

**Consultation publique de la Commission de Régulation de l'Energie
relative aux prochains tarifs d'utilisation des réseaux de transport
de gaz de GRTgaz et TIGF et aux prochains tarifs d'utilisation des
terminaux méthaniers régulés**

Réponse d'ENGIE

Date : 25/03/2016

ENGIE remercie la CRE pour le lancement d'une large consultation des parties prenantes un an avant le début de la prochaine période tarifaire. ENGIE se tient à la disposition de ses services pour contribuer à la poursuite des réflexions, notamment dans le cadre de la Concertation Gaz, avant les prochaines consultations relatives à l'ATRT6 et à l'ATTM5

En préambule, ENGIE estime que les scénarios d'évolution tarifaire présentés sont peu différenciés, et souhaite, au contraire, que la CRE étudie des scénarios en rupture avec la structure tarifaire actuelle.

Dans ce cadre, ENGIE propose une nouvelle répartition des recettes perçues par les GRT :

- Couverture des charges du réseau régional par les recettes de ce réseau ;
- Forte réduction du tarif des PITTM ;
- Modification profonde de la répartition entrées/sorties des recettes du réseau principal, en les transférant vers les sorties ;
- Couverture des coûts de transit par le tarif des points de sortie physiques, en préservant l'équité entre les consommateurs français et les exports ;
- Maintien d'un tarif de rebours non physique calculé comme une fraction du tarif du sens principal ;
- Affectation du coût de la fusion Nord-Sud aux seuls points de sortie.

Cette modification, qui serait compatible avec le projet de Code Tarifs, ne comporterait plus de discrimination entre les expéditeurs ayant contracté des engagements de long terme et les expéditeurs s'approvisionnant au PEG. En effet, ENGIE constate que le contexte de marché a fortement évolué avec l'ouverture progressive des marchés, et que les expéditeurs engagés à long terme supportent actuellement une part disproportionnée des coûts.

Par ailleurs, ENGIE demande que le tarif des PITS soit fixé en tenant compte des futures règles de commercialisation des capacités de stockage, et du service positif rendu au réseau de transport.

Question 1 : Considérez-vous que la CRE a correctement appréhendé les grands enjeux relatifs aux tarifs de transport de gaz naturel à l'horizon 2020 ?

ENGIE partage le constat de la CRE d'une stagnation, voire d'une baisse de la demande qui devrait se poursuivre à l'avenir. ENGIE constate également que les congestions ont entièrement disparu aux interconnexions du réseau français, y compris sur la liaison Nord-Sud.

La situation du marché des capacités de transport est parfaitement résumée dans le graphique en p13 de la consultation publique, auquel il conviendrait d'ajouter les réservations sur les terminaux méthaniers. Cette situation est celle d'une surréservation importante des capacités d'entrée, par des expéditeurs de long terme. Dans ce contexte, les nouvelles réservations de capacité (hors liaison Nord Sud) sont très faibles, et montrent le surplus de l'offre par rapport à la demande sur le marché des capacités. Cette situation n'est pas pérenne. A l'horizon de la période tarifaire ATRT7, la diminution progressive de ces réservations long terme conduira à une hausse importante des tarifs d'entrée.

Avant cette échéance, et donc au cours de la période ATRT6, les revenus des opérateurs de transport issus des points d'entrée sont entièrement liés à d'anciens engagements de réservation de capacité. Ces engagements ont été pris dans un contexte réglementaire et de marché très différent. Depuis, les décisions prises pour ouvrir et développer le marché du gaz ont eu pour conséquences, non seulement de faire perdre toute valeur aux capacités d'interconnexion, mais en outre d'augmenter leur coût de façon à financer des investissements majeurs qui n'ont pas tous été couverts par de nouveaux engagements.

En particulier, aucune open season n'a été à l'origine de la décision de fusionner les zones Nord et Sud, ni de créer des capacités d'entrée à Oltingue. Les engagements des expéditeurs à Dunkerque LNG ne permettent de couvrir que le raccordement du terminal au réseau, et non les renforcements du cœur de réseau associés.

ENGIE estime que l'analyse présentée ne montre pas le caractère inéquitable de la structure tarifaire actuelle, alors que les expéditeurs engagés à long terme :

- supportent une partie disproportionnée des coûts ;
- assurent l'alimentation physique du marché ;
- n'en captent qu'un revenu marginal, à l'inverse des acteurs qui s'approvisionnent au PEG.

