

## Remarque générale

ENGIE apprécie de pouvoir donner son avis sur l'intérêt et les paramètres de régulation incitative d'une future interconnexion entre (1) la France et la Belgique et (2) la France et l'Espagne. Il nous semble en effet primordial que tous les acteurs concernés par une telle décision puissent exprimer leur opinion avant qu'une décision finale ne soit prise.

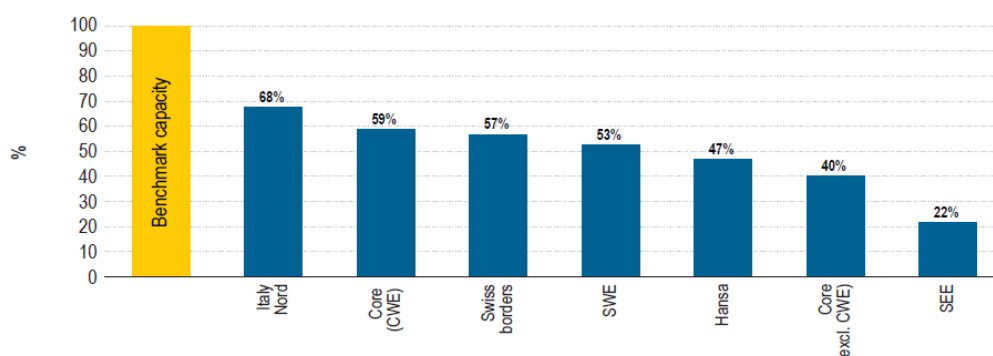
### Question 1 : Avez-vous des remarques sur les dépenses prévisionnelles envisagées pour le projet d'interconnexion Avelin – Avelgem ?

na

### Question 2 : Etes-vous favorable à ce que la prime fixe et la prime variable portant sur le taux d'utilisation soient nulles pour le projet d'interconnexion Avelin – Avelgem ?

De manière générale nous pensons que les développements du réseau de transport (et en particulier les interconnexions) manquent de réflexions profondes sur l'utilisation effective de celles-ci. Ceci est d'ailleurs partagé par l'ACER dans son Market Monitoring Report de 2016. Comme l'illustre le graphe ci-dessous, **l'utilisation des lignes d'interconnexion existantes semble sous-optimale, surtout au vu des montants investis.**

Figure i: Ratio between available cross-border capacity and the benchmark capacity of HVAC interconnectors per region – 2016 (%)



Source : ACER Market Monitoring Report

ENGIE considère que le cadre réglementaire devrait créer un incitant financier conduisant de manière symétrique à un gain ou une pénalité en fonction de la mise à disposition des interconnexions au marché. Cet incitant devrait être lié au gain de bien-être social pour le système électrique. La méthode proposée

n'est pas en ligne avec ce principe. Tout d'abord, une prime fixe nulle élimine cette possibilité. Ensuite, la méthode proposée est basée sur l'augmentation des flux (volumes) et non sur un gain de bien-être économique escompté. L'augmentation des flux n'est pas nécessairement représentative de la valeur des interconnexions, en particulier pour des zones de prix ayant vocation à converger en raison de la similarité de leur système électrique (parcs de production semblables...). La rémunération variable devrait donc être liée à un calcul ex post de gain de bien être, homogène au calcul initial, par exemple en menant les calculs ex post avec et sans le renforcement.

En parallèle, nous encourageons les régulateurs et les gestionnaires de réseaux à chercher des solutions communes avec leurs voisins, au sein d'une même CCR (Capacity Calculation Region) afin d'optimiser l'utilisation des lignes existantes avant de développer de nouvelles lignes. Ceci est particulièrement important pour la zone CWE (et dans le future la région CORE) opérant dans le cadre du flow based car les principaux ouvrages contraignants ne sont pas situés sur le réseau de RTE. L'identification de ces ouvrages peut se faire au travers de la rente d'interconnexion qu'ils génèrent.

