



La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

## **CONSULTATION PUBLIQUE N° 2018-015 DU 20 DÉCEMBRE 2018 PORTANT SUR LA DEMANDE D'INVESTISSEMENT RELATIVE AU PROJET CELTIC INCLUANT UN PARTAGE TRANSFRONTALIER DES COÛTS**

Le 20 novembre 2018, les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité français (RTE) et irlandais (Eirgrid) ont déposé une demande d'investissement<sup>1</sup> pour le projet d'interconnexion Celtic auprès de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et de l'autorité de régulation irlandaise (la CRU). En application du règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, cette demande d'investissement inclut une demande de partage des coûts d'investissement du projet.

Le projet Celtic a été identifié en tant que Projet d'Intérêt Commun (PIC) européen en 2013<sup>2</sup>. Les PIC sont considérés comme contribuant à la mise en œuvre du marché intérieur de l'énergie, et à la réalisation des objectifs de politique énergétique de l'Union européenne (fournir une énergie sûre, compétitive et durable aux consommateurs européens). Par ailleurs, le projet Celtic revêt une importance particulière dans le contexte de la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne (UE), puisqu'il pourrait constituer, à terme, la seule interconnexion entre l'Irlande et le reste de l'UE.

La présente consultation publique vise à recueillir l'avis des parties intéressées sur les différents volets de la demande d'investissement relative au projet d'interconnexion Celtic.

A la suite de cette consultation, et de celle menée parallèlement par l'autorité de régulation irlandaise<sup>3</sup>, la CRE et la CRU prendront des décisions coordonnées relatives à la demande d'investissement ainsi qu'à la demande de répartition transfrontalière des coûts d'investissement du projet au printemps 2019.

Paris, le 20 décembre 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

---

<sup>1</sup> Dossier d'investissement des GRT

<sup>2</sup> Règlement délégué (UE) n° 1391/2013 de la Commission du 14 octobre 2013

<sup>3</sup> [https://www.cru.ie/document\\_group/celtic-electricity-interconnector/](https://www.cru.ie/document_group/celtic-electricity-interconnector/)

20 décembre 2018

### Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le vendredi 15 février 2019 :

- par courrier électronique, au format Word, à l'adresse suivante : [dr.cp8@cre.fr](mailto:dr.cp8@cre.fr) ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE ([www.cre.fr](http://www.cre.fr)), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE et seront partagées avec la CRU et l'ACER.

**Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise.** Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

**En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée,** sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

# SOMMAIRE

<b>1.</b>	<b>CONTEXTE .....</b>	<b>5</b>
1.1	CADRE EUROPÉEN POUR LE DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS.....	5
1.1.1	Le Règlement (UE) n° 347/2013.....	5
1.1.2	La recommandation de l'ACER n° 5/2015.....	5
1.2	CADRE JURIDIQUE FRANÇAIS .....	5
1.3	SAISINE DES GRT .....	6
1.4	DESCRIPTION DU PROJET .....	6
1.4.1	Caractéristiques techniques .....	6
1.4.2	Calendrier de réalisation du projet .....	6
<b>2.</b>	<b>METHODOLOGIE D'ESTIMATION DES BENEFICES PRÉVISIONNELS.....</b>	<b>6</b>
2.1	SCÉNARIOS D'ÉVOLUTION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE .....	6
2.1.1	Scénarios du TYNDP de l'ENTSO-E utilisés par les GRT .....	6
2.1.2	Analyse préliminaire de la CRE .....	8
2.2	COÛTS ET BÉNÉFICES ÉTUDIÉS.....	9
2.2.1	Méthodologie d'analyse coûts-bénéfices de l'ENTSO-E .....	9
2.2.2	Proposition des GRT .....	10
2.2.3	Analyse de la CRE .....	11
2.3	VALEUR ACTUELLE NETTE.....	11
2.3.1	Proposition des GRT .....	11
2.3.2	Analyse de la CRE .....	12
2.4	ANALYSES DE SENSIBILITÉ.....	12
2.4.1	Proposition des GRT .....	12
2.4.2	Analyse préliminaire de la CRE .....	12
<b>3.</b>	<b>RÉSULTATS DE L'ANALYSE COÛTS-BÉNÉFICES.....</b>	<b>13</b>
3.1	ESTIMATION DES COÛTS ET DES BÉNÉFICES DU PROJET.....	13
3.1.1	Estimation des coûts .....	13
3.1.2	Coûts des pertes électriques.....	13
3.1.3	Bien-être socio-économique (SEW).....	14
3.1.4	Sécurité d'approvisionnement .....	15
3.1.5	Bénéfices non monétisés .....	16
3.2	CALCUL DE LA VAN DU PROJET .....	16
3.2.1	Analyse des GRT .....	16
3.2.2	Analyse préliminaire de la CRE .....	16
3.3	ANALYSES DE SENSIBILITÉ.....	17
3.3.1	Analyse des GRT .....	17

3.3.2	Analyse préliminaire de la CRE .....	18
3.4	CONCLUSION PRÉLIMINAIRE SUR L'ANALYSE COÛTS-BÉNÉFICES DU PROJET .....	18
<b>4.</b>	<b>REPARTITION TRANSFRONTALIÈRE DES COÛTS D'INVESTISSEMENT DU PROJET .....</b>	<b>18</b>
4.1	ANALYSE COÛTS-BÉNÉFICES AUX PÉRIMÈTRES FRANÇAIS ET IRLANDAIS .....	18
4.1.1	Analyse des GRT .....	18
4.1.2	Analyse préliminaire de la CRE .....	19
4.2	PARTAGE DES COÛTS ENTRE LA FRANCE ET L'IRLANDE.....	19
4.2.1	Proposition des GRT .....	19
4.2.2	Analyse de la CRE .....	19
4.2.2.1	Répartition des bénéfices bruts du projet .....	20
4.2.2.2	Dépenses d'investissement supportées par le tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité (TURPE HTB).....	20
<b>5.</b>	<b>LISTE DES QUESTIONS POSÉES .....</b>	<b>22</b>

## 1. CONTEXTE

### 1.1 Cadre européen pour le développement des interconnexions

#### 1.1.1 Le Règlement (UE) n° 347/2013

Le Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes (« le Règlement ») vise à promouvoir l'interconnexion des réseaux européens. Il introduit notamment la notion de projet d'intérêt commun (PIC) qui, dans le domaine de l'électricité, peut concerner des infrastructures de transport, de stockage ou de réseaux intelligents (*smart grids*). Ces projets sont considérés par la Commission européenne comme contribuant à la mise en œuvre des corridors prioritaires pour la construction du marché intérieur de l'énergie.

La liste des PIC est adoptée par la Commission européenne sur proposition des groupes régionaux rattachés à chaque corridor prioritaire<sup>4</sup>. Elle est renouvelée tous les deux ans. Le projet Celtic a été identifié comme PIC en 2013, 2015 et 2017. Il est candidat à une inclusion dans la prochaine liste de PIC, qui sera adoptée en 2019.

