



Le réseau
de transport
d'électricité

Contribuez au projet d'interconnexion électrique France - Espagne par le Golfe de Gascogne

Contributions recueillies

Contribution N°1

Date : 18/10/2017

Bonjour,

Vous trouverez en pièce jointe la contribution du CADE (Collectif des Associations de défense de l'Environnement Pays Basque sud des Landes qui regroupe plus de cinquante associations.

Pouvons-nous avoir accès aux contributions? Et comment?

D'autre part nous vous signalons que l'accès à la contribution est particulièrement difficile.

Pièce jointe 1 contribution N°1 : « *Projet d'interconnexion électrique entre l'état français et l'état espagnol : Le CADE exprime son opposition !* »

Projet d'interconnexion électrique entre l'état français et l'état espagnol : Le CADE exprime son opposition !

Un projet d'interconnexion électrique entre l'état français et l'état espagnol partant de la région de Blaye, franchissant 85 km enterrés dans le Médoc puis sous-marin jusqu'à la région de Lemoniz près de Bilbao est présenté actuellement au public.

Ce projet s'appuie sur une directive européenne fixant les interconnexions des états à **10%** de leur capacité de production. Les documents présentés affirment que « les besoins d'échanges de part et d'autre sont de plus en plus importants »

Pour le CADE, ces interconnexions sont inutiles !

1) La France et l'Espagne ont une production excédentaire.

En 2014, la France avait une capacité de production installée de 129 GW soit 1,6 fois sa consommation. En 2014, l'Espagne avait une capacité de production installée de 103 GW soit 2,6 fois sa consommation. Et en plus, la consommation n'augmente pas : dans son Bilan électrique français 2016 synthèse presse édité par RTE page 8, on peut lire « la tendance à la stabilisation de la consommation annuelle d'électricité est constatée pour la sixième année consécutive en France », un tableau illustrant le propos.

2) L'interconnexion actuelle.

L'interconnexion actuelle entre les deux états n'est pas de 2,8 GW comme le prétend le document de présentation mais de près de 3,2 GW : « Grâce à l'interconnexion Baixas-Santa Llogaia, mise en service en octobre 2015, les échanges commerciaux entre la France et l'Espagne ont pu atteindre jusqu'à 3500 MW (soit 3,5 GW) en export et 2983 MW (soit 2,983 GW) en import en novembre 2016. » écrit RTE à la page 6 de son *Bilan électrique français 2016 synthèse presse*. Si on y ajoute les travaux effectués à la sous station d'Arkale 460 MW, la capacité d'interconnexion est de près de 3,7 GW. C'est plus qu'entre la France et l'Allemagne, la France et le Royaume Uni, la France et la Belgique, la France et la Suisse et la France et l'Italie.

3) La France a déjà atteint ses 10 % :

Comme le montre un tableau de la Commission de Régulation de l'Energie dont nous publions ci-dessous les références, avec 13500 MW (13,5 GW) en export et 9800 MW (9,8 GW) en import la France a dépassé ses 10%. D'autant plus qu'il existe les projets suivants : 700MW avec l'Irlande, 1000MW avec la Belgique, renforcement avec l'Allemagne, 3 projets avec la Suisse de 500 MW, 600MW et 1000MW. Les documents du projet annoncent que l'Espagne n'en serait qu'à 6,5 %. Nous considérons qu'elle en est à 3,7 GW et qu'il convient d'ajouter les 3 GW existants entre l'Espagne et le Portugal et les 0,4 GW entre l'Espagne et le Maroc. Cela fait 7,1 GW.

<file:///C:/Documents%20and%20Settings/Victor/Mes%20documents/CADE12/THT/Interconnexions%20-%20R%C3%A9seaux%20publics%20d'%C3%A9lectricit%C3%A9%20-%20R%C3%A9seaux%20-%20CRE.htm>

4) Calcul des 10% :

Le calcul de ces 10 % laisse une part trop importante à la capacité installée et pas assez à la consommation réelle. Les chiffres de capacité installée de l'Espagne (103 GW en 2014) voudraient qu'on porte sa capacité de 10% à 10 GW au lieu des 7,1 actuels. Mais la politique démesurée de l'état espagnol l'a poussé à construire de grosses centrales au gaz aujourd'hui à l'arrêt et dont la maintenance est coûteuse. Elle a augmenté ainsi artificiellement sa capacité de 75% de 2003 à 2014. Le fait qu'elle ait une consommation 2,6 fois inférieure à sa capacité montre qu'il faut injecter davantage de part de la consommation réelle dans le calcul des 10%.

5) Solidarité ou spéculation :

Le document évoque la solidarité entre les Etats mais qu'en est-il réellement ? Les échanges sont inégaux entre la France et l'Espagne, très nettement en faveur de la France. Etonnant quand on sait que l'Espagne a

une capacité 2,6 fois supérieure à sa consommation. L'explication est la suivante, les opérateurs de l'Etat espagnol achètent de l'électricité d'origine nucléaire à la France. Comme en France, dans le prix de revient du nucléaire on ne compte pas les millions d'années de surveillance des déchets nucléaires (frais légués aux générations futures) le prix est bien plus bas qu'en Espagne. En achetant de l'électricité d'origine nucléaire en France et en la revendant plus cher en Espagne, les opérateurs font une marge intéressante. C'est de la spéculation.

6) Dommages collatéraux :

La France, achète à l'Espagne de l'électricité issue d'énergies renouvelable et peut satisfaire ainsi la demande sur ce secteur. Mais les effets induits sont les suivants : à quoi bon sortir progressivement du nucléaire puisque nous avons des clients ? A quoi bon investir dans les énergies renouvelables puisque l'Espagne nous en fournit ? Ce projet est donc finalement une incitation à ne pas sortir du nucléaire et un obstacle au déploiement d'une véritable politique d'énergies renouvelables en France.

7) Un projet peut en cacher deux autres :

Le document évoque aussi d'autres étapes avec deux autres projets terrestres cette fois entre Cantegrit (près de Morcenx) et la Navarre passant dans les scénarios envisagés par la côte ou par la vallée d'Arnéguy et Marsillon (près de Lacq) en direction de l'Aragon, sans doute par la vallée d'Aspe.

8) Vers un géant européen de l'énergie :

Toutes ces directives s'inscrivent dans une logique de construction d'un géant européen de l'énergie qui s'installera vraisemblablement dans les états européens où l'on paiera le moins d'impôts. Cela affaiblira voire éliminera notre service public de l'électricité qui se contentera d'un « rôle de passeur d'énergie ».

Ainsi, pour le CADE:

Il n'est pas opportun d'augmenter de manière disproportionnée le taux d'interconnexion aux coûts importants.

Il est préférable de continuer de manière volontariste sur la piste des économies d'énergie pour diminuer une consommation stable à ce jour.

Il est préférable de continuer d'investir sur la piste du stockage électrique.

Nous souhaitons un arrêt progressif du Nucléaire qui doit inciter à développer les énergies renouvelables en France sans dépendre des autres pays.

Il est par contre nécessaire d'augmenter les efforts en direction de l'autoconsommation basée sur des énergies renouvelables avec un minimum de réseau à étendre.

Réponse RTE contribution N°1 :

Date : 29/10/2017

Bonjour et merci de votre intérêt pour le projet.

Vous trouverez ci-dessous un lien vers un document rédigé par RTE visant à répondre point par point à la contribution que vous nous avez transmis le 18 Octobre 2017 sur la plateforme de la concertation et dont nous vous remercions.

Concernant l'accès à la plateforme de concertation : Elle s'effectue en deux étapes et non quatre :

- 1ère étape : saisir l'adresse du site (URL) du projet, telle qu'indiquée dans l'ensemble des documents de la concertation, à savoir <https://www.inelfe.eu/fr/projets/golfe-de-gascogne> dans tout type navigateur internet
- 2ème étape : sur le site du projet ainsi ouvert, dans la partie « Concertation en France », en dessous de « Pour toute question relative à la concertation et pour consulter les contributions merci de bien vouloir cliquer ici pour accéder à la plateforme de concertation », cliquer sur le bouton « cliquer ici ».

Concernant les réponses apportées aux questions posées sur la plateforme de la concertation : Elles sont rendues publiques sur cette même plateforme, après validation par M. le garant.

Cordialement,
RTE

Pièce jointe 2 contribution N°1 : « Réponse de RTE à la contribution déposée par le Collectif des Associations de Défense de l'Environnement Pays Basque sud des Landes »



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 30 Octobre 2017

1) La France et l'Espagne ont une production excédentaire

La puissance installée donne une image de la capacité de production maximale théorique. Elle ne prend pas en compte les aléas météorologiques (absence de vent, de soleil) ou techniques (pannes, etc). Elle est donc nécessairement supérieure à la consommation à la pointe.

La puissance installée dans un pays quel qu'il soit ne peut être strictement ajustée sur une valeur de consommation de pointe donnée. Les moyens qui composent le parc de production peuvent en effet être indisponibles, que ce soit de façon programmée (pour la maintenance périodique de ces unités) ou de façon fortuite (absence de vent pour une éolienne, panne d'une ou de plusieurs de ces unités, etc.). Si la puissance installée était ajustée sur la puissance de pointe, le pays serait, statistiquement, en situation de pénurie d'électricité pour ces niveaux de consommation.

De plus, même en faisant l'hypothèse d'un taux de croissance nul de la consommation, la valeur de pointe de la demande en électricité n'est pas une grandeur figée. Elle peut évoluer à la hausse de façon très sensible, notamment en fonction des événements climatiques comme, par exemple, des vagues de froid. Si la puissance installée dans un pays ne tenait pas compte de ce phénomène, il y aurait pour ces situations des risques de coupure des consommateurs d'électricité. A titre d'illustration, la pointe de consommation enregistrée en France le 8 février 2012 avec 102,1 GW à 19h00, alors qu'elle n'a été que de 88,5 GW le lundi 18 janvier 2016.

Pour réduire ces risques dans des situations d'aléas défavorables, il est nécessaire de disposer de moyens de production supplémentaires par rapport à la prévision de pointe de consommation. Le niveau de cette marge est défini en fonction de critères de sécurité d'alimentation que se fixent les pays. En France, la marge est dimensionnée pour limiter le risque de coupure d'électricité à 3h par an en moyenne.

De plus, à puissance égale installée, les moyens de production ne présentent pas la même puissance disponible en moyenne pour couvrir la consommation. Cette dernière varie suivant les technologies, en fonction des coefficients de charge. Ainsi, pour disposer en moyenne d'1 MW de puissance disponible, il faudra installer environ 1,2 MW de centrale thermique classique, 4 MW d'éolien et 7 à 11 MW de solaire. Les valeurs pour l'éolien et le solaire sont naturellement à prendre en ordre de grandeur qui peuvent varier à la baisse comme à la hausse en fonction des caractéristiques climatiques des pays (régimes de vents, ensoleillement moyen, ...). De fait, la mise en œuvre de la transition écologique avec le développement des énergies renouvelables pour la production d'énergie se traduit par une différence plus marquée entre les puissances de pointe nationales et les puissances des parcs de production installés.

Comme l'indique le tableau ci-dessous, l'Espagne a un parc de production solaire et éolien plus important en proportion de la totalité du parc installé qu'en France

En % du parc de production installé (chiffres 2016)	Parc installé solaire photovoltaïque et solaire thermique	Parc installé éolien
France	5,1 %	8,9 %
Espagne	6,6 %	21,8 %

En application du principe présenté plus haut, il n'est pas anormal que le ratio capacité de production installé / puissance consommée à la pointe soit plus élevé en Espagne qu'en France.

2) L'interconnexion actuelle

Comme indiqué dans le Bilan Electrique français pour 2016, les échanges entre la France et l'Espagne ont effectivement atteint 3500 MW. Il s'agit toutefois d'une valeur extrême qui correspond à des situations d'exploitation très favorables du réseau rencontrées quelques dizaines d'heures par an. La valeur de 3500 MW ne peut donc pas être retenue comme une valeur de capacité d'échange garantie.

La capacité d'échange nette à la frontière entre deux pays se calcule au pas horaire. Ce n'est pas une grandeur constante. Elle dépend non seulement des capacités physiques des ouvrages électriques qui composent l'interconnexion, mais aussi des conditions selon lesquelles les gestionnaires de réseau vont à chaque instant, exploiter l'ensemble du réseau électrique. Ces conditions sont susceptibles d'évoluer, en fonction de l'état du réseau (indisponibilité de lignes électriques) dans les 2 pays, des charges à alimenter, et des dispositions qui vont être prises en préventif pour prévenir les conséquences des incidents les plus probables susceptibles d'affecter le réseau. Ces dispositions sont encadrées par des règles d'exploitation (par exemple, règle du N-1) destinées à réduire les risques d'incidents de grandes ampleurs pour le réseau. La capacité d'échange nette est donc une grandeur qui évolue d'heure en heure aussi bien dans le sens import que dans le sens export.

ENTSO-E¹ définit la capacité nette d'échange (NTC) comme une valeur représentative qui doit être atteinte au moins 30 % du temps. L'examen des chroniques horaires sur l'année 2016² confirme, en application de cette définition, que l'ordre de grandeur de la NTC de la France vers l'Espagne est de 2800 MW alors qu'elle est inférieure à 2500 MW de l'Espagne vers la France.

Le Transformateur Déphaseur installé au poste d'Arkalé en Espagne à l'été 2017 n'apporte pas en tant que tel au réseau de nouvelles capacités physiques de transport d'électricité. Ce matériel est destiné à améliorer l'utilisation des capacités existantes, sans remettre en cause les règles de sécurité. Il permet, si nécessaire, de forcer un transit dans la ligne électrique sur laquelle il est installé supérieur à celui qui serait observé en application des lois physiques de l'électrotechnique, sans toutefois pouvoir dépasser la capacité nominale de cette ligne.

En pratique, son apport est faible pour les transits de la France vers l'Espagne. Sa principale utilité est d'augmenter les capacités d'échanges en import en portant à 2800 MW la NTC de l'Espagne vers la France.

3) La France a déjà atteint ses 10 %

En tenant compte des capacités d'échange en export, la France est effectivement au-dessus des 10 %. L'Espagne de son côté est nettement en dessous des 10 %.

Néanmoins, la France est le plus proche voisin de l'Espagne et est donc le partenaire naturel de l'Espagne pour l'interconnecter avec le reste de l'Europe, dans un souci de solidarité.

Indépendamment de l'objectif des 10 %, la Commission de Régulation de l'Energie, dans sa délibération 2017-204 du 21 septembre trouve un intérêt socio-économique

¹ ENTSO-e : European Network of Transmission System Operators for Electricity = Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité

² Données disponibles sur <http://www.iesoe.eu>

pour la France à réaliser le projet puisqu'elle indique que « la contribution de RTE aux coûts d'investissement du projet golfe de Gascogne ne peut pas dépasser 528 M€ ».

4) Calcul des 10 %

La méthodologie de calcul des 10 % s'appuie sur les conclusions du Conseil Européen de Barcelone des 15 et 16 mars 2002. Il stipule : « Dans le domaine de l'énergie, le Conseil européen approuve l'objectif consistant, pour les États membres, ... à parvenir, ..., à un niveau d'interconnexion électrique au moins équivalent à 10 % de leur capacité de production installée ». Elle ne tient pas compte à ce jour de la consommation.

5) Solidarité ou spéculation

Les interconnexions permettent à l'électricité la moins chère de mieux circuler entre 2 pays et plus largement dans toute l'Europe. Ces échanges commerciaux bénéficient au consommateur.

Une interconnexion électrique entre un pays A et un pays B permet effectivement à un opérateur de se fournir en électricité au meilleur prix dans le pays A ou le pays B, tant que la capacité de l'interconnexion le permet en jouant sur les complémentarités des parcs de production et les habitudes de consommation. Ces échanges commerciaux bénéficient ainsi au consommateur qui a accès à une énergie moins chère.

Elle assure aussi une solidarité réelle en cas de difficultés à assurer l'équilibre entre la consommation et la production dans des situations tendues telle que celle rencontrée par la France lors de l'hiver 2016 / 2017 ou les imports d'Espagne ont largement contribué à éviter toute coupure de grande ampleur en France.

6) Dommages collatéraux

Le développement du réseau de transport d'électricité et des interconnexions offre de nouveaux débouchés aux énergies renouvelables amenées à se développer dans le cadre de la transition énergétique, en leur offrant la possibilité d'être transportées vers les lieux de consommation en Europe.

Notre réponse à votre question s'appuie sur les évaluations réalisées par ENTSO-e sur l'intérêt socio-économique du projet selon 4 scénarios contrastés d'évolution de la production et de la consommation à l'échelle européenne. Le scénario qui apporte les plus grands bénéfices socio-économiques pour le projet golfe de Gascogne est le scénario « Révolution verte européenne » qui correspond aux objectifs de dé-carbonisation de l'Union européenne dans sa « Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 ». Ainsi, notre projet est un atout pour la transition énergétique tant à l'échelle de l'Europe que celle de la France et non un frein.

A titre d'information sur l'importance du développement du réseau de transport d'électricité pour réussir la transition énergétique, vous pourrez utilement consulter un rapport de Greenpeace (<https://www.greenpeace.de/files/publications/201402-power-grid-report.pdf>) ainsi que l'étude ADEME France 100 % EnR.

7) Un projet peut en cacher deux autres

L'objectif d'interconnexion entre la France et l'Espagne est de 8000 MW. Le projet d'interconnexion par le golfe de Gascogne permettrait d'atteindre 5000 MW.

D'autres projets sont à l'étude. Ils sont publics, coordonnés à l'échelle européenne via un schéma planifié sur 10 ans qui associe le public à chacune des étapes de son élaboration.

Ces projets figurent dans le schéma décennal de développement 2016 du réseau européen d'ENTSO-e (the Ten Years Network Development Plan – TYNDP³) qui est public : le projet d'interconnexion entre Marsillon (France – Pyrénées-Atlantiques) et la Communauté autonome d'Aragon (Espagne) et le projet d'interconnexion entre Cantegrit (France – Pyrénées-Atlantiques) et la Communauté autonome de Navarre (Espagne). Leur localisation à ce stade des études n'est pas définie et fera l'objet d'une concertation, si les projets se concrétisent, à l'image de celle en cours pour le projet golfe de Gascogne

Le TYNDP est l'outil de référence permettant aux Gestionnaires de Réseaux de Transport européens d'évaluer de façon homogène et cohérente l'intérêt des renforcements du réseau de grand transport européen. Cet outil de planification à 10 ans fait l'objet d'une large concertation en Europe organisée tout au long de l'élaboration du plan, depuis la construction des scénarios jusqu'aux propositions d'investissements nécessaires, à la fois au niveau européen et dans les régions européennes.

8) Vers un géant de l'énergie

Rte, service public du transport d'électricité en France, n'a pas de commentaires particuliers et prend note de votre avis

³ <http://tyndp.entsoe.eu/>

Contribution N°2

Date : 18/10/2017

Bonjour,

j'étais présent à la réunion publique du 17/10/17 à Ste Hélène et je voudrais savoir deux choses : quand sera publié le débat avec les questions du public et les réponses, et Est-ce que l'on peut s'inscrire à une Newsletters ?

Merci

Réponse RTE contribution N°2 :

Date : 24/10/2017

Bonjour et merci de votre intérêt pour le projet.

Nous faisons nos meilleurs efforts pour publier le compte rendu des réunions publiques 15 jours au plus tard après ces dernières.

L'ensemble des documents de la concertation, dont les comptes rendus des réunions publiques, seront téléchargeables sur le site internet www.inelfe.eu/fr/projets/golfe-de-gascogne.

Vous pouvez vous inscrire à la newsletter via le formulaire de contribution en cliquant sur "recevoir la lettre d'information".

Nous avons néanmoins noté votre demande et rajouté vos coordonnées à la liste de diffusion.

Cordialement,

Rte

Contribution N°3

Date : 19/10/2017

Je souhaite comprendre le bien fondé de ce projet .

En charge de la transition énergétique au sein de la Communauté d' Agglo Pays Basque , j'aimerais mesurer le bénéfice que nous tirerions d'un échange d'énergie électrique au moment où nos centrales nucléaires donnent des signes inquiétants de vétusté .

Il ne faudrait pas que l'Espagne nous achète à bon prix (commerce ?) une énergie dont la production demeure une épée de Damoclès au dessus de nos têtes.

Probablement que notre consommation d'électricité nationale pourrait être largement minorée en évitant les gaspillages propres à notre société de surconsommation d'une part et en taxant le Kw superflus pour financer les énergies propres d'autre part .

Cordialement

Réponse RTE contribution N°3:

Date : 03/11/2017

Bonjour,

L'intérêt pour la Collectivité d'un projet comme golfe de Gascogne doit être analysé à l'échelle de l'Europe dans son ensemble et pas uniquement à la maille de la France et de l'Espagne prises isolément. La délibération de la Commission de Régulation de l'Energie en date du 21 septembre 2017 permet d'analyser le bénéfice du projet à la fois au niveau européen mais aussi au niveau français. La CRE indique ainsi que « la contribution de RTE aux coûts d'investissement du projet golfe de Gascogne ne peut pas dépasser 528 M€ ».

Concernant le point sur la vente du nucléaire « à bon prix », l'horizon auquel les projets d'interconnexion sont regardés est un horizon lointain, à 2030 (pour rappel, la mise en service de notre projet est 2025). A 2030, le mix énergétique européen aura évolué très nettement, tout comme le mix énergétique français. Ainsi, le projet est évalué selon 4 scénarios européens couvrant l'horizon des possibles. Ils sont détaillés dans le TYNDP 2016* et vont d'un scénario dit « Progrès Lent » à « Révolution européenne verte ». Ces scénarios ont fait l'objet d'une consultation du public.

Le scénario qui apporte les plus grands bénéfices socio-économiques pour le projet golfe de Gascogne est le scénario « Révolution verte européenne » qui correspond aux objectifs de dé-carbonisation de l'Union européenne dans sa « Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 ». Dans ce scénario, la part du nucléaire en France dans la production d'électricité descend à 50 % et la part des énergies renouvelables augmente. La consommation d'électricité dans ce scénario augmente aussi, du fait du transfert vers l'électricité d'applications utilisant des combustibles fossiles, telle que le véhicule électrique ou les pompes à chaleur.

*la traduction du TYNDP est disponible sur le site d'INELFE <https://www.inelfe.eu/fr/projets/golfe-de-gascogne>

Cordialement,
RTE

Contribution N°4

Date : 19/10/2017

Bonjour,

Les éléments fournis par le CADE renvoient à la ré interrogation de nos politiques.

Ce projet mériterait une analyse coûts avantages pour préciser et garantir de la pertinence sur le court, moyen et long terme du projet.

Les coûts sont importants et à l'heure des restrictions budgétaires et de l'urgence climatique, nous nous devons de prioriser, hiérarchiser et modérer notre mode de vie.

Cela passe par une relocalisation de nos modes de vies et de consommation à travers une valorisation au plus près de notre production d'énergie.

Les voies de l'auto consommation et de la valorisation de nos potentiels locaux d'énergies renouvelables se doivent d'être investies et priorisées.

Faute d'une politique claire et déterminée en ce sens, nous jouons et perdons sur tous les tableaux en dispersant l'énergie et les dépenses.

Dans quelles conditions les échanges internationaux seront réalisés ? S'agit-il de solidarités entre territoires ou d'échanges commerciaux?

Peut-on échanger, sans pondération basée sur un bilan carbone / bilan coût global de production, nos énergies au risque de jouer du dumping énergétique à renfort de nucléaire ou de charbon ?

Je rejoins les arguments du CADE.

Oui à la solidarité entre les territoires à condition qu'elle ne couvre pas le jeu de concurrences marchandes et contres productives pour la population et l'environnement.
La politique de l'énergie relève de l'intérêt générale et du long terme et ce projet doit présenter des garanties en ce sens.

A ce stade, je ne peux que m'opposer à ce projet.
Bien cordialement.

Réponse RTE contribution N°4 :

Date : 31/10/2017

Bonjour,

Merci pour votre contribution.

En ce qui concerne l'analyse coûts avantages du projet à moyen et long terme du projet, il convient de se référer au document disponible sur le site de la CRE intitulé « décision commune de répartition transfrontalière des coûts du projet Golfe de Gascogne ».

Il expose l'analyse faite par les régulateurs français et espagnols, autorités indépendantes en charge de veiller aux intérêts des consommateurs en électricité.

La production d'une énergie plus décarbonée passe, sans conteste, par un recours important aux énergies renouvelables. Si solaire et éolien sont les sources d'énergie renouvelable les plus appropriées pour répondre, en volume, à cet objectif, elles partagent en revanche la caractéristiques de produire une énergie qui fluctue beaucoup plus que l'énergie produite par les moyens de production classiques (centrale gaz, charbon).

Recourir aux énergies renouvelables appelle de fait à un besoin renforcé d'échanges entre les territoires afin de bénéficier de leurs complémentarités en matière de potentiels ENR (régimes de vents, ensoleillement différents, on-shore/off-shore, ...) et assurer, sans rupture, la couverture en énergie d'un territoire.

Le réseau constitue le moyen essentiel pour répondre à ce besoin accru d'échanges, en permettant la mutualisation des moyens de production ENR entre les territoires. De plus, les ouvrages d'interconnexion comme Golfe de Gascogne autorisent cette mise en commun à une grande échelle. Ils réduisent les goulets d'étranglement aux frontières qui empêchent les consommateurs de bénéficier, au meilleur coût, de la totalité du potentiel ENR disponible au niveau européen à un instant, l'approvisionnement en sécurité des consommateurs, au moindre coût, restant la mission principale du réseau en général, et des ouvrages d'interconnexion, en particulier.

Cordialement,
RTE

Contribution N°5

Date : 22/10/2017

Bonjour,

L'Europe impose que la France exporte 10% de sa production . Mais elle le fait déjà! Avec une production de 129 000 MW en 2014, la France a déjà ses 10% puisque en 2015 elle exporte 13

500 MW. De plus, la France achète à l'Espagne de l'électricité issue du renouvelable pour satisfaire la demande. L'augmentation de l'interconnexion favorise donc le maintien du nucléaire en France puisque on lui trouve des débouchés lucratifs et ne favorise pas une véritable politique d'énergie renouvelable en France puisqu'il suffira de l'acheter en Espagne. Les français qui croient consommer de l'énergie verte, savent-ils qu'elle vient d'Espagne?

Finalement, la France se donne bonne conscience!

Si nous voulons "vraiment" aller vers une énergie plus propre, n'est-il pas préférable de se tourner de manière volontariste sur la piste des économies d'énergie pour diminuer une consommation stable à ce jour tout en continuant d'investir sur la piste du stockage électrique? Si l'objectif annoncé est "l'arrêt progressif" du nucléaire, il faut inciter à développer les énergies renouvelables en France sans dépendre des autres pays.

On peut également s'interroger sur la construction d'un géant de l'énergie européen qui aurait son siège sans doute en Irlande ou au Luxembourg et qui se substituerait progressivement à nos services publics, ses derniers se limitant « à un rôle de passeur d'énergie ».

Réponse RTE contribution N°5 :

Date : 31/10/2017

Bonjour,

En ce qui concerne l'objectif de porter le taux d'interconnexion électrique des états membres à au moins 10% de la production installée, il relève des engagements pris par les états membres lors du sommet de BARCELONE en mars 2002. En revanche, il n'existe de quelque façon que ce soit d'obligation/engagement à exporter un pourcentage donné de la puissance du parc installé comme vous l'indiquez. De même, il n'existe aucune relation simple entre la puissance du parc installée en France et la puissance maximale instantanée exportée.

Vous indiquez dans votre contribution que l'augmentation de l'interconnexion favorise le maintien du nucléaire en France. Vous trouverez sur le site du projet la traduction des scénarios d'évolution de la production et de la consommation européenne contenus dans le « Ten Years Network Development Plan 2016 » d'Entso-e du TYNDP 2016 qui sous-tendent la justification technico-économique du projet.

Comme indiqué dans la délibération de la CRE du 21 septembre 2017, c'est dans le scénario « révolution européenne verte » du TYNDP 2016 que le projet golfe de Gascogne présente l'efficacité la plus grande.

Dans ce scénario « Révolution verte », la demande en électricité reflète :

- d'une part les efforts en efficacité énergétique qui sont faits dans les usages traditionnels de l'électricité avec un développement important de la micro-production, des pompes à chaleur, et en considérant un environnement réglementaire plus exigeant (pour la conceptions des bâtiments, par exemple),
- et d'autre part les économies en énergies réalisées en substituant l'électricité à d'autres énergies pour certains usages lorsque l'électricité permet, pour ces usages, une utilisation plus efficace de l'énergie consommée (exemple, secteur des transports).

Evoluer vers une consommation plus efficace d'une énergie plus propre ne se traduit pas nécessairement par la stagnation ou la baisse de la consommation en électricité mais peut se traduire, au contraire, par une croissance modérée de celle-ci.

Dans ce scénario, la production d'électricité s'appuie sur un mix énergétique qui correspond aux objectifs de dé-carbonisation de l'Union européenne dans sa « Feuille de route pour l'énergie à

l'horizon 2050 », avec une part du nucléaire qui tend à disparaître progressivement dans les zones à forte production d'EnR. Notre projet vise donc à favoriser la transition énergétique à l'échelle européenne et non à maintenir le nucléaire en France.

Solaire et éolien sont les sources d'énergie renouvelable les plus appropriées pour répondre, en volume, à l'objectif de production d'une énergie propre. En revanche, elles se caractérisent par une production d'énergie qui fluctue beaucoup plus que l'énergie produite par les moyens de production classiques (centrale gaz, charbon). Sans que l'on puisse parler de dépendance, recourir de façon importante aux énergies renouvelables appelle néanmoins à un besoin renforcé d'échanges entre les territoires afin qu'ils puissent bénéficier de leurs complémentarités en matière de potentiels ENR (régimes de vents, ensoleillement différents, on-shore/off-shore, ...) et d'une couverture en énergie, sans rupture. Ainsi, même avec une stagnation ou diminution de la consommation, l'augmentation des EnR et la modification de la localisation de la production implique un développement du réseau.

Nous ne partageons pas la vision d'une indépendance des pays européens en matière d'énergies renouvelables car elle conduirait à un surdimensionnement des parcs d'ENR de chaque pays et donc à des sur-investissements pour chacun d'eux. Il est au contraire intéressant de tirer parti de la complémentarité potentielle avec les pays voisins en matière de production et de consommation afin d'optimiser les investissements à l'échelle européenne. A ce titre, on remarquera que même dans l'hypothèse d'un mix 100% renouvelable tel qu'imaginé par l'ADEME dans une étude réalisée à l'horizon 2050 (*), le réseau électrique, tant pour des besoins liés aux échanges inter-régionaux qu'aux besoins d'échanges internationaux, ne perd pas sa raison d'être et continue de se développer.

(*) UN MIX ÉLECTRIQUE 100 % RENOUVELABLE ? ANALYSES ET OPTIMISATIONS : SYNTHÈSE TECHNIQUE ET SYNTHÈSE DE L'ÉVALUATION MACRO-ÉCONOMIQUE (<http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/mix100-enre-synthese-technique-macro-economique-8892.pdf>).

La conclusion figurant en p20 du rapport de synthèse est de ce point de vue explicite.

« Les capacités d'échanges inter-régionales associées au mix optimisé 100 % renouvelable devraient se voir accrues de 36 % par rapport à la situation actuelle. En outre, des renforcements des interconnexions aux frontières sont également prévus (ceux-ci ont été fixés en amont, à partir des hypothèses du scénario Nouveau Mix de RTE), de 14 à 23 GW à l'export et de 11 à 16 GW à l'import.

Ces interconnexions permettent de bénéficier du foisonnement des productions renouvelables entre la France et ses voisins (régimes de vent et décalages entre les pics d'ensoleillement). Il a ainsi été avéré qu'une fourniture d'électricité 100 % renouvelable sur le territoire français pouvait s'intégrer dans le cadre d'une politique européenne favorisant fortement les EnR, avec un taux de pénétration renouvelable de 80 % dans les pays frontaliers, et un équilibre global annuel importateur nul. Des calculs spécifiques ont été réalisés dans le cadre d'une variante modélisant le réseau de répartition (63 - 90kV). Les résultats obtenus ont permis de mettre en évidence un faible impact de la prise en compte du réseau de répartition à la fois sur le mix optimal obtenu, et sur le coût global associé ».

Rte, service public du transport d'électricité en France, n'a pas de commentaires concernant votre dernière affirmation qui reprend celle du CADE et prend note de votre avis.

Cordialement,
RTE

Contribution N°6

Date : 26/10/2017

Le 25/10/2017

De M. J Ph Brauge, Adjoint au maire de Lège Cap Ferret

Contribution n°1 sur registre

Nous attirons votre attention sur le passage de la dune dans une zone fragile et soumise à l'érosion.

La profondeur de passage est importante dans une zone qui bouge et évolue.

Réponse RTE contribution N°6 :

Date : 30/10/2017

M. Brauge,

Merci pour votre contribution.

Parmi les études techniques et environnementales que nous serons amenés à réaliser, une fois le « Fuseau de Moindre Impact » validé par le ministre en charge de l'énergie, certaines seront dédiées à la meilleure façon de franchir la dune, si nous avons à la franchir.

Ces études dépendront donc du lieu d'atterrissage qui sera retenu.

Nous avons bien conscience de l'importance du cordon dunaire et de sa fragilité.

Cordialement,
RTE

Contribution N°7

Date : 26/10/2017

Bonjour,

Voici encore un grand projet inutile, imposé, et pharaonique qui suit la logique habituelle :

- C'est « l'Europe » qui le veut.
- MAIS : les gouvernements Français, Espagnol, Portugais ont déjà validé à Madrid en mars 2015 la mise en œuvre du MARCHE intérieur de l'énergie dans lequel s'inscrit ce projet.
- Justifications du projet éculées : Sécurité/ Compétitivité / Croissance/ emplois.
- Un peu de vert pour faire propre : intégration d'énergies « renouvelables », moins de GES, en conformité avec la COP 21, chiffres indémontrables qui ne tiennent pas compte des dégâts environnementaux occasionnés par les travaux.
- Et SURTOUT :

Une mise à l'écart de la population, pourtant c'est elle qui va payer l'ardoise, la concertation par internet pour un projet de cette sorte aurait mérité quelques réunions publiques.

Reprenons les arguments pour vendre ce projet :

- La Sécurité énergétique ? Nous sommes en surproduction, les 10% d'interconnexions sont déjà atteints, les prévisions de croissance sont surestimées alors que la consommation citoyenne baisse.

De plus, est-il sérieux de compter sur la centrale nucléaire de Blaye à bout de souffle pour fournir de l'électricité à l'Espagne ?

- Compétitivité ? : voilà le maître mot, est-il prévu une guerre énergétique au sein de l'UE ?

Sommes-nous en train de construire « une union de l'énergie » impitoyable ? (Il est vrai que les

espagnols paient déjà l'électricité nucléaire qu'ils nous achètent au prix fort).

- Changement Climatique ? : « réduction du besoin en centrales de production pour combler la demande aux heures de pointes 19h en France, 21h en Espagne » (doc Inelfe). ..

En bref :

- Projet qui ne tient pas compte de l'intérêt général humain, destiné aux marchands de l'énergie, des idéologues du tout connecté, du BTP ...

- Coût 1,9 Mds d'€ annoncés....

- A l'opposé de l'économie de la consommation énergétique.

- Surréaliste si l'on veut fermer les centrales nucléaires.

Préférable:

- la coopération à la compétitivité.

- La non marchandisation de l'énergie.

- Le développement de la production locale pour l'indépendance énergétique.

- Favoriser les alternatives douces.

- Investir dans la recherche pour améliorer les technologies dites vertes.

- Anticiper et programmer la fermeture des centrales nucléaires.

- Revenir à un service public, (urgent : ne pas vendre les barrages), on nous a vendu la privatisation au nom de la liberté de choix et des baisses de coûts, ce système nous enferme dans la dépendance des profits des boutiquiers.

Réponse RTE contribution 7 :

Date : 31/10/2017

Bonjour,

Nous prenons note de vos remarques.

Nous attirons néanmoins votre attention sur le fait que ce projet ne fait pas uniquement l'objet d'une consultation par internet, mais aussi d'une série de réunions publiques, permanences et ateliers territoriaux.

Le calendrier de ces points de rencontre se trouve sur le site internet d'où vous avez contribué à la plateforme de concertation, <https://www.inelfe.eu/fr/projets/golfe-de-gascogne>.

Cordialement,
RTE

Contribution N°8

Date : 27/10/2017

L'objectif d'atteindre des capacités d'interconnexion électriques correspondant à 10 % de la capacité de production installée pour chacun des États Membres de l'Union, fixée, en 2002, par le Conseil européen, a été considéré par la Commission de Régulation de l'Énergie, dans son rapport de juin 2016, comme devant faire l'objet d'une nouvelle « réflexion autour des besoins d'interconnexions en élaborant des indicateurs qui tiennent compte de la situation géographique des pays, des caractéristiques des parcs de production et des taux de convergence des prix ». Elle mentionne qu'« un objectif uniforme portant sur un unique indicateur, d'autant plus lorsqu'il est fixé en pourcentage de la puissance de production installée, risque de conduire à surdimensionner les interconnexions, et donc à alourdir les coûts supportés par les consommateurs européens sans que les bénéfices associés à ces interconnexions ne viennent compenser ces coûts ».

Le projet d'interconnexion électrique par le Golfe de Gascogne, qui est lancé pour participer à l'objectif initial de 10% des capacités d'interconnexion électriques de la France, participe à cet

alourdissement des coûts référencés par la CRE et mériterait une étude d'opportunité socioéconomique plus importante qu'une simple concertation, quand bien même les textes législatifs la justifieraient.

Réponse RTE contribution N°8 :

Date : 01/11/2017

Bonjour,

L'objectif de 10% de taux d'interconnexion résulte des conclusions du sommet européen de Barcelone en Mars 2002. Cet objectif reste toujours en vigueur, ce qui n'exclut pas que la méthode de calcul de cet indicateur soit susceptible d'évoluer dans le futur pour tenir compte des changements des caractéristiques du système électrique européen.

Il convient cependant d'avoir présent à l'esprit que l'atteinte de cet objectif n'affranchit pas les projets d'interconnexion d'une analyse approfondie de leur opportunité socio- économique et de son examen par les régulateurs de l'Energie des pays concernés. Pour Golfe de Gascogne, l'évaluation des bénéfices du projet et les valeurs actuelles nettes correspondantes pour différents scénarios d'analyse sont détaillés dans le document « Décision Commune de répartition transfrontalière des coûts du projet Golfe de Gascogne » disponible sur le site de la CRE. Les chiffres exposés permettent de conclure à la rentabilité économique du projet proposé.

Cordialement,
RTE

Contribution N°9

Date : 30/10/2017

27/10/2017

De Monsieur Pachon

Contribution n°2 sur le registre

La surcapacité des deux Etats- le fait que la France ait déjà atteint les 10% font qu'à nos yeux ce projet est inutile et coûteux.

Pièce jointe 1 contribution N°9 : « *Projet d'interconnexion électrique dans le Golfe de Gascogne entre l'état Français et l'état Espagnol : Le CADE exprime son opposition !* »

Projet d'interconnexion électrique dans le Golfe de Gascogne entre l'état français et l'état espagnol : Le CADE exprime son opposition !

Un projet d'interconnexion électrique entre l'état français et l'état espagnol partant de la région de Blaye, franchissant 85 km enterrés dans le Médoc puis sous-marin dans le Golfe de Gascogne jusqu'à la région de Gatika (l'ex-centrale nucléaire de Lemoniz près de Bilbao est actuellement présenté au public.

Ce projet s'appuie sur une décision non-contraignante du Conseil européen fixant les interconnexions électriques des Etats membres à **10%** de leur capacité de production. Les documents présentés affirment que « les besoins d'échanges de part et d'autre sont de plus en plus importants »

Pour le CADE et les autres membres du Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques, ces interconnexions sont inutiles hors de prix et nuisibles!

1) La France et l'Espagne ont une capacité électrique excédentaire.

En 2014, la France avait une capacité de production installée de 129 GW soit 1,6 fois sa consommation.

L'Espagne avec une capacité de production installée de 103 GW accusait une surcapacité de plus 2,6 fois sa consommation.

De plus, la consommation électrique n'augmente pas : dans son Bilan électrique français 2016 synthèse presse édité par RTE page 8, on peut lire « la tendance à la stabilisation de la consommation annuelle d'électricité est constatée pour la sixième année consécutive en France », un tableau illustrant le propos. En Espagne, la consommation a chuté de 11% entre 2008 et 2014 (de 4% en France).

2) L'interconnexion actuelle est largement suffisante et récemment accrue.

L'interconnexion actuelle entre les deux Etats n'est pas de 2,8 GW comme le prétend le document de présentation mais de 3,7 GW : « Grâce à l'interconnexion Baixas-Santa Llogaia, mise en service en octobre 2015, les échanges commerciaux entre la France et l'Espagne ont pu atteindre jusqu'à 3500 MW (soit 3,5 GW) en export et 2983 MW (soit 2,983 GW) en import en novembre 2016. » écrit RTE à la page 6 de son *Bilan électrique français 2016 synthèse presse*. Si on y ajoute les travaux effectués à la sous station d'Arkale 460 MW, la capacité d'interconnexion est de près de 3,7 GW. C'est plus qu'entre la France et l'Allemagne, la France et le Royaume Uni, la France et la Belgique, la France et la Suisse et la France et l'Italie.

Or cette capacité actuelle d'interconnexion est sous-utilisée : en 2016, les exportations françaises vers l'Espagne ont atteint 9.300 GWh, soit, en divisant par les 8760h de l'année, en moyenne une capacité utilisée de seulement 1060 MW pour 3700 MW disponibles, laissant apparaître une **surcapacité d'un facteur 3,7**.

Aussi, **comment justifier de construire une nouvelle ligne dans le Golfe de Gascogne de 2000 MW** pour un cout de 1.8 Mds € (à répercuter sur les factures des clients, +1.5% en Espagne selon des médias) alors que ses faibles recettes (*"En 2015, les revenus générés à l'interconnexion France - Espagne ont représenté 75 M€"*, Commission de Régulation de l'Energie (CRE)) ne pourront couvrir ni ses couts d'investissement ni d'exploitation et de maintenance. De plus, le financement tant par RTE (filiale d'EDF et de la Caisse des Dépôts) que par des subventions européennes n'est pas assuré.

3) La France a déjà atteint ses 10 % :

Comme le montre un tableau de la Commission de Régulation de l'Energie dont nous publions ci-dessous les références, avec 13500 MW (13,5 GW) en export et 9800 MW 9,8 GW) en import la France a dépassé ses 10%. D'autant plus qu'il existe d'autres projets: 700MW avec l'Irlande, 1000MW avec la Belgique, renforcement avec l'Allemagne, 3 projets avec la Suisse de 500 MW, 600MW et 1000MW.

Les documents du projet annoncent que l'Espagne n'en serait qu'à 6,5 %. Nous considérons qu'elle en est à 3,7 GW avec la France et qu'il convient d'ajouter les 3 GW existants entre l'Espagne et le Portugal et les 0,4 GW entre l'Espagne et le Maroc. Cela fait 7,1 GW. (soit 6,9% par rapport à une capacité de production de 103 GW)

4) Calcul des 10% :

En outre, le calcul de ces 10 % basé uniquement sur la capacité installée et non pas sur la consommation réelle. Les chiffres de capacité installée de l'Espagne (103 GW en 2014) voudraient qu'on porte sa capacité de 10% à 10 GW au lieu des 7,1 actuels. Mais la politique démesurée de l'état espagnol l'a poussé à construire de grosses centrales au gaz aujourd'hui à l'arrêt et dont la maintenance est coûteuse. Elle a augmenté ainsi artificiellement sa capacité de 75% de 2003 à 2014. Le fait qu'elle ait une consommation 2,6 fois inférieure à sa capacité montre qu'il faudrait s'appuyer sur la consommation réelle dans le calcul des 10% ce qui ferait alors 17,8%.

5) Solidarité ou spéculation :

Le document évoque la solidarité entre les Etats mais qu'en est-il réellement ? Les échanges sont inégaux entre la France et l'Espagne, très nettement en faveur de la France. Etonnant quand on sait que l'Espagne a une énorme surcapacité de production. L'explication est la suivante, compagnies électriques privées espagnoles achètent de l'électricité d'origine nucléaire à la France. Comme en France, dans le prix de revient du nucléaire on ne compte pas le démantèlement des centrales et les millions d'années de surveillance des déchets nucléaires (facture léguée aux générations futures) le prix est bien plus bas qu'en Espagne. En achetant de l'électricité (82% du temps) et en la revendant plus cher en Espagne, les opérateurs espagnols font une marge importante aux dépens du consommateur. C'est de la pure spéculation.

6) Dommages collatéraux :

La France, achète à l'Espagne un peu de l'électricité issue d'énergies renouvelable et pour satisfaire ainsi en partie la demande sur ce secteur. Mais les effets induits sont les suivants : à quoi bon sortir progressivement du nucléaire puisque nous avons des clients ? Ici, le câble sous-marin du Golfe de Gascogne permettrait de relier directement la centrale nucléaire du Blayais (4 réacteurs de 900 MW soit 3.600 MW) avec Bilbao et sa région alors même qu'il existe déjà 2 lignes THT terrestres de 2550 MW sous-utilisées entre les 2 régions. A quoi bon investir dans les énergies renouvelables puisque l'Espagne nous en fournit ? Ce projet est donc finalement une incitation à ne pas sortir du nucléaire et un obstacle au déploiement d'une véritable politique d'énergies renouvelables en France.

7) Dégâts environnementaux risques sanitaires :

De nombreuses études indépendantes (dont de l'OMS) ont démontré que les lignes THT (**même enterrées**) **gènèrent une forte pollution électromagnétique**, avec des conséquences désastreuses pour la santé des populations vivant à proximité: cancers, migraines, problèmes de fertilité, troubles du sommeil, allergies, fatigue, etc., outre des niveaux élevés de nuisance acoustique. Cette pollution électromagnétique affecte tant les personnes que la faune même à distance.

De plus, les lignes THT provoquent aussi des dégâts environnementaux de par la nécessité de maintenir un espace dégagé autour des câbles. Ceci cause un impact significatif sur les paysages et altère la flore et la faune des écosystèmes traversés affectant en particulier l'élevage et le tourisme mais sans retombées économiques pour les zones affectées. Les câbles sous-marins affectent aussi des écosystèmes marins fragiles, certains protégés dans le Golfe de Gascogne.

8) Un projet peut en cacher deux autres :

Le document évoque aussi d'autres étapes avec deux autres projets terrestres de 2 GW chacun cette fois entre Cantegrit (près de Morcenx) et la Navarre passant dans les scénarios envisagés par la côte ou par la vallée d'Arnéguy et Marsillon (près de Lacq) en direction de l'Aragon, sans doute par la vallée d'Aspe ou la vallée de Gavarnie.

