des sources d'énergie renouvelable.

La production d'énergie solaire est devenue plus viable économiquement et des indices laissent à penser que le gouvernement fournira des subventions pour des centrales solaires de petite capacité à échelle commerciale. En raison de sa production relativement faible (facteur de rendement moyen de 11 %), la production d'énergie solaire reste relativement coûteuse. Il est probable que la production solaire jouera un rôle dans la réalisation des objectifs futurs, mais dans une mesure moindre que la production éolienne. L'interconnexion « Celtic Interconnector » fournira une infrastructure-clé qui soutiendra le développement de la production éolienne.

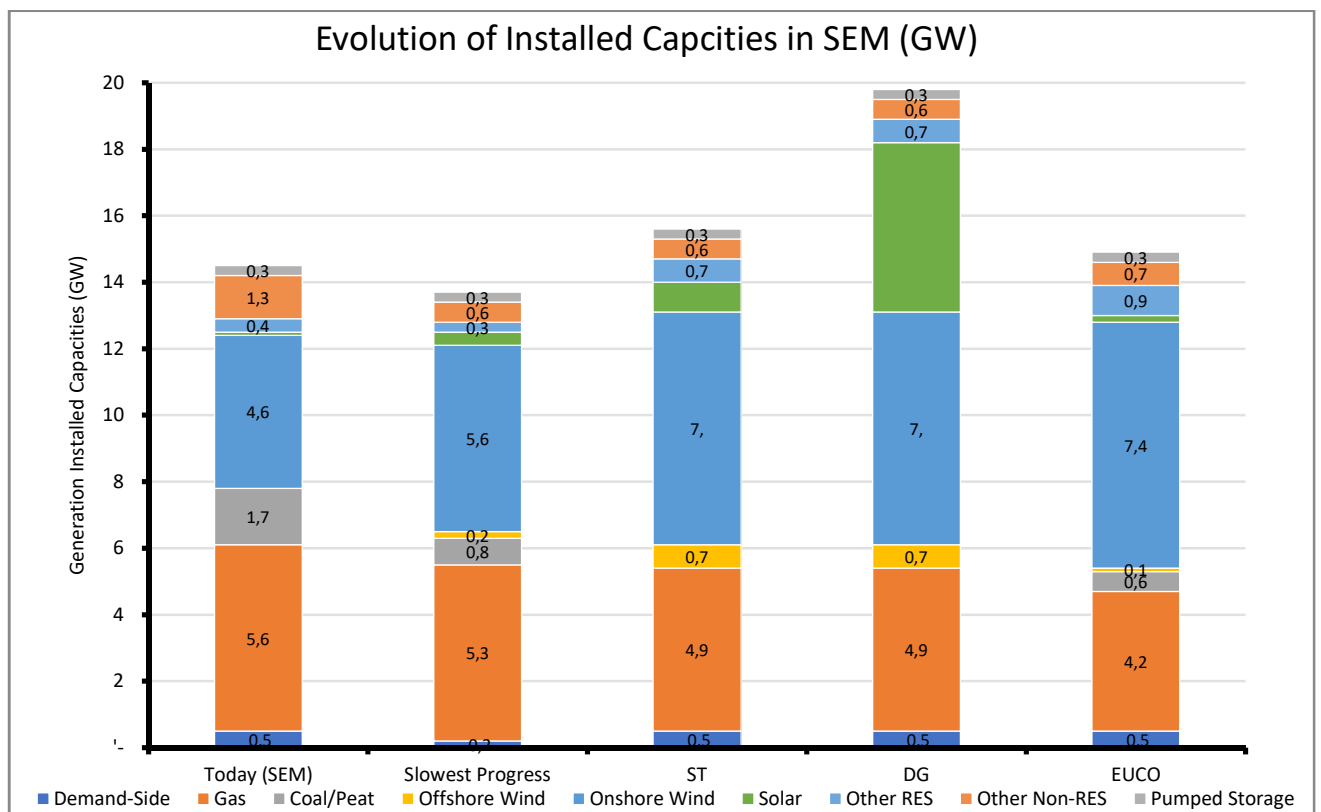


Figure 31 Evolution de la capacité installée en SEM

Production éolienne dans le Marché unique de l'électricité :

L'installation de production éolienne récente en Irlande et en Irlande du Nord entre 2013 et 2018 a été importante, en moyenne annuelle, et a dépassé les 430 MW. La Figure 32 montre à la fois l'installation de la capacité éolienne au sein du SEM et les projections de la capacité éolienne du scénario TYNDP. Toute la capacité éolienne installée par le passé était de la production on shore, mais il est fortement probable que la production éolienne offshore devra être nécessaire pour atteindre les projections de 2030.

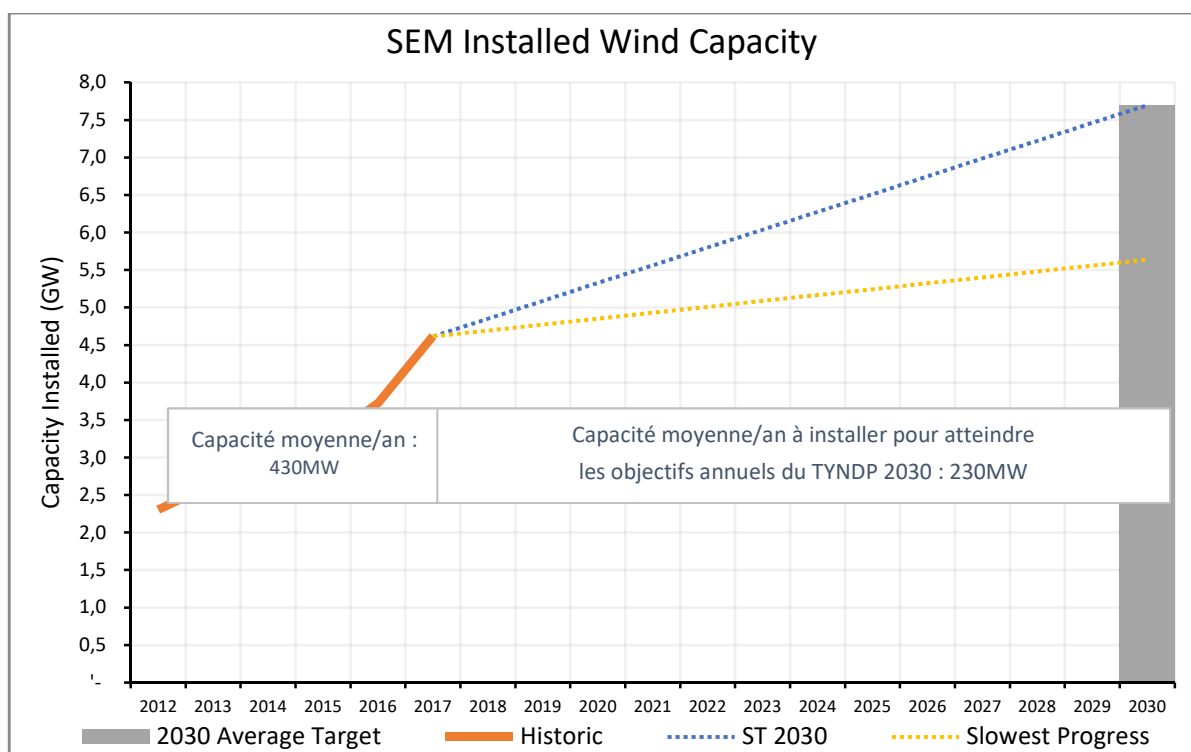


Figure 32 Capacité éolienne installée en SEM de 2012 à 2030

Le processus de planification des scénarios futurs d'EirGrid pour l'Irlande « Tomorrow's Energy Scenarios » (TES), en ligne avec les scénarios TYNDP, prévoit une augmentation continue de la production éolienne. Les scénarios de la TES prévoient une capacité de production éolienne installée pour le SEM variant de 7,7 à 11,2 GW.

Pour atteindre 7,7 GW, il faut une augmentation annuelle de 230 MW après 2020, ce qui est inférieur au taux d'installation récent de plus de 430 MW par an. « Celtic Interconnector » jouera un rôle essentiel pour faciliter la croissance de la production des EnR en Irlande.

Les scénarios ENTSO-E TYNDP 2018 prévoient une production éolienne pour le SEM supérieure à 7,5 GW dans chacun de ses scénarios de 2030, l'éolien terrestre demeurant le principal domaine de croissance de la capacité de production. Le tableau suivant montre la capacité actuelle au sein du SEM et les projections éoliennes du SEM pour les scénarios utilisés dans cette Demande d'Investissement.

Tableau 29: Préviation des capacités éoliennes installées pour chaque scénario étudié

| | SEM actuel | BE 2025 Meilleure estimation 2025 | ST 2030 Transiti on durable 2030 | DG 2030 Production décentralis ée 2030 | EUCO 2030 | (Slowest Progress) Progression la plus lente |
|--------------------|------------|--|---|---|--------------|---|
| Vent On shore (GW) | 4.6 | 6.3 | 7.0 | 7.0 | 7.4 | 5.6 |
| Vent Offshore (GW) | 0 | 0 | 0.7 | 0.7 | 0.1 | 0.2 |

Le nouveau « Irish Renewable Energy Support Scheme 2018 » (Plan irlandais d'aide aux énergies renouvelables)

Le nouveau « Renewable Energy Support Scheme » (RESS) (Programme d'aide aux énergies renouvelables) a été publié le 26 juillet 2018 et expose les ambitions de l'Irlande en matière de lutte contre le changement climatique et de mise en place d'une économie à faibles émissions de carbone. Le programme permettra d'atteindre un objectif d'électricité renouvelable (EnR-E) de 55 % d'ici 2030, soit 11-12 GWh d'énergie supplémentaire. Le nouveau RESS supportera la contribution de l'Irlande à la réalisation du nouvel objectif de 32% d'électricité renouvelable (EnR-E) pour 2030, comme convenu entre la Commission européenne, le Parlement européen et le Conseil européen en juin 2018. Les enchères RESS seront conçues en cohérence avec les objectifs de trajectoire identifiés dans le Plan national irlandais sur le climat et l'énergie. Un autre élément central de ce programme est l'accroissement des projets avec un régime où les communautés sont propriétaires ou partenaires, ainsi que l'amélioration de la diversité des technologies renouvelables, le tout dans un cadre concurrentiel et rentable.

Un nouveau système d'enchères est mis en place, dans lequel différents types d'énergie seront proposés pour obtenir une aide de l'État. Il marque le passage de prix fixes garantis pour les producteurs d'énergie renouvelable à un mécanisme davantage axé sur le marché où le coût du soutien sera déterminé par appel d'offre concurrentiel entre les producteurs d'énergie renouvelable. Les enchères RESS seront organisées à intervalles fréquents tout au long de la durée de vie du système, ce qui permettra à l'Irlande de tirer parti de la baisse des coûts technologiques. En ne mettant pas aux enchères toutes les capacités requises en une seule fois, les coûts plus élevés ne seront pas « imposés » aux consommateurs pendant toute la durée du programme. La première mise aux enchères est prévue en 2019, avec permis de construire, raccordement au réseau assuré et présentation d'une garantie de soumission comme critères de participation. Il est proposé que le programme soit financé par le PSO Levy (prélèvement sur la facturation du Service public de l'électricité).

Tableau 30: Enchères Renewable Electricity Support Scheme (RESS)

| | Auction Capacity (GW/hrs) | Auction Year | Delivery Year (end of) | Single Technology Cap |
|-------------------|---------------------------|--------------|------------------------|-----------------------|
| RESS 1 | 1,000 | 2019 | 2020 | No |
| RESS 2 | 3,000 | 2020 | 2022 | Yes |
| RESS 3 | 3,000 | 2021 | 2025 | tbc |
| RESS 4 | 4,000 | 2023 | 2027 | tbc |
| RESS 5 (possible) | 2,500 | 2025 | 2030 | tbc |

A4.4.2. Évolution du mix de production en France

Les données TYNDP 2018 Transition Durable 2030 (Sustainable Transition 2030) ont été collectées auprès des GRT européens. En ce qui concerne la France, il s'agit d'un scénario conforme à la transition énergétique française de 2015. En particulier, les hypothèses retenues montrent une diminution du parc nucléaire (38 GW à 2030) combinée à un développement des EnR (éolien et solaire

en particulier). Ces évolutions permettent d'atteindre l'objectif de 50% de part du nucléaire et 40% des EnR dans le mix français.

Les scénarios Production Décentralisée 2030 (Distributed Generation 2030) et l'EUCO ont été déclinés pour la France conformément aux orientations retenues dans la construction de ces deux scénarios pour le TYNDP 2018. La Production Décentralisée 2030 (DG 2030) se caractérise par une augmentation intensive du photovoltaïque, tandis que l'EUCO retient l'hypothèse d'une production nucléaire à 60 GW et maintient la production conventionnelle. Le scénario proposé par les ARN (Autorités Régulatrice Nationales) est cohérent avec le TYNDP 2016 Vision 1 « Slowest Progress ».

En France, les évolutions tendanciennes de la production éolienne et solaire dans le TYNDP 2018 sont les suivantes.

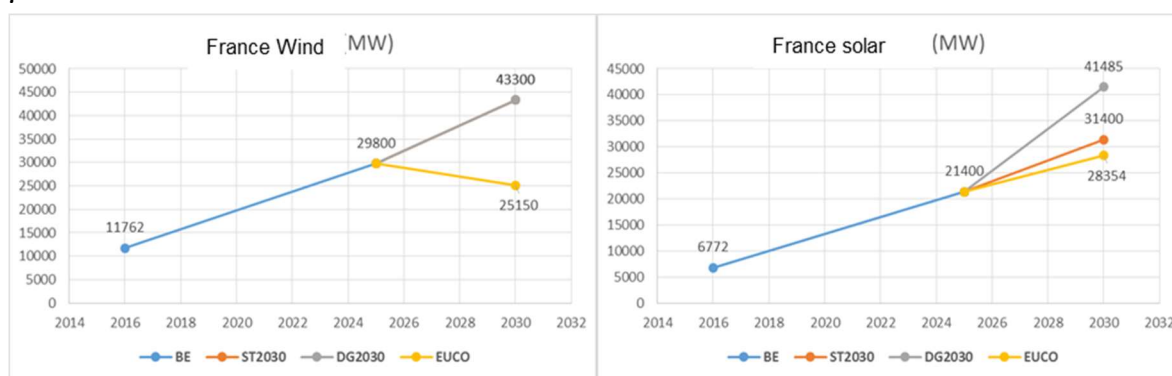


Figure 33: Évolution prévue de la production éolienne et solaire en France sur la base des scénarios TYNDP 2018

Il en résulte les parcs de production suivants à l'horizon 2030 selon les scénarios de base étudiés dans le cadre de l'ACB de « Celtic Interconnector ».