Parmi les mesures destinées à favoriser la réalisation des PIC, le Règlement prévoit des mécanismes de financement visant à pallier les problèmes de viabilité commerciale des projets lorsque ceux-ci font obstacle à la prise de décision d'investissement. L'article 12 du Règlement dispose ainsi que, à la demande des porteurs de projet et sur la base d'une analyse des coûts et bénéfices pour les pays concernés, les autorités de régulation nationales compétentes décident, de manière coordonnée, d'une répartition des coûts d'investissement dans les six mois à compter de la réception de la dernière demande d'investissement. Cette décision ouvre la possibilité de solliciter une aide financière de l'Union européenne au titre de l'article 14 du Règlement.

Le Règlement dispose également que les porteurs de projet doivent inclure, dans leur demande d'investissement, une analyse coûts-bénéfices conforme à la méthodologie développée par le réseau européen des gestionnaires de transport d'électricité (*European Network of Transmission System Operators*, ou « ENTSO-E »). La deuxième version de cette méthodologie (« la méthodologie CBA 2.0 ») a été approuvée par la Commission européenne en septembre 2018<sup>5</sup>.

#### 1.1.2 La recommandation de l'ACER n° 5/2015

L'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Energie (ACER) a publié une recommandation le 18 décembre 2015<sup>6</sup>, définissant des bonnes pratiques pour le traitement des demandes d'investissement dans le cadre du Règlement. Elle recommande en particulier de ne procéder à une répartition des coûts différente de celle qui serait *a priori* assumée par les porteurs de projet que dans le cas où l'impact net de ce projet serait négatif pour l'un des pays hôtes.

### 1.2 Cadre juridique français

En application des dispositions du 2° de l'article L. 134-3 et du II de l'article L. 321-6 du code de l'énergie, le gestionnaire de réseau de transport (GRT) d'électricité doit transmettre pour approbation son programme annuel d'investissements à la CRE. Ce programme d'investissements inclut les projets d'interconnexion.

La CRE est donc compétente pour approuver les projets de nouvelles interconnexions électriques développées par RTE.

---

<sup>4</sup> Les Etats appartenant à un corridor prioritaire constituent un groupe régional chargé de la sélection des projets d'intérêt commun, auquel participent des représentants des Etats membres, des autorités nationales de régulation et des opérateurs de réseau, ainsi que la Commission européenne, l'Agence pour la Coopération des Régulateurs de l'Energie (ACER) et le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E).

<sup>5</sup> <https://docstore.ENTSO-E.eu/Documents/TYNDP%20documents/Cost%20Benefit%20Analysis/2018-10-11-tyndp-cba-20.pdf>

<sup>6</sup> [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2005-2015.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2005-2015.pdf)

### **1.3 Saisine des GRT**

A la suite des études préparatoires, RTE et le GRT irlandais (Eirgrid) ont saisi en septembre 2018 la CRE et la CRU d'une première demande d'investissement. De nombreux échanges ont eu lieu entre les porteurs de projet et les autorités de régulation s'agissant notamment des éléments permettant de mener une évaluation approfondie du projet dans l'objectif de décider d'une répartition des coûts d'investissement entre la France et l'Irlande.

Compte tenu des éléments complémentaires transmis par les GRT à la suite de ces échanges, le dossier a été considéré comme complet par les autorités de régulation le 20 novembre 2018, date à laquelle le délai d'instruction de six mois prévu par le Règlement a commencé à courir. Ce dossier de demande d'investissement est publié en annexe de la présente consultation.

### **1.4 Description du projet**

#### **1.4.1 Caractéristiques techniques**

Le projet Celtic consiste en une liaison à courant continu à haute tension (CCHT) sous-marine d'environ 500 km, d'une capacité de 700 MW entre les postes de Knockraha en Irlande et de La Martyre en France. Outre la liaison sous-marine, le projet comporte, pour chaque pays, les éléments suivants :

- Un point d'atterrage où la liaison sous-marine arrive à terre ;
- Une liaison terrestre CCHT (souterraine) entre le point d'atterrage et une station de conversion ;
- Une station de conversion ;
- Une liaison terrestre en courant alternatif à haute tension (souterraine) entre la station de conversion et le point de connexion au réseau ;
- Un point de raccordement à un poste électrique existant sur le réseau de transport.

Celtic a une capacité relativement faible (700 MW) par rapport à des projets d'interconnexion comparables. Ce dimensionnement est adapté à la taille du système électrique irlandais dont l'élément d'injection et de soutirage le plus important aujourd'hui est l'interconnexion EWIC, de 500 MW. La capacité de l'interconnexion a été déterminée de manière à éviter des renforcements du réseau et des changements dans l'exploitation du système (par exemple, augmentation du niveau de capacités de réserve requis) trop importants en Irlande.

Par ailleurs, la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne ferait de Celtic l'unique interconnexion entre l'Irlande et le reste de l'UE.

#### **1.4.2 Calendrier de réalisation du projet**

RTE et Eirgrid ont achevé les études de faisabilité préliminaire en 2014, puis de faisabilité en 2016. Le projet est actuellement en phase de conception initiale et pré-consultation. Celle-ci devrait s'achever en 2019. Selon le calendrier des GRT, la phase de conception détaillée et d'obtention des autorisations s'étendra jusqu'en 2021, puis le projet entrera en construction en 2021, pour une mise en service prévue début 2026.

## **2. METHODOLOGIE D'ESTIMATION DES BENEFICES PRÉVISIONNELS**

### **2.1 Scénarios d'évolution du système électrique**

#### **2.1.1 Scénarios du TYNDP de l'ENTSO-E utilisés par les GRT**

L'association européenne des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E) établit tous les deux ans un plan décennal de développement des réseaux de transport (*Ten-Year Network Development Plan* – TYNDP).

Ce plan s'appuie sur plusieurs scénarios d'évolution du système énergétique européen, qui portent sur les profils de demande, les capacités de production installées, ou encore les prix des combustibles. L'ACER recommande

20 décembre 2018

notamment aux promoteurs de projets d'interconnexion d'utiliser ces scénarios pour réaliser l'analyse coûts-bénéfices de leurs projets, tout en notant que des scénarios additionnels peuvent également être utilisés.

L'édition la plus récente du TYNDP (TYNDP 2018<sup>7</sup>) inclut un scénario pour l'année 2025, et trois scénarios pour les années 2030 et 2040, alors que l'édition précédente (TYNDP 2016) proposait un scénario pour l'année 2020 et quatre scénarios pour l'année 2030.

Pour les analyses coûts-bénéfices du projet Celtic, les GRT utilisent le scénario *Best Estimate* (BE 2025) du TYNDP 2018 pour modéliser l'année 2025<sup>8</sup>. L'évaluation des bénéfices pour l'année 2030 repose sur les quatre scénarios suivants :

- *Sustainable Transition* (ST) du TYNDP 2018 ;
- *Distributed Generation* (DG) du TYNDP 2018 ;
- *European Commission* (EuCo) du TYNDP 2018 ;
- *Vision 1* du TYNDP 2016.