9) Vers un géant européen de l'énergie :

Ces méga-projets s'inscrivent dans une logique de construction d'un géant européen de l'énergie qui s'installera vraisemblablement dans les états européens où l'on paiera le moins d'impôts. Cela affaiblira voire éliminera notre service public de l'électricité qui se contentera d'un « rôle de passeur d'énergie ».

Ainsi, pour le CADE:

Il n'est pas opportun d'augmenter de manière disproportionnée le taux d'interconnexion aux coûts importants car les capacités actuelles sont déjà surcapacitaires.

Il est préférable de continuer de manière volontariste sur la piste des économies d'énergie pour diminuer une consommation stable à ce jour.

Il est préférable de continuer d'investir sur la piste du stockage électrique.

Nous souhaitons un arrêt progressif du Nucléaire qui doit inciter à développer les énergies renouvelables en France sans dépendre des autres pays.

Il est par contre nécessaire d'augmenter les efforts en direction de l'autoconsommation basée sur des énergies renouvelables avec un minimum de réseau à étendre en local et régional, pas intercontinental.

Le Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques :

redapoyopirineo@gmail.com

<http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/>

Le CADE :

<http://cade-environnement.org>

Remis en mains propres par
M. Victor PACHON le 27 octobre
lors de la permanence RTE
de Saint Jean de Luz

Etienne SEARÉS *Seares*

Réponse RTE contribution N°9 :

Date : 13/11/2017

Bonjour,

Vous trouverez ci-dessous un lien vers un document rédigé par RTE visant à répondre aux nouveaux éléments de votre contribution.

Cordialement,
RTE

Pièce jointe 2 contribution N°9 : « *Réponse de RTE à la contribution déposée par le Collectif des Associations de Défense de l'Environnement Pays Basque sud des Landes* »



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 30 Octobre 2017

En bleu, mise à jour le 13 Novembre 2017 suite à la nouvelle contribution déposée par le CADE lors de la permanence du 27 Octobre 2017 à Saint Jean de Luz

1) La France et l'Espagne ont une production excédentaire

La puissance installée donne une image de la capacité de production maximale théorique. Elle ne prend pas en compte les aléas météorologiques (absence de vent, de soleil) ou techniques (pannes, etc). Elle est donc nécessairement supérieure à la consommation à la pointe.

La puissance installée dans un pays quel qu'il soit ne peut être strictement ajustée sur une valeur de consommation de pointe donnée. Les moyens qui composent le parc de production peuvent en effet être indisponibles, que ce soit de façon programmée (pour la maintenance périodique de ces unités) ou de façon fortuite (absence de vent pour une éolienne, panne d'une ou de plusieurs de ces unités, etc.). Si la puissance installée était ajustée sur la puissance de pointe, le pays serait, statistiquement, en situation de pénurie d'électricité pour ces niveaux de consommation.

De plus, même en faisant l'hypothèse d'un taux de croissance nul de la consommation, la valeur de pointe de la demande en électricité n'est pas une grandeur figée. Elle peut évoluer à la hausse de façon très sensible, notamment en fonction des événements climatiques comme, par exemple, des vagues de froid. Si la puissance installée dans un pays ne tenait pas compte de ce phénomène, il y aurait pour ces situations des risques de coupure des consommateurs d'électricité. A titre d'illustration, la pointe de consommation enregistrée en France le 8 février 2012 avec 102,1 GW à 19h00, alors qu'elle n'a été que de 88,5 GW le lundi 18 janvier 2016.

Pour réduire ces risques dans des situations d'aléas défavorables, il est nécessaire de disposer de moyens de production supplémentaires par rapport à la prévision de pointe de consommation. Le niveau de cette marge est défini en fonction de critères de sécurité d'alimentation que se fixent les pays. En France, la marge est dimensionnée pour limiter le risque de coupure d'électricité à 3h par an en moyenne.

De plus, à puissance égale installée, les moyens de production ne présentent pas la même puissance disponible en moyenne pour couvrir la consommation. Cette dernière varie suivant les technologies, en fonction des coefficients de charge. Ainsi, pour disposer en moyenne d'1 MW de puissance disponible, il faudra installer environ 1,2 MW de centrale thermique classique, 4 MW d'éolien et 7 à 11 MW de solaire. Les valeurs pour l'éolien et le solaire sont naturellement à prendre en ordre de grandeur qui peuvent varier à la baisse comme à la hausse en fonction des caractéristiques climatiques des pays (régimes de vents, ensoleillement moyen, ...). De fait, la mise en œuvre de la transition écologique avec le développement des énergies renouvelables pour la production d'énergie se traduit par une différence plus marquée entre les puissances de pointe nationales et les puissances des parcs de production installés.

Comme l'indique le tableau ci-dessous, l'Espagne a un parc de production solaire et éolien plus important en proportion de la totalité du parc installé qu'en France

En % du parc de production installé (chiffres 2016)	Parc installé solaire photovoltaïque et solaire thermique	Parc installé éolien
France	5,1 %	8,9 %
Espagne	6,6 %	21,8 %

En application du principe présenté plus haut, il n'est pas anormal que le ratio capacité de production installé / puissance consommée à la pointe soit plus élevé en Espagne qu'en France.

2) L'interconnexion actuelle

Comme indiqué dans le Bilan Electrique français pour 2016, les échanges entre la France et l'Espagne ont effectivement atteint 3500 MW. Il s'agit toutefois d'une valeur extrême qui correspond à des situations d'exploitation très favorables du réseau rencontrées quelques dizaines d'heures par an. La valeur de 3500 MW ne peut donc pas être retenue comme une valeur de capacité d'échange garantie.

La capacité d'échange nette à la frontière entre deux pays se calcule au pas horaire. Ce n'est pas une grandeur constante. Elle dépend non seulement des capacités physiques des ouvrages électriques qui composent l'interconnexion, mais aussi des conditions selon lesquelles les gestionnaires de réseau vont à chaque instant, exploiter l'ensemble du réseau électrique. Ces conditions sont susceptibles d'évoluer, en fonction de l'état du réseau (indisponibilité de lignes électriques) dans les 2 pays, des charges à alimenter, et des dispositions qui vont être prises en préventif pour prévenir les conséquences des incidents les plus probables susceptibles d'affecter le réseau. Ces dispositions sont encadrées par des règles d'exploitation (par exemple, règle du N-1) destinées à réduire les risques d'incidents de grandes ampleurs pour le réseau. La capacité d'échange nette est donc une grandeur qui évolue d'heure en heure aussi bien dans le sens import que dans le sens export.

ENTSO-E¹ définit la capacité nette d'échange (NTC) comme une valeur représentative qui doit être atteinte au moins 30 % du temps. L'examen des chroniques horaires sur l'année 2016² confirme, en application de cette définition, que l'ordre de grandeur de la NTC de la France vers l'Espagne est de 2800 MW alors qu'elle est inférieure à 2500 MW de l'Espagne vers la France.

Le Transformateur Déphaseur installé au poste d'Arkalé en Espagne à l'été 2017 n'apporte pas en tant que tel au réseau de nouvelles capacités physiques de transport d'électricité. Ce matériel est destiné à améliorer l'utilisation des capacités existantes, sans remettre en cause les règles de sécurité. Il permet, si nécessaire, de forcer un transit dans la ligne électrique sur laquelle il est installé supérieur à celui qui serait observé en application des lois physiques de l'électrotechnique, sans toutefois pouvoir dépasser la capacité nominale de cette ligne.

En pratique, son apport est faible pour les transits de la France vers l'Espagne. Sa principale utilité est d'augmenter les capacités d'échanges en import en portant à 2800 MW la NTC de l'Espagne vers la France.

L'interconnexion France -Espagne est l'objet de saturation près de 75% du temps. En effet, nous ne partageons pas l'analyse qui est faite du taux d'utilisation de la capacité d'interconnexion nette entre la France et l'Espagne et la conclusion qui en est tirée d'une capacité disponible largement sous-utilisée. Le document détaillant le retour d'expérience tiré d'un an d'utilisation de la liaison à courant continu Baixas-Santa Loggiaia (<https://www.inelfe.eu/fr/benefices>) fait clairement apparaître que, même après la mise en œuvre de ce nouvel ouvrage, l'interconnexion est l'objet de saturation près de 75% du temps.

¹ ENTSO-e : European Network of Transmission System Operators for Electricity = Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité

² Données disponibles sur <http://www.iesoe.eu>

	Un an avant mise en conduite (du 05/10/14 au 04/10/15)		Un an après mise en conduite (du 05/10/15 au 04/10/16)	
Nombre d'heures sans saturation	1 128	12.84%	2 197	25.01%
Nombre d'heures avec saturation	7 656	87.16%	6 587	74.99%

3) La France a déjà atteint ses 10 %

En tenant compte des capacités d'échange en export, la France est effectivement au-dessus des 10 %. L'Espagne de son côté est nettement en dessous des 10 %.

Néanmoins, la France est le plus proche voisin de l'Espagne et est donc le partenaire naturel de l'Espagne pour l'interconnecter avec le reste de l'Europe, dans un souci de solidarité.

Indépendamment de l'objectif des 10 %, la Commission de Régulation de l'Energie, dans sa délibération 2017-204 du 21 septembre trouve un intérêt socio-économique pour la France à réaliser le projet puisqu'elle indique que « la contribution de RTE aux coûts d'investissement du projet golfe de Gascogne ne peut pas dépasser 528 M€ ».

4) Calcul des 10 %

La méthodologie de calcul des 10 % s'appuie sur les conclusions du Conseil Européen de Barcelone des 15 et 16 mars 2002. Il stipule : « Dans le domaine de l'énergie, le Conseil européen approuve l'objectif consistant, pour les États membres, ... à parvenir, ..., à un niveau d'interconnexion électrique au moins équivalent à 10 % de leur capacité de production installée ». Elle ne tient pas compte à ce jour de la consommation.

5) Solidarité ou spéculation

Les interconnexions permettent à l'électricité la moins chère de mieux circuler entre 2 pays et plus largement dans toute l'Europe. Ces échanges commerciaux bénéficient au consommateur.

Une interconnexion électrique entre un pays A et un pays B permet effectivement à un opérateur de se fournir en électricité au meilleur prix dans le pays A ou le pays B, tant que la capacité de l'interconnexion le permet en jouant sur les complémentarités des parcs de production et les habitudes de consommation. Ces échanges commerciaux bénéficient ainsi au consommateur qui a accès à une énergie moins chère.

Elle assure aussi une solidarité réelle en cas de difficultés à assurer l'équilibre entre la consommation et la production dans des situations tendues telle que celle rencontrée par la France lors de l'hiver 2016 / 2017 ou les imports d'Espagne ont largement contribué à éviter toute coupure de grande ampleur en France.

6) Dommages collatéraux

Le développement du réseau de transport d'électricité et des interconnexions offre de nouveaux débouchés aux énergies renouvelables amenées à se développer dans le cadre de la transition énergétique, en leur offrant la possibilité d'être transportées vers les lieux de consommation en Europe.

Notre réponse à votre question s'appuie sur les évaluations réalisées par ENTSO-e sur l'intérêt socio-économique du projet selon 4 scénarios contrastés d'évolution de la production et de la consommation à l'échelle européenne. Le scénario qui apporte les plus grands bénéfices socio-économiques pour le projet golfe de Gascogne est le scénario « Révolution verte européenne » qui correspond aux objectifs de décarbonisation de l'Union européenne dans sa « Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 ». Ainsi, notre projet est un atout pour la transition énergétique tant à l'échelle de l'Europe que celle de la France et non un frein.

A titre d'information sur l'importance du développement du réseau de transport d'électricité pour réussir la transition énergétique, vous pourrez utilement consulter un rapport de Greenpeace (<https://www.greenpeace.de/files/publications/201402-power-grid-report.pdf>) ainsi que l'étude ADEME France 100 % EnR.

La future ligne vise à connecter deux réseaux nationaux qui échangeront des flux d'électricité produits sur l'ensemble des territoires français et espagnols qu'ils soient d'origine nucléaire, éolien, solaire, hydraulique. Les électrons échangés demain avec l'Espagne auront été produits tout aussi bien au Blayais qu'en Normandie ou dans le Centre, dans une centrale nucléaire de la Vallée du Rhône aussi bien que par une éolienne de Picardie ou un barrage alpin. RTE gère les flux nationaux d'électricité, agrégés sur l'ensemble du territoire en fonction des besoins de consommation. RTE n'est pas producteur d'électricité et gère sans discrimination tous les producteurs d'électricité. Notre mission n'est pas de trouver des débouchés nouveaux à l'électricité d'origine nucléaire.

Comme nous l'avons déjà indiqué dans notre réponse du 30 Octobre 2017 à votre contribution, la capacité d'échange nette à la frontière se calcule au pas horaire. Ce n'est pas une grandeur constante. Elle dépend non seulement des capacités physiques des ouvrages électriques, dont les deux que vous mentionnez, mais aussi des conditions selon lesquelles les gestionnaires de réseau vont à chaque instant exploiter l'ensemble du système électrique. Ainsi, cette capacité d'échange nette n'est pas la somme algébrique des capacités de chaque liaison d'interconnexion.

Les deux liaisons mentionnées contribuent à la capacité d'échange nette entre la France et l'Espagne, au même titre que les autres liaisons transfrontalières. Nous ne considérons pas qu'elles sont sous utilisées puisque notre analyse présentée au § 1 indique qu'un an après la mise en conduite de la liaison Baixas- Santa Loggiaia, l'interconnexion est demeurée saturée 75 % du temps.

Nouveau chapitre : Dégâts Environnementaux risques sanitaires

Comme l'indique l'OMS sur son site dédié aux champs électromagnétiques (<http://www.who.int/peh-emf/about/WhatIsEMF/fr/index1.html>), « les données actuelles ne confirment en aucun cas l'existence d'effets sanitaires résultant d'une exposition à des champs électromagnétiques de faible intensité ». Le n°1 du journal du projet fait le point sur les champs électromagnétiques statiques. Il est à noter que les lignes souterraines ne génèrent aucun bruit.

Concernant l'environnement, tout est mis en œuvre pour éviter les impacts environnementaux puis le limiter au maximum lorsqu'il ne peut être évité. Les effets d'un projet sur l'environnement dépendent de la nature de l'ouvrage à créer, de la manière dont il est créé (modalité de travaux) mais surtout de la localisation de cet ouvrage (son environnement).

Il est donc essentiel de recenser en amont sur l'ensemble de l'aire d'étude, les enjeux présents sur le territoire et de déterminer leur sensibilité au projet. Les ateliers territoriaux organisés avec le public dans le cadre de la concertation nous permettent de compléter notre vision des enjeux du territoire.

La séquence « éviter, réduire, compenser » (ERC) guide et guidera l'élaboration de notre projet. Elle a pour objectif en tout premier lieu d'éviter les enjeux susceptibles d'être affectés, dans un second temps de réduire les effets du projet sur les enjeux qui n'ont pu être suffisamment évités et, en dernier recours, de compenser les effets résiduels qui n'ont pu être ni évités, ni suffisamment réduits. La détermination de l'Aire d'étude puis le choix du Fuseau de Moindre Impact sont les premiers éléments de l'application de cette séquence en évitant autant que possible les zones environnementales sensibles.

Par la suite, au sein de ce fuseau de moindre impact, la même méthodologie sera appliquée pour rechercher le tracé général sur lequel sera menée une Etude d'Impact détaillée, y compris en mer. Cette étude recensera et qualifiera notamment les effets du projet sur l'environnement. Elle précisera également les mesures ERC applicable au projet. Ce document sera à la disposition du public et servira de support de consultation publique notamment pour la demande d'utilité publique du projet (enquête publique envisagée fin 2019).

7) Un projet peut en cacher deux autres

L'objectif d'interconnexion entre la France et l'Espagne est de 8000 MW. Le projet d'interconnexion par le golfe de Gascogne permettrait d'atteindre 5000 MW.

D'autres projets sont à l'étude. Ils sont publics, coordonnés à l'échelle européenne via un schéma planifié sur 10 ans qui associe le public à chacune des étapes de son élaboration.

Ces projets figurent dans le schéma décennal de développement 2016 du réseau européen d'ENTSO-e (the Ten Years Network Development Plan – TYNDP³) qui est public : le projet d'interconnexion entre Marsillon (France – Pyrénées-Atlantiques) et la Communauté autonome d'Aragon (Espagne) et le projet d'interconnexion entre Cantegrit (France – Pyrénées-Atlantiques) et la Communauté autonome de Navarre (Espagne). Leur localisation à ce stade des études n'est pas définie et fera l'objet d'une concertation, si les projets se concrétisent, à l'image de celle en cours pour le projet golfe de Gascogne

Le TYNDP est l'outil de référence permettant aux Gestionnaires de Réseaux de Transport européens d'évaluer de façon homogène et cohérente l'intérêt des renforcements du réseau de grand transport européen. Cet outil de planification à 10 ans fait l'objet d'une large concertation en Europe organisée tout au long de l'élaboration du plan, depuis la construction des scénarios jusqu'aux propositions d'investissements nécessaires, à la fois au niveau européen et dans les régions européennes.

8) Vers un géant de l'énergie

Rte, service public du transport d'électricité en France, n'a pas de commentaires particuliers et prend note de votre avis

³ <http://tyndp.entsoe.eu/>

Contribution N°10

Date : 30/10/2017

27/10/2017 de Monsieur Lavictoire
Contribution n°3 sur le registre

L'obligation actuelle et européenne de 10% de la production nationale à "échanger" avec les pays frontaliers n'est que temporairement, le document de la CRE de juin 2016 montre que l'on va rapidement évoluer vers un taux supérieur à 10%: la CRE montre que c'est plutôt vers un taux basé sur les pics de production.

Réponse RTE contribution N°10 :

Date : 01/11/2017

Bonjour,
L'objectif de 10% de taux d'interconnexion résulte des conclusions du sommet européen de Barcelone en Mars 2002. Cet objectif reste toujours en vigueur, ce qui n'exclut pas que la méthode de calcul de cet indicateur soit susceptible d'évoluer dans le futur pour tenir compte des changements des caractéristiques du système électrique européen.

Il convient cependant d'avoir présent à l'esprit que l'atteinte de cet objectif n'affranchit pas les projets d'interconnexion d'une analyse approfondie de leur opportunité socio- économique et de son examen par les régulateurs de l'Energie des pays concernés. Pour Golfe de Gascogne, l'évaluation des bénéfices du projet et les valeurs actuelles nettes correspondantes pour différents scénarios d'analyse sont détaillés dans le document « Décision Commune de répartition transfrontalière des coûts du projet Golfe de Gascogne » disponible sur le site de la CRE. Les chiffres exposés permettent de conclure à la rentabilité économique du projet proposé.

Cordialement,
RTE

Contribution N°11

Date : 30/10/2017

27/10/2017 Monsieur Tellier
Contribution n°4 sur le registre

Un projet dont l'intérêt public n'est pas avéré mais qui par contre ouvre très grand les portes à la spéculation.

Réponse RTE contribution N°11 :

Date : 01/11/2017

Bonjour,
Nous prenons note de votre avis.

Cordialement,
RTE

Contribution N°12

Date : 30/10/2017

27/10/17 de Monsieur Bouet
Contribution n°5 sur le registre

Ce projet aurait nécessité un débat public vu l'ampleur des travaux et ses répercussions sur les connexions énergétiques entre l'Espagne et la France.

Réponse RTE contribution N°12 :

Date : 01/11/2017

Bonjour,
Les ordonnances du 3 août 2016 portant réforme des procédures destinées à assurer l'information et la participation du public à l'élaboration de certaines décisions susceptibles d'avoir une incidence sur l'environnement prévoient une saisine obligatoire de la CNDP en vue d'une concertation préalable sous l'égide d'un garant pour la création de lignes électriques de tension supérieure à 400 kV et d'une longueur supérieure à 10 km.
RTE a saisi la CNDP en juin 2017 pour le projet golfe de Gascogne. La CNDP a désigné M. Acchiardi comme garant de la concertation préalable par décision du 5 juillet 2017.

Cordialement,
RTE

Contribution N°13

Date : 30/10/2017

27/10/17
Contribution n°6 sur le registre

Ce projet nécessite un débat public étant donné le coût.

Réponse RTE contribution N°13 :

Date 01/11/2017

Bonjour,
Les ordonnances du 3 août 2016 portant réforme des procédures destinées à assurer l'information et la participation du public à l'élaboration de certaines décisions susceptibles

d'avoir une incidence sur l'environnement prévoient une saisine obligatoire de la CNDP en vue d'une concertation préalable sous l'égide d'un garant pour la création de lignes électriques de tension supérieure à 400 kV et d'une longueur supérieure à 10 km.

RTE a saisi la CNDP en juin 2017 pour le projet golfe de Gascogne. La CNDP a désigné M. Acchiardi comme garant de la concertation préalable par décision du 5 juillet 2017.

Cordialement,
RTE

Contribution N°14

Date : 01/11/2017

Encore un projet inutile et ruineux au service de la spéculation et non de la population. Michèle URRUTIAGUER ITXASSOU

Réponse RTE contribution N°14 :

Date : 03/11/2017

Bonjour,
Nous prenons note de votre avis.

Cordialement,
RTE

Contribution N°15

Date : 01/11/2017

Ce projet couteux ne parait pas nécessaire, France et Espagne produisent bien plus qu'ils ne consomment.

Pour la France, il vaudrait mieux investir dans l'arrêt du nucléaire, la production d'énergies renouvelables.

Par ailleurs il serait opportun d'encourager les économies d'énergie voire l'autoconsommation.

Réponse RTE contribution N°15 :

Date : 03/11/2017

Bonjour,
Nous prenons note de votre avis.

Cordialement,
RTE

Contribution N°16

Date : 01/11/2017

Pourquoi ce projet alors que la France et l'Espagne ont une capacité électrique excédentaire ? En effet, en 2014, la France avait une capacité de production installée de 129 GW soit 1,6 fois sa consommation et l'Espagne avec une capacité de production installée de 103 GW soit plus de 2,6 fois sa consommation. De plus RTE indique dans la synthèse presse du Bilan électrique français 2016, page 8, une stabilisation de la consommation annuelle d'électricité pour la sixième année consécutive en France. En Espagne, la consommation a chuté de 11% entre 2008 et 2014 et de 4% en France.

L'interconnexion actuelle France-Espagne est suffisante et récemment a été accrue. Elle n'est pas de 2,8 GW comme indiqué dans le document de présentation mais de 3,7 GW. En effet RTE annonce p.6 du Bilan électrique français 2016 synthèse presse que grâce à l'interconnexion Baixas-Santa Llogaia opérationnelle depuis octobre 2015, « les échanges commerciaux entre la France et l'Espagne ont pu atteindre jusqu'à 3500 MW (soit 3,5 GW) en export et 2983 MW (soit 2,983 GW) en import en novembre 2016. » Si l'on tient compte des travaux effectués à la sous station d'Arkale (460 MW supplémentaires), la capacité d'interconnexion avoisine 3,7 GW. C'est plus qu'entre la France et l'Allemagne, la France et le Royaume Uni, la France et la Belgique, la France et la Suisse et la France et l'Italie.

Or cette capacité actuelle d'interconnexion est sous-utilisée : en 2015, les exportations françaises vers l'Espagne ont atteint 9.300 GWh, soit, en divisant par les 8760h de l'année, en moyenne une capacité utilisée de seulement 1060 MW pour 2400 MW disponibles, laissant apparaître une surcapacité d'un facteur 2,3. En 2016, ces exportations ont augmenté à 12.100 GWh soit une capacité utilisée de 1380 MW pour 2500 MW disponibles soit une surcapacité d'un facteur 1,8.

Alors comment justifier de construire une nouvelle ligne dans le Golfe de Gascogne de 2000 MW pour un coût de 1.8 Mds € (à répercuter sur les factures des clients, +1.5% en Espagne selon des médias) alors que ses faibles recettes ("En 2015, les revenus générés à l'interconnexion France - Espagne ont représenté 75 M€", Commission de Régulation de l'Energie (CRE)) ne pourront couvrir ni ses coûts d'investissement ni d'exploitation et de maintenance. De plus, le financement tant par RTE (filiale d'EDF et de la Caisse des Dépôts) que par des subventions européennes n'est pas assuré.

La France a déjà atteint les 10 % de sa capacité de production qui doivent être consacrés aux interconnexions électriques des Etats membres.

Un tableau de la Commission de Régulation de l'Energie

(file:///C:/Documents%20and%20Settings/Victor/Mes%20documents/CADE12/THT/Interconnexions%20-%20R%C3%A9seaux%20publics%20d'%C3%A9lectricit%C3%A9%20-%20R%C3%A9seaux%20-%20CRE.htm) montre qu'avec avec 13500 MW (13,5 GW) en export et 9800 MW 9,8 GW) en import la France a dépassé ses 10%. D'autant plus qu'il existe d'autres projets: 700MW avec l'Irlande, 1000MW avec la Belgique, renforcement avec l'Allemagne, 3 projets avec la Suisse de 500 MW, 600MW et 1000MW.

Les documents du projet annoncent que l'Espagne n'en serait qu'à 6,5 %. On peut considérer qu'elle en est à 3,7 GW avec la France et qu'il convient d'ajouter les 3 GW existants entre l'Espagne et le Portugal et les 0,4 GW entre l'Espagne et le Maroc. Cela fait 7,1 GW. (soit 6,9% par rapport à une capacité de production de 103 GW)

De nombreuses études indépendantes (dont de l'OMS) ont démontré que les lignes THT (même enterrées) génèrent une forte pollution électromagnétique, avec des conséquences désastreuses pour la santé des populations vivant à proximité: cancers, migraines, problèmes de fertilité, troubles du sommeil, allergies, fatigue, etc., outre des niveaux élevés de nuisance acoustique. Cette pollution électromagnétique affecte tant les personnes que la faune même à distance.

De plus, les lignes THT provoquent aussi des dégâts environnementaux de par la nécessité de maintenir un espace dégagé autour des câbles. Ceci cause un impact significatif sur les paysages et altère la flore et la faune des écosystèmes traversés affectant en particulier l'élevage et le tourisme mais sans retombées économiques pour les zones affectées. Les câbles sous-marins affectent aussi des écosystèmes marins fragiles, certains protégés dans le Golfe de Gascogne.

Dans ces conditions, pourquoi d'augmenter de manière disproportionnée le taux d'interconnexion aux coûts importants alors que les capacités actuelles sont déjà sur-capacitaires ?

Pierre Recarte

Président de l'association de défense de l'environnement Nivelle-Bidassoa (250 membres)

Réponse RTE contribution N°16 :

Date : 03/11/2017

Bonjour,

Votre contribution reprenant la contribution du CADE, nous vous invitons à consulter le document que nous avons joint à notre réponse.

Cordialement,
RTE

Contribution N°17

Date : 02/11/2017

Bonjour,

Veuillez trouver ci-joint la réponse du CADE aux réponses de RTE.

au nom du Collectif des Associations de défense de l'Environnement Pays basque Sud des landes: M pachon.

Contribution N°18

Date : 02/11/2017

Je suis résolument contre ce projet pharaonique qui va encore occasionner des dépenses inconsidérées et pour moi tout à fait inutiles. La tendance est aux économies d'énergie et non à l'augmentation comme on veut nous le faire croire. Les échanges d'électricité entre la France et l'Espagne existent déjà suffisamment, et je ne vois pas la nécessité de créer cette ligne sous-marine et terrestre qui va polluer à la fois un peu plus notre environnement marin, la faune marine n'en a aucunement besoin, et la faune terrestre non plus.

Réponse RTE contribution N°18 :

Date : 06/11/2017

Bonjour,

Les analyses réalisés à la maille européenne attestent de l'intérêt socio-économique de l'interconnexion Golfe de Gascogne qui a été validé par les régulateurs de l'énergie français et espagnol (voir la délibération n°2017-204 de la CRE du 21 septembre 2017, adoptant la

décision conjointe de répartition transfrontalière des coûts du projet Golfe de Gascogne et la décision commune

associée <http://www.cre.fr/content/download/16387/202895/version/2/file/170921-204-GolfeDeGascogne.pdf>. Ce faisant, les régulateurs considèrent donc que l'augmentation des échanges entre la France et l'Espagne ainsi que les dépenses liées au projet sont justifiées.

Réaliser des économies d'énergie pour aller vers une énergie plus propre n'exclut pas le développement du réseau électrique en général et des interconnexions en particulier. En premier lieu, il convient de noter que l'analyse des économies en énergie ne doit pas se faire à un périmètre limité à l'énergie électrique. Cette question doit être analysée plus largement, en considérant simultanément les différentes sources d'énergie, charbon, pétrole, électricité, ... et leurs usages. Dans ce cadre, il est possible d'identifier des économies sur l'ensemble de la consommation énergétique globale de la Collectivité, en procédant pour, certains usages, à des substitutions entre ces différentes sources d'énergies.

C'est dans cette logique que s'inscrit le scénario « révolution européenne verte » du « Ten Years Network Development Plan 2016 » d'Entso-e (<http://tyndp.entsoe.eu/>) dont vous trouverez sur le site du projet la traduction. Ce sont les scénarios d'évolution de la production et de la consommation européenne contenus dans le TYNDP 2016 qui sous-tendent la justification technico-économique du projet. Comme indiqué dans la délibération de la CRE du 21 septembre 2017, c'est dans le scénario « révolution européenne verte » du TYNDP 2016 que le projet golfe de Gascogne présente l'efficacité la plus grande.

Dans ce scénario, la demande en électricité reflète :

- d'une part les efforts en efficacité énergétique qui sont faits dans les usages traditionnels de l'électricité avec un développement important de la micro-production ou des pompes à chaleur, et en considérant un environnement réglementaire plus exigeant (pour la conception des bâtiments, par exemple),
- et d'autre part les économies en énergies réalisées en substituant l'électricité à d'autres énergies pour certains usages lorsque l'électricité permet, pour ces usages, une utilisation plus efficace de l'énergie consommée (exemple, secteur des transports).

Ainsi, évoluer vers une consommation plus efficace d'une énergie plus propre et plus ne se traduit pas nécessairement par la stagnation ou la baisse de la consommation en électricité mais peut se traduire, au contraire, par une croissance modérée de celle-ci.

A ce titre, on remarquera que même dans l'hypothèse d'un mix 100% renouvelable tel qu'imaginé par l'ADEME dans une étude réalisée à l'horizon 2050 (*), le réseau électrique, tant pour des besoins liés aux échanges inter-régionaux qu'aux besoins d'échanges internationaux, ne perd pas sa raison d'être et continue de se développer.

(*) UN MIX ÉLECTRIQUE 100 % RENOUVELABLE ? ANALYSES ET OPTIMISATIONS : SYNTHÈSE TECHNIQUE ET SYNTHÈSE DE L'ÉVALUATION MACRO-ÉCONOMIQUE (<http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/mix100-enre-synthese-technique-macro-economique-8892.pdf>).

La conclusion figurant en p20 du rapport de synthèse est de ce point de vue explicite.

« Les capacités d'échanges inter-régionales associées au mix optimisé 100 % renouvelable devraient se voir accrues de 36 % par rapport à la situation actuelle. En outre, des renforcements des interconnexions aux frontières sont également prévus (ceux-ci ont été fixés en amont, à partir des hypothèses du scénario Nouveau Mix de RTE), de 14 à 23 GW à l'export et de 11 à 16 GW à l'import.

Ces interconnexions permettent de bénéficier du foisonnement des productions renouvelables

entre la France et ses voisins (régimes de vent et décalages entre les pics d'ensoleillement). Il a ainsi été avéré qu'une fourniture d'électricité 100 % renouvelable sur le territoire français pouvait s'intégrer dans le cadre d'une politique européenne favorisant fortement les EnR, avec un taux de pénétration renouvelable de 80 % dans les pays frontaliers, et un équilibre global annuel importateur nul. Des calculs spécifiques ont été réalisés dans le cadre d'une variante modélisant le réseau de répartition (63 - 90kV). Les résultats obtenus ont permis de mettre en évidence un faible impact de la prise en compte du réseau de répartition à la fois sur le mix optimal obtenu, et sur le coût global associé ».

Enfin, la séquence « éviter, réduire, compenser » (ERC) guide l'élaboration du projet. Elle a pour objectif d'éviter les atteintes à l'environnement, de réduire celles qui n'ont pu être suffisamment évitées et de compenser les effets notables qui n'ont pu être ni évités, ni suffisamment réduits. Une Etude d'Impact sera réalisée pour ce projet et sera mise à disposition du public.

Cordialement,
RTE

Contribution N°19

Date : 03/11/2017

A l'heure de l'énergie renouvelable, hors le contexte écologique que je ne maîtrise pas mais qui à mon sens n'aura pas un impact environnemental, je pense que ce projet est bon et indispensable pour notre société qui veut sortir du nucléaire mais en même temps demande toujours un peu plus d'énergie électrique.

Réponse RTE contribution N°19 :

Date : 06/11/2017

Bonjour,
Nous vous remercions de votre contribution et nous prenons note de votre avis.

Cordialement,
RTE

Contribution N°20

Date : 05/11/2017

Un bref état des lieux sur la production et la consommation énergétique associé à une brève projection sur la prochaine décennie, afin de montrer à quel point ce projet nous paraît hors-sol.

La consommation d'énergie électrique du résidentiel et du tertiaire cumulés est proche de 70% de la consommation globale annuelle. Ce sont les chiffres produits par RTE dans ses propres rapports d'activité annuels.

Or, récemment, lors d'une interview le PDG du groupe EDF, M. LEVY, constataient que quelques dizaines de milliers de particuliers étaient devenus producteurs d'électricité photovoltaïque en mode autoconsommation, et que dans quelques années il pensait que ce chiffre pourrait s'élever à quelques centaines de milliers, voire même à 5 ou 6 millions d'auto-producteurs d'électricité d'ici 2025.

Dans son ouvrage « La 3ème révolution industrielle » (ou comment le pouvoir latéral va transformer l'énergie...), Jérémy Rifkin ne s'y était pas trompé. La décroissance énergétique et

la relocalisation de la production d'énergie électrique sont aujourd'hui en marche et il semble que rien ne pourra les arrêter. Ce même Jérémy Rifkin dans une interview de Télrama publiée le 18 septembre 2014 répondait ceci à la question d'un journaliste :

« La société occidentale - aujourd'hui attachée à un modèle vertical et hiérarchique - peut-elle s'adapter rapidement à ce modèle « horizontal » ?

Certains s'y mettent, en particulier dans le domaine de l'énergie. Et mieux vaut ne pas trop tarder. Car, comme je l'ai dit aux cinq plus gros groupes énergétiques allemands devant la chancelière Angela Merkel, et aux dirigeants d'EDF : « vous allez changer de métier ». Quand des millions d'individus produiront leur propre énergie gratuitement et l'échangeront sur Internet, ne comptez pas gagner de l'argent en fabriquant du courant électrique... »

Aujourd'hui, nous avons amorcé l'inversion de la courbe de croissance de la consommation énergétique (pour de vrai cette fois-ci pas comme pour celle du chômage...). Cette décroissance va s'accroître dans les prochaines années pour les raisons suivantes :

- Celle invoquée par M. LEVY qui concerne le développement fulgurant et prévisible des auto-producteurs d'énergie en mode auto-consommation.

- Les budgets de plus en plus conséquents alloués aux collectivités territoriales pour renforcer l'isolation thermique des bâtiments qui, pour bon nombre d'entre eux, sont de véritables passoires énergétiques.

- Les normes énergétiques relatives au bâtiment (RT2012 aujourd'hui) qui vont se durcir avec l'arrivée de la RT2020 (les maisons passives). Des maisons qui produiront plus d'énergie qu'elles n'en consomment.

- Le nombre croissant d'associations, de collectifs qui s'impliquent au niveau local, départemental et régional dans une démarche de décroissance énergétique en s'appuyant sur le vrai scénario Négawatt en respectant scrupuleusement la chronologie Sobriété, Efficacité et Energies Renouvelables qu'impose ce scénario, et je rajouterais personnellement, les moyens de stockage qui deviendront très rapidement accessibles au particulier.

Ce projet ruineux va totalement à l'encontre des réalités techniques, technologiques et économiques de notre époque et de la toute prochaine décennie, en êtes-vous conscients ?

Nous avons du mal à croire que vous soyez à ce point déconnecté des réalités de terrain ?

Désolé d'avoir été aussi abrupte mais je pense, en tant qu'ancien agent EDF et de nombreux collègues de chez vous pensent également la même chose que, faute de vigilance, la grande maison EDF a perdu une bonne partie de son héritage technique et humain au profit d'une économie de marché totalement déshumanisée.

Bref, ABANDONNEZ-CE PROJET !!!

Guy Larrigade

Animateur de l'atelier Economies d'Energie du réseau associatif « La Citoyenneté en Action » Landes Côte Sud.

Pièce jointe 1 contribution N°20: « *Un bref état des lieux sur la production et la consommation énergétique associé à une brève projection sur la prochaine décennie, afin de montrer à quel point ce projet nous paraît hors-sol.* »

Pièce jointe 1 contribution N°20: « *Un bref état des lieux sur la production et la consommation énergétique associé à une brève projection sur la prochaine décennie, afin de montrer à quel point ce projet nous paraît hors-sol.* »

Un bref état des lieux sur la production et la consommation énergétique associé à une brève projection sur la prochaine décennie, afin de montrer à quel point ce projet nous paraît hors-sol.

La consommation d'énergie électrique du résidentiel et du tertiaire cumulés est proche de 70% de la consommation globale annuelle. Ce sont les chiffres produits par RTE dans ses propres rapports d'activité annuels.

Or, récemment, lors d'une interview le **PDG du groupe EDF, M. LEVY**, constataient que quelques dizaines de milliers de particuliers étaient devenus producteurs d'électricité photovoltaïque en mode autoconsommation, et que dans quelques années il pensait que ce chiffre pourrait s'élever à quelques centaines de milliers, voire même à 5 ou 6 millions d'auto-producteurs d'électricité d'ici 2025.

Dans son ouvrage « **La 3^{ème} révolution industrielle** » (ou comment le pouvoir latéral va transformer l'énergie...), **Jérémy Rifkin** ne s'y était pas trompé. La décroissance énergétique et la relocalisation de la production d'énergie électrique sont aujourd'hui en marche et il semble que rien ne pourra les arrêter. Ce même **Jérémy Rifkin** dans une interview de **Télérama** publiée le 18 septembre 2014 répondait ceci à la question d'un journaliste :

« La société occidentale – aujourd'hui attachée à un modèle vertical et hiérarchique – peut-elle s'adapter rapidement à ce modèle « horizontal » ?

Certains s'y mettent, en particulier dans le domaine de l'énergie. Et mieux vaut ne pas trop tarder. Car, comme je l'ai dit aux cinq plus gros groupes énergétiques allemands devant la chancelière Angela Merkel, et aux dirigeants d'EDF : « vous allez changer de métier ». Quand des millions d'individus produiront leur propre énergie gratuitement et l'échangeront sur Internet, ne comptez pas gagner de l'argent en fabriquant du courant électrique... »

Aujourd'hui, nous avons amorcé l'inversion de la courbe de croissance de la consommation énergétique (pour de vrai cette fois-ci pas comme pour celle du chômage...). Cette décroissance va s'accroître dans les prochaines années pour les raisons suivantes :

- Celle invoquée par **M. LEVY** qui concerne le développement fulgurant et prévisible des **auto-producteurs d'énergie en mode auto-consommation**.

- **Les budgets de plus en plus conséquents alloués aux collectivités territoriales pour renforcer l'isolation thermique des bâtiments** qui, pour bon nombre d'entre eux, sont de véritables passoires énergétiques.

- Les normes énergétiques relatives au bâtiment (RT2012 aujourd'hui) qui vont se durcir avec l'arrivée de la RT2020 (les maisons passives). Des maisons qui produiront plus d'énergie qu'elles n'en consomment.

- **Le nombre croissant d'associations, de collectifs qui s'impliquent au niveau local, départemental et régional dans une démarche de décroissance énergétique** en s'appuyant sur le vrai scénario Négawatt en respectant scrupuleusement la chronologie **Sobriété, Efficacité et Energies Renouvelables** qu'impose ce scénario, et je rajouterais personnellement, **les moyens de stockage** qui deviendront très rapidement accessibles au particulier.

Ce projet ruineux va totalement à l'encontre des réalités techniques, technologiques et économiques de notre époque et de la toute prochaine décennie, en êtes-vous conscients ?

Nous avons du mal à croire que vous soyez à ce point déconnecté des réalités de terrain ?

Désolé d'avoir été aussi abrupte mais je pense, en tant qu'ancien agent EDF et de nombreux collègues de chez vous pensent également la même chose que, faute de vigilance, la grande maison EDF a perdu une bonne partie de son héritage technique et humain au profit d'une économie de marché totalement déshumanisée.

Bref, ABANDONNEZ-CE PROJET !!!

Guy Larrigade

Animateur de l'atelier **Economies d'Energie** du réseau associatif « **La Citoyenneté en Action** » Landes Côte Sud.

Réponse RTE contribution N°20 :

Date : 06/11/2017

Bonjour,

RTE prend note de cette brève prospective de ce que pourrait être le paysage énergétique au cours de la prochaine décennie.

A cette occasion, nous souhaitons rappeler que c'est aussi l'objet du travail réalisé périodiquement dans le cadre du TYNDP que de proposer un cadre d'analyse pour le développement du réseau à moyen-long terme. Nous souhaitons également rappeler, que le TYNDP n'est pas un exercice franco-français, mais un exercice réalisé conjointement par l'ensemble des gestionnaires de réseau européens, en lien avec les régulateurs de l'énergie nationaux.

Ce travail d'analyse repose en premier lieu sur la définition de futurs possibles dans le domaine de l'énergie, pour les différents pays de l'Union Européenne. Il convient d'ailleurs de noter que, eu égard à l'extrême prudence qu'il convient d'avoir lorsque l'on prend le risque de décrire des modèles énergétiques pour les décennies à venir, ce n'est pas un, mais quatre futurs possibles qui sont retenus pour analyser les besoins en réseau.

On soulignera de plus que la réflexion conduisant à la définition de scénarios possibles n'est pas le monopole des seuls experts appartenant aux gestionnaires de réseau européen. La détermination des scénarios utilisés dans le cadre du TYNDP passe par un exercice de co-construction impliquant toutes les parties prenantes qui le souhaitent. Ainsi, dans le cadre du TYNDP 2016, deux ateliers publics, l'un en septembre 2014 et l'autre en mars 2015 ont été consacrés à la méthodologie de définition des différents scénarios suivant des approches top-down et bottom-up. Pour sa part, le corps d'hypothèses pour l'étude des besoins en développement de réseau a fait l'objet d'un rapport soumis à la consultation du public en mai 2015. Il était explicitement demandé à l'occasion de cette consultation, l'avis des parties prenantes sur le caractère réaliste des visions proposées pour cerner l'horizon 2030 (https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/150521_TYNDP2016_Scenario_Development_Report_for_consultationv2.pdf).

L'opportunité du projet Golfe de Gascogne procède ainsi d'études réalisés dans un cadre d'analyse défini de façon transparente, en associant des experts européens de sensibilités différentes dans les domaines de l'énergie et de l'environnement.

Il reste toutefois légitime de s'interroger sur la pertinence d'une interconnexion comme Golfe de Gascogne à des horizons plus éloignés que ceux considérés par l'ENTSO-E dans le TYNDP. A ce titre, on remarquera que même dans l'hypothèse d'un mix 100% renouvelable tel qu'imaginé par l'ADEME dans une étude réalisée à l'horizon 2050 (*), le réseau électrique, tant pour des besoins liés aux échanges inter-régionaux qu'aux besoins d'échanges internationaux, ne perd pas sa raison d'être et continue de se développer.

(*) UN MIX ÉLECTRIQUE 100 % RENOUVELABLE ? ANALYSES ET OPTIMISATIONS : SYNTHÈSE TECHNIQUE ET SYNTHÈSE DE L'ÉVALUATION MACRO-ÉCONOMIQUE) (<http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/mix100-enre-synthese-technique-macro-economique-8892.pdf>).

La conclusion figurant en p20 du rapport de synthèse est de ce point de vue explicite.

« Les capacités d'échanges inter-régionales associées au mix optimisé 100 % renouvelable devraient se voir accrues de 36 % par rapport à la situation actuelle. En outre, des renforcements des interconnexions aux frontières sont également prévus (ceux-ci ont été fixés en amont, à partir des hypothèses du scénario Nouveau Mix de RTE), de 14 à 23 GW à l'export et de 11 à 16 GW à l'import.

Ces interconnexions permettent de bénéficier du foisonnement des productions renouvelables entre la France et ses voisins (régimes de vent et décalages entre les pics d'ensoleillement). Il a ainsi été avéré qu'une fourniture d'électricité 100 % renouvelable sur le territoire français pouvait s'intégrer dans le cadre d'une politique européenne favorisant fortement les EnR, avec un taux de pénétration renouvelable de 80 % dans les pays frontaliers, et un équilibre global annuel importateur nul. Des calculs spécifiques ont été réalisés dans le cadre d'une variante modélisant le réseau de répartition (63 - 90kV). Les résultats obtenus ont permis de mettre en évidence un faible impact de la prise en compte du réseau de répartition à la fois sur le mix optimal obtenu, et sur le coût global associé ».

Cordialement,
RTE

Contribution N°21

Date : 05/11/2018

Bonjour

Ne vaudrait-il pas mieux dépenser ces millions d'euros dans la réhabilitation des bâtiments d'habitation et tertiaire qui consomment bcp d'énergie ?

Réponse RTE contribution N°21:

Date : 28/11/2017

Bonjour,

Réhabiliter le bâti par des actions appropriées pour en maîtriser les consommations n'exclut donc pas le besoin d'adapter le réseau électrique.

En effet, toute étude de développement d'une nouvelle infrastructure électrique repose sur une analyse détaillée des prévisions de consommation aux horizons auxquels l'infrastructure serait susceptible d'être exploitée. Golfe de Gascogne n'échappe pas à cette règle.

L'opportunité de développer cette nouvelle interconnexion a été étudiée dans le cadre d'une étude à la maille européenne qui examine les besoins en développement des réseaux d'interconnexion entre les différents pays de l'Union à l'horizon d'une dizaine d'années, RTE ayant pris toute sa part à cette étude. Les futurs possibles y sont décrits au travers de 4 visions différenciées en matière d'évolution de la consommation et de la production.

On observe que c'est dans le scénario (Vision 4 du TYNDP 2016) qui retient les hypothèses les plus fortes en matière d'amélioration de l'efficacité énergétique pour les usages de l'électricité (en intégrant implicitement les mesures prises pour réduire la facture énergétique des bâtiments (isolation de l'existant et normes plus strictes pour la construction du neuf), que le projet Golfe de Gascogne s'avère le plus pertinent.

