



Paris le 29 août 2014

**Contribution à la consultation publique de la CRE relative à la modification des tarifs ATRT5 concernant les mesures transitoires avant la création d'un PEG unique et à la régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne/Midi**

Eni remercie la CRE pour l'opportunité qui lui est donnée de contribuer à cette consultation publique.

En préambule, eni souhaite rappeler que, dans les conditions de marché actuelles, la fusion des zones Nord et Sud reste un enjeu majeur pour le marché français et pour l'accessibilité à la zone Sud. A ce titre, eni est favorable à l'analyse de toutes les mesures susceptibles d'améliorer l'accès au sud de la France.

Toutefois, ces mesures ne doivent pas être opérées « à n'importe quel prix ». Les analyses coûts/bénéfices sont des éléments importants à prendre en compte avant toute décision.

Par ailleurs, eni souhaite que les mesures transitoires avant la fusion, présentées dans le cadre de cette consultation publique, qui seront pour certaines d'entre elles mises en œuvre, ne soient pas reconduites de manière systématique pour chaque hiver mais fassent bien l'objet :

- d'un REX dans le cadre de la Concertation Gaz afin d'évaluer leur efficacité, leurs effets sur l'accessibilité à la zone Sud, la formation des prix au PEG Sud et sur la concurrence entre fournisseurs dans le sud ;
- d'une analyse de l'opportunité de les reconduire et selon quelles modalités (coûts/bénéfices).

<p><u>Question préliminaire</u> : Quelle est votre analyse du fait qu'une part importante des capacités des terminaux de Fos reste inutilisée alors que, depuis avril 2014, des grandes quantités de GNL sont livrées sur certaines terminaux au nord-ouest de l'Europe ?</p>
---

Selon notre analyse, plusieurs facteurs expliquent les volumes de GNL plus importants livrés dans les terminaux du nord-ouest de l'Europe (au Royaume Uni en particulier) :

- une moindre attractivité des terminaux de Fos : un coût d'accès plus élevé pour le terminal de Cavaou, un accès limité aux petits navires pour Tonkin, etc. ;

- l'attractivité des marchés de gros du nord-ouest de l'Europe y compris sur la courbe (NBP notamment) qui permettent un meilleur écoulement et une meilleure couverture des importations de GNL.

**Question 1 :** Etes-vous favorable à la proposition des GRT concernant la modification de la règle de répartition entre Cruzy et Castillon ? Etes-vous favorable à la commercialisation des 20 GWh/j sous forme de capacités fermes mensuelles et à l'utilisation des 20 GWh/j restants en moyenne pour améliorer la disponibilité des capacités interruptibles Nord-Sud ?

Eni est favorable à la modification de la règle de répartition des flux entre Cruzy et Castillon, d'autant plus qu'il s'agit de la formalisation contractuelle d'une pratique déjà mise en œuvre par les deux GRT. Par ailleurs, la répartition des flux aux interfaces entre les réseaux des deux GRT ne doit pas faire l'objet d'une règle figée définie a priori. Les GRT doivent optimiser ces flux chaque jour, voire en temps réel, afin de maximiser les capacités mises à disposition du marché, notamment à la liaison Nord/Sud.

La commercialisation de 20 GWh/j de capacités additionnelles fermes mensuelles ainsi que l'amélioration de la disponibilité des capacités interruptibles vont dans le sens de l'amélioration de l'accès à la zone Sud. De plus, cette mesure implique uniquement une éventuelle hausse des coûts de compression pour les deux GRT. Or ces coûts sont déjà couverts à 80% par le CRCP. Cette mesure ne devrait donc pas avoir d'impact sur le tarif ATRT5 des deux GRT, en dehors du bilan du CRCP.

Eni souhaiterait que les deux GRT poussent davantage l'analyse sur l'optimisation des flux entre leur réseau. En effet, GRTgaz et TIGF n'évoquent pas la possibilité d'utiliser des flux rebours qui permettraient peut être de libérer de la capacité Nord/Sud supplémentaire. Ces flux rebours pourraient être :

- soit physiques si les installations existantes le permettent ;
- soit contractuels : modulation des flux de gaz envoyés en zone TIGF en fonction de la tension à la liaison Nord/Sud grâce aux stockages en zone TIGF (équivalent au JTS).

**Question 2 :** Etes-vous favorable à la proposition des GRT concernant la poursuite du service de JTS cet hiver ? Etes-vous favorable à une commercialisation des capacités sur la plateforme PRISMA ?

Eni est favorable à la poursuite du JTS cet hiver.

Eni est favorable à la commercialisation du JTS sur PRISMA car l'utilisation d'un seul outil pour l'achat des capacités sur différentes places de marché et différentes échéances représente un véritable avantage pour les acteurs de marché.

Par ailleurs, la commercialisation des capacités quotidiennes sur PRISMA permettra de disposer de l'information sur la disponibilité des capacités interruptibles à la liaison Nord/Sud en amont des enchères.

Enfin, les publications de GRTgaz concernant le JTS (prévisions sur sa disponibilité notamment) doivent être maintenues et fiabilisées.

Question 3 : Etes-vous favorable au système de gaz circulant proposé par GRTgaz et TIGF pour l'optimisation des infrastructures ?