ENGIE souhaite une remise en cause fondamentale de la structure tarifaire, qui conduise à mettre les tarifs aux frontières en adéquation avec leur valeur de marché. La mise en œuvre de l'ATRT6 est l'occasion de procéder à des modifications ambitieuses, favorables à l'ensemble du marché et qui limiteront l'impact inéluctable de la diminution des réservations à long terme de capacités.

Question 2 : Avez-vous des observations sur le programme de travail et le calendrier envisagés par la CRE pour l'élaboration des tarifs ATRT6 ?

ENGIE suggère un délai de réponse suffisamment long (supérieur à un mois) pour la 2^e consultation, afin de tenir compte de l'importance des sujets abordés et de la période estivale. Nous souhaitons que les sujets présentés lors de la présente consultation, mais qui n'ont pas encore fait l'objet de discussions détaillées en Concertation Gaz (refonte des NTR, PIV France-Belgique, capacités France-Allemagne), soient abordés dans une nouvelle consultation publique avant délibération.

Question 3 : Etes-vous favorable à un maintien du calendrier de l'ATRT5, soit une évolution du tarif de transport au 1er avril de chaque année, assortie d'une visibilité sur l'évolution du tarif aux interconnexions pour l'ensemble de la période tarifaire ATRT6 ?

ENGIE est favorable à la 2^e option (changement au 1^{er} avril) et souhaite le plus de visibilité possible dès décembre N sur le tarif des capacités de l'année gazière N+1/N+2, qui seront vendues au enchères annuelles de mars N+1.

Sans prix de réserve connu avec certitude suffisamment à l'avance, il est prévisible que les expéditeurs seront encore plus dissuadés de réserver des capacités annuelles, et préféreront ne réserver que sur le très court terme. Le code tarif en cours de discussion au niveau européen reconnaît l'importance de cette question, et prévoit que le prix des capacités pour l'année suivante soit publié avant le déroulement de ces enchères.

Question 4 : Etes-vous favorable à une évolution annuelle des tarifs ATRT6 au 1er avril ainsi qu'à une évolution unique du tarif au moment de la création de la zone unique, dans les conditions envisagées par la CRE ?

ENGIE est favorable à une évolution tarifaire en deux fois : au 1^{er} avril 2018 et au 1^{er} avril 2019. L'introduction d'une évolution tarifaire intermédiaire nous semble ajouter une complexité inutile.

Question 5 : Quel bilan tirez-vous de la mise en œuvre du tarif ATRT5 ? Etes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE concernant le cadre de régulation pour la période ATRT6 ?

ENGIE partage la vision de la CRE : le tarif ATRT5 a contribué à l'amélioration de la qualité de service. ENGIE est également favorable à une période tarifaire d'une durée de 4 ans, qui offre une visibilité suffisante aux acteurs du marché.

Comme indiqué en réponse à la question 1, au cours de l'ATRT5, le développement du réseau a été favorisé par la socialisation d'une partie des nouveaux investissements, qui n'ont pas tous fait l'objet d'engagements financiers de la part des expéditeurs.

Le caractère inéquitable de la structure tarifaire s'est renforcé au cours de la période ATRT5 du fait des évolutions du marché du gaz, au détriment des expéditeurs engagés à long terme. En conséquence, ENGIE ne partage pas les orientations préliminaires de la CRE, qui conduiraient à une modification marginale de la structure tarifaire du réseau principal.

ENGIE souhaite appeler la CRE à examiner des scénarios tarifaires en rupture avec la structure actuelle, qui fassent porter les coûts équitablement aux utilisateurs du réseau. Nous proposons :

- Une forte baisse du tarif des PITTM ;
- Une forte baisse du tarif des entrées PIR et des rebours non physiques ;
- Un report des coûts vers les sorties, en proportion de l'utilisation des réseaux.

Question 6 : La non-reconduction de la bonification de 300 points de base pour la période ATRT6 vous paraît-elle désormais souhaitable ?

ENGIE partage le constat de la CRE. 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. Ainsi, elle pourrait être réintroduite pour des investissements financés à 100 % par des réservations de capacité ou ayant un caractère réglementaire.

Question 7 : Etes-vous favorable à l'étude d'un mécanisme incitant GRTgaz et TIGF à la maîtrise de leurs coûts unitaires d'investissements dans les réseaux ?

ENGIE est favorable à l'étude d'un tel mécanisme, sous réserve de sa faisabilité et qu'il améliore effectivement la performance des GRT.

