

**Consultation publique de la Commission de Régulation de l'Energie  
du 27 juillet 2016 sur le prochain tarif d'utilisation des réseaux de  
transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF**

**Réponses d'ENGIE**

Date : 14/09/2016

**Question 1 : Etes-vous favorable au calendrier d'évolution tarifaire lors de la création de la place de marché unique, tel qu'envisagé par la CRE ?**

ENGIE est favorable à une évolution tarifaire en deux fois, au 1<sup>er</sup> avril 2018 et au 1<sup>er</sup> avril 2019, pour les termes tarifaires contribuant au coût supporté par les consommateurs français.

ENGIE ne s'oppose donc pas à une évolution au 1<sup>er</sup> novembre 2018 du seul tarif de sortie Pirineos, concomitamment à la disparition de la liaison Nord-Sud, mais ne souhaite pas que d'autres termes tarifaires soient modifiés à cette date.

Nous avons bien noté que les conditions tarifaires seraient connues fin 2017.

**Question 2 : Etes-vous favorable au maintien du calendrier tarifaire actuel (d'avril à avril) et à la définition, dès la délibération ATRT6, des règles d'évolution des termes tarifaires aux PIR pour toute la durée du tarif ?**

ENGIE considère que la prochaine délibération tarifaire de la CRE doit donner une visibilité suffisante aux acteurs de marché, en particulier pour les capacités sujettes à réservation annuelle. Sous réserve que les évolutions tarifaires intermédiaires de la période ATRT6 soient conformes à la délibération tarifaire de fin 2016, ENGIE est favorable au maintien du calendrier tarifaire actuel.

**Question 3 : Etes-vous favorable au nouveau mécanisme d'incitation à la création de capacités aux interconnexions envisagé par la CRE ? En particulier, êtes-vous favorable au mode de détermination de la prime ex ante sur la base d'une analyse coûts / bénéfices ? En particulier, êtes-vous favorable à une révision de la prime ex post sur la base du niveau effectif de souscription ?**

Compte tenu de l'évolution prévisionnelle des consommations et de l'utilisation des capacités, ENGIE est favorable à la non-reconduction de la bonification, ou du moins à sa suspension et à son encadrement par de stricts critères d'appréciation.

Les critères d'éligibilité et les modalités de calcul de la prime ne sont pas suffisamment explicités dans la consultation publique pour qu'ENGIE puisse se prononcer sur le bienfondé de la proposition.

**Question 4 : Etes-vous favorable au renforcement du mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts des grands projets tel qu'envisagé par la CRE ? Etes-vous favorable aux seuils et niveaux proposés par la CRE ?**

ENGIE est favorable à un mécanisme d'incitation projet par projet.

**Question 5 : Pensez-vous opportun d'étendre ce mécanisme aux projets déjà décidés par les GRT ?**

ENGIE n'est pas favorable à une rétroactivité de la régulation incitative, qui générerait de l'incertitude, et par conséquent n'est pas favorable à l'extension du mécanisme aux projets déjà décidés par les GRT.

**Question 6 : Avez-vous des remarques sur le cadre incitatif envisagé pour les investissements « hors réseaux » ?**

ENGIE est favorable à un tel mécanisme, sous conditions qu'il s'avère réaliste et conduise effectivement à une amélioration de la performance des GRT.

**Question 7 : Etes-vous favorable à la suppression des 9 indicateurs de qualité de service proposée par la CRE ?**

ENGIE est favorable à la réduction du nombre d'indicateurs de suivi de la qualité de service, et partage l'analyse de la CRE.

Nous souhaitons comme la CRE que les indicateurs de suivi des interventions des GRT sur les marchés au titre de l'équilibrage et de retour au stock en conduite de la veille continuent à être suivis et présentés en Concertation Gaz.

Concernant le délai moyen de traitement des demandes de réservations de capacités, il ne nous semble pas exact de dire que le traitement est entièrement automatisé. ENGIE souhaite que délai de traitement des demandes de réservation de capacités via Trans@ctions, d'une part, et le délai de traitement des demandes de cession / acquisition sur le marché secondaire, d'autre part, soient suivis.

