

Consultation de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) n° 2018-001 du 18 janvier 2018 relative à la régulation incitative des projets d'interconnexion Avelin-Avelgem et Golfe de Gascogne

Réponse d'EDF

23 février 2018

INTRODUCTION

EDF considère essentiel pour les acteurs de marché de pouvoir disposer d'une bonne visibilité sur l'évolution des capacités d'échange commercial aux frontières, qui sont déterminantes pour l'anticipation par les acteurs des prix dans les différentes zones de prix européennes. Cette consultation publique relative à la régulation incitative des projets d'interconnexion Avelin-Avelgem et Golfe de Gascogne permet de renforcer la transparence sur le cadre de régulation applicable à ces projets et sur l'analyse du régulateur quant aux bénéfices attendus.

A titre liminaire, EDF souhaite rappeler son soutien au développement d'interconnexions électriques, dès lors que les bénéfices occasionnés excèdent les coûts de déploiement et d'exploitation associés. Afin de faciliter la prise de décisions des régulateurs, il est important que les promoteurs des projets d'interconnexion utilisent des scénarios et des calendriers de mise en œuvre réalistes. A cet égard EDF soutient l'initiative de la CRE de mettre en œuvre un cadre de régulation incitant les gestionnaires de réseaux d'une part à utiliser des hypothèses sincères d'évolution du offre-demande, et d'autre part à maîtriser les coûts et les délais de mise en œuvre des projets.

EDF considère également que l'utilisation des interconnexions est optimale dès lors que l'ensemble des opportunités d'arbitrage sont effectivement saisies, compte tenu des conditions de marché de part et d'autre de l'interconnexion et des conditions d'exploitation propres à l'ouvrage (la disponibilité technique par exemple). Une incitation basée sur la réalisation d'un taux d'utilisation fixé ex-ante fait porter au gestionnaire de réseau un risque lié aux évolutions des conditions de marché qui sont difficiles à estimer et sur lesquelles le GRT n'a aucune prise.

En outre, EDF souligne les points suivants développés dans les réponses aux questions :

- En ce qui concerne le projet Avelin-Avelgem, les GRT devraient communiquer les mesures visant à assurer la mise à disposition effective de la capacité d'interconnexion supplémentaire associée au projet (NTC France-Belgique supplémentaire annoncée à 1 GW) et devraient détailler l'impact prévisionnel de ce développement vis-à-vis de domaines « flow based » type. Un suivi de la mise en œuvre de ces mesures par les régulateurs serait également souhaitable.
- Une transparence accrue sur les hypothèses utilisées par RTE et REE dans l'analyse coûts-bénéfices du projet Golfe de Gascogne est nécessaire en raison du caractère particulier du projet (coûts élevés et complexité technique).

REPONSES AU QUESTIONNAIRE

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

EDF n'a pas de remarques sur les dépenses prévisionnelles envisagées pour ce projet.

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 ?

EDF prend acte de la décision de RTE de renoncer à demander de bénéficier de la prime fixe et de l'incitation portant sur le taux d'utilisation de la liaison Avelin – Avelgem. En particulier, EDF partage l'avis de RTE et de la CRE quant à la faible pertinence de l'analyse des flux sur un seul ouvrage d'interconnexion pour la vérification du taux d'utilisation de l'interconnexion dès lors qu'il s'agit d'une liaison à courant alternatif dans un réseau fortement maillé.

Toutefois, EDF s'interroge sur l'impact estimé par les GRT du remplacement des conducteurs de cette liaison en termes d'augmentation de la capacité d'interconnexion entre France et Belgique (1GW de capacité « NTC France-Belgique et Belgique-France » supplémentaire). En particulier, il est important pour les acteurs de marché d'avoir plus de visibilité sur les détails de l'analyse de l'impact du projet sur la capacité d'interconnexion entre France et Belgique faite dans le cadre du TYNDP 2016. Il est également essentiel que les GRT concernés fournissent des informations supplémentaires sur les mesures qu'ils entendent mettre en œuvre pour assurer la mise à disposition effective de cette capacité supplémentaire dans le cadre du processus de calcul de capacité et sur l'impact du nouvel ouvrage sur des domaines « flow based » type. Un suivi par les régulateurs de la mise en œuvre de ces mesures serait également pertinent pour assurer la réalisation effective des bénéfices attendus du projet en termes de capacité transfrontalière mise à disposition.

