

## **Réponse de GDF SUEZ/B3G à la consultation de la CRE sur le développement de capacités fermes de transport de gaz naturel de la France vers la Belgique**

### **Question 1 :**

Pour vous, la mise en place de capacités fermes physiques de la France vers la Belgique par le biais de la création d'un nouveau point d'interconnexion présente-t-elle un intérêt ?

### **Réponse :**

D'une façon générale, toute action visant à améliorer la fluidité du transport de gaz procure des effets bénéfiques tant sur le plan de la sécurité des approvisionnements que sur le plan du fonctionnement des marchés. La mise en place de capacités fermes physiques de la France vers la Belgique par le biais de la création d'un nouveau point d'interconnexion répond à ces considérations pour le consommateur belge et le cas échéant des consommateurs situés sur des zones plus éloignées.

En revanche, compte tenu du système de péréquation tarifaire actuellement en vigueur, la question se pose de l'intérêt pour le consommateur français de supporter le coût de développement de nouvelles capacités de transit au-delà des capacités de sortie existantes sur le réseau GRTgaz. Avant d'envisager une nouvelle liaison, il faut étudier de manière appropriée les marges d'optimisation du réseau existant. Si la demande du marché excède cette marge d'optimisation, il faut faire en sorte que les coûts de la nouvelle infrastructure soient couverts le plus possible par les seuls souscripteurs intéressés par le projet afin d'éviter toute subvention éventuelle induite des consommateurs français aux consommateurs des pays adjacents.

Par ailleurs, la place de marché PEG Nord est caractérisée par un manque de profondeur et des spreads Zeebrugge/PEG Nord positifs. Les besoins de flux sont donc dans le sens Nord vers Sud et non pas l'inverse. GDF SUEZ ne comprend pas en quoi la liaison France-Belgique projetée contribuerait à renforcer la liquidité du PEG Nord.

### **Question 2 :**

Que pensez-vous des produits de capacité de sortie au point d'interconnexion de Furnes envisagés dans l'Open Season entre la France et la Belgique ?

### **Réponse :**

Dès lors qu'un transporteur s'engage à relivrer au point de livraison convenu des quantités nominées par un expéditeur de manière ferme, le service qu'il offre présente les caractéristiques d'un produit ferme et les prestations tarifées doivent donc l'être sur cette base. GDF SUEZ ne comprend pas comment GRTgaz peut offrir des capacités conditionnelles pour le terminal de Dunkerque, alors qu'il met à disposition une liaison ferme et que le service offert par GRTgaz aux expéditeurs du terminal de Dunkerque n'est conditionné à aucun paramètre extérieur à leur nomination sur le PITTM du terminal.

Dans le cas contraire, ne faudrait-il pas que des capacités conditionnelles soient proposées au PIR Midi à hauteur des quantités nominées par les expéditeurs des terminaux de Fos vers cette liaison ? De la même manière en ce qui concerne les capacités Nord-Sud et les expéditeurs détenant des capacités dans le terminal de Montoir ?

Une telle innovation, si elle devait être confirmée, paraît offrir un traitement de faveur aux expéditeurs du terminal de Dunkerque extrêmement discutable et créer un précédent qui devrait entraîner une refonte complète des tarifs des capacités dépendant à minima des émissions des terminaux Elengy.

Par ailleurs, les capacités souscrites par les tiers ne détenant pas de capacités sur le PIR ou le terminal de Dunkerque devraient être présentées comme des capacités conditionnées aux flux issus de PIR Dunkerque ET du Terminal de Dunkerque (ce que ne précise pas la note de présentation de la consultation).

- Sur le caractère ferme des flux au PIR Dunkerque, GDF SUEZ souhaite préciser que si les historiques au PIR Dunkerque montrent bien des flux mini à 270 GWh/j, il pourrait en être autrement à l'avenir étant donné (i) que les conditions contractuelles des contrats existants permettent en effet de diminuer les quantités à des niveaux qui pourraient mettre les nominations à des niveaux très faibles, (ii) que ce niveau de flux pourrait évoluer à l'avenir en cas de changement du point de livraison des volumes qui y sont actuellement contractés, et ce d'autant que (iii) les détenteurs des flux du PIR Dunkerque pourraient vouloir réorienter une partie de ceux-ci vers la Belgique grâce à la liaison.
- GDF SUEZ ne comprend donc pas pourquoi les flux du terminal de Dunkerque destinés à alimenter la France ne pourraient pas être pris en compte de la même manière que ceux du PIR Dunkerque pour dimensionner le projet.

Enfin, GDF SUEZ ne comprend pas, dès lors que les détenteurs de capacités au PITTM Dunkerque bénéficieraient de capacités conditionnelles, pourquoi il en irait différemment pour ceux détenant des capacités au PIR Dunkerque.

En conclusion, GDF SUEZ pense que le projet devrait offrir seulement les produits suivants :

- Capacités fermes pour les détenteurs de capacités au terminal et au PIR Dunkerque à hauteur de leurs nominations en sortie des PITTM et PIR Dunkerque
- Capacités conditionnelles pour les autres souscripteurs de la liaison.

### **Question 3 :**

Que pensez-vous de l'application d'un terme tarifaire de proximité pour les expéditeurs acheminant du gaz vers la nouvelle interconnexion de Furnes depuis le PIR Dunkerque ou le terminal méthanier de Dunkerque LNG ?