Cordialement,
RTE

Contribution N°22

Date : 06/11/2017

Comme dans ma contribution du 2 nov la pièce jointe n'apparaît pas, j'imagine que j'ai du oublié de la joindre. La voici donc

Pièce jointe 1 contribution N°22: « *Réponse du CADE à la réponse de RTE du 30 oct 2017* »

Réponse du CADE à la réponse de RTE du 30 oct 2017 :

1 La France et l'Espagne ont une production excédentaire :

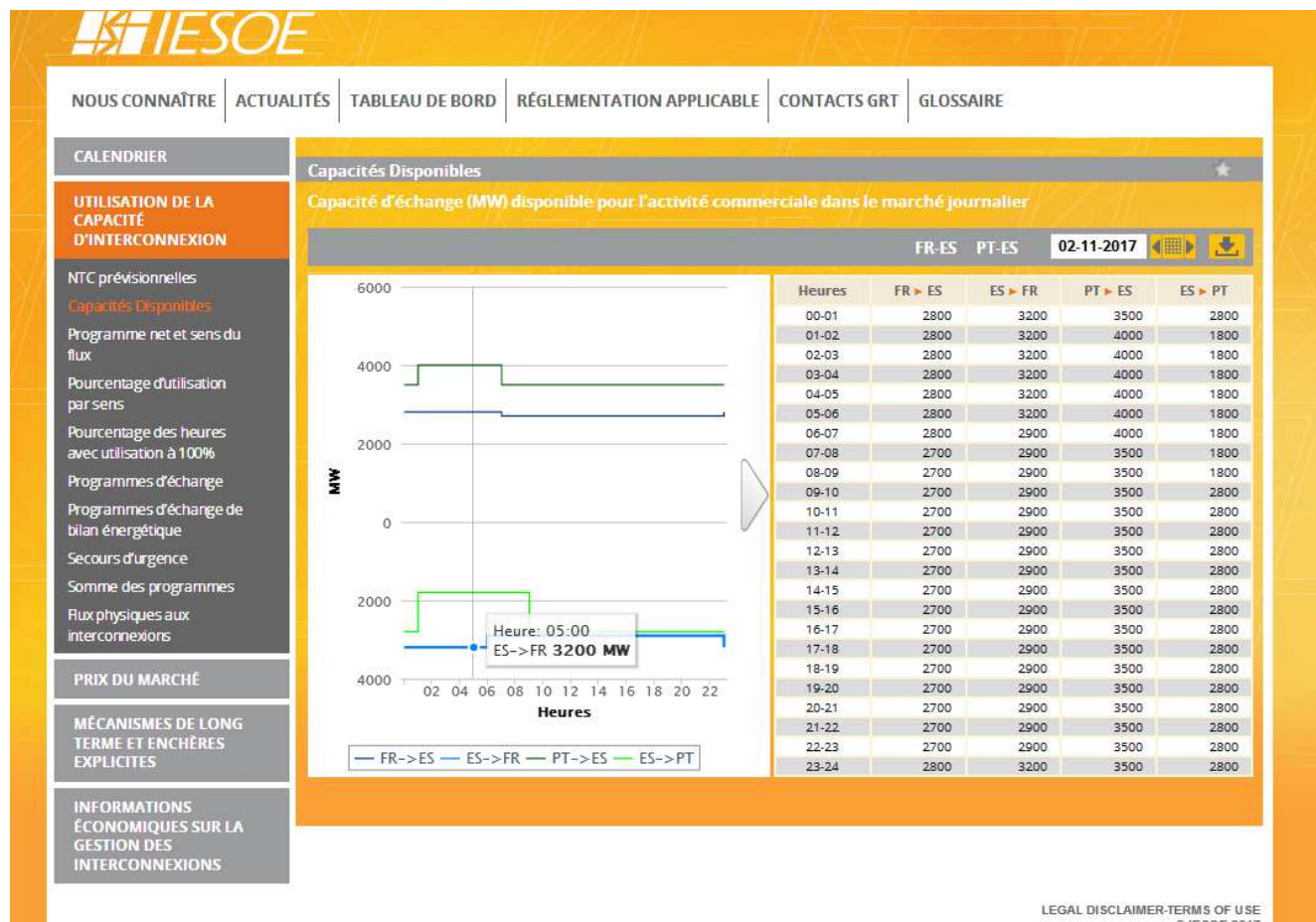
RTE nous explique qu'il est normal d'avoir une capacité installée supérieure à la consommation. Comment dire non à cette évidence ? Bien sur qu'en période de sécheresse des barrages peuvent être à sec, bien sur que des réacteurs nucléaires peuvent être mis à l'arrêt, bien sur que les énergies renouvelables sont plus vulnérables aux aléas climatiques et donc qu'il faut une marge de sécurité.

Mais ce que nous disons c'est que les marges sont trop grandes, voire colossales pour l'Espagne dont deux centrales thermiques récentes ne sont pas utilisées. Les marges actuelles sont largement suffisantes ! Rappelons que l'Espagne a une capacité installée de 103 GW et une consommation maximale de 40 GW : énorme ! Même si ses échanges avec ses voisins n'atteignent pas encore 10%, nous considérons qu'elle est largement sécurisée.

Quant à la France dont la capacité installée est de 129 GW pour des consommations maximales entre 80 et 90 GW, cela nous semble suffisant d'autant plus que comme le dit la page 16 du document présentant le projet, elle a déjà 11,3% d'interconnexion avec ses voisins et que des projets nouveaux existent avec l'Irlande, la Belgique, l'Allemagne, la Suisse. Ah ! Ah ! nous dit RTE, le 8 février 2012 à 19h, la France a subi un pic historique de 102,1 GW. Ben oui, et alors, avec ses 129 GW installés elle s'en est parfaitement tirée démontrant, en 2012 alors que les interconnexions étaient bien plus faibles, qu'elle s'en sortait fort bien toute seule.

2 L'interconnexion actuelle :

RTE dit qu'elle est de 2800 MW, nous disons qu'elle fait plus que 3000. Si on prend le 2 novembre 2017 par exemple, la copie d'écran ci-dessous indique que pendant des heures elle a été de 2800 dans un sens et de 3200 dans l'autre. Les deux pays ont donc cette capacité actuelle à échanger plus des 2800 annoncés. D'ailleurs, on notera dans le même document qu'entre l'Espagne et le Portugal on dépasse allègrement les 3000 MW officiels pour échanger pendant des heures 4000MW.



3 La France a déjà atteint ses 10% :

La réponse de RTE ne le nie pas (évidemment elle a écrit 11,3 en page 16). Que la France ait un intérêt socio-économique comme l'explique la réponse, n'enlève en rien que l'argument de sécurisation des réseaux est un alibi. Un alibi à un projet commercial ? Oui OK il s'agit bien ici de faire du profit. On avait compris mais ce n'était pas beaucoup mis en avant dans le projet et on s'éloigne de la sécurisation et de la solidarité...

4 Le calcul des 10% :

Ah « c'est dans les conclusions du conseil européen de Barcelone des 15 et 16 mars 2002 » nous répond t on. Oui, et le conseil européen ne prend donc que de bonnes décisions devant lesquelles il est de bon ton de se prosterner ? Les citoyens n'ont pas le droit de les contester ? Avec cette méthode qui consiste à dire amen à tout ce que les grands de ce monde décident où en serions-nous aujourd'hui ?

Sérieusement il y a plus intéressant sur la question. Il y a les suggestions de la Commission de Régulation de l'Energie qui dans son rapport de juin 2016 écrit en page 48 :

En particulier, la puissance de production installée devrait être modulée en fonction de la pointe de production effective, afin d'éviter de surestimer la possibilité de mobiliser effectivement les capacités de production photovoltaïques et éoliennes. En outre, la prise en compte d'un seul indicateur ne permet pas de refléter de manière appropriée l'état du système électrique. La pointe de consommation de chacun des pays devrait notamment être prise en compte. Ainsi, dans le cas de la France, avec un parc installé au 31 décembre 2015 s'élevant à 129 GW et des capacités d'interconnexion à l'export atteignant les 13,5 GW à fin 2015, le taux d'interconnexion est de 10,4 %. Rapporter plutôt la capacité d'interconnexion à l'export à la pointe de production effective (qui est montée jusqu'à 94 GW en 2015) porterait ce taux à 14,4 %. Alternativement, rapporter la capacité d'interconnexion à l'export à la pointe de consommation historique (102 GW en février 2012) conduit à un taux de 13,2 %.

Un objectif uniforme portant sur un unique indicateur, d'autant plus lorsqu'il est fixé en pourcentage de la puissance de production installée, risque de conduire à sur-dimensionner les interconnexions, et donc à alourdir les coûts supportés par les consommateurs européens sans que les bénéfices associés à ces interconnexions ne viennent compenser ces coûts. Les objectifs d'interconnexion devraient être définis sur la base d'une approche multicritères, tant quantitatifs que qualitatifs, et ce de manière différenciée en fonction des circonstances régionales.

Ainsi la CRE dit comme nous qu'il est préférable ne pas calculer les 10% sur la puissance installée. Il suggère d'intégrer les pics de production et ses propres calculs alors donnent des pourcentages bien supérieurs pour la France (14,4% ou 13,2% par rapport au pic de production au lieu des 11,3 du document de présentation). Et si nous calculions de la sorte pour l'Espagne nous obtiendrions presque 17 %. Décidemment la CRE est bien insolente envers le conseil européen.

5 Solidarité ou spéculation :

Nous ne retirons rien de ce que nous avons écrit. Les opérateurs espagnols revendent de l'énergie achetée moins chère en France au prix fort en Espagne. C'est de la spéculation sur le dos des consommateurs espagnols.

Dans un article du Monde Diplomatique d'octobre 2011, [*"Enquête sur une industrie contestée. L'ouverture du marché de l'électricité ou l'impossible victoire du dogme libéral"*](#), le journaliste Tristan Coloma dresse un constat qui peut aussi s'appliquer au marché du gaz. Il estime que la libéralisation du marché européen de l'électricité, contrairement à ses promesses, n'a pas fait baisser les prix à la consommation, au contraire.

Certes, elle a favorisé la concurrence entre les sociétés de production mais avec un effet pervers, qui est la forte concentration de ces entreprises, par fusion et acquisition, ce qui tend à créer une situation de monopole.

6 Dommages collatéraux :

Ici aussi nous ne retirons rien. Nous répétons que le fait de vendre plus d'électricité d'origine nucléaire à nos voisins perpétuera cette production qu'il nous faut arrêter progressivement. Le fait d'acheter de l'électricité issue du renouvelable à nos voisins rendra inutiles nos efforts pour promouvoir l'énergie renouvelable chez nous. RTE peut bien affirmer le contraire, ici seule la réalité tranchera.

7 Un projet peut en cacher deux autres :

Ici RTE confirme l'existence des deux autres projets Cantegrit-Pays Basque et Marsillon-Aragon. Les citoyens apprécieront.

8 Vers un géant européen de l'Energie :

Ici RTE n'a pas d'avis et prend note de notre position.

Réponse RTE contribution N°22 :

Date : 20/11/2017

Bonjour,

Vous trouverez ci-dessous un lien vers un document rédigé par RTE visant à répondre à votre contribution.

Cordialement,
RTE

Pièce jointe 2 contribution N°22 : « *Réponse de RTE à la contribution déposée par le Collectif des Associations de Défense de l'Environnement Pays Basque sud des Landes le 06 Novembre 2017* »



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 06 Novembre 2017

Le 20 Novembre 2017

1) La France et l'Espagne ont une production excédentaire

Par rapport au document précédent du CADE, cette nouvelle contribution insiste sur facilité avec laquelle la France a réussi à passer la pointe du 8 février 2012 à 19h.

A aucun moment la France n'est capable d'atteindre les 129 GW. Il est faux de laisser croire que la France dispose de marge de 40 à 50 GW.

En 2012 aussi bien qu'en 2016, la France aurait connu des coupures de grande ampleur sans les imports d'électricité des autres pays européens, à hauteur de 8 GW, soit l'équivalent de 8 millions de foyers. La situation est également sous surveillance en 2017. Les interconnexions sont donc un élément essentiel pour garantir à tous d'être alimentés en électricité en hiver.

A la pointe de 19h, la France, en situation d'import pour 8 GW, disposait de 1568 MW de production éolienne, soit 23% de la puissance éolienne installée, ce qui correspond au taux de charge moyen indiqué dans notre réponse du 30 Octobre 2017. La production photovoltaïque était nulle. Ainsi, sans l'apport des interconnexions, l'équilibre offre demande était impossible.

Ceci confirme en outre que le ratio capacité de production installé / puissance consommée à la pointe doit être plus élevé en présence d'énergies renouvelables intermittentes qu'en présence de moyens de production pilotables.

Ces éléments font apparaître le besoin de rappeler les principes sur lesquels repose le dimensionnement du parc de production français. Ces principes, validés et retenus par les Pouvoirs Publics Français, sont décrits de façon complète dans le document intitulé : « Programmation Pluri annuelle de l'Energie (PPE) : Volet relatif à la sécurité d'approvisionnement et au développement des infrastructures et de la flexibilité du système énergétique. »¹

Ce document introduit la notion de défaillance et de critère de défaillance (§1.1.2). On rappelle que la défaillance correspond à une situation où l'offre disponible ne peut couvrir en totalité la demande en électricité. Il en résulte une coupure pour les consommateurs. Le critère de défaillance a pour rôle de préciser de façon objective quelles sont les ambitions de la France en matière de sécurité d'alimentation électrique, étant entendu qu'il n'est matériellement pas possible pour la collectivité de chercher à se prémunir contre tout risque de coupure.

La PPE apporte les précisions suivantes :

- La quantification du risque de défaillance est faite à partir d'une modélisation probabiliste ² du système électrique, portant sur 12 pays de la plaque ouest-européenne : la contribution des autres pays européens à notre approvisionnement, via les interconnexions, est ainsi prise en compte.
- Le critère de défaillance, ou critère de sécurité d'alimentation électrique, représente le niveau de délestage accepté chaque année par la collectivité. Il

¹ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Volets%20S%C3%A9curit%C3%A9%20d%27approvisionnement%20-%20infrastructures.pdf>

² Probabiliste signifie que l'étude prend en compte des milliers de situations de consommation et de production tenant compte des aléas climatiques, des avaries programmées ou fortuite de la production thermique, des aléas d'hydraulicité pour les barrages, et les aléas d'ensoleillement ou de vent pour les ENR, photovoltaïque ou vent

est défini comme « une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité ».

Ce critère signifie que chaque année, l'espérance, sur l'ensemble des scénarios possibles, et en tenant compte de la contribution des interconnexions, de la durée pendant laquelle au moins un consommateur est délesté pour des raisons de déséquilibre offre-demande doit être inférieure à trois heures.

C'est de ce critère appliqué dans les études d'équilibre offre-demande que se déduit le niveau de capacité de production installée en France.

On notera que la France n'est pas le seul pays à recourir à ce type d'approche pour définir le niveau satisfaisant de production. Comme le montre le document cité en référence, l'Irlande, la Belgique et le Portugal y ont également recours.

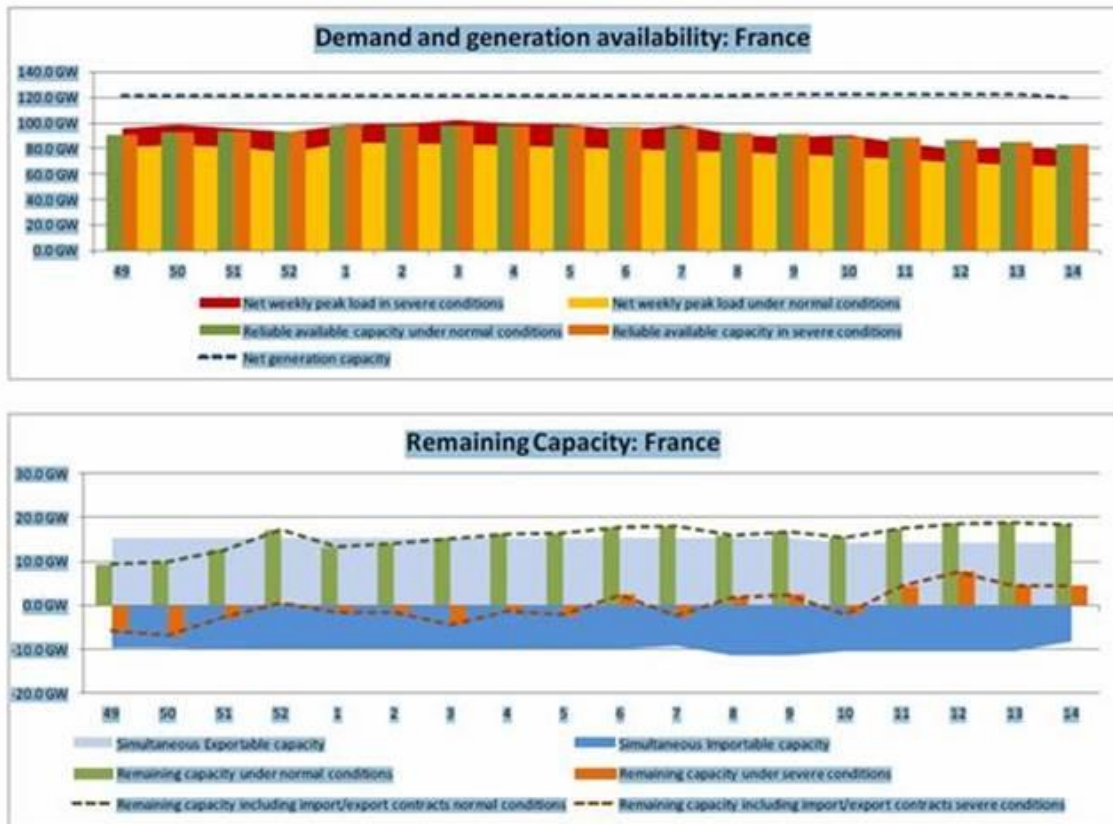
Le principe même du critère de 3 heures conduit à « tolérer », sous condition, les situations de défaillance dans la planification du parc.

En pratique, dans le cadre de l'exploitation du réseau, RTE va chercher à faire le meilleur usage du parc existant pour éviter les coupures qui sont pénalisantes pour le consommateur et l'économie française.

Pour cela, RTE procède périodiquement à des études qui permettent d'avoir une vision prospective des situations d'exploitation du système électrique qui pourraient se présenter à un horizon donné (plusieurs années, ou plusieurs mois). L'objectif est d'anticiper les scénarios potentiellement critiques et prendre les dispositions préventives pour éviter les coupures dans la limite de ce qu'il serait possible de faire avec les ressources disponibles aux échéances étudiées. Ces études sont conduites au sein de l'ENTSO-e, dans le cadre d'exercices annuels dits de passage de l'Hiver (Winter outlook). Les graphes ci-dessous sont extraits de l'étude réalisée pour le passage de l'hiver 2011 – 2012 ³.

³ https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/outlookreports/20111124_Winter_Outlook_2011-2012__Summer_Review_2011.pdf

France



Le premier graphe permet de comparer le niveau de la capacité nette installée, le niveau des consommations de pointe hebdomadaires, en conditions climatiques normales et sévères, ainsi que le niveau de production disponible en conditions normales et sévères.

Le second graphe permet d'apprécier la capacité résiduelle en conditions normales et sévères.

L'examen de ces graphes conduit aux constats suivants :

- Les règles de dimensionnement du parc permettent de disposer de capacités disponibles et mobilisables pour réagir, en particulier, à des incidents potentiellement très critiques pour le système électrique (indisponibilités simultanées de plusieurs « grosses » unités de production).
- En situation normale d'hiver, le niveau est environ de 15 GW, et, en tout état de cause, assez éloigné d'un niveau de 30 à 40 GW correspondant à la différence entre la puissance nette installée et le niveau de consommation maximale à température normale.
- Les marges sont très nettement érodées en conditions climatiques sévères. Même avec une puissance nette installée d'environ 120 GW, la France n'est plus autonome durant certaines semaines critiques et doit faire appel aux interconnexions pour compenser les marges négatives. Dans le cas contraire, les consommateurs seraient exposés à une coupure.

Dans ces conditions difficiles, les interconnexions permettent de s'affranchir d'une coupure en évitant, ou en retardant, l'investissement en France d'un moyen de

production de pointe qui ne serait pas rentable au regard du critère de défaillance et dont la réalisation pèserait sur les coûts de l'électricité payés par les consommateurs.

2) L'interconnexion actuelle

Nous notons que la nouvelle évaluation de la capacité d'échange nette exprimée dans votre document du 6 Novembre n'est plus de 3700 MW mais de 3000 MW.

Comme indiqué dans notre réponse du 30 Octobre 2017, ENTSO-E⁴ définit la capacité nette d'échange (NTC) comme une valeur représentative qui doit être atteinte au moins 30 % du temps. La valeur de plus de 3000 MW observée sur quelques heures lors de la journée du 02 Novembre 2017 n'est pas suffisamment représentative dans la durée pour être considérée comme la NTC à la frontière.

En complément du calcul réalisé sur une année complète en 2016 fourni dans notre réponse du 30 Octobre 2017, nous pouvons indiquer que sur l'année 2017, au 8 Novembre 2017, l'application de la règle rappelée ci-dessus, en utilisant les données publiques de l'IESOE, fournit les valeurs suivantes : 2800 MW dans le sens France – Espagne, 2600 MW dans le sens Espagne – France.

3) La France a déjà atteint ses 10 %

Nous prenons note de votre contribution qui n'appelle pas de réponse supplémentaire de notre part, cette dernière ayant été apportée au préalable.

4) Calcul des 10 %

La Commission de Régulation de l'Energie reconnaît, sur la base des analyses techniques et économiques qui lui ont été présentées, le bien-fondé socio-économique de l'interconnexion Golfe de Gascogne pour le consommateur européen et subordonne la réalisation de ce projet à sa neutralité économique pour le consommateur français.

La CRE contribue au débat européen sur la définition d'indicateurs multicritères susceptibles de remplacer ce taux d'interconnexion de 10%. RTE appliquera ces critères une fois adoptés mais la réalité physique fait que l'Espagne et le Portugal demeurent une péninsule électrique dont le taux d'interconnexion est parmi les plus faibles d'Europe.

Nous prenons note de votre contribution aux chapitres 5, 6, 7 et 8 qui n'appellent pas de réponses supplémentaires de notre part, ces dernières ayant été apportées au préalable. En outre, vous trouverez la traduction des scénarios du TYNDP 2016 sur le site d'INELFE <https://www.inelfe.eu/fr/projets/golfe-de-gascogne>.

⁴ ENTSO-e : European Network of Transmission System Operators for Electricity = Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité

Contribution N°23

Date : 10/11/2017

je ne suis pas trop capable (ni vraiment motivée) pr m'intéresser à l'aspect technique du sujet ,mais depuis tt d'années que je vois agir le CADE et Victor Pachon ,le travail énorme,et efficace qu'ils ont produit sur d'autres problèmes je me range totalement à leur avis.Merci à eux de ce qu'ils font.,

Réponse RTE contribution N°23 :

Date : 13/11/2017

Bonjour,
Nous prenons note de votre avis.

Cordialement,
RTE

Contribution N°24

Date : 10/11/2017

Veillez trouver en PJ l'argumentaire des Amis de la Terre des Landes.

Il est bien évident qu'un tel projet qui semble aussi aussi fumeux que le fut le défunt projet de stockage de gaz à Pouillon du même groupe EDF, ne devra pas aller au-delà de cette concertation.

La Amis de la Terre des Landes

Pièce jointe 1 contribution N°24 : « *projet d'interconnexion électrique France-Espagne par le golfe de Gascogne* »



Les Amis
de la Terre
des Landes

projet d'interconnexion électrique France-Espagne par le golfe de Gascogne

Données préliminaires

Small Is Beautiful: A Study Of Economics As If People Mattered a été publié en 1973. Son auteur est Ernst Friedrich Schumacher, un économiste reconnu, collaborateur de Keynes. Ce Monsieur savait de quoi il parlait. En effet, il fut l'économiste en chef des Charbonnages Anglais pendant 20 ans. Une entreprise qui regroupa jusqu'à 800 000 employés. Dans cet ouvrage et les suivants, il développe la théorie des réseaux interconnectés de taille humaine en matière d'énergie, le danger du nucléaire, tant en matière d'accidentologie, qu'en matière des dangers politiques et sociétaux du fait des manipulations et stockages des produits générateurs d'énergie, leurs déchets, et les déconstructions.

Comme toujours, les lanceurs d'alertes mettent énormément de temps pour voir leurs idées émerger dans le monde réel.

Nous avons dans ce GPI₂ (Grand Projet Inutile et Imposé) l'exemple parfait de ce que dénonçait Ernst Friedrich Schumacher. Un projet du passé, dans un monde en transition vers une société nouvelle, où la production de biens n'est plus la solution à tout, mais un outil nécessaire, qu'il faut maîtriser, en fonction de besoins réels et réalistes, mais surtout des ressources disponibles sur terre.

Le Projet

Le projet permettrait d'accroître l'échange électrique entre la France et l'Espagne, L'Europe et la péninsule Ibérique. Il est prévu deux structures d'une puissance totale de 2 000 ou 2 200 MW selon les différentes sources de RTE. Les coûts estimés sont de 1 750 M€ +/- 200 M€. A la vue des projets de cet ordre, il nous semble évident que les coûts à terminaison pourraient être notablement plus élevés. Du reste, on nous y prépare en parlant de la grosse incertitude de la traversée du Gouf de Capbreton, dont les données sont très mal connues.

Il existe déjà d'autres liaisons locales entre les deux pays. Cette liaison porterait la capacité d'échange à 5 000 Mw, et deux autres projets ultérieurs sur la zone pourraient mener vers une capacité de 8 000 MW.

Les bonnes questions sont :

- Avons nous besoin de cette capacité ?
- Avons nous les moyens financiers d'un tel projet ?

Environnement

Pour avoir participé à faire échouer le projet de stockage de Gaz de Pouillon d'EDF, dans un diapir de sel clivé, et un saumoduc mal étudié, nous avons de très sérieux doutes sur ce nouveau projet. Avec le projet de Pouillon, EDF nous a montré toute la légèreté dont elle est capable dans ses études, ainsi que le mépris des interlocuteurs dont un grand groupe peut être capable. Sur ce nouveau projet, pour ne citer qu'un obstacle majeur, nous avons de très grosses inquiétudes pour la traversée du Gouf de Capbreton. Nous savons qu'il est très mal connu. L'impact sur le projet de ses pentes, ses parois, leurs natures, sa courantologie, les flux d'eau et de sédiments, la sismicité ne sont pas négligeables. En particulier, il subit de nombreuses et régulières avalanches sous marines. Si

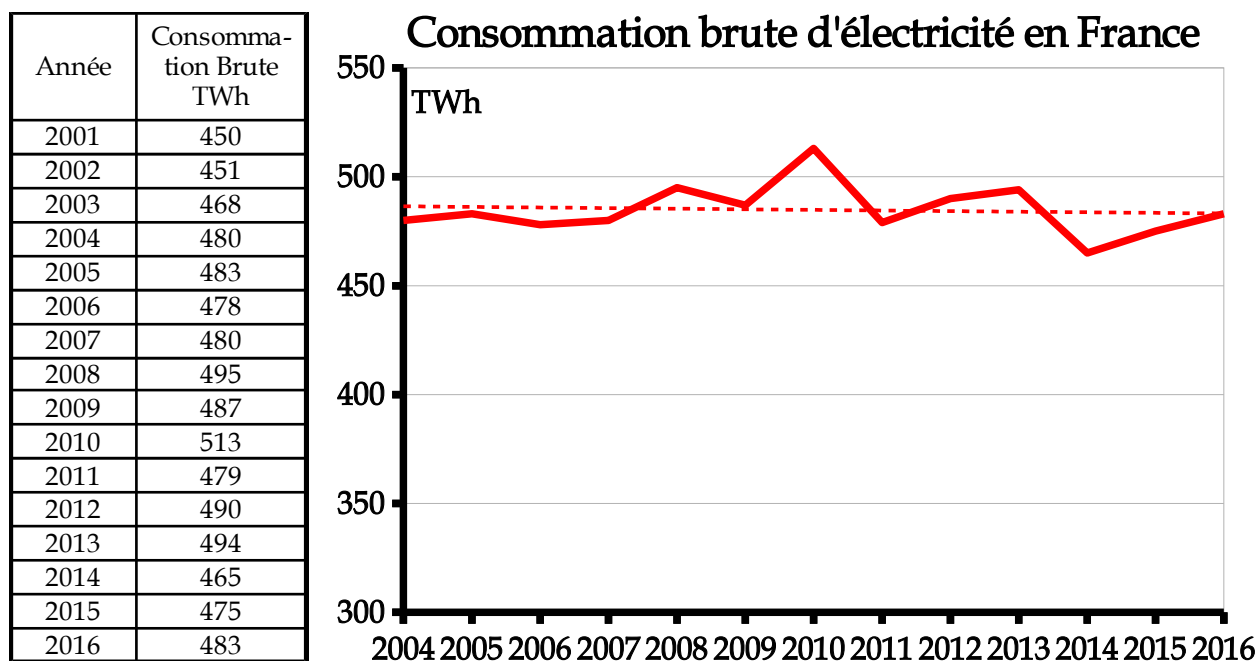
nous en croyons les scientifiques, ces avalanches sont très importantes en volume. Or, rien de bien précis sur ce Gouf, si ce n'est que le coût n'est pas estimé contrairement au reste. Il y a là un danger patent.

L'état des lieux.

Dans un système en transition, ou un saut technologique, on sait que le spécialiste n'est jamais le meilleur pour prévoir l'avenir.

La consommation électrique brute en France est parfaitement stable depuis 2004 (13 ans) selon les sources de RTE de 2004 à 2016. En 2016, on a consommé la même quantité d'électricité brute qu'en 2005 soit 483 TWh. En 2015, on avait consommé moins qu'en 2004 (475 pour 480).

Selon RTE, les variations de consommation sont surtout liées aux conditions climatiques. C'est une des principales conséquences du choix stratégique catastrophique du tout électrique pour justifier le nucléaire. Par exemple le résidentiel consomme environ 34 % de l'électricité, et 34 % des 27 millions de résidences principales sont chauffées par l'électricité, dont environ 15 millions ne sont pas ou sont mal isolées.



Il y a donc dans le chauffage d'importants investissements à faire pour consommer moins d'électricité.

On reproche souvent aux énergies renouvelables de type solaires ou éolien leur irrégularité, et l'impossibilité de stocker l'électricité. C'est aussi le cas de la consommation, qui est par essence variable en journée, mais aussi tout au long de l'année. Or nous avons le problème symétrique avec le nucléaire. En effet, une centrale nucléaire produit toujours la même quantité d'énergie lorsqu'elle fonctionne. On ne peut pas ajuster la production à la consommation. On oublie trop souvent que pour palier ce différentiel EDF a recours à plusieurs techniques dont une est très intéressante : les STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage), ces structures permettent de stocker l'électricité. Elles permettent d'amortir le différentiel entre production et consommation. Lorsque EDF produit trop d'électricité, la STEP pompe l'eau et la remonte derrière le barrage. Lorsque les centrales ne produisent pas assez, le barrage se vide, produisant de l'électricité. Le ren-

dement est particulièrement intéressant puisqu'il est autour de 80 % à rapprocher des rendements du thermique de 30 % (Centrale au fuel, au charbon, ou nucléaire). Sans les STEP, EDF n'aurait pas pu développer autant de nucléaire.

Nous disposons de 5 100 MW de puissance installée de stockage avec nos STEP. Cela représente 4 % de la puissance de production totale installée, mais c'est plus de 30 % de la puissance cumulée de l'éolien et le solaire en 2015. Autrement dit, pour une centrale nucléaire qui ferme quelle est la capacité de stockage par STEP qui devient disponible ?

Les échanges avec les pays limitrophes permettent d'ajuster les demandes, et les surplus internes. Le nucléaire français, et le chauffage électrique, sont responsables d'un autre problème. Les centrales nucléaires produisent du courant en surplus lorsque personne n'en a besoin (la nuit, l'été...). Par contre, elles ne peuvent absorber les pics de consommation liés aux pics de froid. En conséquence, nous vendons souvent une électricité à bon marché, alors que nous devons parfois l'acheter très cher. L'équilibre des volumes échangés ne renseigne pas toujours sur l'équilibre des flux financiers.

Le développement des énergies renouvelables permet, contrairement au nucléaire, de produire décentralisé, près des lieux de consommation. La multiplicité et la diversité des sources, l'autoconsommation en toiture, la création de réseaux, les stockages par STEP libérés ou nouveaux, introduisent des capacités de souplesse, d'adaptabilité, les économies d'énergies absolument impérieuses, ne consommer que ce qui est nécessaire vont rendre les systèmes anciens élaborés au XIX^e siècle obsolètes.

Analyse

De ce qui précède, nous tirons plusieurs conclusions.

Une longue période de consommation et de production stable, ne justifie pas la création de structures d'échanges supplémentaires.

Dans un système de consommation et de production électrique stable, la création d'un vecteur de flux n'est justifié que par une possibilité de spéculation. Couplés à un réseau interconnecté L'électricité, comme le gaz, ont cette particularité d'être des matières quasi dématérialisées. Vous avez la possibilité d'acheter ici et de vendre là bas une même quantité virtuelle, il n'y a pas de transport réel du volume échangé.

Les investissements nécessaires pour ce projet seraient beaucoup plus utiles dans les économies d'énergies, en réduisant la part du chauffage électrique, en isolant les logements mal ou non isolés. Mais aussi dans bien d'autres secteurs de recherche et développement, dans l'élaboration des nouvelles structures et moyens nécessaires à la mise en place de la nouvelle société émergente.

L'arrêt des centrales nucléaires vieillissantes, leurs déconstructions, la gestion de l'ensemble des déchets du nucléaire n'est pas maîtrisé. L'importante dette d'EDF ne fera que croître. Le prix du courant français devra tenir compte de ces impératifs. A t on besoin de rajouter des dépenses inutiles, et injustifiées ?

Conclusion

Les Amis de la Terre s'opposent à la réalisation de ce projet qui n'est rien d'autre qu'un GPI₂.

Réponse RTE contribution N°24 :

Date : 27/11/2017

Bonjour,

Vous trouverez ci-dessous un lien vers un document rédigé par RTE visant à répondre à votre contribution.

Cordialement,

RTE

Pièce jointe 2 contribution N°24 : « Réponse de RTE à la contribution déposée par les Amis de la Terre des Landes le 11 Novembre 2017 »

Pièce jointe 2 contribution N°24 : « Réponse de RTE à la contribution déposée par les Amis de la Terre des Landes le 11 Novembre 2017 »



Interconnexion France-Espagne par le golfe de Gascogne
Réponse de RTE à la contribution déposée par les Amis
de la Terre des Landes le 11 Novembre 2017

Le 23 novembre 2017

Le Projet

Dans sa contribution, Les Amis de la Terre des Landes laissent entendre que la puissance totale de l'interconnexion par le Golfe de Gascogne fluctue selon les sources de RTE.

RTE rappelle que la capacité physique de la nouvelle ligne est de 2000 MW. Il s'agit de la puissance maximale transmissible dans l'ouvrage.

Cet ouvrage s'insère dans le réseau public de transport. Son insertion conduit à une nouvelle distribution des flux électriques entre les différentes lignes d'interconnexion existantes. Un ré-équilibre des flux entre l'est et l'ouest des Pyrénées permet d'augmenter la capacité d'interconnexion globale entre la France et l'Espagne de 2200 MW, portant ainsi cette capacité de 2800 MW à 5000 MW.

L'environnement

RTE a mené depuis 2012 des études préliminaires sur le canyon de Capbreton, à la fois sur sa morphologie, mais aussi sur son fonctionnement (activité turbiditique, évolutions bathymétriques)

Rte en a conclu à l'impossibilité de franchir le canyon en ensouillant les câbles sur ses pentes et son fond, d'où la nécessité de contourner l'obstacle soit en passant par-dessous (forage dirigé, solution étudiée), soit en passant par la côte (solution qui est encore à l'étude).

Enfin, la séquence « éviter, réduire, compenser » (ERC) guide l'élaboration du projet. Elle a pour objectif d'éviter les atteintes à l'environnement, de réduire celles qui n'ont pu être suffisamment évitées et de compenser les effets notables qui n'ont pu être ni évités, ni suffisamment réduits. Une Etude d'Impact sera réalisée pour ce projet et sera mise à disposition du public.

L'état des lieux

Ce paragraphe pose directement la question de la flexibilité du nucléaire. On notera, à ce titre, que le problème de flexibilité n'est pas un problème d'énergie, mais de modulation de la puissance d'un réacteur pour réaliser le suivi de la courbe de charge résiduelle (consommation nette de la production d'Energie Renouvelable).

RTE conteste l'affirmation suivant laquelle le nucléaire n'est absolument pas modulable, la flexibilité du nucléaire, avec ses limites, étant mise en œuvre

quotidiennement dans le travail d'équilibre de l'offre et de la demande réalisé par RTE.

Les chiffres de production des groupes français mis à disposition par RTE http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/prod/production_groupe.jsp prouvent sans ambiguïté que les réacteurs français modulent quotidiennement leur production dans une marge de l'ordre de 10% en dessous de leurs puissance nominale. Certains d'entre eux peuvent la faire varier de façon beaucoup plus importante, mais de façon moins fréquente. Des courbes peuvent être tracées à partir des fichiers mis à disposition sur le site sur une période choisie.

Analyse

Une consommation brute annuelle d'électricité est un indicateur économique synthétique et il convient de le prendre comme tel. Il serait en effet peu pertinent de considérer qu'il donne à lui seul une photographie complète d'un système électrique et de sa dynamique et de conclure de ses évolutions modérées (amplitude de 14%) sur les 15 dernières années qu'il n'existe pas de besoins de développement d'infrastructures d'échange supplémentaires.

S'il est un point sur lequel tout le monde s'accorde, c'est que la forte volonté de consommer une énergie décarbonée va conduire à une évolution de grande ampleur des parcs de production avec un recours massif aux énergies renouvelables. Les ENR vont fortement contribuer à redessiner les paysages d'implantation des moyens de production en Europe, comme en France, avec des conséquences sur le réseau.

Ainsi, afin de compenser le déclassement du nucléaire, l'Allemagne a fait le choix de développer massivement les énergies renouvelables. Les fermetures de centrales de production au sud, situées au plus près de la consommation, vont être compensées par le développement de l'éolien off-shore en Mer du Nord. Cette relocalisation passera par le développement du réseau entre le nord et le sud de l'Allemagne afin de supporter les flux correspondants. Ce besoin est bien lié à une nouvelle distribution des lieux de production et non à une quelconque évolution en niveau de la production ou de la consommation. Il en sera de même en France. Le réseau de transport est actuellement conçu pour supporter des flux des centres de production, essentiellement centres de production nucléaire, vers les lieux de consommation. Le déclassement de certaines centrales et le recours aux énergies renouvelables va modifier sensiblement les équilibres production-

consommation régionaux actuels et induire une nouvelle répartition des flux vers les centres de consommation qui nécessitera, à son tour, des adaptations du réseau.

Or, une utilisation optimisée des moyens de production solaire et éolien passe par l'exploitation de leurs complémentarités et seuls les réseaux électriques permettant de le faire en autorisant la mise en commun des énergies renouvelables à l'échelle de l'Europe.

Aussi, quand bien même la consommation n'évoluerait pas en niveau dans les 15 ans à venir, la façon de répondre à la demande électrique, pour sa part, va significativement évoluer avec comme corollaire un accroissement des flux entre les territoires et donc des besoins d'interconnexions supplémentaires, que ce soit au sein d'un même pays, ou entre pays.

Par ailleurs, on notera que les grands déterminants de la consommation d'électricité vont eux-aussi sensiblement évoluer sous l'effet d'une plus grande efficacité énergétique dans les modes de consommation, de plus grandes possibilités pour le consommateur d'agir sur sa demande, mais aussi sous l'effet de l'apparition de nouveaux usages liés au développement de l'économie numérique ou à la substitution des énergies fossiles polluantes par l'électricité.

Conclure de la relative stabilité d'une chronique passée de consommations que les données de consommations et de productions dans quinze ans seront semblables à celle d'aujourd'hui est une hypothèse qu'un gestionnaire de réseau responsable ne peut retenir sous peine de ne pouvoir répondre à temps aux évolutions du système électrique. C'est pourquoi au niveau français, RTE a la mission d'élaborer et publier chaque année le « Bilan prévisionnel » de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Diagnostic référent sur la sécurité d'approvisionnement et la sûreté du système électrique, le Bilan prévisionnel est un exercice institutionnel majeur au service des politiques énergétiques nationales.

Les actes d'achat de vente et d'achat d'électricité sont sans conteste fortement dématérialisés. En conclure que l'échange d'énergie qui en résulte est lui aussi dématérialisé et ne donne lieu à aucun flux physique ne correspond pas, en revanche, à la réalité technique.

S'il s'avère que pour alimenter une consommation de 100 MW en France, l'Espagne dispose de production éolienne et solaire alors que la France ne dispose que de production thermique plus onéreuse, ces 100 MW, au moment où ils seront consommés, ne seront pas produits en France, mais par des sites ENR en Espagne. En conséquence, il y aura bien un transfert physique de cette quantité d'énergie injectée dans le réseau, de l'Espagne

vers la France, au travers des interconnexions, si bien sur elles ne sont pas saturées.

RTE souhaite de nouveau rappeler que l'analyse de l'opportunité du projet Golfe de Gascogne a été réalisée sur la base d'hypothèses de consommation aux horizons 2020 et 2030 tenant compte des politiques de réduction de la demande susceptibles d'être impulsées par les Etats membres à ces échéances. Elles sont disponibles dans le « Ten Years Network Development Plan 2016 » d'Entso-e (<http://tyndp.entsoe.eu/>) dont vous trouverez sur le site du projet la traduction.

RTE entend rappeler qu'il exerce son activité de gestionnaire de réseau, de façon indépendante sous le contrôle de la Commission de Régulation de l'Energie. Le rôle de la Commission est de s'assurer que les investissements que proposent RTE sont économiquement justifiés pour l'ensemble de la Collectivité des consommateurs français. C'est ce que la CRE a fait pour Golfe de Gascogne en vérifiant la neutralité économique du projet pour le consommateur français au regard de l'analyse des bénéfices attendus et des coûts induits. La délibération du 27 septembre 2017 en atteste. La Commission s'est également assurée que RTE disposait des moyens nécessaires à son financement.

Contribution N°25

Date : 11/11/2017

Veillez trouver en pièce jointe l'avis des Amis de la Terre des Landes concernant ce projet qui nous semble aussi fumeux et inintéressant que le projet du stockage de gaz de Pouillon du même groupe EDF que nous avons contribué à faire échouer

A la vue de l'argumentation que nous développons, vous comprendrez notre opposition résolue

Pièce jointe contribution N°24 : « *projet d'interconnexion électrique France-Espagne par le golfe de Gascogne* » Cf pages 52 à 54



Les Amis
de la Terre
des Landes

projet d'interconnexion électrique France-Espagne par le golfe de Gascogne

Données préliminaires

Small Is Beautiful: A Study Of Economics As If People Mattered a été publié en 1973. Son auteur est Ernst Friedrich Schumacher, un économiste reconnu, collaborateur de Keynes. Ce Monsieur savait de quoi il parlait. En effet, il fut l'économiste en chef des Charbonnages Anglais pendant 20 ans. Une entreprise qui regroupa jusqu'à 800 000 employés. Dans cet ouvrage et les suivants, il développe la théorie des réseaux interconnectés de taille humaine en matière d'énergie, le danger du nucléaire, tant en matière d'accidentologie, qu'en matière des dangers politiques et sociétaux du fait des manipulations et stockages des produits générateurs d'énergie, leurs déchets, et les déconstructions.

Comme toujours, les lanceurs d'alertes mettent énormément de temps pour voir leurs idées émerger dans le monde réel.

Nous avons dans ce GPI₂ (Grand Projet Inutile et Imposé) l'exemple parfait de ce que dénonçait Ernst Friedrich Schumacher. Un projet du passé, dans un monde en transition vers une société nouvelle, où la production de biens n'est plus la solution à tout, mais un outil nécessaire, qu'il faut maîtriser, en fonction de besoins réels et réalistes, mais surtout des ressources disponibles sur terre.

Le Projet

Le projet permettrait d'accroître l'échange électrique entre la France et l'Espagne, L'Europe et la péninsule Ibérique. Il est prévu deux structures d'une puissance totale de 2 000 ou 2 200 MW selon les différentes sources de RTE. Les coûts estimés sont de 1 750 M€ +/- 200 M€. A la vue des projets de cet ordre, il nous semble évident que les coûts à terminaison pourraient être notablement plus élevés. Du reste, on nous y prépare en parlant de la grosse incertitude de la traversée du Gouf de Capbreton, dont les données sont très mal connues.

Il existe déjà d'autres liaisons locales entre les deux pays. Cette liaison porterait la capacité d'échange à 5 000 Mw, et deux autres projets ultérieurs sur la zone pourraient mener vers une capacité de 8 000 MW.

Les bonnes questions sont :

- Avons nous besoin de cette capacité ?
- Avons nous les moyens financiers d'un tel projet ?

Environnement

Pour avoir participé à faire échouer le projet de stockage de Gaz de Pouillon d'EDF, dans un diapir de sel clivé, et un saumoduc mal étudié, nous avons de très sérieux doutes sur ce nouveau projet. Avec le projet de Pouillon, EDF nous a montré toute la légèreté dont elle est capable dans ses études, ainsi que le mépris des interlocuteurs dont un grand groupe peut être capable. Sur ce nouveau projet, pour ne citer qu'un obstacle majeur, nous avons de très grosses inquiétudes pour la traversée du Gouf de Capbreton. Nous savons qu'il est très mal connu. L'impact sur le projet de ses pentes, ses parois, leurs natures, sa courantologie, les flux d'eau et de sédiments, la sismicité ne sont pas négligeables. En particulier, il subit de nombreuses et régulières avalanches sous marines. Si

nous en croyons les scientifiques, ces avalanches sont très importantes en volume. Or, rien de bien précis sur ce Gouf, si ce n'est que le coût n'est pas estimé contrairement au reste. Il y a là un danger patent.

L'état des lieux.

Dans un système en transition, ou un saut technologique, on sait que le spécialiste n'est jamais le meilleur pour prévoir l'avenir.

La consommation électrique brute en France est parfaitement stable depuis 2004 (13 ans) selon les sources de RTE de 2004 à 2016. En 2016, on a consommé la même quantité d'électricité brute qu'en 2005 soit 483 TWh. En 2015, on avait consommé moins qu'en 2004 (475 pour 480) -Figure 1-.

Selon RTE, les variations de consommation sont surtout liées aux conditions climatiques. C'est une des principales conséquences du choix stratégique catastrophique du tout électrique pour justifier le nucléaire. Par exemple le résidentiel consomme environ 34 % de l'électricité, et 34 % des 27 millions de résidences principales sont chauffées par l'électricité, dont environ 15 millions ne sont pas ou sont mal isolées.

