



**Interconnexion France-Espagne par le golfe de Gascogne
Réponse de RTE à la contribution déposée par le Collectif
des Associations de Défense de l'Environnement Pays
Basque sud des Landes le 12 Décembre 2017**

Le 29 Décembre 2017

1) « La France (?) et l'Espagne ont une production excédentaire »

Le développement proposé par le CADE quant à la capacité installée en Espagne semble relever d'une interprétation incorrecte des éléments d'explication exposés par RTE dans sa précédente réponse.

RTE proposait de ramener des puissances exprimés en MW de production installés en MW disponibles afin de faciliter la comparaison entre le niveau de la demande à satisfaire et le niveau de production sur lequel le gestionnaire du système électrique peut s'appuyer effectivement, en moyenne, pour le satisfaire.

En considérant un taux moyen de 80% de disponibilité pour tous les moyens de production thermique (nucléaire ou à flamme), 75% pour l'hydraulique, un facteur de charge de 25% pour les 23 GW d'éolien et de 14% pour les 7 GW de solaire, la puissance disponible en moyenne en Espagne peut être estimée de l'ordre de 65 GW, soit 62% des 105,3 GW de capacité totale installée.

RTE souligne par ailleurs que les coefficients de charge des ENR indiqués par RTE sont intrinsèques aux énergies intermittentes dont la production est étroitement liée à la présence de soleil ou de vent. Indépendamment de sa capacité à faire une prévision sur la production ENR, un gestionnaire de réseau ne pourra tirer plus, en moyenne, de ces productions pour équilibrer la demande que ce que permet leur mode de production irrégulier de l'énergie.

2) L'interconnexion actuelle

RTE confirme que l'optimisation des capacités actuelles est bien une des priorités des gestionnaires des réseaux publics de transport. Preuve en est l'installation passée d'un transformateur déphaseur à Pragnères et celle plus récente du transformateur déphaseur d'Arkalé, pour améliorer la capacité d'échange à la frontière entre la France et l'Espagne. On rappelle par ailleurs que les valeurs maximales de capacité obtenues pour un sens ou l'autre des échanges le sont pour des conditions favorables de l'exploitation des réseaux, sans aléas adverses, qui ne sont pas quotidiennement reproductibles. C'est pourquoi nous répétons qu'une valeur extrême (3500 MW) ne peut être considérée comme représentative d'une NTC (2800 MW).

Il importe également de souligner qu'une situation correspondant à un réseau chargé à hauteur des capacités physiques des ouvrages qui le composent ne constitue en rien un optimum de fonctionnement pour la Collectivité. Au contraire, un réseau sans marge est l'assurance d'un black-out certain. Des règles d'exploitation sérieuses d'un réseau ne peuvent se baser sur ces considérations.

C'est pourquoi, a minima en Europe, les règles d'exploitation d'un système électrique considèrent que la perte d'un élément quelconque (unité de génération, installation de compensation ou n'importe quel circuit de transport, transformateur) ne doit pas mettre en danger la sécurité d'exploitation des réseaux interconnectés en raisons des limites qui pourraient être atteintes ou dépassées pour le courant, le niveau de tension, la stabilité, etc. et ne doit pas causer le déclenchement en cascade d'installations en causant des interruptions de l'alimentation. Le CADE peut utilement consulter le code européen d'exploitation du système sur ces aspects dits « N-1 » et autres [https://electricity.network-codes.eu/network_codes/sys-ops/].

2.1) Transformateur d'Arkalé :

RTE maintient les deux commentaires sur le TD d'Arkalé qui ne sont en rien contradictoires sous réserve d'en faire la lecture qui convient.

Le TD d'Arkalé est installé sur la ligne 225 kV Argia – Arkalé. Cette ligne dispose d'une capacité physique maximale qui correspond à l'intensité limite qui peut la traverser, en résumé le courant maximal admissible pour la section de conducteur de cette liaison.