### **Question 3 : Avez-vous d'autres remarques sur le projet d'interconnexion Avelin – Avelgem ?**

ENGIE s'interroge sur la pertinence du projet d'interconnexion pour les raisons ci-dessous :

- Tout d'abord – sous réserve que les informations publiées par RTE dans le cadre du flow-based soient correctes en terme de codification de nom des ouvrages – ENGIE constate que depuis l'été 2017, la ligne Avelin Avelgem a été contraignante moins de 5% des jours et sur seulement 0.6% des heures. Ceci conduit à s'interroger en particulier sur la pertinence du renforcement de celle-ci et en général sur la manière dont les priorités en terme de développement de réseau dans la zone CWE sont déterminées. Selon les informations publiées, ENGIE pense qu'un renforcement de la ligne Avelin-Avelgem seule (c'est-à-dire sans renforcement des ouvrages contraignants ou sans actions d'exploitation ciblées et structurantes) ne permettra pas d'augmenter la quantité de capacité transfrontalière mise à disposition du marché.
- Deuxièmement, les évolutions connues et potentielles de l'équilibre offre-demande de la zone suggèrent que le nord de la France sera plus déficitaire dans le futur, réduisant les flux physiques d'exportation vers la Belgique et déchargeant les ouvrages qui auraient été contraints précédemment. En effet le projet Eleclink d'1GW vers le Royaume Uni sera opérationnel à cet horizon (combiné à la présence d'une taxe carbone aux Royaume-Uni), au vu de sa participation fructueuse à l'enchère de capacité anglaise de l'hiver 2021. Par ailleurs, compte tenu de l'âge des 5.4 GW centrales de Gravelines, il n'y a pas de garantie de leur pérennité et ce sans préjuger des décisions de l'ASN, du gouvernement français et de leur propriétaire.
- Enfin, ENGIE tient à mentionner qu'il existe des possibilités innovantes pour optimiser l'utilisation des lignes existantes, comme l'usage du « Dynamic Line Rating ». ENGIE suggère que les gestionnaires de réseau Elia et RTE partagent leur retour d'expérience sur l'extension d'une telle mesure, les gains actuellement observés semblant réduits par rapport aux variations de conditions météorologiques.

En outre, selon la compréhension d'ENGIE, le chantier à réaliser consiste en un remplacement de conducteurs. La procédure de construction devrait donc être plus simple que pour une construction ex

nihilo. Ceci permettrait de retarder la prise de décision d'investissement, notamment afin de pouvoir avoir plus de clarté sur l'évolution des sites nucléaires voisins de l'ouvrage.

Enfin ENGIE prend note du fait que RTE renonce à la prime fixe et variable portant sur le taux d'utilisation de la ligne (cf commentaire question 2). Cependant, la base régulée augmentera et sera donc incitative à l'investissement par RTE.

**Question 4 : Etes-vous favorable à ce que la prime fixe soit nulle pour le projet d'interconnexion Golfe de Gascogne ?**

Dans sa réponse à la consultation publique de la CRE sur le Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) 2016, ENGIE avait fait part de son inquiétude par rapport à la proposition de RTE concernant la prise en compte d'hypothèses très favorables afin d'obtenir des Valeurs Actualisées Nettes (VAN) légèrement positives pour justifier le projet d'interconnexion. **La volonté de mettre en place ce type d'interconnexion ne devrait pas conduire à surestimer le bénéfice d'un tel investissement.** De la même manière nous sommes surpris de lire dans le document de la consultation que : « L'aide financière de l'UE devrait être allouée de manière à ce que la VAN française devienne neutre » et non pas qu'elle conduise à un partage équitable des bénéfices attendus.

**Question 5 : Quel taux d'incitation sur l'utilisation effective de l'ouvrage vous semble pertinent pour l'interconnexion Golfe de Gascogne ?**

Tout d'abord, ENGIE s'interroge sur la raison pour laquelle les bénéfices du projet sont calculés à l'horizon 2030 (page 6) alors que la mise en service de la ligne est prévue pour 2025. L'analyse devrait fournir une vue sur les bénéfices estimés entre 2025 et 2030. Quelle est l'utilité économique pour les consommateurs français sur les 5 premières années de mise en service de cette nouvelle interconnexion ? ENGIE apprécierait également d'avoir plus de clarté ainsi que le détail du bénéfice global par période de l'année et type de produit (peak/baseload).

Il nous paraît ensuite essentiel de définir une métrique pertinente pour évaluer le projet. Qu'entend RTE exactement par « taux d'utilisation de l'ouvrage » ? ENGIE comprend que la métrique proposée est le ratio entre flux réalisés en MW et capacité thermiquement disponible en tenant compte des contraintes de sécurité. Si cela est correct, ENGIE considère que se limiter à observer les flux qui transitent sur une ligne d'interconnexion ne permet pas d'évaluer l'intérêt économique d'un ouvrage. Les flux observés sont dépendants d'une part de la capacité allouée au marché et d'autre part, des courbes d'offre et demande sur les marchés.