Les scénarios ST, DG et EuCo supposent tous que les objectifs européens en termes de transition énergétique, établis par le Conseil européen en 2014, seront atteints en 2030. Dans le scénario ST 2030, ces objectifs sont réalisés à l'aide de réglementations nationales, du marché européen du carbone et de subventions publiques. Le scénario DG 2030 suppose quant à lui que l'atteinte des objectifs passe principalement par un fort développement de la production décentralisée (dont les coûts sont supposés compétitifs et dont la valeur est accrue du fait d'un mécanisme EU-ETS renforcé), notamment du photovoltaïque et des systèmes de stockage par batteries. Enfin, le scénario EuCo 2030 est le scénario de référence établi par la Commission européenne. Il modélise une situation où, outre les cibles à 2030 établies par le Conseil européen en 2014, un objectif d'efficacité énergétique de 30% est également atteint.

A la demande des régulateurs, les GRT ont également analysé dans leur demande d'investissement un scénario dans lequel les émissions de CO<sub>2</sub> ont une évolution jusqu'en 2030 plus proche des tendances passées. Le scénario *Vision 1* du TYNDP 2016 a été retenu pour étudier l'intérêt du projet dans un contexte d'évolution tendancielle du système énergétique européen.

Le tableau ci-dessous résume certaines des principales hypothèses des scénarios pris en compte dans l'analyse. L'ensemble des hypothèses est disponible sur le site de l'ENTSO-E<sup>9</sup>.

---

<sup>7</sup> Le TYNDP a été mis en consultation par l'ENTSO-E le 3 août 2018, et envoyé pour avis à l'ACER le 28 novembre 2018 (voir <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>).

<sup>8</sup> Les bénéfices du projet ne sont calculés qu'à partir de 2026, date de mise en service prévisionnelle de l'interconnexion. Le scénario BE 2025 est donc uniquement utilisé pour interpoler les résultats entre 2025 et 2030.

<sup>9</sup> <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/scenario-report/>

Scéna- rio	BE 2025		ST 2030		DG 2030		EuCo 2030		V1 2030	
	France	Irlande	France	Irlande	France	Irlande	France	Irlande	France	Irlande
Capaci- tés d'éo- lien et de PV instal- lées (GW)	51,3	6,7	74,9	8,6	84,9	12,9	53,7	7,7	34	6,3
Capaci- tés nu- cléaire s instal- lées (GW)	52,2	0	37,6	0	37,6	0	59,5	0	57,6	0
Con- somma- tion an- nuelle (TWh)	473	43	467	46	475	49	501	42	447	39
Prix du CO <sub>2</sub> (€/ton- ne)	25,7		84,3		50		27		17	

TABLEAU 1 : PRINCIPALES HYPOTHÈSES DES SCÉNARIOS POUR LA FRANCE ET L'IRLANDE<sup>10</sup>

### 2.1.2 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère que les trois scénarios du TYNDP 2018 (ST, DG et EuCo), complétés par le scénario V1 du TYNDP 2016 constituent des visions encadrantes des différents futurs possibles du système électrique européen.

En comparaison, le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) française, présentée en fin d'année 2018, prévoit une capacité nucléaire installée de l'ordre de 52 GW en 2035<sup>11</sup>, soit une capacité significativement supérieure à celle retenue dans les scénarios ST et DG et comparable à celle retenue dans les scénarios EuCo et V1.

Concernant les énergies renouvelables, le projet de PPE prévoit entre 74,4 GW et 85,3 GW d'éolien et de PV d'ici 2028. Ces chiffres sont comparables à ceux retenus dans les scénarios ST et DG du TYNDP 2018. Les scénarios EuCo et V1 du TYNDP 2016 prévoient quant à eux un développement moins rapide des énergies renouvelables.

<sup>10</sup> République d'Irlande et Irlande du Nord.

<sup>11</sup> Fermeture de 14 réacteurs de 0,9 GW et mise en service de la centrale de Flamanville.

**Question 1** Partagez-vous l'analyse de la CRE sur le caractère encadrant des quatre scénarios pris en compte par les GRT pour analyser les bénéfices du projet Celtic ?

En outre, la CRE note que les hypothèses du TYNDP relatives aux capacités d'interconnexion peuvent avoir un impact significatif sur les coûts et bénéfices simulés des nouvelles interconnexions. En particulier, le TYNDP 2018 suppose l'existence :

- D'une capacité d'interconnexion de 6,8 GW en 2030 entre la France et la Grande Bretagne. A l'heure actuelle, cette capacité n'est que de 2 GW (interconnexion IFA 2000), et devrait être portée à 4 GW avec les mises en services des projets ElecLink et IFA2. Trois projets additionnels sont actuellement à l'étude (FAB, GridLink, Aquind). Leur réalisation porterait la capacité d'interconnexion entre la France et la Grande Bretagne à 8,8 GW ;
- D'une capacité d'interconnexion de 500 MW en 2030 entre l'Irlande et la Grande Bretagne, correspondant à la capacité d'interconnexion actuellement disponible entre ces deux pays. Cette hypothèse suppose donc qu'aucune nouvelle interconnexion ne sera mise en service à cet horizon. Pour autant, la CRE note qu'un projet d'interconnexion entre l'Irlande et la Grande Bretagne, le projet GreenLink, d'une capacité de 500 MW, figure dans la liste des PIC et a récemment été déclaré comme étant dans l'intérêt des consommateurs irlandais par le régulateur irlandais dans le cadre de l'octroi de son *Initial Project Assessment* (IPA)<sup>12</sup>.

La CRE s'interroge ainsi sur le réseau de référence pertinent à prendre en compte dans les analyses coûts-bénéfices de Celtic. En particulier, il pourrait être pertinent de supposer que la capacité d'interconnexion entre l'Irlande et la Grande Bretagne sera de 1000 MW à l'horizon 2030, au regard de l'état d'avancement du projet GreenLink.

**Question 2** Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE selon laquelle une capacité de 1000 MW à l'horizon 2030 entre l'Irlande et la Grande Bretagne semble plus adaptée pour analyser les coûts et les bénéfices du projet ?

## 2.2 Coûts et bénéfices étudiés

### 2.2.1 Méthodologie d'analyse coûts-bénéfices de l'ENTSO-E

Le Règlement impose à l'ENTSO-E d'établir une méthodologie pour évaluer les coûts et les bénéfices pour la collectivité européenne de tous les projets pris en compte dans le TYNDP. La première version de cette méthodologie a été approuvée par la Commission européenne en 2015 (« méthodologie CBA 1.0 »). La méthodologie désormais en vigueur est une mise à jour approuvée en septembre 2018 par la Commission européenne (« méthodologie CBA 2.0 »).

Dans le cadre de la méthodologie CBA 2.0, l'ENTSO-E calcule un certain nombre d'indicateurs, qui ne sont pas tous exprimés sous la forme d'un équivalent monétaire.

