

# DÉCISION COMMUNE DE RÉPARTITION TRANSFRONTALIÈRE DES COÛTS DU PROJET GOLFE DE GASCOGNE

*Ce document établit la décision commune de répartition transfrontalière des coûts des Autorités de Régulation Nationales (ARN) française et espagnole, respectivement la Commission de Régulation de l'Énergie et la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, conformément à l'article 12 du Règlement (UE) n° 347/2013, sur le projet d'interconnexion électrique Golfe de Gascogne. Il fait suite à l'évaluation par les deux ARN de la demande d'investissement soumise par Réseau de Transport d'Électricité et Red Eléctrica de España, qui sont les gestionnaires de réseau de transport en France et en Espagne. Les ARN ont conclu un accord sur la façon dont les coûts doivent être partagés entre les porteurs de projet, prenant en compte les bénéfices économiques attendus et l'aide financière de l'Union européenne.*

## INTRODUCTION

L'Union européenne (UE) a élaboré une politique énergétique forte, fondée sur des exigences en matière de compétitivité, de durabilité et de sécurité d'approvisionnement. Elle a donc fixé des objectifs élevés à atteindre à l'échelle de l'Union en matière d'efficacité énergétique, de développement des sources d'énergie renouvelables et de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. Pour atteindre ces objectifs, les États membres de l'UE aspirent à un marché de l'énergie plus intégré.

Dans ce contexte, le développement de la capacité d'interconnexion électrique entre la péninsule ibérique et le reste de l'Europe est une priorité, avec pour objectif de réduire l'isolement de l'Espagne et du Portugal. Le caractère essentiel de l'augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Espagne a été souligné dans la déclaration de Madrid signée le 4 mars 2015 par le Président de la République française, M. François Hollande, le Premier ministre espagnol, M. Mariano Rajoy, le Premier ministre du Portugal, M. Pedro Passos Coelho et le Président de la Commission européenne, M. Jean-Claude Juncker. Ce texte souligne l'importance fondamentale que revêt la mise en œuvre d'un marché intérieur de l'énergie pleinement opérationnel et interconnecté et considère la construction des infrastructures énergétiques nécessaires comme étant « en effet impérati[ve] pour les États membres qui n'ont pas encore atteint un niveau minimum d'intégration au sein du marché intérieur de l'énergie, comme l'Espagne et le Portugal ». Le Groupe de haut niveau pour l'Europe du Sud-Ouest a été créé à la suite de cette déclaration, dans le but de suivre le développement des interconnexions dans la région.

À cet égard, des progrès significatifs ont été réalisés ces dernières années avec la mise en service en 2015 de la ligne à courant continu (CCHT<sup>1</sup>) Baixas-Santa Llogaia de 2 000 MW. Le transformateur-déphaseur mis en service à Arkale en juin 2017 permettra d'atteindre 2 800 MW de capacités d'échange entre les deux pays. La construction de l'interconnexion *offshore* Golfe de Gascogne est considérée comme l'étape suivante, ce projet ayant pour finalité de porter la capacité d'interconnexion totale à 5 000 MW. Ce projet résulte d'une proposition des gestionnaires de réseau de transport (GRT) dans le cadre d'un document de stratégie commune cité par la déclaration de Madrid.

Golfe de Gascogne fait partie du Plan décennal de développement du réseau à l'échelle européenne préparé par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSOE) depuis 2012. Golfe de Gascogne a été déclaré Projet d'intérêt commun (PIC) en 2013 et 2015 (sous le numéro 2.7), et est candidat pour être intégré à la liste de 2017.

### **Demande d'investissement pour le projet Golfe de Gascogne**

Les promoteurs de projets, Red Eléctrica de España (REE) et Réseau de Transport et d'Électricité (RTE), ont déposé une demande d'investissement pour le projet Golfe de Gascogne auprès des autorités de régulation espagnole et française (respectivement la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia et la Commission de régulation de l'énergie, ci-après dénommées « CNMC » et « CRE »). REE a envoyé un premier document le 27 janvier 2017, puis un complément le 27 mars ; la CRE a reçu la demande d'investissement de RTE le 27 mars. La demande d'investissement se compose de deux documents : le « dossier de demande d'investissement » et le « dossier de demande d'investissement – informations complémentaires ». La CNMC et la CRE ont évalué conjointement la demande de REE et RTE, en tenant compte de la recommandation publiée par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) le 18 décembre 2015<sup>2</sup>. Les informations reçues ont été jugées satisfaisantes, la demande d'investissement a par conséquent été jugée recevable et notifiée à l'ACER.

En particulier, la CNMC et la CRE ont conclu que le projet est suffisamment mature pour soumettre une demande d'investissement dans le but de déterminer une répartition transfrontalière des coûts. Les études préliminaires sont terminées, ainsi que les études techniques et économiques. La phase d'octroi des autorisations a commencé dans les deux pays : en Espagne, REE a reçu le 15 juillet 2016 une notification du ministère de l'Industrie, de

<sup>1</sup> Courant Continu Haute Tension

<sup>2</sup> Recommandation de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie n°05/2015 du 18 décembre 2015 établissant des bonnes pratiques pour le traitement des demandes d'investissement, dont les demandes de répartition transfrontalière des coûts pour les projets d'intérêt commun en électricité et en gaz

l'Énergie et du Tourisme sanctionnant le début du processus d'octroi de permis, et a présenté le 11 août 2016 le mode d'organisation du débat public et le rapport d'orientation. Le ministère français de l'Énergie a formellement accepté la notification officielle de RTE concernant le projet le 14 juin 2017. RTE a présenté le dossier à la Commission nationale du débat public en juin 2017.

## Cadre juridique

Le Règlement (UE) n°347/2013 a mis en place un ensemble de dispositions visant à promouvoir l'interconnexion des réseaux européens. Ce règlement est un moyen essentiel pour atteindre les objectifs de la politique énergétique de l'Union européenne, à savoir permettre au marché d'être compétitif et de fonctionner correctement, atteindre une utilisation optimale des infrastructures énergétiques, améliorer l'efficacité énergétique et intégrer les énergies renouvelables. Il doit contribuer à réduire la fragmentation du marché européen et l'isolement des régions moins favorisées.

Ce règlement instaure la notion de projet d'intérêt commun qui, dans le secteur de l'électricité, peut concerner des infrastructures de transport, de stockage et de réseaux intelligents (« *smart grids* »). Les projets inclus dans la liste des PIC sont considérés comme nécessaires à la mise en œuvre des corridors prioritaires. Le statut de PIC ouvre la possibilité pour les porteurs de projets de bénéficier des mécanismes conçus pour faciliter leur développement.

Parmi les mesures destinées à favoriser la réalisation des PIC, le Règlement (UE) n°347/2013 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 de ce règlement dispose que, à la demande des porteurs de projets et sur la base d'une analyse des coûts et bénéfices du projet pour les pays bénéficiaires, les autorités de régulation nationales correspondantes décident d'une répartition coordonnée des coûts d'investissement. Cette décision ouvre la possibilité de solliciter une aide financière de l'Union européenne au titre de l'article 14 du Règlement.

Afin de compléter ce règlement, l'ACER a publié une recommandation concernant les demandes et décisions de répartition transfrontalière des coûts (recommandation n°05/2015). Ce document recommande en particulier d'identifier le ou les pays hôtes sur lesquels le projet produit un impact net négatif, puis de concevoir une clé de partage des coûts atténuant cet impact négatif.