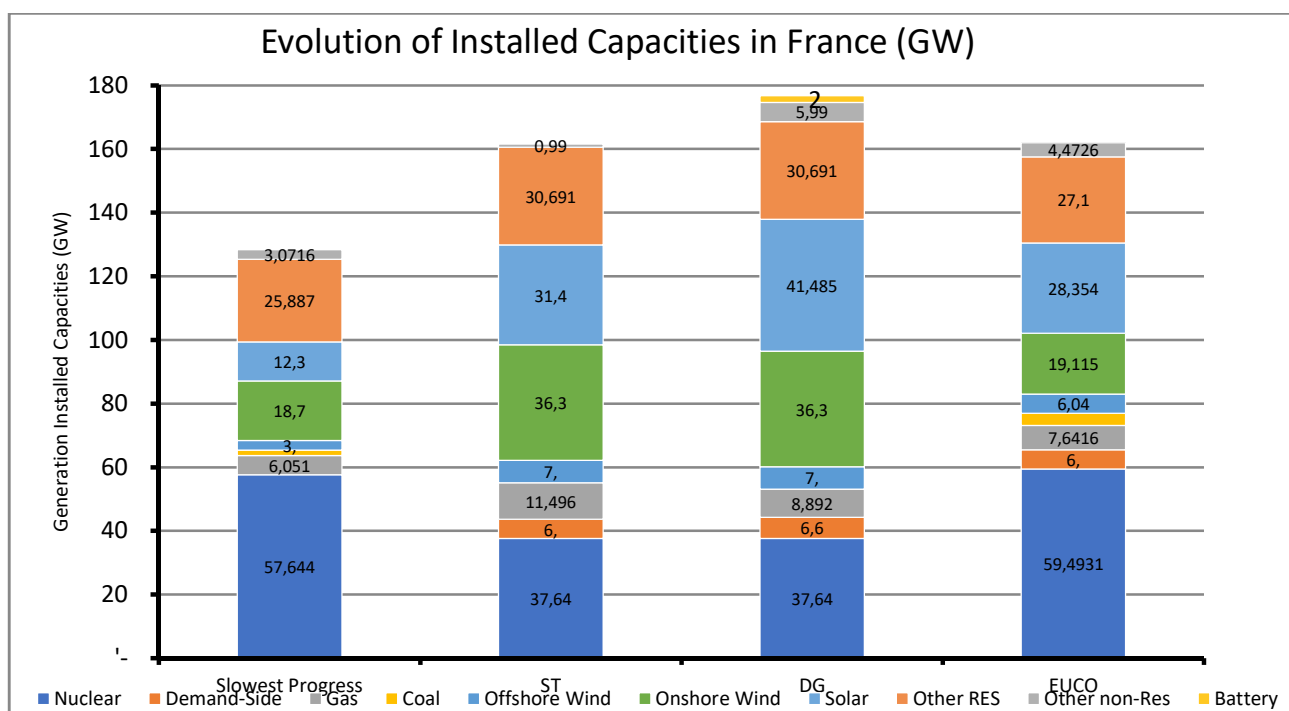


Figure 34: Prédiction de l'évolution des capacités installées en France par type de combustible.

Annexe 5. Comparaison des résultats du TYNDP 2018 et des résultats de l'ACB « Celtic Interconnector »

Comme nous l'avons vu dans l'Annexe A4, les résultats figurant dans le scénario de base et l'analyse de sensibilité de cette demande d'investissement correspondent à la moyenne des résultats des outils de modélisation PLEXOS et ANTARES. Un troisième outil de modélisation TSO a été utilisé pour certains des indicateurs dans la « fiche de projet » de Celtic Interconnector du TYNDP 2018, mais n'a pas été utilisé pour les scénarios et sensibilités supplémentaires spécifiques qui ont été étudiés pour cette demande d'investissement. La moyenne des résultats des outils de modélisation PLEXOS et ANTARES est utilisée tout au long de ce document afin d'assurer la cohérence entre l'ensemble des scénarios et sensibilités étudiées.

Dans le cadre du TYNDP sous pilotage de l'ENTSOE, il existe un processus pour garantir l'harmonisation des résultats de tous les outils de modélisation utilisés dans les évaluations de l'ACB. Bien qu'il faille s'attendre à de petites différences de résultats, des vérifications sont effectuées pour s'assurer que chaque outil de modélisation est cohérent avec les autres modèles utilisés. Le Tableau 31 présente une comparaison entre les indicateurs résultants de l'ACB de l'interconnexion « Celtic Interconnector » mis en œuvre dans cette demande d'investissement et les valeurs incluses dans la fiche du projet Celtic Interconnector du TYNDP 2018.

Tableau 31: Comparaison des résultats de la fiche de projet TYNDP 2018 et des moyennes obtenues avec PLEXOS et ANTARES

| | | ST 2030 | DG 2030 | EUCO 2030 | |
|--|----------------|---------|---------|-----------|---------|
| SEW (€/an) | TYNDP 2018 | 89 | 82 | 77 | |
| | Antares/Plexos | 91 | 82 | 76 | |
| Pertes (€/an) | TYNDP 2018 | -20 | -21 | -22 | |
| | Antares/Plexos | -22 | -22 | -26 | |
| Valeurs capacitaire (€/an) | TYNDP 2018 | 52 | 39 | 20 | |
| | Antares/Plexos | 42 | 38 | 24 | |
| Variation des émissions de CO2 (kT/an) | TYNDP 2018 | -428 | -154 | -651 | |
| | Antares/Plexos | -475 | -178 | -605 | |
| Intégration des EnR [GWh/an] | TYNDP 2018 | 896 | 916 | 851 | |
| | Antares/Plexos | 871 | 884 | 811 | |
| | | | | | Moyenne |
| VAN (€M) | TYNDP 2018 | 440 | 230 | -20 | 215 |
| | Antares/Plexos | 350 | 220 | -15 | 185 |

On peut voir que les résultats de l'analyse SEW (économies de combustibles) ainsi que les chiffres des pertes sont très proches pour chacun des scénarios.

Les principales différences résident dans les résultats de l'évaluation des valeurs capacitaires. Les résultats pour TYNDP 2018 et les résultats utilisés dans cette demande d'investissement sont tous deux calculés selon le principe de la méthode décrite à l'Annexe A4 et dans les annexes du rapport TYNDP 2018. Toutefois, les résultats spécifiquement calculés pour cette demande d'investissement utilisent l'approche de contrôle de vraisemblance affinée spécifiée dans la méthodologie. Cette approche plus détaillée, ainsi que l'utilisation des valeurs de l'énergie non distribuée définie par pays, permettent de garantir que les résultats de valeurs capacitaires présentées dans ce document sont la meilleure estimation du bénéfice attendu de l'interconnexion « Celtic Interconnector » en matière de sécurité d'approvisionnement.

La moyenne des VAN 2030 montre une bonne cohérence (différence de 30 M€) entre les valeurs du TYNDP 2018 et les valeurs utilisées dans cette demande d'investissement. Cette comparaison confirme également que l'utilisation de la moyenne des résultats PLEXOS et ANTARES tout au long du présent document est appropriée et ne conduit pas à une surestimation des bénéfices du projet.

Annexe 6. Analyse des surplus par catégories d'acteurs

L'approche du surplus total, qui conduit à comparer les surplus du producteur et du consommateur pour les deux zones soumises aux enchères, ainsi que la rente de congestion, avec et sans le projet, est une approximation communément acceptée pour calculer la variation du bien-être socio-économique (socio-economic welfare - SEW).

Les graphiques suivants présentent les bénéfices bruts du projet (économies de combustible) par pays résultant de l'analyse des surplus et de leur décomposition en surplus producteur et consommateur et en rente de congestion pour les quatre scénarios « Base Case ». Les valeurs sont la moyenne pondérée de 9 années climatiques et sont basées sur la moyenne des résultats des outils de modélisation PLEXOS et ANTARES.

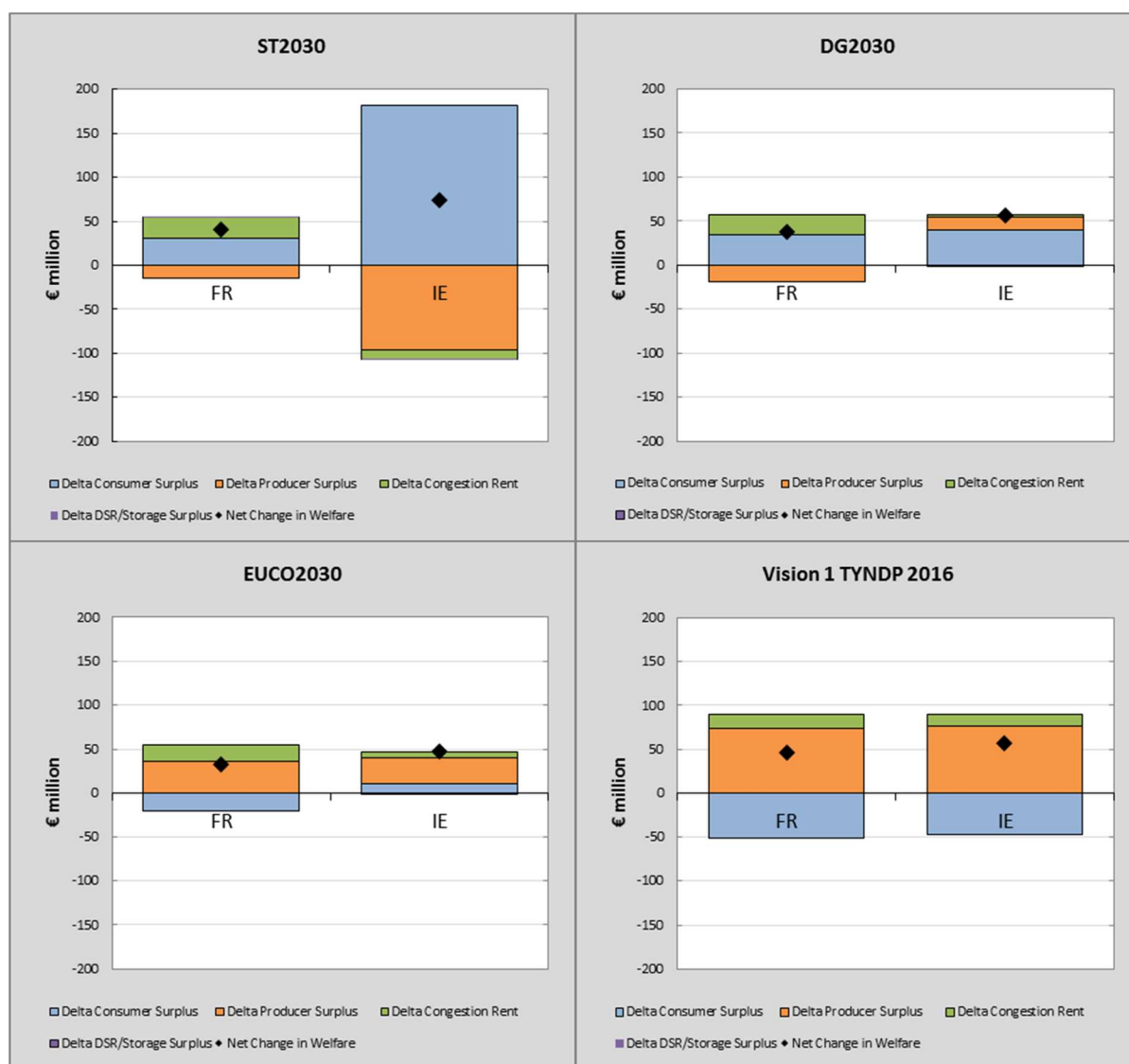


Figure 35: Répartition du surplus pour Transition Durable 2030 (ST2030), Production décentralisée (DG2030), EUCO2030 et Vision 1 TYNDP 2016 (progression la plus lente)

Les graphiques montrent que la répartition du surplus entre les acteurs varie selon les scénarios de référence. Le tableau suivant propose la moyenne des quatre scénarios de référence.

Celtic Interconnector – Demande d'investissement

Tableau 32: Analyse des surplus sur la base des quatre scénarios

| €millions | France | Irlande |
|---|--------|---------|
| Consommateur | -2 | 47 |
| Producteur | 19 | 6 |
| Rente de congestion | 20 | 4 |
| Maîtrise de la demande en énergie (demand-side response DSR) / Stockage | 0 | 0 |
| Total | 37 | 55 |

- En Irlande le surplus du consommateur est nettement positif et représente 85 % de l'excédent économique global.
- En France, la répartition des surplus entre les parties prenantes se fait principalement au bénéfice des producteurs et des GRT (rente de congestion).

Outre la réalisation d'une analyse de sensibilité pour évaluer la sensibilité du bien-être socio-économique (SocioEconomic Welfare - SEW) aux déterminants de l'économie de l'interconnexion « Celtic Interconnector », c'est à dire la production éolienne installée en Irlande et la capacité d'interconnexion entre l'Irlande et la Grande-Bretagne, une analyse de sensibilité a été réalisée pour évaluer les variations des surplus induits par ces mêmes déterminants. Les résultats sont détaillés dans les tableaux suivants :

Tableau 33: Analyse des surplus pour les scénarios de base et l'augmentation de l'interconnexion IE-GB et de la sensibilité au vent (SEM)

| €millions | France | | | Irlande | | |
|----------------------|------------------|---------------|----------|------------------|---------------|----------|
| | Cas de référence | IE-GB 1000 MW | SEM Vent | Cas de référence | IE-GB 1000 MW | SEM Vent |
| Consommateur | -2 | -20 | -33 | 47 | -38 | 69 |
| Producteur | 19 | 42 | 53 | 6 | 83 | -15 |
| Rentes de congestion | 20 | 11 | 14 | 4 | -10 | -2 |
| Total | 37 | 33 | 34 | 55 | 35 | 53 |

Les deux sensibilités n'ont pas d'impact notable sur le surplus global par pays à l'exception de la sensibilité avec les 500 MW supplémentaires d'interconnexion entre l'Irlande et la Grande-Bretagne. En revanche, leur impact de la répartition du surplus est notable.

Celtic Interconnector –Demande d'investissement

- En Irlande, le surplus du consommateur peut être fortement érodé en cas d'augmentation de la capacité d'interconnexion entre l'Irlande et la Grande-Bretagne.
- En France, quel que soit le déterminant considéré, le surplus du producteur augmente au détriment de la rente de congestion et du surplus du consommateur.

Annexe 7. Taux d'utilisation de l'interconnexion

Les taux d'utilisation de l'interconnexion « Celtic Interconnector » ont été calculés en utilisant les résultats des flux pour chacun des quatre scénarios de base (les tableaux donnent les valeurs moyennes des résultats ANTARES et PLEXOS).

Le premier tableau montre la situation avec et sans « Celtic Interconnector » et permet d'évaluer les conséquences de la mise en service du projet sur les autres interconnexions irlandaises et sur les interconnexions entre la Grande-Bretagne et la France (utilisation globale de la capacité d'interconnexion disponible sur une frontière - le calcul par ouvrage composant la capacité sur une frontière n'est pas possible).

Il ressort du tableau que les taux d'utilisation de l'interconnexion « Celtic Interconnector » vont de 61 % (Transition Durable 2030 – Sustainable Transition 2030) à 74 % (EUCO), soit environ 66 % en moyenne dans les quatre scénarios. Le taux d'utilisation de l'interconnexion « Celtic Interconnector » le plus élevé correspond au scénario EUCO, alors que ce scénario correspond à la VAN la plus basse. L'interconnexion « Celtic Interconnector » a un impact avéré sur le taux d'utilisation de l'interconnexion entre la Grande-Bretagne et l'Irlande, le réduisant de 64% à 52% en moyenne sur les quatre scénarios.