Question 8 : Êtes-vous favorable à la mise en oeuvre d'un mécanisme incitant GRTgaz à la maîtrise de ses charges de capital sur les actifs hors réseaux au même titre que les charges d'exploitation ? Que pensez-vous du mécanisme envisagé par la CRE ?

ENGIE est favorable à l'étude d'un tel mécanisme, sous réserve de sa faisabilité et qu'il améliore effectivement la performance des GRT.

Question 9 : Avez-vous d'autres propositions à formuler concernant l'évolution de la régulation incitative des investissements de GRTgaz et de TIGF ?

Néant

Question 10 : Etes-vous favorable à l'introduction pour GRTgaz et TIGF d'un dispositif de régulation incitative des dépenses de R&D où les sommes allouées à la R&D mais non utilisées seraient restituées aux utilisateurs en fin de période tarifaire ?

Question 11 : Que pensez-vous de la mise en place d'un bilan annuel des projets de R&D des GRT ?

ENGIE est favorable aux actions de R&D menées par les GRT, en particulier dans les domaines du développement de la demande de gaz et de l'efficacité opérationnelle. Le mécanisme proposé nous convient.

Question 12 : Etes-vous favorable au maintien d'un dispositif de régulation incitative de la qualité de service ?

ENGIE est favorable au maintien d'un dispositif de régulation incitative de la qualité de service, qui a prouvé son efficacité, et privilégie les indicateurs à incitation financière qui se révèlent plus incitatifs.

Question 13 : Etes-vous favorable à la suppression des trois indicateurs portant sur les délais de réalisation des raccordements, le nombre de réclamations et les délais de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD ?

ENGIE est favorable à la suppression de ces trois indicateurs.

Question 14 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une incitation financière portant sur la disponibilité des cinq données les plus utiles à l'équilibrage des expéditeurs ?

ENGIE est favorable à l'introduction d'une telle incitation.

ENGIE souhaiterait par ailleurs disposer d'un indicateur de déséquilibre par expéditeur, basé sur la prévision de consommation de GRTgaz ou de TIGF.

Question 15 : Etes-vous favorable à l'introduction d'un indicateur de qualité de service portant sur le nombre de jours où la capacité technique effective est inférieure au maximum théorique de capacité ferme, ou préférez-vous que l'indicateur actuel soit maintenu, en détaillant les résultats par point ?

Il est pertinent de continuer à suivre la disponibilité des capacités souscrites plutôt que celle des capacités techniques, car elle représentent mieux l'interruption du service auprès des utilisateurs du réseau.

Question 16 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une incitation financière portant sur la disponibilité des capacités fermes ? Sur quels points des réseaux de GRTgaz et de TIGF une incitation financière vous paraît-elle la plus pertinente ?

ENGIE est favorable à l'introduction d'une telle incitation, sur la disponibilité des capacités fermes souscrites, a minima sur les points d'entrée PIR et PITTM.

Dans la plupart des pays européens, une partie des capacités fermes françaises seraient considérées comme des capacités interruptibles. En effet, l'importance du programme de travaux génère une forte incertitude sur la disponibilité de ces capacités. Il serait donc équitable d'appliquer les dispositions du projet de code tarif sur la capacité interruptible, à savoir un remboursement au moins 3 fois le tarif journalier pour toute journée, où une interruption a eu lieu.

Question 17 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une incitation financière portant sur les prévisions non engageantes de maintenance ?

ENGIE est favorable à l'introduction d'une telle incitation.

Question 18 : Souhaitez-vous que soit supprimé le mécanisme existant de régulation incitative à la commercialisation des capacités ou préférez-vous que le taux de couverture au CRCP des recettes afférentes soit porté à 80% ?

Dans un contexte où la souscription de capacités a peu à voir avec les efforts commerciaux du GRT, la totalité des écarts de revenus liés aux souscriptions devrait être reversée au CRCP.

Les incitations à la commercialisation de capacités ont pu trouver leur intérêt par le passé, principalement dans le cas d'interconnexions congestionnées (liaison Nord Sud). L'évolution du contexte (enchères, réduction des congestions, capacités incrémentales) en diminue fortement l'intérêt.

Question 19 : Etes-vous favorable à la péréquation des tarifs de GRTgaz et TIGF, dans les conditions envisagées par la CRE ?

ENGIE est favorable à la péréquation proposée, ainsi qu'à l'harmonisation des tarifs.
Concernant les PITS, cf notre réponse à la question 24.

Question 20 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'aligner la répartition des charges et des recettes des GRT sur les réseaux amont et aval ?