**Question 8 : Etes-vous favorable à l'évolution, pour TIGF, du calcul de l'indicateur portant sur la qualité des quantités intra-journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises en cours de journée, afin de l'harmoniser avec celui de GRTgaz ?**

ENGIE est favorable à l'harmonisation des indicateurs et des incitations des deux GRT.

**Question 9 : Etes-vous favorable à l'incitation financière de la disponibilité des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage des expéditeurs sur les portails publics des GRT ?**

ENGIE est favorable à l'incitation financière proposée.

ENGIE souhaiterait par ailleurs disposer d'une information de déséquilibre par expéditeur, basée sur la prévision de consommation de GRTgaz ou de TIGF.

**Question 10 : Etes-vous favorable au suivi détaillé par point, pour les PIR et les PITS, de l'indicateur de disponibilité des capacités fermes, sans qu'il soit incité financièrement ?**

ENGIE accueille favorablement les mesures présentées par GRTgaz en Concertation Gaz, visant à améliorer la disponibilité des capacités fermes. ENGIE appelle les GRT à poursuivre leurs actions de benchmarking, de manière à s'inspirer des meilleures pratiques européennes.

ENGIE est favorable à la mise en place par GRTgaz de « super-points », qui reflètent au mieux les contraintes du réseau et ont fait leurs preuves sur le périmètre de TIGF. Nous considérons que l'offre Optiflow ne doit pas se limiter aux 4 super-points actuellement prévus, et souhaitons son extension rapide à tous les points d'entrée / sortie du réseau, en particulier aux PITS et aux PITTM.

L'introduction d'une incitation financière sur la disponibilité des capacités fermes souscrites nous semblerait de nature à favoriser la mise en œuvre rapide des actions les plus efficaces. ENGIE souhaite donc, comme la CRE l'avait proposé dans sa consultation publique précédente, la mise en place d'une telle incitation, sur le périmètre des points d'entrée PIR et PITTM.

ENGIE s'interroge par ailleurs sur la signification d'un indicateur point par point après la mise en place de super-points.

**Question 11 Etes-vous favorable aux propositions de la CRE concernant les postes couverts au CRCP à 100 % ?**

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE. Les charges et recettes dont la CRE propose la couverture à 100% par le CRCP sont en effet indépendantes de la volonté des GRT.

**Question 12 Etes-vous favorable aux propositions de la CRE pour les postes couverts au CRCP à 80 % ?**

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE.

**Question 13 Etes-vous favorable aux propositions de la CRE pour les postes non couverts au CRCP ?**

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE.

**Question 14 Etes-vous favorable à la reconduction du mécanisme en vigueur d'incitation à l'efficacité sur les charges nettes d'exploitation des GRT, selon lequel les opérateurs conservent les gains et pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle ?**

ENGIE est favorable à la reconduction de ce type de mécanisme, permettant d'inciter les GRT à la réduction de leurs coûts.

**Question 15 : Que pensez-vous du projet GRTgaz 2020 présenté par GRTgaz ?**

En préambule, ENGIE regrette de ne pas disposer du détail du projet GRTgaz 2020 pour se prononcer.

Sur la base des éléments présentés dans la consultation publique, ENGIE accueille favorablement la proposition de GRTgaz de s'engager plus nettement pour la promotion de la filière gaz, ce qui est en phase avec la programmation pluriannuelle de l'énergie. A ce titre, une augmentation des moyens consacrés aux actions de communication et de lobby auprès des décideurs nous semble justifiée. Des actions en matière de développement des usages du gaz (mobilité et industrie) sont indispensables à la viabilité à long terme de la filière, ENGIE y est donc favorable.

De même, le soutien aux évolutions de la filière renouvelable est pertinent, sous réserve qu'il reste proportionné et effectué en partenariat avec d'autres acteurs.

ENGIE invite les GRT à mutualiser leurs moyens et à se coordonner avec les GRD, qui développent des actions de même nature.

L'adaptation de GRTgaz aux évolutions réglementaires et l'exemplarité en terme d'impact environnemental sont positifs, car ils contribuent à la bonne image de la filière. ENGIE y est donc favorable, ainsi qu'aux initiatives en matière de transition énergétique.