Les indicateurs monétisés utilisés dans le cadre des analyses coûts-bénéfices sont les suivants :

- **B1 – Bien-être socio-économique ou « Socio-economic welfare » (SEW)** : cet indicateur représente les économies de coûts de production permises par le projet du fait de la diminution des congestions qu'il engendre. Par construction, cet indicateur prend également en compte, d'une part, la valeur des économies

<sup>12</sup> <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2018/10/CRU18216-Greenlink-determination-paper-1.pdf>

de CO<sub>2</sub> réalisées et, d'autre part, les bénéfices retirés de la diminution de l'écrêtement des énergies renouvelables fatales.

- **B5 – Pertes électriques** : cet indicateur fournit la variation des coûts dus à la compensation des pertes électriques attribuable à la mise en service du projet d'interconnexion. Bien que cet indicateur puisse en théorie être soit positif (réduction du coût des pertes) soit négatif (augmentation de ce coût), il représente dans la majorité des cas un coût pour la collectivité.
- **B6 – Adéquation** : cet indicateur cherche à évaluer les bénéfices en termes de sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire en termes d'amélioration de la capacité du système électrique à satisfaire la demande en situation tendue. L'ENTSO-E propose deux indicateurs:
  - o L'espérance de l'énergie non distribuée (EEND, en MWh) ;
  - o La marge opérationnelle additionnelle<sup>13</sup> (en MW) dans les cas où la probabilité de défaillance obtenue dans les simulations est nulle.

En ce qui concerne les coûts, les dépenses d'investissement et les coûts d'opération et de maintenance des projets sont pris en compte. Certains coûts peuvent également provenir de l'impact de la mise en service de l'interconnexion sur le reste du système (renforcements, augmentation des réserves requises, etc.).

### 2.2.2 Proposition des GRT

L'analyse des coûts et bénéfices menée par les GRT prend en compte les paramètres suivants :

- Le bien-être socio-économique (SEW) ;
- Le coût des pertes électriques ;
- Les bénéfices en termes de sécurité d'approvisionnement ;
- Les dépenses d'investissement (CAPEX) ;
- Les coûts d'opération et de maintenance (OPEX).

Les GRT ont estimé les coûts et bénéfices qu'engendrerait la mise en service de Celtic pour les années 2025 et 2030 à l'aide des modèles ANTARES et PLEXOS dont ils ont retenu la moyenne des résultats dans la demande d'investissement<sup>14</sup>. Une interpolation linéaire de ces estimations est utilisée entre 2025 et 2030, et les coûts et bénéfices simulés pour 2030 sont supposés constants à partir de cette date.

Les coûts et bénéfices en exploitation (SEW, pertes, sécurité d'approvisionnement) ont été diminués de 5% pour refléter le taux prévisionnel de disponibilité de l'interconnexion, estimé à 95% par les GRT.

Afin d'estimer les bénéfices en termes de sécurité d'approvisionnement, les GRT ont simulé l'impact que pourrait avoir le projet Celtic sur la capacité du système électrique à fournir l'intégralité de la demande électrique en tout temps et sous de nombreux aléas. Pour ce faire, les GRT ont développé une nouvelle méthodologie expérimentale, appliquée pour la première fois aux projets du TYNDP 2018, tout en soulignant que cette méthodologie ne cherche pas à refléter le fonctionnement des marchés de capacité en Europe. L'approche des GRT partage un certain nombre de points communs avec les techniques utilisées dans le *Mid Term Adequacy Forecast* (MAF) de l'ENTSOE, notamment l'utilisation de simulations de Monte Carlo s'appuyant sur 34 années climatiques construites pour les besoins du TYNDP. La méthode établie par les GRT est détaillée dans l'annexe 4.2 du dossier des GRT.

Enfin, certains bénéfices non monétisés sont décrits qualitativement par les GRT. Ces bénéfices incluent des aspects sociétaux et environnementaux, ainsi que des considérations de solidarité européenne.

<sup>13</sup> C'est-à-dire la marge supplémentaire disponible au-delà des marges de sécurité requises.

<sup>14</sup> Les résultats fournis par chacun des modèles sont disponibles en annexe 5 du dossier des GRT.

### 2.2.3 Analyse de la CRE

Les coûts et bénéfices pris en compte par les GRT sont dans l'ensemble cohérents avec la méthodologie CBA 2.0 établie par l'ENTSO-E. La CRE constate néanmoins que certains aspects de l'analyse ne suivent pas nécessairement une application stricte de cette méthodologie.

D'une part, les coûts des renforcements du réseau irlandais associés à Celtic (15,7 M€) ne sont pas pris en compte<sup>15</sup>. En outre, le projet Celtic représentera la plus grande capacité d'injection sur le réseau de transport irlandais (700 MW contre 500 MW actuellement), ce qui entrainera une augmentation du coût des réserves estimée à 5,6 M€/an par les GRT<sup>16</sup>, coût qui n'est pas pris en compte par les GRT au motif que certains bénéfices, tels que le service de *blackstart*<sup>17</sup>, ne sont pas non plus pris en compte dans l'analyse.

D'autre part, la CRE exprime un certain nombre de réserves sur la méthodologie utilisée par les GRT pour calculer les bénéfices du projet en termes d'amélioration de la sécurité d'approvisionnement. Du fait de l'aspect relativement sur-capacitaire des scénarios du TYNDP, cette méthodologie consiste notamment à réadapter les parcs des différents pays pour respecter les critères nationaux de sécurité d'approvisionnement. Par conséquent, les économies de coûts de combustibles et les bénéfices en termes de sécurité d'approvisionnement sont estimés sur la base d'hypothèses différentes, ce qui interroge sur la pertinence d'ajouter ces deux bénéfices.

En outre, les GRT n'analysent pas dans leurs simulations la rentabilité économique des centrales de production, si bien que les décisions rationnelles d'acteurs de marché en concurrence conduiraient à un parc de production différent de celui retenu. Par ailleurs, les situations de défaillance correspondent souvent à des périodes tendues pour le réseau de grand transport, si bien que des congestions nationales pourraient venir limiter la capacité d'une nouvelle interconnexion à desservir les zones dans lesquelles l'équilibre offre-demande est difficile à respecter.

Enfin, le prix auquel sont valorisées les économies d'énergie non-distribuée pourrait être dans une certaine mesure surestimé. D'une part, les mesures « post marché » (interruptible, baisse de tension, etc.), dont le coût est inférieur à la valeur de l'énergie non distribuée (END), ne sont pas prises en compte. D'autre part, les travaux récents de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) sur la valeur de l'END suggèrent qu'il pourrait être pertinent de retenir une valeur plus faible de l'END.

- |                   |   |
|-------------------|---|
| <b>Question 3</b> | Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la méthodologie proposée par les GRT pour évaluer la valeur du projet en terme de sécurité d'approvisionnement ? |
| <b>Question 4</b> | Pensez-vous que d'autres postes de bénéfices ou de coûts devraient être intégrés à l'analyse coûts-bénéfices ? Si oui, lesquels ?                             |

## 2.3 Valeur actuelle nette

### 2.3.1 Proposition des GRT

La Valeur Actuelle Nette (VAN) du projet Celtic est calculée à l'aide d'une part des coûts prévisionnels du projet, et d'autre part des bénéfices simulés (SEW et bénéfices en termes de sécurité d'approvisionnement, desquels est retranché le coût des pertes électriques) dans chacun des quatre scénarios.