La prise en charge par les termes tarifaires de transport sur le réseau régional (aval) des coûts du réseau régional est une exigence minimale de réfectivité des coûts. Au regard de la Troisième Directive, la subvention du réseau régional par les utilisateurs du réseau principal ne semble pas autorisée.

ENGIE est donc favorable à ce que les charges du réseau régional (resp. principal) soient couvertes par les termes tarifaires du réseau régional (resp. principal). ENGIE demande pour cela une transparence des charges respectives des deux réseaux, en particulier des OPEX.

Question 21 : Etes-vous favorable à la stabilité de la répartition des recettes des GRT entre les entrées et les sorties du réseau principal ?

A l'inverse de la CRE, ENGIE demande une profonde modification du ratio entrées/sorties, et la prise en compte d'un scénario transférant les coûts d'entrée vers les sorties du réseau principal.

L'indicateur de répartition entre entrées et sorties, sans distinguer les sorties clients, les sorties vers les autres pays, et les sorties vers les stockages, semble manquer de signification. Objet de nombreuses critiques lors du processus d'élaboration du code tarif européen, cet indicateur ne fait d'ailleurs plus l'objet d'un article dans la dernière version du projet de code, contrairement au « cost allocation test ». En effet, dans un système entrées sorties non distordu et soutenable, avec un prix de référence au hub, le ratio entrées/sorties du réseau principal n'est pas significatif car les clients finals, bénéficiaires ultimes, paient intégralement le coût de la chaîne de transport du gaz naturel. La non-discrimination doit en revanche être garantie entre clients finals, qu'ils soient consommateurs ou exportateurs, ce que vise le « cost allocation test ».

Sur le marché français, la situation est devenue insoutenable pour les expéditeurs engagés à long terme. Ces derniers sont dans l'incapacité de transférer aux clients finals, bénéficiaires ultimes des capacités, les coûts associés. En effet, les différentiels de prix entre le PEG et les marchés voisins ne reflètent pas le prix des capacités d'entrée sur le réseau principal. Le ratio entrées/sorties actuel conduit donc les expéditeurs de long terme à supporter des coûts disproportionnés par rapport aux acteurs qui achètent sur le PEG. Il est donc nécessaire de transférer les coûts d'entrée vers les sorties du réseau principal, pour s'assurer que les bénéficiaires finals du service d'acheminement en assument bien les coûts équitablement.

Enfin, dans un scénario de retour du GNL, où ce dernier deviendrait la ressource marginale et définirait le prix du PEG, une baisse du tarif des PITTM conduirait à une baisse du prix du marché français. La réduction de ce tarif générerait un surplus économique aux bornes du système français, ENGIE propose que ce soit une priorité de l'ATRT6.

ENGIE est donc favorable à une diminution conséquente de la proportion du revenu perçue par les tarifs d'entrée :

- Une forte baisse du tarif des PITTM ;
- Une forte baisse du tarif des entrées PIR et des rebours non physiques ;
- Un report des coûts vers les sorties, en proportion de l'utilisation des réseaux.

Un tel transfert modifierait la part respective des coûts supportés par les consommateurs modulés et par les consommateurs non modulés. Pour compenser cet effet, ENGIE propose l'introduction, dans le terme de sortie du réseau principal, d'une part liée au volume normalisé (capacité annuelle de référence), en sus de la part liée à la capacité.

Enfin, ces baisses des tarifs d'entrée permettront de limiter l'impact inéluctable sur les tarifs de la diminution des souscriptions de capacité à long terme, qui sera sensible dès la fin de l'ATRT6.

Question 22 : Etes-vous favorable à la démarche proposée par la CRE pour refléter les coûts des transits vers l'Italie et l'Espagne ?

ENGIE considère que les utilisateurs du transit doivent contribuer de façon équitable au financement du fonctionnement et du développement du marché. Le prix du transit ne peut donc être fixé que sur la base d'une analyse objective.

Question 23 : Etes-vous favorable à l'imputation d'une partie des coûts relatifs à la création de la zone unique aux points d'entrée du réseau de transport ou uniquement sur les points de sortie du réseau principal ?

Une augmentation des tarifs d'entrée consécutive à la fusion des zones reviendrait à faire supporter aux détenteurs de capacité, pour l'essentiel acquises avant la décision de fusion, des coûts sans lien avec l'objet de leur réservation initiale. Comme indiqué en question 5, le système actuel est déjà très inéquitable : les expéditeurs de long terme supportent une part disproportionnée des coûts, sans possibilité de refacturer ces coûts d'entrée aux clients finals. Leur augmentation serait encore plus inéquitable.