Tableau 34: Taux d'utilisation de l'interconnexion pour chacun des quatre scénarios de référence.

| | Transition Durable 2030 (Sustainable transition 2030) | | | | Production décentralisée 2030 (Distributed Generation 2030) | | | | EUCO 2030 | | | | Progression la plus lente (Slowest Progress) | | | |
|--|--|----------------|-----------------|-----------------|--|----------------|-----------------|-----------------|-----------|----------------|-----------------|-----------------|---|----------------|-----------------|-----------------|
| | FR-IE | GB-IE 0.5GW | FR-GB 6.8 GW | IE-NI 1.25GW | FR-IE | GB-IE 0.5GW | FR-GB 6.8 GW | IE-NI 1.25GW | FR-IE | GB-IE 0.5GW | FR-GB 6.8 GW | IE-NI 1.25GW | FR-IE | GB-IE 0.5GW | FR-GB 6.8 GW | IE-NI 1.25GW |
| Réseau de référence TYNDP | 0% | 64% | 43% | 10% | 0% | 70% | 44% | 10% | 0% | 74% | 53% | 15% | 0% | 48% | 51% | 15% |
| Réseau TYNDP + Celtic Interconnector | 61% | 52% | 42% | 8% | 66% | 57% | 43% | 9% | 74% | 57% | 52% | 12% | 64% | 41% | 50% | 19% |

Le même calcul de taux d'utilisation a été effectué en supposant la mise en service d'un nouveau projet d'interconnexion de 500 MW entre la Grande-Bretagne et l'Irlande, aboutissant à une capacité d'interconnexion totale de 1000 MW entre les deux pays.

Tableau 35: Taux d'utilisation de l'interconnexion pour l'augmentation de la sensibilité à l'interconnexion GB-IE

| | Transition Durable 2030 (Sustainable transition 2030) | | | | Production décentralisée 2030 (Distributed Generation 2030) | | | | EUCO 2030 | | | | Progression la plus lente (Slowest Progress) | | | |
|---|--|----------------|-----------------|-----------------|--|----------------|-----------------|-----------------|-----------|----------------|-----------------|-----------------|---|----------------|-----------------|-----------------|
| | FR-IE | GB-IE 1.0GW | FR-GB 6.8 GW | IE-NI 1.25GW | FR-IE | GB-IE 1.0GW | FR-GB 6.8 GW | IE-NI 1.25GW | FR-IE | GB-IE 1.0GW | FR-GB 6.8 GW | IE-NI 1.25GW | FR-IE | GB-IE 1.0GW | FR-GB 6.8 GW | IE-NI 1.25GW |
| Réseau de référence +0.5GW GB-IE | 0% | 55% | 43% | 8% | 0% | 61% | 45% | 8% | 0% | 65% | 53% | 12% | 0% | 76% | 51% | 13% |
| Réseau de référence +0.5GW GB-IE + Celtic Interconnector | 58% | 44% | 42% | 7% | 62% | 49% | 43% | 7% | 72% | 47% | 51% | 12% | 62% | 67% | 50% | 17% |

Celtic Interconnector –Demande d'investissement

Comme le montre le tableau ci-dessus, le taux d'utilisation de « Celtic Interconnector » n'est que légèrement réduit par rapport au cas de référence. Dans les deux cas ci-dessus, l'interconnexion « Celtic Interconnector » a peu d'impact sur le taux d'utilisation de l'interconnexion IE-NI (Irlande-Irlande du Nord) ou de l'interconnexion FR-GB.

Annexe 8. Analyse de sensibilité de l'ACB

Le tableau suivant détaille et donne une brève description de chacune des sensibilités analysées pour les résultats économiques présentés dans cette Demande d'Investissement.

Tableau 36: Liste et description des sensibilités étudiées

| | Sensibilité | Description de l'analyse de sensibilité | Scenarios |
|----|--|--|--------------------------|
| 1 | Augmentation de l'interconnexion GB-IE | Construction de l'interconnexion GB-IE : Augmentation de la capacité de +0,5GW entre la Grande-Bretagne et l'Irlande. | Tous |
| 2 | Réduction de l'interconnexion FR-GB | Réduction de la capacité d'interconnexion de -2,8GW entre la France et la Grande-Bretagne. | Tous |
| 3 | Augmentation de l'interconnexion GB-IE et réduction de l'interconnexion GB-FR | Augmentation de la capacité de 0,5 GW entre la Grande-Bretagne et l'Irlande et réduction de la capacité d'interconnexion de -2,8 GW entre la France et la Grande-Bretagne. | ST2030, DG2030, EUCO2030 |
| 4 | Réduction de la production éolienne dans le marché unique de l'électricité (SEM) | Réduction de la production éolienne installée dans le marché unique de l'électricité (SEM) pour ST2030, DG2030, EUCO 2030: 7.7 GW à 5.7 GW (BE 2025 production éolienne installée); Pour le Scénario « Slowest Progress » : augmentation de la production éolienne installée de 5.9 à 7.9 GW | Tous |
| 5 | Augmentation de la consommation SEM | Augmentation de 10% de la consommation dans le marché unique de l'électricité (SEM) | Tous |
| 6 | Reduction de la Consommation SEM | Reduction de 10% de la charge installée dans le marché unique de l'électricité (SEM) | ST2030, DG2030, Vision 1 |
| 7 | Variation de la capacité installée de production nucléaire en France | Augmentation de la capacité installée de production nucléaire en France : ST 2030 et DG2030 +5 GW Réduction de la capacité installée de production nucléaire en France : EUCO progression la plus lentet -5 GW | Tous |
| 8 | Réduction de la production solaire SEM | Réduction de la production photovoltaïque dans le seul scénario DG2030 de 5 GW à 1 GW capacité du scénario ST 2030 (1 GW) | DG2030 seulement |
| 9 | Augmentation des péages sur les liaisons HVDC | Péages de 1.5€/MWh sur HVDC GB-Continent, GB-Scandinavie, GB-SEM, FR-SEM | ST2030, DG2030, EUCO2030 |
| 10 | 95 % de disponibilité de l'ensemble des liaisons HVDC | Taux de défaillance de 5% sur toutes les interconnexions HVDC GB-continent, GB-Scandinavie, GB-SEM, FR-SEM | ST2030, DG2030, EUCO2030 |
| 11 | Réduction de la production éolienne installée en GB | Réduction de la production éolienne installée en GB de 38 GW pour ST2030, DG2030, EUCO 2030 à 32 GW (valeur de BE 2025) | ST2030, DG2030, EUCO2030 |
| 12 | Réduction du nombre d'unités en | Réduction du nombre d'unités imposées (CCGT) en Irlande : une unité de moins (-1) | Tous |

Celtic Interconnector –Demande d'investissement

| | | | |
|-----------|--|--|--------------------------|
| | fonctionnement « imposé » SEM | | |
| 13 | Réduction de la consommation en France | Réduction de la charge en France (à 420 TWh/an) | Tous |
| 14 | Hard Brexit | Hard Brexit (voir description en annexe A9) | Tous |
| 15 | Augmentation de l'interconnexion GB-IE | Coût des combustibles de DG2030 dans ST2030 Coût des combustibles ST2030 dans DG2030, EUCO2030 | ST2030, DG2030, EUCO2030 |
| 16 | Réduction de l'interconnexion FR-GB | Coût des combustibles du EUCO2030 dans ST2030 et DG2030 Coût des combustibles du DG2030 dans EUCO2030 | ST2030, DG2030, EUCO2030 |

Le Tableau 37 donne les résultats de la VAN au niveau Europe pour chacun des scénarios de référence de l'ACB et des sensibilités. Les cellules en vert correspondent à une VAN positive au niveau européen et les cellules en rouge correspondent à une VAN négative.

Celtic Interconnector – Demande d'investissement

Tableau 37: Résultats de la VAN pour chacune des sensibilités

| VAN au niveau européen (M€) | Transition durable (ST2030) | Production décentralisée (DG2030) | EUCO2030 | Progression la plus lente (Slowest Progress) |
|--|-----------------------------|-----------------------------------|----------|--|
| Cas de référence | 350 | 220 | -15 | -130 |
| Augmentation +0.5GW de l'interconnexion GB-IE | 65 | -135 | -390 | -410 |
| Réduction -2.8GW de l'interconnexion FR-GB | 380 | 215 | 65 | -105 |
| Augmentation de l'interconnexion GB-IE et Réduction de l'interconnexion GB-FR | 170 | 50 | -325 | |
| Réduction de la production éolienne dans le marché SEM– Objectifs BE2025 | 115 | 30 | -90 | 150 |
| Augmentation +10% de la capacité installée dans le marché unique de l'électricité (SEM) | 620 | 325 | 95 | -65 |
| Réduction -10% de la capacité installée dans le marché unique de l'électricité (SEM) | 315 | 170 | | -75 |
| Variation de la capacité installée de production nucléaire en France +/-5GW | 350 | 200 | 0 | -150 |
| Réduction de la production solaire dans le marché unique de l'électricité (SEM) -5GW | | 455 | | |
| Augmentation des coûts en obstacles des HVDC 1.5€/MWh | 315 | 190 | -40 | |
| 95 % de disponibilité HVDC | 400 | 140 | -25 | |
| Réduction de la production éolienne installée en GB – Objectifs BE2025 | 325 | 215 | 5 | |
| Réduction du nombre d'unités indispensables dans le marché unique de l'électricité (SEM) une unité de moins (-1) | 345 | 185 | -5 | -15 |
| Réduction de la charge en France | 330 | 225 | 85 | -135 |
| Hard Brexit | 735 | 580 | 295 | 25 |
| Changement de prix des combustibles 1 | 380 | 235 | 410 | |
| Changement de prix des combustibles 2 | 265 | 90 | 370 | |

Conformément aux éléments présentés dans l'Annexe 4, la Transition Durable 2030 (ST2030) et la Production Décentralisée 2030 (DG2030) sont les scénarios qui présentent les avantages les plus élevés et les VAN qui en résultent. La VAN reste positive pour toutes les sensibilités sur ces scénarios

à l'exception de la sensibilité avec une augmentation de la capacité d'interconnexion entre la Grande-Bretagne et l'Irlande, dans le scénario Production Décentralisée 2030 (DG 2030). A noter que les pertes et les bénéfices sur la sécurité d'alimentation n'ont été recalculés par rapport au cas de base que lorsque les caractéristiques de la variante le nécessitaient

En conformité avec les éléments présentés à l'Annexe 4, EUCO 2030 et le scénario « Slowest Progress » (demandé par les Autorités Nationales de Régulation) montrent des bénéfices plus faibles et l'on observe des VAN négatives pour un grand nombre de sensibilités appliquées à ces scénarios. Mais on observe également le phénomène inverse avec l'augmentation des bénéfices pour certaines sensibilités, ce qui peut se traduire par des VAN positives pour l'EUCO 2030 et le scénario) « Slowest Progress ». Ainsi, lorsque les prix des combustibles de l'EUCO 2030 sont modifiés pour correspondre à ceux de « Production Décentralisée 2030 (DG 2030) » ou de « Transition Durable 2030 (ST2030) », il en résulte des bénéfices beaucoup plus élevés et des VAN positives.

La sensibilité relative au niveau de production éolienne installée (SEM) illustre l'impact de la production éolienne sur les bénéfices de l'interconnexion « Celtic Interconnector ». Pour les trois scénarios du TYNDP 2018, cette sensibilité correspond à une réduction du niveau de la production éolienne et cette sensibilité se traduit par des bénéfices et des VAN plus faibles. Dans la mesure où le scénario « Slowest Progress » correspond à un niveau de production éolienne installée plus faible, la sensibilité correspond dans ce cas à une augmentation du volume de production installée. En conséquence, on observe pour cette sensibilité des bénéfices et des VAN plus élevés.

La sensibilité « Hard Brexit » se traduit également par des VAN positives dans tous les scénarios. Cette sensibilité met en évidence l'impact positif majeur d'une harmonisation des marchés de détail de l'électricité entre la Grande-Bretagne et l'Irlande et la Grande-Bretagne et le continent sur la rentabilité de l'interconnexion « Celtic Interconnector ». Les impacts du Brexit sur les aspects économiques de l'interconnexion « Celtic Interconnector » sont présentés dans l'annexe suivante.

Annexe 9. Analyse de sensibilité du Brexit

Cette section vise à détailler les impacts du Brexit sur les aspects économiques de l'interconnexion « Celtic Interconnector » à l'échelle européenne ainsi que pour la France et l'Irlande.

A9.1 Hypothèses

RTE et EirGrid ont mis en œuvre un scénario Brexit pour chacun des scénarios TYNDP 2018 selon les hypothèses suivantes :

a) Soft Brexit : modélisation

Le scénario « Soft Brexit » est modélisé par la seule limitation des capacités d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne car il est considéré que le Brexit ne constituera pas un cadre favorable au développement des capacités d'interconnexion sur cette frontière. Par conséquent, il est supposé qu'il n'y aura pas d'autre nouvelle interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne après la mise en service d'Eleclink (1000 MW) et d'IFA2 (1000 MW) actuellement en construction. Compte tenu de l'interconnexion existante IFA2000, la capacité globale d'interconnexion FR-GB est limitée à 4000 MW.

b) Hard Brexit : modélisation

La modélisation proposée dans un scénario « Hard Brexit » tient compte de trois aspects de l'impact potentiel du Brexit :

- I. Une diminution globale de l'interconnexion entre la Grande-Bretagne et l'Europe continentale et non pas seulement restreinte à la frontière entre la France et la Grande-Bretagne :
 - La capacité d'interconnexion FR-GB est encore limitée à 4000 MW,
 - L'interconnexion entre l'Allemagne et la Grande-Bretagne (1400 MW) est supprimée du réseau de référence,
 - Pas de capacité d'interconnexion supplémentaire entre la Grande-Bretagne et l'Irlande,
 - Note : Les interconnexions Grande-Bretagne - Norvège sont conservées parce que la Norvège ne fait pas partie de l'UE, de même que le projet d'interconnexion Viking entre la Grande-Bretagne et le Danemark. La suppression de ces interconnexions ne ferait que renforcer les conclusions
- II. Une désoptimisation partielle du commerce de l'électricité entre la Grande-Bretagne et l'Europe continentale en raison d'un découplage du marché est susceptible de résulter du Brexit.

RTE et EirGrid ont modélisé un découplage du marché de la Grande-Bretagne avec le reste de l'Europe selon l'approche suivante, similaire à celle utilisée dans l'étude Artelys²¹ sur l'impact du Brexit dans les projets d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne.

Une première simulation est opérée en considérant que le marché de la Grande-Bretagne est encore couplé avec le reste de l'Europe (9 années climatiques dans les simulations) ;

- À partir de cette simulation, les flux moyens des 9 années climatiques sur les différentes liaisons entre la Grande-Bretagne et l'Europe continentale ont été calculés par tranches d'une heure ;
- Une nouvelle simulation a été réalisée pour laquelle les capacités de toutes les interconnexions entre la Grande-Bretagne et l'Europe continentale ont été divisées en deux parties :

²¹ <https://www.cre.fr/en/content/download/17042/209401>

Celtic Interconnector – Demande d'investissement

- une partie correspondant à la moitié de la capacité, optimisée par le modèle de marché pour chaque heure
- l'autre partie considérée comme fixe et égale à 50% du flux moyen calculé auparavant.

III. Contexte économique en Grande-Bretagne

En raison de l'incertitude sur l'évolution de la demande et du mix de production en Grande-Bretagne à la suite du Brexit, les hypothèses du TYNDP 2018 pour la Grande-Bretagne dans chaque scénario ont été conservées à l'identique pour ces sensibilités.

A9.2. Conséquences sur les aspects économiques de l'interconnexion « Celtic Interconnector »

Sur la base de ces hypothèses, le Brexit a été simulé pour les quatre scénarios de référence et la VAN recalculée. Les résultats sont détaillés dans le tableau suivant.