Conformément à la méthodologie CBA 2.0 de l'ENTSO-E, les GRT utilisent un taux de 4% (réel) pour actualiser les coûts annuels d'investissements jusqu'à la mise en service prévisionnelle en 2026 de l'interconnexion, puis les

<sup>15</sup> Côté français, RTE affirme que la mise en service de l'interconnexion n'engendrera aucun coût de renforcement du réseau de transport breton.

<sup>16</sup> Les GRT n'attribuent cependant que 25 à 50% de ces coûts à Celtic, faisant l'hypothèse qu'une à trois fermes éoliennes de taille comparable à Celtic pourraient à terme voir le jour.

<sup>17</sup> C'est-à-dire des unités qui sont capables de démarrer sans alimentation électrique extérieure et de réapprovisionner progressivement les utilisateurs de réseau.

bénéfices nets estimés sur un horizon de 25 ans (soit jusqu'en 2050). La valeur résiduelle de l'interconnexion est supposée nulle.

### 2.3.2 Analyse de la CRE

Mis à part les réserves exprimées dans la section 2.2.3, la méthodologie utilisée par les GRT est en ligne avec la méthodologie CBA 2.0 de l'ENTSO-E.

## 2.4 Analyses de sensibilité

### 2.4.1 Proposition des GRT

Les GRT ont réalisé plusieurs analyses pour évaluer dans quelle mesure la VAN du projet Celtic est sensible aux hypothèses retenues. Face à la grande complexité des simulations portant sur l'estimation du coût des pertes électriques, ces analyses de sensibilité portent avant tout sur les économies de coûts de production permises par l'interconnexion (et dans certains cas sur la sécurité d'approvisionnement).

Les GRT ont notamment évalué les effets des variations des paramètres suivants :

- Retard dans la mise en service ;
- Variation dans les prix des combustibles fossiles et du CO<sub>2</sub> ;
- Hausse/baisse des dépenses d'investissement et/ou des coûts d'opération et de maintenance ;
- Variation dans les bénéfices en termes de sécurité d'approvisionnement ;
- Baisse des capacités de production éoliennes raccordées en 2030 au *Single Electricity Market* irlandais (- 2 GW) ;
- Découplage entre le marché britannique et le reste de l'Europe du fait du départ du Royaume-Uni de l'Union européenne (*Hard Brexit*) ;
- Prise en compte d'une interconnexion supplémentaire de 500 MW entre l'Irlande et la Grande Bretagne ;
- Prise en compte d'une capacité d'interconnexion plus faible (- 2.8 GW) entre la France et la Grande Bretagne ;
- Baisse du taux de disponibilité de l'ensemble des interconnexions entre la France et la Grande Bretagne (de 5%) ;
- Variations des capacités installées de moyens nucléaires en France (+/- 5 GW selon les scénarios) ;
- Moindre croissance de la demande d'électricité en France et en Irlande.

### 2.4.2 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère que les analyses menées par les GRT sont suffisamment nombreuses et dans l'ensemble pertinentes pour évaluer la sensibilité des résultats obtenus vis-à-vis des principales hypothèses.

**Question 5** Les analyses de sensibilité menées par les GRT vous semblent-elles couvrir l'ensemble des sources d'incertitude pertinentes concernant la valeur du projet ? Si non, certaines vous semblent-elles peu plausibles ou manquantes ?

### 3. RÉSULTATS DE L'ANALYSE COÛTS-BÉNÉFICES

#### 3.1 Estimation des coûts et des bénéfices du projet

##### 3.1.1 Estimation des coûts

###### Éléments fournis par les GRT

Les coûts d'investissement communiqués par RTE et Eirgrid sont estimés à 930 M€, avec une marge d'incertitude de -110 / +140 M€. Leur répartition géographique est supposée équilibrée entre France et l'Irlande par les GRT.

La phase de pré-construction représente un coût de 34 M€, et les 896 M€ correspondant à la phase de construction sont répartis selon la chronique suivante :

Date	2022	2023	2024	2025	2026
CAPEX (M€)	50	160	310	286	90

TABLEAU 2 : CHRONIQUE DES DÉPENSES D'INVESTISSEMENT LORS DE LA PHASE DE CONSTRUCTION

Les coûts d'exploitation et de maintenance sont estimés à 8,4 M€ par an par les GRT.

Enfin, les GRT estiment à 15,7 M€ le montant des travaux de renforcement du réseau irlandais, et entre 1,4 M€ et 2,8 M€ par an les coûts du besoin de réserves supplémentaires en Irlande imputable à la mise en service de l'interconnexion (voir annexe 3 du dossier des GRT).

###### Analyse préliminaire de la CRE

La CRE note que la marge d'incertitude sur les CAPEX fournie par les GRT est plus importante que celle retenue par l'ACER dans sa recommandation n°5/2015 qui préconise que, pour qu'un projet soit considéré comme suffisamment mature pour pouvoir bénéficier d'une décision de partage des coûts, l'incertitude sur les coûts ne doit pas dépasser +/- 10%. Cependant, la marge présentée par les GRT tient principalement aux incertitudes pesant sur les prix à l'issue du processus d'achat, et ne pourront donc pas être levées avant le lancement des appels d'offre, c'est-à-dire après la validation de la demande d'investissement par les régulateurs.

La CRE note également que la faible capacité de l'interconnexion imposée par la petite taille du système électrique irlandais rend le projet Celtic plus coûteux (1,3 Md€/GW) que d'autres projets comparables en France (0,75 Md€/GW pour IFA2, 0,9 Md€/GW pour Golfe de Gascogne, ou encore 0,8 Md€/GW pour Savoie Piémont).

Pour autant, la CRE estime que le projet présente un risque significatif de surcoûts au vu de ses caractéristiques et des éléments fournis par les GRT.

##### 3.1.2 Coûts des pertes électriques

###### Evaluations proposées par les GRT

Outre les dépenses d'investissement et les coûts d'opération et de maintenance, les simulations des GRT permettent d'estimer le coût des pertes électriques engendrées par le projet dans les différents scénarios analysés. Ces coûts sont résumés dans le tableau suivant pour les scénarios de référence retenus par les GRT.

Scénario	BE 2025	ST 2030	DG 2030	EuCo 2030	V1 2030
Pertes totales (M€/an)	17	22	22	26	29
Dont pertes sur le réseau FR (M€/an)	12	12	12	16	19
Dont pertes sur le réseau IE (M€/an)	4	11	9	8	11

TABLEAU 3 : ESTIMATION DU COÛT DES PERTES

### Analyse préliminaire de la CRE

Les résultats sont cohérents avec ceux des TYNDP 2016 (scénario V1) et 2018 (autres scénarios).

Cependant, ces résultats font l'hypothèse d'un taux de disponibilité de 100% de l'interconnexion, alors que les GRT ont estimé ce taux à 95%, du fait principalement d'incidents imprévus pouvant affecter le câble au cours de sa vie. Par conséquent, puisque le câble n'engendre pas de pertes électriques en cas d'indisponibilité, seuls 95% du coût estimé des pertes est pris en compte dans l'analyse coûts-bénéfices, en cohérence avec la proposition des GRT.