Le transformateur déphaseur a pour fonction, soit de "pousser" plus de courant dans la ligne 225 kV que ne le permettent les lois de l'électricité dans des réseaux maillés, sans pouvoir dépasser l'intensité maximale admissible de cette ligne, soit d'empêcher que cette ligne ne se charge au-delà de son intensité maximale admissible, en repoussant les flux vers d'autres lignes qui disposent de marges, mais sans que les capacités physiques maximales admissibles de ces lignes puissent être dépassées.

C'est à ce titre que RTE écrit qu'un TD n'apporte pas de capacités physiques de transport en plus des capacités existantes. Le TD n'augmente pas la section des conducteurs des lignes existantes. Il permet, en revanche, de modifier, dans certaines limites, la répartition naturelles des flux dans les lignes existantes et, ce faisant, de mieux utiliser, en certaines situations leurs capacités physiques. C'est cette utilisation améliorée des capacités physiques qui permet d'augmenter de 300 MW la capacité d'échange globale offerte par le réseau pour les échanges entre l'Espagne et la France, sans qu'il y ait eu création du moindre MW de capacité physique supplémentaire. Le CADE pourra utilement se référer à l'article « Transformateur Déphaseur » sur Wikipedia s'il souhaite approfondir ces explications (https://fr.wikipedia.org/wiki/Transformateur_d%C3%A9phaseur)

2.2) « Supposée saturation de l'interconnexion France-Espagne »

Les questions posées étant les mêmes que celles posées par le Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques, nous renvoyons le CADE à la lecture de notre réponse sur la plateforme de concertation.

3.2) « La contribution de RTE aux coûts d'investissement du projet golfe de Gascogne ne peut pas dépasser 528 M€ »

Le paragraphe 2.3 de la décision commune des régulateurs porte sur les pertes ohmiques sur le réseau de transport. Il s'agit de pertes consécutives à l'échauffement des câbles des lignes suite au passage d'un courant.

Le document expose deux estimations de ces pertes, l'une réalisée par les gestionnaires de réseaux de transport (RTE et REE), l'autre réalisée par les régulateurs nationaux (CRE et CNMC). Il s'agit donc de deux estimations pour une même grandeur. Ces estimations ne sont donc pas à sommer pour le calcul économique. Soit on considère l'une, soit l'autre, mais pas les deux en même temps.

Nous ne comprenons pas le lien que le CADE fait entre le volume de pertes électriques, qui respecte la loi d'Ohm établie en 1827, et une subvention européenne.

La lecture des « revenus » présentés dans le document commun qu'il convient de faire est la suivante :

Les revenus de Golfe de Gascogne à considérer pour évaluer sa pertinence économique sont de deux natures :

- **des bénéfiques socio-économiques (SEW)** : il s'agit d'économies sur les dépenses en combustibles pour répondre à la consommation européenne
- **des bénéfiques sur la sécurité d'approvisionnement**. Il s'agit de dépenses d'investissement évitées en moyen de production de pointe pour éviter de couper la consommation lorsque la situation est tendue d'un point de vue consommation.

En ce qui concerne les SEW (§3.1), le document présente l'évaluation faite par les gestionnaires de réseaux de transport dans le cadre du TYNDP 2016 et l'évaluation faite par les régulateurs, dans une approche prudentielle. Cette dernière est homogène avec celle des GRT, mais abattue du coefficient de disponibilité de Golfe de Gascogne. La valeur du SEW Europe est de 184 M€/an en 2020 et, en moyenne des quatre scénarios 2030, de 145 M€/an, selon les estimations de la CRE.

En ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement, le bénéfice annuel est estimé à 40 M€/an au niveau de l'Europe.

La recette globale est donc la somme des deux gains, soit 224 M€/an en 2020 et 185 M€/an en moyenne, en 2030.

Ces estimations ne relèvent pas de l'intime conviction des GRT français et espagnols en référence à la situation actuelle, mais résultent de plusieurs simulations réalisées avec des modèles de calculs différents (au moins trois) par des gestionnaires de réseau européens, dont deux simulations effectuées par des GRT qui ne sont pas concernées par l'interconnexion France Espagne pour garantir l'objectivité des résultats.