Tableau 38: Résultats de la VAN pour les sensibilités du BREXIT

| Millions | Sensibilité « Soft Brexit » | | | Sensibilité « Hard Brexit » | | | Cas de référence | | |
|---|-----------------------------|--------|--------|-----------------------------|--------|--------|------------------|--------|--------|
| | Europe | VAN IE | VAN Fr | Europe | VAN IE | VAN Fr | Europe | VAN IE | VAN Fr |
| Transition Durable 2030 (ST 2030) | 380 | 470 | 115 | 735 | 700 | 365 | 350 | 420 | 70 |
| Production Décentralisée 2030 (DG 2030) | 215 | 270 | 85 | 580 | 390 | 305 | 220 | 260 | 15 |
| EUCO 2030 | 65 | 295 | -125 | 295 | 380 | -45 | -15 | 215 | -235 |
| (Slowest Progress) | -105 | 125 | -75 | 25 | 170 | -80 | -130 | 145 | -180 |
| Moyenne | 140 | 290 | 0 | 410 | 410 | 135 | 105 | 260 | -85 |

Le « Soft » comme le « Hard Brexit » entraînent une augmentation de la VAN de l'interconnexion « Celtic Interconnector » (à la maille Europe comme à la maille nationale) et ce de façon très prononcée dans le cas de « Hard Brexit ».

La combinaison des interconnexions entre la Grande-Bretagne et l'Irlande avec les interconnexions entre la Grande-Bretagne et l'Europe continentale court-circuite un lien direct entre l'Irlande et l'Europe continentale susceptible de diminuer les bénéfices économiques de l'interconnexion « Celtic Interconnector ». C'est ce que montre l'analyse de sensibilité de l'ACB.

Si la probabilité de situations de congestion affectant la capacité d'interconnexion avec la Grande-Bretagne augmente, il en résulte directement une augmentation significative de la rentabilité de l'interconnexion « Celtic Interconnector ». Une augmentation de la probabilité de situations de congestion peut survenir que ce soit :

- en raison d'une réduction des capacités d'interconnexion physiques entre la Grande-Bretagne et l'Irlande,

- en raison d'une combinaison d'une telle réduction et d'une utilisation désoptimisée des capacités existantes,

Compte tenu des hypothèses formulées dans cette étude, il apparaît clairement que le Brexit constitue bien plus une opportunité qu'un risque pour l'interconnexion « Celtic Interconnector ».

Annexe 10. Tarifs d'accès au réseau

A10.1. Description des modèles de tarifs nationaux

A10.1.1. Modèle de tarif de transport d'électricité irlandais

Les revenus nécessaires pour exploiter et développer le réseau de transport en Irlande sont déterminés au travers de niveaux fixés ex ante par la CRU sur une période de 5 ans, suite aux propositions fournies par EirGrid, en sa qualité de GRT et par ESB Networks en sa qualité de Propriétaire des infrastructures. L'actuel « Revenue Control », PR4, court du 1^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2020.

De plus, il existe un processus annuel ex ante permettant d'ajuster les revenus à des fins tarifaires, avec des informations mises à jour concernant les dépenses à prendre directement en compte et toute nouvelle exigence, ce qui va de pair avec un dispositif de correction ex post de l'écart entre ce qui était effectivement nécessaire l'année précédente et ce qui a été récupéré par le biais des tarifs.

Les contrôles de revenus couvrent tous les aspects de ce qui est nécessaire pour développer le réseau, y compris les coûts d'exploitation et de maintenance, amortissement et retour sur les investissements, qu'ils soient relatifs au réseau ou non. Tous les revenus qui entrent dans la catégorie de ce qui est considéré comme ayant trait au développement et à l'exploitation sont couverts via le tarif d'utilisation du réseau (Transmission Use of System tariffs (TUoS)). Ces tarifs sont définis en référence à une prévision de demande fournie par EirGrid à la CRU chaque année.

Eirgrid est incité à atteindre des objectifs de productivité en matière de coûts d'exploitation internes sous un régime de régulation « price-cap ». En lien avec les investissements, ils sont pris en compte dans la BAR et EirGrid peut prétendre à une rémunération sur la base de la BAR au 31 décembre de chaque année au WACC en vigueur, actuellement de 4,95%. EirGrid peut également prétendre à une rémunération pour couvrir le risque financier pris en gérant un certain nombre de flux financiers, comprenant les non-qualités and le « pot » du tarif du transport, en plus d'être soumis à un certain nombre d'objectifs de productivité.

Pour l'heure, EWIC (Est – West Interconnector) est la seule interconnexion en exploitation en Irlande. EWIC a son propre cadre de régulation défini dans le règlement CER/12/149. Sous ce régime, tous les coûts associés à EWIC sont supportés par les clients s'acquittant du tarif du transport (TUoS). Les coûts sont équilibrés par les rentes de congestion et la fourniture des services système. Les coûts d'investissement associés à EWIC, de fait, ne sont pas intégrés à la BAR. En lien avec le projet Celtic Interconnector, et comme indiqué dans la section 7.5, c'est une hypothèse d'EirGrid que de considérer que le projet sera intégré dans la BAR sur une période de temps appropriée, en cohérence avec les conditions de financement du projet.

A10.1.2. Modèle de tarif de transport d'électricité français

Les investissements dans le réseau de transport sont approuvés par la CRE sur la base d'analyses socio-économiques qui s'appuient, pour les interconnexions, sur une estimation du bien-être socio-

économique (SEW) pour la communauté des consommateurs européens, comme celles fournies par le processus européen TYNDP.

Le réglementation actuelle (décision TURPE5) détermine un schéma de couverture des coûts pour le réseau de transport d'électricité basé sur la rémunération du capital pour la valeur nette de tous les actifs, en construction ou en exploitation, la couverture de l'amortissement et les coûts d'exploitation (par exemple, les coûts de compensation des pertes, les coûts d'exploitation et d'entretien, etc.). TURPE5 est entré en vigueur le 1er août 2017 pour 4 ans, avec une couverture des coûts depuis le 1er janvier 2017. La loi française prévoit que le régulateur français doit couvrir les coûts d'un opérateur efficace (article L341-2 du Code de l'Energie).

Rémunération du capital

Les investissements sont inclus dans la Base d'Actifs Régulés (BAR), au 1er janvier suivant la mise en service, et rémunérés à un taux de 6,125% (WACC [Coût moyen pondéré du capital] réglementé), incluant les coûts financiers de la dette, l'impôt sur les sociétés, la rémunération des actionnaires et les bénéfices non distribués. Les investissements sont amortis chaque année selon leur durée de vie comptable, jusqu'à 45 ans pour les câbles. Les immobilisations en cours de construction sont rémunérées à un taux de 3,7 %. Les investissements inclus dans la BAR sont nets de toute subvention accordée.

Coûts d'exploitation

Les OPEX (coûts d'exploitation) globaux de RTE (incluant les coûts d'O&M (Opérations et Maintenance) des interconnexions) sont principalement soumis à une réglementation globale « $R \times (1 + CPI - X)$ » (le montant d'OPEX autorisé de RTE est réévalué en fonction d'un indice des prix de détail, mais est soumis à un facteur de productivité). Les OPEX tels que les achats d'énergie pour compenser les pertes électriques font l'objet d'une réglementation spécifique.

Spécificités des interconnexions

Une réglementation incitative spécifique pour les investissements d'interconnexion est en vigueur en France : une part de la valeur nette (SEW) pour la collectivité fournie par l'investissement est restituée à RTE, après une décision du régulateur incluant également un système de bonus/pénalités pour couvrir les coûts objectif et l'utilisation objectif de l'actif. Le taux de rémunération qui en résulte ne peut en aucun cas être inférieur au WACC réglementé moins 1%.

Conformément au règlement (CE) N° 714/2009, les revenus issus de ventes aux enchères (provenant de la part française de l'ensemble des interconnexions) sont utilisés pour maintenir ou accroître les capacités d'interconnexion par le biais d'investissements dans les réseaux. Cela signifie que, tant que les revenus globaux issus de ventes aux enchères de RTE sont inférieurs aux dépenses d'investissement (CAPEX) de RTE consacrées au maintien ou à l'amélioration des capacités d'échange européennes (ce qui est le cas), les revenus issus de ventes aux enchères réduisent les tarifs de transport nationaux.

Dans la pratique, les deux (tarifs et revenus issus des enchères) couvrent les coûts d'interconnexion avec des revenus supplémentaires (resp. moindres) issus des enchères compensées par une baisse (resp. une augmentation) des tarifs.

Celtic Interconnector – Demande d'investissement

A10.2. Évaluation de l'incidence sur les tarifs de transport national

A10.2.1. Impact sur les tarifs en Irlande

| Assumptions | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|--------|-------------|--------------------|---------------------------|---------|------------------------|------------------|-------------------|-------------------------------------|--------------|---|----------------|-------------------|----------------|----------|-----|----------------|-------------------|--------|
| Total Cost of project | 930 | | | | | O&M | | | | | | CAPEX Schedule | | | | | | | |
| Project cost financed by EirGrid | 50% | 465 | | | | Average Losses IE | | | | | | 2018 | -18 | | | | | | |
| Asset Lifetime | 25 | 465 | | | | Valve Renewal | | | | | | 2019 | -5 | | | | | | |
| Debt financing | 55% | | | | | 2026 Congestion Income | | | | | | 2020 | -5 | | | | | | |
| Debt rate IE | 4.90% | | | | | 2027 Congestion Income | | | | | | 2021 | -6 | | | | | | |
| WACC IE | 7.05% | | | | | 2028 Congestion Income | | | | | | 2022 | -50 | | | | | | |
| Managed assets rate | 0.00% | | | | | 2029 Congestion Income | | | | | | 2023 | -160 | | | | | | |
| Corporate tax IE | 12.50% | | | | | 2030 Congestion Income | | | | | | 2024 | -310 | | | | | | |
| Price index | 2.00% | | | | | | | | | | | 2025 | -286 | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | 2026 | -90 | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | Average pricing impact over the life of the asset | | 2.9% | | | | | | |
| | | | Losses IE | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | ST | 10.6 | Average | 9.7 | | | | | | | | | | | | | |
| | | | DG | 9.0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | EUCCO | 7.9 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | V1 | 11.2 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Year | | CAPEX | | Assets basis | | | Capital charges | | | | OPEX | | | | Revenues | | Total revenues | Operating charges | EBITDA |
| | | Price index | EirGrid investment | Assets under construction | RAB | Managed assets | Financial charge | Regulatory Return | Regulatory return on managed assets | Depreciation | O&M | Losses | Congestion income | Other revenues | | | | | |
| N-8 | 2018 | 1.00 | -9 | 9 | | | 0 | 0 | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| N-7 | 2019 | 1.02 | -3 | 12 | | | 0 | 0 | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| N-6 | 2020 | 1.04 | -3 | 14 | | | 0 | 0 | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| N-5 | 2021 | 1.06 | -3 | 17 | | | 0 | 0 | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| N-4 | 2022 | 1.08 | -25 | 42 | | | -1 | 0 | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| N-3 | 2023 | 1.10 | -80 | 122 | | | -3 | 0 | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| N-2 | 2024 | 1.13 | -155 | 277 | | | -7 | 0 | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| N-1 | 2025 | 1.15 | -143 | 420 | | | -11 | 0 | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| N | 2026 | 1.17 | -45 | | 465 | 465 | -13 | 33 | 0 | -19 | -4 | -8 | 18 | 46 | 64 | -12 | 51 | | |
| N+1 | 2027 | 1.20 | | | 446 | 446 | -12 | 31 | 0 | -19 | -5 | -10 | 24 | 41 | 65 | -15 | 50 | | |
| N+2 | 2028 | 1.22 | | | 428 | 428 | -12 | 30 | 0 | -19 | -5 | -11 | 28 | 36 | 65 | -16 | 49 | | |
| N+3 | 2029 | 1.24 | | | 409 | 409 | -11 | 29 | 0 | -19 | -5 | -12 | 32 | 32 | 64 | -17 | 47 | | |
| N+4 | 2030 | 1.27 | | | 391 | 391 | -11 | 28 | 0 | -19 | -5 | -12 | 37 | 27 | 64 | -18 | 46 | | |
| N+5 | 2031 | 1.29 | | | 372 | 372 | -10 | 26 | 0 | -19 | -5 | -13 | 37 | 25 | 63 | -18 | 45 | | |
| N+6 | 2032 | 1.32 | | | 353 | 353 | -10 | 25 | 0 | -19 | -6 | -13 | 38 | 24 | 62 | -18 | 44 | | |
| N+7 | 2033 | 1.35 | | | 335 | 335 | -9 | 24 | 0 | -19 | -6 | -13 | 39 | 22 | 61 | -19 | 42 | | |
| N+8 | 2034 | 1.37 | | | 316 | 316 | -9 | 22 | 0 | -19 | -6 | -13 | 40 | 20 | 60 | -19 | 41 | | |
| N+9 | 2035 | 1.40 | | | 298 | 298 | -8 | 21 | 0 | -19 | -6 | -14 | 40 | 19 | 59 | -19 | 40 | | |
| N+10 | 2036 | 1.43 | | | 279 | 279 | -8 | 20 | 0 | -19 | -6 | -14 | 41 | 17 | 58 | -20 | 38 | | |
| N+11 | 2037 | 1.46 | | | 260 | 260 | -7 | 18 | 0 | -19 | -6 | -14 | 42 | 15 | 57 | -20 | 37 | | |
| N+12 | 2038 | 1.49 | | | 242 | 242 | -7 | 17 | 0 | -19 | -6 | -14 | 43 | 13 | 56 | -21 | 36 | | |
| N+13 | 2039 | 1.52 | | | 223 | 223 | -6 | 16 | 0 | -19 | -6 | -15 | 44 | 12 | 55 | -21 | 34 | | |
| N+14 | 2040 | 1.55 | | | 205 | 205 | -6 | 14 | 0 | -19 | -6 | -15 | 45 | 10 | 54 | -21 | 33 | | |
| N+15 | 2041 | 1.58 | | | 186 | 186 | -5 | 13 | 0 | -19 | -7 | -15 | 46 | 8 | 54 | -22 | 32 | | |
| N+16 | 2042 | 1.61 | | | 167 | 167 | -5 | 12 | 0 | -19 | -7 | -16 | 46 | 6 | 53 | -22 | 30 | | |
| N+17 | 2043 | 1.64 | | | 149 | 149 | -4 | 10 | 0 | -19 | -7 | -16 | 47 | 4 | 52 | -23 | 29 | | |
| N+18 | 2044 | 1.67 | | | 130 | 130 | -4 | 9 | 0 | -19 | -7 | -16 | 48 | 3 | 51 | -23 | 28 | | |
| N+19 | 2045 | 1.71 | | | 112 | 112 | -3 | 8 | 0 | -19 | -7 | -17 | 49 | 1 | 50 | -24 | 26 | | |
| N+20 | 2046 | 1.74 | | | 93 | 93 | -3 | 7 | 0 | -19 | -7 | -17 | 50 | -1 | 49 | -24 | 25 | | |
| N+21 | 2047 | 1.78 | | | 74 | 74 | -2 | 5 | 0 | -19 | -7 | -17 | 51 | -3 | 48 | -25 | 24 | | |
| N+22 | 2048 | 1.81 | | | 56 | 56 | -2 | 4 | 0 | -19 | -8 | -18 | 52 | -5 | 48 | -25 | 23 | | |
| N+23 | 2049 | 1.85 | | | 37 | 37 | -1 | 3 | 0 | -19 | -8 | -18 | 53 | -6 | 47 | -26 | 21 | | |
| N+24 | 2050 | 1.88 | | | 19 | 19 | -1 | 1 | 0 | -19 | -8 | -18 | 54 | -8 | 46 | -26 | 20 | | |