### 3.1.3 Bien-être socio-économique (SEW)

#### Evaluations proposées par les GRT

Les économies de coûts de production, qui incluent les bénéfices liés à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et à la réduction des volumes de production d'électricité d'origine renouvelable fatale écartés, constituent l'essentiel des bénéfices apportés par le projet.

Le tableau suivant récapitule les résultats obtenus par les GRT.

Scénario	BE 2025	ST 2030	DG 2030	EuCo 2030	V1 2030
SEW total (M€/an)	47	91	82	76	66
Dont SEW FR (M€/an)	18	41	38	32	38
Dont SEW IE (M€/an)	31	74	57	47	43

TABLEAU 4 : ESTIMATION DU SEW DANS LES CAS DE RÉFÉRENCE RETENU PAR LES GRT

### Analyse préliminaire de la CRE

Les résultats des GRT sont cohérents avec ceux des TYNDP 2016 (scénario V1) et 2018 (autres scénarios). Les scénarios ST et DG sont ceux dans lesquels le projet apporte le plus de bénéfices.

La CRE note que les scénarios du TYNDP, pris comme référence par les GRT, considèrent que la capacité d'interconnexion disponible entre l'Irlande et la Grande Bretagne est de 500 MW. Or une nouvelle interconnexion de

20 décembre 2018

500 MW entre l'Irlande et la Grande Bretagne pourrait être mise en service d'ici 2030 (voir section 2.1.2). Le tableau suivant détaille comment les économies prévisionnelles de coûts de combustible permises par le projet Celtic pourraient être affectées par la mise en service de cette interconnexion.

Scénario	BE 2025	ST 2030	DG 2030	EuCo 2030	V1 2030
<b>SEW total (M€/an)</b>	47	68	54	61	55
<b>Dont SEW FR (M€/an)</b>	18	34	26	30	37
<b>Dont SEW IE (M€/an)</b>	31	43	38	29	29

TABLEAU 5 : ESTIMATION DU SEW EN CAS DE MISE EN SERVICE D'UNE NOUVELLE INTERCONNEXION DE 500 MW ENTRE L'IRLANDE ET LA GRANDE BRETAGNE

En outre, de manière cohérente avec les hypothèses relatives au coût des pertes électriques, seuls 95% des bénéfices estimés dans le cadre du TYNDP sont pris en compte dans l'analyse.

### 3.1.4 Sécurité d'approvisionnement

#### Evaluations proposées par les GRT

Les GRT estiment que le projet Celtic apportera des bénéfices substantiels en termes de sécurité d'approvisionnement qui ne sont pas, selon eux, suffisamment pris en compte dans la méthodologie CBA 2.0.

Par conséquent, les GRT ont développé une méthodologie *ad hoc* cherchant à mieux capturer les bénéfices du projet liés à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement. En effet, les GRT constatent que les scénarios du TYNDP se caractérisent par de faibles volumes d'énergie non distribuée en espérance, ce qui traduit des situations de relative surcapacité. Aussi, les GRT proposent dans un premier temps de réduire les capacités de production installées de manière à ce que les indicateurs de sécurité d'approvisionnement obtenus soient cohérents avec les critères légaux en vigueur dans les pays concernés (3h/an en France, 8h/an en Irlande). Dans un second temps, les GRT calculent la diminution du volume espéré d'énergie non distribuée permise par la mise en service de l'interconnexion. Cette diminution est valorisée au coût de l'énergie non distribuée (13 k€/MWh en France, 11 k€/MWh en Irlande).

Le tableau suivant récapitule les résultats obtenus par les GRT.

Scénario	BE 2025	ST 2030	DG 2030	EuCo 2030	V1 2030
<b>Gains totaux liés à la sécurité d'approvisionnement (SoS<sup>18</sup>) (M€/an)</b>	32	42	38	24	25
<b>Dont SoS FR (M€/an)</b>	9	18	16	1	3
<b>Dont SoS IE (M€/an)</b>	16	15	14	19	19

TABLEAU 6 : ESTIMATION PAR LES GRT DES BÉNÉFICES EN TERMES DE SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT DANS LEUR CAS DE RÉFÉRENCE

<sup>18</sup> Sécurité d'approvisionnement (*Security of supply*).

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE exprime un certain nombre de réserves sur la méthodologie proposée par les GRT (cf. section 2.2.3), et ce d'autant plus que les résultats obtenus peuvent atteindre des valeurs très significatives (jusqu'à 42 M€/an pour le scénario ST 2030).

Cette valeur apparaît très incertaine et potentiellement surestimée. Aussi, si elle constitue un élément qualitatif à prendre en considération dans l'évaluation globale du projet, elle ne saurait être prise en compte en l'état pour déterminer la répartition des charges à couvrir pour les utilisateurs de réseaux français et irlandais.

**Question 6** Pensez-vous que les bénéfices en termes d'amélioration de la sécurité d'approvisionnement tels qu'estimés par les GRT devraient être pris en considération dans la décision de partage des coûts ? Si oui comment ?

### 3.1.5 Bénéfices non monétisés

Dans leur dossier de demande d'investissement, les GRT mettent également en avant un certain nombre de bénéfices qualitatifs qui, bien que difficiles à exprimer en termes monétaires, renforcent l'intérêt potentiel du projet Celtic. Ces bénéfices sont décrits dans la partie 6 du dossier des GRT. Les principaux sont :

- La solidarité européenne vis-à-vis de l'Irlande, qui se verrait doter d'un câble électrique la reliant physiquement au réseau électrique continental, lui permettant ainsi de continuer à faire partie du marché intérieur de l'énergie quelles que soient les conditions de sortie du Royaume-Uni de l'UE ;
- Des externalités en termes d'intégration du marché, de la sécurité d'approvisionnement et de développement durable qui ne seraient qu'imparfaitement captées par les indicateurs utilisés dans l'analyse coûts-bénéfices.

## 3.2 Calcul de la VAN du projet

### 3.2.1 Analyse des GRT

La demande d'investissement des GRT comprend une analyse coûts-bénéfices du projet au périmètre européen. Cette analyse prend en compte les dépenses d'investissements, les coûts d'exploitation et de maintenance, le coût des pertes électriques, les économies de coûts de combustibles pour la production d'électricité et les gains supposés en termes d'amélioration de la sécurité d'approvisionnement.

Le tableau suivant résume les résultats obtenus au périmètre européen.

Scénario	ST	DG	EuCo	V1	Moyenne
VAN (méthodologie CBA 2.0 soit sans SoS <i>ad hoc</i> )	-105	-200	-295	-420	-255
VAN (proposition des GRT avec SoS <i>ad hoc</i> )	350	220	-15	-130	106

TABLEAU 7 : VAN DU PROJET SELON LES GRT

### 3.2.2 Analyse préliminaire de la CRE

20 décembre 2018

Les résultats des GRT indiquent qu'en l'absence d'une monétisation *ad hoc* des bénéfices en termes de sécurité d'approvisionnement, la VAN du projet au niveau européen est négative dans les quatre scénarios analysés.