De manière générale, ENGIE est favorable aux actions qui contribuent positivement aux résultats des expéditeurs, sous réserve qu'elles restent dans le périmètre d'activité de GRTgaz.

ENGIE est en désaccord avec la position exprimée selon laquelle l'absence d'engagement à long terme des expéditeurs serait due à un défaut de signal prix pertinent et à l'absence d'une vision intégrée du marché. L'absence d'engagement à long terme démontre en revanche l'existence d'un problème structurel dans les tarifs de transport.

En conséquence, ENGIE n'est pas opposée à ce que GRTgaz se dote de moyens supplémentaires en matière d'études économiques, pour lui permettre de mieux appréhender les évolutions du marché. En revanche, ENGIE considère que la fourniture d'informations économiques par GRTgaz ne répond pas à une attente de ses clients.

**Question 16 Que pensez-vous du programme de R&I présenté par TIGF ?**

ENGIE est favorable aux actions proposées par TIGF, relatives à l'intégrité des réseaux, l'optimisation de la consommation d'énergie et le développement des filières renouvelables.

ENGIE invite cependant TIGF à développer des partenariats avec d'autres opérateurs pour ne pas supporter seul des charges de recherche et d'innovation disproportionnées par rapport à la taille de l'entreprise.

**Question 17 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur le CMPC de GRTgaz et TIGF ?**

La CRE indique qu'elle envisage de fixer un CMPC dans une fourchette de 4,75% à 5,5% réel avant impôt, sans détailler les éléments aboutissant à cette fourchette.

Le rapport du consultant externe de la CRE, COMPASS LEXECON, mentionne une fourchette de taux de rémunération de 3,6% à 5,8% réel avant impôt, en explicitant ses estimations sur les différentes variables aboutissant au CMPC.

Sur le coût de la dette, ENGIE souhaite rappeler que les actifs longs gérés par GRTgaz supposent de recourir essentiellement à une dette de long terme à taux fixe. L'ajustement du coût de la dette est donc limité aux nouveaux besoins et à la faible part de dette à taux variables. La dette de GRTgaz est donc caractérisée par une grande inertie à prendre en compte par rapport aux taux atypiques actuellement observés.

En l'absence d'évolution significative du système de régulation français qui aurait pour conséquence de réduire ou d'augmenter le risque systémique associé à la distribution et au transport de gaz, l'analyse d'ENGIE est que le bêta de ces activités ne devrait pas évoluer de manière significative d'une période de régulation sur l'autre.

Le contexte économique, sécuritaire et spécifique aux marchés gaziers européen est même de nature à augmenter le risque de l'activité de transport.

La distinction entre le bêta de l'activité transport et celui de l'activité distribution paraît toujours justifié au regard du volume d'investissements plus important des GRT par rapport à GRDF et du risque plus important associé à l'activité transport dont :

- **Risque gestion de projet & industriel** : des projets « sur mesure » et complexes, un Opérateur d'Importance Vitale dans un contexte de risque sécuritaire maximal...
- **Risque d'investissement excédentaire** : une pression des marchés et surtout des pouvoirs publics pour investir massivement avec risque de couverture des coûts à terme,
- **Risque business de long terme** : une régulation spécifique aux distributeurs pour fidéliser les clients qui n'existe pas en transport et un risque accentué de pertes de clients (clients industriels),
- **Risque dû au faible foisonnement de la base client** : faible nombre de points & de clients avec augmentation des risques de défaillance d'où un risque de plafonnement tarifaire plus accentué.

Ainsi, ENGIE est favorable à ce que soit a minima reconduit l'écart de taux de 0,5% qui existait entre le CMPC retenu pour l'ATRD 4 (6%) et celui retenu pour l'ATRT5 (6,5%). ENGIE sera notamment attentif à ce que le niveau d'inflation retenu soit réaliste.

Par ailleurs, ENGIE note que COMPASS LEXECON soulève dans son rapport la question de la méthode utilisée pour le passage du nominal après impôts au réel avant impôt en rappelant que l'ordre des retraitements n'est pas neutre.

En tout état de cause, l'ordre retenu par la CRE pénalise les GRT, puisque cet ordre conduit à appliquer un taux d'imposition sur des valeurs réelles alors que les impôts se calculent sur les valeurs nominales.