ENGIE estime que, pour évaluer l'intérêt d'une ligne d'interconnexion, il serait plus pertinent de (i) mesurer la proportion des flux qui sont alloués au marché et de compléter cet indicateur avec (ii) un indicateur de l'évolution du bien-être économique (welfare). Selon ENGIE, seule une analyse basée sur ces deux critères reflètera l'intérêt réel pour le marché.

Ceci étant dit, ENGIE considère le taux d'utilisation cible de l'ouvrage proposé par RTE (à savoir 50%) beaucoup trop faible pour ce type de ligne (DC). Des justifications sur une disponibilité si faible devraient être fournies. De plus, aucune justification n'est proposée sur la référence utilisée pour le

calcul de l'augmentation de capacité : 2.8 GW pour l'export vers l'Espagne et 2.4 GW à l'import, alors même que des niveaux de respectivement 3.5 GW et 3.4 GW ont été observés en 2017.

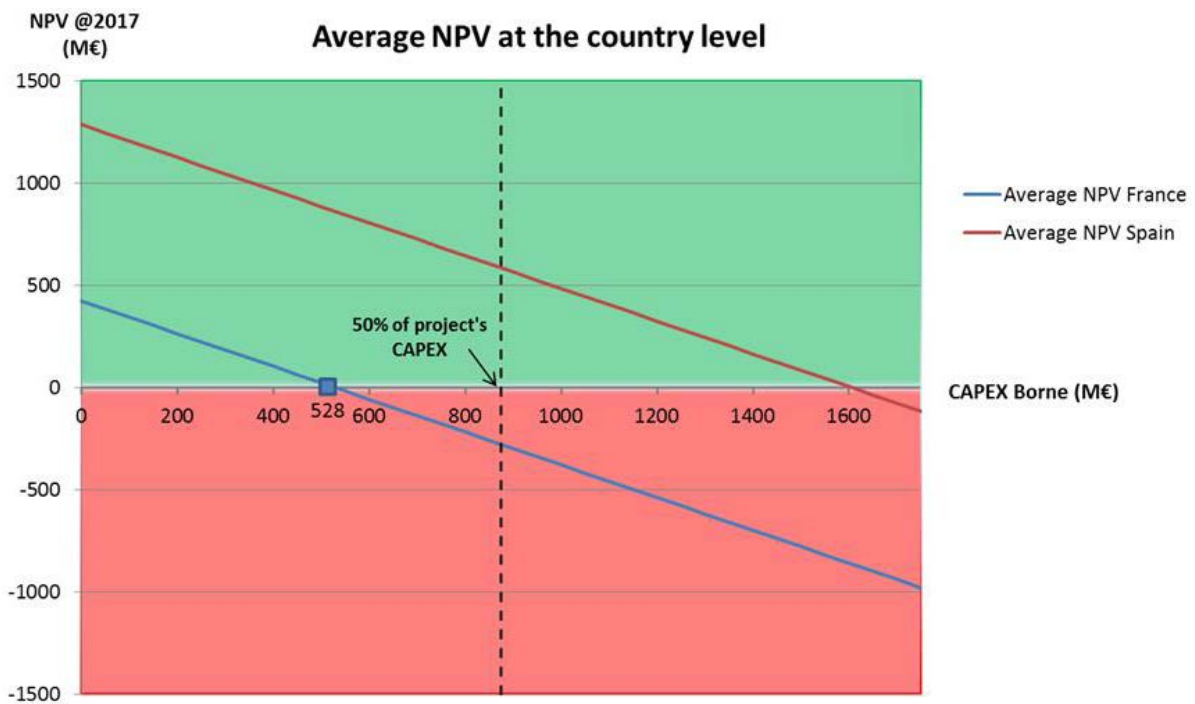
ENGIE observe que le taux d'utilisation des interconnexions FR-ES varie de 50% à 59% selon le TYNDP 2016 dans le scénario où 8 GW sont disponibles en 2030. Si le montant forfaitaire de EUR 40 M€ - que les gestionnaires de réseau porteurs du projet estiment pouvoir attribuer au gain relatif à la sécurité d'approvisionnement – est enlevé, le seul scénario rentable n'est pas celui ayant le plus fort taux d'utilisation. Ceci montre que le critère de flux seul ne fournit pas un bon indicateur de la pertinence économique. En se replaçant à l'horizon 2020, la capacité additionnelle de l'ouvrage est utilisée à plus de 61%, ce qui semble une cible minimale pour RTE et rendrait le taux comparable à celui de IFA2.

ENGIE estime également que le taux d'incitation de 25% demandé par RTE est trop élevé.