ENGIE demande que l'augmentation porte uniquement sur les points de sortie, et plus largement que les recettes des termes tarifaires d'entrée soient transférés vers les termes tarifaires de sortie.

Question 24 : Etes-vous favorable à une évolution des tarifs aux PITS dans la même proportion que pour les autres termes d'entrées et de sortie du réseau principal ?

ENGIE ne partage pas l'analyse de la CRE et estime que 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, la CRE ne tient pas compte des futures modalités de commercialisation des capacités de stockage dans le cadre de la régulation des opérateurs de stockage. Le coût du PITS est un élément significatif du coût de stockage et peut de ce fait pénaliser la souscription des stockages. En effet, le niveau tarifaire du PITS réduira d'autant le prix que les expéditeurs seront prêts à payer pour la capacité de stockage. Une baisse du tarif PITS se traduira donc par une baisse symétrique de la contribution au revenu régulé des opérateurs de stockage qui sera perçue sur la facture de transport.

Par conséquent, nous demandons une annulation du terme PITS des deux GRT.

La couverture de ce manque à gagner pourrait être assurée par les termes tarifaires des sorties clients également concernées par la contribution au revenu régulé des stockages.

Question 25 : Etes-vous favorable à une prise en compte de la création de la zone unique dans le tarif ATRT6 au moment de cette création ou souhaitez-vous une évolution progressive ?

ENGIE partage l'avis de la CRE : le tarif de la liaison Nord-Sud ne doit pas diminuer avant la fusion, pour éviter toute subvention croisée entre utilisateurs du réseau. ENGIE demande cependant une évolution tarifaire en deux étapes, au 1^{er} avril 2018 et au 1^{er} avril 2019 (cf question 4).

Question 26 : Etes-vous favorable à une refonte des NTR ?
Question 27 : Etes-vous favorable aux principes de refonte des NTR proposés par la CRE ?
Question 28 : Partagez-vous la préférence de la CRE pour la méthode 3 « nouveau calcul de tous les NTR en fonction de la distance au réseau principal et du diamètre des ouvrages pour TIGF, en excluant les hausses de NTR » ?
Question 29 : Préférez-vous que le NTR maximal soit fixé à 8 ou bien à 12 ?
Question 30 : Avez-vous d'autres remarques concernant la révision des NTR à l'étude ?

Une refonte des NTR est une modification très significative de la structure tarifaire aval. Elle est susceptible d'impacter lourdement la répartition des coûts entre les différents consommateurs. Une tarification à la seule distance serait une évolution par rapport à la méthodologie actuelle, qui tient compte des coûts des travaux et des consommations desservies. Par ailleurs, le changement devra être expliqué aux clients et aux différentes parties prenantes (collectivités locales, représentants des consommateurs...).

Cette problématique a été présentée en Concertation Gaz en fin de consultation publique, et dans des instances dédiées aux clients industriels et aux GRD. Les données fournies dans la présente consultation comme en Concertation Gaz ne permettent pas de mesurer l'impact des modifications proposées.

ENGIE ne s'oppose pas à l'objectif sous-jacent d'augmenter la péréquation entre consommateurs au travers d'un lissage du coût de transport sur le réseau régional. Mais avant de se prononcer, ENGIE souhaite des échanges approfondis en Concertation Gaz et que la liste des NTR et les coûts unitaires de transport sur le réseau régional dans les différents scénarios envisagés, commune par commune, soient transmis aux expéditeurs.

Il conviendrait par ailleurs de s'assurer de la conformité au Code de l'Energie des modalités suggérées.

ENGIE demande donc :

- une présentation en groupe de travail « Structure du réseau » de la Concertation Gaz ;
- une nouvelle consultation publique, postérieure aux ateliers de la Concertation Gaz ;
- un délai minimal de 3 ans entre la décision et sa mise en œuvre, pour tenir compte des engagements commerciaux des fournisseurs, de la nécessaire communication, et pour procéder aux adaptations nécessaires des outils informatiques.

Question 31 : Etes-vous favorable à la répercussion du transfert des charges « 3R » sur le terme de capacité de livraison aux PITD ?

ENGIE est favorable au transfert vers les GRT des charges décrites par la CRE, dans la mesure où le GRD ne les maîtrise pas et n'a pas d'influence sur leur niveau.