ENGIE est favorable à ce que la méthode appliquée respecte l'ordre suivant : valeur nominale après impôt, valeur nominale avant impôts puis valeur réelle avant impôt, qui est celui appliqué par de nombreux régulateurs dont l'ARCEP en France.

<b>Question 18 Que pensez-vous des trajectoires d'investissements présentées par les GRT et de l'analyse préliminaire de la CRE ?</b>
---

ENGIE est en phase avec l'approche de la CRE, consistant à n'intégrer dans la trajectoire d'investissements que les projets déjà décidés, et en particulier de ne pas intégrer le projet Midcat.

**Question 19 Etes-vous d'accord avec les ajustements envisagés par la CRE sur les charges d'énergie ?**

**Question 20 Que pensez-vous des fourchettes de charges nettes d'exploitation envisagées par la CRE ?**

Il convient de distinguer dans les charges d'exploitation des GRT ce qui relève de la poursuite tendancielle de leur activité, et ce qui relève de leur développement. ENGIE considère qu'il est pertinent que des objectifs de productivité raisonnables soient appliqués sur le trend, mais que les GRT ne doivent pas être restreints sur leur développement au risque de le scléroser, et ce au détriment du marché gazier lui-même.

Ainsi, ENGIE est favorable à ce que des marges de manœuvre soient laissées à l'opérateur pour ce qui relève de son développement.

**Question 21 Etes-vous favorable au maintien de tarifs non-péréqués sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF ?**

ENGIE souhaite que chaque GRT perçoive un revenu du réseau régional cohérent avec les charges correspondantes. Cela ne présuppose pas une péréquation des tarifs de transport sur le réseau régional.

**Question 22 Etes-vous favorable au rééquilibrage progressif entre les coûts et les recettes sur le réseau principal et le réseau régional, de manière à atteindre l'équilibre en fin de période ATRT6 ?**

ENGIE constate que les utilisateurs du réseau principal financent à hauteur de 80 M€ par an le fonctionnement du réseau régional. Cette situation peut être assimilée à une subvention croisée.

A ce titre, ENGIE demande la mise en œuvre d'un rééquilibrage dès le 1<sup>er</sup> avril 2017, qui est d'autant plus aisée qu'aucune augmentation des termes tarifaires du réseau régional n'est actuellement prévue.

Par ailleurs, les chiffres communiqués par la CRE mettent en évidence l'existence de subventions croisées dès l'ATRT5, qui posent un problème d'équité. Pour rectifier cette situation, ENGIE propose que les tarifs de l'ATRT6 tiennent compte du nécessaire rattrapage du déséquilibre cumulé sur l'ATRT5.

**Question 23 Etes-vous favorable à une hausse du terme de sortie PIR Pirineos, au moment de la création de la place de marché unique et de la disparition du terme à la liaison Nord-Sud ?**

**Question 24 Partagez-vous la proposition de maintenir l'équilibre actuel entre les tarifs unitaires pour le transit et pour le transport domestique ?**

**Question 25 Etes-vous favorable à un rééquilibrage des coûts unitaires des deux principales routes de transit (France-Espagne et France-Italie) au moment de la disparition du terme à la liaison Nord-Sud ?**

ENGIE est favorable à la hausse du terme de sortie Pirineos à la date de fusion des zones.

ENGIE est favorable à un rééquilibrage des coûts unitaires des deux principales routes de transit (France-Espagne et France-Italie), mais sans contribution supplémentaire des consommateurs français.

**Question 26 Etes-vous favorable à l'introduction d'un reversement inter-opérateur, tel qu'envisagé par la CRE ?**

ENGIE est favorable à un tel reversement, indispensable après la disparition de la liaison Nord-Sud.

**Question 27 Etes-vous favorable à une baisse des termes du réseau principal la première année du tarif ATRT6, suivie par une évolution à l'inflation ?**

ENGIE est en profond désaccord avec la proposition de la CRE.