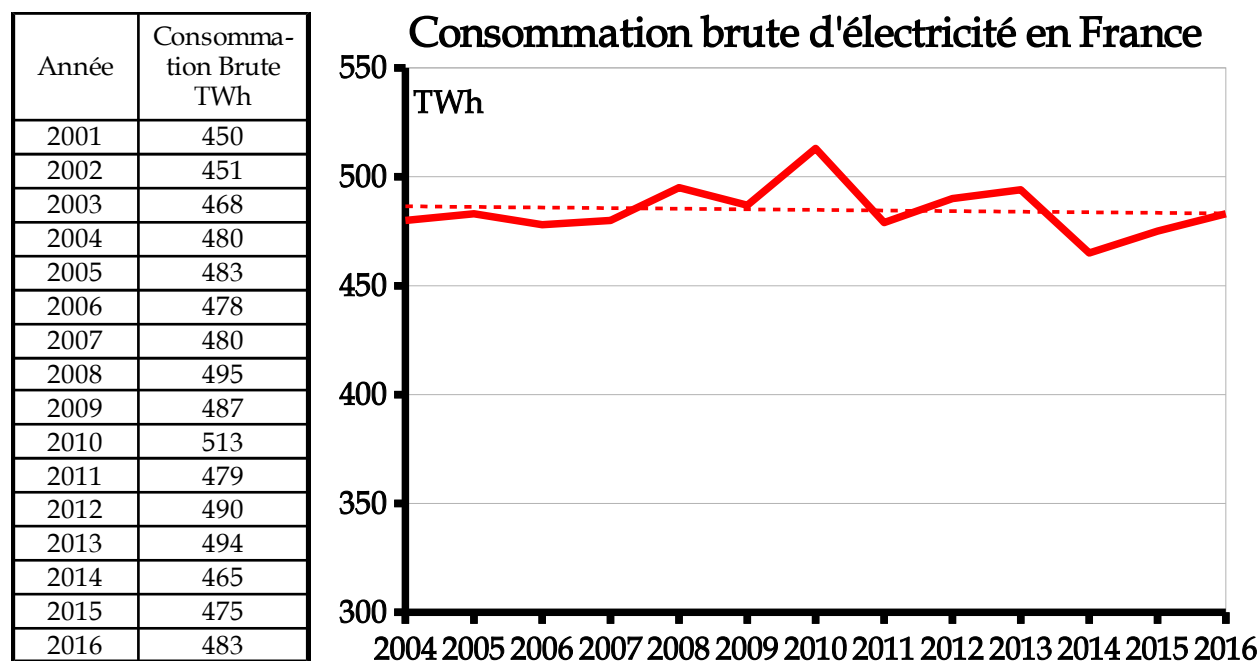


Figure 1: Consommation d'électricité brute en France de 2004 à 2016

Il y a donc dans le chauffage d'importants investissements à faire pour consommer moins d'électricité.

On reproche souvent aux énergies renouvelables de type solaires ou éolien leur irrégularité, et l'impossibilité de stocker l'électricité. C'est aussi le cas de la consommation, qui est par essence variable en journée, mais aussi tout au long de l'année. Or nous avons le problème symétrique avec le nucléaire. En effet, une centrale nucléaire produit toujours la même quantité d'énergie lorsqu'elle fonctionne. On ne peut pas ajuster la production à la consommation. On oublie trop souvent que pour palier ce différentiel EDF a recours à plusieurs techniques dont une est très intéressante : les STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage), ces structures permettent de stocker l'électricité. Elles permettent d'amortir le différentiel entre production et consommation. Lorsque EDF produit trop d'électricité, la STEP pompe l'eau et la remonte derrière le barrage. Lorsque les

centrales ne produisent pas assez, le barrage se vide, produisant de l'électricité. Le rendement est particulièrement intéressant puisqu'il est autour de 80 % à rapprocher des rendements du thermique de 30 % (Centrale au fuel, au charbon, ou nucléaire). Sans les STEP, EDF n'aurait pas pu développer autant de nucléaire.

Nous disposons de 5 100 MW de puissance installée de stockage avec nos STEP. Cela représente 4 % de la puissance de production totale installée, mais c'est plus de 30 % de la puissance cumulée de l'éolien et le solaire en 2015. Autrement dit, pour une centrale nucléaire qui ferme quelle est la capacité de stockage par STEP qui devient disponible ?

Les échanges avec les pays limitrophes permettent d'ajuster les demandes, et les surplus internes. Le nucléaire français, et le chauffage électrique, sont responsables d'un autre problème. Les centrales nucléaires produisent du courant en surplus lorsque personne n'en a besoin (la nuit, l'été...). Par contre, elles ne peuvent absorber les pics de consommation liés aux pics de froid. En conséquence, nous vendons souvent une électricité à bon marché, alors que nous devons parfois l'acheter très cher. L'équilibre des volumes échangés ne renseigne pas toujours sur l'équilibre des flux financiers.

Le développement des énergies renouvelables permet, contrairement au nucléaire, de produire décentralisé, près des lieux de consommation. La multiplicité et la diversité des sources, l'autoconsommation en toiture, la création de réseaux, les stockages par STEP libérées ou nouveaux, introduisent des capacités de souplesse, d'adaptabilité, les économies d'énergies absolument impérieuses, ne consommer que ce qui est nécessaire vont rendre les systèmes anciens élaborés au XIX^e siècle obsolètes.

Analyse

De ce qui précède, nous tirons plusieurs conclusions.

Une longue période de consommation et de production stable, ne justifie pas la création de structures d'échanges supplémentaires.

Dans un système de consommation et de production électrique stable, la création d'un vecteur de flux n'est justifié que par une possibilité de spéculation. Couplés à un réseau interconnecté l'électricité, comme le gaz, ont cette particularité d'être des matières quasi dématérialisées. Vous avez la possibilité d'acheter ici et de vendre là bas une même quantité virtuelle, il n'y a pas de transport réel du volume échangé.

Les investissements nécessaires pour ce projet seraient beaucoup plus utiles dans les économies d'énergies, en réduisant la part du chauffage électrique, en isolant les logements mal ou non isolés. Mais aussi dans bien d'autres secteurs de recherche et développement, dans l'élaboration des nouvelles structures et moyens nécessaires à la mise en place de la nouvelle société émergente.

L'arrêt des centrales nucléaires vieillissantes, leurs déconstructions, la gestion de l'enfouissement des déchets du nucléaire n'est pas maîtrisé. L'importante dette d'EDF ne fera que croître. Le prix du courant français devra tenir compte de ces impératifs. A t on besoin de rajouter des dépenses inutiles, et injustifiées ?

Conclusion

Les Amis de la Terre s'opposent à la réalisation de ce projet qui n'est rien d'autre qu'un GPI₂.

Réponse RTE contribution N°25 :

Date : 27/11/2017

Bonjour,

Vous trouverez ci-dessous un lien vers un document rédigé par RTE visant à répondre à votre contribution.

Cordialement,

RTE

Pièce jointe 2 de la contribution n°24 : « Réponse de RTE à la contribution déposée par les Amis de la Terre des Landes le 11 Novembre 2017 » Cf pages 56 à 60

Contribution N°26

Date : 11/11/2017

Le rapport critique de la CRE (2016) sur le câble électrique du Golfe de Gascogne

Dans un rapport détaillé et argumenté de juin 2016, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) émettait de vives critiques sur les projets d'interconnexion électriques et gazières avec l'Espagne dont le câble sous-marin en très haute tension (THT) du Golfe de Gascogne. Ces critiques de ce méga-projet d'au moins 1750 M€ en soulignent les points faibles (sans besoins réels, sans visibilité de sa faisabilité technique ni de son coût-efficacité) et sont reprises dans cet article "Energie : l'afflux de projets d'interconnexion inquiète le régulateur" des Echos*:

1. "Le régulateur juge que la France est aujourd'hui « bien interconnectée avec ses voisins », et que l'utilisation de ces lignes et tuyaux « est désormais largement optimisée ».

Dans ce contexte, il entend veiller « à éviter que les consommateurs de gaz et d'électricité ne soient exposés à des coûts considérables pour construire des infrastructures dont l'utilité pour la construction du marché européen et la sécurité d'approvisionnement n'aurait pas été démontrée ».

2. Le projet Golfe de Gascogne est « totalement prématuré » : après la mise en service d'une interconnexion côté pyrénéen l'an dernier, ce projet vise, côté Atlantique, à faire passer des câbles sous-marins entre la France et l'Espagne pour accroître les échanges à hauteur de 2.200 mégawatts (l'équivalent de deux réacteurs nucléaires) à l'horizon 2023, pour un coût aujourd'hui évalué entre 1,6 et 2 milliards d'euros. Un projet très complexe, car il devra passer par une fosse sous-marine. « Il n'y a aucune visibilité de la faisabilité technique de l'opération, et il y a un emballement de la Commission européenne, avant même d'avoir un rapport coût-efficacité du projet », critiquait Philippe de Ladoucette (Président de la CRE en 2016).

Capacité actuelle d'interconnexion sous-utilisée : Auparavant, la CRE dans sa Délibération du 26 novembre 2015** soulignait une sous-utilisation de la capacité actuelle d'interconnexion:

"Toutefois, en 2014, les capacités offertes n'ont été en moyenne que de 1 040 MW de la France vers l'Espagne et de 860 MW de l'Espagne vers la France, alors que la capacité maximale à réseau complet est de 1 400 MW dans la direction France vers Espagne et 1 000 MW dans la direction Espagne vers France. La capacité offerte au marché a donc été nettement inférieure à la capacité maximale théorique des interconnexions." En 2015, les exportations françaises vers l'Espagne ont bondi de +56% pour atteindre 9.300 GWh, soit, en divisant par les 8760h de l'année, en moyenne une capacité utilisée de seulement 1060 MW pour 2400 MW disponibles dans le sens France vers l'Espagne, laissant apparaître une surcapacité d'un facteur 2,3.

En 2016, ces exportations d'EdF ont encore augmenté (+30%) à 12.100 GWh soit une capacité utilisée de 1380 MW pour 2500 MW disponibles soit une surcapacité d'un facteur 1,8.

La CRE confirme cette situation de surcapacité dans son rapport détaillé de juin 2016***: "la capacité de Baixas-Santa Llogaia n'est pas encore à son maximum technique: "La capacité commerciale constatée, de la mise en service de cette ligne jusqu'à fin 2015, n'a cependant été en moyenne que de 2000 MW à l'export et de 1800 MW à l'import. Au cours des quatre premiers mois de 2016, la capacité commerciale moyenne constatée est passée à 2400 MW à l'export et 2000 MW à l'import. La capacité commerciale ne pourra atteindre son objectif de 2800 MW en moyenne qu'après la réalisation de travaux de renforcements du réseau interne espagnol".

Depuis l'été 2017, la capacité totale d'interconnexion est passée à 3700 MW du fait de la mise à niveau de la sous-station d'Arkale (Gipuzkoa) avec +460 MW (et pour seulement 20 M€ !), augmentant ainsi la capacité des 2 lignes THT terrestres de la côte basque de 2550 MW à plus de 3000 MW. Aussi, ce projet du Golfe de Gascogne viendrait ajouter à grand frais de nouvelles surcapacités et en plus du côté Atlantique qui représente déjà plus de 80% de la capacité totale transfrontalière.

* Energie : l'afflux de projets d'interconnexion inquiète le régulateur (Les Echos, 15 juin 2016)- https://www.lesechos.fr/15/06/2016/lesechos.fr/0211028300361_energie---l-afflux-de-projets-d-interconnexion-inquiete-le-regulateur.htm#F5pfqLHqPcdGt1P0.99

** Délibération de la CRE du 26 novembre 2015 portant avis sur les règles de répartition des capacités sur la frontière France-Espagne à la suite de la mise en service d'une nouvelle interconnexion entre les deux pays-

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/avis/interconnexion-electrique-france-espagne>

*** Rapport CRE: les enjeux économiques des interconnexions

(15/06/2016)- <http://www.cre.fr/documents/presse/communiqués-de-presse/la-cre-les-enjeux-economiques-des-interconnexions>

Le Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques :

redapoyopirineo@gmail.com

<http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/>

Pièce jointe 1 contribution N°26 : « *Le rapport critique de la CRE (2016) sur le câble électrique du Golfe de Gascogne* »

Le rapport critique de la CRE (2016) sur le câble électrique du Golfe de Gascogne

Dans un rapport détaillé et argumenté de juin 2016, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) émettait de vives critiques sur les projets d'interconnexion électriques et gazières avec l'Espagne dont le câble sous-marin en très haute tension (THT) du Golfe de Gascogne. Ces critiques de ce méga-projet d'au moins 1750 M€ en soulignent les points faibles (**sans besoins réels, sans visibilité de sa faisabilité technique ni de son coût-efficacité**) et sont reprises dans cet article *"Energie : l'afflux de projets d'interconnexion inquiète le régulateur"* des Echos*:

1. "Le régulateur juge que la France est aujourd'hui « **bien interconnectée avec ses voisins** », et que l'utilisation de ces lignes et tuyaux « **est désormais largement optimisée** ».

Dans ce contexte, il entend veiller « à éviter que les consommateurs de gaz et d'électricité ne soient exposés à des coûts considérables pour construire des infrastructures dont l'utilité pour la construction du marché européen et la sécurité d'approvisionnement n'aurait pas été démontrée ».

2. Le projet Golfe de Gascogne est « **totalelement prématuré** » : après la mise en service d'une interconnexion côté pyrénéen l'an dernier, ce projet vise, côté Atlantique, à faire passer des câbles sous-marins entre la France et l'Espagne pour accroître les échanges à hauteur de 2.200 mégawatts (l'équivalent de deux réacteurs nucléaires) à l'horizon 2023, pour un coût aujourd'hui évalué entre 1,6 et 2 milliards d'euros. Un projet **très complexe**, car il devra passer par une fosse sous-marine. « **Il n'y a aucune visibilité de la faisabilité technique de l'opération, et il y a un emballement de la Commission européenne, avant même d'avoir un rapport coût-efficacité du projet** », critiquait Philippe de Ladoucette (Président de la CRE en 2016).

Capacité actuelle d'interconnexion sous-utilisée : Auparavant, la CRE dans sa Délibération du 26 novembre 2015** soulignait une **sous-utilisation de la capacité actuelle d'interconnexion**: *"Toutefois, en 2014, les capacités offertes n'ont été en moyenne que de 1 040 MW de la France vers l'Espagne et de 860 MW de l'Espagne vers la France, alors que la capacité maximale à réseau complet est de 1 400 MW dans la direction France vers Espagne et 1 000 MW dans la direction Espagne vers France. La capacité offerte au marché a donc été nettement inférieure à la capacité maximale théorique des interconnexions."* En 2015, les exportations françaises vers l'Espagne ont bondi de +56% pour atteindre **9.300 GWh**, soit, en divisant par les 8760h de l'année, en moyenne une capacité utilisée de seulement **1060 MW pour 2400 MW disponibles** dans le sens France vers l'Espagne, laissant apparaître une **surcapacité d'un facteur 2,3**.

En 2016, ces exportations d'EdF ont encore augmenté (+30%) à 12.100 GWh soit une capacité utilisée de **1380 MW pour 2500 MW disponibles** soit une **surcapacité d'un facteur 1,8**. La CRE confirme cette situation de surcapacité dans son rapport détaillé de juin 2016***: *"la capacité de Baixas-Santa Llogaia n'est pas encore à son maximum technique: "La capacité commerciale constatée, de la mise en service de cette ligne jusqu'à fin 2015, n'a cependant été en moyenne que de 2000 MW à l'export et de 1800 MW à l'import. Au cours des quatre premiers mois de 2016, la capacité commerciale moyenne constatée est passée à 2400 MW à l'export et 2000 MW à l'import. La capacité commerciale ne pourra atteindre son objectif de 2800 MW en moyenne qu'après la réalisation de travaux de renforcements du réseau interne espagnol"*.

Depuis l'été 2017, la capacité totale d'interconnexion est passée à **3700 MW** du fait de la mise à niveau de la sous-station d'**Arkale** (Gipuzkoa) avec +460 MW (et pour seulement 20 M€ !), augmentant ainsi la capacité des 2 lignes THT terrestres de la côte basque de 2550 MW à plus de **3000 MW**. Aussi, ce projet du Golfe de Gascogne viendrait ajouter à grand frais de nouvelles surcapacités et en plus du côté **Atlantique** qui représente déjà plus de **80%** de la capacité totale transfrontalière.

* *Energie : l'afflux de projets d'interconnexion inquiète le régulateur* (Les Echos, 15 juin 2016)- https://www.lesechos.fr/15/06/2016/lesechos.fr/0211028300361_energie---l-afflux-de-projets-d-interconnexion-inquiete-le-regulateur.htm#F5pfqLHqPcdGt1P0.99

** Délibération de la CRE du 26 novembre 2015 portant avis sur les règles de répartition des capacités sur la frontière France-Espagne à la suite de la mise en service d'une nouvelle interconnexion entre les deux pays- <http://www.cre.fr/documents/deliberations/avis/interconnexion-electrique-france-espagne>

*** Rapport CRE: les enjeux économiques des interconnexions (15/06/2016)- <http://www.cre.fr/documents/presse/communiqués-de-presse/la-cre-les-enjeux-economiques-des-interconnexions>

Réponse RTE contribution N°26 :

Date : 23/11/2017

Bonjour,

Vous trouverez ci-dessous un lien vers un document rédigé par RTE visant à répondre à votre contribution.

Cordialement,
RTE

Pièce jointe 2 contribution N°26 : *« Réponse de RTE à la contribution déposée par le réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques le 11 Novembre 2017 »*



Interconnexion France-Espagne par le golfe de Gascogne

**Réponse de RTE à la contribution déposée par le réseau
de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets
Energétiques le 11 Novembre 2017**

Le 23 novembre 2017

A la lecture des deux premiers chapitres relatifs à la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), nous notons avec intérêt que, dans les deux cas, les interventions de la CRE ont eu pour objet de rappeler que l'intérêt d'une nouvelle interconnexion devait être évalué à l'aune de son rapport coût-efficacité et de son intérêt pour les consommateurs européens avant de prendre toute décision.

RTE fait observer que la délibération de la CRE du 21 septembre dernier relative au partage des coûts du projet Golfe de Gascogne s'inscrit en totale cohérence avec les positions affichées précédemment par le régulateur. Dans cette délibération et le document associé, la CRE reconnaît, sur la base des analyses techniques et économiques qui lui ont été présentées, le bien-fondé socio-économique de l'interconnexion Golfe de Gascogne pour le consommateur européen et subordonne la réalisation de ce projet à sa neutralité économique pour le consommateur français en limitant la contribution de RTE à 528 M€.

A la lecture des extraits des rapports de la CRE dont il est fait mention, il n'apparaît pas que la CRE exprime le constat d'une situation de surcapacité. Attentive à ce que l'exploitation de l'interconnexion France Espagne réponde aux engagements des gestionnaires de réseau, le régulateur tire simplement le constat que le niveau de capacité d'échange nette (NTC) prévisionnel de 2800 MW sur la frontière ne pouvait être atteint en raison d'un retard au renforcement du réseau espagnol. Les chroniques de transit de l'IESOE montrent que ce niveau de NTC est désormais atteint et que l'introduction de la nouvelle ligne Baixas – Santa Llogaia renforce la capacité de l'interconnexion à hauteur des valeurs identifiées dans les analyses prévisionnelles, soit 2800 MW.

Les chapitres suivants font état selon vous d'une interconnexion sur-capacitaire. Nous ne partageons pas cette conclusion. Si tel était le cas, le nombre d'heures de congestion de l'interconnexion France Espagne serait très faible, voire nul. En effet, le document détaillant le retour d'expérience tiré d'un an d'utilisation de Baixas - Santa Loggaia (disponible sous www.inelfe.eu) fait clairement apparaître que, même après la mise en œuvre de ce nouvel ouvrage, l'interconnexion est l'objet de congestions près de 75% du temps.

	Un an avant mise en conduite (du 05/10/14 au 04/10/15)		Un an après mise en conduite (du 05/10/15 au 04/10/16)	
Nombre d'heures sans congestion	1,128	12.84%	2,197	25.01%
Nombre d'heures avec congestion	7,656	87.16%	6,587	74.99%

Enfin, nous ne partageons pas la méthodologie de calcul de la NTC que vous évoquez, qui conduirait à considérer 3000 MW uniquement sur la façade Atlantique. La NTC n'est pas la somme algébrique des capacités de chaque liaison traversant la frontière. Vous trouverez les informations relatives au calcul de la NTC dans notre réponse apportée à la contribution du CADE mise à jour le 13 Novembre 2017.

Contribution N°27

Date : 01/12/2017

Bonjour

Avez vous calculé l'impact environnemental de votre projet ? Bilan carbone et Bilan écologique ?

Le bilan carbone peut se résumer aux quantités de carbone émises et évitées par la réalisation du projet.

http://www.zeroges.com/fr/comment_calculer_empreinte_carbone.html

A mon sens, elle devrait comporter en négatif, les quantités de carbone émises pour "nous vendre"/extraire et transformer les matières premières/acheminer/installer ce câble sous marin. Elle devrait comporter en "positif", les évitements d'émission de carbone obtenus (modification escompté du mix de consommation énergétique domestique et transport en France au profit des ENR ?, diminution globale de la consommation énergétique France et Europe) ? Moins de pertes en lignes ?, ...).

L'empreinte écologique est plutôt relative à l'impact du projet sur la Terre. Tout projet actuel devrait viser à "atténuer" les impacts certains du réchauffement climatique. Tenter d'"effacer notre présence" pour durer plus longtemps... http://www.dictionnaire-environnement.com/empreinte_ecologique_ID1038.html

Exprimée en surface, cette empreinte (5.6 planètes pour la France à ce jour) traduit notre main mise sur une trop grande partie de la planète dès lors incapable d'absorber nos déchets.

En négatif, vont exercer une main mise grandissante, les matières premières immobilisées ou consommées (quantité de cuivre ou d'aluminium, de béton, de pétrole, ...par exemple) depuis leur extraction, leur transformation et leur acheminement, les coûts énergétiques de réalisation du projet (voiture, camions, usines, bateaux portes câbles, sous marins (?), plongeurs (?), ...) sans oublier les phases maintenance et exploitation bien sûr. Vous n'excluez pas un passage du câble à terre pour éviter de sombrer dans le gouf de Capbreton, les impacts à calculer seraient évidemment beaucoup plus conséquents sur ce trait de côte fragile et mobile (impact du changement climatique !)..

En négatif toujours la somme des déchets générés.....

En positif, vous pourriez argumenter sur les évitements que va générer le projet ?

Grâce à ce projet diminution des consommations (?), moins de recours à d'autres infrastructures de fabrication d'énergie (?) (nouvelles centrales nucléaires mobilisant beaucoup plus de matières premières, centrales nucléaires anciennes à la maintenance de plus en plus coûteuses, des centrales à gaz ou à charbon, ...).

Grâce à ce projet diminution des émissions polluantes (fuites et déchets nucléaires, CO2, ...).

Vraiment vos calculs m'intéressent, enfin c'est surtout pour la planète et pour mes enfants.

Merci pour eux

jmm

Réponse RTE contribution N°27 :

Date : 19/12/2017

Bonjour,

Nous vous remercions pour votre question qui rejoint une des préoccupations importantes de RTE.

Les études de réseau réalisées en amont de la décision de lancement d'un tel projet d'interconnexion sont menées à l'échelle européenne. Parmi les indicateurs qui sont calculés et qui servent de base à sa justification, il en est un qui porte sur l'impact carbone de la liaison. C'est d'ailleurs une des études sine qua non désormais en Europe pour lancer la construction des interconnexions puisque la lutte contre le changement climatique est un des objectifs européens, objectif que RTE fait également sien bien sûr. Elle conclut que le projet devrait permettre la diminution des émissions de CO2 du système électrique européen dans le cas de réalisation de scénarios prospectifs de mise en œuvre de la transition énergétique (scénario V4 en particulier). Vous trouverez les résultats précis de cette étude explicités dans ce document du schéma directeur du réseau européen (résultats TYNDP2016 (projet n°16), télécharger le document, indicateur B5). La méthodologie suivant laquelle les études sont menées est décrite dans le lien suivant méthode TYNDP (page 42)).

Il ne s'agit pas d'une étude ACV (analyse de cycle de vie) proprement dite, car cela présupposerait de connaître en amont la solution technique déployée. En outre, une liaison a une durée de vie très longue, de 45 à 80 ans. De ce fait, les émissions CO2 pour toute la phase amont ("nous vendre"/extraire et transformer les matières premières/acheminer/installer ce câble sous-marin et souterrain) pèsent peu devant les émissions - évitées dans le cas présent- de la phase d'utilisation. On s'intéresse donc uniquement à son impact sur les émissions CO2 du système électrique.

Lors des phases ultérieures du projet nous réaliserons une étude d'impact environnemental, qui portera essentiellement cette fois-ci sur l'impact du projet sur le milieu physique, le milieu naturel, le milieu humain, le patrimoine et le paysage. Une partie des évaluations que vous imaginez seront embarquées dans cette phase-là, et vous pourrez en prendre connaissance car cette étude d'impact sera la pierre angulaire de l'enquête publique pour la déclaration d'utilité publique que nous demanderons.

Nous vous remercions pour vos autres suggestions qui viendront alimenter la réflexion que nous démarrons : nous introduisons actuellement un processus d'écoconception dans nos solutions. Nous avons déjà beaucoup de connaissances et de réalisations à notre actif, mais non agrégées, ce travail étant assez complexe. L'écoconception nous permettra de progresser sur ces questions grâce à une vision globale des impacts, et cela de l'extraction des matières premières, en passant par la phase d'exploitation jusqu'à la fin de vie... ou au recyclage ! Nous souhaitons élaborer avec nos partenaires et fournisseurs des outils qui nous permettront de systématiser cette démarche, et de trouver les compromis avec les autres critères de conception (sécurité, maîtrise des coûts,...) pour réduire notre empreinte.

Le changement climatique et la biodiversité sont déjà deux sujets correctement traités au travers des études citées plus haut. Nous savons qu'avec l'écoconception nous pourrions pousser plus loin et en toute efficacité nos travaux, notamment aussi sur la consommation des ressources minérales non fossiles.

La recherche de la réduction d'empreinte nous intéresse aussi.

Cordialement,
RTE

Contribution N°28

Date : 08/12/2017

Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques
redapoyopirineo@gmail.com
<http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/>

REPONSES du Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques à la réponse de RTE du 23 Novembre 2017

Le Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques conteste catégoriquement la réponse de RTE du 23 Novembre 2017 notamment sur les commentaires suivants de RTE :

1." RTE fait observer que la délibération de la CRE du 21 septembre dernier relative au partage des coûts du projet Golfe de Gascogne s'inscrit en totale cohérence avec les positions affichées précédemment par le régulateur".

Nous contestons vigoureusement cette réponse et interprétation fallacieuse du rapport de la CRE de juin 2016 et de fait une négation du contenu effectif de ce rapport et des déclarations du Président de la CRE qui émettaient de sérieux et profonds doutes sur ce projet:

a) Rapport CRE: Les Enjeux Economiques Des Interconnexions (15/06/2016)- <http://www.cre.fr/documents/presse/communiqués-de-presse/la-cre-les-enjeux-economiques-des-interconnexions> de la CRE de juin 2016

« En ce qui concerne le projet d'interconnexion électrique golfe de Gascogne entre la France et l'Espagne, la levée des incertitudes techniques est un préalable indispensable avant de pouvoir se prononcer sur son opportunité au regard des bénéfices et des coûts qu'il génèrerait. » (page 2).

« L'évaluation des bénéfices apportés par ce projet, menée dans le cadre du Plan européen de développement du réseau à dix ans publié par ENTSO-E en 2014 présente une très forte sensibilité des résultats aux scénarios considérés. Au vu de l'ampleur des dépenses envisagées, la poursuite des études de faisabilité technique est un préalable indispensable avant de pouvoir se prononcer sur l'opportunité du projet, au vu de son évaluation socio-économique. Il s'agit de s'assurer que les bénéfices sont effectivement supérieurs à ses coûts. » (page 47).

« La CRE, conformément à la loi, agit dans toutes ses missions au bénéfice des consommateurs finals. Elle veillera à éviter que les consommateurs de gaz et d'électricité ne soient exposés à des coûts considérables pour construire des infrastructures dont l'utilité pour la construction du marché européen et la sécurité d'approvisionnement n'aurait pas été démontrée. » (page 2).

b) Déclarations de Philippe de Ladoucette, Président de la CRE en 2016

«Le projet Golfe de Gascogne est « totalement prématuré » : Il n'y a aucune visibilité de la faisabilité technique de l'opération, et il y a un emballement de la Commission européenne, avant même d'avoir un rapport coût-efficacité du projet ».

Source : Energie : l'afflux de projets d'interconnexion inquiète le régulateur (Les Echos, 15 juin 2016)- https://www.lesechos.fr/15/06/2016/lesechos.fr/0211028300361_energie---l-afflux-de-projets-d-interconnexion-inquiete-le-regulateur.htm#F5pfqLHqPcdGt1P0.99

De fait, la délibération de la CRE du 21 septembre 2017 contredit bien son rapport de juin 2016. De fait, c'est bien une reprise en main de la CRE sur ce sujet par le Préfet Carenco (nommé en 2017) qui nie et piétine le rapport de juin 2016 sans nouvelles études ni faits significatifs nouveaux-détails : Câble sous-marin THT du Golfe de Gascogne: le rapport critique de la CRE (2016) annulé par le Préfet Carenco,

19.11.2017- <http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/2017/11/cable-sous-marin-tht-du-golfe-de.html>

2. "il n'apparaît pas que la CRE exprime le constat d'une situation de surcapacité."

Là aussi, le rapport CRE indique de manière fort claire "Toutefois, en 2014, les capacités offertes n'ont été en moyenne que de 1 040 MW de la France vers l'Espagne et de 860 MW de l'Espagne vers la France, alors que la capacité maximale à réseau complet est de 1 400 MW dans la direction France vers Espagne et 1 000 MW dans la direction Espagne vers France. La capacité offerte au marché a donc été nettement inférieure à la capacité maximale théorique des interconnexions."

La supposée sous-capacité indiquée par RTE ne cadre pas avec les volumes moyens échangés (sources : ENTSO-E, Bilan électrique français 2016, RTE) de:

a) la France vers l'Espagne:

- En 2015, les exportations françaises vers l'Espagne ont bondi de +56% pour atteindre 9300 GWh, soit en divisant par les 8760 heures de l'année, en moyenne une capacité utilisée de seulement 1060 MW pour 2400 MW disponibles dans le sens France vers l'Espagne, laissant apparaître une surcapacité d'un facteur 2,3.
- En 2016, ces exportations d'EdF ont encore augmenté (+43%) à 13300 GWh soit une capacité moyenne utilisée de 1520 MW pour 2500 MW disponibles soit une surcapacité d'un facteur 1,65.

b) l'Espagne vers la France:

- 4 2015 : 1800 GWh soit une capacité moyenne utilisée de seulement 205 MW pour 2500 MW disponibles soit une surcapacité d'un facteur 12 (!).
- 4 2016 : 5.500 GWh (+205%) soit une capacité moyenne utilisée de 630 MW pour 2500 MW disponibles soit une surcapacité d'un facteur 4.

Cette analyse sur ces 3 années indique bien un surdimensionnement des capacités d'interconnexion par rapport aux flux effectifs moyens.

Voir aussi réponse en Point 5- supposée saturation.

3. « Dans cette délibération et le document associé, la CRE reconnaît, sur la base des analyses techniques et économiques qui lui ont été présentées, le bien-fondé socio-économique de l'interconnexion Golfe de Gascogne pour le consommateur européen et subordonne la réalisation de ce projet à sa neutralité économique pour le consommateur français en limitant la contribution de RTE à 528 M€. »

Quelle sont les dites études « sur la base des analyses techniques et économiques qui lui ont été présentées ?

4. "conduirait à considérer 3000 MW uniquement sur la façade Atlantique."

En fait, la façade Atlantique concentre déjà 80% de la capacité totale d'interconnexion, et logiquement devrait être en lien avec les besoins des principaux centres de génération et de consommation afin de réduire les pertes en ligne.

5. " même après la mise en œuvre de ce nouvel ouvrage [Baixas-Santa Loggia], l'interconnexion est l'objet de saturation près de 75% du temps."

Au sujet d'une supposée saturation des lignes d'interconnexion, le rapport CRE de juin 2016 indique de manière fort claire "Toutefois, en 2014, les capacités offertes n'ont été en moyenne que de 1 040 MW de la France vers l'Espagne et de 860 MW de l'Espagne vers la France, alors que la capacité maximale à réseau complet est de 1 400 MW dans la direction France vers Espagne et 1 000 MW dans la direction Espagne vers France. La capacité offerte au marché a donc été nettement inférieure à la capacité maximale théorique des interconnexions."

Or cette supposée saturation ne cadre pas avec les volumes moyens échangés entre la France vers et depuis l'Espagne (voir point 2).

Cette saturation serait alors concentrée sur certains créneaux horaires de pointe correspondants alors au choix par les opérateurs selon les prix de marché les plus hauts, notamment à l'importation en hiver.

Aussi, est-ce que les opérateurs réseaux utilisent des incitations économiques au-delà des appels d'offre afin de « lisser » la pointe et ainsi optimiser les lignes ? Au vu de la sensibilité au différentiel de prix entre les deux pays et surtout des appétits des opérateurs, cela pourrait correspondre au choix de créneaux de pointe avec prix plus hauts, notamment à l'import en hiver ?

Sans données plus détaillées, il est impossible de pouvoir juger de la réalité de cette situation de supposée saturation.

Aussi, nos questions à ce sujet sont les suivantes :

1) Quels sont alors les niveaux de saturation entre :

- France vers l'Espagne (en MW et %)

- l'Espagne vers la France: (en MW et %).

et détaillés par principales lignes THT ?

2) Quels sont les créneaux horaires les plus saturés ?

3) Quel serait alors l'impact du câble du Golfe de Biscaye, avec les hypothèses sélectionnées, sur le supposé niveau de saturation ?

Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques

redapoyopirineo@gmail.com

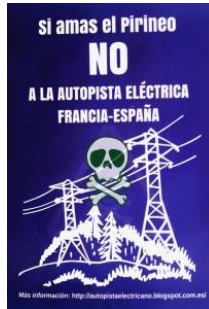
<http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/>

Pièce jointe contribution N°28 : « REPONSES du Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques à la réponse de RTE du 23 Novembre 2017 »

Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques

redapoyopirineo@gmail.com

<http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/>



REPONSES du Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques à la réponse de RTE du 23 Novembre 2017

Le Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques conteste catégoriquement la réponse de RTE du 23 Novembre 2017 notamment sur les commentaires suivants de RTE :

1." RTE fait observer que la délibération de la CRE du 21 septembre dernier relative au partage des coûts du projet Golfe de Gascogne s'inscrit en totale cohérence avec les positions affichées précédemment par le régulateur".

Nous contestons vigoureusement cette réponse et interprétation fallacieuse du rapport de la CRE de juin 2016 et de fait une négation du contenu effectif de ce rapport et des déclarations du Président de la CRE qui émettaient de sérieux et profonds doutes sur ce projet:

a) **Rapport CRE:** *Les Enjeux Economiques Des Interconnexions* (15/06/2016)-
<http://www.cre.fr/documents/presse/communiqués-de-presse/la-cre-les-enjeux-economiques-des-interconnexions> de la CRE de juin 2016

« En ce qui concerne le projet d'interconnexion électrique golfe de Gascogne entre la France et l'Espagne, la levée des incertitudes techniques est un préalable indispensable avant de pouvoir se prononcer sur son opportunité au regard des bénéfices et des coûts qu'il génèrerait. » (page 2).

« L'évaluation des bénéfices apportés par ce projet, menée dans le cadre du Plan européen de développement du réseau à dix ans publié par ENTSO-E en 2014 présente une très forte sensibilité des résultats aux scénarios considérés. Au vu de l'ampleur des dépenses envisagées, la poursuite des études de faisabilité technique est un préalable indispensable avant de pouvoir se prononcer sur l'opportunité du projet, au vu de son évaluation socio-économique. Il s'agit de s'assurer que les bénéfices sont effectivement supérieurs à ses coûts. » (page 47).

« La CRE, conformément à la loi, agit dans toutes ses missions au bénéfice des consommateurs finals. Elle veillera à éviter que les consommateurs de gaz et d'électricité ne soient exposés à des coûts considérables pour construire des infrastructures dont l'utilité pour la construction du marché européen et la sécurité d'approvisionnement n'aurait pas été démontrée. » (page 2).

b) **Déclarations de Philippe de Ladoucette, Président de la CRE en 2016**

«Le projet Golfe de Gascogne est « totalement prématuré » : Il n'y a aucune visibilité de la faisabilité technique de l'opération, et il y a un emballement de la Commission européenne, avant même d'avoir un rapport coût-efficacité du projet ».

Source : **Energie : l'afflux de projets d'interconnexion inquiète le régulateur** (Les Echos, 15 juin 2016)- https://www.lesechos.fr/15/06/2016/lesechos.fr/0211028300361_energie---l-afflux-de-projets-d-interconnexion-inquiete-le-regulateur.htm#F5pfqLHqPcdGt1P0.99

De fait, la délibération de la CRE du 21 septembre 2017 contredit bien **son rapport de juin 2016**. De fait, c'est bien une reprise en main de la CRE sur ce sujet par le Préfet Carencio (nommé en 2017) qui nie et piétine le rapport de juin 2016 sans nouvelles études ni faits significatifs nouveaux-détails : **Câble sous-marin THT du Golfe de Gascogne: le rapport critique de la CRE (2016) annulé par le Préfet Carencio**, 19.11.2017- <http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/2017/11/cable-sous-marin-tht-du-golfe-de.html>

2. "il n'apparaît pas que la CRE exprime le constat d'une situation de surcapacité."

Là aussi, le rapport CRE indique de manière fort claire "Toutefois, en 2014, **les capacités offertes n'ont été en moyenne que de 1 040 MW de la France vers l'Espagne et de 860 MW de l'Espagne vers la France**, alors que la **capacité maximale à réseau complet est de 1 400 MW dans la direction France vers Espagne et 1 000 MW dans la direction Espagne vers France**. La capacité offerte au marché a donc été nettement inférieure à la capacité maximale théorique des interconnexions."

La supposée sous-capacité indiquée par RTE ne cadre pas avec les volumes moyens échangés (sources : ENTSO-E, Bilan électrique français 2016, RTE) de:

a) la France vers l'Espagne:

- En **2015**, les exportations françaises vers l'Espagne ont bondi de **+56%** pour atteindre **9300 GWh**, soit en divisant par les 8760 heures de l'année, en moyenne une capacité utilisée de seulement **1060 MW pour 2400 MW disponibles** dans le sens France vers l'Espagne, laissant apparaître une **surcapacité d'un facteur 2,3**.
- En **2016**, ces exportations d'EdF ont encore augmenté (**+43%**) à **13300 GWh** soit une capacité moyenne utilisée de **1520 MW pour 2500 MW disponibles** soit une **surcapacité d'un facteur 1,65**.

b) l'Espagne vers la France:

- **2015** : **1800 GWh** soit une capacité moyenne utilisée de **seulement 205 MW pour 2500 MW disponibles** soit une **surcapacité d'un facteur 12 (!)**.
- **2016** : **5.500 GWh (+205%)** soit une capacité moyenne utilisée de **630 MW pour 2500 MW disponibles** soit une **surcapacité d'un facteur 4**.

Cette analyse sur ces 3 années indique bien un **surdimensionnement des capacités d'interconnexion par rapport aux flux effectifs moyens**.

Voir aussi réponse en Point 5- supposée saturation.

3. « Dans cette délibération et le document associé, la CRE reconnaît, sur la base des analyses techniques et économiques qui lui ont été présentées, le bien-fondé socio-économique de l'interconnexion Golfe de Gascogne pour le consommateur européen et subordonne la réalisation de ce projet à sa neutralité économique pour le consommateur français en limitant la contribution de RTE à 528 M€. »

Quelle sont les dites études « sur la base des analyses techniques et économiques qui lui ont été présentées ?

4. "conduirait à considérer 3000 MW uniquement sur la façade Atlantique."

En fait, la façade Atlantique concentre déjà 80% de la capacité totale d'interconnexion, et logiquement devrait être en lien avec les besoins des principaux centres de génération et de consommation afin de réduire les pertes en ligne.

5. " même après la mise en œuvre de ce nouvel ouvrage [Baixas-Santa Loggia], l'interconnexion est l'objet de saturation près de 75% du temps."

Au sujet d'une supposée saturation des lignes d'interconnexion, le rapport CRE de juin 2016 indique de manière fort claire **"Toutefois, en 2014, les capacités offertes n'ont été en moyenne que de 1 040 MW de la France vers l'Espagne et de 860 MW de l'Espagne vers la France, alors que la capacité maximale à réseau complet est de 1 400 MW dans la direction France vers Espagne et 1 000 MW dans la direction Espagne vers France. La capacité offerte au marché a donc été nettement inférieure à la capacité maximale théorique des interconnexions."**

Or cette supposée saturation ne cadre pas avec les volumes moyens échangés entre la France vers et depuis l'Espagne (voir point 2).

Cette saturation serait alors concentrée sur certains créneaux horaires de pointe correspondants alors au choix par les opérateurs selon les prix de marché les plus hauts, notamment à l'importation en hiver.

Aussi, est-ce que les opérateurs réseaux utilisent des incitations économiques au-delà des appels d'offre afin de « lisser » la pointe et ainsi optimiser les lignes ? Au vu de la sensibilité au différentiel de prix entre les deux pays et surtout des appétits des opérateurs, cela pourrait correspondre au choix de créneaux de pointe avec prix plus hauts, notamment à l'import en hiver ?

Sans données plus détaillées, il est impossible de pouvoir juger de la réalité de cette situation de supposée saturation.

Aussi, nos questions à ce sujet sont les suivantes :

- 1) **Quels sont alors les niveaux de saturation** entre :
 - France vers l'Espagne (en MW et %)
 - l'Espagne vers la France: (en MW et %).et détaillés par principales lignes THT ?
- 2) **Quels sont les créneaux horaires les plus saturés ?**
- 3) **Quel serait alors l'impact du câble du Golfe de Biscaye, avec les hypothèses sélectionnées, sur le supposé niveau de saturation ?**

Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques

redapoyopirineo@gmail.com

<http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/>



Réponse RTE contribution N°28 :

Date : 21/12/2017

Bonjour,

Vous trouverez ci-dessous un lien vers un document rédigé par RTE visant à répondre à votre contribution.

Cordialement,
RTE

Pièce jointe 2 contribution N°28 : « *Réponse de RTE à la contribution déposée par le réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques le 8 Décembre 2017* »



Interconnexion France-Espagne par le golfe de Gascogne
Réponse de RTE à la contribution déposée par le réseau
de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets
Energétiques le 8 Décembre 2017

Le 20 décembre 2017

A la lecture du premier chapitre relatifs à la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), RTE maintient que la délibération de la CRE du 21 septembre 2017 ne contredit en rien le contenu du rapport CRE sur les interconnexions de 2016 où la déclaration de son président, également en 2016, portant sur le projet Golfe de Gascogne.

Quels sont les messages communs que portent, avec des formulations différentes, d'une part le rapport et d'autre part la déclaration de P. de Ladoucette, tous deux datés de juin 2016 ?

- la levée des incertitudes techniques portant sur le projet Golfe de Gascogne est un préalable indispensable avant de pouvoir se prononcer sur son opportunité au regard des bénéfices et des coûts qu'il génèrerait.
- La CRE ne saurait prendre la moindre décision concernant Golfe de Gascogne avant d'avoir un rapport coût-efficacité du projet.

Ces positions sont celles que l'on attend d'un régulateur indépendant, garant de l'intérêt des consommateurs français, qui ne dispose en juin 2016, ni des éléments permettant de l'éclairer sur la faisabilité du projet, ni des éléments économiques permettant d'en vérifier l'opportunité.

Les études de faisabilité engagées par RTE et REE depuis 2012, notamment en ce qui concerne la traversée du Gouf de Capbreton ont été achevées à fin 2016 pour être partagée avec la CRE début 2017. Outre donner à la CRE la visibilité requise sur la faisabilité du projet, ces études ont également permis d'actualiser son coût prévisionnel. A partir de cette dernière donnée essentielle et des éléments de valorisation économique du projet publiés dans le TYNDP 2016, la CRE a pu procéder, courant 2017, aux analyses économiques permettant d'apprécier l'intérêt économique du projet pour différents scénarios.

Ce n'est donc qu'une fois en possession des éléments issus des études de faisabilité de Golfe de Gascogne et des données permettant de conduire les analyses économiques pour apprécier l'opportunité du projet, comme elle en avait exprimé le besoin, que la CRE a rédigé le contenu de la décision commune qui appuie la délibération du 21 septembre. Ceci répond au §3 sur études présentées à la CRE.

Il n'y a donc pas de conflit entre les positions affichées par la CRE à mi 2016 et les décisions qu'elle a prises un an plus tard.

A la lecture du second chapitre relatif à une situation de surcapacité de l'interconnexion, RTE persiste à affirmer le contraire.

Comme l'indique explicitement la CRE dans son rapport, les 1400 MW mentionnés sont relatifs à la capacité maximale à réseau complet de la France vers l'Espagne. C'est le résultat d'un calcul de réseau, pour une configuration où aucun ouvrage du réseau n'est en avarie ou en maintenance. Il représente le programme d'échange transfrontalier maximum (en MW) de la France vers l'Espagne avec les règles de sécurité opérationnelles appliquées dans chaque système dans le cas où les conditions futures du réseau, des plans de production et de consommation sont parfaitement connues à l'avance. Il est donc logique que les capacités offertes aient été en moyenne inférieures à cette valeur de 1400 MW. Ceci répond aussi au point 5.

Les chiffres mentionnés relatifs aux volumes moyens échangés en 2015 et 2016 appellent les commentaires suivant :

- Une interconnexion fonctionne dans les deux sens. Calculer une puissance moyenne dans le sens France – Espagne sur la base de 8760 h et dans le même temps effectuer le calcul dans le sens Espagne-France toujours sur la base de 8760 h revient à considérer qu'il existe physiquement deux interconnexions, une orientée 8760 h par an dans le sens France-Espagne, et une autre orientée 8760 h par an dans le sens Espagne-France. Cela ne correspond en rien à la réalité physique.
- Sans préjuger de la pertinence du calcul proposé, la référence prise de 2400 MW pour les 8760 heures de l'année est erronée puisque la capacité commerciale de Baixas Santa Loggia n'a été disponible qu'à la toute fin 2015.
- Plus généralement, l'intérêt d'accroître une capacité d'interconnexion ne s'apprécie pas au regard de la satisfaction d'un besoin artificiel, mais du besoin des utilisateurs du réseau, et notamment des consommateurs. Ainsi, la réalité de l'exploitation d'un réseau électrique n'est pas celle de la satisfaction d'un besoin d'une puissance constante en MW sur les 8760 heures d'une année avec un profil de production qui lui aussi resterait totalement inchangé.

Est-il besoin de préciser que le demande en électricité connaît des fluctuations significatives à la hausse comme à la baisse avec des

évolutions similaires des profils de production qui peuvent conduire en certaines périodes à la saturation d'ouvrages de transport, qui quelques heures plus tard seront beaucoup moins chargés (Il en va de même pour les transports en commun. Un wagon de métro sera en moyenne sur 24 heures modestement chargé, ce qui n'est probablement pas l'opinion des usagers aux heures de pointe).