ENGIE considère que ces charges doivent être affectées au terme de livraison vers les PITD, sans création de nouveau terme tarifaire.

Question 32 : Etes-vous favorable à la création d'une « remise développement » visant à réduire le coût des nouveaux raccordements et des adaptations de postes existants ?
Question 33 : Etes-vous favorable aux modalités proposés par les GRT pour le calcul et l'application d'une telle « remise développement » ?

ENGIE est favorable sur le principe à toute mesure contribuant au développement pérenne des consommations de gaz naturel. ENGIE comprend que la « remise développement » est conçue pour bénéficier à l'ensemble des utilisateurs des réseaux, sous réserve d'une garantie de souscription des nouvelles capacités créées.

En l'espèce, la mesure proposée présente de forts risques de coûts échoués à financer par les autres clients : pérennité de l'engagement de la part de clients industriels ; validité de l'engagement de la part de GRD.

ENGIE est défavorable à la mesure proposée.

ENGIE considère que l'effort de développement doit davantage porter sur la densification de l'utilisation des réseaux de distribution, ce qui justifie les mesures prises par la CRE dans le cadre de la future période tarifaire ATRD5.

Question 34 : Etes-vous favorable à la création d'un point d'interconnexion virtuel entre la France et la Belgique ?

La création de ce point d'interconnexion virtuel découle du code de réseau CAM. Cependant, ENGIE ne peut se prononcer sans connaître les modalités, en particulier tarifaires, de cette création.

Question 35 : Etes-vous favorable à la création de 35 GWh/j de capacité ferme à Obergailbach dans le sens France-Allemagne ?

ENGIE ne s'oppose pas à la création de capacités rebours interruptibles supplémentaires à Obergailbach à hauteur de 35 GWh/j. Mais ENGIE doute, en revanche, de la facilité d'affermir ces capacités rebours non physiques en cas de réel intérêt économique.

L'intérêt d'une capacité ferme de la France vers l'Allemagne ne peut survenir que sur des périodes de temps suffisamment longues de spread de prix favorable dans le sens PEG Nord → NCG. La logique économique voudrait que, sur de telles périodes, le flux principal (Allemagne → France) ne soit pas disponible.

Les opérateurs de stockage ne seraient donc pas sollicités uniquement « quelques jours ».

Cette capacité rebours mensuelle risque de ne plus être proposée quand elle sera justement justifiée économiquement. Elle est donc par nature interruptible, et bien plus que l'analyse de l'historique ne l'indique.

La simplicité affichée d'un affermissement de ces capacités paraît contestable. La méthode proposée s'appuie sur des accords avec des opérateurs de stockage en l'absence de flux principal de l'Allemagne vers la France. Cela signifie-t-il que des stocks suffisants (1 mois à 35 GWh/j) sont conservés dans un stockage allemand, et que des capacités équivalentes sont disponibles dans un stockage français ? L'affermissement sera-t-il mis en œuvre via un OBA entre les opérateurs de réseau et de stockage concernés, ou l'un des acteurs jouera-t-il un rôle d'expéditeur en souscrivant des capacités mensuelles dans le sens principal ?

ENGIE craint que l'affermissement de ces capacités génère un coût fixe qui ne soit pas compensé par la réservation effective de capacités par les expéditeurs, et donc supporté par tous les utilisateurs du réseau.

ENGIE demande par conséquent une transparence complète sur le processus proposé de création de nouvelles capacités :

- Présentation détaillée en Concertation Gaz ;
- Consultation ad hoc conjointe entre la CRE et la BNetzA ;
- Appel d'offres européen ouvert et transparent, non limité à des opérateurs d'infrastructures, pour répondre au besoin d'affermissement.

En tout état de cause, un risque existe de voir la qualité et la valeur des capacités interruptibles dégradées par la création de capacités fermes, sans que les expéditeurs déjà engagés puissent accéder de manière prioritaire aux nouvelles capacités. Si ces capacités étaient créées, ENGIE demanderait donc la possibilité de restituer les capacités rebours interruptibles, ou a minima de pouvoir les échanger, à facture constante, contre un autre produit de son choix (sous réserve de disponibilité). La création de capacités interruptibles, en revanche, ne porterait pas préjudice aux détenteurs de capacités, de par les règles du code CAM qui fixent un ordre de préséance des capacités interruptibles en fonction de la date de souscription.

Question 36 : Avez-vous d'autres remarques ou suggestions d'évolutions concernant le futur tarif ATRT6 ?