Celtic Interconnector – Demande d'investissement

A10.2.2. Impact sur les tarifs en France

L'impact de l'interconnexion « Celtic Interconnector » sur les tarifs de transport français est évalué au moyen d'un Business Plan sur la durée de vie technique du projet où les revenus sont ceux fournis par les tarifs selon le schéma réglementaire en vigueur et où les revenus de congestion sont redistribués aux clients français.

| ASSUMPTIONS | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------|--|--------|--|-----|--|-------------------|--|----|--|----------------|--|---|--|------|--|--|
| Total cost of project | | | | O&M | | | | | | CAPEX Schedule | | | | | | |
| | | 990 | | | | | | | | | | | | | | |
| Project cost financed by | | 50% | | 465 | | Average Losses | | 4 | | | | 2018 -18 | | | | |
| Cables lifetime | | 45 | | 325 | | Valve Renewal | | 80 | | | | 2019 -5 | | | | |
| Substations lifetime | | 25 | | 140 | | Congestion Income | | 18 | | | | 2020 -5 | | | | |
| valves | | 20 | | 80 | | Congestion Income | | 20 | | | | 2021 -6 | | | | |
| Debt financing | | 60% | | | | Congestion Income | | 23 | | | | 2022 -50 | | | | |
| Debt rate FR | | 3.70% | | | | Congestion Income | | 26 | | | | 2023 -160 | | | | |
| WACC FR | | 6.125% | | | | Congestion Income | | 29 | | | | 2024 -310 | | | | |
| Managed assets rate | | 2.821% | | | | Congestion Income | | | | | | 2025 -286 | | | | |
| Corporate tax FR | | 34.43% | | | | Congestion Income | | | | | | 2026 -90 | | | | |
| Price index | | 2.00% | | | | Losses FR | | | | | | | | | | |
| | | | | | | ST | | 12 | | Average | | 15 | | | | |
| | | | | | | DG | | 12 | | | | | | | | |
| | | | | | | EURO | | 16 | | | | | | | | |
| | | | | | | V1 | | 19 | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | Impact tarifaire moyen sur la durée de vie de l'actif | | 0.2% | | |

| | Year | CAPEX | | Assets basis | | | Capital charges | | | | OPEX | | | Revenues | | Total revenues | Operating charges | EBITDA |
|------|------|-------------|----------------|---------------------------|-----|----------------|------------------|-------------------|-------------------------------------|--------------|------|--------|-----------|-------------------|----------------|----------------|-------------------|--------|
| | | Price index | RTE Investment | Assets under construction | RAB | Managed assets | Financial charge | Regulatory Return | Regulatory return on managed assets | Depreciation | O&M | Losses | Incentive | Congestion income | Other revenues | | | |
| N-8 | 2018 | | -9 | 9 | | | 0 | 0 | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N-7 | 2019 | | -3 | 12 | | | 0 | 0 | | | | | | | 0 | 0 | 0 | 0 |
| N-6 | 2020 | | -3 | 14 | | | 0 | 1 | | | | | | | 1 | 1 | 0 | 1 |
| N-5 | 2021 | | -3 | 17 | | | 0 | 1 | | | | | | | 1 | 1 | 0 | 1 |
| N-4 | 2022 | | -25 | 42 | | | -1 | 2 | | | | | | | 2 | 2 | 0 | 2 |
| N-3 | 2023 | | -80 | 122 | | | -3 | 5 | | | | | | | 5 | 5 | 0 | 5 |
| N-2 | 2024 | | -155 | 277 | | | -6 | 10 | | | | | | | 10 | 10 | 0 | 10 |
| N-1 | 2025 | | -143 | 420 | | | -9 | 16 | | | | | | | 16 | 16 | 0 | 16 |
| N | 2026 | 1.00 | -45 | | 465 | 465 | -10 | 28 | 0 | -13 | -4 | -10 | 0 | 18 | 38 | 55 | -14 | 41 |
| N+1 | 2027 | 1.02 | | | 452 | 452 | -10 | 28 | 0 | -13 | -4 | -11 | 0 | 21 | 35 | 56 | -15 | 41 |
| N+2 | 2028 | 1.04 | | | 439 | 439 | -10 | 27 | 0 | -13 | -4 | -13 | 0 | 24 | 33 | 57 | -17 | 40 |
| N+3 | 2029 | 1.06 | | | 427 | 427 | -9 | 26 | 0 | -13 | -4 | -14 | 0 | 28 | 30 | 58 | -19 | 39 |
| N+4 | 2030 | 1.08 | | | 414 | 414 | -9 | 25 | 0 | -13 | -5 | -16 | 0 | 31 | 27 | 59 | -21 | 38 |
| N+5 | 2031 | 1.10 | | | 401 | 401 | -9 | 25 | 0 | -13 | -5 | -16 | 0 | 32 | 26 | 58 | -21 | 37 |
| N+6 | 2032 | 1.13 | | | 388 | 388 | -9 | 24 | 0 | -13 | -5 | -17 | 0 | 33 | 25 | 58 | -21 | 37 |
| N+7 | 2033 | 1.15 | | | 375 | 375 | -8 | 23 | 0 | -13 | -5 | -17 | 0 | 33 | 24 | 58 | -22 | 36 |
| N+8 | 2034 | 1.17 | | | 362 | 362 | -8 | 22 | 0 | -13 | -5 | -17 | 0 | 34 | 23 | 57 | -22 | 35 |
| N+9 | 2035 | 1.20 | | | 350 | 350 | -8 | 21 | 0 | -13 | -5 | -18 | 0 | 35 | 22 | 57 | -23 | 34 |
| N+10 | 2036 | 1.22 | | | 337 | 337 | -7 | 21 | 0 | -13 | -5 | -18 | 0 | 35 | 21 | 57 | -23 | 33 |
| N+11 | 2037 | 1.24 | | | 324 | 324 | -7 | 20 | 0 | -13 | -5 | -18 | | 36 | 20 | 56 | -24 | 33 |
| N+12 | 2038 | 1.27 | | | 311 | 311 | -7 | 19 | 0 | -13 | -5 | -19 | | 37 | 19 | 56 | -24 | 32 |
| N+13 | 2039 | 1.29 | | | 298 | 298 | -7 | 18 | 0 | -13 | -5 | -19 | | 37 | 18 | 56 | -25 | 31 |
| N+14 | 2040 | 1.32 | | | 285 | 285 | -6 | 17 | 0 | -13 | -6 | -19 | | 38 | 17 | 55 | -25 | 30 |
| N+15 | 2041 | 1.35 | | | 273 | 273 | -6 | 17 | 0 | -13 | -6 | -20 | | 39 | 16 | 55 | -26 | 30 |
| N+16 | 2042 | 1.37 | | | 260 | 260 | -6 | 16 | 0 | -13 | -6 | -20 | | 40 | 15 | 55 | -26 | 29 |
| N+17 | 2043 | 1.40 | | | 247 | 247 | -5 | 15 | 0 | -13 | -6 | -21 | | 40 | 14 | 55 | -27 | 28 |
| N+18 | 2044 | 1.43 | | | 234 | 234 | -5 | 14 | 0 | -13 | -6 | -21 | | 41 | 13 | 54 | -27 | 27 |
| N+19 | 2045 | 1.46 | | | 221 | 221 | -5 | 14 | 0 | -13 | -6 | -22 | | 42 | 12 | 54 | -28 | 26 |
| N+20 | 2046 | 1.49 | | | 209 | 209 | -5 | 13 | 0 | -13 | -6 | -22 | | 43 | 11 | 54 | -28 | 26 |
| N+21 | 2047 | 1.52 | | | 196 | 196 | -4 | 12 | 0 | -13 | -6 | -22 | | 44 | 10 | 54 | -29 | 25 |
| N+22 | 2048 | 1.55 | | | 183 | 183 | -4 | 11 | 0 | -13 | -6 | -23 | | 45 | 9 | 53 | -29 | 24 |
| N+23 | 2049 | 1.58 | | | 170 | 170 | -4 | 10 | 0 | -13 | -7 | -23 | | 46 | 8 | 53 | -30 | 23 |
| N+24 | 2050 | 1.61 | -80 | | 237 | 237 | -5 | 15 | 0 | -13 | -7 | -24 | | 46 | 11 | 58 | -31 | 27 |
| N+25 | 2051 | 1.64 | | | 224 | 224 | -5 | 14 | 0 | -11 | -7 | -24 | | 47 | 9 | 56 | -31 | 25 |
| N+26 | 2052 | 1.67 | | | 213 | 213 | -5 | 13 | 0 | -11 | -7 | -25 | | 48 | 8 | 56 | -32 | 24 |
| N+27 | 2053 | 1.71 | | | 202 | 202 | -4 | 12 | 0 | -11 | -7 | -25 | | 49 | 7 | 56 | -32 | 24 |
| N+28 | 2054 | 1.74 | | | 191 | 191 | -4 | 12 | 0 | -11 | -7 | -26 | | 50 | 6 | 56 | -33 | 23 |
| N+29 | 2055 | 1.78 | | | 180 | 180 | -4 | 11 | 0 | -11 | -7 | -26 | | 51 | 5 | 56 | -34 | 22 |
| N+30 | 2056 | 1.81 | | | 168 | 168 | -4 | 10 | 0 | -11 | -8 | -27 | | 52 | 4 | 56 | -34 | 22 |
| N+31 | 2057 | 1.85 | | | 157 | 157 | -3 | 10 | 0 | -11 | -8 | -27 | | 53 | 3 | 56 | -35 | 21 |
| N+32 | 2058 | 1.88 | | | 146 | 146 | -3 | 9 | 0 | -11 | -8 | -28 | | 54 | 2 | 56 | -36 | 20 |
| N+33 | 2059 | 1.92 | | | 135 | 135 | -3 | 8 | 0 | -11 | -8 | -28 | | 56 | 0 | 56 | -36 | 19 |
| N+34 | 2060 | 1.96 | | | 123 | 123 | -3 | 8 | 0 | -11 | -8 | -29 | | 57 | -1 | 56 | -37 | 19 |
| N+35 | 2061 | 2.00 | | | 112 | 112 | -2 | 7 | 0 | -11 | -8 | -30 | | 58 | -2 | 56 | -38 | 18 |
| N+36 | 2062 | 2.04 | | | 101 | 101 | -2 | 6 | 0 | -11 | -9 | -30 | | 59 | -3 | 56 | -39 | 17 |
| N+37 | 2063 | 2.08 | | | 90 | 90 | -2 | 5 | 0 | -11 | -9 | -31 | | 60 | -4 | 56 | -39 | 17 |
| N+38 | 2064 | 2.12 | | | 79 | 79 | -2 | 5 | 0 | -11 | -9 | -31 | | 61 | -5 | 56 | -40 | 16 |
| N+39 | 2065 | 2.16 | | | 67 | 67 | -1 | 4 | 0 | -11 | -9 | -32 | | 63 | -6 | 56 | -41 | 15 |
| N+40 | 2066 | 2.21 | | | 56 | 56 | -1 | 3 | 0 | -11 | -9 | -33 | | 64 | -7 | 57 | -42 | 15 |
| N+41 | 2067 | 2.25 | | | 45 | 45 | -1 | 3 | 0 | -11 | -9 | -33 | | 65 | -8 | 57 | -43 | 14 |
| N+42 | 2068 | 2.30 | | | 34 | 34 | -1 | 2 | 0 | -11 | -10 | -34 | | 66 | -9 | 57 | -44 | 13 |
| N+43 | 2069 | 2.34 | | | 22 | 22 | 0 | 1 | 0 | -11 | -10 | -35 | | 68 | -11 | 57 | -44 | 13 |
| N+44 | 2070 | 2.39 | | | 11 | 11 | 0 | 1 | 0 | -11 | -10 | -35 | | 69 | -12 | 57 | -45 | 12 |
| N+45 | 2071 | 2.44 | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -10 | -36 | | 70 | -24 | 46 | -46 | 0 | |

Annexe 11. Business Plans national

A11.1. Business Plan de « Celtic Interconnector » - EirGrid

| |
|--|
| CELTIC Project Business Plan - EirGrid only |
|--|

| | Costs | Lifetime |
|--------------------|--------|----------|
| Total EirGrid Cost | 465 M€ | |
| Asset Value | 465 M€ | 25 |
| O&M | 4 M€ | |
| Losses IE | 10 M€ | |

| | | |
|-----------------|-------|------|
| Congestion Rent | 18 M€ | 2026 |
| Congestion Rent | 20 M€ | 2027 |
| Congestion Rent | 23 M€ | 2028 |
| Congestion Rent | 26 M€ | 2029 |
| Congestion Rent | 29 M€ | 2030 |

| | |
|------------------|--------|
| Debt financing | 55% |
| Debt rate IE | 1.00% |
| Corporate tax IE | 12.50% |
| Discount rate | 5.00% |

| | |
|------|---------|
| FNPV | -137 M€ |
| FIRR | -5.71% |

| Year | Capital Expenditure | Remaining principal | Congestion Rent | O&M | Losses | EBITDA | Total Depreciation | EBIT | Financial charge | Result before taxes | Tax | Net result |
|-----------|---------------------|---------------------|-----------------|-----|--------|--------|--------------------|------|------------------|---------------------|-----|------------|
| N-8 2018 | -9.0 | 9 | | | | | | | 0.0 | 0 | 0 | 0 |
| N-7 2019 | -2.5 | 12 | | | | | | | -0.1 | 0 | 0 | 0 |
| N-6 2020 | -2.5 | 14 | | | | | | | -0.1 | 0 | 0 | 0 |
| N-5 2021 | -3.0 | 17 | | | | | | | -0.1 | 0 | 0 | 0 |
| N-4 2022 | -25.0 | 42 | | | | | | | -0.2 | 0 | 0 | 0 |
| N-3 2023 | -80.0 | 122 | | | | | | | -0.7 | -1 | 0 | -1 |
| N-2 2024 | -155.0 | 277 | | | | | | | -1.5 | -2 | 0 | -2 |
| N-1 2025 | -143.0 | 420 | | | | | | | -2.3 | -2 | 0 | -2 |
| N 2026 | -45.0 | 465 | 18 | -4 | -8 | 5 | -19 | -13 | -2.6 | -16 | 0 | -16 |
| N+1 2027 | | 446 | 20 | -4 | -8 | 8 | -19 | -11 | -2.5 | -13 | 0 | -13 |
| N+2 2028 | | 428 | 23 | -4 | -9 | 10 | -19 | -8 | -2.4 | -11 | 0 | -11 |
| N+3 2029 | | 409 | 26 | -4 | -9 | 13 | -19 | -6 | -2.3 | -8 | 0 | -8 |
| N+4 2030 | | 391 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -2.1 | -6 | 0 | -6 |
| N+5 2031 | | 372 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -2.0 | -6 | 0 | -6 |
| N+6 2032 | | 353 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -1.9 | -6 | 0 | -6 |
| N+7 2033 | | 335 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -1.8 | -5 | 0 | -5 |
| N+8 2034 | | 316 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -1.7 | -5 | 0 | -5 |
| N+9 2035 | | 298 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -1.6 | -5 | 0 | -5 |
| N+10 2036 | | 279 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -1.5 | -5 | 0 | -5 |
| N+11 2037 | | 260 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -1.4 | -5 | 0 | -5 |
| N+12 2038 | | 242 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -1.3 | -5 | 0 | -5 |
| N+13 2039 | | 223 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -1.2 | -5 | 0 | -5 |
| N+14 2040 | | 205 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -1.1 | -5 | 0 | -5 |
| N+15 2041 | | 186 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -1.0 | -5 | 0 | -5 |
| N+16 2042 | | 167 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -0.9 | -5 | 0 | -5 |
| N+17 2043 | | 149 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -0.8 | -4 | 0 | -4 |
| N+18 2044 | | 130 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -0.7 | -4 | 0 | -4 |
| N+19 2045 | | 112 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -0.6 | -4 | 0 | -4 |
| N+20 2046 | | 93 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -0.5 | -4 | 0 | -4 |
| N+21 2047 | | 74 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -0.4 | -4 | 0 | -4 |
| N+22 2048 | | 56 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -0.3 | -4 | 0 | -4 |
| N+23 2049 | | 37 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -0.2 | -4 | 0 | -4 |
| N+24 2050 | | 19 | 29 | -4 | -10 | 15 | -19 | -4 | -0.1 | -4 | 0 | -4 |