En premier lieu, comme indiqué en réponse à la question 22, la proposition de la CRE laisse perdurer une subvention croisée d'environ 80 M€ en 2017 du réseau principal vers le réseau régional. Le revenu à percevoir du réseau principal devrait être diminué d'autant dès 2017, voire davantage en tenant compte du déséquilibre cumulé de l'ATRT5.

En second lieu, la proposition de la CRE revient à sanctuariser le ratio entrée/sortie existant. Ce ratio ne repose sur aucune base solide, et pénalise l'attractivité du hub français. Par ailleurs, ce ratio entrée/sortie pose un problème d'équité entre utilisateurs du réseau de transport, les expéditeurs s'approvisionnant sur le PEG ne supportant pas leur juste part des coûts de transport.

ENGIE estime **nécessaire que la structure tarifaire soit non discriminatoire**, et propose une structure tarifaire alternative en réponse à la question 30.

**Question 28 Etes-vous favorable au maintien du traitement tarifaire actuel des PITTM ?**

Nous constatons que la CRE partage partiellement l'analyse portée par plusieurs expéditeurs dont ENGIE, selon laquelle le tarif PITTM pèse sur la capacité du marché français à attirer le GNL.

Une réduction de ce terme plus importante encore que celle du tarif PIR est justifiée au regard de la sécurité d'approvisionnement spécifique que le GNL procure et du surplus économique généré par une baisse des prix du marché.

Cependant, ENGIE tient à souligner que la proposition de baisse des tarifs PITTM (baisse de seulement 4%) ne semble pas être en phase avec les enjeux d'attractivité identifiés par la CRE.

Pour cela, **ENGIE demande une annulation du tarif PITTM dès le 1<sup>er</sup> avril 2017.**

Remarque complémentaire :

ENGIE prend note de l'évolution du tarif de la prestation de service de GRTgaz à Fluxys (article 5.4.3), qui maintient un niveau proche entre ce tarif et celui du PIR Alveringem.

ENGIE note que cette tarification revient à facturer à 0 le PITTM de Dunkerque aux utilisateurs finaux de cette prestation, et donc à favoriser l'arrivée du GNL sur le marché belge plutôt que sur le marché français.

En effet, un expéditeur déchargeant du GNL au terminal de Dunkerque peut, soit le faire entrer sur le marché français pour 108 €/MWh/j, soit le faire entrer sur le marché belge pour 31 €/MWh/j (tarif régulé de Fluxys).

**Question 29 Etes-vous favorable à l'égalisation des termes tarifaires au PITS de TIGF et de GRTgaz, à l'exception de Nord-Atlantique et Sud-Atlantique ?**

ENGIE est favorable à l'égalisation des termes tarifaires au PITS de TIGF et de GRTgaz, mais demande que cette égalisation soit faite sur la base d'un tarif nul.

En effet, la contribution des stockages au fonctionnement et au dimensionnement du réseau de transport est positive. En conséquence, les GRT ne supportent pas de coûts nets liés à l'interface avec les stockages.

De plus, une baisse du tarif PITS permettra de limiter d'autant le niveau de la compensation entre le revenu régulé des opérateurs de stockage et leurs recettes commerciales, dans le cadre des probables futures modalités de commercialisation des capacités de stockage.

**Question 30 Avez-vous d'autres commentaires à formuler concernant l'évolution des termes tarifaires sur les réseaux de transport de gaz de GRTgaz et de TIGF ?**

ENGIE fait le constat que la proposition tarifaire de la CRE pour l'ATRT6 ne corrige pas le caractère inéquitable de la structure tarifaire de l'ATRT5. **Elle laisse en effet subsister des discriminations significatives entre utilisateurs du réseau :**

- Subvention des utilisateurs du réseau régional par les utilisateurs du réseau principal, qui n'est corrigée qu'en fin de période ;
- Prise en charge des coûts de fonctionnement du réseau principal inégalitaire entre les détenteurs de capacités d'entrée et leurs concurrents s'approvisionnant sur le PEG.

ENGIE demande à la CRE de reconsidérer globalement sa proposition, pour ne laisser subsister aucune discrimination entre utilisateurs du réseau.

Pour ce faire, ENGIE considère nécessaire de mettre en œuvre les dispositions suivantes :

- Un rééquilibrage dès 2017 des recettes des réseaux principal et régional,
- Une annulation du tarif PITTM,
- Une modification du ratio entrée/sortie sur le réseau principal, en réduisant la part perçue des entrées.