## Structure du document

Le document est structuré de la manière suivante. La section 1 offre un aperçu du projet. La section 2 présente une évaluation des coûts du projet et la section 3 une évaluation de ses bénéfices. Les chiffres indiqués aux sections 2 et 3 constituent les données brutes permettant ensuite de réaliser une analyse économique et sont fournis sur une base annuelle. La section 4 développe les évaluations coûts-bénéfices en termes de Valeur actuelle nette (VAN). La section 5 examine la nécessité d'une aide financière de l'UE, et la section 6 détaille la décision conjointe des ARN.

# 1. DESCRIPTION DU PROJET

## 1.1 Description technique du projet

Le projet Golfe de Gascogne consiste à construire deux liaisons CCHT indépendantes, chacune d'une capacité nominale de 1 000 MW, entre Cubnezais (FR) et Gatica (ES). Il comportera les éléments suivants :

- adaptations techniques des postes existants en 400 kV de Gatica et Cubnezais ;
- connexions 400 kV en AC des postes existants en 400 kV de Gatica et Cubnezais aux nouvelles stations de conversion CCHT de Gatica et Cubnezais (2 à Gatica, 2 à Cubnezais) ;
- quatre nouvelles stations de conversion CCHT de 1000 MW (2 bipôles à Gatica, 2 bipôles à Cubnezais) ;
- deux liaisons de 1000 MW (4 câbles) (90 km terrestres, 280 km sous-marins par le Golfe de Gascogne).
- La tension des liaisons CCHT sera définie une fois le processus d'appel d'offres terminé, probablement dans la plage de 400 à 500 kV.

Au total, 70 % des 370 km de l'itinéraire du projet se situent sur le territoire français et 30 % en Espagne.

RTE et REE mènent des études techniques approfondies depuis 2011 afin de définir l'itinéraire exact du projet, en particulier pour la partie sous-marine. En effet, les caractéristiques géologiques du gouf de Capbreton font de son franchissement la principale difficulté pour la mise en œuvre du projet. Selon les études techniques certains phénomènes tels que l'érosion et l'accrétion empêchent les GRT de poser le câble directement au-dessus du gouf sur l'itinéraire initialement envisagé. Des études géophysiques et géotechniques complémentaires ont conduit à l'adoption d'une solution technique préférentielle consistant en un forage marin sous le gouf.

## 1.2 Calendrier

Le projet devrait être mis en service en 2025. La fin du processus d'octroi des autorisations est attendue pour la mi-2020, ce qui permettra de finaliser la phase de construction au cours du deuxième semestre de 2024.

## 2. ÉVALUATION DES COÛTS

La présente section présente les estimations des différents coûts du projet par les GRT, ainsi que leur évaluation par les ARN. Comme dans la demande d'investissement des GRT, trois types de coûts sont considérés : coûts d'investissement (CAPEX), coûts d'exploitation et de maintenance (OPEX) et pertes dans le système électrique.

### 2.1 Coûts d'investissement

#### Estimation des GRT

Les coûts d'investissement totaux sont estimés par les GRT à 1 750 M€ +/- 200 M€. Ils se décomposent ainsi :

Espagne	██████████	██████ €	Total 559 M€
	██████████	██████ €	
	██████████	██████ €	
	██████████	██████ €	
France	██████████	██████ €	Total 1191 M€
	██████████	██████ €	
	██████████	██████ €	
	██████████	██████ €	
	██████████	██████ €	

Suivant la description ci-dessus, 68 % des coûts d'investissement du projet sont situés sur le territoire français, et 32 % en Espagne.

Les dépenses annuelles sont réparties selon la chronique suivante (en M€) :

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
5,7	7,9	4,3	1,8	25,6	172,6	569,1	519,3	375,8	67,8

#### Évaluation des ARN

Les coûts estimés des câbles sous-marins (par km) tendent à être supérieurs aux coûts des autres projets sous-marins présentés dans la demande d'investissement. Cependant, les estimations les plus basses de l'échantillon de référence correspondent aux projets NSN Link et Nord Link, qui sont beaucoup plus longs (environ 700 km) et pour lesquels le coût d'approvisionnement en câbles par km est donc susceptible d'être inférieur.

Par ailleurs, les ARN notent que les coûts du projet sont sujets à des incertitudes importantes :

- Le forage marin pour le franchissement de Capbreton est un défi technologique dont le coût demeure incertain et est estimé entre ████████ €.
- Les coûts des câbles sous-marins peuvent varier considérablement selon le résultat du processus d'appels d'offre.
- Le coût de chaque station de conversion est estimé à ██████ €, pour un total de ██████ € (le projet nécessite 4 stations de conversion). Le dernier processus d'appels d'offre réalisé par RTE pour un projet similaire (interconnexion IFA2 avec le Royaume-Uni) a été clos à ██████ € par station de conversion<sup>3</sup>.

Le projet présente un coût important, car, au lieu d'une courte ligne aérienne reliant les deux pays (qui aurait des contraintes environnementales et sociales insurmontables), une longue liaison sous-marine est nécessaire. En outre, ce coût élevé s'explique par le contournement des zones plus faibles et congestionnées près de la frontière. Ainsi, les régulateurs acceptent que le projet soit beaucoup plus cher que la dernière ligne d'interconnexion construite récemment entre les deux pays.

<sup>3</sup> Voir à titre d'exemple <http://subseaworldnews.com/2017/04/07/abb-wins-e270m-deal-in-uk-france-interconnection-project/>

Compte tenu de ces éléments, l'estimation des coûts de 1 750 M€ par les GRT sera utilisée ci-après pour la réalisation de l'analyse coûts-bénéfices. Toutefois, étant donné les défis techniques du projet, les ARN soulignent le risque significatif d'augmentation des coûts. Cela nuirait à l'équilibre économique général du projet, ce qui nécessite un suivi attentif par les ARN.

## 2.2 Coûts d'exploitation et de maintenance

### Estimation des GRT

Les coûts d'exploitation et de maintenance du projet sont estimés par les GRT à environ 10,2 M€/an.

Ces coûts sont supposés être partagés sur une base géographique pour les câbles sous-marins et à 50/50 pour les coûts fixes et les coûts d'exploitation et de maintenance des stations de conversion. Sous ces hypothèses, RTE prend en charge 60 % des coûts d'exploitation et de maintenance et REE les 40 % restants.

Par conséquent, les coûts liés à un dommage du câble sous-marin seront partagés sur une base 60/40, quel que soit le lieu de l'incident.

### Évaluation des ARN

Les ARN approuvent cette clé de partage des coûts. Elles soulignent, cependant, que l'estimation des coûts d'exploitation et de maintenance ne représente que 0,6 % des coûts d'investissement du projet. Ce rapport se trouve dans la partie inférieure des valeurs typiques rencontrés pour des projets similaires.

## 2.3 Pertes sur le réseau

### Estimation des GRT

Les estimations de pertes sont fournies dans le Plan décennal de développement du réseau (« *Ten Year Network Development Plan* », ci-après TYNDP) 2016 à l'échelle européenne. Ces estimations s'appuient sur un modèle physique du réseau d'électricité européen permettant de calculer les flux d'énergie et les pertes associées. Le volume de pertes obtenu est ensuite valorisé à un prix de l'électricité représentatif.