A11.2. Business Plan de « Celtic Interconnector » - RTE

CELTIC Project Business Plan - RTE only

| | Costs | Lifetime |
|----------------|--------|----------|
| Total RTE Cost | 465 M€ | |
| Cables | 325 M€ | 45 |
| Substations | 140 M€ | 25 |
| O&M | 4 M€ | |
| Losses FR | 15 M€ | |
| Valve Renewal | 80 M€ | 20 |

| | | |
|-----------------|-------|------|
| Congestion Rent | 18 M€ | 2026 |
| Congestion Rent | 20 M€ | 2027 |
| Congestion Rent | 23 M€ | 2028 |
| Congestion Rent | 26 M€ | 2029 |
| Congestion Rent | 29 M€ | 2030 |

| | |
|------------------|--------|
| Debt financing | 60% |
| Debt rate FR | 1.00% |
| Corporate tax FR | 34.43% |
| Discount rate | 6.00% |

| | |
|------|---------|
| FNPV | -147 M€ |
| FIRR | -4.71% |

| Year | Capital Expenditure | Remaining principal | Congestion income | O&M | Losses | EBITDA | Total Depreciation | EBIT | Financial charge | Result before taxes | Tax | Net result |
|-----------|---------------------|---------------------|-------------------|-----|--------|--------|--------------------|------|------------------|---------------------|-----|------------|
| N-8 2018 | -9 | 9 | | | | | | | -0.1 | 0 | 0 | 0 |
| N-7 2019 | -3 | 12 | | | | | | | -0.1 | 0 | 0 | 0 |
| N-6 2020 | -3 | 14 | | | | | | | -0.1 | 0 | 0 | 0 |
| N-5 2021 | -3 | 17 | | | | | | | -0.1 | 0 | 0 | 0 |
| N-4 2022 | -25 | 42 | | | | | | | -0.3 | 0 | 0 | 0 |
| N-3 2023 | -80 | 122 | | | | | | | -0.7 | -1 | 0 | -1 |
| N-2 2024 | -155 | 277 | | | | | | | -1.7 | -2 | 0 | -2 |
| N-1 2025 | -143 | 420 | | | | | | | -2.5 | -3 | 0 | -3 |
| N 2026 | -45 | 465 | 18 | -4 | -15 | -1 | -13 | -14 | -2.8 | -17 | 0 | -17 |
| N+1 2027 | | 452 | 20 | -4 | -15 | 1 | -13 | -11 | -2.7 | -14 | 0 | -14 |
| N+2 2028 | | 439 | 23 | -4 | -15 | 4 | -13 | -9 | -2.6 | -11 | 0 | -11 |
| N+3 2029 | | 427 | 26 | -4 | -15 | 7 | -13 | -6 | -2.6 | -8 | 0 | -8 |
| N+4 2030 | | 414 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -2.5 | -5 | 0 | -5 |
| N+5 2031 | | 401 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -2.4 | -5 | 0 | -5 |
| N+6 2032 | | 388 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -2.3 | -5 | 0 | -5 |
| N+7 2033 | | 375 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -2.3 | -5 | 0 | -5 |
| N+8 2034 | | 362 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -2.2 | -5 | 0 | -5 |
| N+9 2035 | | 350 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -2.1 | -5 | 0 | -5 |
| N+10 2036 | | 337 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -2.0 | -5 | 0 | -5 |
| N+11 2037 | | 324 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -1.9 | -5 | 0 | -5 |
| N+12 2038 | | 311 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -1.9 | -5 | 0 | -5 |
| N+13 2039 | | 298 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -1.8 | -5 | 0 | -5 |
| N+14 2040 | | 285 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -1.7 | -5 | 0 | -5 |
| N+15 2041 | | 273 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -1.6 | -5 | 0 | -5 |
| N+16 2042 | | 260 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -1.6 | -4 | 0 | -4 |
| N+17 2043 | | 247 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -1.5 | -4 | 0 | -4 |
| N+18 2044 | | 234 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -1.4 | -4 | 0 | -4 |
| N+19 2045 | | 221 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -1.3 | -4 | 0 | -4 |
| N+20 2046 | | 209 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -1.3 | -4 | 0 | -4 |
| N+21 2047 | | 196 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -1.2 | -4 | 0 | -4 |
| N+22 2048 | | 183 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -1.1 | -4 | 0 | -4 |
| N+23 2049 | | 170 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -1.0 | -4 | 0 | -4 |
| N+24 2050 | | 157 | 29 | -4 | -15 | 10 | -13 | -3 | -0.9 | -4 | 0 | -4 |
| N+25 2051 | -80 | 224 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -1.3 | -3 | 0 | -3 |
| N+26 2052 | | 213 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -1.3 | -3 | 0 | -3 |
| N+27 2053 | | 202 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -1.2 | -3 | 0 | -3 |
| N+28 2054 | | 191 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -1.1 | -2 | 0 | -2 |
| N+29 2055 | | 180 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -1.1 | -2 | 0 | -2 |
| N+30 2056 | | 168 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -1.0 | -2 | 0 | -2 |
| N+31 2057 | | 157 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -0.9 | -2 | 0 | -2 |
| N+32 2058 | | 146 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -0.9 | -2 | 0 | -2 |
| N+33 2059 | | 135 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -0.8 | -2 | 0 | -2 |
| N+34 2060 | | 123 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -0.7 | -2 | 0 | -2 |
| N+35 2061 | | 112 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -0.7 | -2 | 0 | -2 |
| N+36 2062 | | 101 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -0.6 | -2 | 0 | -2 |
| N+37 2063 | | 90 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -0.5 | -2 | 0 | -2 |
| N+38 2064 | | 79 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -0.5 | -2 | 0 | -2 |
| N+39 2065 | | 67 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -0.4 | -2 | 0 | -2 |
| N+40 2066 | | 56 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -0.3 | -2 | 0 | -2 |
| N+41 2067 | | 45 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -0.3 | -2 | 0 | -2 |
| N+42 2068 | | 34 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -0.2 | -2 | 0 | -2 |
| N+43 2069 | | 22 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -0.1 | -1 | 0 | -1 |
| N+44 2070 | | 11 | 29 | -4 | -15 | 10 | -11 | -1 | -0.1 | -1 | 0 | -1 |

Annexe 12. CRU Specific Section

Projet d'interconnexion Celtic

Demande d'investissement

**Annexe traitant des questions spécifiques
soulevées par la CRU**

7 septembre 2018

Introduction

Cette annexe contient l'analyse demandée par le CRU. Elle sera incluse dans la demande d'investissement d'EirGrid à CRU, mais n'est pas strictement requise pour la demande d'investissement de RTE à la CRE. Cette annexe se concentre sur:

1. L'impact sur les marchés de gros et la concurrence en Irlande,
2. L'effet redistributif sur le consommateur de gaz en Irlande, et
3. Une étude de sensibilité supplémentaire sur les batteries demandée par le CRU.

A12.1 Impact sur le marché de gros et sur la concurrence en Irlande

Cette section fournit une analyse quantitative de l'impact de l'interconnexion Celtic sur le fonctionnement du marché de gros et sur la concurrence en Irlande. Les résultats ici sont basés sur la méthodologie et les simulations de modèle utilisées dans le TYNDP 2018 et le document principal de demande d'investissement.

A - Incidence sur les prix de gros

L'interconnexion accroît la concurrence sur le marché intérieur européen de l'électricité, ce qui contribue à garantir l'utilisation la plus efficace des ressources énergétiques. En tant que système insulaire à la périphérie de l'Europe, l'interconnexion avec l'Europe est particulièrement importante pour l'Irlande.

L'interconnexion Celtic facilitera les exportations irlandaises pendant les périodes de forte production de sources renouvelables. Cela réduira les niveaux d'effacement des renouvelables et contribuera à maximiser les bénéfices attendus d'un investissement dans les énergies renouvelables.

L'interconnexion Celtic fournit également à l'Irlande un accès direct au marché continental, ce qui tendra à réduire les prix pendant les périodes de faible production de sources renouvelables et à réduire la volatilité des prix. Les modèles TYNDP 2018 montrent que, lors des périodes de pointe, là où, auparavant, une production de coût important aurait été nécessaire pour répondre à la demande irlandaise, l'interconnexion Celtic permet de recourir aux groupes de plus faibles coûts du marché européen pour satisfaire cette demande. Cela peut réduire le prix horaire du marché en fonction du niveau de la demande et de la disponibilité de l'installation.

Comme le montre le tableau 1, l'interconnexion Celtic réduit les prix moyens du marché en Irlande pour les trois scénarios TYNDP 2018 alors que ces prix augmentent pour le scénario « progression la plus lente ». La variation des résultats entre les scénarios est due aux différences de mix de production et de prix des combustibles selon les scénarios.

Table 39: Changements dus à Celtic dans les prix moyens du marché pondérés en fonction de la charge en Irlande

| 2030 Scenario | Sans Celtic (€/MWh) | Avec Celtic (€/MWh) | Différence (€/MWh) |
|------------------------|---------------------|---------------------|--------------------|
| Sustainable Transition | 83.7 | 78.3 | -5.3 |
| Distributed Generation | 65.4 | 64.6 | -0.7 |
| EUCO | 61.8 | 60.7 | -1.1 |
| Slowest Progress | 55.8 | 57.9 | 2.1 |

La méthodologie TYNDP ACB utilise les coûts marginaux de court terme (SRMC) pour représenter les enchères des producteurs et les prix marginaux pour prévoir les prix futurs de l'électricité. Cela

découle de la théorie du coût marginal qui prédit que, dans un marché concurrentiel, les prix seront établis en fonction du coût du MW supplémentaire, le moins cher, disponible. Dans les systèmes à forte pénétration de sources d'énergie renouvelables à faible coût, pendant les périodes où la production d'énergies renouvelables doit être effacée, cela peut conduire à de longues périodes avec un prix nul (ou très faible), ce qui signifie que les groupes fonctionnant pendant ces périodes ne reçoivent pas de revenus. Dans la mesure où cela rendra plus difficile pour les producteurs de recouvrer les coûts sur le marché, des niveaux élevés de réduction et de tarification nulle peuvent entraîner :

- une augmentation des subventions versées,
- un manque de signaux d'investissement efficaces et
- une volatilité élevée du marché.

Les résultats montrent que l'Interconnexion Celtic réduira considérablement les effacements d'ENR et la fréquence des périodes de prix nuls difficiles à gérer.

La figure 1 montre l'impact de l'interconnexion Celtic sur les différents niveaux de prix du marché en Irlande et est basée sur la moyenne des quatre scénarios. Comme l'interconnexion Celtic réduit les effacements dans tous les scénarios, il y a également une diminution des périodes de prix zéro dans tous les scénarios. Il y a une augmentation de la fréquence des prix modérés et une réduction de la fréquence des prix élevés, car l'Interconnexion Celtic permet à l'Irlande d'importer de la production à moindre coût du continent pendant les périodes de faible production des ENR. Cette tendance générale est la même dans tous les scénarios, mais comme il existe une surcapacité et des prix des combustibles bas dans le scénario « progression la plus lente », il n'y a pas de périodes de prix élevés en Irlande dans le scénario de base sans l'interconnexion Celtic. C'est pourquoi le prix moyen augmente dans ce scénario.

Cet impact sur les prix illustre l'effet positif que l'interconnexion Celtic aura sur le marché de l'électricité en Irlande. Cela conduira à des prix moyens plus bas, réduira la volatilité des prix et améliorera également la stabilité du marché.

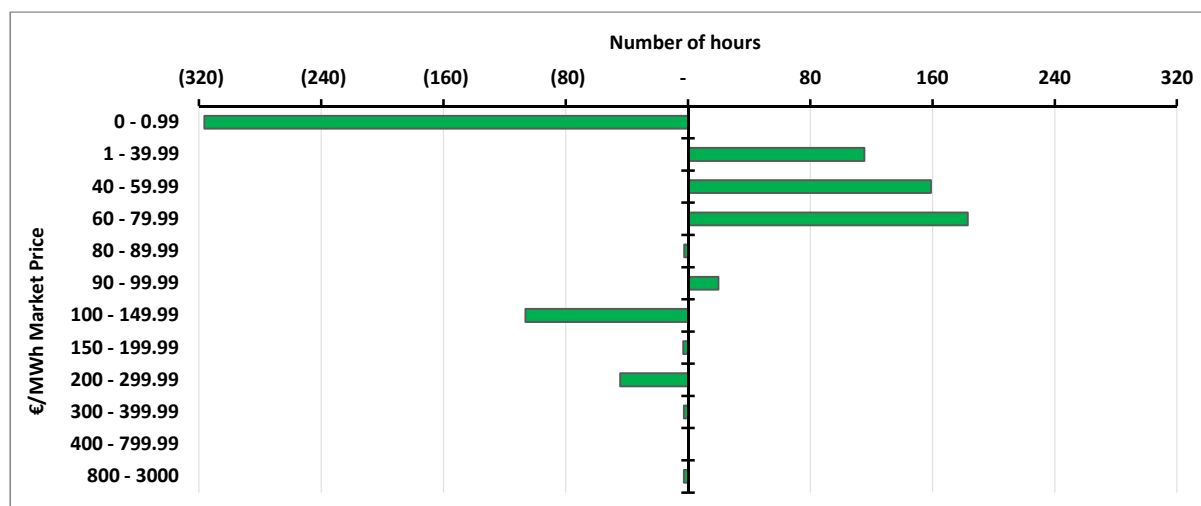


Figure 36: Impact moyen de l'Interconnexion Celtic sur les prix horaires de marché en Irlande dans tous les scénarios 2030

Impact sur les services auxiliaires et les marchés de capacité

L'interconnexion Celtic devrait participer (ou faciliter la participation transfrontalière) aux marchés de capacités et des services auxiliaires en Irlande. En plus de participer à ces marchés, comme indiqué précédemment, l'interconnexion Celtic facilitera l'utilisation efficace d'autres sources d'énergie, améliorera la stabilité du marché de l'énergie et permettra une combinaison optimale de production,

de stockage et de gestion de la demande en Irlande. Cela contribuera également à ce que les marchés de la capacité et des services auxiliaires soient efficaces en favorisant la concurrence et contribuera à générer de la valeur pour les consommateurs irlandais.

B - Impact sur les différents types de productions

Les figures 2 à 8 illustrent l'évolution sur la répartition et les revenus du marché pour chaque type de production en Irlande, suite à la mise en service de l'interconnexion Celtic, pour chacun des quatre scénarios modélisés.

Conséquence sur la production ENR

Le Table 40 montre que l'interconnexion Celtic entraîne une forte augmentation de la production d'énergie éolienne, car il réduit les effacements en Irlande. Cette réduction des effacements des énergies renouvelables contribuera à maximiser les bénéfices attendus de la politique nationale en matière d'énergie renouvelable en Irlande.