Des flexibilités consistant à effacer certaines consommation de pointe ou à les déplacer à des périodes de moindre charge sont prises en compte dans les modélisations de la demande des modèles économiques d'études de réseau qui ont été réalisées pour apprécier l'intérêt de Golfe de Gascogne. Il subsiste néanmoins des modulations importantes de la demande en électricité en journalier, mensuel et annuel.

Pour autant, toute congestion de ligne d'interconnexion ne conduira pas systématiquement à un projet de renforcement. L'analyse économique intervient pour définir quels sont les renforcements opportuns pour la Collectivité des consommateurs, essentiellement sur la base d'une analyse coût-bénéfice. Les bénéfices sont ceux retirés de l'exploitation des parcs de production où les moyens les plus économiques et les moins polluants (ENR pour l'essentiel) pourraient être massivement utilisés, sans contraintes de réseaux.

Afin d'apporter un éclairage sur les éléments chiffrés avancés aux points 4 et 5, voici quelques éléments de réponse :

- Les liaisons reliant l'Espagne à la France côté Atlantique sont une liaison 400 kV Argia – Hernani et une liaison 225 kV Argia – Arkale. A l'est, se trouvent une liaison 400 kV Baixas – Vic, de capacité équivalente à la liaison 400 kV Argia – Hernani et la liaison à courant continu Baixas – Santa Llogaïa, dont la capacité est sans commune mesure avec une ligne 225 kV. Enfin, au centre, se trouve une liaison 225 kV Pragnères – Biescas, dont la capacité est comparable à la liaison 225 kV Argia – Arkale. Ainsi, les capacités de l'ensemble des liaisons se répartissent comme suit : 60 % à l'est, 5 % au centre et 35 % à l'ouest, contrairement à ce qui est affirmé. Cela confirme le besoin de rééquilibrer les flux vers l'ouest.
- Les questions relatives aux niveaux de saturation et aux créneaux horaires de l'ensemble de la frontière trouveront leurs réponses dans l'exploitation des données relatives à l'interconnexion France Espagne mises à disposition sur le site de l'IESOE <http://www.iesoe.eu/iesoe/>. Y figurent heure par heure, outre les données brutes, le pourcentage des heures avec utilisation à 100 %, le pourcentage d'utilisation par sens, etc... Les données ouvrages par ouvrages ne sont pas disponibles.
- L'impact du projet golfe de Gascogne sur le niveau de saturation a été calculé par entso-e. Il est disponible dans le TYNDP 2016 (projet n°16)
[<https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/projects/P016.pdf>]

Enfin, baisser temporairement, sur sollicitation d'un opérateur, le niveau de soutirage effectif d'électricité sur les réseaux publics d'électricité de transport ou de distribution d'un ou plusieurs sites de consommation finals raccordés aux réseaux publics d'électricité est une pratique qui a cours depuis de nombreuses années en France pour maîtriser l'équilibre offre-demande. Cette pratique a notamment été mise en œuvre pour effacer les charges au moment des pointes de consommation au travers des incitations tarifaires (tarif EJP, Tempo).

Depuis quelques années, le contexte réglementaire (politique de maîtrise de la demande (pointe) a évolué et un cadre favorable au développement de l'effacement s'est mis en place. Ces possibilités sont désormais exploitées par RTE dans un cadre contractuel. RTE propose à des opérateurs de mettre en œuvre des processus d'effacement qui consistent à mettre à disposition une puissance garantie en MW avec possibilité pour RTE de

mobiliser cette puissance sur demande. Il peut s'agir d'effacements de consommation:

- via le démarrage de groupes électrogènes
- via des arrêts de process
- via des reports de process

Cela inclut, soit l'effacement de clients industriels, soit l'effacement de clients domestiques au travers d'opérateurs qui agrègent leurs offres. Cette puissance mobilisable par RTE pour effacer les consommations de pointe est d'environ une centaine de MW.

Contribution N°29

Date : 10/12/2017

Bonjour,
2017-12-10 de la part de P.Barras APLLO Lacanau
L'analyse en détail du plan littoral-synthèse et fuseau, présenté à l'atelier du Porge le 4 décembre et transmis par courriel, me conduit aux observations ci-après relatives au fuseau Nord Lacanau:

1) lors de la synthèse de cet atelier il a été demandé pour la réalisation des travaux, sur le RD 6 et en voirie urbaine de Lacanau-Océan, de procéder par alternat et selon la trace afin de ne jamais occuper simultanément la seconde voie. Afin de minimiser la gêne aux usagers, il est important d'éviter les périodes de vacances scolaires toutes zones (exprimé lors du travail sur plan mais oublié lors de la restitution).

2) Le zoom sur la fin du tracé montre un fuseau sur une zone urbanisée au delà du bd du Maréchal Foch pour rejoindre la zone d'atterrage au Nord immédiat du Surf Club. Ce traitement n'est pas conforme au reste du tracé pour lequel les voies empruntées sont définies.

La notion de moindre impact au titre des espaces remarquables, tels que définis par la loi littoral, nécessite-t-elle de traverser une zone urbanisée pour placer au plus près la zone d'atterrage?

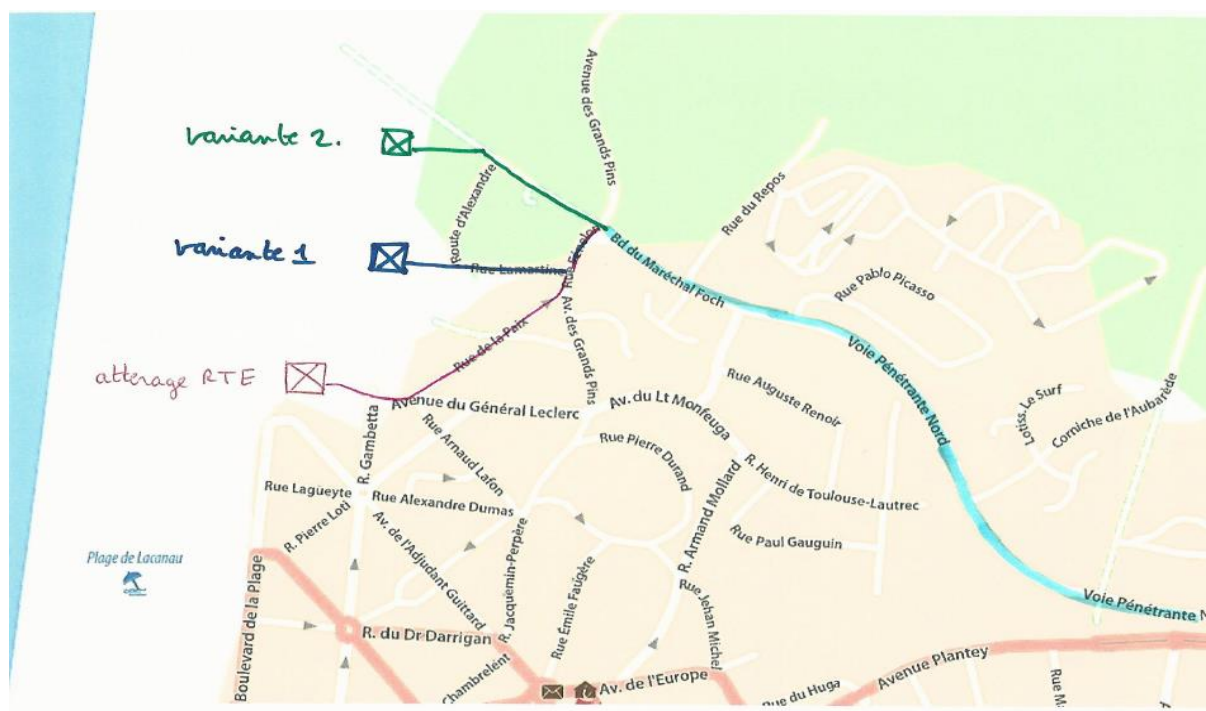
La zone d'atterrage ne peut-elle pas se situer à 200m au nord en empruntant les rue Fénélon et Lamartine ou mieux 400m au Nord dans le prolongement du boulevard Foch sur la piste d'accès à la plage Nord, en dehors de la zone urbanisée(cf plan ci-joint)?

De plus cette zone d'atterrage peut-elle se situer à l'intérieur de la zone rouge définie par l'arrêté du 31-12-2001 (cf extrait plan de zonage ci-joint) avec la forte probabilité d'une révision du PPRL avant la date de réalisation des travaux ?

3) L'analyse multicritères permettant de définir le fuseau de moindre impact nécessite de connaître l'ensemble des contraintes pour un fuseau donné. En particulier pour le fuseau empruntant la voirie de Lacanau-Océan, les demandes de DICT ont-elles effectuées ?

Cordialement,

Pièce jointe 1 contribution N°29 : « Shéma »



Pièce jointe 2 contribution N°29 : « Shéma »



Réponse RTE contribution N°29 :

Date : 20/12/2017

Bonjour,

Tout d'abord nous tenons à vous remercier pour votre participation active aux 2 ateliers territoriaux « Littoral » qui se sont tenus au Porge. Comme nous avons pu le préciser lors du 2ème atelier (comme nous l'avons fait pour l'ensemble des ateliers cycle 2), les cartes présentées et en particulier la représentation des fuseaux étaient en version « document de travail ». Elles avaient pour objectif de poursuivre le travail avec le public sur la recherche des fuseaux envisageables.

Concernant vos différentes observations, voici les réponses que nous pouvons apporter :

1) Nous avons bien noté les points d'attention concernant la réalisation des travaux sur les voiries qui ont été soulevés lors des ateliers. Le tracé de détail et les modalités de réalisation des travaux les prendront en compte dans la mesure du possible afin de minimiser la gêne aux différents usagers, en particulier s'agissant des vacances scolaires.

2) Comme nous avons pu le signaler lors de la présentation en atelier des différents fuseaux envisagés, la largeur du fuseau n'est pas « normée » comme cela peut être le cas chez d'autres opérateurs d'infrastructures. Effectivement, sur certains secteurs comme par exemple le long de la RD6 entre Sainte Hélène et Lacanau, le fuseau s'appuie sur cette infrastructure routière majeure et inclut ses abords immédiats. Dans d'autres secteurs, le fuseau peut être élargi :

- soit pour avoir des marges de manœuvre techniques dans l'attente des résultats d'études complémentaires (géotechniques en particulier) comme par exemple pour les traversées de rivières,
- soit parce que différentes possibilités équivalentes à ce stade du projet peuvent être envisagées, comme cela peut être le cas à Lacanau Océan. Les fuseaux présentés lors des ateliers font encore l'objet de vérification et seront précisés après la concertation préalable, avant d'être présentés au Préfet de Gironde qui choisira le fuseau de moindre impact (FMI), puis au ministère qui le validera.

Le tracé général plus précis sur lequel nous réaliserons l'Etude d'Impact sera proposé lors de la phase de demande de Déclaration d'Utilité Publique (DUP) de la ligne électrique qui fera l'objet d'une enquête publique.

S'agissant des contraintes liées à l'atterrage, celles-ci sont fixées par l'article L. 121-17 du code de l'urbanisme qui prévoit notamment que l'atterrage des canalisations et de leurs jonctions doit être réalisé en technique souterraine et toujours de moindre impact environnemental. Ici encore, une enquête publique doit être réalisée. Elle pourra d'ailleurs être regroupée avec celle précédemment visée. L'atterrage proposé à Lacanau Océan, qui correspond au seul secteur urbanisé sur le littoral inclus dans l'aire d'étude, a été positionné en limite nord de l'urbanisation pour tenir compte des possibilités d'accès par les voiries existantes tout en limitant son empreinte sur le secteur urbanisé. Il est compatible avec l'utilisation des sols prévue par la loi littorale, alors qu'un atterrissage plus au nord se situerait dans un espace remarquable.

Concernant la compatibilité avec le PPRL, l'arrêté du 31/12/2001 (actuellement en vigueur) dispose que sont admis « les travaux d'infrastructures publiques, à condition de ne pas aggraver les risques et de ne pas modifier les périmètres exposés ».

3) A ce stade du projet, l'ensemble des Déclarations de projet de Travaux (DT) et des Déclarations d'Intention de Commencement des Travaux (DICT) n'a pas encore été effectué. Elles feront partie des données entrantes pour les études techniques à mener sur l'ensemble du FMI, études qui nous permettront de proposer le tracé général de la DUP.

Cordialement,
RTE

Contribution N°30

Date : 11/12/2017

Contribution reçue par mail le 8 décembre suite à l'atelier territorial d'Hossegor:

Mrs de EDF

Suite à cette réunion du jeudi 7-12-2017 je vous confirme que pour la réunion publique du 18-01-2018 il serait important au-delà des ASSOS qui étaient présentes le 7-12-2017 que vous convoquiez INE FINE en sensibilisant la mairie de Capbreton la MACS (qui regroupe 23 communes) sud ouest (le quotidien) afin que des citoyens de ces villes du littoral soient présents à cette réunion publique car à l'évidence et vous avez pu le remarquer qu' aucun citoyen de ces villes étaient présents à la réunion de HOSSEGOR.

NOTA

Je constate que vous n'avez pas alerté les maires des villes concernées par cette réunion.

CONCLUSION

Aussi et afin d'éviter lors d'enquête public qui aura lieu en 2019 que la population découvre ce projet il est indispensable en amont de s'assurer de l'accord de la population.

Pour INFO

Le correspondant de sud-ouest pour un CR de cette réunion du 18-01-2018 est Michel DUPIN c'est le représentant de sud ouest qui couvre pour les événements de cette ville de plus de 9000 habitants (Capbreton).

COMMENTAIRES

Comment avez-vous pu proposer un tel chemin (océan) pour réaliser cette opération avec l'Espagne je pense qu' un raccordement en aérien aurait eu un double avantage

-1 un prix plus faible

-2 une situation qui paraît difficile concernant le domaine marin compte tenu des contraintes

CONCLUSION

Je reste à votre disposition pour des infos complémentaires.

Salutations

PS

Vous allez faire un CR de cette réunion je souhaite en être destinataire

Réponse RTE contribution N°30 :

Date : 18/12/2017

Bonjour,

Concernant la communication sur le projet, la concertation préalable a fait l'objet d'une large information :

- des affiches ont été posées dans les mairies de toute l'aire d'étude (64 communes) avant le lancement de la concertation et informant du démarrage de celle-ci ainsi que des annonces légales diffusées dans les journaux.
- un kit de communication comprenant des éléments d'information à diffuser via les supports des communes qui le souhaitent a été fourni
- des achats d'encarts presse dans Sud-Ouest (toutes éditions Gironde, Landes et Pays basques) ou dans des journaux locaux (Le journal du Médoc et Haute Gironde) et d'espaces radio (France Bleue Gironde) ont été effectués.
- un flyer a été distribué via La Poste auprès de 69 000 habitants de l'aire d'étude terrestre et autour de Capbreton.

Les dates des différents temps de rencontre avec l'équipe projet ou à minima le lien vers le site internet du projet ou elles sont disponibles ont été rappelés sur l'ensemble de ces supports d'information.

La concertation préalable se terminera en janvier 2018 mais un continuum de la concertation sous l'égide de la CNDP permettra jusqu'à l'enquête publique de poursuivre les échanges avec le public et de le tenir informé de l'avancement du projet. Cette poursuite de la concertation n'a pas vocation à recueillir l'accord de chaque personne mais de pouvoir autant que possible prendre en compte leurs observations tout au long de la définition du projet.

A noter qu'une journaliste de Sud-Ouest basée à Hossegor était présente lors de la rencontre 7 décembre dernier à Hossegor et qu'elle a publié un article (1 page complète consacré au projet + ½ Une) dans les éditions landaises de Sud-Ouest le 12 décembre 2017.

Nous vous remercions d'avoir participé à ce dernier atelier à Hossegor et ne manquerons pas de vous transmettre son compte-rendu. A la suite de chaque atelier, un compte rendu est rédigé et validé par le garant de la concertation préalable Mr Acchiardi. Il est transmis individuellement à tous les participants qui ont communiqué leur adresse courriel, et est accessible pour tous sur le site internet du projet (<https://www.inelfe.eu/fr/projets/golfe-de-gascogne>).

Enfin, concernant votre observation sur les avantages qu'aurait pu avoir une ligne aérienne par rapport au projet proposé, nous vous confirmons que l'argument du coût est nettement en faveur d'un ouvrage aérien 400 000 Volts. Toutefois, au vu de la longueur d'une telle liaison, de la localisation des postes de raccordement, d'un habitat très dispersé dans le Pays Basque en particulier, de la densité de l'urbanisation autour de Bordeaux pour rejoindre Cubnezais en venant du sud, et compte tenu du retour d'expérience sur la faible acceptabilité sociétale sur les derniers projets d'interconnexion électrique aérienne entre la France et l'Espagne, une interconnexion par une ligne aérienne 400 000 Volts n'a pas été retenue. Les études préalables de faisabilité ont démontré l'intérêt d'une liaison souterraine et sous-marine entre les postes de Cubnezais (au nord de Bordeaux) et Gatika (à proximité de Bilbao).

Cordialement

RTE

Contribution N°31

Date : 12/12/2017

Bonjour,

Dans une réponse adressée aux Amis de la Terre le 23 novembre dernier vous écrivez : " Elles sont disponibles dans le « Ten Years Network Development Plan 2016 » d'Entso-e (<http://tyndp.entsoe.eu/>) dont vous trouverez sur le site du projet la traduction.

Pouvez-vous nous communiquer le lien qui donne accès à cette traduction en français ? Pour l'instant nous n'avons trouvé que des versions en anglais sur votre site.

Parlez-vous de votre site ou du site européen ?

Cordialement

Guy Larrigade

Réponse RTE contribution N°31 :

Date : 12/12/2017

Bonjour,

La traduction des scénarios de la partie 4 du TYNDP est disponible en cliquant sur ce lien <https://www.inelfe.eu/fr/projets/golfe-de-gascogne> , vous trouverez le document dans la rubrique n°3 documents de la concertation préalable, le document se nomme « traduction TYNDP partie 4 : scénarios ».

Cordialement,

RTE

Contribution N°32

Date : 12/12/2017

REPONSES du Collectif des Associations de Défense de l'Environnement Pays Basque et sud des Landes (CADE) et du Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques à la réponse de RTE du 30 Octobre 2017

En cette 8ème journée européenne des Grands Projets Inutiles et Imposés (GPII), le 12 décembre 2017 -<http://www.cade-environnement.org/2017/12/11/journee-europeenne-des-gpii-grands-projets-inutiles-et-imposes/> , le Collectif des Associations de Défense de l'Environnement Pays Basque et sud des Landes (CADE) et le Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques contestent radicalement la réponse de RTE du 30 Octobre 2017 notamment sur les points suivants (7) :

1) La France et l'Espagne ont une production excédentaire

"Le ratio capacité de production installé / puissance consommée à la pointe soit plus élevé en Espagne qu'en France." « Ainsi, pour disposer en moyenne d'1 MW de puissance disponible, il faudra installer environ 1,2 MW de centrale thermique classique, 4 MW d'éolien et 7 à 11 MW de solaire" (RTE, 30 Octobre 2017).

Effectivement le ratio capacité de production installé / puissance consommée à la pointe doit

tenir compte à la fois des caractéristiques du parc et profil de consommation

D'abord en admettant ces ratios entre capacité installée des énergies renouvelables (EnR) installée et back-up soit encore valides avec les rapides et spectaculaires progrès dans les prévisions de la génération des EnR et gestion des réseaux électriques (RTE est en principe chargé de ces fonctions), ce besoin n'explique pas une telle surcapacité. En effet le calcul suivant basé sur vos hypothèses indique :

- Eolien : 22% du total soit 23 GW (total : 104 GW) qui devrait être secondés par une capacité thermique flexible (type turbine à gaz/cycle combiné) selon le ratio indiqué de 1,2 MW pour 4 MW d'éolien, soit $23 / (4/1,2) = 6.9$ GW
- PV : 6.6% du total soit 7 GW qui devrait être secondé par capacité thermique flexible (turbine à gaz/cycle combiné) selon le ratio indiqué de 1,2 MW pour 9 MW de PV (moyenne), soit $7 / (9/1,2) = 0,95$ GW

Soit au total 7.85 GW de capacité de « back-up » (support) ce qui est bien loin de pouvoir expliquer cet énorme écart entre la demande de pointe de 40,5 GW et la surcapacité totale de 105,3 GW. Aussi, nous maintenons nos commentaires sur cette surcapacité démesurée de génération en Espagne qui n'est pas justifiée pour des motifs techniques ou opérationnelles mais comme chacun sait du fait de décisions erronées d'investissement des autorités publiques et des compagnies électriques en particulier durant la décennie précédente qui a mené à créer des bulles spéculatives dans ce nombreux secteurs dont l'immobilier et l'électricité.

De plus il est surprenant et inquiétant que RTE se laisse abuser par de tels arguments fallacieux et faux, et de plus les reprend ici.

2) L'interconnexion actuelle

Nous notons en effet que :

- . "cette capacité d'échange nette n'est pas la somme algébrique des capacités de chaque liaison d'interconnexion." ;
- . avec la définition des NTC, valeurs moyennes ramenées à:
 - la France vers l'Espagne: 2800 MW
 - l'Espagne vers la France: 2500 MW

Nous notons aussi que les capacités entre la France et l'Espagne (export) ont effectivement atteint 3500 MW (700 MW de plus que la capacité NTC) et 3000 MW (+500 MW) entre Espagne et France (import), qui sont bien des maximums mais sont donc techniquement et opérationnellement réalisables. Ainsi, en optimisant l'utilisation des capacités actuelles, la construction de nouvelles et onéreuses lignes THT ne se justifie ni techniquement ni économiquement.

2.1 Transformateur d'Arkalé

Au sujet du projet d'Arkalé, nous notons une claire contradiction entre vos deux commentaires :

- "Transformateur Déphaseur installé au poste d'Arkalé n'apporte pas en tant que tel au réseau de nouvelles capacités physiques de transport d'électricité." ; et
- "Sa principale utilité est d'augmenter les capacités d'échanges en import en portant à 2800 MW la NTC de l'Espagne vers la France."

Ce qui indique bien un accroissement de la capacité de 300 MW comme indiqué et confirmé par REE: " un elemento clave para aumentar la capacidad de intercambio con Europa " - Red Eléctrica pone en servicio el desfaseador de Arkale para favorecer el flujo de intercambios internacionales, REE, 06.07.2017 <http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2017/07/red-electrica-pone-en-servicio-el-desfaseador-de-arkale>

2.2 Supposée saturation de l'interconnexion France-Espagne

"Même après la mise en œuvre de ce nouvel ouvrage [Baixas-Santa Llogaia], l'interconnexion est l'objet de saturation près de 75% du temps."

Or cette supposée saturation ne cadre pas avec les volumes moyens échangés (sources : ENTSO-E, Bilan électrique français 2016, RTE) de:

a) la France vers l'Espagne:

- En 2015, les exportations françaises vers l'Espagne ont bondi de +56% pour atteindre 9300 GWh, soit en divisant par les 8760 heures de l'année, en moyenne une capacité utilisée de seulement 1060 MW pour 2400 MW disponibles dans le sens France vers l'Espagne, laissant apparaître une surcapacité d'un facteur 2,3.
- En 2016, ces exportations d'EdF ont encore augmenté (+43%) à 13300 GWh soit une capacité moyenne utilisée de 1520 MW pour 2500 MW disponibles soit une surcapacité d'un facteur 1,65.

b) l'Espagne vers la France:

- 4 2015 : 1800 GWh soit une capacité moyenne utilisée de seulement 205 MW pour 2500 MW disponibles soit une surcapacité d'un facteur 12 (!).
- 4 2016 : 5500 GWh (+205%) soit une capacité moyenne utilisée de 630 MW pour 2500 MW disponibles soit une surcapacité d'un facteur 4.

Cette saturation serait alors concentrée sur certains créneaux horaires de pointe correspondants alors au choix par les opérateurs selon les prix de marché les plus hauts, notamment à l'importation en hiver pour couvrir la consommation surdimensionnée du chauffage électrique en France.

Aussi, est-ce que les opérateurs réseaux utilisent des incitations économiques au-delà des appels d'offre afin de « lisser » la pointe et ainsi optimiser les lignes ? Au vu de la sensibilité au différentiel de prix entre les deux pays et surtout des appétits des opérateurs, cela pourrait correspondre au choix de créneaux de pointe avec prix plus hauts, notamment à l'import en hiver ?

Sans données plus détaillées, il est impossible de pouvoir juger de la réalité de cette situation de supposée saturation.

Aussi, quelles sont alors les niveaux de saturation entre :

- La France vers l'Espagne (en MW et %)
- l'Espagne vers la France (en MW et %) ?

et détaillés par principales lignes THT ?

Quels sont les créneaux horaires les plus saturés ?

Quel serait l'impact du câble du Golfe de Gascogne avec les hypothèses sélectionnées sur le niveau de saturation ?

3) La France a déjà atteint ses 10 %

« En tenant compte des capacités d'échange en export, la France est effectivement au-dessus des 10 %. L'Espagne de son côté est nettement en dessous des 10 %. »

Quelle crédibilité alors de fixer un tel objectif (10% même discutable et discuté : voir point 4 Calcul des 10 %) et de ne pas respecter ? C'est la même incohérence entre Espagne et Portugal qui malgré avoir déjà atteint les 10% tente d'imposer un projet de nouvelle THT (Beariz/Fontefría a Ponte de Lima) récemment listée comme PIC.

Objectivement, avec même des NTC FR-ES en export et import assez proches (respectivement 2800 MW et 2500 MW soit à peine 11% de différence), le ratio d'interconnexion en Espagne est bien moindre que 10% du fait d'une surcapacité de génération disproportionnée et non justifiée par des arguments techniques (voir point 1). Ceci conduit à distordre cet indicateur et donc devenant objet de manipulation (supposée « île électrique de la péninsule ibérique »).

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

Selon le dossier d'INELFE, avec un OPEX annuel (coût d'exploitation) estimé de 10,2 M€ avec des pertes annuelles de 32,2 à 36,8 M€ et des pertes d'énergie (section 2.3) de 30 à 55 M€ par an, les pertes annuelles totales sont estimées à 62,2 à 91,8 M € malgré une subvention européenne de 700 M€...

En face, les revenus sont estimés à 37 millions d'euros (M€) en 2025, passant de 97 à 72 M€ de 2026 à 2030 et enfin de 63 M€ à partir de 2030. Or cette prévision de recettes semble surestimée au regard des revenus actuels d'interconnexion de 75 M € en 2015, dont seulement 5,6 M € pour 2016 INELFE-<https://www.societe.com/societe/Inelfe-509270070.html>. Cette recette correspond à la ligne THT Baixas-Bescanó en Catalogne (capacité de 1400 MW et d'un coût d'investissement de 730 millions) et partagée entre REE et RTE (seulement 2,6 M € pour chaque soit fort loin des estimations mentionnées ci-dessus par INELFE pour le câble golfe de Gascogne, entre 37 et 97 M€).

Le supposé "surplus social" (d'ailleurs évalué par ENTSOE dirigé par les mêmes gestionnaires de réseau, les TSOs, et donc sans aucune indépendance et médiocre transparence sur leur calcul) devrait déjà être compris en principe dans les généreuses subventions de 40% (700 M€). Or, malgré ce projet semble devoir être structurellement déficitaire et donc une charge pour RTE et donc ses clients et actionnaires publics.

Avec une demande de subvention européenne de 700 millions d'euros (M€) quelle est la rentabilité économique estimée de ce projet ? Est-ce qu'une analyse coûts-bénéfices indépendante a été réalisée ? Si, oui quelle est-elle ? Le CADE est bien sûr intéressé à prendre connaissance de telles données et/ou études.

4) Calcul des 10 %

Cet indicateur n'est pas pertinent car facilement faussé par une surcapacité de génération disproportionnée comme en Espagne (point 1) avec le risque de créer de nouvelles surcapacités. C'est un constat aussi partagé notamment par la CRE comme souligné dans son rapport de juin 2016 :

- « la CRE considère comme nécessaire de renouveler la réflexion sur la méthodologie de fixation du seuil de 10 % qui avait été exprimé par le Conseil européen en 2002. Afin d'éviter un risque de surdimensionnement des besoins d'interconnexion, ce seuil devrait être défini sur la base d'une approche multicritères et ce, de manière différenciée en fonction des circonstances régionales. »

- « Un objectif uniforme portant sur un unique indicateur, d'autant plus lorsqu'il est fixé en pourcentage de la puissance de production installée, risque de conduire à sur-dimensionner les interconnexions, et donc à alourdir les coûts supportés par les consommateurs européens sans que les bénéfices associés à ces interconnexions ne viennent compenser ces coûts. »

5) Solidarité ou spéculation

« Ces échanges commerciaux bénéficient ainsi au consommateur qui a accès à une énergie moins chère ».

Est-ce que RTE (ou REE) pourrait indiquer au moins une étude indépendante et fiable avec des données vérifiées démontrant cette causalité et le niveau de gains obtenus par le consommateur ?

Quels sont alors ces supposés gains pour les consommateurs français et espagnols en 2016 et les années précédentes avec un fort accroissement des échanges électriques entre les deux pays (voir point 2.2) ?

A contrario, quelles sont les répercussions prévues sur les factures des consommateurs français et espagnols de l'investissement de RTE dans le câble du Golfe de Biscaye ? La presse espagnole parle d'une hausse annuelle du tarif électrique de 1.5%.

6) Dommages collatéraux

« Notre réponse à votre question s'appuie sur les évaluations réalisées par ENTSO-e sur l'intérêt socio-économique du projet selon 4 scénarios contrastés d'évolution de la production et de la consommation à l'échelle européenne »

Les prétendus bénéfices de lignes THT sont évalués par l'association ENTSOE qui est en fait formée et dirigée par les mêmes gestionnaires de réseau (TSOs) dont RTE et REE, et donc sans aucune indépendance et médiocre transparence sur leur calcul.

« Ainsi, notre projet est un atout pour la transition énergétique tant à l'échelle de l'Europe que celle de la France et non un frein. »

« Notre mission n'est pas de trouver des débouchés nouveaux à l'électricité d'origine nucléaire. » (RTE)

Or de fait, la station de transfert de ce projet THT à Cubnezais se trouve à proximité (moins de 30 km) de la centrale nucléaire du Blayais d'EDF (avec 4 réacteurs de 900 MW soit 3.600 MW) et alors qu'EDF est un exportateur structurel vers l'Espagne-voir point 2.2 (sauf lorsque une partie de son parc nucléaire est à l'arrêt pour raison de sûreté et/ou forte demande hivernale du fait du poids surdimensionné du chauffage électrique) et que finalement RTE reste une filiale à 51% d'EDF.

7) Dégâts Environnementaux et risques sanitaires

« les données actuelles ne confirment en aucun cas l'existence d'effets sanitaires résultant d'une exposition à des champs électromagnétiques de faible intensité" (<http://www.who.int/peh-emf/about/WhatIsEMF/fr/index1.html>),

Cette étude de l'OMS parle de « basse fréquence » et « faible intensité » Sa 3ème conclusion indique : « Il est indubitable qu'une exposition de courte durée à des champs électromagnétiques très intenses peut être dangereuse pour la santé. Les craintes qui se manifestent dans le public concernant surtout les éventuels effets à long terme que pourrait avoir une exposition à des champs électromagnétiques d'intensité inférieure au seuil d'apparition de réactions biologiques aiguës ».

Or à partir de quels niveaux (en micro-teslas- μ T)) d'intensité du champ magnétique, considérez-vous les « basse fréquence et "faible intensité" ? Quelle est la durée d'exposition maximum recommandée ?

D'autres études comme celles du Centre International de Recherche contre le Cancer de l'OMS (CIRC) en 2002, a classé les champs magnétiques ELF (50-60 Hz) émis par les lignes HT et THT comme cancérogène possible (catégorie 2B) soit un niveau identique à celui du plomb et de l'essence (Source : Les lignes à haute et très haute tension : risques pour la santé, mai 2015- https://www.notre-planete.info/ecologie/energie/lignes_haute_tension_sante.php).

CADE (Collectif des Associations de Défense de l'Environnement du Pays Basque et du sud des Landes)

<http://cade-environnement.org>

Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques

redapoyopirineo@gmail.com

<http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/>

Pièce jointe 1 contribution N°32 : « *REPONSES du Collectif des Associations de Défense de l'Environnement Pays Basque et sud des Landes (CADE) et du Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques à la réponse de RTE du 30 Octobre 2017* »

Pièce jointe 1 contribution N°32 : « *REPONSES du Collectif des Associations de Défense de l'Environnement Pays Basque et sud des Landes (CADE) et du Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques à la réponse de RTE du 30 Octobre 2017* »

**REPONSES du Collectif des Associations de Défense de l'Environnement Pays
Basque et sud des Landes (CADE) et
du Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques
à la réponse de RTE du 30 Octobre 2017**

En cette 8ème journée européenne des Grands Projets Inutiles et Imposés (GPII), le 12 décembre 2017 -<http://www.cade-environnement.org/2017/12/11/journee-europeenne-des-gpii-grands-projets-inutiles-et-imposes/> , le Collectif des Associations de Défense de l'Environnement Pays Basque et sud des Landes (CADE) et le Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques contestent radicalement la réponse de RTE du 30 Octobre 2017 notamment sur les points suivants :

1) La France et l'Espagne ont une production excédentaire

"Le ratio capacité de production installé / puissance consommée à la pointe soit plus élevé en Espagne qu'en France." « Ainsi, pour disposer en moyenne d'1 MW de puissance disponible, il faudra installer environ 1,2 MW de centrale thermique classique, 4 MW d'éolien et 7 à 11 MW de solaire" (RTE, 30 Octobre 2017).

Effectivement le ratio capacité de production installé / puissance consommée à la pointe doit tenir compte à la fois des caractéristiques du parc et profil de consommation

D'abord en admettant ces ratios entre capacité installée des énergies renouvelables (EnR) installée et back-up soit encore valides avec les rapides et spectaculaires progrès dans les prévisions de la génération des EnR et gestion des réseaux électriques (RTE est en principe chargé de ces fonctions), ce besoin n'explique pas une telle surcapacité. En effet le calcul suivant basé sur vos hypothèses indique :

- Eolien : 22% du total soit 23 GW (total : 104 GW) qui devrait être secondés par une capacité thermique flexible (type turbine à gaz/cycle combiné) selon le ratio indiqué de 1,2 MW pour 4 MW d'éolien, soit $23 / (4/1,2) = 6.9$ GW
- PV : 6.6% du total soit 7 GW qui devrait être secondé par capacité thermique flexible (turbine à gaz/cycle combiné) selon le ratio indiqué de 1,2 MW pour 9 MW de PV (moyenne), soit $7 / (9/1,2) = 0,95$ GW

Soit au total 7.85 GW de capacité de « back-up » (support) ce qui est bien loin de pouvoir expliquer cet énorme écart entre la demande de pointe de 40,5 GW et la surcapacité totale de 105,3 GW. Aussi, nous maintenons nos commentaires sur cette surcapacité démesurée de génération en Espagne qui n'est pas justifiée pour des motifs techniques ou opérationnelles mais comme chacun sait du fait de décisions erronées d'investissement des autorités publiques et des compagnies électriques en particulier durant la décennie précédente qui a mené à créer des bulles spéculatives dans ce nombreux secteurs dont l'immobilier et l'électricité.

De plus il est surprenant et inquiétant que RTE se laisse abuser par de tels arguments fallacieux et faux, et de plus les reprend ici.

2) L'interconnexion actuelle

Nous notons en effet que :

. "cette capacité d'échange nette n'est pas la somme algébrique des capacités de chaque liaison d'interconnexion." ;

. avec la définition des NTC, valeurs moyennes ramenées à :

- la France vers l'Espagne: 2800 MW
- l'Espagne vers la France: 2500 MW

Nous notons aussi que les capacités entre la France et l'Espagne (export) ont effectivement atteint 3500 MW (700 MW de plus que la capacité NTC) et 3000 MW (+500 MW) entre Espagne et France (import), qui sont bien des maximums mais sont donc techniquement et opérationnellement réalisables. Ainsi, en optimisant l'utilisation des capacités actuelles, la construction de nouvelles et onéreuses lignes THT ne se justifie ni techniquement ni économiquement.

2.1 Transformateur d'Arkalé

Au sujet du projet d'Arkalé, nous notons une claire contradiction entre vos deux commentaires :

- "Transformateur Déphaseur installé au poste d'Arkalé n'apporte pas en tant que tel au réseau de nouvelles capacités physiques de transport d'électricité." ; et
- "Sa principale utilité est d'augmenter les capacités d'échanges en import en portant à 2800 MW la NTC de l'Espagne vers la France."

Ce qui indique bien un **accroissement de la capacité de 300 MW** comme indiqué et confirmé par REE: " un elemento clave para aumentar la capacidad de intercambio con Europa " – Red Eléctrica pone en servicio el desfasador de Arkale para favorecer el flujo de intercambios internacionales, REE, 06.07.2017 <http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2017/07/red-electrica-pone-en-servicio-el-desfasador-de-arkale>

2.2 Supposée saturation de l'interconnexion France-Espagne

"Même après la mise en œuvre de ce nouvel ouvrage [Baixas-Santa Loggia], l'interconnexion est l'objet de saturation près de 75% du temps."

Or cette **supposée saturation ne cadre pas avec les volumes moyens échangés** (sources : ENTSO-E, Bilan électrique français 2016, RTE) de:

a) la France vers l'Espagne:

- En **2015**, les exportations françaises vers l'Espagne ont bondi de **+56%** pour atteindre **9300 GWh**, soit en divisant par les 8760 heures de l'année, en moyenne une capacité utilisée de seulement **1060 MW pour 2400 MW disponibles** dans le sens France vers l'Espagne, laissant apparaître une **surcapacité d'un facteur 2,3**.
- En **2016**, ces exportations d'EdF ont encore augmenté (**+43%**) à **13300 GWh** soit une capacité moyenne utilisée de **1520 MW pour 2500 MW disponibles** soit une **surcapacité d'un facteur 1,65**.

b) l'Espagne vers la France:

- **2015 : 1800 GWh** soit une capacité moyenne utilisée de **seulement 205 MW pour 2500 MW disponibles** soit une **surcapacité d'un facteur 12 (!)**.
- **2016 : 5500 GWh (+205%)** soit une capacité moyenne utilisée de **630 MW pour 2500 MW disponibles** soit une **surcapacité d'un facteur 4**.

Cette saturation serait alors concentrée sur certains créneaux horaires de pointe correspondants alors au choix par les opérateurs selon les prix de marché les plus hauts, notamment à l'importation en hiver pour couvrir la consommation surdimensionnée du chauffage électrique en France.

Aussi, est-ce que les **opérateurs réseaux utilisent des incitations économiques au-delà des appels d'offre afin de « lisser » la pointe et ainsi optimiser les lignes** ? Au vu de la sensibilité au différentiel de prix entre les deux pays et surtout des appétits des opérateurs, cela pourrait correspondre au choix de créneaux de pointe avec prix plus hauts, notamment à l'import en hiver ?

Sans données plus détaillées, il est impossible de pouvoir juger de la réalité de cette situation de supposée saturation.

Aussi, quelles sont alors **les niveaux de saturation entre** :

- **La France vers l'Espagne (en MW et %)**
- **l'Espagne vers la France(en MW et %) ?**

et détaillés par principales lignes THT ?

Quels sont les créneaux horaires les plus saturés ?

Quel serait l'impact du câble du Golfe de Biscaye avec les hypothèses sélectionnées sur le niveau de saturation ?

3) La France a déjà atteint ses 10 %

« En tenant compte des capacités d'échange en export, la France est effectivement au-dessus des 10 %. L'Espagne de son côté est nettement en dessous des 10 %. »

Quelle crédibilité alors de fixer un tel objectif (10% même discutable et discuté : voir point 4 Calcul des 10 %) et de ne pas respecter ? C'est la même incohérence entre Espagne et Portugal qui malgré avoir déjà atteint les 10% tente d'imposer un projet de nouvelle THT (Beariz/Fontefría a Ponte de Lima) récemment listée comme PIC.

Objectivement, avec même des NTC FR-ES en export et import assez proches (respectivement 2800 MW et 2500 MW soit à peine 11% de différence), le ratio d'interconnexion en Espagne est bien moindre que 10% du fait d'une surcapacité de génération disproportionnée et non justifiée par des arguments techniques (voir point 1). Ceci conduit à distordre cet indicateur et donc devenant objet de manipulation (supposée « ile électrique de la péninsule ibérique).

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

Selon le dossier d'INELFE, avec un OPEX annuel (coût d'exploitation) estimé de 10,2 M€ avec des pertes annuelles de 32,2 à 36,8 M€ et des pertes d'énergie (section 2.3) de 30 à 55 M€ par an, les **pertes annuelles totales sont estimées à 62,2 à 91,8 M € malgré une subvention européenne de 700 M€...**

En face, les **revenus** sont estimés à 37 millions d'euros (M€) en 2025, passant de 97 à 72 M€ de 2026 à 2030 et enfin de **63 M€ à partir de 2030**. Or **cette prévision de recettes semble surestimée au regard des revenus actuels d'interconnexion de 75 M € en 2015, dont seulement 5,6 M € pour 2016** INELFE-<https://www.societe.com/societe/Inelfe-509270070.html>. Cette recette correspond à la ligne THT Baixas-Bescanó en Catalogne (capacité de 1400 MW et d'un coût d'investissement de 730 millions) et partagée entre REE et RTE (seulement **2,6 M €** pour chaque soit fort loin des estimations mentionnées ci-dessus par INELFE pour le câble golfe de Gascogne, entre 37 et 97 M€).

Le supposé "surplus social" (d'ailleurs évalué par ENTSOE dirigé par les mêmes gestionnaires de réseau, les TSOs, et donc sans aucune indépendance et médiocre transparence sur leur calcul) devrait déjà être compris en principe dans les généreuses subventions de 40% (700 M€). Or, malgré ce projet semble devoir être structurellement déficitaire et donc une charge pour RTE et donc ses clients et actionnaires publics.

Avec une demande de subvention européenne de 700 millions d'euros (M€) **quelle est la rentabilité économique estimée de ce projet ? Est-ce qu'une analyse coûts-bénéfices indépendante a été réalisée ?** Si, oui quelle est-elle ? Le CADE est bien sûr intéressé à prendre connaissance de telles données et/ou études.

4) Calcul des 10 %

Cet **indicateur n'est pas pertinent car facilement faussé par une surcapacité** de génération disproportionnée comme en Espagne (point 1) avec le risque de créer de nouvelles surcapacités. C'est un **constat aussi partagé notamment par la CRE** comme souligné dans son rapport de juin 2016 :

- « la CRE considère comme nécessaire de renouveler la réflexion sur la méthodologie de fixation du seuil de 10 % qui avait été exprimé par le Conseil européen en 2002. Afin d'éviter un risque de surdimensionnement des besoins d'interconnexion, ce seuil devrait être défini sur la base d'une approche multicritères et ce, de manière différenciée en fonction des circonstances régionales. »
- « Un objectif uniforme portant sur un unique indicateur, d'autant plus lorsqu'il est fixé en pourcentage de la puissance de production installée, risque de conduire à sur-dimensionner les interconnexions, et donc à alourdir les coûts supportés par les consommateurs européens sans que les bénéfices associés à ces interconnexions ne viennent compenser ces coûts. »

5) Solidarité ou spéculation

« Ces échanges commerciaux bénéficient ainsi au consommateur qui a accès à une énergie moins chère ».

Est-ce que RTE (ou REE) pourrait indiquer au moins une étude indépendante et fiable avec des données vérifiées démontrant cette causalité et le niveau de gains obtenus par le consommateur ?

Quels sont alors ces supposés gains pour les consommateurs français et espagnols en 2016 et les années précédentes avec un fort accroissement des échanges électriques entre les deux pays (voir point 2.2) ?

A contrario, **quelles sont les répercussions prévues sur les factures des consommateurs français et espagnols de l'investissement de RTE dans le câble du Golfe de Biscaye ?** La presse espagnole parle d'une hausse annuelle du tarif électrique de 1.5%.

6) Dommages collatéraux

« Notre réponse à votre question s'appuie sur les évaluations réalisées par ENTSO-e sur l'intérêt socio-économique du projet selon 4 scénarios contrastés d'évolution de la production et de la consommation à l'échelle européenne »

Les **prétendus bénéfices de lignes THT** sont évalués par l'association **ENTSOE** qui est en fait **formée et dirigé par les mêmes gestionnaires de réseau (TSOs) dont RTE et REE**, et donc sans aucune indépendance et médiocre transparence sur leur calcul.

« Ainsi, notre projet est un atout pour la transition énergétique tant à l'échelle de l'Europe que celle de la France et non un frein. »

« Notre mission n'est pas de trouver des débouchés nouveaux à l'électricité d'origine nucléaire. » (RTE)

Or de fait, la station de transfert de ce projet THT à **Cubnezais se trouve à proximité (moins de 30 km) de la centrale nucléaire du Blayais d'EDF** (avec 4 réacteurs de 900 MW soit 3.600 MW) et alors **qu'EDF est un exportateur structurel vers l'Espagne**-voir point 2.2 (sauf lorsque une partie de son parc nucléaire est à l'arrêt pour raison de sûreté et/ou forte demande hivernale du fait du poids surdimensionné du chauffage électrique) et que finalement RTE reste une filiale à 51% d'EDF.

7) Dégâts Environnementaux et risques sanitaires

« les données actuelles ne confirment en aucun cas l'existence d'effets sanitaires résultant d'une exposition à des champs électromagnétiques de faible intensité" (<http://www.who.int/peh-emf/about/WhatisEMF/fr/index1.html>),

Cette étude de l'OMS parle de « basse fréquence » et « faible intensité » Sa 3ème conclusion indique : *« Il est indubitable qu'une exposition de courte durée à des champs électromagnétiques très intenses peut être dangereuse pour la santé. Les craintes qui se manifestent dans le public concernant surtout les éventuels effets à long terme que pourrait avoir une exposition à des champs électromagnétiques d'intensité inférieure au seuil d'apparition de réactions biologiques aiguës ».*

Or à partir de quels niveaux (en micro-teslas-µT)) d'intensité du champ magnétique, considérez-vous les « basse fréquence et "faible intensité" ? Quelle est la durée d'exposition maximum recommandée ?

D'autres études comme celles du Centre International de Recherche contre le Cancer de l'OMS (CIRC) en 2002, a classé les champs magnétiques ELF (50-60 Hz) émis par les lignes HT et THT comme cancérogène possible (catégorie 2B) soit un niveau identique à celui du plomb et de l'essence (Source : Les lignes à haute et très haute tension : risques pour la santé, mai 2015- https://www.notre-planete.info/ecologie/energie/lignes_haute_tension_sante.php).