Dans leur demande d'investissement, les GRT ont proposé une répartition du coût des pertes entre la France et l'Espagne, selon les valeurs convenues par le groupe régional « Interconnexions électriques Nord-Sud en Europe de l'Ouest ». On notera en particulier que, les flux d'énergie obéissant à des lois physiques non linéaires, les pertes sur les réseaux français et espagnols ne sont pas nécessairement égales.

Année	2020 EP	2030 V1	2030 V2	2030 V3	2030 V4
Pertes Europe (M€/an)	30	40	55	35	55
Pertes France (M€/an)	15	20	31	19	20
Pertes Espagne (M€/an)	15	20	24	16	35

### Évaluation des ARN

Les estimations du coût des pertes sont fondées sur le TYNDP 2016. Cependant, les GRT soulignent que les résultats sont très sensibles aux hypothèses concernant les emplacements précis des actifs de production. Ainsi, la fourchette d'incertitude pour les pertes est assez grande (entre 17 et 36 %). En outre, les pertes représentent un coût total important en termes de VAN (36 % des CAPEX en moyenne).

Le TYNDP utilise un taux de disponibilité de l'interconnexion de 100 %. Cependant, les GRT ont indiqué dans leur demande d'investissement qu'ils s'attendent plutôt à un taux de disponibilité de 92 % (voir l'annexe 1 du document d'informations complémentaires), étant donné les défis technologiques auxquels fait face le projet. Ce plus faible taux de disponibilité est principalement dû à des avaries imprévues rendant l'interconnexion indisponible pendant quelques heures.

Les ARN reconnaissent qu'il est impossible d'estimer précisément le taux de disponibilité de l'interconnexion. Même si une nouvelle analyse coûts-bénéfices était menée, l'impact des multiples hypothèses rendrait les résultats peu robustes. Par conséquent l'impact estimé du taux de disponibilité proposé par les GRT est pris en compte dans les calculs, avec l'approximation d'une diminution du coût des pertes proportionnelle :

Année	2020 EP	2030 V1	2030 V2	2030 V3	2030 V4
Pertes Europe (M€/an)	28	37	51	32	51
Pertes France (M€/an)	14	18	29	17	18
Pertes Espagne (M€/an)	14	18	22	15	32

### 3. ÉVALUATION DES BÉNÉFICES DU PROJET

La présente section présente les estimations des bénéfices du projet par les GRT, ainsi que leur évaluation par les ARN.

Deux types de bénéfices sont monétisés (les économies de combustible et la sécurité d’approvisionnement). D’autres bénéfices potentiels sont également discutés.

#### 3.1 Bénéfices socio-économiques (SEW)

##### Estimation des GRT

Les économies en coûts de combustible permises par l’interconnexion, appelées bénéfices socio-économiques (« *Socio-economic Welfare* », ci-après SEW) dans le cadre du TYNDP, représentent la plus grande partie de ces bénéfices. Le TYNDP publié en 2016 présente les estimations brutes de ces économies que les GRT ont réparties entre pays dans leur demande d’investissement. Les chiffres sont les suivants :

Année	2020 EP	2030 V1	2030 V2	2030 V3	2030 V4
SEW Europe (M€/an)	200	120	150	120	240
SEW France (M€/an)	51	37	19	35	89
SEW Espagne (M€/an)	110	97	162	70	170

##### Évaluation des ARN

Ces estimations du SEW comprennent en particulier les bénéfices apportés en termes de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (une estimation du prix de CO<sub>2</sub> est prise en compte) et d’intégration des énergies renouvelables (qui se substituent aux technologies à coûts marginaux de court terme supérieurs, générant des économies de combustible).

À l’instar des pertes présentées à la section 2.3, ces chiffres sont fondés sur le TYNDP qui utilise un taux de disponibilité de l’interconnexion de 100 %, considéré comme optimiste par les GRT. En conséquence, comme suggéré par les GRT, un taux de disponibilité de l’interconnexion de 92 % est retenu pour les calculs. Les économies de combustible sont diminuées proportionnellement, en première approximation.

Année	2020 EP	2030 V1	2030 V2	2030 V3	2030 V4
SEW Europe (M€/an)	184	110	138	110	221
SEW France (M€/an)	47	34	17	32	82
SEW Espagne (M€/an)	101	89	149	64	156

## 3.2 Sécurité d'approvisionnement

### Estimation des GRT

L'augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Espagne apporte une valeur ajoutée en matière de sécurité d'approvisionnement. En effet, la possibilité accrue d'échanger de l'énergie dans les périodes de tension sur l'offre ou la demande peut réduire le risque de délestage de la consommation et compenser un éventuel manque de capacité de production de pointe. Favoriser la sécurité d'approvisionnement est un objectif clé des orientations du Règlement (UE) n° 347/2013.

Selon les GRT, la monétisation des bénéfices relatifs à la sécurité d'approvisionnement est complexe et le TYNDP 2016 peut sous-estimer les bénéfices potentiels du projet à cet égard. Dans sa méthodologie, ENTSOE a introduit un critère d'analyse coûts-bénéfices afin de mesurer les avantages apportés par une interconnexion en matière d'amélioration de la sécurité d'approvisionnement. Cet indicateur fournit la diminution de l'espérance d'énergie non distribuée (END) ou de délestage de la consommation (ou « *Loss of Load Expectancy* », LOLE) permise par la mise en service d'une interconnexion. Pour l'interconnexion Golfe de Gascogne, l'indicateur se révèle nul pour deux raisons principales. D'une part, la capacité de production installée prise en compte dans les scénarios du TYNDP semble être assez élevée pour qu'aucun problème important n'apparaisse en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement. D'autre part, un nombre limité de variations stochastiques sont examinées, notamment en ce qui concerne la demande. Cependant, les problèmes de sécurité d'approvisionnement ont tendance à survenir dans de rares occasions, à la suite d'événements aléatoires avec des probabilités relativement faibles.

Dans la demande d'investissement, les porteurs de projet proposent une estimation de la valeur de sécurité d'approvisionnement du projet Golfe de Gascogne fondée sur les investissements évités en turbines à gaz, en supposant une capacité de production installée inférieure à celle des scénarios du TYNDP et en considérant davantage de variations climatiques.

Selon les estimations des GRT, ces bénéfices supplémentaires s'élèvent à **40 M€/an** (dès l'année de mise en service), indépendamment du scénario considéré. Cela représente une VAN de 470 M€ sur la durée de vie du projet.

### Évaluation des ARN

Cette évaluation complémentaire des bénéfices relatifs à la sécurité d'approvisionnement fournie par les GRT s'appuie sur des scénarios très différents de ceux du TYNDP 2016, ce qui pose un risque de manque de précision.

A titre d'exemple, la capacité installée des centrales thermiques classiques (charbon, gaz et nucléaire) en Espagne est environ 50 % plus élevée dans les scénarios du TYNDP que dans les scénarios utilisés pour évaluer les bénéfices relatifs à la sécurité d'approvisionnement.<sup>4</sup>

Pour une heure de pointe donnée pour le système, l'analyse des GRT considère donc que :

- d'une part, l'interconnexion permet d'économiser des coûts de combustible en diminuant la demande servie par les centrales de pointe (ce dont rendent compte les économies en coûts de carburant calculées selon les scénarios du TYNDP 2016 dans lesquels les capacités installées sont importantes) ;
- d'autre part, l'interconnexion permet d'augmenter la sécurité d'approvisionnement, car les centrales de pointe pourraient autrement ne pas être en mesure de servir la demande totale (ce dont rend compte la « valeur capacitaire » calculée sur la base des scénarios des GRT dans lesquels les capacités installées sont inférieures).