Table 40: Effet de l'interconnexion celtique sur l'intégration des sources d'énergie renouvelables en Irlande.

| 2030 Scenario | Installed Wind (GW) | Additional RES Generation (GWh) | Curtailement Reduction (%) |
|------------------------|---------------------|---------------------------------|----------------------------|
| Sustainable Transition | 6.2 | 833 | 2.3% |
| Distributed Generation | 6.2 | 867 | 2.2% |
| EUCO | 5.2 | 711 | 2.4% |
| Slowest Progress | 5.1 | 641 | 2.1% |

Conséquence sur la production de pointe

L'interconnexion Celtic permettra à l'Irlande d'importer de la production continentale moins chère au lieu d'utiliser des combustibles coûteux (fioul léger) en Irlande pendant les périodes de faible production des ENR ou avec une faible marge. Cela réduit l'utilisation de ces combustibles dans les scénarios d'environ 11 GWh / an. Comme indiqué ci-dessus, il s'en suit une diminution des prix moyens et de la volatilité des prix en Irlande.

Conséquence sur la production gaz

La production de gaz devrait augmenter dans tous les scénarios pour 2030 par rapport aux niveaux actuels de production au gaz. L'interconnexion Celtic tend à réduire la production au gaz car elle

Celtic Interconnector – Demande d'investissement

facilite l'importation de production à moindre coût en provenance du continent pendant les périodes de faible production de sources d'énergie renouvelables.

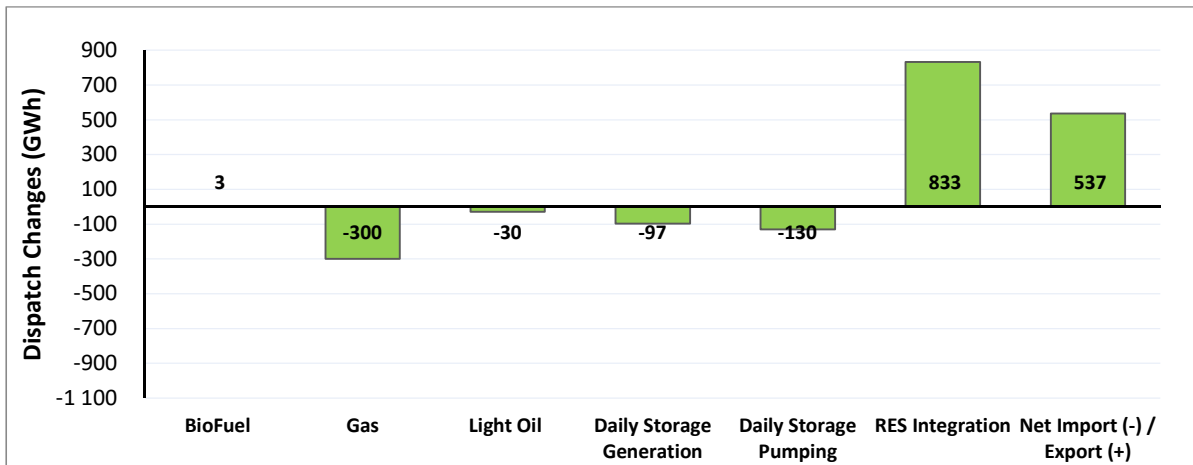


Figure 37: Modifications des appels à la production pour le Scenario Sustainable Transition

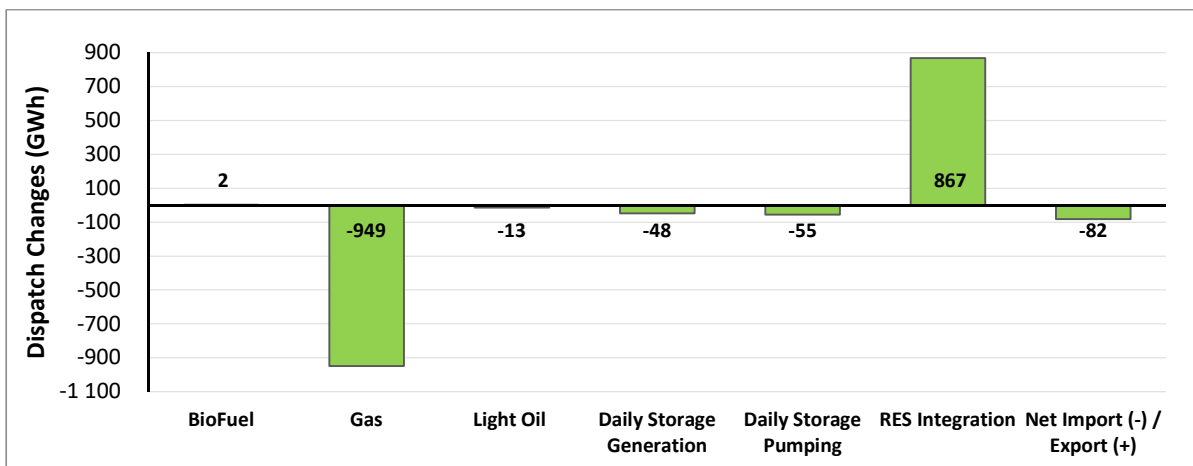


Figure 38: Modifications des appels à la production pour le Scenario Distributed Generation

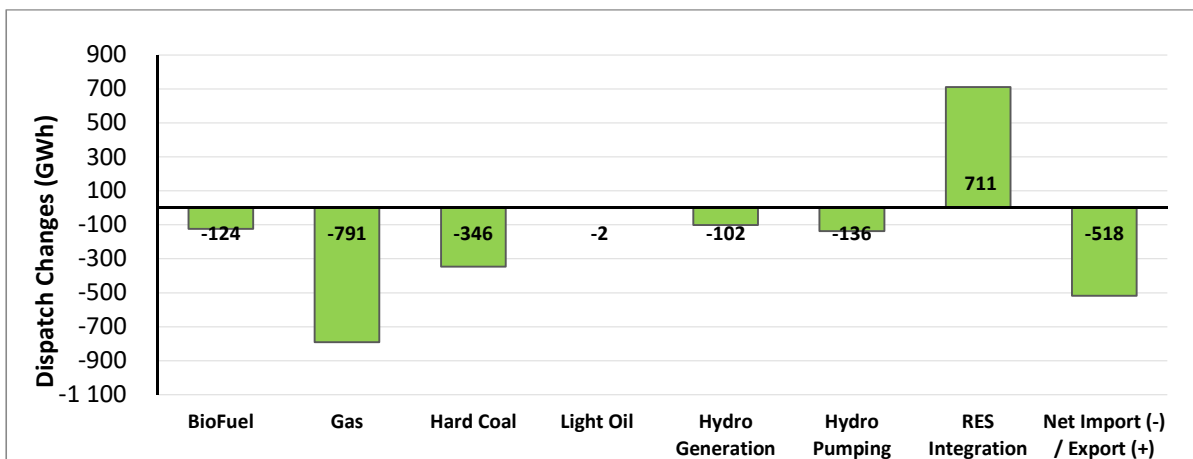


Figure 39: Modifications des appels à la production pour le Scenario EU CO

Celtic Interconnector – Demande d'investissement

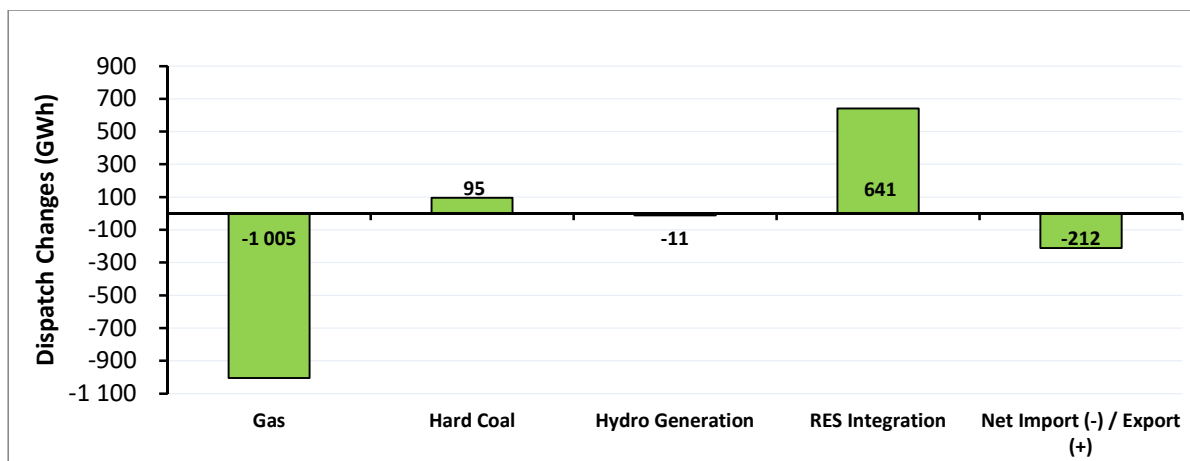


Figure 40: Modifications des appels à la production pour le Scenario « Slowest Progress »

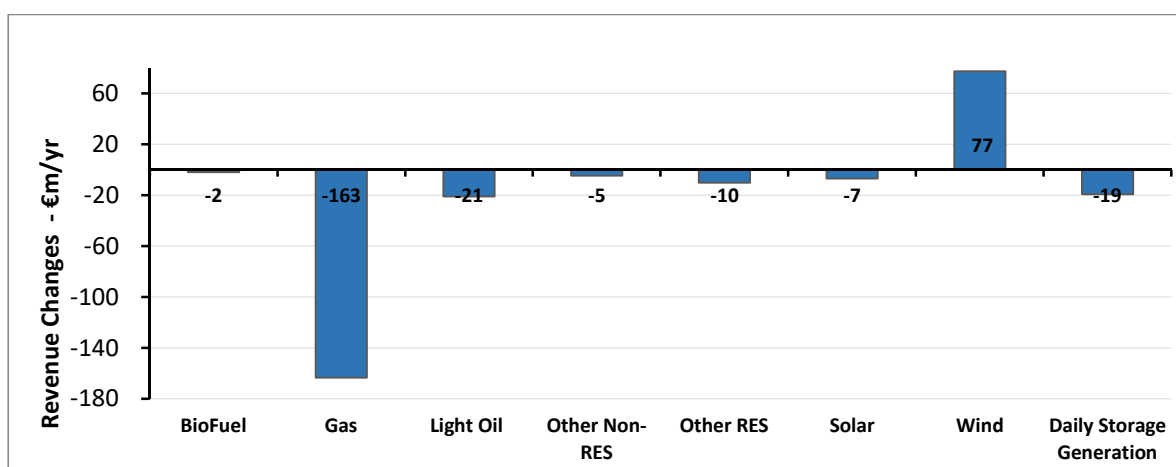


Figure 41: Variations des revenus des producteurs pour le scénario « Sustainable Transition »

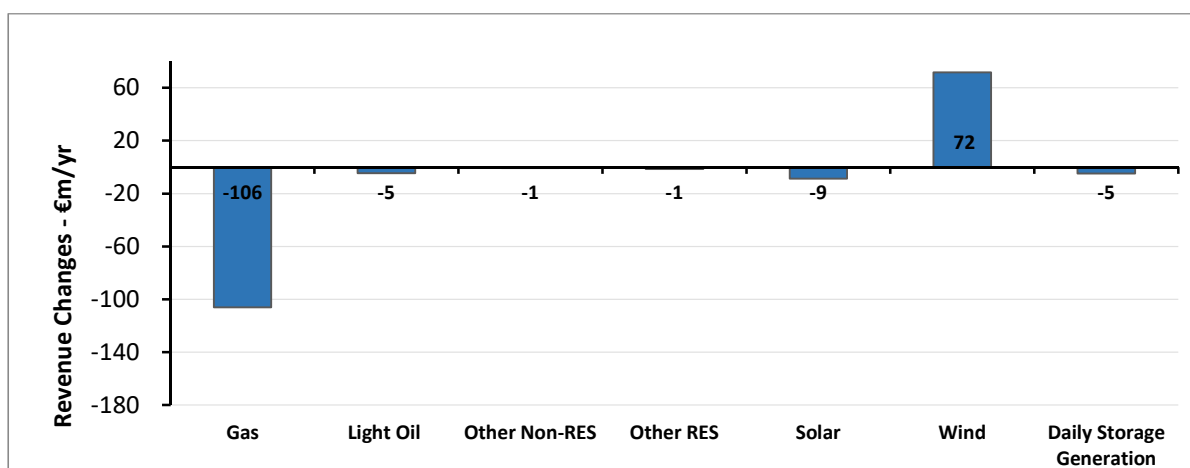


Figure 42: Variations des revenus des producteurs pour le scénario « Distributed Generation »

Celtic Interconnector – Demande d'investissement

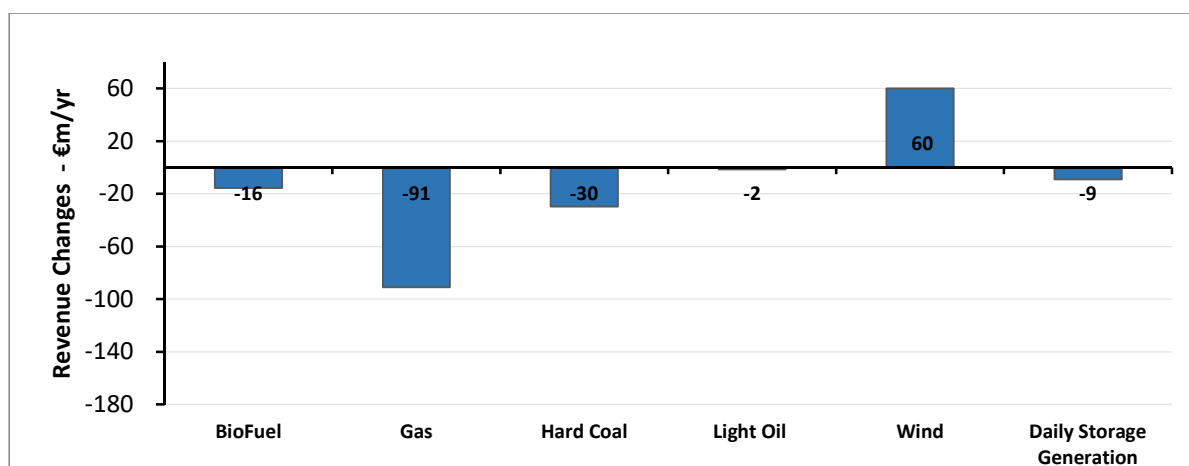


Figure 43: Variations des revenus des producteurs pour le scénario « EUCO »

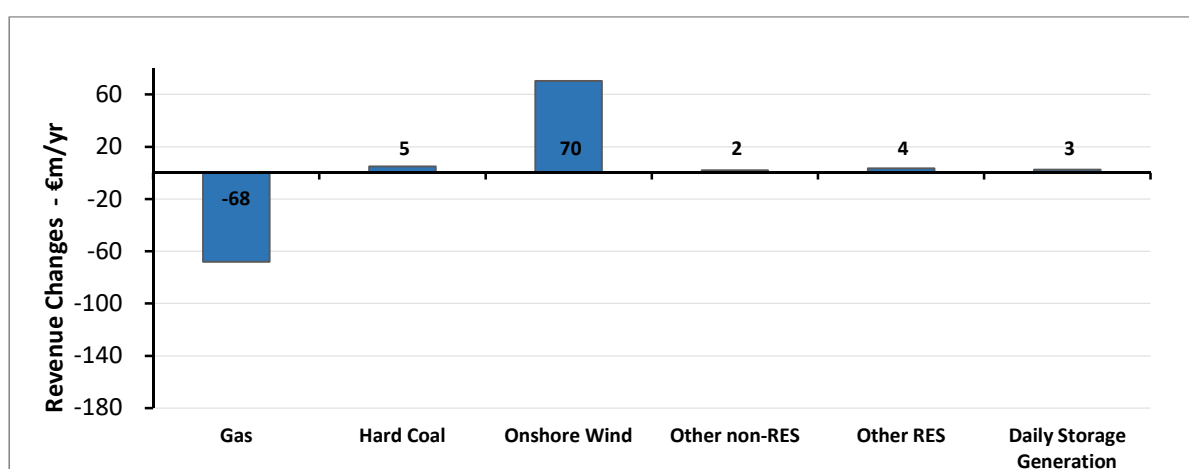


Figure 44: Variations des revenus des producteurs pour le scénario « Slowest Progress »

C - Coût de transaction utilisé dans le modèle pour éviter le commerce « sans friction »

L'ENTSO-E dans le TYNDP 2018 a utilisé un péage de 0,01 € / MWh comme coût de transaction approprié dans les simulations du modèle. Des tests ont montré que ce coût-seuil de 0,01 € / MWh est suffisant pour éviter des flux de boucle irréalistes entre régions.