CADE (Collectif des Associations de Défense de l'Environnement du Pays Basque et du sud des Landes): <http://cade-environnement.org>

Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Énergétiques

redapoyopirineo@gmail.com

<http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/>



Réponse RTE contribution N°32 :

Date : 20/01/2018

Bonjour,

Vous trouverez ci-dessous un lien vers un document rédigé par RTE visant à répondre à votre contribution.

Cordialement,
RTE

Pièce jointe 2 contribution N°32 : « *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* »



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'Arkale 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 bénéfices socio-économiques (SEW)** : il s'agit d'économies sur les dépenses en combustibles pour répondre à la consommation européenne
- **des bénéfices 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 Loggiaia, 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-](http://clients.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/Rapport_annuel_CdeBC_RTE_2016.pdf)

[france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/Rapport_annuel_CdeBC_RTE_2016.pdf](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 Llogaia 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.

Contribution N°33

Date : 15/12/2017

Bonjour,

Je pense ce type de projet inutile. Il faut en effet se projeter dans 10 ans et voir que des alternatives existent à cet horizon.

Ce type d'interconnexion est nécessaire lorsque l'on conserve le raisonnement qui prévaut dans un contexte de production d'électricité centralisée de grosse capacité (centrale nucléaire, centre hydro-électrique).

Pourtant les décisions politiques ont été prises pour diminuer le parc nucléaire. Pour compenser cette perte de production électrique, ce ne seront pas des centres de production d'électricité centralisés qui seront utilisés, ils seront au contraire décentralisés.

C'est par exemple un champ de panneaux solaire ou d'éoliennes. Leur production est bien moindre qu'une centrale nucléaire. Mais c'est la somme de ces installations réparties sur tout le territoire qui permettra de fournir la capacité de production électrique de substitution nécessaire. Sans compte que cela donnera du travail localement aux populations pour la construction puis la maintenance de ces installations.

La tendance à venir sur les réseaux de distribution électrique est donc une production électrique répartie dans tout le territoire où les réseaux se devront d'être "intelligents".

Cette intelligence devra aussi faire nouvelles possibilité de stockage d'énergie électrique à grande échelle (dans des batteries Li-ion ou nouvelles technologies à venir). De nombreuses installations de ce type ont été faites aux Etats-Unis ces dernières années. La dernière a été faite en Australie (<https://www.reuters.com/article/us-australia-power-tesla/tesla-cranks-up-big-battery-in-australia-idUSKBN1DN0B4>), une installation de 129MWh. Sans compter les solutions à venir de stockage "véhicule to grid" où la batterie d'un véhicule électrique en cours de charge pourra restituer une partie d'énergie si le réseau en a momentanément besoin, et ne se charger que quand la production électrique sera excédentaire. Si en 2017 peu de Français ont un véhicule électrique, à l'horizon de 2025 (date de mise en service de cette interconnexion) on peut sans se tromper imaginer un parc beaucoup plus important.

Le vrai problème est le chauffage électrique. Quand interdirons-nous tout simplement la commercialisation de chauffage électrique ? C'est à cause du chauffage électrique dans l'habitat que nous avons en France ce besoin de capacité de production et de transport d'énergie électrique.

Pour conclure, je comprends le raisonnement de RTE sur la nécessité de cette interconnexion. Mais ce raisonnement tient du passé.

Pourquoi ne prend-on pas en compte les évolutions technologiques qui seront matures en 2025 ?

Personnellement je ne crois pas à une augmentation du besoin électrique. Les installations actuelles sont donc suffisantes.

D'ici là, j'espère encore que d'autres mesures seront décidées pour réduire encore la consommation d'électricité.

Réponse RTE contribution N°33 :

Date : 20/12/2017

Bonjour,

S'il est un point sur lequel nous partageons votre point de vue, c'est celui de la nécessité de se projeter à un horizon adapté pour étudier l'intérêt d'un tel projet. Il serait en effet fort critiquable de retenir comme environnement d'étude celui du système électrique tel que nous le connaissons aujourd'hui pour établir l'opportunité de construire une infrastructure à l'horizon 2030.

C'est donc bien en se projetant à l'horizon de sa mise en œuvre, et au-delà, que Golfe de Gascogne doit être étudié. Il convient en outre de noter qu'un tel projet ne peut s'analyser à la seule maille de la France et de l'Espagne, mais à maille de l'Europe dans son ensemble.

C'est précisément ce qui a été fait dans le cadre de l'étude réalisée en 2016 par l'association des Gestionnaires de réseaux européens (ENTSO-E), sous le contrôle de l'ACER, l'association des régulateurs nationaux du secteur de l'énergie en Europe. Il s'agit du plan de développement européen à 10 ans (TYNDP).

La principale difficulté de ce type d'exercice prospectif est celui des hypothèses à retenir pour décrire le futur. Pour lever cet écueil, l'ENTSO-E a fait le choix de retenir 4 scénarios contrastés qui sont, soit un prolongement de tendances, soit à caractère disruptif. Ces scénarios ont toutefois en commun de considérer une évolution majeure vers laquelle tend le système énergétique européen qui est celle d'un développement puissant, plus ou moins rapide suivant les scénarios, des énergies renouvelables, éolien et solaire, en substitution progressive des moyens de production thermiques. Le TYNDP s'inscrit donc totalement dans le changement de paradigme du secteur électrique que vous indiquez.

Ces scénarios intègrent une vision des évolutions technologiques en fonction d'une appréciation collégiale de leur maturité aux horizons d'études et sont soumis à consultation des différents acteurs/parties prenantes du secteur de l'énergie électrique (associations de consommateurs, de producteurs, énergéticiens, ONG, ...). Les scénarios intègrent notamment des hypothèses relatives à la demande en électricité avec une évolution vers des modes de consommation plus sobres et offrant des flexibilités qui permettent d'effacer, dans une certaine mesure, les pointes de consommation, difficiles à gérer par les systèmes électriques.

Ce que nous apprennent ces analyses c'est que le développement massif des énergies renouvelables, même si celles-ci sont moins concentrées que la production classique, a besoin d'être accompagné d'un développement important des interconnexions électriques en Europe. Les productions à base de renouvelable, éolien et solaire, sont par nature affectées d'une grande variabilité, dans le temps et dans l'espace. Cela a pour conséquence de renforcer le besoin en solidarité entre les territoires, le foisonnement à grande échelle de ces production permettant de pallier les risques de pénurie sur une zone donnée, suite à un aléa contraire affectant la production ENR de cette zone.

Il serait donc incorrect de considérer que les interconnexions électriques n'appartiennent qu'au passé. Elles sont désormais reconnues comme un instrument essentiel pour atteindre les objectifs que l'Europe s'est fixés en matière de production d'énergie décarbonée. La lecture de page 20 du document produit par l'ADEME en 2016

(<http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/mix100-enre-synthese-technique-macro-economique-8892.pdf>) en est une bonne illustration.

Cordialement,
RTE

Contribution N°34

Date : 30/12/2017

Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques

redapoyopirineo@gmail.com

<http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/>

Réactions et questions du Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques (29 Décembre 2017) à la réponse de RTE du 21 Décembre 2017

Note: pour une meilleure lecture dont des tableaux insérés, il est recommandé de lire cette note en format PDF disponible ci-dessous.

Le Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques conteste vivement la réponse de RTE du 21 Décembre 2017 notamment sur ses commentaires suivants:

1. Invisibles analyses de coût-bénéfice du projet, besoins d'interconnexion et utilisation de la capacité actuelle

RTE : « Les études de faisabilité engagées par RTE et REE depuis 2012, notamment en ce qui concerne la traversée du Gouf de Capbreton ont été achevées à fin 2016 pour être partagée avec la CRE début 2017. Outre donner à la CRE la visibilité requise sur la faisabilité du projet, ces études ont également permis d'actualiser son coût prévisionnel. A partir de cette dernière donnée essentielle et des éléments de valorisation économique du projet publiés dans le TYNDP 2016, la CRE a pu procéder, courant 2017, aux analyses économiques permettant d'apprécier l'intérêt économique du projet pour différents scénarios. »

Ne disposant pas des « études de faisabilité engagées par RTE et REE » ni leur référence mentionnées par RTE malgré notre demande à la DG Energie de la Commission européenne (CE) (qui a seulement fourni des extraits de contrats liés aux subventions du Connecting Europe Facility (CEF)) de 6,25 M€ et 3,25 M€. De fait, RTE mentionne ici avant tout des études techniques de tracé dont « la traversée du Gouf de Capbreton » mais rien sur un « rapport coût-efficacité du projet » pourtant requis par la CRE ni sur une analyse détaillée et indépendante des besoins d'interconnexion électrique ni diagnostic d'utilisation de la capacité actuelle. La lecture de ces contrats liés aux co-financements du CEF confirme que la justification tant des besoins qu'une analyse coûts-bénéfices détaillée et argumentée a été négligée voire inexistante au profit d'études d'ingénierie sur le tracé avant même d'analyser les besoins réels et la viabilité économique de surcroît d'un coût annoncé (qui très souvent est largement dépassé) de 1,8 Mds€.

Or RTE mentionne le besoin d'une telle étude coût-bénéfice « L'analyse économique intervient pour définir quels sont les renforcements opportuns pour la Collectivité des consommateurs, essentiellement sur la base d'une analyse coût-bénéfice. » mais ne semble pas en disposer à ce jour n'étant pas incluse dans les études cofinancées par le CEF.

En conséquence, nous réitérons notre question initiale :

\ Quelle sont les dites études « sur la base des analyses techniques et économiques qui lui ont été présentées par RTE à la CRE ?

Ce fait conforte bien notre analyse et conclusions qu'il s'agit bien d'une reprise en main de la CRE sur ce sujet par le Préfet Carenco et d'un alignement sur la version gouvernementale et de RTE en contradiction avec son rapport de juin 2016 et sans nouvelles études sur ces sujets

clefs ni faits significatifs nouveaux-(voir Câble sous-marin THT du Golfe de Gascogne: le rapport critique de la CRE (2016) annulé par le Préfet Carenco, 19.11.2017- <http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/2017/11/cable-sous-marin-tht-du-golfe-de.html>

\ Aussi, si d'aventure une telle étude coût-bénéfice pour ce projet existe, qu'est ce qui empêcherait RTE (et REE) de la rendre publique ?

2. Un projet déficitaire qui « prend déjà l'eau »

Malgré la demande de RTE et REE d'injection massive de subvention européenne pour au moins 700 M€ (soit 40% du cout total), ce projet semble promis à être un gouffre à déficits annuels comme indiqué précédemment :

Selon le dossier d'INELFE, avec un OPEX (coût d'exploitation) annuel estimé de 10,2 M€ avec des pertes annuelles de 32,2 à 36,8 M€ et des pertes d'énergie de 30 à 55 M€ par an, les pertes annuelles totales sont estimées à 62,2 à 91,8 M€ malgré une subvention européenne de 700 M€...

En face, les revenus sont estimés à 37 millions d'euros (M€) en 2025, passant de 97 à 72 M€ de 2026 à 2030 et enfin de 63 M€ à partir de 2030. Or cette prévision de recettes semble exagérément surestimée au regard des revenus actuels d'interconnexion entre France et Espagne: 75 M€ en 2015 (76 M€ prévus en 2018), dont seulement 5,6 M€ pour 2016 INELFE- <https://www.societe.com/societe/Inelfe-509270070.html>. Cette dernière recette correspond à la ligne THT Baixas-Bescanó en Catalogne (capacité de 1400 MW et d'un coût d'investissement de 730 millions) et partagée entre REE et RTE (seulement 2,6 M€ pour chacune des compagnies soit fort loin des estimations mentionnées ci-dessus par INELFE pour le câble golfe de Gascogne, entre 37 et 97 M€).

\ Quels sont alors les commentaires de RTE sur ces prévisions de recettes (et donc d'utilisation) et conséquents déficits du câble sous-marin qui semble promis à « prendre l'eau » ? Comment et qui va financer de tels déficits ?

\ Quelles sont les prévisions d'utilisation (en MW et GWh) ?

3. Capacité maximale totale d'interconnexion: carence d'information exhaustive

RTE : « la CRE dans son rapport, les 1400 MW mentionnés sont relatifs à la capacité maximale à réseau complet de la France vers l'Espagne. »

Les 1400 MW mentionnés par la CRE sont bien relatifs à la capacité maximale à réseau complet et ont été portés dans le sens France-Espagne à 2400 MW en 2015 puis 2500 MW en 2016. Fin 2016, cette capacité maximale a même déjà atteint 3500 MW comme indiqué par RTE :

« Grâce à l'interconnexion Baixas-Santa Llogaia, mise en service en octobre 2015, les échanges commerciaux entre la France et l'Espagne ont pu atteindre jusqu'à 3500 MW (soit 3,5 GW) en export et 2983 MW (soit 2,983 GW) en import en novembre 2016. » (Source : RTE à la page 6 du Bilan électrique français 2016, synthèse presse).

RTE

« Une interconnexion fonctionne dans les deux sens. Calculer une puissance moyenne dans le sens France - Espagne sur la base de 8760 h et dans le même temps effectuer le calcul dans le sens Espagne-France toujours sur la base de 8760 h revient à considérer qu'il existe physiquement deux interconnexions, une orientée 8760 h par an dans le sens France-Espagne, et une autre orientée 8760 h par an dans le sens Espagne-France. Cela ne correspond en rien à la réalité physique. »

« 2400 MW pour les 8760 heures de l'année est erronée puisque la capacité commerciale de

Baixas Santa Loggaia n'a été disponible qu'à la toute fin 2015. »

Nous notons bien votre point de vue et que la capacité de 2400 MW n'était pas atteinte en 2014 mais a atteint un maximum de 3500 MW (soit un maximum annuel de 25.140 GWh) fin 2016 (RTE)-voir ci-dessus.

Afin de clarifier l'information et améliorer la transparence sur ce point clef et éviter de nouveaux malentendus, quelles sont alors les données disponibles de capacités sous la forme d'un tableau de ce type et par sens d'interconnexion ? :

Tableau 1: FR-ES (MW)

	2014	2015	2016	2017
Capacité moyenne disponible et NTC	?	?	?	?
Capacité maximum	?	?	?	?
Capacité utilisée (ex-post, en N+1)	?	?	?	?

Tableau 2: ES-FR (MW)

	2014	2015	2016	2017
Capacité moyenne disponible et NTC	?	?	?	?
Capacité maximum	?	?	?	?
Capacité utilisée (ex-post, en N+1)	?	?	?	?

4. Répartition géographique d'interconnexion : à pondérer selon les centres de consommation RTE : « Ainsi, les capacités de l'ensemble des liaisons se répartissent comme suit : 60 % à l'est, 5 % au centre et 35 % à l'ouest, contrairement à ce qui est affirmé. Cela confirme le besoin de rééquilibrer les flux vers l'ouest. »

Or RTE n'a indiqué que les voltages des lignes, pas les capacités (en MW) comme signalées dans ce tableau dont les données proviennent de sources officielles:

Tableau 3: Lignes THT existantes entre France et Espagne en 2015

Lignes THT	Km	Voltage	Capacité maximale (hiver) (MW)
Arkale-Mouguerre (Argia)	37	AC-1 x 220 kV	460
Hernani-Cantegrit (Argia)	50	AC-1 x 400 kV	1620
Ouest en MW (et % total)			2080 (38%)
Sabiñanigo (Biescas)-Pragneres	63	AC-1 x 220 kV	330
Centre			330 (6%)
Rubí (Vic)-Gaudière (Baixas)	110	AC-1 x 400 kV	1710
Baixas-Santa Llogaia	64	DC-2 x 320kV	1400
Est			3110 (56%)
TOTAL			5520 (NTC: 2600)

Sources: Electrabel pour la CE (DG ENER), 06.2016; CESI

Effectivement, ce tableau indique des ordres de grandeur similaires de capacités (à quelques différences) avec RTE même si la façade Atlantique représente presque 40% du total et n'est donc pas en situation de sous-capacité d'autant plus que sa population (Pays Basque espagnol : 2.2 millions d'habitants) est bien moins importante que la façade méditerranéenne (Catalogne espagnole : 7.5 millions d'habitants soit 3,5 fois plus que le Pays Basque espagnol). Aussi, ces capacités devraient être pondérées notamment par les poids démographiques et des centres de consommation électrique. En effet, un argument des autorités et des gestionnaires de réseau est que de nouvelles interconnexions se justifiaient pour des raisons de sécurité d'approvisionnement.

RTE : « Les données ouvrages par ouvrages ne sont pas disponibles. »

Cette affirmation de RTE n'est pas crédible car comment croire que le gestionnaire de réseau ne dispose pas de données détaillées par ligne. RTE souhaite continuer à dissimuler cette information aux dépens de la transparence et donc ici d'un débat au fond sur l'utilisation des lignes actuelles et d'éventuels besoins additionnels.

5. La prétendue saturation des lignes démenties par les données officielles d'IESOE
RTE « même après la mise en œuvre de ce nouvel ouvrage [Baixas-Santa Loggaia], l'interconnexion est l'objet de saturation près de 75% du temps. »

« Les questions relatives aux niveaux de saturation et aux créneaux horaires de l'ensemble de la frontière trouveront leurs réponses dans l'exploitation des données relatives à l'interconnexion France Espagne mises à disposition sur le site de l'IESOE <http://www.iesoe.eu/iesoe/>. Y figurent heure par heure, outre les données brutes, le pourcentage des heures avec utilisation à 100 %, le pourcentage d'utilisation par sens, etc...»

Justement les données de l'IESOE sur les deux indicateurs suivants contredisent cette affirmation de RTE :

Tableau 4: Pourcentage des heures avec utilisation à 100%

	2014	2015	2016	2017	Moyenne 2014-2017
FR►ES	51	64	39	54	52
ES►FR	19,7	9,8	13,6	7	12,5

Source : IESOE (Interconnexion électrique du sud-ouest de l'Europe www.iesoe.eu)

De fait, sur les 4 dernières années, l'utilisation à 100% des capacités des interconnexions France Espagne a été de 52% en moyenne dans le sens France-Espagne (avec un pic de 64% en 2015 et un « creux » de 39% en 2016) et de seulement 12,5% dans le sens Espagne-France. C'est donc bien loin d'une supposée saturation qui n'est pas donc pas démontrée et encore moins dans le sens Espagne-France qui est en forte sous-utilisation (maximum à moins de 20%).

Tableau 5: Flux journaliers mesurés des interconnexions (MWh)

	2014	2015	2016	2017	Moyenne 2014-2017
FR►ES	644	984	1 342	1 732	1 175
ES►FR	242	161	464	323	297

Source : IESOE- www.iesoe.eu

Cette série sur la même période 2014-2017 indique une nette augmentation des exportations (de base nucléaire à coûts artificiellement bas d'EDF) de la France vers l'Espagne (à fin de revente à des prix élevés aux consommateurs finaux espagnols) qui n'a pas entraîné de congestion notable (moyenne à 52% et 54% en 2017-voir tableau 4 ci-dessus). Les importations de la France sont par contre faibles mais variables (selon les arrêts de réacteurs nucléaires en France pour cause de sûreté ou autre).

RTE « L'impact du projet golfe de Gascogne sur le niveau de saturation a été calculé par entso-e. Il est disponible dans le TYNDP 2016 (projet n°16)

[<https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/projects/P016.pdf>]

En effet, cette fiche d'ENTSO-E, d'ailleurs sommaire (seulement 4 pages) mentionne :
« The project reduces the congestion rate in a range from 13 to 23% in 2030, depending on the scenario. After the commissioning of the project the congestions are limited to 36-48%.

Or elle n'indique aucune référence ni aucun élément tangible sur la source ou méthodologie employée pour estimer ce supposé impact « de 13 à 23% » (en outre sans préciser si ce sont des pourcentages en points ou en évolution ?) de ce projet sur le supposé niveau de saturation. De plus, le niveau de saturation en 2014 était de 51% pas 71% (voir ci-dessous). Aussi, face à ce grand flou au sujet de l'impact du câble du Golfe de Gascogne, quelles sont les sources et méthodologie employées par ENTSO-E pour en estimer l'impact sur le niveau de saturation?

D'ailleurs, plusieurs points suivants de la fiche d'ENTSO-E sont problématiques ou erronés :

1. « In 2014, congestion in the FR-ES border was 71% »

Or cette donnée est erronée d'après les données de l'IESOE : le pourcentage des heures avec utilisation à 100 % en 2014 était de 51%, pas 71%.

2. "However it is considered not enough, neither in the short nor long term":

Quelle sont les études et référence techniques pour appuyer cette affirmation ? Cela semble être un « on dit que »... sans aucune base ni justification objective.

3.

Tableau 6: Intégration des énergies renouvelables (EnR)

B3 RES integration (GWh/yr)	EP2020	Vision 1	Vision 2	Vision 3	Vision 4
	40 ±40	460 ±200	960 ±190	700 ±250	1000 ±140

Source: TYNDP 2016 (projet n°16), ENTSO-E

Selon ENTSO-E, le maximum d'intégration d'ENR (exportation depuis l'Espagne) par le câble du Golfe de Gascogne serait de seulement de l'ordre de 1.000 GWh (1 TWh) par an dans le scénario Vision 4 par an soit à peine 1% de la production espagnole d'ENR de 89 TWh en 2015 (AIE), alors que c'est un des objectifs principaux supposés de ce projet. Cela dément donc une fois de plus que le véritable objectif reste l'exportation d'électricité nucléaire d'EDF vers l'Espagne et pas d'exportation d'ENR depuis l'Espagne.

4. " Specifically there will be a partial operation of the link before 2025 as the first bipole will be in service in 2024."

Le calendrier initial mentionné par ENTSO-E est donc 2024 et aurait déjà été revu (le dossier de RTE indique 2025...) ?

6. Effacement des pointes par RTE en France : négligée

RTE : « Cette puissance mobilisable par RTE pour effacer les consommations de pointe est

d'environ une centaine de MW. »

Cela semble fort peu, voire symbolique (de l'ordre de 500 MW soit moins de 0,3% de la capacité totale) par rapport à la demande alors que la gestion de la demande électrique est prouvée comme l'outil le plus flexible et le meilleur marché.

Comment et avec quels impacts un accroissement de l'effacement des pointes, notamment au plan régional dans les deux pays pourrait être développé par RTE et REE ?

CONCLUSIONS

- Au final, RTE n'apporte toujours pas d'éléments nouveaux sur la justification et l'utilité ni technique ni économique de ce projet pharaonique.
- RTE n'a toujours pas répondu à toutes nos questions de fond déjà soulevées dans notre contribution du 23 novembre
- Le Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques et ses membres dont le CADE maintient ses questions et demandes à RTE dont :
 - 1) Quelles sont les dites études « sur la base des analyses techniques et économiques qui lui ont été présentées par RTE à la CRE ?
 - 2) Si une étude coût-bénéfice pour ce projet existe, RTE (et REE) devraient la rendre publique.
 - 3) Quels sont alors les commentaires de RTE sur les prévisions de recettes (et donc d'utilisation) et conséquents déficits du câble sous-marin ? Comment et qui va financer de tels déficits ?
 - 4) Quelles sont les prévisions d'utilisation de ce projet (en MW et GWh) ?
 - 5) Quelles sont alors les données disponibles de capacités et synthétisées par sens d'interconnexion ?
 - 6) Quelles sont les sources et méthodologie employées par ENTSO-E pour estimer l'impact sur le niveau de saturation ?
 - 7) Comment et avec quels impacts un accroissement de l'effacement des pointes, notamment au plan régional dans les deux pays pourrait être développé par RTE et REE ?

29 Décembre 2017

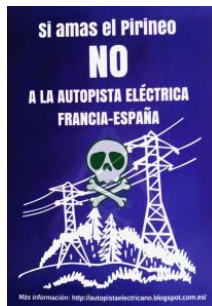
Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques
redapoyopirineo@gmail.com
<http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/>

Pièce jointe 1 contribution N°34 : « Réactions et questions du Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques (29 Décembre 2017) à la réponse de RTE du 21 Décembre 2017 »

Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques

redapoyopirineo@gmail.com

<http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/>



Réactions et questions du Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques (29 Décembre 2017) à la réponse de RTE du 21 Décembre 2017

Le Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques conteste vivement la réponse de RTE du 21 Décembre 2017 notamment sur ses commentaires suivants:

1. Invisibles analyses de coût-bénéfice du projet, besoins d'interconnexion et utilisation de la capacité actuelle

RTE : « Les études de faisabilité engagées par RTE et REE depuis 2012, notamment en ce qui concerne la traversée du Gouf de Capbreton ont été achevées à fin 2016 pour être partagée avec la CRE début 2017. Outre donner à la CRE la visibilité requise sur la faisabilité du projet, ces études ont également permis d'actualiser son coût prévisionnel. A partir de cette dernière donnée essentielle et des éléments de valorisation économique du projet publiés dans le TYNDP 2016, la CRE a pu procéder, courant 2017, aux analyses économiques permettant d'apprécier l'intérêt économique du projet pour différents scénarios. »

Ne disposant pas des « études de faisabilité engagées par RTE et REE » ni leur référence mentionnées par RTE malgré notre demande à la DG Energie de la Commission européenne (CE) (qui a seulement fourni des extraits de contrats liés aux subventions du Connecting Europe Facility (CEF)) de 6,25 M€ et 3,25 M€. De fait, RTE mentionne ici avant tout des études techniques de tracé dont « la traversée du Gouf de Capbreton » mais rien sur un « rapport coût-efficacité du projet » pourtant requis par la CRE ni sur une analyse détaillée et indépendante **des besoins d'interconnexion électrique ni diagnostic d'utilisation de la capacité actuelle**. La lecture de ces contrats liés aux co-financements du CEF confirme que la justification tant des besoins qu'une analyse coûts-bénéfices détaillée et argumentée a été négligée voire inexistante au profit d'études d'ingénierie sur le tracé avant même d'analyser les besoins réels et la viabilité économique de surcroît d'un coût annoncé (qui très souvent est largement dépassé) de 1,8 Mds€.

Or RTE mentionne le besoin d'une telle étude coût-bénéfice « L'analyse économique intervient pour définir quels sont les renforcements opportuns pour la Collectivité des consommateurs, essentiellement sur la base d'une analyse coût-bénéfice. » mais ne semble pas en disposer à ce jour n'étant pas incluse dans les études cofinancées par le CEF.

En conséquence, nous réitérons notre question initiale :

→ **Quelle sont les dites études « sur la base des analyses techniques et économiques qui lui ont été présentées par RTE à la CRE ?**

Ce fait conforte bien notre analyse et conclusions qu'il s'agit bien d'une reprise en main de la CRE sur ce sujet par le Préfet Carenco et d'un alignement sur la version gouvernementale et de RTE en contradiction avec son rapport de juin 2016 et sans nouvelles études sur ces sujets clefs ni faits significatifs nouveaux-(voir Câble sous-marin THT du Golfe de Gascogne: le rapport critique de la CRE (2016) annulé par le Préfet Carenco, 19.11.2017- <http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/2017/11/cable-sous-marin-tht-du-golfe-de.html>)

- ➔ Aussi, si d'aventure une **telle étude coût-bénéfice pour ce projet existe, qu'est ce qui empêcherait RTE (et REE) de la rendre publique ?**

2. Un projet déficitaire qui « prend déjà l'eau »

Malgré la demande de RTE et REE d'injection massive de subvention européenne pour au moins 700 M€ (soit 40% du cout total), ce projet semble promis à être un gouffre à déficits annuels comme indiqué précédemment :

Selon le dossier d'INELFE, avec un OPEX (coût d'exploitation) annuel estimé de 10,2 M€ avec des pertes annuelles de 32,2 à 36,8 M€ et des pertes d'énergie de 30 à 55 M€ par an, les **pertes annuelles totales sont estimées à 62,2 à 91,8 M€ malgré une subvention européenne de 700 M€...**

En face, les **revenus** sont estimés à 37 millions d'euros (M€) en 2025, passant de 97 à 72 M€ de 2026 à 2030 et enfin de **63 M€ à partir de 2030**. Or **cette prévision de recettes semble exagérément surestimée au regard des revenus actuels d'interconnexion entre France et Espagne: 75 M€ en 2015** (76 M€ prévus en 2018), **dont seulement 5,6 M€ pour 2016 INELFE**-<https://www.societe.com/societe/Inelfe-509270070.html>. Cette dernière recette correspond à la ligne THT Baixas-Bescanó en Catalogne (capacité de 1400 MW et d'un coût d'investissement de 730 millions) et partagée entre REE et RTE (seulement **2,6 M€** pour chacune des compagnies soit fort loin des estimations mentionnées ci-dessus par INELFE pour le câble golfe de Gascogne, entre 37 et 97 M€).

- ➔ **Quels sont alors les commentaires de RTE sur ces prévisions de recettes (et donc d'utilisation) et conséquents déficits du câble sous-marin qui semble promis à « prendre l'eau » ? Comment et qui va financer de tels déficits ?**
- ➔ **Quelles sont les prévisions d'utilisation (en MW et GWh) ?**

3. Capacité maximale totale d'interconnexion: carence d'information exhaustive

RTE : « la CRE dans son rapport, les 1400 MW mentionnés sont relatifs à la capacité maximale à réseau complet de la France vers l'Espagne. »

Les 1400 MW mentionnés par la CRE sont bien relatifs à la capacité maximale à réseau complet et ont été portés dans le sens France-Espagne à 2400 MW en 2015 puis 2500 MW en 2016. Fin 2016, cette capacité maximale a même déjà atteint 3500 MW comme indiqué par RTE :

« Grâce à l'interconnexion Baixas-Santa Llogaia, mise en service en octobre 2015, les échanges commerciaux entre la France et l'Espagne ont pu atteindre jusqu'à 3500 MW (soit 3,5 GW) en export et 2983 MW (soit 2,983 GW) en import en novembre 2016. » (Source : RTE à la page 6 du *Bilan électrique français 2016, synthèse presse*).

RTE

« Une interconnexion fonctionne dans les deux sens. Calculer une puissance moyenne dans le sens France – Espagne sur la base de 8760 h et dans le même temps effectuer le calcul dans le sens Espagne-France toujours sur la base de 8760 h revient à considérer qu'il existe physiquement deux interconnexions, une orientée 8760 h par an dans le sens France-Espagne, et une autre orientée 8760 h par an dans le sens Espagne-France. Cela ne correspond en rien à la réalité physique. »

« 2400 MW pour les 8760 heures de l'année est erronée puisque la capacité commerciale de Baixas Santa Loggaia n'a été disponible qu'à la toute fin 2015. »

Nous notons bien votre point de vue et que la capacité de 2400 MW n'était pas atteinte en 2014 mais a atteint un maximum de 3500 MW (soit un maximum annuel de 25.140 GWh) fin 2016 (RTE)-voir ci-dessus.

Afin de clarifier l'information et améliorer la transparence sur ce point clef et éviter de nouveaux malentendus, **quelles sont alors les données disponibles de capacités sous la forme d'un tableau de ce type et par sens d'interconnexion ?** :

Tableau 1: FR-ES (MW)

	2014	2015	2016	2017
Capacité moyenne disponible et NTC	?	?	?	?
Capacité maximum	?	?	?	?
Capacité utilisée (ex-post, en N+1)	?	?	?	?

Tableau 2: ES-FR (MW)

	2014	2015	2016	2017
Capacité moyenne disponible et NTC	?	?	?	?
Capacité maximum	?	?	?	?
Capacité utilisée (ex-post, en N+1)	?	?	?	?

4. Répartition géographique d'interconnexion : à pondérer selon les centres de consommation

RTE : « Ainsi, les capacités de l'ensemble des liaisons se répartissent comme suit : 60 % à l'est, 5 % au centre et 35 % à l'ouest, contrairement à ce qui est affirmé. Cela confirme le besoin de rééquilibrer les flux vers l'ouest. »

Or RTE n'a indiqué que les voltages des lignes, pas les capacités (en MW) comme signalées dans ce tableau dont les données proviennent de sources officielles:

Tableau 3: Lignes THT existantes entre France et Espagne en 2015

Lignes THT	Km	Voltage	Capacité maximale (hiver) (MW)
Arkale-Mouguerre (Argia)	37	AC-1 x 220 kV	460
Hernani-Cantegrit (Argia)	50	AC-1 x 400 kV	1620
Ouest en MW (et % total)			2080 (38%)
Sabiñanigo (Biescas)-Pragneres	63	AC-1 x 220 kV	330
Centre			330 (6%)
Rubí (Vic)-Gaudière (Baixas)	110	AC-1 x 400 kV	1710
Baixas-Santa Llogaia	64	DC-2 x 320kV	1400
Est			3110 (56%)
TOTAL			5520 (NTC: 2600)

Sources: Electrabel pour la CE (DG ENER), 06.2016; CESI

Effectivement, ce tableau indique des ordres de grandeur similaires de capacités (à quelques différences) avec RTE même si la façade Atlantique représente presque 40% du total et n'est donc pas en situation de sous-capacité d'autant plus que sa population (Pays Basque espagnol : 2.2 millions d'habitants) est bien moins importante que la façade méditerranéenne (Catalogne espagnole : 7.5 millions d'habitants soit 3,5 fois plus que le Pays Basque espagnol). Aussi, ces capacités devraient être pondérées notamment par les poids démographiques et des centres de consommation électrique. En effet, un argument des autorités et des gestionnaires de réseau est que de nouvelles interconnexions se justifieraient pour des raisons de sécurité d'approvisionnement.

RTE : « Les données ouvrages par ouvrages ne sont pas disponibles. »

Cette affirmation de RTE n'est pas crédible car comment croire que le gestionnaire de réseau ne dispose pas de données détaillées par ligne. RTE souhaite continuer à dissimuler cette information aux dépens de la transparence et donc ici d'un débat au fond sur l'utilisation des lignes actuelles et d'éventuels besoins additionnels.

5. La prétendue saturation des lignes démenties par les données officielles d'IESOE

RTE

« même après la mise en œuvre de ce nouvel ouvrage [Baixas-Santa Loggia], l'interconnexion est l'objet de saturation près de 75% du temps. »

« Les questions relatives aux niveaux de saturation et aux créneaux horaires de l'ensemble de la frontière trouveront leurs réponses dans l'exploitation des données relatives à l'interconnexion France Espagne mises à disposition sur le site de l'IESOE <http://www.iesoe.eu/iesoe/>. Y figurent heure par heure, outre les données brutes, le pourcentage des heures avec utilisation à 100 %, le pourcentage d'utilisation par sens, etc... »

Justement les données de l'IESOE sur les deux indicateurs suivants contredisent cette affirmation de RTE :

Tableau 4: Pourcentage des heures avec utilisation à 100%

	2014	2015	2016	2017	Moyenne 2014-2017
FR►ES	51	64	39	54	52
ES►FR	19,7	9,8	13,6	7	12,5

Source : IESOE (Interconnexion électrique du sud-ouest de l'Europe www.iesoe.eu)

De fait, sur les 4 dernières années, l'utilisation à 100% des capacités des interconnexions France Espagne a été de 52% en moyenne dans le sens France-Espagne (avec un pic de 64% en 2015 et un « creux » de 39% en 2016) et de seulement 12,5% dans le sens Espagne-France. C'est donc bien loin d'une supposée saturation qui n'est pas donc pas démontrée et encore moins dans le sens Espagne-France qui est en forte sous-utilisation (maximum à moins de 20%).

Tableau 5: Flux journaliers mesurés des interconnexions (MWh)

	2014	2015	2016	2017	Moyenne 2014-2017
FR►ES	644	984	1 342	1 732	1 175
ES►FR	242	161	464	323	297

Source : IESOE- www.iesoe.eu

Cette série sur la même période 2014-2017 indique une nette augmentation des exportations (de base nucléaire à coûts artificiellement bas d'EDF) de la France vers l'Espagne (à fin de revente à des prix élevés aux consommateurs finaux espagnols) qui n'a pas entraîné de congestion notable (moyenne à 52% et 54% en 2017-voir tableau 4 ci-dessus). Les importations de la France sont par contre faibles mais variables (selon les arrêts de réacteurs nucléaires en France pour cause de sûreté ou autre).

RTE « *L'impact du projet golfe de Gascogne sur le niveau de saturation a été calculé par entso-e. Il est disponible dans le TYNDP 2016 (projet n°16)* »
[<https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/projects/P016.pdf>]

En effet, cette fiche d'ENTSO-E, d'ailleurs sommaire (seulement 4 pages) mentionne :
« *The project reduces the congestion rate in a range from 13 to 23% in 2030, depending on the scenario. After the commissioning of the project the congestions are limited to 36-48%.* »

Or elle n'indique aucune référence ni **aucun élément tangible sur la source ou méthodologie employée** pour estimer ce supposé impact « de 13 à 23% » (en outre sans préciser si ce sont des pourcentages en points ou en évolution ?) de ce projet sur le supposé niveau de saturation. De plus, le **niveau de saturation en 2014 était de 51% pas 71%** (voir ci-dessous).

Aussi, face à ce grand flou au sujet de **l'impact du câble du Golfe de Gascogne, quelles sont les sources et méthodologie employées par ENTSO-E pour estimer l'impact sur le niveau de saturation?**

D'ailleurs, plusieurs points suivants de la fiche d'ENTSO-E sont problématiques ou erronés :

1. « *In 2014, congestion in the FR-ES border was 71%* »

Or cette donnée est erronée d'après les données de l'IESOE : le pourcentage des heures avec utilisation à 100 % en 2014 était de 51%, *pas* 71%.

2. « *However it is considered not enough, neither in the short nor long term* » :

Quelle sont les études et référence techniques pour appuyer cette affirmation ? Cela semble être un « on dit que »... sans aucune base ni justification objective.

3. **Tableau 6: Intégration des énergies renouvelables (EnR)**

B3 RES integration (GWh/yr)	EP2020	Vision 1	Vision 2	Vision 3	Vision 4
	40 ±40	460 ±200	960 ±190	700 ±250	1000 ±140

Source: TYNDP 2016 (projet n°16), ENTSO-E

Selon ENTSO-E, le maximum d'intégration d'ENR (exportation depuis l'Espagne) par le câble du Golfe de Gascogne serait de seulement de l'ordre de 1.000 GWh (1 TWh) par an dans le scénario Vision 4 par an soit à peine 1% de la production espagnole d'ENR de 89 TWh en 2015 (AIE), alors que c'est un des objectifs principaux supposés de ce projet. Cela dément donc une fois de plus que le véritable objectif reste l'exportation d'électricité nucléaire d'EDF vers l'Espagne et pas d'exportation d'ENR depuis l'Espagne.

4. « *Specifically there will be a partial operation of the link before 2025 as the first bipole will be in service in 2024.* »

Le calendrier initial mentionné par ENTSO-E est donc 2024 et aurait déjà été revu (le dossier de RTE indique 2025...) ?

6. Effacement des pointes par RTE en France : négligée

RTE : « Cette puissance mobilisable par RTE pour effacer les consommations de pointe est d'environ une centaine de MW. »

Cela semble fort peu, voire symbolique (de l'ordre de 500 MW soit moins de 0,3% de la capacité totale) par rapport à la demande alors que la gestion de la demande électrique est prouvée comme l'outil le plus flexible et le meilleur marché.

Comment et avec quels impacts un accroissement de l'effacement des pointes, notamment au plan régional dans les deux pays pourrait être développé par RTE et REE ?

CONCLUSIONS

- ➔ Au final, RTE n'apporte toujours pas d'éléments nouveaux sur la justification et l'utilité ni technique ni économique de ce projet pharaonique.
- ➔ RTE n'a toujours pas répondu à toutes nos questions de fond déjà soulevées dans notre contribution du 23 novembre
- ➔ Le Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques et ses membres dont le CADE maintient ses questions et demandes à RTE dont :
 - 1) Quelle sont les dites études « sur la base des analyses techniques et économiques qui lui ont été présentées par RTE à la CRE ?
 - 2) Si une étude coût-bénéfice pour ce projet existe, RTE (et REE) devraient la rendre publique.
 - 3) Quels sont alors les commentaires de RTE sur les prévisions de recettes (et donc d'utilisation) et conséquents déficits du câble sous-marin ? Comment et qui va financer de tels déficits ?
 - 4) Quelles sont les prévisions d'utilisation de ce projet (en MW et GWh) ?
 - 5) Quelles sont alors les données disponibles de capacités et synthétisées par sens d'interconnexion ?
 - 6) Quelles sont les sources et méthodologie employées par ENTSO-E pour estimer l'impact sur le niveau de saturation?
 - 7) Comment et avec quels impacts un accroissement de l'effacement des pointes, notamment au plan régional dans les deux pays pourrait être développé par RTE et REE ?

29 Décembre 2017

Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques

redapoyopirineo@gmail.com

<http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/>



Réponse RTE contribution N°34 :

Date : 12/01/2018

Bonjour,

Vous trouverez ci-dessous un lien vers un document rédigé par RTE visant à répondre à votre contribution.

Cordialement,

RTE

Pièce jointe 2 contribution N°34 : « *Réponse de RTE à la contribution déposée par le réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques le 29 Décembre 2017* »



Interconnexion France-Espagne par le golfe de Gascogne
Réponse de RTE à la contribution déposée par le réseau de
Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques
le 29 Décembre 2017

Le 12 Janvier 2018

1) « Invisibles analyses de coût-bénéfice du projet, besoins d'interconnexion et utilisation de la capacité actuelle »

L'analyse coût-bénéfice est intégralement disponible dans la décision commune de la CRE et la CNMC du 21 septembre 2017. Aucune donnée n'est cachée. Elles figurent toutes dans cette décision commune.

L'analyse coût-bénéfice est réalisée en mettant en regard les bénéfices d'un côté et les coûts de l'autre. L'annexe 1 de la décision présente le tableau permettant de calculer la Valeur Actualisée Nette.

Les bénéfices de golfe de Gascogne à considérer pour évaluer sa pertinence économique sont de deux natures :

- **des bénéfices socio-économiques (SEW)**, disponibles au §3.1: il s'agit d'économies sur les dépenses en combustibles pour répondre à la consommation européenne. La décision commune 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. Dans le tableau en annexe 1, ce sont les données en colonne « Economies de Combustible ».
- **des bénéfices sur la sécurité d'approvisionnement**, disponibles au §3.2. 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. Le bénéfice annuel est estimé à 40 M€/an au niveau de l'Europe. Dans le tableau en annexe 1, ce sont les données en colonne « Autre ».

Les coûts de golfe de Gascogne à considérer pour évaluer sa pertinence économique sont de trois natures :

- **les coûts d'investissement**, disponibles au §2.1. Les contrats liés aux subventions CEF que vous avez demandé et obtenu auprès de la DG Energie vous permettent de vous faire une idée des études d'ingénierie entreprises pour consolider ces coûts. Dans le tableau en annexe 1, ce sont les données en colonne « CAPEX ».

- **les coûts de maintenance**, disponibles au §2.2. Ils sont basés sur l'expérience des GRT en matière de maintenance des liaisons sous-marines et des liaisons souterraines en courant continu en service. Ils sont estimés à 10,2 M€. Dans le tableau en annexe 1, ce sont les données en colonne « OPEX ».
- **les coûts des pertes**, disponibles au §2.3. Ils sont basés sur les résultats du TYNDP 2016. La CRE a appliqué le même taux de disponibilité de 92 %. Dans le tableau en annexe 1, ce sont les données en colonne « Pertes ».

La Valeur Actualisée Nette est calculée selon le tableau de l'annexe 1, avec les paramètres précisés au § 4.1 (actualisation à 4%, un horizon temporel de 25 ans après la mise en service est considérée (2025-2049), sans valeur résiduelle (après 2050)).

L'ensemble des données de l'analyse coût-bénéfice est disponible dans la décision commune de la CRE et la CNMC du 21 septembre 2017 et les calculs sont réalisés à partir de l'annexe 1.

2) « Un projet déficitaire qui « prend déjà l'eau » »

Nous ne partageons pas cette vision et renvoyons à notre dernière réponse faite au CADE qui a posé exactement la même question, au § 3.2.

3) « Capacité maximale totale d'interconnexion: carence d'information exhaustive »

L'ensemble des données demandées sont extractibles et calculables sur le site de l'IESOE. Il n'y a aucune carence d'information.

Sont disponibles sur le site :

- La NTC au pas horaire, qui peut être considérée comme la « capacité maximum » disponible pour les échanges commerciaux
- Les échanges physiques en J-1 et en J (« capacité réalisée ») au pas horaire

Ces données sont mises à la disposition du public pour que tous les acteurs qui le souhaitent puissent en effectuer leur propre analyse.

4) « Répartition géographique d'interconnexion : à pondérer selon les centres de consommation » ?

La localisation des centres de consommation est un des nombreux paramètres qui influent sur les transits dans les interconnexions, au même titre que la localisation des moyens de production et des caractéristiques électrotechniques (impédances, ...) des réseaux français espagnols. Il n'est pas le seul.

Aujourd'hui, l'essentiel des capacités physiques de l'interconnexion France Espagne se concentre aux extrémités des Pyrénées, 60% d'entre elles se situant à l'est et 35 % à l'ouest (une erreur s'est glissée dans votre tableau 3, la liaison Baixas-Santa Llogaia a une capacité de 2000 MW et non 1400 MW, ce qui confirme la répartition que nous vous avons déjà indiqué). On observe, par ailleurs, qu'à l'est des Pyrénées se situent des centres de consommation plus importants qu'à l'ouest. Peut-on en déduire que ce déséquilibre des charges entre l'est et l'ouest compense «mécaniquement» le déséquilibre constaté en matière de capacités d'interconnexion et réduirait l'intérêt d'une interconnexion à l'ouest des Pyrénées ?

Que la demande en électricité de la Catalogne ait une influence sur les transits dans les lignes d'interconnexion à l'est des Pyrénées, et donc dans l'utilisation des capacités physiques correspondantes, n'est pas contestable. Il en est de même pour les charges du Pays Basque et les lignes d'interconnexion à l'ouest des Pyrénées. Pour autant, les charges des zones où se situent les ouvrages d'interconnexion sont loin de constituer le déterminant principal des transits sur ces ouvrages et donc de l'utilisation de leurs capacités physiques disponibles.

La valeur des transits sur ces ouvrages relève d'un nombre important de facteurs, ce qui en rend l'analyse et l'interprétation d'autant plus délicate. En effet, ils sont raccordés, que ce soit en France ou en Espagne, à deux puissants réseaux électriques maillés. Les transits dans les ouvrages AC (Courant Alternatif) de l'interconnexion vont dépendre, en application des Lois de Kirchhoff, de leurs impédances, des caractéristiques électriques des réseaux français et espagnols ainsi que de la distribution géographique des productions et des charges sur ces réseaux. Ainsi, à niveau de charge équivalent en Catalogne et au Pays Basque, la répartition des transits entre l'est et l'ouest des Pyrénées peut notablement évoluer en fonction de l'état des réseaux français et espagnol. Dans ces conditions, pondérer les capacités physiques selon les centres de consommation n'a aucune justification «physique».

Il importe d'avoir présent à l'esprit que les cinq lignes THT qui se situent à la frontière franco espagnole remplissent une fonction d'interconnexion internationale. De fait, l'analyse de l'utilisation des capacités physiques de

ces ouvrages ne peut être circonscrite au périmètre des régions frontalières, mais est à considérer à l'échelle de la France et de l'Espagne, voire même de l'Europe dans son ensemble.