Les ARN considèrent que les deux bénéfices sont apportés par le projet, et, en conséquence, que les deux concepts doivent être monétisés. Les économies en coûts de combustible sont évaluées en calculant le SEW alors que les scénarios utilisés pour ces calculs peuvent ne pas permettre de saisir la totalité de la valeur des économies dans de nouveaux moyens de production.

En conséquence, bien que les ARN acceptent de prendre en compte l'estimation fournie par les GRT dans le cadre de cette demande d'investissement et en prenant acte des limites de la méthodologie du TYNDP 2016, elles considèrent que la méthodologie utilisée par les GRT n'est pas mature et devrait être améliorée. Ainsi, les évaluations des bénéfices relatifs à la sécurité de l'approvisionnement et des économies en coûts de carburant devraient reposer sur des hypothèses cohérentes, en s'assurant que les variations stochastiques sont prises en compte pour saisir les bénéfices relatifs à la sécurité d'approvisionnement. Par conséquent, cette « valeur capacitaire » doit être considérée comme une approximation et les ARN saluent les travaux en cours pour améliorer la prise en compte des bénéfices de sécurité d'approvisionnement dans le contexte du TYNDP 2018.

## 3.3 Contribution à l'atteinte de l'objectif de 10 % d'interconnexion à l'horizon 2020

Le Règlement (UE) n° 347/2013 vise à développer l'intégration des marchés et la sécurité d'approvisionnement. À cet égard, l'objectif de 10 % de capacité d'interconnexion par pays est inclus dans le Règlement comme cible pour l'intégration des marchés de l'Union européenne. Les capacités d'interconnexion entre la péninsule ibérique

<sup>4</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/schema-decennal-de-developpement-du-reseau-de-transport-de-rte-elabore-en-2016>

et le reste de l'UE sont situées exclusivement à la frontière entre la France et l'Espagne ; c'est pourquoi l'Espagne et le Portugal portent une attention particulière au principe de l'objectif de 10 % d'interconnexion, qui est défini au niveau national. En 2017, la capacité d'interconnexion de l'Espagne s'élève à 5,6 GW, dont 2,8 GW uniquement avec la France, en regard d'une capacité de production installée d'environ 100 GW. En apportant plus de 2 GW de capacité d'interconnexion supplémentaire, le projet Golfe de Gascogne contribuera à la réalisation de l'objectif de 10 % et plus généralement à l'interconnexion de la péninsule ibérique.

### **3.4 Contribution aux objectifs énergétiques et climatiques de l'Union européenne**

L'Espagne (et plus généralement la péninsule ibérique) bénéficie de l'un des plus importants potentiels de développement des sources d'énergie renouvelables (ENR) : le pays possède actuellement une capacité de production renouvelable de 23 GW d'éolien et de 5 GW de photovoltaïque. L'augmentation de la capacité d'interconnexion rendra possible le développement des sources d'énergie renouvelables dans la péninsule ibérique, en permettant à l'énergie produite de circuler vers le reste de l'Europe. Cette configuration permettra à la péninsule ibérique de contribuer à l'objectif climatique et énergétique européen, en profitant de son potentiel de développement des énergies renouvelables.

Le plan espagnol climatique et énergétique intégré pour 2030 étant en cours d'élaboration, les engagements renouvelables à long terme ne sont pas encore établis. Cependant, compte tenu du potentiel du pays, il est prévu que l'Espagne devra faire un effort important pour contribuer aux engagements européens en matière d'énergie. En 2016, l'électricité renouvelable représentait 41 % de la demande d'électricité en Espagne, et certains des scénarios prévus pour 2030 impliqueraient d'atteindre un niveau de 80 %<sup>5</sup> pour respecter les engagements européens, ce qui représente un défi important pour le fonctionnement du système de la péninsule ibérique.

À cet égard, le projet Golfe de Gascogne peut être considéré comme un élément favorisant le développement d'une ambition politique en matière de développement des ENR. À titre d'exemple, la vision 4 du TYNDP 2016 de l'ENTSOE, « Révolution verte européenne », est fondée sur un développement de la production renouvelable où les ENR sont situées en Europe selon les ressources potentielles de chaque pays, ainsi que sur une augmentation soutenue de la consommation d'électricité. Dans ce scénario et selon les hypothèses choisies, la valeur actuelle nette du projet Golfe de Gascogne est beaucoup plus élevée que celle des autres scénarios (voir la section 4.1. ci-après).

### **3.5 Bénéfices pour les pays non hôtes**

#### **Estimation des GRT**

Les GRT ont évalué l'impact national net du projet sur les pays non hôtes. L'étude révèle que, selon les scénarios considérés, entre 15 et 40 % de la somme des bénéfices bruts sont captés par les pays non hôtes. Cependant, ces bénéfices sont répartis entre un nombre important de pays et chacun d'entre eux capte seulement une faible part de bénéfices.

L'Allemagne et le Portugal sont les pays sur lesquels le projet a le plus d'impact. Toutefois, cet impact est faible et inclus dans la plage d'incertitude du calcul. Les GRT ont donc conclu que l'on ne devrait demander ni au Portugal ni à l'Allemagne de contribuer financièrement au projet.

RTE et REE ont consulté les gestionnaires de réseau de transport portugais et allemands, qui ont tous déclaré que l'importance des bénéfices nets n'est pas significative ou suffisamment sûre (voire négative dans le cas du Portugal) pour qu'ils contribuent financièrement au projet.

#### **Évaluation des ARN**

Les ARN se seraient attendues à un impact positif sur le Portugal, mais, conformément à la recommandation de l'ACER et en tenant compte des bénéfices nets allemands et portugais ainsi que de la marge d'erreur des résultats, les ARN entérinent les conclusions adoptées par RTE et REE.

### **3.6 Innovation et bénéfices associés**

#### **Estimation des GRT**

Les conditions géophysiques à la frontière franco-espagnole induisent des défis techniques que les porteurs de projet doivent surmonter pour développer des interconnexions. En outre, la configuration des réseaux de transport d'électricité dans la zone limite également le renforcement des capacités d'interconnexion entre l'Espagne et la France : la congestion au niveau des corridors déjà interconnectés doit être soulagée. Dans ce contexte, l'itinéraire *offshore* choisi par les porteurs de projet apporte divers avantages.

En ce qui concerne la gestion de la congestion, des études ont montré que la construction d'une nouvelle liaison du côté ouest de la frontière serait plus efficace pour améliorer la capacité d'interconnexion entre l'Espagne et la France. Le projet Golfe de Gascogne, en contournant les zones les plus congestionnées et en reliant Bordeaux à Bilbao (qui sont des nœuds de réseau plus solides) permettra d'augmenter la capacité de 2 200 MW.

L'itinéraire sous-marin apporte également certains avantages sociaux et environnementaux, car il évite de passer par les Pyrénées. Les itinéraires transpyrénéens se caractérisent en effet par la préoccupation des citoyens vis-à-

<sup>5</sup> En considérant la structure actuelle de consommation d'énergie finale

vis de la construction de lignes aériennes dans la région. Cela se traduit par de possibles retards de mise en œuvre des projets et par une augmentation des coûts due à la nécessité d'utiliser des câbles souterrains.