Dunkerque :

La baisse des réservations sur le PIR Dunkerque, l'absence de congestion sur ce point comme sur d'autres points d'entrée du réseau français, et le respect par ENGIE de ses engagements accès France auprès de la Commission Européenne, ne justifient plus l'existence de capacités restituables sur ce point. ENGIE demande donc l'abandon de cette notion, pour les quantités non encore restituées.

Capacités rebours :

ENGIE demande le maintien de la tarification des capacités rebours (à l'inverse du flux physique) comme un faible pourcentage du tarif du sens principal, en lien avec les faibles coûts encourus par le transporteur et le système en général, et dans l'intérêt de la liquidité du marché français.

Question 37 : Avez-vous des observations sur le programme de travail et le calendrier envisagés par la CRE pour l'élaboration du tarif ATTM5 ?

Le calendrier envisagé par la CRE semble bien adapté pour l'élaboration du tarif ATTM5. Les acteurs du marché, notamment les clients, pourront prendre connaissance des nouvelles dispositions applicables au 1^{er} avril 2017 avec l'anticipation nécessaire pour les implémenter dans leur activité.

ENGIE souligne le bon fonctionnement de la Concertation GNL, qui a permis d'analyser le fonctionnement de la période ATTM4, d'identifier les besoins d'évolution, de travailler sur les différentes solutions possibles, et dans certains cas de mettre en place des expérimentations en préparation de la future période régulatoire.

Question 38 : Etes-vous favorable au cadre de régulation envisagé par la CRE pour la période ATTM5 ?

ENGIE est favorable au cadre de régulation envisagé par la CRE pour la période ATTM5.

Cependant, ENGIE alerte sur la nécessité, au sein de ce cadre, de pouvoir faire évoluer l'offre commerciale des terminaux régulés français en cours de période régulatoire (si besoin sous forme d'expérimentation). Le marché du GNL est en effet un marché particulièrement flexible, avec un équilibre offre/demande fortement évolutif à l'échelle mondiale, conduisant à des reconfigurations rapides des flux ; l'offre des terminaux doit pouvoir s'adapter.

Question 39 : Considérez-vous que les services actuellement offerts par les terminaux méthaniers régulés sont de nature à attirer de nouveaux utilisateurs dans le terminal ? Quelles modifications de l'offre proposeriez-vous ?

La définition des services offerts par chaque opérateur constitue un facteur de différenciation au regard de la concurrence, entre les terminaux GNL des différents pays européens. En particulier la flexibilité intégrée au service de regazéification est déterminante pour permettre à un client de tirer le maximum de valeur de sa capacité souscrite. C'est pourquoi ENGIE est convaincu de l'intérêt pour les terminaux régulés français de proposer un service de déchargement / regazéification unique, qui puisse collecter toute la flexibilité disponible dans le terminal et la mettre au service de chaque client. Ainsi le service S-30 serait supprimé et le service S-Smart serait commun à tous les clients, sur la base des principes de fonctionnement suivants : à la maille mensuelle, l'opérateur produirait un programme initial proposant le niveau d'émissions le plus continu possible compte tenu des contraintes physiques, et mettrait à disposition des expéditeurs toute la flexibilité résiduelle disponible pour personnaliser leur programme d'émissions. Chaque client du service de regazéification pourrait ainsi utiliser cette flexibilité selon son besoin : pour lisser ses émissions et constituer un bandeau, ou au contraire pour les profiler et saisir des opportunités de marché, etc... . (Un service « spot » légèrement aménagé resterait probablement nécessaire pour le cas particulier des capacités souscrites en intramensuel, car l'opérateur doit alors déterminer un programme d'émissions s'articulant avec celui déjà en cours, sans le perturber).

La mise à disposition de toute la flexibilité résiduelle aux clients du service de regazéification suppose de ne pas réserver d'espace de stockage pour les clients utilisant exclusivement les services annexes (rechargement, mise sous gaz/mise en froid, chargement de camions-citernes...). L'espace en cuve, limité, a pour vocation d'assurer le stockage intermédiaire entre les déchargements et les besoins de

GNL ; toute allocation de capacité de stockage à un autre service que le service de regazéification a pour effet d'en réduire la flexibilité tant amont qu'aval.

L'utilisateur de services annexes n'a pas besoin de stocker du GNL en cuve : le GNL acheté à un expéditeur du terminal peut être transféré à la date d'utilisation du service annexe, à la bride (pas en cuve). C'est le modèle adopté par la majorité des terminaux européens, dans lesquels la capacité de stockage en cuve a été dimensionnée pour le service de regazéification uniquement.