5) « La prétendue saturation des lignes démenties par les données officielles d'IESOE »

Les données d'IESOE confirment les taux de saturation. Le taux de saturation de l'interconnexion observé en 2014 était de 71 %, 87 % en 2015, 69 % en 2016 et environ 75 % en 2017.

Selon les scénarios étudiés par ENTSO-E, il devrait être compris entre 36 et 48 % après la mise en service de golfe de Gascogne

a. Comment apprécier le taux de saturation de l'interconnexion France Espagne ?

Le développement des interconnexions a pour objectif majeur de permettre des échanges d'électricité plus fluides entre les pays européens afin, notamment, de favoriser le développement des énergies renouvelables en substitution de l'énergie électrique produite par des moyens carbonés plus polluants et plus chers. Pour se mettre en place, ces échanges d'électricité ont toutefois besoin d'un cadre, d'une organisation. Cette organisation, c'est celles des marchés de l'électricité dont on se propose de rappeler très brièvement quelques principes.

Afin de pouvoir satisfaire la demande de leurs clients, les fournisseurs d'électricité des différents pays européens achètent l'électricité sur les marchés de gros sur lesquels les producteurs d'électricité présentent leurs offres (volumes, prix). Les échanges physiques sur le réseau vont s'organiser à partir de la rencontre de l'offre et de la demande, mais sous contrainte des NTC mise à disposition par les gestionnaires de réseau pour permettre la réalisation des flux correspondants entre pays. Les échanges d'électricité au sein de l'Europe, pour un jour J donné, sont déterminés la veille (en J-1) par les marchés. C'est à la fin de la journée J-1 que les prix sont fixés sur les marchés de l'électricité et les équilibres offre-demandes nationaux sont alors assurés (hors aléa) pour le lendemain. Les prix résultant de ce processus sont la traduction d'une « optimisation » par les différents acteurs, compte tenu de l'offre de production, de la demande à satisfaire et des capacités disponibles par le réseau.

C'est au travers de l'observation des prix finaux de l'électricité qu'il est possible d'apprécier si le niveau des NTC est suffisant ou non. En effet, si les interconnexions étaient de capacités infinies, les fournisseurs, quel que soit

le pays dans lequel ils opèrent, pourraient s'approvisionner sans contrainte sur les marchés et l'on observerait un coût de l'électricité identique dans tous les pays européens. Toutefois, les capacités limitées des interconnexions rendent cette convergence impossible et il subsiste des différentiels de prix (« spread ») entre certaines régions européennes.

De telles situations s'observent notamment entre la péninsule ibérique et le reste de l'Europe. Comme rappelé précédemment, l'observation des prix de l'électricité en J-1 de part et d'autre des Pyrénées va permettre d'évaluer les situations d'insuffisance des capacités d'échange. Si le différentiel de prix entre l'Europe et l'Espagne est nul, les fournisseurs espagnols et français ont pu s'alimenter de l'autre côté de la frontière sans contrainte de NTC, l'interconnexion n'ayant pas été saturée par les acteurs des marchés. Dans le cas contraire, le différentiel de prix traduit un phénomène de saturation de l'interconnexion qui a constitué un frein pour les échanges d'électricité.

Ainsi, c'est à l'issue du fonctionnement des marchés de l'électricité en J-1 que la saturation des interconnexions peut s'apprécier. C'est sur cette base qu'a été calculé le taux de saturation de l'interconnexion France-Espagne dans le retour d'expérience de la ligne Baixas – Santa Loggia, sur la période du 1er octobre 2015 au 1er octobre 2016 dans le document présent sur le site internet INELFE.

Les données de l'IESOE permettent de retrouver ces niveaux de saturation du J-1 révélés par les différentiels de prix. En effet, la plateforme fournit les flux physiques résultant du fonctionnement des marchés qui sont une traduction des prix finaux constatés, les situations d'utilisation à 100% de la NTC étant homogènes aux situations où le différentiel de prix entre Espagne et Europe n'est pas nul.

Les valeurs de la saturation de l'interconnexion France-Espagne basée sur les données J-1 d'IESOE sont données dans le tableau ci-dessous. A noter que, comme nous vous l'avions indiqué dans notre précédente réponse, une interconnexion fonctionne dans les deux sens. Le taux de saturation de l'interconnexion est la somme du taux de saturation dans un sens et dans l'autre.

Pourcentage des heures avec utilisation à 100%

%	2014	2015	2016	2017
FR => ES	57,8	74,4	52	65,6
ES => FR	13,9	12,7	17,3	9,3
Total	71,7	87,1	69,3	74,9

Par ailleurs, d'autres données IESOE permettent de calculer le même ratio à l'échéance de temps du jour J, en réalisé.

Toutefois, si la formule de calcul est identique (avec une NTC inchangée par rapport au J-1), la signification du ratio n'est plus la même. En effet, les données d'échanges réalisés fournies par la plateforme IESOE ne sont plus le reflet du seul fonctionnement du marché sous contrainte de NTC. Les flux réalisés reflètent la réalisation effective du marché en J, mais aussi des mesures prises en temps réel par les exploitants pour assurer un fonctionnement en sécurité du réseau. Entre le J-1 et le J, trois éléments peuvent modifier les échanges, et donc la vision de l'utilisation de l'interconnexion :

- Le marché infra-journalier ; il s'agit alors d'un marché où les acteurs procèdent à des adaptations et non plus un marché d'optimisation comme en J-1,
- Les échanges gré à gré inter GRT pour résorber des contraintes d'équilibre offre-demande dans un pays (suite à des pannes de groupes de production, par exemple),
- Le countertrading : il s'agit de transactions coordonnées (fréquentes) entre GRT pour réduire le niveau des échanges (en créant des échanges de sens contraire aux échanges nominaux) si le réseau d'un côté ou de l'autre de la frontière est le siège de contraintes d'exploitation qui empêchent, en temps réel, de faire passer les transits au niveau résultant du fonctionnement des marchés tel que prévu en J-1.

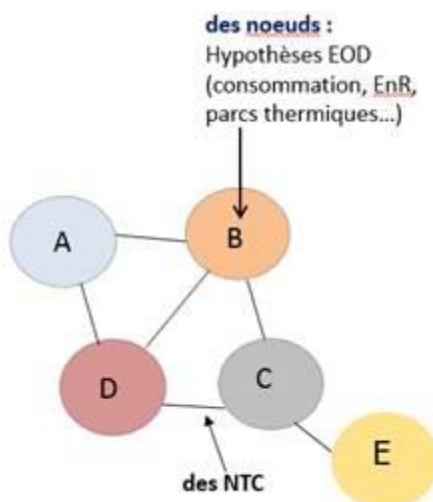
Ainsi, si l'on observe que l'utilisation de l'interconnexion est souvent plus faible en réalisé qu'en J-1, ce n'est pas le fait d'une moindre demande de capacité de la part des acteurs économiques, mais la conséquence des

dispositions prises par les GRT pour la gestion opérationnelle du réseau. Le ratio flux échangés/NTC en réalisé ne peut donc donner une image correcte de la saturation de l'interconnexion.

b. Comment est estimé le futur taux de saturation ?

L'analyse coût-bénéfice des projets d'interconnexion par l'ENTSO-E¹ s'appuie sur des modèles de simulation économique. Ces modèles simulent le fonctionnement annuel optimisé du marché de l'électricité en Europe. Antarès est le modèle utilisé par RTE. Il est également utilisé pour le Bilan Prévisionnel français.

Antarès repose sur une définition nodale du système électrique européen. Les pays sont représentés graphiquement comme des nœuds (un nœud par pays), reliés par des interconnexions de capacités finies se comportant par défaut comme des « tuyaux » avec une capacité de transit maximale (NTC). Le schéma ci-dessous illustre la modélisation de base du système électrique européen retenue dans Antarès. La nécessité de représenter le réseau de façon simplifiée est la contrepartie d'une modélisation fine des composants de l'équilibre offre – demande européen afin de conserver des temps de calcul raisonnables (plusieurs heures de calculs pour la simulation d'un fonctionnement optimisé par Antarès). Certaines des situations résultant des simulations d'Antarès sont ensuite rejouées sur des modèles utilisant une représentation fine des lignes électriques THT du réseau interconnecté européen afin de s'assurer que les résultats obtenus sont compatibles avec leurs capacités techniques.



¹ [<https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/TYNDP/ENTSO-E%20cost%20benefit%20analysis%20approved%20by%20the%20European%20Commission%20on%204%20February%202015.pdf>]

A chaque nœud, sont attachées des chroniques annuelles représentant heure par heure l'évolution de variables de l'équilibre offre-demande dans l'année :

- La consommation, issue d'analyses macroéconomiques (le TYNDP 2016 retient plusieurs scénarios),
- Les disponibilités de chaque type de moyen thermique (nucléaire, charbon, gaz, fioul),
- Les productions fatales: hydraulique fil de l'eau, éolien, solaire, cogénération, biomasse, biogaz, déchets, géothermique ;

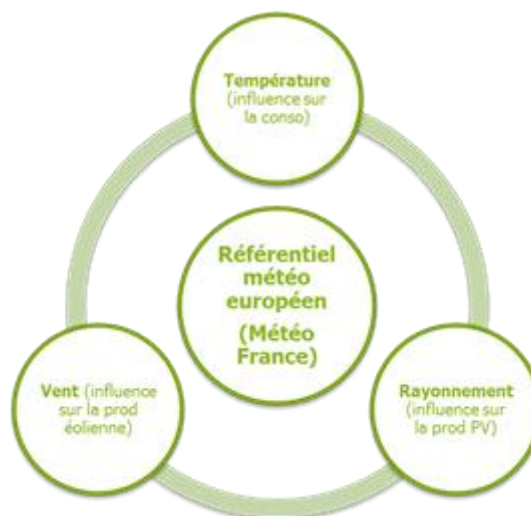
A ces variables horaires, s'ajoute l'électricité hebdomadaire à produire par l'hydraulique (lacs).

A son lancement, Antares procède au chargement ou à la génération de tous les types :

- de séries temporelles pour chacun des nœuds. L'utilisateur choisit le nombre de séries
- de chaque type afin d'étudier plusieurs années avec des données climatiques différentes.

Les données utilisées par Antares sont cohérentes et corrélées, les conditions météorologiques étant un facteur commun influençant consommations, et productions éolienne et PV. Antares respecte ainsi :

- une corrélation spatiale au niveau Européen
- une corrélation entre les différents aléas affectant la consommation (température), la production éolienne (vent), photovoltaïque (ensoleillement) et hydraulique (hydraulicité).



Les différentes chroniques météorologiques et climatiques sont issues de sources de données identiques et proposent de nombreuses années pour réaliser des simulations.

Pour la France, le référentiel météorologique est fourni par Météo France (Historiques 1981-2016). Les données historiques de vent et d'ensoleillement permettent de reconstituer des chroniques de production ENR.

Le but d'Antarès est de minimiser le coût total de fourniture de la consommation nette (demande en électricité nette des productions ENR fatales), en respectant les contraintes de puissance des groupes thermiques, hydrauliques, ainsi que les contraintes de capacités maximales sur les interconnexions.

Antarès est un modèle probabiliste. La consommation, les disponibilités des moyens thermiques, les productions éoliennes, solaires, fil de l'eau et les apports hydrauliques ou le productible par les réservoirs hydrauliques font l'objet de tirages au sort, ce qui permet d'examiner un très grand nombre de situations de l'équilibre offre-demande et de renforcer la pertinence des résultats obtenus.

L'intérêt d'une ligne d'interconnexion est estimé de façon incrémentale en comparant le coût total de fourniture dans deux cas, sans la ligne puis avec la ligne (ajouter une ligne conduit en pratique à ajuster les tailles des tuyaux représentatifs des NTC affectées par la nouvelle ligne).

Le taux de saturation est calculé par ENTSO-E à partir des résultats de la simulation des marchés réalisée par ANTARES. Le modèle calcule en effet les valeurs d'échanges heure par heure dans chaque « tuyau », le tuyau étant l'ensemble de l'interconnexion. La comparaison de ces valeurs d'échanges avec la valeur maximale de la NTC permet d'estimer la saturation, heure par heure, de chaque tuyau. Il est ainsi possible en comparant les situations avec et sans un projet, d'estimer comment évolue le nombre de situations de saturation des « tuyaux ».

C'est en application de ces principes que la fiche TYNDP 2016 de golfe de Gascogne propose les résultats relatifs à la saturation de l'interconnexion France – Espagne, selon les visions étudiées (13% to 23% représente le différentiel entre les situations avec et sans golfe de Gascogne, **36 – 48% représentant le niveau de saturation en valeur absolue, selon plusieurs scénarios, une fois golfe de Gascogne mis en service** [équivalent du 71% de saturation pour 2014 mentionné dans la même fiche]).

6) « Effacement des pointes par RTE en France : négligé »

Les courbes de charges prises en compte dans les études intègrent, en particulier, les potentiels de flexibilité estimés aux horizons 2020 et 2030.

Aucune étude de développement d'un réseau électrique ne peut faire l'économie d'un examen des questions de maîtrise des pointes de consommation. Araser les pics de demande ou déplacer certaines consommations des heures de fortes charges vers des périodes moins tendues sont des dispositions dont il est essentiel de tenir compte dans les études de développement de réseaux. La modélisation des courbes de charge nationales horaires prise en compte dans les études simulant le fonctionnement du système électrique européen fait ainsi l'objet d'une attention particulière de la part des experts des différents pays contribuant au TYNDP 2016 de l'ENTSO-E. Ces courbes de charges intègrent, en particulier, les potentiels de flexibilité estimés aux horizons 2020 et 2030, en fonction des prévisions de ce que pourraient permettre les technologies matures de maîtrise de la demande, à ces échéances. L'analyse économique de golfe de Gascogne s'est totalement inscrite dans ce cadre pour conforter la pertinence des résultats issus du TYNDP 2016.

Il convient toutefois de noter que la maîtrise des pointes de charges ne constitue pas un paramètre déterminant d'un projet de nouvelle interconnexion comme golfe de Gascogne. Comme déjà rappelé par RTE dans ses précédentes réponses, l'objectif principal auquel cherche à répondre ce projet est celui de la production d'une énergie largement décarbonée, vers lequel les états membres de l'UE se sont engagés. Le principal moteur du développement des interconnexions en général, et de golfe de Gascogne en particulier, est le changement de modèle de production engagé à l'échelle européenne impulsé par cet objectif, avec le passage d'un modèle de production thermique centralisé à celui d'une production répartie recourant largement aux ENR.

Dans ce cadre, il est attendu des interconnexions qu'elles permettent de s'affranchir de la grande volatilité des productions ENR, en tirant parti sur de larges territoires de leur foisonnement. Les aléas défavorables affectant les productions ENR peuvent jouer sur des dizaines GW et sont susceptibles d'intervenir en des périodes pour lesquelles une perte brutale de production éolienne ou photovoltaïque va poser un problème d'équilibre offre-demande, sans que les niveaux de consommation correspondant soient critiques et soient révélateurs d'un défaut de maîtrise de la demande en électricité.

Contribution N°35

Date : 02/01/2018

Contribution reçue par mail le 30/12/2017:
Bonjour,

Nous accusons réception de votre réponse du 21.12- (Cf : 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) et vous en remercions.

Veuillez trouver ci-joint nos réactions et questions en attente de réponse.

Par ailleurs, nous n'avons pas encore reçu votre réponse au sujet de la contribution CADE et Réseau de Soutien du 12 décembre 2017:

Finalement, compte tenu de la récente décision des autorités espagnoles et de RTE de repousser la date limite de dépôt des contributions et commentaires au 30 janvier 2018 (courrier parvenu aux municipalités de la région de Gatika) et afin d'harmoniser les dates dans les deux régions concernées sur ce projet trans-frontalier, le Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques sollicite que de manière similaire, la date limite du côté français soit aussi repoussée au moins jusqu'au 30 janvier 2018.

Dans l'attente de vous lire sur ces trois points.

Cordialement,

Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques

Pièce jointe 1 contribution N°35 : « *REPONSES du Collectif des Associations de Défense de l'Environnement Pays Basque et sud des Landes (CADE) et du Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques à la réponse de RTE du 30 Octobre 2017* »

Pièce jointe 2 contribution N°35 : « *Réactions et questions du Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques (29 Décembre 2017) à la réponse de RTE du 21 Décembre 2017* »

Pièce jointe 1 contribution N°35 : « REPONSES du Collectif des Associations de Défense de l'Environnement Pays Basque et sud des Landes (CADE) et du Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques à la réponse de RTE du 30 Octobre 2017 »

**REPONSES du Collectif des Associations de Défense de l'Environnement Pays
Basque et sud des Landes (CADE) et
du Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques
à la réponse de RTE du 30 Octobre 2017**

En cette 8ème journée européenne des Grands Projets Inutiles et Imposés (GPII), le 12 décembre 2017 -<http://www.cade-environnement.org/2017/12/11/journee-europeenne-des-gpii-grands-projets-inutiles-et-imposes/> , le Collectif des Associations de Défense de l'Environnement Pays Basque et sud des Landes (CADE) et le Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques contestent radicalement la réponse de RTE du 30 Octobre 2017 notamment sur les points suivants :

1) La France et l'Espagne ont une production excédentaire

"Le ratio capacité de production installé / puissance consommée à la pointe soit plus élevé en Espagne qu'en France." « Ainsi, pour disposer en moyenne d'1 MW de puissance disponible, il faudra installer environ 1,2 MW de centrale thermique classique, 4 MW d'éolien et 7 à 11 MW de solaire" (RTE, 30 Octobre 2017).

Effectivement le ratio capacité de production installé / puissance consommée à la pointe doit tenir compte à la fois des caractéristiques du parc et profil de consommation

D'abord en admettant ces ratios entre capacité installée des énergies renouvelables (EnR) installée et back-up soit encore valides avec les rapides et spectaculaires progrès dans les prévisions de la génération des EnR et gestion des réseaux électriques (RTE est en principe chargé de ces fonctions), ce besoin n'explique pas une telle surcapacité. En effet le calcul suivant basé sur vos hypothèses indique :

- Eolien : 22% du total soit 23 GW (total : 104 GW) qui devrait être secondés par une capacité thermique flexible (type turbine à gaz/cycle combiné) selon le ratio indiqué de 1,2 MW pour 4 MW d'éolien, soit $23 / (4/1,2) = 6,9$ GW
- PV : 6.6% du total soit 7 GW qui devrait être secondé par capacité thermique flexible (turbine à gaz/cycle combiné) selon le ratio indiqué de 1,2 MW pour 9 MW de PV (moyenne), soit $7 / (9/1,2) = 0,95$ GW

Soit au total 7.85 GW de capacité de « back-up » (support) ce qui est bien loin de pouvoir expliquer cet énorme écart entre la demande de pointe de 40,5 GW et la surcapacité totale de 105,3 GW. Aussi, nous maintenons nos commentaires sur cette surcapacité démesurée de génération en Espagne qui n'est pas justifiée pour des motifs techniques ou opérationnelles mais comme chacun sait du fait de décisions erronées d'investissement des autorités publiques et des compagnies électriques en particulier durant la décennie précédente qui a mené à créer des bulles spéculatives dans ce nombreux secteurs dont l'immobilier et l'électricité.

De plus il est surprenant et inquiétant que RTE se laisse abuser par de tels arguments fallacieux et faux, et de plus les reprend ici.

2) L'interconnexion actuelle

Nous notons en effet que :

. "cette capacité d'échange nette n'est pas la somme algébrique des capacités de chaque liaison d'interconnexion." ;

. avec la définition des NTC, valeurs moyennes ramenées à :

- la France vers l'Espagne: 2800 MW
- l'Espagne vers la France: 2500 MW

Nous notons aussi que les capacités entre la France et l'Espagne (export) ont effectivement atteint 3500 MW (700 MW de plus que la capacité NTC) et 3000 MW (+500 MW) entre Espagne et France (import), qui sont bien des maximums mais sont donc techniquement et opérationnellement réalisables. Ainsi, en optimisant l'utilisation des capacités actuelles, la construction de nouvelles et onéreuses lignes THT ne se justifie ni techniquement ni économiquement.

2.1 Transformateur d'Arkalé

Au sujet du projet d'Arkalé, nous notons une claire contradiction entre vos deux commentaires :

- "Transformateur Déphaseur installé au poste d'Arkalé n'apporte pas en tant que tel au réseau de nouvelles capacités physiques de transport d'électricité." ; et
- "Sa principale utilité est d'augmenter les capacités d'échanges en import en portant à 2800 MW la NTC de l'Espagne vers la France."

Ce qui indique bien un **accroissement de la capacité de 300 MW** comme indiqué et confirmé par REE: " un elemento clave para aumentar la capacidad de intercambio con Europa " – Red Eléctrica pone en servicio el desfasador de Arkale para favorecer el flujo de intercambios internacionales, REE, 06.07.2017 <http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2017/07/red-electrica-pone-en-servicio-el-desfasador-de-arkale>

2.2 Supposée saturation de l'interconnexion France-Espagne

"Même après la mise en œuvre de ce nouvel ouvrage [Baixas-Santa Loggia], l'interconnexion est l'objet de saturation près de 75% du temps."

Or cette **supposée saturation ne cadre pas avec les volumes moyens échangés** (sources : ENTSO-E, Bilan électrique français 2016, RTE) de:

a) la France vers l'Espagne:

- En **2015**, les exportations françaises vers l'Espagne ont bondi de **+56%** pour atteindre **9300 GWh**, soit en divisant par les 8760 heures de l'année, en moyenne une capacité utilisée de seulement **1060 MW pour 2400 MW disponibles** dans le sens France vers l'Espagne, laissant apparaître une **surcapacité d'un facteur 2,3**.
- En **2016**, ces exportations d'EdF ont encore augmenté (**+43%**) à **13300 GWh** soit une capacité moyenne utilisée de **1520 MW pour 2500 MW disponibles** soit une **surcapacité d'un facteur 1,65**.

b) l'Espagne vers la France:

- **2015 : 1800 GWh** soit une capacité moyenne utilisée de **seulement 205 MW pour 2500 MW disponibles** soit une **surcapacité d'un facteur 12 (!)**.
- **2016 : 5500 GWh (+205%)** soit une capacité moyenne utilisée de **630 MW pour 2500 MW disponibles** soit une **surcapacité d'un facteur 4**.

Cette saturation serait alors concentrée sur certains créneaux horaires de pointe correspondants alors au choix par les opérateurs selon les prix de marché les plus hauts, notamment à l'importation en hiver pour couvrir la consommation surdimensionnée du chauffage électrique en France.

Aussi, est-ce que les **opérateurs réseaux utilisent des incitations économiques au-delà des appels d'offre afin de « lisser » la pointe et ainsi optimiser les lignes** ? Au vu de la sensibilité au différentiel de prix entre les deux pays et surtout des appétits des opérateurs, cela pourrait correspondre au choix de créneaux de pointe avec prix plus hauts, notamment à l'import en hiver ?

Sans données plus détaillées, il est impossible de pouvoir juger de la réalité de cette situation de supposée saturation.

Aussi, quelles sont alors **les niveaux de saturation entre :**

- **La France vers l'Espagne (en MW et %)**
- **l'Espagne vers la France(en MW et %) ?**

et détaillés par principales lignes THT ?

Quels sont les créneaux horaires les plus saturés ?

Quel serait l'impact du câble du Golfe de Biscaye avec les hypothèses sélectionnées sur le niveau de saturation ?

3) La France a déjà atteint ses 10 %

« En tenant compte des capacités d'échange en export, la France est effectivement au-dessus des 10 %. L'Espagne de son côté est nettement en dessous des 10 %. »

Quelle crédibilité alors de fixer un tel objectif (10% même discutable et discuté : voir point 4 Calcul des 10 %) et de ne pas respecter ? C'est la même incohérence entre Espagne et Portugal qui malgré avoir déjà atteint les 10% tente d'imposer un projet de nouvelle THT (Beariz/Fontefría a Ponte de Lima) récemment listée comme PIC.

Objectivement, avec même des NTC FR-ES en export et import assez proches (respectivement 2800 MW et 2500 MW soit à peine 11% de différence), le ratio d'interconnexion en Espagne est bien moindre que 10% du fait d'une surcapacité de génération disproportionnée et non justifiée par des arguments techniques (voir point 1). Ceci conduit à distordre cet indicateur et donc devenant objet de manipulation (supposée « île électrique de la péninsule ibérique).

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

Selon le dossier d'INELFE, avec un OPEX annuel (coût d'exploitation) estimé de 10,2 M€ avec des pertes annuelles de 32,2 à 36,8 M€ et des pertes d'énergie (section 2.3) de 30 à 55 M€ par an, les **pertes annuelles totales sont estimées à 62,2 à 91,8 M € malgré une subvention européenne de 700 M€...**

En face, les **revenus** sont estimés à 37 millions d'euros (M€) en 2025, passant de 97 à 72 M€ de 2026 à 2030 et enfin de **63 M€ à partir de 2030**. Or **cette prévision de recettes semble surestimée au regard des revenus actuels d'interconnexion de 75 M € en 2015, dont seulement 5,6 M € pour 2016** INELFE-<https://www.societe.com/societe/Inelfe-509270070.html>. Cette recette correspond à la ligne THT Baixas-Bescanó en Catalogne (capacité de 1400 MW et d'un coût d'investissement de 730 millions) et partagée entre REE et RTE (seulement **2,6 M €** pour chaque soit fort loin des estimations mentionnées ci-dessus par INELFE pour le câble golfe de Gascogne, entre 37 et 97 M€).

Le supposé "surplus social" (d'ailleurs évalué par ENTSOE dirigé par les mêmes gestionnaires de réseau, les TSOs, et donc sans aucune indépendance et médiocre transparence sur leur calcul) devrait déjà être compris en principe dans les généreuses subventions de 40% (700 M€). Or, malgré ce projet semble devoir être structurellement déficitaire et donc une charge pour RTE et donc ses clients et actionnaires publics.

Avec une demande de subvention européenne de 700 millions d'euros (M€) **quelle est la rentabilité économique estimée de ce projet ? Est-ce qu'une analyse coûts-bénéfices indépendante a été réalisée ?** Si, oui quelle est-elle ? Le CADE est bien sûr intéressé à prendre connaissance de telles données et/ou études.

4) Calcul des 10 %

Cet **indicateur n'est pas pertinent car facilement faussé par une surcapacité** de génération disproportionnée comme en Espagne (point 1) avec le risque de créer de nouvelles surcapacités. C'est un **constat aussi partagé notamment par la CRE** comme souligné dans son rapport de juin 2016 :

- « la CRE considère comme nécessaire de renouveler la réflexion sur la méthodologie de fixation du seuil de 10 % qui avait été exprimé par le Conseil européen en 2002. Afin d'éviter un risque de surdimensionnement des besoins d'interconnexion, ce seuil devrait être défini sur la base d'une approche multicritères et ce, de manière différenciée en fonction des circonstances régionales. »
- « Un objectif uniforme portant sur un unique indicateur, d'autant plus lorsqu'il est fixé en pourcentage de la puissance de production installée, risque de conduire à sur-dimensionner les interconnexions, et donc à alourdir les coûts supportés par les consommateurs européens sans que les bénéfices associés à ces interconnexions ne viennent compenser ces coûts. »

5) Solidarité ou spéculation

« Ces échanges commerciaux bénéficient ainsi au consommateur qui a accès à une énergie moins chère ».

Est-ce que RTE (ou REE) pourrait indiquer au moins une étude indépendante et fiable avec des données vérifiées démontrant cette causalité et le niveau de gains obtenus par le consommateur ?

Quels sont alors ces supposés gains pour les consommateurs français et espagnols en 2016 et les années précédentes avec un fort accroissement des échanges électriques entre les deux pays (voir point 2.2) ?

A contrario, **quelles sont les répercussions prévues sur les factures des consommateurs français et espagnols de l'investissement de RTE dans le câble du Golfe de Biscaye ?** La presse espagnole parle d'une hausse annuelle du tarif électrique de 1.5%.

6) Dommages collatéraux

« Notre réponse à votre question s'appuie sur les évaluations réalisées par ENTSO-e sur l'intérêt socio-économique du projet selon 4 scénarios contrastés d'évolution de la production et de la consommation à l'échelle européenne »

Les **prétendus bénéfices de lignes THT** sont évalués par l'association **ENTSOE** qui est en fait **formée et dirigé par les mêmes gestionnaires de réseau (TSOs) dont RTE et REE**, et donc sans aucune indépendance et médiocre transparence sur leur calcul.

« Ainsi, notre projet est un atout pour la transition énergétique tant à l'échelle de l'Europe que celle de la France et non un frein. »

« Notre mission n'est pas de trouver des débouchés nouveaux à l'électricité d'origine nucléaire. » (RTE)

Or de fait, la station de transfert de ce projet THT à **Cubnezais se trouve à proximité (moins de 30 km) de la centrale nucléaire du Blayais d'EDF** (avec 4 réacteurs de 900 MW soit 3.600 MW) et alors **qu'EDF est un exportateur structurel vers l'Espagne**-voir point 2.2 (sauf lorsque une partie de son parc nucléaire est à l'arrêt pour raison de sûreté et/ou forte demande hivernale du fait du poids surdimensionné du chauffage électrique) et que finalement RTE reste une filiale à 51% d'EDF.

7) Dégâts Environnementaux et risques sanitaires

« les données actuelles ne confirment en aucun cas l'existence d'effets sanitaires résultant d'une exposition à des champs électromagnétiques de faible intensité" (<http://www.who.int/peh-emf/about/WhatisEMF/fr/index1.html>),

Cette étude de l'OMS parle de « basse fréquence » et « faible intensité » Sa 3ème conclusion indique : *« Il est indubitable qu'une exposition de courte durée à des champs électromagnétiques très intenses peut être dangereuse pour la santé. Les craintes qui se manifestent dans le public concernant surtout les éventuels effets à long terme que pourrait avoir une exposition à des champs électromagnétiques d'intensité inférieure au seuil d'apparition de réactions biologiques aiguës ».*

Or à partir de quels niveaux (en micro-teslas-µT)) d'intensité du champ magnétique, considérez-vous les « basse fréquence et "faible intensité" ? Quelle est la durée d'exposition maximum recommandée ?

D'autres études comme celles du Centre International de Recherche contre le Cancer de l'OMS (CIRC) en 2002, a classé les champs magnétiques ELF (50-60 Hz) émis par les lignes HT et THT comme cancérogène possible (catégorie 2B) soit un niveau identique à celui du plomb et de l'essence (Source : Les lignes à haute et très haute tension : risques pour la santé, mai 2015- https://www.notre-planete.info/ecologie/energie/lignes_haute_tension_sante.php).

CADE (Collectif des Associations de Défense de l'Environnement du Pays Basque et du sud des Landes): <http://cade-environnement.org>

Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Énergétiques

redapoyopirineo@gmail.com

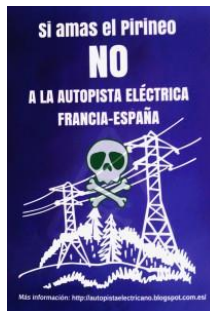
<http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/>



Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques

redapoyopirineo@gmail.com

<http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/>



Réactions et questions du Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques (29 Décembre 2017) à la réponse de RTE du 21 Décembre 2017

Le Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques conteste vivement la réponse de RTE du 21 Décembre 2017 notamment sur ses commentaires suivants:

1. Invisibles analyses de coût-bénéfice du projet, besoins d'interconnexion et utilisation de la capacité actuelle

RTE : « Les études de faisabilité engagées par RTE et REE depuis 2012, notamment en ce qui concerne la traversée du Gouf de Capbreton ont été achevées à fin 2016 pour être partagée avec la CRE début 2017. Outre donner à la CRE la visibilité requise sur la faisabilité du projet, ces études ont également permis d'actualiser son coût prévisionnel. A partir de cette dernière donnée essentielle et des éléments de valorisation économique du projet publiés dans le TYNDP 2016, la CRE a pu procéder, courant 2017, aux analyses économiques permettant d'apprécier l'intérêt économique du projet pour différents scénarios. »

Ne disposant pas des « études de faisabilité engagées par RTE et REE » ni leur référence mentionnées par RTE malgré notre demande à la DG Energie de la Commission européenne (CE) (qui a seulement fourni des extraits de contrats liés aux subventions du Connecting Europe Facility (CEF)) de 6,25 M€ et 3,25 M€. De fait, RTE mentionne ici avant tout des études techniques de tracé dont « la traversée du Gouf de Capbreton » mais rien sur un « rapport coût-efficacité du projet » pourtant requis par la CRE ni sur une analyse détaillée et indépendante **des besoins d'interconnexion électrique ni diagnostic d'utilisation de la capacité actuelle**. La lecture de ces contrats liés aux co-financements du CEF confirme que la justification tant des besoins qu'une analyse coûts-bénéfices détaillée et argumentée a été négligée voire inexistante au profit d'études d'ingénierie sur le tracé avant même d'analyser les besoins réels et la viabilité économique de surcroît d'un coût annoncé (qui très souvent est largement dépassé) de 1,8 Mds€.

Or RTE mentionne le besoin d'une telle étude coût-bénéfice « L'analyse économique intervient pour définir quels sont les renforcements opportuns pour la Collectivité des consommateurs, essentiellement sur la base d'une analyse coût-bénéfice. » mais ne semble pas en disposer à ce jour n'étant pas incluse dans les études cofinancées par le CEF.

En conséquence, nous réitérons notre question initiale :

➔ **Quelle sont les dites études « sur la base des analyses techniques et économiques qui lui ont été présentées par RTE à la CRE ?**

Ce fait conforte bien notre analyse et conclusions qu'il s'agit bien d'une reprise en main de la CRE sur ce sujet par le Préfet Carenco et d'un alignement sur la version gouvernementale et de RTE en contradiction avec son rapport de juin 2016 et sans nouvelles études sur ces sujets clefs ni faits significatifs nouveaux-(voir Câble sous-marin THT du Golfe de Gascogne: le rapport critique de la CRE (2016) annulé par le Préfet Carenco, 19.11.2017- <http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/2017/11/cable-sous-marin-tht-du-golfe-de.html>)

- ➔ Aussi, si d'aventure une **telle étude coût-bénéfice pour ce projet existe, qu'est ce qui empêcherait RTE (et REE) de la rendre publique ?**

2. Un projet déficitaire qui « prend déjà l'eau »

Malgré la demande de RTE et REE d'injection massive de subvention européenne pour au moins 700 M€ (soit 40% du cout total), ce projet semble promis à être un gouffre à déficits annuels comme indiqué précédemment :

Selon le dossier d'INELFE, avec un OPEX (coût d'exploitation) annuel estimé de 10,2 M€ avec des pertes annuelles de 32,2 à 36,8 M€ et des pertes d'énergie de 30 à 55 M€ par an, les **pertes annuelles totales sont estimées à 62,2 à 91,8 M€ malgré une subvention européenne de 700 M€...**

En face, les **revenus** sont estimés à 37 millions d'euros (M€) en 2025, passant de 97 à 72 M€ de 2026 à 2030 et enfin de **63 M€ à partir de 2030**. Or **cette prévision de recettes semble exagérément surestimée au regard des revenus actuels d'interconnexion entre France et Espagne: 75 M€ en 2015** (76 M€ prévus en 2018), **dont seulement 5,6 M€ pour 2016 INELFE**-<https://www.societe.com/societe/Inelfe-509270070.html>. Cette dernière recette correspond à la ligne THT Baixas-Bescanó en Catalogne (capacité de 1400 MW et d'un coût d'investissement de 730 millions) et partagée entre REE et RTE (seulement **2,6 M€** pour chacune des compagnies soit fort loin des estimations mentionnées ci-dessus par INELFE pour le câble golfe de Gascogne, entre 37 et 97 M€).

- ➔ **Quels sont alors les commentaires de RTE sur ces prévisions de recettes (et donc d'utilisation) et conséquents déficits du câble sous-marin qui semble promis à « prendre l'eau » ? Comment et qui va financer de tels déficits ?**
- ➔ **Quelles sont les prévisions d'utilisation (en MW et GWh) ?**

3. Capacité maximale totale d'interconnexion: carence d'information exhaustive

RTE : « la CRE dans son rapport, les 1400 MW mentionnés sont relatifs à la capacité maximale à réseau complet de la France vers l'Espagne. »

Les 1400 MW mentionnés par la CRE sont bien relatifs à la capacité maximale à réseau complet et ont été portés dans le sens France-Espagne à 2400 MW en 2015 puis 2500 MW en 2016. Fin 2016, cette capacité maximale a même déjà atteint 3500 MW comme indiqué par RTE :

« Grâce à l'interconnexion Baixas-Santa Llogaia, mise en service en octobre 2015, les échanges commerciaux entre la France et l'Espagne ont pu atteindre jusqu'à 3500 MW (soit 3,5 GW) en export et 2983 MW (soit 2,983 GW) en import en novembre 2016. » (Source : RTE à la page 6 du *Bilan électrique français 2016, synthèse presse*).

RTE

« Une interconnexion fonctionne dans les deux sens. Calculer une puissance moyenne dans le sens France – Espagne sur la base de 8760 h et dans le même temps effectuer le calcul dans le sens Espagne-France toujours sur la base de 8760 h revient à considérer qu'il existe physiquement deux interconnexions, une orientée 8760 h par an dans le sens France-Espagne, et une autre orientée 8760 h par an dans le sens Espagne-France. Cela ne correspond en rien à la réalité physique. »

« 2400 MW pour les 8760 heures de l'année est erronée puisque la capacité commerciale de Baixas Santa Loggaia n'a été disponible qu'à la toute fin 2015. »

Nous notons bien votre point de vue et que la capacité de 2400 MW n'était pas atteinte en 2014 mais a atteint un maximum de 3500 MW (soit un maximum annuel de 25.140 GWh) fin 2016 (RTE)-voir ci-dessus.

Afin de clarifier l'information et améliorer la transparence sur ce point clef et éviter de nouveaux malentendus, **quelles sont alors les données disponibles de capacités sous la forme d'un tableau de ce type et par sens d'interconnexion ?** :

Tableau 1: FR-ES (MW)

	2014	2015	2016	2017
Capacité moyenne disponible et NTC	?	?	?	?
Capacité maximum	?	?	?	?
Capacité utilisée (ex-post, en N+1)	?	?	?	?

Tableau 2: ES-FR (MW)

	2014	2015	2016	2017
Capacité moyenne disponible et NTC	?	?	?	?
Capacité maximum	?	?	?	?
Capacité utilisée (ex-post, en N+1)	?	?	?	?

4. Répartition géographique d'interconnexion : à pondérer selon les centres de consommation

RTE : « Ainsi, les capacités de l'ensemble des liaisons se répartissent comme suit : 60 % à l'est, 5 % au centre et 35 % à l'ouest, contrairement à ce qui est affirmé. Cela confirme le besoin de rééquilibrer les flux vers l'ouest. »

Or RTE n'a indiqué que les voltages des lignes, pas les capacités (en MW) comme signalées dans ce tableau dont les données proviennent de sources officielles:

Tableau 3: Lignes THT existantes entre France et Espagne en 2015

Lignes THT	Km	Voltage	Capacité maximale (hiver) (MW)
Arkale-Mouguerre (Argia)	37	AC-1 x 220 kV	460
Hernani-Cantegrit (Argia)	50	AC-1 x 400 kV	1620
Ouest en MW (et % total)			2080 (38%)
Sabiñanigo (Biescas)-Pragneres	63	AC-1 x 220 kV	330
Centre			330 (6%)
Rubí (Vic)-Gaudière (Baixas)	110	AC-1 x 400 kV	1710
Baixas-Santa Llogaia	64	DC-2 x 320kV	1400
Est			3110 (56%)
TOTAL			5520 (NTC: 2600)

Sources: Electrabel pour la CE (DG ENER), 06.2016; CESI

Effectivement, ce tableau indique des ordres de grandeur similaires de capacités (à quelques différences) avec RTE même si la façade Atlantique représente presque 40% du total et n'est donc pas en situation de sous-capacité d'autant plus que sa population (Pays Basque espagnol : 2.2 millions d'habitants) est bien moins importante que la façade méditerranéenne (Catalogne espagnole : 7.5 millions d'habitants soit 3,5 fois plus que le Pays Basque espagnol). Aussi, ces capacités devraient être pondérées notamment par les poids démographiques et des centres de consommation électrique. En effet, un argument des autorités et des gestionnaires de réseau est que de nouvelles interconnexions se justifieraient pour des raisons de sécurité d'approvisionnement.

RTE : « Les données ouvrages par ouvrages ne sont pas disponibles. »

Cette affirmation de RTE n'est pas crédible car comment croire que le gestionnaire de réseau ne dispose pas de données détaillées par ligne. RTE souhaite continuer à dissimuler cette information aux dépens de la transparence et donc ici d'un débat au fond sur l'utilisation des lignes actuelles et d'éventuels besoins additionnels.

5. La prétendue saturation des lignes démenties par les données officielles d'IESOE

RTE

« même après la mise en œuvre de ce nouvel ouvrage [Baixas-Santa Loggaia], l'interconnexion est l'objet de saturation près de 75% du temps. »

« Les questions relatives aux niveaux de saturation et aux créneaux horaires de l'ensemble de la frontière trouveront leurs réponses dans l'exploitation des données relatives à l'interconnexion France Espagne mises à disposition sur le site de l'IESOE <http://www.iesoe.eu/iesoe/>. Y figurent heure par heure, outre les données brutes, le pourcentage des heures avec utilisation à 100 %, le pourcentage d'utilisation par sens, etc...»

Justement les données de l'IESOE sur les deux indicateurs suivants contredisent cette affirmation de RTE :

Tableau 4: Pourcentage des heures avec utilisation à 100%

	2014	2015	2016	2017	Moyenne 2014-2017
FR►ES	51	64	39	54	52
ES►FR	19,7	9,8	13,6	7	12,5

Source : IESOE (Interconnexion électrique du sud-ouest de l'Europe www.iesoe.eu)

De fait, sur les 4 dernières années, l'utilisation à 100% des capacités des interconnexions France Espagne a été de 52% en moyenne dans le sens France-Espagne (avec un pic de 64% en 2015 et un « creux » de 39% en 2016) et de seulement 12,5% dans le sens Espagne-France. C'est donc bien loin d'une supposée saturation qui n'est pas donc pas démontrée et encore moins dans le sens Espagne-France qui est en forte sous-utilisation (maximum à moins de 20%).

Tableau 5: Flux journaliers mesurés des interconnexions (MWh)

	2014	2015	2016	2017	Moyenne 2014-2017
FR►ES	644	984	1 342	1 732	1 175
ES►FR	242	161	464	323	297

Source : IESOE- www.iesoe.eu

Cette série sur la même période 2014-2017 indique une nette augmentation des exportations (de base nucléaire à coûts artificiellement bas d'EDF) de la France vers l'Espagne (à fin de revente à des prix élevés aux consommateurs finaux espagnols) qui n'a pas entraîné de congestion notable (moyenne à 52% et 54% en 2017-voir tableau 4 ci-dessus). Les importations de la France sont par contre faibles mais variables (selon les arrêts de réacteurs nucléaires en France pour cause de sûreté ou autre).

RTE « *L'impact du projet golfe de Gascogne sur le niveau de saturation a été calculé par entso-e. Il est disponible dans le TYNDP 2016 (projet n°16)* »
[<https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/projects/P016.pdf>]

En effet, cette fiche d'ENTSO-E, d'ailleurs sommaire (seulement 4 pages) mentionne :
« *The project reduces the congestion rate in a range from 13 to 23% in 2030, depending on the scenario. After the commissioning of the project the congestions are limited to 36-48%.* »

Or elle n'indique aucune référence ni **aucun élément tangible sur la source ou méthodologie employée** pour estimer ce supposé impact « de 13 à 23% » (en outre sans préciser si ce sont des pourcentages en points ou en évolution ?) de ce projet sur le supposé niveau de saturation. De plus, le **niveau de saturation en 2014 était de 51% pas 71%** (voir ci-dessous).

Aussi, face à ce grand flou au sujet de **l'impact du câble du Golfe de Gascogne, quelles sont les sources et méthodologie employées par ENTSO-E pour estimer l'impact sur le niveau de saturation?**

D'ailleurs, plusieurs points suivants de la fiche d'ENTSO-E sont problématiques ou erronés :

1. « *In 2014, congestion in the FR-ES border was 71%* »

Or cette donnée est erronée d'après les données de l'IESOE : le pourcentage des heures avec utilisation à 100 % en 2014 était de 51%, *pas* 71%.

2. « *However it is considered not enough, neither in the short nor long term* » :

Quelle sont les études et référence techniques pour appuyer cette affirmation ? Cela semble être un « on dit que »... sans aucune base ni justification objective.

3. **Tableau 6: Intégration des énergies renouvelables (EnR)**

B3 RES integration (GWh/yr)	EP2020	Vision 1	Vision 2	Vision 3	Vision 4
	40 ±40	460 ±200	960 ±190	700 ±250	1000 ±140

Source: TYNDP 2016 (projet n°16), ENTSO-E

Selon ENTSO-E, le maximum d'intégration d'ENR (exportation depuis l'Espagne) par le câble du Golfe de Gascogne serait de seulement de l'ordre de 1.000 GWh (1 TWh) par an dans le scénario Vision 4 par an soit à peine 1% de la production espagnole d'ENR de 89 TWh en 2015 (AIE), alors que c'est un des objectifs principaux supposés de ce projet. Cela dément donc une fois de plus que le véritable objectif reste l'exportation d'électricité nucléaire d'EDF vers l'Espagne et pas d'exportation d'ENR depuis l'Espagne.

4. « *Specifically there will be a partial operation of the link before 2025 as the first bipole will be in service in 2024.* »

Le calendrier initial mentionné par ENTSO-E est donc 2024 et aurait déjà été revu (le dossier de RTE indique 2025...) ?

6. Effacement des pointes par RTE en France : négligée

RTE : « Cette puissance mobilisable par RTE pour effacer les consommations de pointe est d'environ une centaine de MW. »

Cela semble fort peu, voire symbolique (de l'ordre de 500 MW soit moins de 0,3% de la capacité totale) par rapport à la demande alors que la gestion de la demande électrique est prouvée comme l'outil le plus flexible et le meilleur marché.

Comment et avec quels impacts un accroissement de l'effacement des pointes, notamment au plan régional dans les deux pays pourrait être développé par RTE et REE ?

CONCLUSIONS

- ➔ Au final, RTE n'apporte toujours pas d'éléments nouveaux sur la justification et l'utilité ni technique ni économique de ce projet pharaonique.
- ➔ RTE n'a toujours pas répondu à toutes nos questions de fond déjà soulevées dans notre contribution du 23 novembre
- ➔ Le Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques et ses membres dont le CADE maintient ses questions et demandes à RTE dont :
 - 1) Quelle sont les dites études « sur la base des analyses techniques et économiques qui lui ont été présentées par RTE à la CRE ?
 - 2) Si une étude coût-bénéfice pour ce projet existe, RTE (et REE) devraient la rendre publique.
 - 3) Quels sont alors les commentaires de RTE sur les prévisions de recettes (et donc d'utilisation) et conséquents déficits du câble sous-marin ? Comment et qui va financer de tels déficits ?
 - 4) Quelles sont les prévisions d'utilisation de ce projet (en MW et GWh) ?
 - 5) Quelles sont alors les données disponibles de capacités et synthétisées par sens d'interconnexion ?
 - 6) Quelles sont les sources et méthodologie employées par ENTSO-E pour estimer l'impact sur le niveau de saturation?
 - 7) Comment et avec quels impacts un accroissement de l'effacement des pointes, notamment au plan régional dans les deux pays pourrait être développé par RTE et REE ?