Par ailleurs, RTE souhaite rappeler que ses investissements, validés par la CRE, relèvent, comme pour tout projet d'infrastructure public, d'un calcul économique et non d'un calcul financier. Rentrent dans cette analyse, les bénéfices du projet pour la Collectivité. Ainsi, l'amélioration de la sécurité d'alimentation, un des bénéfices procurés par l'interconnexion, est calculée comme la réduction des risques de coupures d'électricité subies par consommateurs, risques identifiés en prévisionnel pour certaines situations tendues, en l'absence de l'interconnexion. Ce risque est valorisé de façon normative pour le calcul économique, sans relation avec de quelconques flux financiers.

De même, le SEW reflète le bénéfice pour la Collectivité lié à la baisse des coûts de production résultant d'une meilleure substitution des énergies fossiles par les ENR.

La somme des bénéfices économiques doit, a minima, équilibrer les dépenses (construction, maintenance) induites par le projet. Le calcul se fait en bilan actualisé sur 25 ans. La rentabilité économique d'un projet ne s'apprécie donc pas à la seule observation des gains d'une année donnée.

Ainsi, les recettes d'enchères tirées de l'interconnexion n'interviennent pas dans la méthode de calcul de performance économique d'un projet tel que mis en œuvre par la CRE. Ces recettes interviendraient dans le calcul du bilan financier du projet dans le cas où il s'agirait d'une ligne marchande, gérée par un investisseur privé.

RTE souhaite rappeler qu'INELFE, société commune créée par RTE et REE pour réaliser les études et la construction des ouvrages d'interconnexions entre la France et l'Espagne n'est pas partie prenante dans la gestion des capacités disponibles et ne tire aucun profit des revenus d'enchères à la frontière franco-espagnole. Le CA de 5,6 M€ évoqué par le Réseau est pour l'essentiel relatif aux études réalisées en 2016 par la filiale. L'examen du CA sur la période de réalisation de Baixas Santa Loggaia, aurait montré qu'il reflétait les coûts d'études et de construction du projet.

Pour conclure sur le volet subvention européenne, surplus pour la Collectivité et subvention sont des principes sans connexion directe. Le calcul économique montre que le surplus social garantit l'intérêt économique du projet pour les consommateurs européens. Le projet n'est donc en rien structurellement déficitaire. En revanche, l'analyse de la répartition de ce surplus entre pays montre que la part de ce bénéfice qui échoit à la France ne permet pas de couvrir les coûts supportés par les consommateurs français. C'est le rôle de la subvention européenne de corriger ce déséquilibre en permettant, au travers d'un financement public, d'assurer la neutralité économique du projet pour la France. Sans cette neutralité, le projet ne pourrait se faire et c'est précisément ce à quoi veille la CRE.

Si l'opportunité du projet à la maille européenne n'avait pu être démontrée, l'octroi d'une subvention eut été tout simplement impossible en application du règlement Européen 347/2013.

Le TYNDP est effectivement un produit de l'association européenne des GRT, qui résulte de plusieurs simulations réalisées avec des modèles de calculs différents. Contrairement à vos affirmations, la méthodologie est transparente, publiée [<https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/TYNDP/ENTSO-E%20cost%20benefit%20analysis%20approved%20by%20the%20European%20Commission%20on%204%20February%202015.pdf>] et approuvée par la commission européenne. Le TYNDP fait lui-même l'objet de consultations et de contrôles par l'agence européenne de coopération des régulateurs (ACER).

4) Calcul des 10 %

RTE observe que la décision prise par la CRE dans sa délibération de septembre 2017, postérieure à son rapport de juin 2016 sur Golfe de Gascogne, repose sur une analyse économique coût bénéfice qui s'affranchit totalement d'un quelconque objectif atteint ou à atteindre en matière de taux d'interconnexion. En d'autres termes, les 10 % n'interviennent nulle part dans la justification économique.

5) « Solidarité ou spéculation »

L'organisation du système électrique français positionne la CRE comme valideur des investissements de RTE, garantissant ainsi que ces derniers sont dument justifiés. La CRE a vérifié les données et a réalisé elle-même les calculs technico-économiques. RTE rappelle que la CRE est une autorité administrative indépendante, agissant en toute transparence, ce qui devrait répondre aux attentes exprimées par le CADE.