A titre d'exemple, un tarif nul sur les entrées PIR et PITTM conduirait à une hausse moyenne d'environ 0,5 € par MWh pour le consommateur français<sup>1</sup>, ce qui représente environ 1% du prix de vente à un client domestique utilisant le chauffage au gaz naturel.

---

<sup>1</sup> Cette hausse est déterminée en prenant l'hypothèse du maintien du ratio entre les sorties frontière et les sorties vers le réseau régional.



Nous estimons en outre que cette hausse limitée serait accompagnée par un effet baissier sur le prix du PEG.

**Question 31 Etes-vous favorable à l'instauration d'un NTR maximal sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF ? Etes-vous favorable à une limitation à 8 du NTR sur les réseaux de transport régionaux de GRTgaz et de TIGF ?**

Sur le plan économique, la proposition de la CRE de subvention croisée entre les communes les plus proches et les plus éloignées entraînerait une baisse très significative du coût de transport direct des clients rattachés à des communes actuellement avec un NTR élevé, mais également une hausse des coûts de transport direct de l'ensemble des autres clients.

Dans un contexte de hausse du coût de transport depuis 2009 et d'une hausse anticipée de 10% supplémentaires entre 2018 et 2020, ENGIE encourage les actions qui pourraient amener à favoriser le nombre de nouvelles souscriptions en gaz ou à éviter les dé-raccordements, mais reste vigilant quant à la hausse globale des prix de transport que cette action pourrait entraîner.

ENGIE n'est pas favorable au changement des NTR au 1<sup>er</sup> avril 2017 comme proposé par la CRE. Dans le cas où un tel changement serait néanmoins décidé, ENGIE préconise une **limitation du nombre de NTR à 12** dans la mesure où l'impact haussier des niveaux de prix par NTR demeure limité.

Par ailleurs, un changement dès 2017 de la structure et du niveau des coûts de transport :

- risquerait d'affecter la rentabilité des offres de marché à prix fixes sur 1 à 3 ans déjà engagées par les fournisseurs ;
- présenterait des impacts lourds et entraînerait un besoin de modification de la chaîne de Pricing avec des évolutions conséquentes dans les outils informatiques. Cette échéance n'est pas compatible avec la refonte nécessaire des systèmes d'information des fournisseurs.

De ce fait, ENGIE demande **un délai minimum de 3 ans** entre la description des changements et leur mise en place afin de donner de la visibilité aux fournisseurs.

**Question 32 Avez-vous des remarques concernant les mécanismes d'interruptibilité envisagés par le tarif ATRT6 ?**

Les contrats interruptibles permettent une utilisation maximale des capacités disponibles et contribuent à l'optimisation du réseau de transport. Par conséquent, ENGIE est favorable au maintien de mécanismes d'interruptibilité dans le cadre de l'ATRT6. Les dispositions introduites par l'article 158 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) conduisent à envisager, contre rémunération, l'interruption de consommateurs raccordés sur le réseau de transport pour le maintien de la sécurité d'approvisionnement des consommateurs protégés.

Dans ce contexte, ENGIE considère que les capacités interruptibles prévues par l'ATRT5 doivent pouvoir être reconduites dans le cadre de l'ATRT6, notamment l'IAPC. ENGIE appelle la CRE à reconsidérer la disparition de l'IAPC Sud à la date de la fusion des zones, et à proposer un nouveau dispositif sur l'ensemble du territoire français, accessible sans discrimination à l'ensemble des sites fortement modulés, pour ne pas créer de distorsion sur le marché de l'électricité.

L'introduction d'une tarification flexible des capacités des sites fortement modulés, telle que proposée par certains expéditeurs lors de la consultation publique de février 2016, est également souhaitable car cela serait pleinement adapté aux besoins des centrales électriques à gaz.