Cependant, cet itinéraire sous-marin comporte plusieurs défis techniques. La principale difficulté est le franchissement du gouf de Capbreton, qui sera réalisé à l'aide d'un forage directionnel horizontal, une technique largement testée à terre, mais qui exige que des solutions novatrices soient mises en œuvre dans un milieu marin. Ces solutions pourraient bénéficier plus tard à d'autres porteurs de projets. En outre, le franchissement de ce canyon sous-marin contraint les porteurs de projets à accroître la longueur de l'itinéraire de 70 km en raison de la profondeur des eaux.

### Évaluation des ARN

Les ARN confirment que le projet présente des innovations clés qui pourraient bénéficier à de futurs projets comparables et apporter des avantages en termes d'emplacement et de délais de mise en œuvre. Elles soulignent toutefois que le surcoût a été estimé par les GRT à 1 000 M€ par rapport à une ligne aérienne ; ce chiffre doit être considéré avec attention. Une comparaison avec une interconnexion alternative crédible serait la bienvenue, notamment en tenant compte du relief et des renforcements nécessaires sur les deux réseaux.

## 4. ANALYSE COÛTS-BÉNÉFICES

Dans cette section, les ARN utilisent les hypothèses qu'ils ont approuvées ainsi qu'exposé aux sections 2 et 3 pour effectuer une analyse coûts-bénéfices.

### 4.1 Valeur actuelle nette du projet au niveau du périmètre européen

Les bénéfices et les coûts variables décrits aux sections précédentes sont disponibles pour 2 années de référence : 2020 (scénario EP 2020) et 2030 (4 différentes visions : V1 à V4). Afin de calculer les flux annuels à partir de ces estimations, les GRT ont proposé, pour chaque « vision », d'interpoler de manière linéaire les résultats entre 2020 et 2030 pour la vision considérée, puis de reproduire les résultats de l'année 2030 à partir de 2031.

Les flux obtenus sont convertis en valeur actuelle nette en utilisant les hypothèses suivantes, qui sont conformes à l'avis de l'ACER concernant les orientations de l'ENTSOE relatives à l'analyse des coûts-bénéfices<sup>6</sup> :

- un horizon temporel de 25 ans après la mise en service est considéré (2025-2049), sans valeur résiduelle (après 2050) ;
- un taux d'actualisation de 4 % est utilisé.

Le tableau ci-après présente la VAN obtenue au périmètre européen, calculée à l'année 2017 dans les différents scénarios (les chiffres négatifs sont entre parenthèses). L'annexe 1 détaille les différents flux de trésorerie sous-jacents dans le cas du scénario V1. Le calcul des autres scénarios suit la même logique.

Scénario	V1	V2	V3	V4	Moyenne
VAN@2017	(481)	(318)	(427)	656	(143)

**VAN obtenue avec un taux de disponibilité de 100 % et en l'absence de bénéfices supplémentaires de sécurité d'approvisionnement**

Comme mentionné ci-dessus, étant donné les défis technologiques auxquels fait face le projet, les ARN suivent les recommandations des GRT et prennent en compte un taux de disponibilité de 92 %. En supposant que ce taux de disponibilité agisse comme un facteur de réduction appliqué aux économies de combustible et aux pertes, comme exposé aux sections 2.3 et 3.1, les estimations de VAN deviennent :

Scénario	V1	V2	V3	V4	Moyenne
VAN@2017	(564)	(415)	(515)	482	(253)

**VAN obtenue avec un taux de disponibilité de 92 % et en l'absence de bénéfices supplémentaires de sécurité d'approvisionnement**

Dans les hypothèses précédentes, les résultats sont positifs seulement dans la vision 4.

Selon la proposition des GRT et en tenant compte, comme exposé à la section 3.2, des bénéfices supplémentaires en termes de sécurité d'approvisionnement de 40 M€/an (à partir de 2025), la VAN moyenne du projet devient positive.

<sup>6</sup> [http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2001-2014.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2001-2014.pdf)



Scénario	V1	V2	V3	V4	Moyenne
VAN@2017	(90)	60	(40)	957	222

VAN obtenue avec un taux de disponibilité de 92 % et avec des bénéfices supplémentaires de sécurité d'approvisionnement

La valeur du projet est donc principalement tirée par son potentiel d'accommodation d'objectifs très ambitieux en termes de capacité installée d'énergies renouvelables (comme décrits par le scénario V4) et par sa contribution à la sécurité de l'approvisionnement telle qu'elle est évaluée par les GRT à l'aide d'une méthodologie *ad hoc*.

## 5. DEMANDE D'AIDE FINANCIÈRE DE L'UE

Selon l'article 12(4) du Règlement (UE) n° 347/2013, la décision de répartition transfrontalière des coûts doit inclure une estimation des recettes provenant de la gestion de la congestion et les régulateurs devraient prendre en compte « les coûts et avantages économiques, sociaux et environnementaux des projets dans les États membres concernés et les besoins potentiels d'aide financière ». L'article 10(3) du Règlement (UE) n° 1316/2013 dispose que l'aide financière de l'UE ne doit pas dépasser 50 % des coûts du projet.

### 5.1 Éligibilité du projet à une aide financière de l'Union : viabilité commerciale

L'éligibilité des PIC à une aide financière de l'Union est encadrée par l'article 14 (2) du Règlement (UE) n° 347/2013 qui dispose que l'analyse des coûts et bénéfices doit apporter la preuve que le projet n'est « pas viable commercialement selon le plan d'affaires et les autres évaluations réalisées, notamment par des investisseurs ou créanciers potentiels ou par l'autorité de régulation nationale ». Les ARN considèrent que cette condition est remplie et que le projet est éligible, comme montré ci-dessous.

Selon le plan d'affaires élaboré par les porteurs de projet, le montant des revenus directs issus des recettes de gestion de la congestion ou du mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport est estimé à 104 M€/an. En tenant compte des coûts et des bénéfices directement encourus par les GRT (CAPEX, OPEX ; pertes et revenus de la congestion) au cours des 25 années de durée de vie du projet, la VAN des revenus manquants pour les GRT représente 413 M€.

En supposant une répartition à 50/50 des coûts d'investissement entre les GRT, l'impact estimé de l'inclusion du projet dans les tarifs d'accès au réseau de France et d'Espagne reste relativement faible (respectivement 1,2 % et 1,5 %<sup>7</sup>). Cependant, ces projets ne sont pas les seuls investissements dans des interconnexions engagés par ces pays. Par exemple, en France, Golfe de Gascogne représente l'équivalent de 72 % des investissements dans les interconnexions réalisés par RTE entre 2013 et 2016. Par ailleurs, le montant total d'augmentation des tarifs lié à la réalisation des investissements prévus dans les 10 prochaines années est estimé à 3,5 % en Espagne. De plus, la réalisation du projet Golfe de Gascogne augmenterait le montant des actifs immobilisés de RTE et REE respectivement de 6,4 %<sup>8</sup> et 11 %<sup>9</sup>, ce qui détériorerait leur situation financière.

### 5.2 Externalités

En plus de l'absence de viabilité commerciale, l'article 14(2) du Règlement (UE) n° 347/2013 fait référence à la nécessité de fournir des preuves concernant « l'existence d'externalités positives significatives, telles que la sécurité de l'approvisionnement, la solidarité ou l'innovation ». En outre, l'article 4 du Règlement (UE) n° 1316/2013 fixe les critères d'intégration des marchés, de durabilité et de sécurité de l'approvisionnement comme objectifs du Mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE) lors de l'évaluation des demandes de subventions. Le projet Golfe de Gascogne contribue bien à ces trois objectifs.