La prise en compte des estimations des GRT relatives à des bénéfices supplémentaires en termes de sécurité d'approvisionnement permet à la VAN de devenir positive dans les scénarios ST et DG de l'ENTSO-E, ainsi qu'en moyenne sur les quatre scénarios analysés dans la demande d'investissement.

Par ailleurs, la VAN du projet devient fortement négative dans la quasi-totalité des scénarios dès lors que la capacité d'interconnexion entre l'Irlande et la Grande Bretagne passe à 1000 MW, y compris en prenant en compte les bénéfices en termes de sécurité d'approvisionnement tels qu'estimés par les GRT.

Scénario	ST	DG	EuCo	V1	Moyenne
VAN (méthodologie CBA 2.0 soit sans SoS <i>ad hoc</i> )	-340	-480	-445	-530	-449
VAN (proposition des GRT avec SoS <i>ad hoc</i> )	65	-135	-390	-410	-218

TABLEAU 8 : VAN DU PROJET EN CAS D'UNE AUGMENTATION DE 500 MW DE LA CAPACITÉ D'INTERCONNEXION ENTRE L'IRLANDE ET LA GRANDE BRETAGNE

L'intérêt technico-économique du projet pour la collectivité européenne apparaît ainsi particulièrement sensible aux hypothèses. Aussi, la justification potentielle du projet Celtic résiderait avant tout dans la volonté d'établir un lien physique raccordant le réseau électrique irlandais au réseau électrique continental, ce dernier point étant majeur en termes de préservation du marché intérieur et de la capacité de l'Irlande à en faire partie, dans un contexte marqué par la décision du Royaume-Uni de sortir de l'UE.

### 3.3 Analyses de sensibilité

#### 3.3.1 Analyse des GRT

La demande d'investissement des GRT inclut un grand nombre d'analyses de sensibilité.

Ainsi, la rentabilité du projet est fortement impactée à la baisse en cas :

- De révision à la hausse à 1000 MW de la capacité de référence entre l'Irlande et la Grande Bretagne ;
- D'un moindre développement de la production éolienne sur l'île d'Irlande. La VAN obtenue au périmètre européen diminue d'environ 200 M€ dans les scénarios ST et DG si la capacité éolienne atteinte en 2030 est inférieure de 2 GW aux prévisions du TYNDP 2018 ;
- De révision à la baisse des projections à 2030 des prix des combustibles et du CO<sub>2</sub> par rapport aux hypothèses du TYNDP.

A l'inverse, la rentabilité du projet pourrait être impactée à la hausse en cas d'un Brexit dur qui se traduirait par l'abandon de nombreux projets d'interconnexions entre la Grande Bretagne et le continent, ainsi qu'un découplage des marchés entre le Royaume-Uni et l'UE.

Enfin, un certain nombre d'analyses de sensibilité (variation du niveau de demande en France et en Irlande, ou encore de la capacité installée de nucléaire en France à l'horizon 2030) ont une influence relativement plus modérée sur la VAN du projet.

### 3.3.2 Analyse préliminaire de la CRE

Les analyses de sensibilité réalisées par les GRT permettent de mieux appréhender les risques pesant sur la rentabilité du projet.

La CRE note en particulier qu'un certain nombre de ces risques découlent des choix de politique énergétique en Irlande (capacité d'interconnexion avec la Grande Bretagne, développement de l'éolien).

## 3.4 Conclusion préliminaire sur l'analyse coûts-bénéfices du projet

En conclusion, l'analyse coûts-bénéfices ne permet pas de conclure avec certitude que le projet Celtic est dans l'intérêt de la collectivité européenne. En effet, la VAN du projet est négative dans de nombreux scénarios et présente une sensibilité importante aux hypothèses retenues. Cependant, certains bénéfices ne sont pas facilement monétisables mais contribuent à renforcer l'intérêt du projet. Il s'agit en particulier de la solidarité européenne vis-à-vis de l'Irlande.

La CRE veillera donc dans sa décision à faire en sorte que les dépenses supportées par les utilisateurs du réseau de transport d'électricité français ne soient pas disproportionnées par rapport aux bénéfices qu'ils peuvent espérer retirer du projet. En particulier, comme proposé par les GRT dans leur dossier, une subvention européenne importante pourrait être un moyen de réduire les coûts et les risques portés par les utilisateurs des réseaux français et irlandais.

**Question 7** Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle le projet trouve avant tout sa justification dans la politique énergétique européenne, et à ce titre, nécessite une subvention au vu également des risques et incertitudes liés au projet, que les utilisateurs français et irlandais ne sauraient porter seuls ?

## 4. REPARTITION TRANSFRONTALIÈRE DES COÛTS D'INVESTISSEMENT DU PROJET

### 4.1 Analyse coûts-bénéfices aux périmètres français et irlandais

#### 4.1.1 Analyse des GRT

La demande d'investissement des GRT propose également une analyse des coûts et bénéfices du projet aux seuls périmètres de la France d'une part, et de l'Irlande d'autre part. Les VAN correspondantes sont reportées dans le tableau suivant, en supposant une répartition à 50/50 des coûts du projet entre la France et l'Irlande.

L'analyse des GRT conclut donc qu'en l'absence d'un partage des coûts du projet adapté, le projet présente un intérêt pour l'Irlande mais a un impact économique négatif en France.

VAN (M€ 2018)	Scénario	ST	DG	EuCo	V1	Moyenne
France	VAN (hors SoS)	-120	-160	-250	-220	-190

20 décembre 2018

	VAN (avec SoS)	70	15	-235	-180	-83
Irlande	VAN (hors SoS)	245	100	10	-70	70
	VAN (avec SoS)	420	260	215	145	260

TABLEAU 9 : VAN DU PROJET EN FRANCE ET EN IRLANDE DANS LE CAS DE RÉFÉRENCE RETENU PAR LES GRT

#### 4.1.2 Analyse préliminaire de la CRE

Au vu de l'analyse des GRT, la CRE estime qu'un partage des coûts serait nécessaire pour tenir compte des faibles bénéfices que retire la France du projet, au regard des coûts situés sur le territoire français. Cela est par ailleurs confirmé par les analyses de sensibilité, en particulier en cas d'augmentation de la capacité d'interconnexion entre la Grande-Bretagne et l'Irlande.

Scénario	ST	DG	EuCo	V1	Moyenne
SEW 2030 FR (M€/an)	34	26	30	37	32
VAN FR (M€ 2018)	-190	-275	-270	-230	-241

TABLEAU 10 : SEW ET VAN DU PROJET POUR LA FRANCE EN L'ABSENCE D'UN PARTAGE DES COÛTS EN CAS D'AUGMENTATION À 1000 MW DE LA CAPACITÉ D'INTERCONNEXION ENTRE L'IRLANDE ET LA GRANDE BRETAGNE (SANS PRENDRE EN COMPTE LES BÉNÉFICES EN TERMES DE SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT)

La CRE envisage donc de conditionner l'approbation du projet à la mise en place de conditions permettant de garantir un niveau satisfaisant de bénéfices nets espérés pour la France. En particulier, il s'agira de garantir *a minima* que la VAN au périmètre France est positive ou nulle en moyenne sur les scénarios retenus.