Concernant les nouveaux mécanismes proposés par la DGEC en Concertation Gaz, ENGIE ne peut exprimer de position formelle en l'absence d'information à ce jour sur la mise en œuvre de l'évolution projetée du cadre réglementaire relatif au stockage. Dès lors, ENGIE préconise le maintien des mécanismes d'interruptibilité existants dans l'ARTR5. Lorsque le nouveau cadre réglementaire relatif au stockage sera connu, l'adaptation éventuelle des mécanismes d'interruptibilité pourra être envisagée dans le cadre de l'ARTR6.

**Question 33 Etes-vous favorable aux propositions de la CRE concernant le maintien de la tarification 100 % à la capacité ?**

**Question 34 Etes-vous favorable aux propositions de la CRE concernant le maintien de la modulation mensuelle des termes de capacités mensuelles de livraison et d'acheminement sur le réseau régional ?**

ENGIE considère, comme la CRE, que la structure tarifaire actuelle avantage déjà fortement les consommateurs non modulés parmi lesquels les industriels gazo-intensifs.

**Question 35 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les conditions de mise en œuvre d'une remise développement plafonnée à 50 % ?**

ENGIE reste dubitative quant aux garanties de souscription apportées par les bénéficiaires d'une telle remise, en particulier pour les nouvelles distributions publiques.

ENGIE préconise de prendre en compte la probabilité de non réalisation des prévisions de souscriptions.

**Question 36 Avez-vous des remarques concernant les réflexions menées par les GRT pour améliorer la flexibilité de leur offre amont ?**

ENGIE accueille favorablement les propositions de GRTgaz pour améliorer la flexibilité de son offre. La commercialisation de capacités non bundlées et l'offre de substitution ont déjà été présentées en Concertation Gaz et ne nécessitent pas de développements importants. Par conséquent, une mise en œuvre au 1<sup>er</sup> avril 2017 nous semble tout à fait envisageable.

ENGIE préconise que l'offre de substitution soit intégrée de manière permanente dans le contrat d'acheminement de GRTgaz, et non de façon ponctuelle.

**Question 37 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les demandes spécifiques d'EDF et Dunkerque LNG ?**

ENGIE partage l'analyse de la CRE.

**Question 38 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la demande spécifique d'Engie ?**

ENGIE ne partage pas la position de la CRE.

En effet, les capacités fermes disponibles à Dunkerque deviennent significatives à partir de 2017 : 44 GWh/j à partir de mai 2017, 75 GWh/j à partir de novembre 2017, sans compter les 20 GWh/j de capacité additionnelle que GRTgaz peut mettre à disposition du marché en hiver.

Dans ces conditions, tout expéditeur peut accéder à de la capacité d'entrée à Dunkerque. Par ailleurs, comme le reconnaît la CRE, aucune restitution n'a eu lieu depuis 2015.

ENGIE maintient donc que la suppression du mécanisme de restitution à Dunkerque est possible et souhaitable, dès 2017.

**Question 39 Etes-vous favorable à la création de produits de N jours consécutifs, avec un minimum de 10 jours, aux PITTM ?**

**Question 40 Etes-vous favorable à ce que les cessions de capacités aux PITTM soient autorisées sur tous les terminaux méthaniers français ?**

**Question 41 Etes-vous favorable à ce que les acteurs ayant de faibles réservations en service continu dans les terminaux régulés ne se voient plus allouer de bandeau annuel de capacités ?**

**Question 42 Etes-vous favorable à ce que les dépassements de capacité soient facturés au prix de 1/365ème du prix de la souscription annuelle ?**

Concernant la cession de capacités aux PITTM :

ENGIE est favorable à ce que les cessions (cession totale ou transfert d'usage) de capacité d'entrée aux PITTM entre expéditeurs des terminaux soient autorisées.

Concernant l'évolution de l'offre aux PITTM :

En préambule, ENGIE rappelle que l'attractivité du marché français pour le GNL **est avant tout une question de niveau tarifaire**, comme nous l'évoquons en réponse à la question 28.

ENGIE est par ailleurs favorable à une évolution de l'offre aux PITTM, dans le sens d'une meilleure cohérence avec l'offre des terminaux méthaniers, et **sous réserve qu'elle ne crée aucune discrimination** entre les expéditeurs détenteurs de capacités à long terme et utilisateurs ponctuels des terminaux.