Sur le principe, eni est favorable à l'optimisation de l'ensemble des infrastructures gazières pour maximiser la capacité mise à disposition du marché à la liaison Nord/Sud. Toutefois, chaque mesure identifiée doit présenter un bilan cout/bénéfice favorable et doit rester relativement simple à mettre en œuvre.

A cet égard eni constate que cette mesure ne permet pas de commercialiser des capacités supplémentaires à la liaison Nord/Sud.

Elle soulève de nombreuses questions sur ses modalités de mise en œuvre :

- à partir de quel seuil de disponibilité de la capacité Nord/Sud GRTgaz préempterait-il une partie de cette capacité ? Quel volume de capacité serait préempté ?
- à quel niveau la disponibilité de la capacité interruptible serait-elle lissée ?
- quelles seront les conséquences d'une réduction de la disponibilité de la capacité Nord/Sud sur les prix au PEG Sud ?

Concernant les deux variantes exposées par la CRE, eni considère que seule la variante deux serait envisageable en cas de mise en œuvre de cette mesure. Elle est plus simple et permet de minimiser les coûts pour GRTgaz.

En conclusion, eni est réservé sur cette mesure en l'état des éléments fournis par GRTgaz. Elle souhaite que les opérateurs approfondissent davantage et présentent en Concertation Gaz les modalités et les coûts de mise en œuvre associés à ce mécanisme.

Question 4 : Avez d'autres remarques sur les propositions de GRTgaz et TIGF pour l'optimisation des infrastructures de gaz ?

Eni n'a pas d'autres remarques.

Question 5 : Etes-vous favorable au principe d'un rabais tarifaire au PITTM de Fos ? Partagez-vous l'analyse de la CRE qui constate la difficulté à trouver une mise en œuvre efficace ? Avez-vous d'autres solutions à proposer ?

Eni est défavorable à cette mesure. Elle ne permet pas directement d'améliorer les conditions d'accès à la zone Sud pour tous les fournisseurs. Ses effets sur le prix du gaz dans le sud sont très incertains et son coût est potentiellement très élevé.

Eni partage également l'analyse de la CRE sur les difficultés de définir des modalités de mise en œuvre permettant d'assurer l'arrivée effective de GNL supplémentaire sans créer de distorsion entre les différents expéditeurs.

Question 6 : Etes-vous favorable au dispositif proposé par la CRE d'un appel d'offres d'engagements de flux de l'Espagne vers la France en cas de tension importante dans le sud de la France ? Avez-vous des suggestions sur les modalités de mise en œuvre de ce dispositif ?

Eni est favorable à cette mesure et préférerait la variante rachat de capacité France vers Espagne. Cette variante est plus simple à mettre en œuvre et permet de garantir la réduction des flux France vers Espagne. Elle nécessite toutefois un « gel » de la commercialisation des capacités de court terme encore disponibles à la commercialisation pour être optimale.

Les deux variantes proposées permettant d'aboutir au même résultat, eni ne serait pas opposé à une mesure combinant les deux variantes (rachat de capacités et engagement de flux) afin de maximiser les capacités offertes par le marché et la concurrence entre fournisseurs.

Par ailleurs, les modalités de mise en œuvre de cette mesure, notamment les cas de déclenchement, devront faire l'objet d'échanges préalables, compte tenu de l'impact sur les prix du marché.

De manière générale, eni considère opportun de donner accès aux deux GRT à des outils contractuels supplémentaires tels que le rachat de capacités ou les engagements de flux sur l'ensemble des points d'entrée et de sortie des réseaux. Ces outils pourraient être déclenchés par les GRT après validation de la CRE, notamment en cas de congestion sur le réseau.

Question 7 : Etes-vous favorable à la régulation incitative sur les capacités additionnelles à la liaison Nord vers Sud ?

Eni est favorable à cette proposition.

Question 8 : Etes-vous favorable à la baisse du tarif régulé des capacités mensuelles à la liaison Nord vers Sud ?

Eni est favorable cette proposition.

Question 9 : Etes-vous favorable à l'extension au projet Gascogne-Midi de la régulation incitative applicable au projet Val de Saône ?

Eni n'est pas opposé au principe d'inciter le projet Gascogne-Midi.

Toutefois, nous considérons que le niveau de l'incitation doit être fixé en tenant compte du niveau de risque lié à ce projet (taille, complexité). A ce titre le niveau de prime devrait être inférieur à celui du projet Val de Saône.

Question 10 : Etes-vous favorable à l'attribution d'une prime pour inciter les GRT à mettre en œuvre les projets Val de Saône et Gascogne-Midi en 2018 ? Si oui, quel montant vous semblerait devoir être retenu ?

Eni constate que TIGF n'a pas fait état de difficultés pour la mise en œuvre du projet Gascogne-Midi à l'échéance 2018.

Concernant le projet Val de Saône, l'article 9 du projet de loi relatif à la simplification de la vie des entreprises - adopté en première lecture par l'Assemblée Nationale le 22 juillet dernier - permettra la réduction des délais d'obtention des autorisations nécessaires pour la construction et l'exploitation des canalisations.

En conséquence, eni préconise d'ajouter uniquement une pénalité en cas de non-respect des délais de livraison dans le cadre du mécanisme incitatif existant.

Question 11 : Avez-vous d'autres remarques ?

Eni n'a pas d'autres remarques.