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

EDF n'a pas d'autres remarques sur le projet d'interconnexion Avelin – Avelgem.

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

EDF comprend la décision d'attribuer une prime fixe nulle au projet d'interconnexion Golfe de Gascogne en raison de l'absence de bénéfice net pour la collectivité française estimée par les régulateurs. EDF souhaite toutefois attirer l'attention de la CRE sur le fait que la fixation à un niveau nul de la prime fixe versée au moment de la mise en service de l'interconnexion correspond à une suppression d'une incitation pour RTE à la réalisation de l'investissement dans les meilleurs délais. Or, pour les acteurs de marché il est essentiel d'avoir une bonne visibilité sur la date de mise en service d'un projet ayant un impact très significatif en termes d'augmentation de la capacité d'interconnexion entre France et Espagne (de 2800 MW actuels à 5000 MW) et, par conséquent, sur les prix de marché. En outre, le risque de retard dans la mise en œuvre de cette interconnexion par rapport à la date actuellement prévue est d'autant plus fort que les défis techniques présentés par le projet sont importants.

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

EDF constate le caractère asymétrique de l'incitation « taux d'utilisation » si l'on applique le cadre de régulation mis en place par le TURPE 5 avec une prime fixe nulle, comme proposé pour le projet Golfe de Gascogne. Dans ce cas, la prime variable associée à cette incitation ne pourrait qu'être positive ou nulle. Pour ces raisons, l'application d'un taux d'incitation significatif tel que celui proposé par RTE (25%) devrait être associée à un taux d'utilisation anticipé de l'interconnexion assez ambitieux afin d'assurer une rémunération adéquate du gestionnaire de réseau. Or, même si le taux de d'utilisation prévisionnel de 50% pris en compte par les GRT est en accord avec la visions 4 du TYNDP (à savoir le scénario où les bénéfices du projet sont les plus importants), RTE et REE ne donnent pas assez de visibilité sur les paramètres utilisés dans cette estimation et sur la pertinence d'éventuels scénarios alternatifs affichant un taux d'utilisation prévisionnel de l'interconnexion plus élevé. Dans ce contexte, EDF n'est pas en mesure de commenter la proposition d'un taux d'utilisation de référence de 50%.

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

EDF demande plus de transparence sur les hypothèses utilisées par RTE et REE dans l'analyse coûts-bénéfices du projet Golfe de Gascogne en raison du caractère particulier du projet, technologiquement complexe et très coûteux et dont les bénéfices estimés pour la collectivité dépendent très fortement des hypothèses utilisées. En particulier, EDF attire l'attention de la CRE sur les points suivants :

- Comme souligné plus haut, l'estimation du futur taux d'utilisation de l'interconnexion (50%) mériterait d'être davantage détaillée et justifiée.
- EDF constate que la rentabilité du projet et les bénéfices apportés à la collectivité sont fortement liés aux coûts de construction. Or, comme souligné par la CRE et la CNMC dans leur décision de répartition transfrontalière des coûts, le niveau de coûts d'investissement estimé par les GRT (1,7 Md€ +/- 200 M€) est sujet à des incertitudes importantes en raison des défis techniques du projet (ex. le franchissement du Gouf de Capbreton avec la réalisation du forage horizontal sous-marin). EDF s'interroge donc sur la faisabilité du projet dans les coûts et délais affichés par RTE et REE et demande plus de détail sur les écarts possibles par rapport au budget estimé.
- EDF considère qu'un renforcement du niveau d'interconnexion permet à chacun des Etats concernés d'atteindre leurs objectifs de sécurité d'approvisionnement avec une capacité de production et d'effacement installée moindre. EDF prend toutefois acte des limites de la méthodologie du TYNDP 2016 concernant la monétisation des bénéfices du projet relatifs à la sécurité d'approvisionnement et constate que, pour cette raison, les porteurs du projet ont décidé de fonder leur analyse sur une méthodologie et des scénarios différents. Compte tenu de l'impact de ces estimations sur les résultats de l'analyse coûts-bénéfice (la VAN moyenne du projet n'est positive que si ces bénéfices sont considérés), il serait opportun que les GRT rendent disponibles les détails de leur analyse (ex. hypothèse et scénarios utilisés, etc.) afin que les parties prenantes puissent en appréhender la cohérence et la robustesse.

ooOoo