Question 40 : En tant qu'utilisateur ou utilisateur potentiel des terminaux, estimez-vous pertinent de continuer à favoriser la flexibilité à l'amont plutôt qu'à l'aval ?

La flexibilité amont est indispensable dans le monde du GNL, où les aléas de la chaîne d'approvisionnement sont spécialement forts. Aussi cette flexibilité amont doit-elle être préservée. Ceci étant posé, des réserves de flexibilité peuvent subsister pour l'ajustement des programmes d'émission, qui pourraient être davantage exploitées par les expéditeurs qu'elles ne le sont aujourd'hui. La Concertation GNL étudie les modalités qui pourraient permettre à tout expéditeur de mieux y avoir accès et de mieux les optimiser. Cette réflexion doit s'articuler avec l'évolution vers un service unique (voir question 39).

Question 41 : Pensez-vous qu'il serait pertinent de permettre la réservation, dès l'établissement du programme annuel, d'opérations autres que les déchargements ? Sous quelles conditions ?

ENGIE confirme qu'il serait intéressant de pouvoir réserver les rechargements, transbordements court terme et mises sous gaz / mises en froid de façon un peu plus anticipée qu'à l'échéance uniquement mensuelle proposée aujourd'hui, afin de pouvoir sécuriser les opérations de l'expéditeur. ENGIE rappelle cependant que les déchargements doivent rester prioritaires dans les procédures de programmation.

Question 42 : Quels développements attendez-vous du chargement de camions citernes et quelles évolutions pourraient être mises en place dans le cadre de l'ATTM5 afin d'en faciliter le développement ?

ENGIE considère que les dispositions actuelles permettent le développement du service de chargement de camions citernes (développement constaté d'ailleurs sur la période en cours).

ENGIE confirme que l'activité de « GNL porté » fait partie d'une chaîne GNL, et que les acteurs désirant développer une telle activité doivent par conséquent se fournir en GNL (soit en l'important directement, soit en l'achetant au terminal auprès d'importateurs).

Question 43 : Etes-vous satisfaits des publications réalisées par les gestionnaires de terminaux méthaniers sur leurs sites internet ? Estimez-vous pertinent de suivre publications par des indicateurs de qualité de service ?

ENGIE n'a pas de remarque particulière à formuler sur les publications réalisées par les gestionnaires de terminaux méthaniers français.

Question 44 : Avez-vous d'autres remarques ou suggestions d'évolutions dans le cadre de l'ATTM5 ?
--

ENGIE considère que l'ATTM5 doit être une opportunité pour refondre l'offre d'accès des tiers aux terminaux méthaniers, afin d'assurer une attractivité maximale aux terminaux méthaniers français régulés.

Evolutions à mettre en œuvre pour refondre l'offre ATTM5 :

1. Etablir le service « continu » comme service unique et attractif pour tous les clients (yc les nouveaux) :
 - ✓ Rediriger le primaire vers le service « continu » (supprimer le service « bandeau ») et donner toute la flexibilité amont et aval à ce service continu.
2. Augmenter la flexibilité tant amont qu'aval :
 - ✓ Avancer sur les outils de pilotage par les expéditeurs (stockage intermédiaire, profilage des émissions) ;
 - ✓ Assouplir la programmation en intra-annuel.
3. Adopter un modèle où les achats/ventes de GNL entre un tiers acheteur et un expéditeur (détenteur de capacités de déchargement/regazéification au terminal) se font à la bride et non pas en cuve :
 - ✓ Les ventes de GNL à la bride sont appropriées pour développer les nouveaux services des terminaux tels que rechargement de camions-citernes, de navires avitailleurs et de gros navires ;
 - ✓ Le modèle de capacité de stockage réservable indépendamment des capacités de déchargement-regazéification n'est pas adapté pour les terminaux français qui disposent d'une capacité en cuve restreinte, car il dégrade fortement la flexibilité des services de base.
4. Adapter la règle d'allocation des capacités d'entrée sur le réseau depuis les terminaux méthaniers régulés :
 - ✓ Le « base load » n'est plus le profil type d'utilisation des terminaux méthaniers (besoin de flexibilité de regazéification pour les expéditeurs) ;
 - ✓ L'allocation systématique en bandeau sur l'année de capacités d'entrées sur le réseau corrélées aux capacités de déchargement réservées n'est plus adaptée ;
 - ✓ Forte réduction du tarif des PITTM (cf question 21).