Ces externalités sont toutefois indirectes, et ne compensent donc pas les revenus manquants et l'absence de viabilité commerciale démontrée ci-dessus.

#### 5.2.1 Innovation

Comme indiqué à la section 3.6, l'itinéraire choisi pour le projet Golfe de Gascogne induit des défis techniques et donc des bénéfices en matière d'innovation. Passer par le Golfe de Gascogne apporte plusieurs avantages, à savoir la possibilité de maximiser l'augmentation de la capacité à la frontière en évitant les congestions internes, et le contournement d'obstacles environnementaux et sociétaux. Les ARN estiment que cet itinéraire permet d'accélérer le processus de développement des interconnexions entre la France et l'Espagne et de gagner plusieurs années par rapport au développement d'une interconnexion semblable traversant les Pyrénées.

Le besoin d'une solution technique innovante pour le projet Golfe de Gascogne est justifié par les caractéristiques physiques de la frontière franco-espagnole. En outre, ce projet peut devenir une référence pour de futurs projets

<sup>7</sup> En considérant la structure actuelle de la demande et les revenus autorisés de transport et de distribution

<sup>8</sup> Au 31/12/2016, la base d'actifs régulée de RTE représente 13728 M€ (hors immobilisations en cours)

<sup>9</sup> Selon les comptes certifiés de RED ELECTRICA DE ESPANA au 31/12/2016, l'actif immobilisé de l'entreprise est de 7813275 k€ (hors immobilisations en cours)

qui auront à surmonter des défis techniques similaires, car les technologies mises en œuvre peuvent bénéficier plus tard à d'autres porteurs de projets.

Le projet présente plusieurs défis techniques qui nécessitent des solutions innovantes dans sa partie sous-marine :

- le principal défi est le franchissement du gouf de Capbreton : la solution technique retenue a été identifiée comme étant un forage directionnel horizontal (FDH), un type de microtunnelage pour l'installation de tuyaux sous le bassin du gouf, avec des points de départ et d'arrivée en mer (profondeur des eaux de 20 à 35 mètres). Il s'agit d'une technique de construction spéciale utilisée à terre mais hautement novatrice dans l'application en mer du projet Golfe de Gascogne. Des plateformes *offshore* et une configuration spécifique des installations de forage devront être envisagées pour cette application exceptionnelle. De plus, pour l'installation des câbles dans les tuyaux forés, une méthodologie spécifique et des ressources marines seront également nécessaires ;
- les systèmes de câbles sous-marins à haute tension présentent une limitation technique concernant la profondeur maximale d'installation, d'environ 1600 m. L'existence du gouf de Capbreton et son importante profondeur au large de la côte française exigent que l'itinéraire sous-marin suive la plateforme continentale, parallèlement aux littoraux espagnols et français, impliquant une augmentation de 70 km (+ 25 %) de longueur de câble.

Le projet Golfe de Gascogne requiert également la conception et la mise en œuvre de solutions innovantes sur les sections terrestres :

- du côté français, l'itinéraire du projet suit une section terrestre de 80 km, qui sera, une fois réalisée, la plus longue section terrestre d'un câble souterrain CCHT de toutes les interconnexions européennes construites ou prévues jusqu'à présent. Non seulement la longueur de la section terrestre en France constitue un défi, mais les conditions du sol dans le Médoc nécessitent aussi une attention particulière concernant le comportement thermique du système de câbles et une conception spécifique de celui-ci, de la tranchée et du remblai, afin de s'adapter à la capacité de l'interconnexion ;
- sur le territoire espagnol, une courte section aérienne pourrait être conçue. Ne pas avoir de système de câbles isolés continus entre le câble CCHT sous-marin et la section aérienne a des conséquences notables pour la conception de l'équipement, principalement en raison de la difficulté à identifier de manière fiable, en cas de défaut, l'emplacement du problème – le câble ou les sections aériennes. Cette nouvelle situation affectera la conception du système de stations de conversion et sa configuration (demi-pont/pont complet), la coordination de la protection, la coordination au niveau de l'isolation et l'équipement d'interface physique entre le câble et la ligne aérienne à installer.

Outre les défis en matière de construction, le projet Golfe de Gascogne soulève de nouvelles questions relatives à la sécurité du système en raison d'un mélange d'interconnexions synchrones et non synchrones n'ayant jamais été expérimenté sur cette frontière. L'interconnexion CCHT de Golfe de Gascogne fonctionnera parallèlement à d'autres lignes à courant alternatif et à la liaison CCHT Baixas-Santa Llogaia au niveau de la partie Est de la frontière. Une solution de gestion du contrôle de l'énergie innovante pour la capacité de transfert entre la péninsule ibérique et la France est nécessaire pour une coordination efficace entre les liaisons CCHT à l'Ouest et à l'Est, ainsi qu'avec les lignes à courant alternatif, afin de maximiser la capacité de transfert disponible tout en assurant la sécurité de l'approvisionnement.

**Le surcoût a été estimé par les GRT à 1 000 M€** par rapport à une ligne aérienne de 2 000 MW. Ce chiffre doit cependant être examiné selon la conception réelle d'interconnexions alternatives, notamment en tenant compte du relief et des besoins de renforcements sur les deux réseaux.

### 5.2.2 Sécurité d'approvisionnement

RTE et REE ont estimé la valeur de la sécurité d'approvisionnement à une VAN de 470 M€ compte tenu des économies sur la capacité de production apportées par la nouvelle interconnexion. Cependant, la sécurité d'approvisionnement est un concept plus vaste que l'adéquation de la production à la demande. Le développement de l'intégration des marchés en Europe conduit également à des niveaux d'interdépendance plus élevés entre les États membres. En somme, les interconnexions sont devenues un élément clé de la sécurité d'approvisionnement à l'échelle de l'UE, permettant à la communauté de bénéficier de l'intégration de ses partenaires à un coût efficace. Ainsi, le développement de la capacité d'interconnexion entre l'Espagne et la France bénéficie à la résilience du système électrique européen. Le projet Golfe de Gascogne contribue à améliorer la sécurité d'approvisionnement en électricité dans la péninsule ibérique et en France. Compte tenu de la taille et de la situation géographique de ces pays, la stabilité des systèmes électriques correspondants bénéficie également de manière significative au reste de l'Union européenne. En outre, la sécurité d'approvisionnement peut provenir d'aspects autres que la stabilité, tels qu'une utilisation plus efficace des ressources en temps réel grâce aux échanges d'équilibrage entre États membres. De tels bénéfices sont difficiles à quantifier économiquement.

### 5.2.3 Intégration des marchés

En portant la capacité d'interconnexion entre l'Espagne et la France de 2,8 GW à 5 GW, le projet Golfe de Gascogne sera une réalisation importante pour l'intégration de la péninsule ibérique dans le marché européen de l'électricité (notamment pour accroître la convergence des prix entre la péninsule ibérique et l'Europe continentale). Il aidera en particulier à réduire l'écart restant par rapport au niveau cible de 10 % de capacité d'interconnexion. En raison de son emplacement spécifique à l'Ouest, ce projet fait la meilleure utilisation des réseaux existants et contribue ainsi à limiter les besoins de renforcements internes et d'allègement des congestions. Cette externalité ne peut pas être quantifiée économiquement.