Les capacités d'entrée aux PITTM sont actuellement allouées aux expéditeurs sous forme de bandeau (annuel ou plus court), en fonction de leurs souscriptions de regazéification dans les terminaux.

Cette **allocation automatique sous forme de bandeau ne correspond pas au besoin de capacité d'entrée aux PITTM des expéditeurs**, à plusieurs titres :

- les émissions totales des terminaux régulés n'ont généralement pas la forme d'un bandeau pour des raisons techniques ;
- chaque mois les terminaux régulés répartissent ces émissions entre les expéditeurs en tenant compte de leur utilisation relative de la capacité au terminal pour le mois concerné (et non pas en fonction de leur souscription initiale), ce qui introduit un décalage avec la répartition des capacités d'entrée aux PITTM ;
- une capacité bandeau aux PITTM limite la possibilité pour les expéditeurs de tirer parti de la flexibilité « aval » des terminaux, développée récemment pour mieux répondre aux besoins liés à l'équilibrage d'un portefeuille sur le réseau GRTgaz. A l'instar des PITS, les produits PITTM doivent être cohérents avec les offres des opérateurs adjacents pour permettre une utilisation optimale des réseaux.

Par conséquent :

#### 1. Evolution des produits de capacité d'entrée aux PITTM

ENGIE est **favorable à la création de produits de durée inférieure à un an**, mais souhaite que ces produits ne soient pas contraints par une forme en bandeau plat ni par une durée minimale de 10 jours : pour répondre au besoin réel de l'expéditeur, **la capacité d'entrée au PITTM doit pouvoir être déterminée en fonction du service fourni par le terminal et donc du programme d'émissions tel que notifié par l'opérateur de terminal.**

#### 2. Modulation des bandeaux de capacité d'entrée aux PITTM

ENGIE partage l'avis de la CRE que les dépassements observés par rapport à une capacité d'entrée « bandeau » aux PITTM des terminaux régulés ne doivent pas être pénalisés ; mais considère plus encore qu'ils ne devraient pas engendrer de coût supplémentaire pour l'expéditeur.

En effet, comme souligné par la CRE, le fonctionnement des flux à un PITTM est très différent de celui à un PIR. Dans les terminaux régulés les programmes d'émissions sont construits au pas mensuel/intramensuel par les opérateurs ; ils garantissent ainsi que les émissions de chaque expéditeur restent dans les limites de sa capacité de regazéification souscrite, mais ils ne permettent pas à l'expéditeur d'ajuster son niveau journalier d'émission à une capacité d'entrée PITTM constante.

C'est pourquoi les capacités d'entrée aux PITTM devraient être allouées à partir des programmes d'émissions construits par les opérateurs de terminaux méthaniers, et non servir de référence par rapport à laquelle sont déterminés des « dépassements ».

La proposition de GRTgaz va dans ce sens mais intègre des rigidités (préavis de 7 jours, application constante sur un minimum de 10 jours, à compenser à l'inverse et à la suite sur la même durée) non justifiées et non adaptées aux problématiques d'une logistique GNL et du besoin d'équilibrage aval (les dates précises de déchargement sont encore incertaines à 7 jours ; la flexibilité « aval » résiduelle des terminaux n'est pas encore connue et mise à disposition des expéditeurs).

ENGIE soumet alors deux autres solutions alternatives :

- Solution 1 : la souscription d'entrée au PITTM serait « ship or pay » sur le volume total, avec une répartition journalière provisoirement en bandeau mais reprogrammable jusqu'en J-1. Concrètement, le niveau journalier serait programmé lors des notifications du programme d'émissions par l'opérateur de terminal régulé (i.e. à la nomination et non à l'allocation du flux : il ne s'agit donc pas là d'une réservation ex-post). Un coût de « dépassement » à un prix de  $1/365^{\text{ème}}$  pourrait être implémenté mais serait facturé à la maille annuelle (ou sur la durée totale de la souscription si inférieure à 1 an).
- Solution 2 : le principe d'une capacité constante au PITTM serait conservé, mais en soldant les écarts entre profil réel des émissions et bandeau de capacité d'entrée au PITTM au pas de temps annuel (ou sur la durée totale de la souscription si inférieure à 1 an).