29 Décembre 2017

Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques

redapoyopirineo@gmail.com

<http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/>



Réponse RTE contribution N°35 :

Date : 14/01/2018

Bonjour,

Nous vous informons avoir répondu à la contribution CADE et Réseau de Soutien du 12 décembre 2017 le 3 janvier 2018.

Concernant votre demande de prolongation de la date limite de dépôt de contributions au 30 janvier 2018, nous vous informons que conformément à l'article L. 121-14 du code de l'environnement, un continuum de la concertation est prévu jusqu'à l'enquête publique. Vous pourrez toujours poser vos questions sur le site internet et nous y répondrons.

La concertation préalable sous l'égide de M. Acchiardi prendra fin comme indiqué le 18 janvier 2018. En effet, cette concertation préalable sous l'égide d'un garant de la CNDP n'existe pas en Espagne.

Néanmoins, s'agissant d'un projet transfrontalier retenu comme Projet d'Intérêt Commun, il est exigé que les consultations publiques aient lieu dans un délai de deux mois maximum à compter de la date de lancement de la première consultation publique, ce qui a bien été le cas.

Cordialement,
RTE

Contribution N°36

Date : 10/01/2018

Bonjour, Je pense que ce grand projet est encore un projet tout à fait inutile qui va coûter beaucoup d'argent à la Collectivité Nationale et qui n'apportera rien du tout comme d'habitude.

Réponse RTE contribution N°36 :

Date : 10/01/2018

Bonjour,

Nous prenons note de votre avis.

Cordialement
RTE

Contribution N°37

Date : 11/01/2018

Le but annoncé de ce projet est qu'il permet de se rapprocher de l'objectif européen d'interconnexion électrique de 10% entre les Etats. Pourquoi 10% ? Encore un chiffre annoncé tel un fétiche, pour satisfaire l'Europe des Marchés. Ce projet d'interconnexion a été ficelé pour

« contribuer à une intégration des marchés et à une concurrence accrue » du secteur de l'électricité comme nous l'apprend le dossier de concertation. EDF dépense 1.75 millions d'euros d'argent public pour satisfaire le libéralisme forcené de l'échange de l'électricité au niveau continental.

Encore un projet, inutile pour les usagés, mais au service du nucléaire...

Les arguments avancés concernant « le renforcement de l'intégration des énergies renouvelables comme source de production d'énergie propre en réduisant la dépendance énergétique extérieure » me laisse perplexe lorsque l'on sait que cette ligne va surtout permettre de vendre à l'Espagne le surplus de la centrale nucléaire de Blaye. C'est la seule solution que le lobby du nucléaire semble avoir trouvé pour essayer de se rendre indispensable au niveau européen alors que l'opinion publique française souhaite clairement une sortie de ce système de production de l'électricité dangereux pour nous et pour les générations futures !

Réponse RTE contribution N°37 :

Date : 14/01/2018

Bonjour,

Le développement du réseau de transport d'électricité et des interconnexions offre de nouveaux débouchés aux énergies renouvelables amenées à se développer dans le cadre de la transition énergétique, en leur offrant la possibilité d'être transportées vers les lieux de consommation en Europe. La future ligne vise à connecter deux réseaux nationaux qui échangeront des flux d'électricité produits sur l'ensemble des territoires français et espagnols qu'ils soient d'origine nucléaire, éolien, solaire, hydraulique.

Notre réponse à votre affirmation sur la vente du « surplus de la centrale nucléaire de Blaye vers l'Espagne » s'appuie sur les évaluations réalisées par ENTSO-e sur l'intérêt socio-économique du projet selon 4 scénarios contrastés d'évolution de la production et de la consommation à l'échelle européenne (la traduction française de ces scénarios est disponible sur le site internet du projet). Le scénario qui apporte les plus grands bénéfices socio-économiques pour le projet golfe de Gascogne est le scénario « Révolution verte européenne » qui correspond aux objectifs de dé-carbonisation de l'Union européenne dans sa « Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 ». Ainsi, notre projet est un atout pour la transition énergétique tant à l'échelle de l'Europe que celle de la France et non un frein.

A titre d'information sur l'importance du développement du réseau de transport d'électricité pour réussir la transition énergétique, vous pourrez utilement consulter un rapport de Greenpeace (<https://www.greenpeace.de/files/publications/201402-power-grid-report.pdf>) ainsi que l'étude ADEME France 100 % EnR.

Concernant la justification du projet et le chiffre des 10 %, nous vous renvoyons vers nos réponses aux contributions du CADE. Enfin, nous tenons à vous indiquer que la participation de la France au projet est limitée à 528 M€ comme l'a indiqué la CRE dans une décision du 21 septembre 2017 et non 1750 M€.

Cordialement

RTE

Contribution N°38

Date : 12/01/2018

Message et contribution du Réseau de Soutien Mutuel du 29 décembre 2017 en attente de réponse de RTE/délai au 31.01 et études CEF

A l'attention de RTE

Bonjour,

Nous nous avons bien noté votre réponse du 3.01.2018 au sujet de la contribution CADE et Réseau de Soutien du 12 décembre 2017 et vous en remercions:

Cf "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"

Or, à ce jour, nous n'avons pas encore reçu de réponse de votre part à notre dernier message (1) et contribution sur la plate-forme du 29 décembre 2017 en 5 points et 7 questions principales- 1514902884_30-12-17 THT golfe Gascogne_Reponse_RED a RTE_II_29 dec017 (003).pdf

Un de nos points mentionnés dans ceux-ci était le fait que REE ayant décidé de repousser la date limite de commentaires et contributions du côté espagnol au 31 janvier 2018 (2), logiquement ce report à une même date devait aussi s'appliquer en France étant un projet transfrontalier. De plus, n'ayant pas encore reçu votre réponse à notre dernière contribution du 29 décembre sur des points importants dont sur les capacités moyennes disponibles et utilisées de l'interconnexion actuelle (point 3) et pour laquelle nous aurons besoin de plusieurs jours pour en prendre connaissance et y répondre, ce délai à minima au 31 janvier 2018 se justifie donc parfaitement.

En outre et en complément à notre contribution du 29.12, nous demandons à RTE de partager les deux études sur le câble sous-marin du Golfe de Gascogne commandées par RTE et REE, et cofinancées à 50% par la Commission européenne (CEF) (subventions de 9,5 millions d'euros):

1. Studies for a new Atlantic electrical interconnection between Spain and France (2.7.0023-FRES-S-M-14)-<https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/projects-by-country/multi-country/2.7.0023-fres-s-m-14>

2. Additional studies for the new Atlantic electrical interconnection between Spain and France' (2.7-0001-FRES-S-M-16)-<https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/projects-by-country/multi-country/2.7-0001-fres-s-m-16>

Ces études sont censées comprendre des éléments justifiant les nécessités techniques et économiques de ce projet.

Dans l'attente de vous lire sur votre réponse à notre contribution du 29 décembre et demande d'accès à ces deux études. L'absence de réponse ou des réponses évasives seraient donc une fois de plus un moyen pour RTE de nuire à la transparence et d'échapper à un débat de fond.

Cordialement,

Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques
redapoyopirineo@gmail.com

<http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/>

Copie:
Monsieur Walter Acchiardi, garant, CNDP

Réponse RTE contribution N°38 :

Date : 22/01/2018

Bonjour,

Nous vous informons avoir répondu à la contribution CADE et Réseau de Soutien 29 décembre 2017 le 15 janvier 2018.

Concernant votre demande de prolongation de la date limite de dépôt de contributions au 30 janvier 2018, nous vous informons que la concertation préalable sous l'égide de M. Acchiardi a pris fin comme prévu le 18 janvier 2018 conformément au dispositif de concertation validé par la CNDP le 6 septembre 2017. Néanmoins, conformément à l'article L. 121-14 du code de l'environnement, un continuum de la concertation est prévu jusqu'à l'enquête publique. Vous pourrez toujours poser vos questions sur le site internet et nous y répondrons.

Concernant votre demande de partager les deux études sur le câble sous-marin du Golfe de Gascogne commandées par RTE et REE, et cofinancées à 50% par la Commission européenne (CEF), à savoir,

1. Studies for a new Atlantic electrical interconnection between Spain and France (2.7.0023-FRES-S-M-14)-<https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/projects-by-country/multi-country/2.7.0023-fres-s-m-14>
2. Additional studies for the new Atlantic electrical interconnection between Spain and France' (2.7-0001-FRES-S-M-16)-<https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/projects-by-country/multi-country/2.7-0001-fres-s-m-16>

comme vous avez pu le lire dans les contrats que vous avez demandés et obtenus auprès de la DG Energie de la Commission européenne (CE), ces deux études portent sur un ensemble d'études d'ingénierie nécessaires à l'établissement de la faisabilité d'un tel projet.

De même, comme vous avez pu le lire sur ces contrats, un rapport final doit être fourni à l'Agence exécutive «Innovation et réseaux» dans les 12 mois après la fin de l'étude. L'étude 2.7.0023-FRES-S-M-14 s'est achevée fin septembre 2017. Le rapport final est donc dû pour fin septembre 2018. Il n'est donc pas réalisé à ce jour. Quant à l'étude 2.7-0001-FRES-S-M-16, elle se termine le 31 Mars 2019.

Néanmoins, ces mêmes contrats prévoient la transmission à l'Agence exécutive «Innovation et réseaux» d'un rapport d'avancement des études au plus tard au 31 mars de chaque année, sur une année entière. Par souci de transparence et pour contribuer au débat de fond, vous trouverez le dernier rapport au 31 mars 2017 des avancées de l'étude 2.7.0023-FRES-S-M-14. L'étude 2.7-0001-FRES-S-M-16 fera l'objet de son premier rapport d'avancement au plus tard le 31 mars 2018.

Cordialement,

RTE

Pièce jointe contribution N°38 : « *Action Status Report (ASR)* »

 European Commission Innovation and Networks Executive Agency (INEA) Connecting Europe Facility	Action Status Report (ASR) Reporting period: 1 January 2016 - 31 December 2016
--	--

1. INFORMATION ON THE ACTION	
Grant Agreement N°	INEA/CEF/ENER/M2014/0032
Action number	2.7-0023-FRES-S-M-14
Action title	Studies for a new Atlantic electrical interconnection between Spain and France
PCI (for energy only)	2.7 PCI France - Spain interconnection between Aquitaine (FR) and the Basque country (ES)

Author of the report	
Name	Sandrine Valadeau
Position	Project Manager - European Affairs Directorate
Entity	RTE France - Réseau de transport d'électricité
Telephone N°	+33 (0)1 41 02 10 90
E-mail	Sandrine.valadeau@rte-france.com

2. INFORMATION ON THE PROGRESS OF THE ACTION (GA II.23.1.1.c or SESAR FPA II.23.1b.c)

2.1. Overall progress of the Action until the end of the previous reporting period

Planned dates (GA)		Previous ASR dates		Actual dates		Technical progress achieved at the end of the previous reporting period (%)*
Start	End	Start	End	Start	End	
01/09/2014	30/09/2017	01/09/2014	31/12/2016	01/09/2014	30/09/2017	85
*Please explain how the percentage of the progress achieved has been estimated/calculated						
We compared the results achieved with the expected ones. These results have then, in that perspective, been affected by a factor proportional to their completion state. The percentage has been calculated on this weighting basis of technical progress.						

Overview of progress since the start of the Action

The overview should include a description of the actual progress until at the end of the previous reporting period, referring to the main issues, milestones and events that affected progress.

Activity 1. Geological and sea current studies:

- Milestones 1 (detailed specification of the geotechnical campaign), 2 (start of the geotechnical campaign), 3 (geotechnical campaign report), 4 (sea current measurement instruments installation) and 5 (database of measurements compiled) are completed.

- Milestone 6 (sea current measurement report) is not completed yet.

Due to difficulties encountered on corridor 3, a new route had to be investigated : during the differential bathymetry studies on corridor n°3, major erosion and accretion areas were identified in the Capbreton canyon crossing areas, demonstrating much more sediment activity than previously observed and not compatible with a cable crossing. As a consequence of this, further investigations were needed to identify

another suitable crossing solution.

Technical explanations of main issues and events per milestones:

- Milestones 1 and 2: already finished in previous ASR.
- Milestone 3: completed. The Geotechnical campaign took place from the 9th to 23rd of September 2015. Samples were then analyzed.
- Milestones 4: already finished in previous ASR.
- Milestone 5: on-going: Sea current measurement devices were installed again in autumn 2016 and are planned to be recovered in April 2017.

Activity 2. Environmental and social studies:

- Milestone 7: already finished in previous ASR.
- Milestone 8: completed.

Study area of the best marine routes completed.

Study area first analysis to shortlist the 3 of the best landing points on the French and the preferred landing point at the Spanish coast completed.

From 2014 to 2017, several environmental studies have been carried out. The process began with an extensive preliminary study of environmental feasibility, with the aim to analyze the environmental difficulties that the Western Spain-France interconnection in Biscay Gulf can present. A multicriteria analysis of all the environmental and social factors have been performed in the terrestrial part (density of people, topography, infrastructures and protection figures) as well as in the marine part (marine dynamics, fishing grounds, port exclusion zone, military areas). This analysis determined the viable areas that have the best conditions to accommodate the elements involved in this type of installation (outgoing to the sea of the power line and connection to the existing electricity grid). Ecological pre-diagnosis on the 3 possible terrestrial routes in France have been performed.

Activity 3. Technological studies:

- Milestone 9: completed.
- Milestone 10: on-going.

First analysis on the HVDC technology and the cable system technology and voltage completed.

Analysis of the manufacturing processes, laying and protection for the subsea cable, and on the ability to cross main rivers completed.

Workshop held with French specialists to define the best maritime route taking into account the hydro-sedimentary activity along the French coast.

2.2. Progress per activity

Activity 1	Title	Planned Start/End date ^(GA)		Previous ASR Start/end dates		Actual Start/End date		Technical progress achieved until the end of the previous reporting period (%)*
	Geological and sea current studies	01/09/2014	30/09/2017	01/09/2014	31/12/2016	01/09/2014	30/09/2017	75
*Please explain how the percentage of the progress achieved has been estimated/calculated								
We compared the results achieved with the expected ones. These results have then, in that perspective, been affected by a factor proportional to their completion state. The percentage has been calculated on this weighting basis of technical progress. In this case almost of the activity is finished taking into account that the bathymetric survey is finished (50%), the first geotechnical campaign is finished (20%) and the measurements devices for the second campaign are installed (5%).								
Milestone no	Title ¹	Planned completion date ^(GA)		Previous ASR date		Actual completion date		Reached (Y/N)
1	Detailed specification of the geotechnical campaign	31/05/2015		27/11/2014		27/11/2014		Yes
Explanation for any deviation from planned completion date								
In order to have the geotechnical campaign achieved during the 2015 summer, it was necessary to anticipate its detailed specification before end of 2014.								
2	Start of the geotechnical campaign	31/10/2015		27/08/2015		27/08/2015		Yes

Explanation for any deviation from planned completion date					
The award process was quicker than expected and the contract has been awarded rapidly enough to allow an earlier start of the 2015 summer campaign.					
3	Geotechnical campaign report	31/07/2016	31/10/2016	31/05/2016	Yes
Explanation for any deviation from planned completion date					
The coring analysis appeared to be quicker than we expected, but the analysis and approval of the final report has been done in last planned completion date.					
4	Sea current measurement instruments Installation	30/11/2015	17/08/2015	17/08/2015	Yes
Explanation for any deviation from planned completion date					
The award process was quicker than expected and the contract has been awarded rapidly enough to allow an earlier start of the 2015 summer campaign.					
5	Database of measurements compiled	30/06/2016	03/11/2015	03/11/2015	Yes
Explanation for any deviation from planned completion date					
As a consequence of the advancement of Milestones 1, 2 and 4, interim results could be available sooner than forecasted.					
6	Sea current measurement report	30/09/2017	30/12/2016	30/09/2017	No
Explanation for any deviation from planned completion date					

Activity 2	Title	Planned Start/End date ^(GA)		Previous ASR Start/end dates		Actual Start/End date		Technical progress achieved until the end of the previous reporting period (%)*
	Environmental and social studies	01/09/2014	30/09/2016	01/09/2014	30/09/2016	01/09/2014	30/09/2016	100
*Please explain how the percentage of the progress achieved has been estimated/calculated								
We have finished this activity achieving all the results expected.								
Milestone no	Title ¹	Planned completion date ^(GA)		Previous ASR date		Actual completion date		Reached (Y/N)
7	Detailed specification of the Environmental and social report	30/06/2015		01/09/2014		01/09/2014		Yes
Explanation for any deviation from planned completion date								
We managed to begin this activity sooner than expected.								
8	Environmental and social report	30/09/2016		30/09/2016		30/09/2016		Yes
Explanation for any deviation from planned completion date								
We have achieved this milestone this summer with an ecological pre-diagnosis on the 3 possible terrestrial routes in France.								

Activity 3	Title	Planned Start/End date ^(GA)		Previous ASR Start/end dates		Actual Start/End date		Technical progress achieved until the end of the previous reporting period (%)*						
	Technological study	01/12/2014	30/09/2017	01/12/2014	31/12/2016	01/12/2014	30/09/2017	75						
*Please explain how the percentage of the progress achieved has been estimated/calculated														
We compared the results achieved with the expected ones. These results have then, in that perspective, been affected by a factor proportional to their completion state. The percentage has been calculated on this weighting basis of technical progress.														
Milestone no	Title ¹	Planned completion date ^(GA)		Previous ASR date		Actual completion date		Reached (Y/N)						
9	Detailed specification for advisory external support in technological study	31/12/2015		31/12/2015		31/12/2015		Yes						
Explanation for any deviation from planned completion date														
10	Technological report	30/09/2017		31/12/2016		30/09/2017		No						
Explanation for any deviation from planned completion date														
We are gathering information to develop the final report.														

2.3 Description of the activities' progress in the previous reporting period

- a)** *Provide a description of the actual progress of the activities compared to what was planned (as stated in the Grant Agreement for the first ASR, otherwise in the previous ASR). Provide a justification for any planned activities which were not carried out.*
- b)** *Provide information on any new task that was not planned during the previous reporting period, but was considered necessary for the successful implementation of the Action (even if outside the Action).*

a) Actual progress of the activities

Activity 1: Geological and sea current studies

- Geotechnical campaign:

27 cone penetrometer tests and 32 core drilling field samples were lab tested. Final report had been developed.

- Sea current measurements:

Partnership with IFREMER institute has been going on during 2016. Sea current and sediments measurement devices were installed in summer 2015 at 3 different locations in the submarine canyon (water depths: 300 m, 1000 m and 1500 m). They were recovered in summer 2016, later than expected (spring 2016) because of bad weather conditions at the vessel availability window.

Activity 2: Environmental and social studies

- Environmental pre-feasibility studies
- Social pre-feasibility studies

These studies assessed the main environmental and social sensitivities on 4 possible corridors at sea. Focus was also made on the possible landing points on the French and Spanish coasts and on their routes to the Cubnezais and Gatica 400 kV substations, taking into account activity 3 results. During 2016, once a feasible location of the project was determined and agreed, we have developed the deliverable established in the agreement, with the aim to properly focus the Environmental Assessment scope. Ecological pre-diagnosis on the 3 possible terrestrial routes in France have been performed as an input for the Environmental Impact Study.

Activity 3: Technical Studies

Identification of the technological solutions: In 2016 we kept going on defining the technical solutions and we came to the following conclusions:

- Converter Technology: VSC
- Rate of the converter: 2000 MW
- Cable technology and rating: XLPE or MI technology, above 320 kV
- First system studies for converter specifications

Cable route design and installation processes: In 2016 we concentrated on hydro-sedimentary issues on the French coast. Experts strongly advised us to lay the cable a little bit further from the shore than we expected because of potential sand dunes and

sediment movements. These would lead to major difficulties during cable laying operations and may put the cable at risk in the long term. Hence, it was decided to have a cable route in the French waters close to the 5 milles line instead of the 3 miles one.

b) New tasks or activity during the reporting period.

Activity 1: Geological and sea current studies

- Geotechnical campaign:

A differential bathymetric analysis showed important periodic changes in canyon talweg morphology in corridor 3, leading us to give up this area. Hence, pursuing the same overall goal, studies were ordered to two different companies in order to assess the feasibility, consistency, cost and schedule of a drilling under the Canyon. The location of such a drilling should be 1 to 2 km far from the shore.

- Sea current measurements:

Because of the new findings explained in the previous point, we considered that another campaign was needed to strengthen our understanding of the canyon behavior. Hence, the installed devices were recovered in summer 2016 and a new set was implemented during the same campaign, to be later recovered in spring/summer 2017 so that data of one more winter (when the activity of the canyon is greater) will be gathered for the study.

2.4. Conclusions on preliminary results of the Action achieved in the previous reporting period on 1) the objectives of the Action, 2) the completion of the planned activities, 3) the cost-breakdown and 4) Action end date, including the impact of the possible deviations from the planned activities and milestones.

- 1) ☒ objectives of the Action
- 2) ☒ completion of the planned activities
- 3) ☒ cost-breakdown
- 4) ☒ Action end date

1) Objectives of the Action:

As the main reason for the amendment, additional results obtained beginning of 2016 confirm the feasibility of the route/corridor 3 through the Capbreton's Canyon, as well as route/corridor 6. Nevertheless, the two drilling studies confirm the feasibility of such works. Hence, no information of a potential impossibility appeared from the studies performed.

2) Completion of the planned activities:

- Activity 1 is still on-going. Sea current measurements reports will be finalized in September 2017.

- Activity 2 is completed.

On the Spanish side, different viable alternatives for each of the project elements Station Converter, Point of landing or beach joint, electric line in air and submarine cable were established, according to the existing environmental conditions, evaluating the potential impacts of each of these alternatives and the main preventive and corrective measures to be taken into account in the project.

On the French side, once the 3 possible routes to Cubnezais from the 3 landfall have been defined, an ecological pre-diagnosis has been performed as an input to the EIS.

- Activity 3 is still on-going. Part of the results of Activity 1 are very important to finalize the evaluation on the cable laying and protection technology and procedures. Until now we think that on the French side, thanks to the experts' advice, a marine route following the 5 Milles line should limit risks caused by hydrosedimentary movements.

3) Cost-breakdown:

To be assessed from the excel sheet

4) Action end date:

Unchanged, the same as in the grant amendment (30/09/2017)

2.5. Description of the activities' progress planned in the on-going reporting period and until the end of implementation of the Action

Provide a description of the:

- a)** *planned progress of the activities in the on-going reporting period.*
- b)** *planned progress of the activities to be performed beyond the on-going reporting period up until the end of the implementation of the Action (if the on-going reporting period is not the last one).*
- c)** *tasks related to the compliance with the EU legislation (such as environmental, procurement, etc.).*

a) Planned progress of the activities in the on-going reporting period:

- Activity 1: Sea current measurements reports will be finalized September 2017. This will close Activity 1.
- Activity 2: already finished.
- Activity 3: the latest results from activity 1 will be analyzed and will allow us to complete milestone 10.

b) Planned progress of the activities to be performed beyond the on-going reporting period up until the end of the implementation of the Action: Not Applicable

c) Tasks related to the compliance with the EU legislation: No pending issues regarding compliance with EU and national legislation.

3. VISIBILITY OF UNION FUNDING (GA II.23.1.1.i or SESAR FPA II.23.1b.i)

What measures have been taken within the previous reporting period to publicize the Action, including EU funding (GA II.7.1)?

The role of the INEA on helping REE and RTE to carry out this essential action has been systematically reminded in contacts with Spanish and French authorities.

REE and RTE have informed all associated contractors / subcontractors that this action is funded with EC grants and that they have to include the information to ensure the publicity of this participation.

This co-financing has been understood as an interest from the European Commission of supporting the reinforcement of the interconnections between Spain and France. This support has reinforced the existing interest of the Spanish and French Governments in building the new facility line. Internal publicity efforts have been made in REE and RTE.

As soon as any public communication is made (in particular as soon as a Website is created), the EU funding will be systematically publicized, but so far, as no publication has been made, this topic is not relevant.

4. OTHER SOURCES OF EUROPEAN UNION FUNDS (CEF-E only, GA II.23.1.1.m)

If applicable, provide information about other sources of EU funds (CEF, ERDF, Cohesion Fund, H2020, TEN, EEPR, EIPA, etc.) used for the project of common interest (e.g. previous or subsequent phases not covered by the Grant Agreement).

TEN-E: «Studies for a new Western interconnection between Spain and France»
Contract n°: 2013-E354/13-ENER/13/TEN-E - SI2.675752
Covered period: from March 2013 to June 2015
A new CEF subsidy has been asked for the subsequent phase of the project in November 2016.

5. COMPLIANCE WITH EU LEGISLATION (GA.II.23.1.1g and h, or SESAR FPA II.23.1b.g and h)

5.1. Environmental information within the previous reporting period: overview of environmental aspects, compliance with EU and national legislation, possible issues during the implementation of the Action and measures taken.

Geophysical and geotechnical measurements have been achieved late 2016 without any environmental impact.

5.2. Where relevant, information on the compliance with EU legislation:

- information on the contracts awarded for the implementation of the Action and on compliance with the requirements set out in GA II.9 and II.10**
- regarding other matters, notably public procurement, competition, regulatory matters, (CEF-E only) the update of the CBCA decision, etc.**

- EUOJ Call for tenders « Bathymetric surveys services n°2014/S 218-386444 » published November 12th, 2014
 - EUOJ Contract Award Notice 2015/S 119-218564 published June 26th, 2015, for the service « Bathymetric surveys services n°2014/S 218-386444 »
 - EUOJ Call for tenders « Environmental impact assessment for construction n°2015/S 158-291497 » published August 18th, 2015
 - EUOJ Call for tenders "Marine Surveys" : EUOJ Contract Award Notice 2015/S 243-442594 published December the 16th 2015, for the service "Geophysical reconnaissance survey, UXO and Geotechnical surveys in the Bay of Biscay for power cable"
 - EUOJ Call for tenders "Marine Assistance" : EUOJ Contract Award Notice 2015/S 226-412226 published November the 21st 2015, for the service "Marine Consultant Biscay Gulf Western Interconnection FR-ES"
- No other matters related to competition or regulatory matters.

6. IMPLEMENTATION SCHEDULE, GOVERNANCE AND MONITORING, OTHER RELEVANT ADMINISTRATIVE PROVISIONS (GA II.23.1.1.k and I, or SESAR FPA II.23.1b.k and I)

6.1. In the first ASR, information on implementation schedule, such as critical path, key performance rates and risk analysis; in subsequent ASR, information on any modifications and, if applicable, on the progress of the implementation of the arrangements referred to in previous ASR. If there are changes in the Action timetable as compared to the latest planning (Grant Agreement or previous ASR), attach an updated Gantt chart.

GANTT: Xcel file attached

The risk analysis submitted in the proposal has been updated in light of the actual progress of the studies:

Activity 1: Geological sampling and sea current studies:

Risk identified: It is possible to obtain negative results about the ability to lay and protect the cable crossing the canyon due to mudslides or erosion caused by turbidity events.

- Impact: High, Likelihood: High, control: Beyond (unchanged)
- Preventive/Mitigating measure identified: Alternative route with low dependence with the "Capbreton canyon" is also included in the study.

Update: Risk turned real. Alternative routes studied in 2016.

Activity 2: environmental and social Studies:

Risk identified: Unacceptable environmental impact to construct land sections due to flood, urban areas (unchanged).

- Impact: High, Likelihood: Medium, control: Under (unchanged)
- Preventive/Mitigating measure identified: Alternative route with different amounts of land section is studied.

Update: Activity finished: alternative routes with different land sections were studied.

Activity 3: Technical studies:

Risk identified: Unavailable technology to lay and protect the cable in the seabed due to the depth, the slopes and turbidity events

- Impact: High, Likelihood: Medium, control: Under (unchanged)
- Preventive/Mitigating measure identified: Alternative route with low dependence with the "Capbreton canyon" is also included in the study.

Update: Update: Risk turned real. Alternative routes studied in 2016.

Action's implementation technical progress (cumulated %)

	2014		2015		2016		2017	
Action level	Previous ASR	Current ASR	Previous ASR	Current ASR	Previous ASR	Current ASR	Previous ASR	Current ASR
	25	25	55	55	100	85		100
Activity	Previous ASR	Current ASR	Previous ASR	Current ASR	Previous ASR	Current ASR	Previous ASR	Current ASR
1	10	10	55	55	100	75	100	100
2	25	25	50	50	100	100	100	100
3	0	0	60	60	100	75	100	100

6.2. In the first ASR, information on governance and monitoring of the Action, such as organizational structure, internal coordination, communication and reporting, and decision making process; in subsequent ASR, information on any modifications and, if applicable, on the progress of the implementation of the arrangements referred to in previous ASR.

The action is performed under INELFE supervision since October 2015.

INELFE (INterconnexion Électrique France-Espagne) is a mixed company, incorporated on October 1, 2008 as a joint investment by Spain and France's electric grid managing companies, REE (Red Eléctrica de España) and RTE (Réseau Transport d'Électricité), following the agreement signed in Saragossa on June 27th, 2008 and in line with prior recommendations from the European coordinator Mario Monti.

The company was created with the aim of carrying out the new electric connection between Baixas (France) and Santa Llogaia (Spain.) The line has started operating in 2015.

INELFE is a joint stock company governed by French law.

- The internal coordination, communication and reporting and decision making process, is insured as follows:
 - o Technical decisions are proposed by INELFE Technical Committee to INELFE Advisory Board
 - o Communications decisions are proposed by INELFE Communication and Permitting Committee to INELFE Advisory Board
 - o INELFE Advisory Board to take every major decisions.

6.3. In the first ASR, information on other relevant administrative provisions, such as quality controls and audits; in subsequent ASR, information on any modifications and, if applicable, on the progress of the implementation of the arrangements referred to in previous ASR.

The project presents a high quality of technical and financial control through exhaustive technical monitoring and with control of costs charged to the project.

Both RTE and REE are ISO14001 compliant.

ANNEX: Financial information (GA II.23.1.1.d to f or SESAR FPA II.23.1b.d to f)

CERTIFICATION OF THE MEMBER STATE* (applicable only for ASR and for beneficiaries established in the European Union)	
Name	
Position	
Entity	
Telephone N°	
E-mail	
In compliance with Article II.23.1 (or SESAR FPA II.23.1b) of the GA, it is certified that the information provided by the following Beneficiary(ies) in the ASR is full, reliable and true. ☐ Réseau de Transport d'Electricité ☐ RED ELECTRICA DE ESPAÑA S.A.U.	
Date and signature	
Stamp (optional)	

* In line with the terms of Art. 22 of the CEF Regulation

Contribution N°39

Date : 13/01/2018

Vis à vis des grands enjeux énergétiques et de l'urgence d'une transition énergétique favorisant une économie verte respectueuse de l'environnement, je trouve ce projet d'un mercantilisme inutile et j'y suis défavorable.

Réponse RTE contribution N°39 :

Date : 14/01/2018

Bonjour,

Nous prenons note de votre avis.

Cordialement,

RTE

Contribution N°40

Date : 16/01/2018

Je ne vois pas l'utilité de ce projet, qui va encore dégrader la nature et l'environnement. Je suis contre.

Réponse RTE contribution N°40 :

Date : 17/01/2018

Bonjour,

Nous prenons note de votre avis.

Cordialement,

RTE

Contribution N°41

Date : 18/01/2018

Bonjour,

je viens de prendre connaissance du projet et de cette plateforme de concertation. Sans dossier à charge et à décharge, je vote contre.
Julien Delalande

Réponse RTE contribution N°41 :

Date : 18/01/2018

Bonjour,

Nous prenons note de votre avis.

Cordialement,

RTE

Contribution N°42

Date : 02/02/2018

Monsieur,

Dans la présentation du projet, vous vous engagez à respecter l'environnement (<http://www.rte-france.com/fr/projet/golfe-de-gascogne#>). Or, à la lecture du dossier de concertation « Interconnexion électrique France-Espagne par le Golfe de Gascogne », la méconnaissance de cet environnement par vos services nous interpelle quelque peu, que ce soit au niveau de l'appréciation, quand elle existe, des champs électriques et électro-magnétiques, de la chaleur dégagée par les câbles enterrés ou ensouillés, que du nombre de décibels au cours des phases de mise en place ou de fonctionnement.

En p 52/100, nous sommes en mesure de vous apporter les publications scientifiques contradictoires à ce que vous affirmez avec certes une différence entre les types de câble. Aucune information quant à la structure précise des matériaux utilisés n'est donné.

En P 63/100 : Comme pour la partie terrestre, le champ magnétique induit par les câbles sous-marins est comparable au champ magnétique terrestre.

C'est totalement inexact et en fonction de la section des câbles, que nous n'avons pas, les champs électriques et électromagnétiques varient et n'ont strictement rien à voir avec le champ EMT.

Bien que le nombre d'études spécifiques soit relativement limité, aucune n'a démontré d'impact significatif, particulièrement lors des suivis de la faune marine au voisinage des liaisons opérationnelles existantes.

En 2010, il existait plus de 300 publications scientifiques sur le sujet, émanant principalement du Royaume-Uni, des Pays-Bas et du Canada en moindre mesure.

Aucune espèce n'est mentionnée. S'il y a eu des suivis, où sont les rapports.

Rien ne peut être analysé, le public doit-il vous faire confiance et vous croire sur parole ? Vus les enjeux financiers, permettez-nous d'en douter.

En p 63/100, vous mentionnez les bruits :

Les travaux de pose, d'enfouissement ou de fixation des câbles, ainsi que les interventions ponctuelles de maintenance, pourront au mieux gêner certaines espèces mobiles qui prendront

la fuite et au plus détruire les espèces sessiles* (fixées) qui n'auraient pas évité le contact avec les équipements et ouvrages.

De quelles espèces parlez-vous, avec quelles conséquences en fonction de chacune d'elle ? Et pour celles que vous comptez détruire, quelles informations pouvez-vous nous transmettre ?

Les navires et travaux d'installation des câbles génèrent des bruits sous-marins. Ceux-ci restent de manière générale de l'ordre de ceux engendrés par le passage des navires et limités à la seule durée du chantier.

Combien de décibels ? Quelle étude sur la propagation de ce bruit (distance, persistance) ? Ou se trouvent ces données ?

Les risques de nuisance et la sensibilité acoustique sont particulièrement renseignés pour les mammifères marins. Pour ces espèces, les niveaux sonores et les gammes de fréquence engendrés par les travaux n'atteignent pas des niveaux pouvant générer des lésions permanentes et seul un comportement de fuite devrait en résulter.

Dans votre tableau « facteurs à considérer pour l'implantation des ouvrages » (p 65/100), vous indiquez que les seules espèces sensibles au bruit sont les « mammifères marins ». A titre d'exemple, nous vous renvoyons aux études de Michel André, bioacousticien, sur les conséquences de l'impact acoustique sur les mollusques et la létalité induite en fonction de la fréquence. N'ayant vocation à nous substituer à vous, il s'entend que les études en la matière ne se limitent pas à ces animaux. Vos informations ressemblent à celles parfois rédigées sur certains blogs généralistes d' « amoureux » des cétacés. On pourrait s'attendre à un peu plus de sérieux de la part d'une compagnie telle que la vôtre.

Nous cherchons encore des informations sur la chaleur dégagée par les câbles sous-marins (effet Joules). Quel sera l'impact sur les espèces benthiques et quelles seront les espèces touchées, les connaissez-vous ?

De même, quelles seront les conséquences sur la pêche de la désertion des espèces, qu'elles soient commerciales ou qu'elles soient un maillon de ces espèces commerciales ?

Nous ne nous attarderons pas davantage sur le flou artistique des conséquences de vos travaux sur la faune marine.

Sachant que ce document de concertation vise à informer le public, de deux choses l'une : ou le travail en amont n'a pas été fait, ce qui nous semble improbable, ou la désinformation du public, aux fins de justifier un nouveau grand projet inutile, en est l'intention première.

L'association Sibylline Océans s'oppose donc fermement à la destruction de la faune marine par le réseau RTE ou tout autre protagoniste, armée comprise que vous mentionnez d'ailleurs en p 64/100 bien que la « gêne » soit plutôt liée à l'utilisation des sonars actifs selon un point de vue scientifique prouvée.

Recevez l'expression de nos salutations distinguées

Frédérique CHEYENNE
DVM, directeur Sibylline Océans
<http://www.sibylline.org>
Mimizan-plage (40200)

Réponse RTE contribution N°42 :

Bonjour,

Le dossier de concertation mis à disposition du public a pour objectif de donner aux participants à la concertation l'ensemble des éléments d'information afférents au projet. Il présente notamment ses objectifs, son opportunité, les éléments techniques principaux, ainsi que les grandes caractéristiques du contexte territorial dans lequel il s'insère. Il signale également des principaux effets potentiels que le projet pourrait avoir sur l'environnement, mais à ce stade de manière générique. Ce dossier a pour but de fournir une information générale sur le projet au démarrage de la phase de concertation qui doit permettre à RTE de préciser son projet.

Cette concertation s'intègre dans un processus progressif et continu d'études qui comporte plusieurs étapes, qui permettent de mettre en œuvre de manière rigoureuse la démarche « Eviter, Réduire et Compenser » :

- définition d'une aire d'étude, c'est-à-dire du territoire dans lequel le projet est susceptible d'être positionné. Cette aire d'étude, qui évite l'essentiel des grandes zones sensibles (Natura 2000 en mer, Parc Naturel Marin du Bassin d'Arcachon ...), a été validée lors de la réunion plénière du 4 octobre 2017 sous l'égide du préfet de Gironde ;

- identification du fuseau de moindre impact (bande de quelques dizaines à quelques centaines de mètres de large sur terre, et plus en mer) à partir de l'analyse de l'état initial de l'aire d'étude et des apports d'ateliers territoriaux qui se sont tenus du 6 novembre 2017 au 7 décembre 2017. En mer, par exemple, ce fuseau évite la réserve naturelle du banc d'Arguin, les habitats circalittoraux du large reconnu comme plus riche au plan biologique ...). Le fuseau de moindre impact sera proposé aux acteurs de la concertation lors d'une réunion en mars 2018 sous l'égide du préfet de Gironde puis soumis à validation du ministre en charge de l'Energie;

- recherche du tracé général au sein du fuseau de moindre impact, sur la base d'un approfondissement de l'analyse de l'état initial (des études spécifiques sont réalisées comme par exemple des inventaires faune-flore à terre, des études bio-sédimentaires en mer...) sur le fuseau retenu. C'est sur la base des résultats de ces études que le tracé général sera défini. C'est ce tracé qui fera l'objet de l'étude d'impact (et sera soumis à l'enquête publique préalable à la déclaration d'utilité publique) dont l'un des objectifs sera d'identifier l'ensemble des impacts du projet et de proposer des mesures pour réduire et le cas échéant compenser les impacts qui n'auront pu être évités par le choix du tracé.

Le dossier de concertation n'est donc que la première étape d'un long processus d'études qui vise à définir progressivement la localisation de moindre impact pour le projet. Au cours de ce processus :

- le territoire étudié (c'est-à-dire celui où le projet est susceptible de se positionner) est progressivement restreint, et, en parallèle les études sont approfondies et plus détaillées ;

- on passe progressivement d'une logique d'évitement des zones sensibles à une logique d'évaluation des impacts résiduels en vue de définir des mesures de réduction et le cas échéant de compensation.

Lors des phases ultérieures du projet nous réaliserons donc une étude d'impact environnemental, qui portera essentiellement cette fois-ci sur l'impact du projet sur le milieu physique, le milieu naturel, le milieu humain, le patrimoine et le paysage. Les évaluations des impacts que vous attendez de nous seront réalisées lors de cette phase. Vous pourrez en

prendre connaissance car cette étude d'impact sera la pierre angulaire de l'enquête publique pour la déclaration d'utilité publique que nous demanderons. Les thématiques que vous relevez dans votre contribution (champs électromagnétiques, bruit, source de chaleur, effet sur la ressource halieutique et la pêche) seront toutes traitées dans cette étude d'impact.

Nous allons engager maintenant des études spécifiques et notamment benthiques in-situ, afin d'établir un état initial de l'environnement et recenser les espèces présentes et donc potentiellement affectées par les travaux puis la présence des ouvrages en exploitation. Comme lors de la définition de l'aire d'étude puis du fuseau de moindre impact, nous mettrons en œuvre tout au long du projet la séquence Eviter - Réduire - Compenser.

Nous souhaitons cependant répondre d'ores et déjà à certaines de vos préoccupations :

- Concernant les champs électromagnétiques :

Nous confirmons, comme il est indiqué en page 53 du dossier de concertation, que par conception, les câbles souterrains et sous-marins ne génèrent pas de champs électriques. Le champ magnétique généré par une liaison à courant continu est de fréquence nulle. 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, mais pas de la nature du conducteur
- des paramètres de pose (profondeur d'enfouissement, géométrie de l'écartement entre les deux câbles d'une même liaison et entre les liaisons). Ces paramètres peuvent varier le long de l'ouvrage de manière à s'adapter à la configuration du terrain.

Ce champ est maximal à l'aplomb de la liaison souterraine, puis il décroît très rapidement en s'éloignant.

Sur l'environnement sous-marin plus spécifiquement, nous pouvons vous confirmer que les données relatives aux effets des champs magnétiques de câbles en courant continu sur les organismes marins ne sont pas très nombreuses. Pour vous donner un élément de réponse par rapport aux valeurs des champs magnétiques : si nous prenons l'hypothèse d'un enfouissement à 1 mètre 50 de profondeur, à l'aplomb de la liaison, à l'interface eau / sédiment, nous devrions avoir un champ magnétique statique généré par un câble de l'ordre de 200 μ T, qui va diminuer très rapidement en s'éloignant de la liaison.

Quelques études existent sur les animaux qui sont reconnus comme étant sensibles (élastomobranques, mammifères, poissons osseux ou encore grands crustacés) mais cela reste relativement parcellaire. Sur les espèces migratrices, nous n'avons pas beaucoup de données et c'est pourquoi, nous nous sommes engagés dans des actions de recherches.

Néanmoins, des câbles Haute Tension ont été posés en mer, qu'ils soient en courant alternatif ou en courant continu, en particulier en mer du Nord depuis de nombreuses années.

Nous sommes en train de terminer une étude réalisée avec l'IFREMER sur un raccordement d'une île anglo-normande, Jersey. L'IFREMER a fait des relevés pour savoir quelle différence de peuplement il y avait au-dessus d'un câble en courant alternatif non ensouillé en exploitation et au-dessus d'un câble alternatif hors tension, lui aussi non ensouillé. Il n'a pas été relevé de différence de peuplement benthique, ce qui est pour nous positif vis-à-vis de l'effet du champ magnétique, mais aussi de l'élévation de la température sur ces peuplements.

- Concernant les effets dus au bruit :

Les câbles en exploitation, qui sont ensouillés, ne génèrent aucun bruit ni vibration. Comme indiqué dans le dossier, les émissions de bruit ne concernent que la phase chantier et sont donc limitées dans le temps. Le niveau d'émission dépend des moyens nautiques et outils déployés qui eux même dépendent fortement de la nature des fonds (sables ou roches), le long du tracé qui sera retenu. Des études spécifiques seront réalisées en fonction de ces paramètres et

enrichiront l'étude d'impact.

Concernant la phrase du dossier de concertation, page 63, que vous liez au bruit (« les travaux pose, d'enfouissement ou de fixation des câbles, ainsi que les interventions ponctuelles de maintenance, pourront au mieux gêner certaines espèces mobiles qui prendront la fuite et au plus détruire les espèces sessiles (fixées) qui n'auraient pas évité le contact avec les équipements et ouvrages. »), il ne s'agit pas des bruits ici qui entraîneront la destruction de certains organismes mais bien les travaux d'ensouillage du câble sur la faune benthique associée aux fonds sur l'emprise du câble, par le contact direct de l'engin d'ensouillage. La campagne bio-sédimentaire permettra d'identifier les différentes communautés benthiques présentes. Rappelons par ailleurs la taille d'un câble (environ 15 cm de diamètre, avec protections), qui donne un ordre de grandeur de la taille de la tranchée de pose, pour une emprise au fond des engins de pose de quelques mètres.

Enfin, dans le tableau des facteurs à considérer pour l'implantation des ouvrages, qui comme indiqué ne prétend pas être exhaustif, les mammifères marins ne sont cités que comme exemple d'espèce sensible au bruit. Les effets du bruit seront analysés sur l'ensemble des espèces qui seront recensées.

- Concernant les émissions de chaleur de l'ouvrage :

La circulation du courant dans un câble électrique occasionne une émission de chaleur qui conduit à une élévation de la température à la surface du câble et dans son environnement immédiat.

A titre d'exemple, des mesures de température in situ, effectuées dans le parc éolien offshore de Nysted à proximité de deux câbles (courant alternatif ; 33 et 132 kV ; capacité maximale de 166 MW) ont montré que la température n'augmentait pas plus de 1,4 °C à 25 cm au-dessus du câble ensouillé. Pour un autre exemple d'interconnecteur, le suivi de l'exploitation des câbles d'énergie BritNed en Mer du Nord (courant continu, 450 kV) montre une élévation de température de 0,5 à 5,5°C directement au-dessus du câble ensouillé à 1 m de profondeur dans des sables et de moins de 0,5°C lorsque le câble est ensouillé à 3 m de profondeur : l'élévation de température est faible.

La grande majorité des organismes benthiques vit à l'interface eau-sédiment et jusqu'à -35 cm sous la surface du sédiment. Or RTE compte ensouiller, autant que faire se peut les câbles à 1,50m de profondeur en moyenne. Ainsi, l'augmentation de température ressentie par les organismes benthiques les plus proches du câble sera minime (entre 1 et 2°C). En outre, cette augmentation minime de la température reste très localisée. Cette variation de température est contenue dans les gammes de variation naturelle de la température pour une même période de l'année.

La conception et le dimensionnement d'une liaison électrique visent un compromis entre le coût d'investissement et le coût que représente l'échauffement dans la liaison électrique (pertes d'énergie par effet Joule). Ainsi, viser une limitation des pertes par effet joule conduit à limiter de fait l'augmentation de température à proximité du câble.

Encore une fois, l'étude d'impact analysera néanmoins ces effets potentiels.

- Concernant les effets sur la ressource halieutique et la pêche

Une évaluation spécifique des impacts sur les activités de pêche et sur la ressource halieutique sera réalisée dans le cadre de l'Etude d'Impact.

Cordialement,

RTE