En matière de gains financiers, il est nécessaire de rappeler que les recettes tirées de la mise aux enchères des interconnexions appartenant au réseau public de transport

(RPT) sont intégralement utilisées par la CRE pour venir en déduction des dépenses supportées par les consommateurs au travers du TURPE. RTE n'est ainsi qu'un simple collecteur des recettes d'enchères qui sont au seul bénéfice des utilisateurs de ce réseau.

L'augmentation des tarifs de transport est traitée explicitement dans le paragraphe 3.5 de la délibération de septembre 2017. Elle est de 1,2% en France. Pour un particulier, le tarif d'utilisation du réseau de transport représente de l'ordre de 10 % de sa facture. Ainsi, l'augmentation pour un particulier sera de l'ordre de 0,12 %.

6) « Dommages collatéraux »

Le CADE renvoie à la médiocre transparence et à la faible indépendance d'ENTSO-e vis-à-vis de RTE et REE. Nous contestons bien sur les affirmations sur la médiocre transparence puisque tout ce qui concerne le TYNDP est public et fait l'objet de consultations (méthodologie, scénario, résultats).

Nous contestons aussi le lien qui est fait entre la localisation du point de raccordement en France, sa proximité avec la centrale du Blayais et le fait que RTE est filiale à 51 % d'EDF. Le choix de Cubnezais a été expliqué dans le dossier de concertation. Il maximise la NTC et évite tout renforcement sur l'ensemble du réseau.

Quant à l'indépendance de RTE vis-à-vis d'EDF, la CRE y est particulièrement vigilante depuis la création de RTE. RTE s'engage dans ses missions de Service Public à garantir:

- Un traitement non-discriminatoire à tous les acteurs du marché de l'électricité pour l'accès au réseau de transport à haute et très haute tension,
- La transparence de ses méthodes en donnant à tous les utilisateurs actuels ou potentiels du réseau la même qualité d'information sur les règles générales d'organisation et de fonctionnement du marché de l'électricité et en collaborant avec la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) pour l'élaboration et l'évolution des mécanismes du marché,
- La confidentialité des informations commercialement sensibles afin d'assurer le respect d'une concurrence non faussée.

Ces engagements qui sont les nôtres depuis la création de RTE, sont regroupés dans le « Code de Bonne Conduite » que RTE fait paraître conformément à l'article 6 III de la loi du 9 août 2004. Ce code fait l'objet d'un rapport annuel sur sa mise en œuvre adressé à la CRE. (http://clients.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/Rapport_annuel_CdeBC_RTE_2016.pdf)

7) « Dégâts Environnementaux et risques sanitaires »

Le champ magnétique généré par une liaison à courant continu est de fréquence nulle et non pas d'extrêmement basse fréquence. Il est physiquement semblable au champ magnétique terrestre, dont l'intensité est en moyenne de 50 μ T en France.

L'amplitude du champ magnétique aux abords de l'ouvrage dépend :

- de l'intensité du courant transporté dans l'ouvrage,
- des paramètres de pose (profondeur d'enfouissement, géométrie de l'écartement entre les deux câbles d'une même liaison). Ces paramètres

varient le long de l'ouvrage de manière à s'adapter à la configuration du terrain.

Il est maximal à l'aplomb de la liaison souterraine, puis il décroît très rapidement en s'éloignant (comme l'inverse du carré de la distance à la liaison).

A titre d'illustration, les mesures réalisées à une hauteur d'1m par rapport au sol, le long de la liaison souterraine franco-espagnole à courant continu Baixas-Santa Llogaïa mise en conduite en octobre 2015 n'ont pas dépassé les 150 μT calculés lors de simulations préalables, à transit maximal. A quelques mètres de la liaison souterraine, il devient impossible de distinguer le champ magnétique généré par la liaison souterraine du champ magnétique terrestre.

La valeur limite d'exposition applicable au champ magnétique statique, selon la recommandation européenne d'exposition permanente, est de 40 000 μT . Par conséquent, les niveaux atteints par le champ magnétique des liaisons à courant continu sont très nettement inférieurs à la valeur limite d'exposition du public.