### 5.2.4 Durabilité

Les résultats de l'analyse coûts-bénéfices sont fortement tributaires des hypothèses concernant le développement de la production d'ENR. Les résultats sont très positifs (VAN<sup>10</sup> estimée à 957 M€) dans le scénario Vision 4 du TYNDP. Également connu sous le nom de « Révolution verte européenne », ce scénario suppose un développement coordonné de la production d'ENR dans l'UE, permettant une localisation optimale de la nouvelle capacité. Par conséquent, la Vision 4 réaffecte les capacités d'ENR installées dans toute l'Europe, dans le but de concentrer les efforts sur l'intégration des ENR dans des endroits maximisant les avantages pour tous les consommateurs. La péninsule ibérique est l'une des régions européennes ayant le potentiel de production d'énergie solaire le plus élevé. La faible densité de population, laissant une vaste surface disponible, est un autre facteur facilitant l'installation du solaire en Espagne. En outre, la parité réseau semble avoir été atteinte par les technologies solaires lors des récents appels d'offres dans la péninsule ibérique. De ce fait, la vision 4 prend en compte un considérable déploiement de l'énergie solaire en Espagne. En allégeant les contraintes sur les flux d'électricité vers le marché de l'UE, le projet Golfe de Gascogne peut accroître les débouchés pour les énergies renouvelables et permettre ainsi leur fort développement en Espagne et au Portugal. Un tel développement contribuerait à la réalisation des objectifs de la politique énergétique de l'Union européenne.

Contrairement à la Vision 4, les scénarios Vision 1 et Vision ne définissent pas une trajectoire menant à la réalisation de la Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050, et aucune autre politique n'est mise en œuvre après 2020 pour stimuler la mise en service d'ENR supplémentaires, sauf localement du fait de régimes de subventions locales. Dans la Vision 3, le futur *mix* de production en 2030 est sur la bonne voie pour atteindre les objectifs, mais il est déterminé par des politiques nationales parallèles, sans rechercher d'approche optimale.

Si le projet est considéré comme un élément clé de la politique européenne nécessaire à la réalisation de la Vision 4, la possibilité que cette politique ne soit pas effectivement mise en œuvre apporte une perte pour l'Europe qui devrait être quantifiée. Calculer la différence entre les estimations de VAN de la Vision 4 (957 M€) et la moyenne de tous les scénarios possibles (222 M€) pourrait donner une approximation de la valeur de la politique de l'UE. Cela signifierait que **la valeur du projet en termes de mise en œuvre de la politique de l'UE peut être quantifiée à 735 M€ de la VAN** utilisée dans l'analyse coûts-bénéfices.

Enfin, le projet Golfe de Gascogne pourrait faciliter l'entrée en Europe de quantités importantes d'énergie renouvelable provenant du nord de l'Afrique, se traduisant par une interconnexion plus forte avec ce continent et aidant ainsi à atteindre les engagements relatifs aux énergies renouvelables.

## 5.3 Conclusion quant à la demande de subvention

Dans la déclaration de Madrid, les chefs d'État de la France, de l'Espagne et du Portugal ainsi que le président de la Commission ont souligné l'importance de promouvoir le développement des interconnexions électriques entre l'Espagne et la France, en particulier pour atteindre le niveau cible de 10 % d'interconnexion. Ils ont aussi particulièrement souligné que « le développement de ces infrastructures devrait bénéficier du soutien le plus large possible au niveau européen, notamment à travers le Mécanisme pour l'interconnexion en Europe, les fonds structurels et le Fonds européen pour les Investissements stratégiques ».

Le projet Golfe de Gascogne apporte plusieurs externalités qui ne bénéficieront pas seulement aux pays hôtes, mais aussi à d'autres porteurs de projets et à l'Union européenne dans son ensemble. Certaines de ces externalités, telles que la contribution à l'objectif de l'UE de 10 % d'interconnexion ne peuvent être quantifiées économiquement. Une estimation quantitative des autres externalités est fournie ci-dessus.

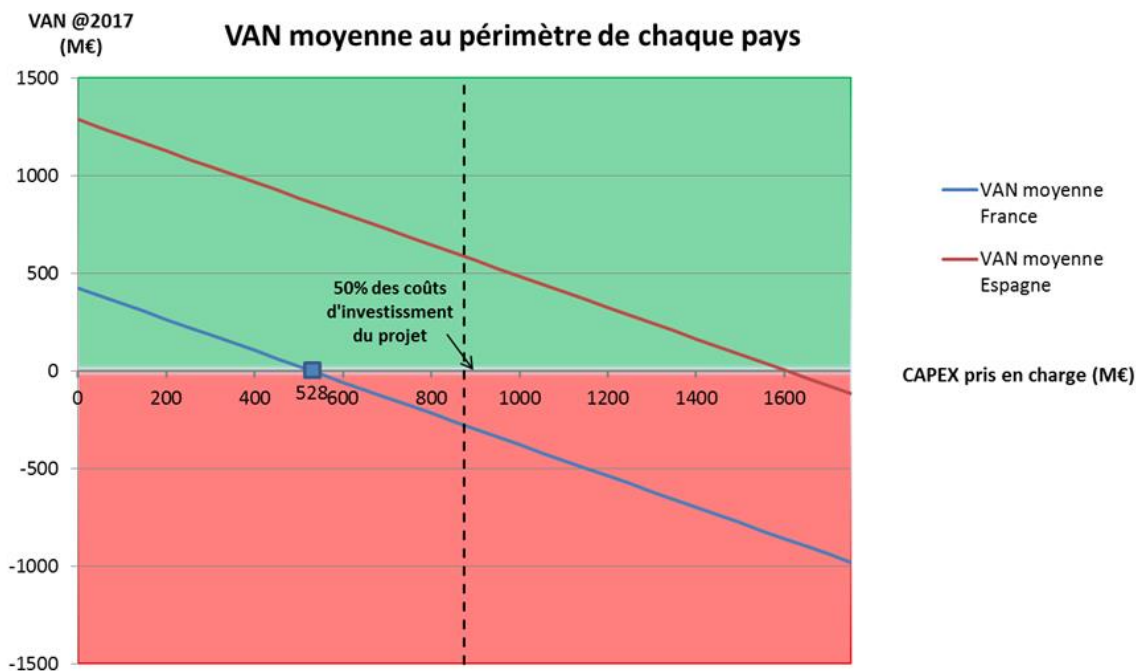
**En conséquence, la CRE et la CNMC concluent que le projet Golfe de Gascogne devrait bénéficier d'une aide financière ambitieuse – mais néanmoins inférieure à la limite théorique de 50 % – de l'Union européenne, qu'elles estiment à 40 % du coût du projet, soit 700 M€.**

## 6. DÉCISION DE RÉPARTITION TRANSFRONTALIÈRE DES COÛTS

L'analyse coûts-bénéfices menée au niveau national révèle que les coûts et les bénéfices du projet sont hautement déséquilibrés : 68 % des investissements auront lieu en France et 32 % en Espagne, alors que 35 % des bénéfices des pays hôtes seront perçus par la France et 65 % par l'Espagne, car la péninsule ibérique est une zone périphérique de l'Europe.

<sup>10</sup> y compris les bénéfices de sécurité d'approvisionnement valorisés

Sous les hypothèses de la demande d'investissement, et de 40 M€/an de bénéfices supplémentaires liés à la sécurité d'approvisionnement (partagés à parts égales entre la France et l'Espagne), le graphique ci-dessous présente la VAN moyenne du projet (pour les quatre scénarios du TYNDP) pour la France et l'Espagne, selon les CAPEX supportés par RTE et REE respectivement :



Ce graphique montre que la **VAN française devient négative lorsque la contribution de RTE aux coûts du projet dépasse 528 M€ (alors que 68 % des coûts sont situés sur le territoire français et 32 % sur le territoire espagnol).**

Eu égard à l'évaluation de la demande d'investissement et aux conclusions formulées ci-dessus, la CRE et la CNMC reconnaissent la nécessité d'une répartition transfrontalière des coûts, pour que la VAN française ne soit pas négative. Les calculs montrent que pour atteindre cet objectif, la contribution de RTE aux coûts d'investissement du projet Golfe de Gascogne ne peut pas dépasser 528 M€.