Enfin, nous insistons sur la nécessité d'avoir une incitation symétrique portant sur l'utilisation effective de l'ouvrage. ENGIE, en tant qu'acteur de marché, estime qu'il est normal que le gestionnaire de réseau soit redevable du paiement d'une pénalité si le taux d'utilisation effectif s'avérait non satisfaisant. Or, comme souligné par la CRE, dans le schéma proposé par RTE « la pénalité ne pourra qu'annuler l'équivalent de l'annuité de la prime définie par la CRE au moment de la décision » ce qui signifie que l'incitation prendrait seulement la forme d'une prime positive ou nulle.

#### **Question 6 : Avez-vous d'autres remarques sur le projet d'interconnexion Golfe de Gascogne ?**

ENGIE constate que ce projet n'est positif pour la France que dans la mesure où il est fortement soutenu par une subvention européenne à hauteur de 350 M€. Cette subvention porte au mieux le projet à l'équilibre en espérance mais crée des pertes dans 3 scénarii sur 4 hors gain sur la sécurité d'approvisionnement. En d'autres termes la France a plus de probabilité de perdre que de gagner avec l'interconnexion. Même après l'allocation de 350 M€ des 578 M€ de la subvention européenne à RTE, l'écart de VAN avec l'Espagne reste considérable. La clé de répartition des coûts ne permet donc pas de répartition équitable des bénéfices. L'Espagne – ayant un faible taux d'interconnexion et étant dès lors structurellement plus isolée que la France – captera la majeure partie du bénéfice d'une augmentation des interconnexions tandis que le risque de perte pour la France est réel si les hypothèses s'avéraient trop optimistes.



En outre, ENGIE suggère d’approfondir l’analyse de l’impact que cette ligne additionnelle de très forte capacité (+2GW) aurait sur le réseau français. RTE affirme dans sa note « Incitation relative au projet d’interconnexion Golfe de Gascogne » que *la mise en service de cet ouvrage prévue en 2025 ne nécessite aucun renforcement significatif du réseau public de transport (RPT) en France* et cite des études de raccordement de 2009 et 2011 dans le dossier de concertation pour le choix du poste de Cubnezais. Il ne semble pas que l’hypothèse d’une fermeture des centrales du BLAYAIS (3,6 GW au total), entrées en service entre 1981 et 1983 et au terme de leurs 40 ans de durée de vie, ait été prise en compte. Selon ENGIE, cette fermeture potentielle conduirait sans aucun doute à une réduction des possibilités d’exportation de la France depuis Cubnezais, remettant en cause l’utilité de cet ouvrage. L’absence d’étude d’impact est d’autant plus étonnante que le seul scénario rentable du TYNDP 2016 ( soit le V4), postule 257 TWh de production nucléaire contre 440 TWh en 2020.

**Pour toutes ces raisons ENGIE reste sceptique par rapport à l’intérêt de cette nouvelle interconnexion entre la France et l’Espagne dans la mesure où les bénéfices escomptés semblent sur-estimés et seront essentiellement en faveur de l’Espagne.** ENGIE juge la justification économique de ce projet fragile et n’est pas du tout convaincue ni rassurée quant à l’utilité de ce projet. Le plan d’investissement tel qu’il nous est soumis n’est pas suffisamment fondé sur des éléments structurels qui justifieraient une interconnexion supplémentaires à cet endroit-là.

## **Conclusion**

En conclusion, ENGIE est d’avis que les estimations des GRT sur l’intérêt économique des nouvelles interconnexions semblent généralement surestimer les gains. ENGIE encourage donc la CRE à exiger des gestionnaires de réseau des justifications économiques fortes et détaillées pour tout projet de nouvelle interconnexion.

Comme mentionné dans sa réponse à la consultation sur le projet IFA2, ENGIE juge important que la CRE encadre les futurs projets d'interconnexions de manière à **s'assurer que les investissements soient réalisés uniquement s'ils offrent la perspective d'accroître le bien-être économique commun** et que la rémunération incitative soit justifiée par sur des estimations économiques et non pas des flux physiques seuls. Un critère d'espérance paraît peu pertinent lorsqu'un seul scénario justifie la décision. La robustesse du critère devrait être renforcée, notamment en fournissant des intervalles de probabilité de réalisation de chacun des scénarii.

Enfin, ENGIE rappelle qu'avant de développer de nouvelles interconnexions, la priorité devrait être **d'optimiser au maximum l'utilisation des interconnexions existantes**. Les calculs de capacités coordonnées devraient permettre d'allouer plus de capacité au marché tout en respectant les contraintes de sécurité de réseau.