**Question 8** Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les critères auxquels devrait être conditionnée l'approbation de la demande d'investissement afin de préserver les intérêts des utilisateurs du réseau de transport ?

## 4.2 Partage des coûts entre la France et l'Irlande

### 4.2.1 Proposition des GRT

Dans leur dossier de demande d'investissement, les GRT ont proposé une répartition des coûts du projet à 50/50 entre la France et l'Irlande, suivant la répartition géographique de ces coûts. Cette répartition est conditionnée à l'obtention d'une subvention européenne équivalente à 50% des coûts d'investissement du projet.

### 4.2.2 Analyse de la CRE

La CRE estime que le partage des coûts proposé par les GRT ne permet pas de compenser l'impact négatif du projet pour la France.

Dans la perspective d'une décision conjointe de partage des coûts du projet Celtic avec la CRU, la CRE envisage donc plutôt d'appliquer deux principes :

20 décembre 2018

- 1) La répartition des dépenses d'investissements doit refléter la répartition des bénéfices bruts escomptés du fait de la réalisation du projet ;
- 2) Les dépenses d'investissement autorisées pour RTE doivent être plafonnées de manière à maintenir une VAN du projet positive ou nulle pour les utilisateurs du réseau français.

Ces deux principes sont détaillés ci-après.

#### 4.2.2.1 Répartition des bénéfices bruts du projet

Les bénéfices bruts estimés du projet Celtic varient sensiblement d'un scénario à l'autre dans les analyses des GRT. Ces dernières suggèrent néanmoins que la majorité des bénéfices du projet reviendront à l'Irlande, la France ne captant que 20 à 45% des bénéfices selon les scénarios.

Le tableau suivant illustre cette asymétrie.

Scénario		ST	DG	EuCo	V1	Moyenne
Cas de base des GRT	M€	250	210	115	145	180
	%	29%	31%	23%	33%	29%
Sensibilité avec 1000 MW d'interconnexion entre l'Irlande et la Grande Bretagne	M€	180	95	100	135	128
	%	37%	25%	33%	44%	35%

TABLEAU 11 : BÉNÉFICES BRUTS ESTIMÉS REVENANT À LA FRANCE (HORS SoS)

La CRE estime donc que le partage des dépenses d'investissement du projet devrait refléter cette asymétrie dans la répartition des bénéfices bruts escomptés.

**Question 9** Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE selon laquelle les utilisateurs du réseau de chaque pays devraient couvrir une fraction des dépenses d'investissements cohérente avec la répartition des bénéfices bruts escomptés du projet ?

#### 4.2.2.2 Dépenses d'investissement supportées par le tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité (TURPE HTB)

De nombreux risques pèsent sur le projet et pourraient dégrader sa valeur pour la France. Il s'agit en particulier :

- De l'augmentation de la capacité d'interconnexion entre l'Irlande et la Grande-Bretagne (1000 MW au lieu de 500 MW) ;
- De l'incertitude relative aux bénéfices estimés par les GRT en ce qui concerne l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement ;
- D'un développement moins rapide que prévu de l'éolien en Irlande ;
- De la réalisation de scénarios dans lesquels l'atteinte des objectifs européens de transition énergétique prendraient du retard (scénario V1) ;

20 décembre 2018

- De surcoûts dans les dépenses d'investissement et d'exploitation du projet.

En conséquence, la CRE envisage de retenir des scénarios plus prudents au regard de ces risques, c'est-à-dire faisant l'hypothèse d'une capacité d'interconnexion de 1000 MW entre l'Irlande et la Grande-Bretagne à l'horizon 2030, et ne prenant pas en compte les bénéfices additionnels en termes de sécurité d'approvisionnement modélisés par les GRT.

Sous ces hypothèses, les résultats des simulations des GRT suggèrent que la VAN du projet Celtic pour la France, calculée en moyenne sur les quatre scénarios étudiés, s'annule dès lors que les dépenses d'investissements de RTE dépassent 160 M€.

A ce stade, la CRE envisage donc de plafonner les dépenses d'investissement autorisées pour RTE à 160 M€. Le cas échéant, une subvention européenne conséquente pourrait s'avérer nécessaire pour couvrir le reste des dépenses d'investissement revenant à la France dans le cadre d'un accord de partage des coûts.

**Question 10** Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE selon laquelle les dépenses d'investissement de RTE devraient être plafonnées de manière à faire en sorte que la VAN du projet soit positive ou nulle pour la France en espérance ?

**Question 11** Considérez-vous que d'autres facteurs de risques devraient être pris en compte pour déterminer le niveau de dépense maximal que devra supporter RTE ?

## 5. LISTE DES QUESTIONS POSÉES

- Question 1** Partagez-vous l'analyse de la CRE sur le caractère encadrant des quatre scénarios pris en compte par les GRT pour analyser les bénéfices du projet Celtic ?
- Question 2** Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE selon laquelle une capacité de 1000 MW à l'horizon 2030 entre l'Irlande et la Grande Bretagne semble plus adaptée pour analyser les coûts et les bénéfices du projet ?
- Question 3** Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la méthodologie proposée par les GRT pour évaluer la valeur du projet en terme de sécurité d'approvisionnement ?
- Question 4** Pensez-vous que d'autres postes de bénéfices ou de coûts devraient être intégrés à l'analyse coûts-bénéfices ? Si oui, lesquels ?
- Question 5** Les analyses de sensibilité menées par les GRT vous semblent-elles couvrir l'ensemble des sources d'incertitude pertinentes concernant la valeur du projet ? Si non, certaines vous semblent-elles peu plausibles ou manquantes ?
- Question 6** Pensez-vous que les bénéfices en termes d'amélioration de la sécurité d'approvisionnement tels qu'estimés par les GRT devraient être pris en considération dans la décision de partage des coûts ? Si oui comment ?
- Question 7** Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle le projet trouve avant tout sa justification dans la politique énergétique européenne, et à ce titre, nécessite une subvention au vu également des risques et incertitudes liés au projet, que les utilisateurs français et irlandais ne sauraient porter seuls ?
- Question 8** Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les critères auxquels devrait être conditionnée l'approbation de la demande d'investissement afin de préserver les intérêts des utilisateurs du réseau de transport ?
- Question 9** Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE selon laquelle les utilisateurs du réseau de chaque pays devraient couvrir une fraction des dépenses d'investissements cohérente avec la répartition des bénéfices bruts escomptés du projet ?
- Question 10** Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE selon laquelle les dépenses d'investissement de RTE devraient être plafonnées de manière à faire en sorte que la VAN du projet soit positive ou nulle pour la France en espérance ?
- Question 11** Considérez-vous que d'autres facteurs de risques devraient être pris en compte pour déterminer le niveau de dépense maximal que devra supporter RTE ?