Les ARN reconnaissent que ce projet est un élément clé de la politique de l'UE et qu'une part importante des bénéfices estimés sera répercutée dans l'ensemble de l'Europe et pas seulement dans la péninsule ibérique. Dans ce contexte, et compte tenu des éléments exposés à la section 5, les régulateurs soutiennent la candidature des GRT à une subvention du MIE de 700 M€.

En se fondant sur l'hypothèse des GRT d'un partage à 50/50 des coûts d'investissement, les deux pays contribueraient au projet à hauteur de 875 M€. La CRE et la CNMC décident que l'aide financière de l'UE devrait être allouée de manière à ce que la VAN française devienne neutre (ce qui revient à ce que 350 M€ issus de la subvention soient attribués à RTE, quel que soit son montant). Si le financement reçu du MIE est inférieur à 350 M€, la CNMC et la CRE conviennent de trouver un nouvel accord pour la répartition des coûts, selon des modalités qui garantissent la mise en œuvre rapide du projet Golfe de Gascogne.

- partage des coûts d'exploitation

Comme indiqué à la section 2, ces coûts seront partagés selon la clé de répartition des coûts d'exploitation et de maintenance du projet suivante : RTE en supportera 60 % et REE les 40 % restants. Ainsi, les coûts liés à un dommage sur le câble sous-marin seront partagés selon cette clé de partage des coûts indépendamment du lieu de l'incident.

- traitement des éventuels dépassements de coûts

REE supportera les dépassements de coûts du projet jusqu'à ce que sa contribution nette totale<sup>11</sup> aux coûts d'investissement atteigne 875 M€. Tout dépassement supplémentaire des coûts au-delà de ce montant sera supporté à 62,5 % par REE et 37,5 % par RTE (ce qui correspond à la proportion de CAPEX couverte respectivement par REE et RTE lorsque ce seuil est atteint, en supposant que RTE reçoive une subvention de 350 M€ : 875 M€ couverts par REE et 525 M€ par RTE).

<sup>11</sup> contribution nette de l'aide financière versée par l'Union européenne

Conformément à l'article 12(5) du Règlement (UE) n° 347/2013, les ARN seront particulièrement attentives à l'efficacité des coûts encourus par les GRT.

Des mécanismes de régulation incitative nationaux – par exemple tels que décrits dans la décision de la CRE relative au TURPE 5<sup>12</sup> – garantiront que les GRT ont des incitations à réduire l'ampleur de tels dépassements de coûts. En particulier, ce mécanisme prendra en compte les surcoûts potentiels sur la base des coûts hors subvention.

- traitement des recettes de congestion

Les recettes de congestion liées au projet seront partagées à 50/50 entre RTE et REE, comme supposé dans les calculs ci-dessus. Cependant, si le projet se révélait plus rentable que prévu initialement, un mécanisme spécifique serait mis en œuvre pour partager ces bénéfices additionnels.

Plus précisément, le calcul ci-dessus suppose que, en l'absence du projet Golfe de Gascogne, la capacité d'interconnexion disponible entre la France et l'Espagne est de 2,4 GW dans la direction Espagne vers France, et 2,8 GW dans la direction opposée. Le projet Golfe de Gascogne porte au maximum la capacité d'interconnexion nominale à 5 GW dans les deux directions.

Les bénéfices réalisés du projet peuvent être approximés par le taux d'utilisation de cette capacité additionnelle apportée par le projet Golfe de Gascogne (2,6 GW dans la direction Espagne vers France et 2,2 GW dans la direction France vers Espagne). Le taux d'utilisation prévisionnel pris en compte dans cette décision est de 50 %, en accord avec les 4 visions du TYNDP prises en compte dans les calculs réalisés par les GRT pour 2020 et 2030.

Par souci de cohérence, le taux d'utilisation réalisé sera calculé en divisant les flux réalisés (flux au-delà de 2,4 GW dans la direction Espagne vers France et 2,8 GW dans la direction France vers Espagne) par la capacité additionnelle nominale disponible (2,6 GW dans la direction Espagne vers France et 2,2 GW dans la direction France vers Espagne).

Chaque accroissement de 1 % du taux d'utilisation au-delà du taux prévisionnel se traduira par un paiement de RTE à REE de 0,3 M€, en cohérence avec le surplus brut prévisionnel (net des pertes électriques) et une clé de répartition prévoyant le transfert de RTE à REE de 25% du bénéfice additionnel tiré de l'interconnexion par RTE (de telle sorte que l'Espagne gagne 62,5 % des bénéfices additionnels et la France 37,5 %) <sup>13</sup>.

Si le taux d'utilisation s'avère inférieur au taux anticipé pour une année N, le transfert de RTE à REE sera réduit en conséquence l'année N+1, sauf si cela conduit à un transfert négatif pour cette année N+1, auquel cas aucun transfert ne sera réalisé, et le solde sera reporté sur l'année N+2.

Le mécanisme décrit ci-dessus sera mis en œuvre pendant une durée de 25 ans. Si le solde est négatif à la fin de cette période, aucun transfert de REE à RTE ne sera réalisé. Après 10 ans de service de l'interconnexion, les ARN évalueront ce mécanisme spécifique et pourront, le cas échéant, s'accorder sur un mécanisme différent.

<sup>12</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/turpe-htb3>

<sup>13</sup> On suppose fictivement que les bénéfices additionnels sont par défaut partagés à 50/50 entre la France et l'Espagne. Si RTE transfère 25% des bénéfices additionnels français à REE, REE reçoit 12,5% des bénéfices additionnels totaux en plus de sa part par défaut, soit 62,5% des bénéfices additionnels totaux en tout.

## Annexe 1

Le tableau suivant détaille les différents flux de trésorerie pour le scénario V1 dans l'hypothèse d'un taux de disponibilité de 100 % et sans tenir compte des bénéfices supplémentaires liés à la sécurité d'approvisionnement.

Le calcul d'une VAN en 2017 avec un taux d'actualisation de 4 % donne le chiffre indiqué dans la partie principale du document.

Année	CAPEX	OPEX	Scénario V1			Total flux de trésorerie annuels
			Pertes	Économies de combustible	Autre	
2016	(5,7)					(6)
2017	(7,9)					(8)
2018	(4,3)					(4)
2019	(1,8)					(2)
2020	(25,6)					(26)
2021	(172,6)					(173)
2022	(569,1)					(569)
2023	(519,3)					(519)
2024	(375,8)					(376)
2025	(67,8)	(10,2)	(32,2)	147,2	0	37
2026		(10,2)	(33,1)	139,8	0	97
2027		(10,2)	(34,0)	132,5	0	88
2028		(10,2)	(35,0)	125,1	0	80
2029		(10,2)	(35,9)	117,8	0	72
2030		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2031		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2032		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2033		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2034		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2035		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2036		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2037		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2038		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2039		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2040		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2041		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2042		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2043		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2044		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2045		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2046		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2047		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2048		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2049		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63