Une étude de sensibilité utilisant un péage de 1,5 € / MWh a été réalisée pour vérifier que le coût de base du modèle de base à 0,01 € / MWh était satisfaisant. Les résultats de cette analyse de sensibilité montrent que l'impact sur le SEW est minimal pour les scénarios TYNDP 2018. Par conséquent, la charge minimale de 0,01 € / MWh utilisée dans l'analyse principale a été fixée à un niveau approprié pour éviter les échanges sans friction. Il convient également de noter que les pertes dues à l'interconnexion sont également comptabilisées séparément dans la méthodologie ACB.

Table 41: Impact de la sensibilité au péage sur les valeurs SEW du projet (moyenne de PLEXOS et ANTARES)

| €/year | Base | €1.5/MWh Hurdle Cost Sensitivity | Difference |
|------------------------|------|----------------------------------|------------|
| Sustainable Transition | 91 | 87 | -4 |
| Distributed Generation | 82 | 79 | -3 |
| EUCO | 76 | 74 | -2 |

*Pas d'analyse de sensibilité au coût de transaction pour le scénario Slowest Progress

D - Conséquence sur la concurrence en Irlande

Celtic renforcera la concurrence sur le marché de gros irlandais, en fournissant un accès direct au marché européen intégré de l'électricité, en import et en export.

L'indice Hirschmann Herfindahl (HHI) est l'un des indicateurs de puissance du marché les plus utilisés. Il est calculé comme la somme des carrés des parts de marchés des différents acteurs dans les marchés importants et peut varier entre 0 et 10 000. L'HHI est une mesure de la concentration globale du secteur et, en tant que telle, de la capacité d'un groupe de participants au marché à exercer conjointement un pouvoir de marché.

Le tableau 4 est basé sur les valeurs indiquées dans le document de décision SEM-16-039 du Comité du Marché Unique de l'Electricité. Les valeurs à gauche donnent les résultats HHI sans Celtic et les valeurs à droite donnent le résultat HHI lorsque Celtic est pris en compte dans le calcul. La réduction du HHI montre que l'interconnexion réduira le pouvoir de marché et améliorera la concurrence.

Celtic augmentera la concurrence sur les marchés de l'énergie, de la capacité et des services auxiliaires, ce qui améliorera leurs fonctionnements et créera de la valeur pour le consommateur.

Table 42: HHI calcul avec et sans le projet Celtic

| | Sans Celtic | | | Avec Celtic | | |
|-------------------------------|---------------|----------------|------------------|---------------|----------------|------------------|
| | Capacité (MW) | Part de Marché | HHI Contribution | Capacité (MW) | Part de Marché | HHI Contribution |
| ESB PG (Non Wind) | 4073 | 36% | 1264 | 4073 | 34% | 1122 |
| SSE (Non Wind) | 1264 | 11% | 122 | 1264 | 10% | 108 |
| AES | 1022 | 9% | 80 | 1022 | 8% | 71 |
| Viridian Huntstown 1&2 | 736 | 6% | 41 | 736 | 6% | 37 |
| NIE PPB | 587 | 5% | 26 | 587 | 5% | 23 |
| BG Energy | 444 | 4% | 15 | 444 | 4% | 13 |
| Tynagh Energy | 386 | 3% | 11 | 386 | 3% | 10 |
| BnM | 234 | 2% | 4 | 234 | 2% | 4 |
| Aughinish | 162 | 1% | 2 | 162 | 1% | 2 |
| Other dispatchable generators | 185 | 2% | | 185 | 2% | |
| Demand Side | 235 | 2% | | 235 | 2% | |
| NI Interconnection | 450 | 4% | 15 | 450 | 4% | 14 |
| IE Interconnection | 500 | 4% | 19 | 1200 | 10% | 97 |
| Total wind (installed x 0.33) | 1179 | 10% | | 1179 | 10% | |
| Total | 11457 | 100% | 1600 | 12157 | 100% | 1501 |

A12.2 Effet redistributif sur le consommateur de gaz en Irlande

Cette partie présente une évaluation conduite par EY, à la demande d'EirGrid, sur la base des résultats de l'analyse détaillée dans la demande d'investissement principale, de l'impact de Celtic sur le consommateur de gaz en Irlande. La production de gaz devrait augmenter dans chacun des scénarios de base, car elle remplace une autre production thermique émettrice de CO₂ qui devrait sortir du marché d'ici 2030.

A - Réduction sur les coûts du Système Electrique

La variation annuelle de la valeur nette du SEW en Irlande due à Celtic est divisée par la production annuelle totale d'électricité pour obtenir une réduction du coût de l'électricité en € / MWh.

Les économies annuelles nettes sur les coûts de système seront de l'ordre de 17,8 à 46,6 millions d'euros, si une subvention correspondant à 50% du coût du projet est octroyée, contre 3,6 à 32,4 millions d'euros par an, sans la subvention.

B - Conséquence sur les factures d'électricité

La réduction de la facture pour le consommateur national moyen est estimée entre 2,80 et 5,60 € par an si la subvention est octroyée à hauteur de 50% du coût du projet. Cela se compare à une réduction comprise entre 0,60 € et 3,90 € par an, sans subvention. Cet impact s'ajoute aux bénéfices que l'industrie tire d'une productivité accrue.

C - Conséquence sur les consommateurs gaz

Estimation de l'impact sur les factures de gaz

Dans tous les scénarios modélisés, l'utilisation de gaz augmentera d'ici 2030, que Celtic soit construit ou non. Sur cette base, le coût fixe de l'infrastructure du réseau de gaz sera réparti sur le plus grand nombre d'unités au gaz utilisées et n'augmentera donc pas au niveau du client domestique. L'introduction de Celtic entraînera une réduction de la quantité totale de gaz nécessaire dans le système par rapport aux volumes prévus par les scénarios TYNDP pour 2030, mais pas par rapport à l'utilisation actuelle.

La réduction de la production au gaz par rapport au scénario de base due à l'interconnexion Celtic devrait se situer entre 2% (Sustainable Transition) et 6% (Distributed Generation et EUCCO). Selon les statistiques des organisations de la société civile, 63% de tout le gaz est utilisé pour la production d'électricité. En réduisant la quantité nécessaire pour la production d'électricité et en supposant que la quantité nécessaire pour les utilisations commerciales et domestiques reste la même, il est possible de calculer le total des besoins en gaz.

En supposant que le coût fixe du réseau gazier de 175 millions d'euros (basé sur le rapport annuel 2017 d'Ervia) soit réparti de manière égale sur tous les consommateurs de gaz, cela impliquerait une augmentation possible des coûts de la facture annuelle de gaz des ménages comprise entre 0,45 euro (Sustainable Transition) et 1,38 euro. (Distributed Generation et EUCCO) en 2030 par rapport au coût qui aurait été payé si l'interconnexion Celtic n'était pas construite.

Conséquence globale sur les ménages

Le CRU estime que la facture annuelle moyenne de gaz domestique est actuellement de 780 €. Selon les scénarios proposés, plus de gaz sera utilisé en 2030, avec ou sans l'interconnexion Celtic, qu'aujourd'hui.

Avec Celtic en exploitation et la réduction conséquente de l'utilisation de gaz pour la production d'électricité, la hausse des prix due à cette réduction de la consommation de gaz (par rapport à aujourd'hui) pourrait se situer entre 0,06% et 0,18% de la facture de gaz moyenne actuelle. Ceci est basé sur l'hypothèse que toute augmentation des coûts serait entièrement répercutée sur le consommateur. En tant que tel, ceci devrait être considéré comme une estimation de l'augmentation maximale possible, dans la mesure où les fournisseurs de gaz peuvent chercher à absorber une partie des coûts supplémentaires afin d'éviter de perdre des parts de marché.

Sur cette base, il est clair que l'impact de Celtic devrait être faible par rapport à d'autres facteurs ayant une incidence sur la facture de gaz.

Examen de l'impact historique des interconnexions électriques sur les réseaux de gaz

À la suite d'un examen des documents pertinents (y compris ceux relatifs à EWIC), il n'a pu être trouvé aucune preuve directe de l'impact d'autres interconnexions similaires sur les réseaux gaziers. Il a été reconnu dans la détermination du contrôle des prix du PC3 (couvrant la période 2012-2017) qu'EWIC pouvait parfois «remplacer la production au gaz». Cependant, en 2014, le régulateur irlandais a signalé que les volumes à la pointe dans le réseau terrestre de transport du gaz en 2014/15 seraient supérieurs de 13,7% aux prévisions de la PC3, mais les volumes totaux seraient inférieurs de 3,9%. Il est probable que les volumes et les charges des réseaux de gaz au cours de cette période ont été influencés par un large éventail de facteurs, notamment:

- la croissance économique,
- la production de gaz Corrib est entrée en production,
- l'utilisation croissante des énergies renouvelables, et
- l'escalade du prix « plancher » du carbone en Grande-Bretagne.

A12.3 Etude de sensibilité aux batteries dans le SEM

La CRU a demandé une étude de sensibilité visant à évaluer l'impact de 700 MW de batteries en Irlande comme alternative potentielle à l'interconnexion Celtic. Cette section présente la configuration du modèle et les résultats de cette analyse.

A - Calage du modèle et hypothèses

Les mêmes scénarios et le même modèle que ceux utilisés dans la principale analyse coûts-avantages ont été utilisés dans cette analyse de sensibilité. Au lieu d'ajouter Celtic, l'effet de l'ajout de 700 MW de batteries en Irlande a été analysé pour chaque scénario.

B - Résultats de l'analyse de sensibilité avec batteries

Table 43 montre que, comme alternative potentielle au Celtic Interconnector, 700 MW de batteries en Irlande apporteraient des avantages bien moindres pour l'Irlande et l'Europe. Ceci s'applique aux SEW et à l'intégration des ENR. Cela apporterait également moins en termes de sécurité et de diversité d'approvisionnement qu'une interconnexion directe avec le marché européen.

Table 43: Comparaison des résultats avec 700 MW de batteries additionnelles de 700 MW of batteries et avec l'interconnexion Celtic

| | Europe SEW - €/year | | | Ireland SEW - €/year | | | Statistiques Batteries | |
|------------------------|---------------------|------------------|------------|----------------------|---------------|------------|---|-------------------------------------|
| | Celtic | +700MW Batteries | Difference | SEW Celtic | SEW Batteries | Difference | Durée de fonctionnement des batteries (h) | Volume d'ENR supplémentaire intégré |
| Sustainable Transition | 91 | 12 | -79 | 74 | 27 | -47 | 761 hrs/yr | 112 GWh |
| Distributed Generation | 82 | 15 | -67 | 57 | 15 | -42 | 769 hrs/yr | 126 GWh |
| EUCO | 76 | 15 | -61 | 47 | 11 | -36 | 698 hrs/yr | 3 GWh |
| Slowest Progress | 66 | 9 | -57 | 43 | 10 | -33 | 589 hrs/yr | 3 GWh |
| Average | 79 | 13 | -66 | 55 | 16 | -39 | 704 hrs/yr | 61 GWh |

Celtic Interconnector – Demande d'investissement

Le SEW annuel moyen pour l'Irlande sur les 700 MW de batteries supplémentaires est de 16 M €. Le SEW annuel moyen pour l'Irlande provenant de Celtic Interconnexion est beaucoup plus élevé, à 55 M €.

L'ajout de 700 MW de batteries au système irlandais facilite en moyenne l'intégration de 61 GWh dans les énergies renouvelables. Cela se compare à une intégration RES supplémentaire de 641 à 867 GWh, facilitée par l'interconnexion Celtic en 2030.

En comparant Celtic Interconnexion avec une alternative potentielle de 700 MW de batteries, Celtic Interconnexion a un impact plus bénéfique sur les prix du marché et sa stabilité. Les 700 MW supplémentaires de batteries entraînent une moindre réduction du nombre d'heures à prix nul par rapport à Celtic, comme le montre la figure 10 ci-dessous (cela correspond aux résultats de l'intégration des ENR). 700 MW de batteries supplémentaires permettent également une réduction moindre des périodes de prix élevés.

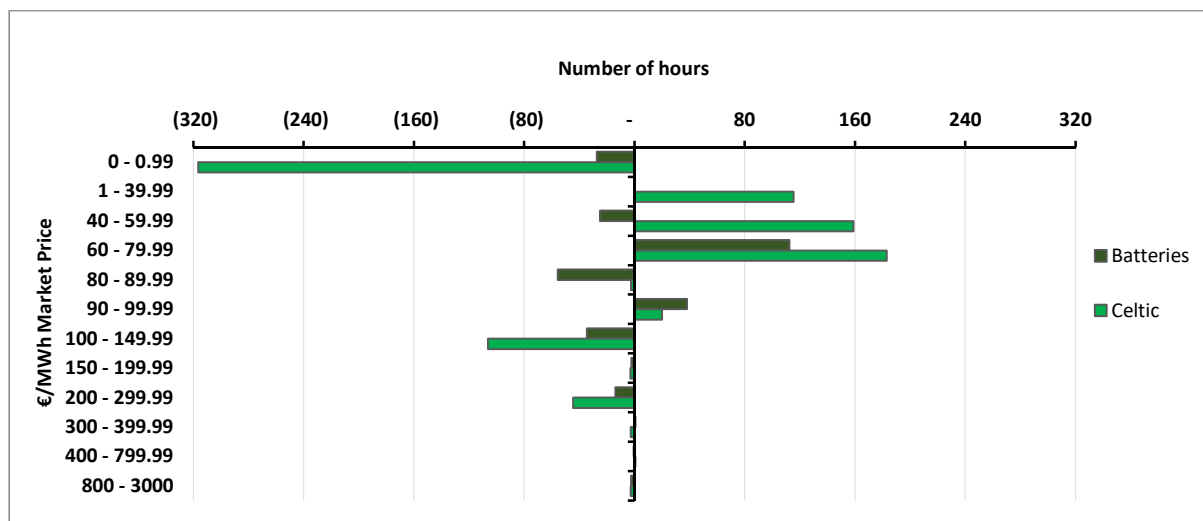


Figure 45 comparaisons des impact moyen sur les prix horaires du marché pour Celtic par rapport à + 700 MW de batteries en Irlande