#### **Réponse :**

L'application d'un terme tarifaire de proximité pour les expéditeurs acheminant du gaz vers la nouvelle interconnexion de Furnes depuis le PIR Dunkerque ou le terminal méthanier de Dunkerque LNG peut être justifiée économiquement dans la mesure où elle prend en compte le fait que le gaz n'a pas besoin d'être odorisé. La décote offerte devrait alors être calculée de manière à refléter les coûts d'investissements en installations de désodorisation évités.

### **Question 4 :**

Que pensez-vous de la différence de tarification pour les capacités fermes et les capacités conditionnelles ?

#### **Réponse :**

Supposons que 50% des capacités soient souscrites sous forme conditionnelles par les expéditeurs du terminal de Dunkerque, le restant par d'autres expéditeurs (hormis ceux qui détiennent des capacités au PIR Dunkerque), ces derniers devraient supporter in fine 70% des coûts investis via le tarif proposé.

Comme évoqué à la question 2, il paraît extrêmement discutable pour des raisons d'allocation de coûts qu'un expéditeur (en l'occurrence au terminal de Dunkerque) qui mobiliserait 50% des capacités d'un projet ne supporterait que 30% des coûts afférents. Cela semble en contradiction avec les principes qui régissent la tarification adoptée par la CRE jusqu'à présent (si le service rendu par GRTgaz est ferme ie non conditionné à des paramètres en dehors du contrôle de l'expéditeur qui

effectue les nominations, la tarification doit correspondre à celle d'une capacité ferme). Si une telle innovation devait être confirmée, il serait alors nécessaire de revoir les tarifs de l'ensemble des PIR de GRTgaz, en particulier ceux des points de sortie du réseau.

Une telle différence paraît enfin d'autant moins justifiée qu'une partie des coûts échoués de l'investissement pourrait être en fin de compte supportée par les consommateurs français qui n'ont pas d'intérêt direct à un tel projet.

De manière générale, il ne devrait pas être possible de souscrire de la capacité interruptible tant que toute la capacité ferme n'aura pas été réservée.

**Question 5 :**

Etes-vous favorable à la tarification envisagée concernant les capacités développées grâce à la station de désodorisation à Taisnières H ?

**Réponse :**

Le principe de tarification mixte basé sur une distinction entre les dépenses d'investissements et les dépenses d'exploitation semble refléter correctement la réalité des coûts.

**Question 6 :**

Voyez-vous un intérêt à la fixation d'un quota de capacités de court terme au point d'interconnexion de Furnes ?

**Réponse :**

De manière générale, il paraît essentiel que les coûts de sortie, à la différence des coûts d'entrée, soient supportés autant que possible par les seuls expéditeurs intéressés dans la mesure où les sorties n'intéressent pas le consommateur final français, en particulier dans le cas présent. De ce point de vue, la fixation d'un quota de capacité de court terme n'apparaît pas opportune car elle peut faire supporter en fin de compte une partie non négligeable des investissements par le consommateur français.

**Question 7 :**

Que pensez-vous du déroulement envisagé pour l'Open Season ?

**Réponse :**

Le processus tel qu'il est décrit n'appelle pas de commentaire particulier.

**Questions 8 & 9**

Que pensez-vous des durées d'engagements qui pourraient être demandées au marché ?

Comme expliqué précédemment, il paraît essentiel que les coûts de sortie, à la différence des coûts d'entrée, soient supportés autant que possible par les seuls expéditeurs intéressés dans la mesure où les sorties n'intéressent pas directement le consommateur final français. De même, il paraît souhaitable que, si ces coûts doivent être supportés par ces expéditeurs, ils le soient dans la durée. Il paraît donc essentiel que les durées minimales de souscriptions soient portées à 20 ans au minimum qu'elles soient fermes ou conditionnelles.

Que pensez-vous du calendrier envisagé ?

Réponse :

Il ne paraît pas évident que le calendrier proposé permette d'étudier jusqu'au bout la solution évoquée question 10. Le cas échéant, le calendrier devrait bien inclure la possibilité de mettre en place une telle solution alternative.

**Question 10 :**

Selon vous, la mise en place de capacités « rebours fermes » de la France vers la Belgique grâce à des mécanismes de type « engagement de flux » présente-t-elle un intérêt par rapport aux capacités rebours existantes ?

Réponse :

Il paraît essentiel que les capacités de type rebours ferme ou conditionnel soient promues en priorité car elles répondent d'une part à l'objectif visé ainsi que le rappelle la CREG dans son étude sur le projet de liaison et elles permettent d'autre part d'optimiser l'utilisation du réseau existant (près de 80 GWh/j interruptibles étaient disponibles en sortie Taisnières H en 2009) et éviter de par ce biais des investissements inutiles. Il est donc nécessaire que des solutions de type « engagement de flux » soient étudiées jusqu'au bout avant d'envisager d'autres solutions.

**Question 11 :**

Avez-vous d'autres remarques ?

Réponse :

Dans sa délibération du 23 juillet 2009 portant avis sur la demande d'exemption à l'accès régulé des tiers déposée par la société Dunkerque LNG pour son projet de terminal méthanier à Dunkerque, la CRE a recommandé « que Dunkerque LNG soit tenu de déposer un nouveau dossier de demande d'exemption en cas de modification substantielle des caractéristiques physiques ou commerciales du projet. Tel serait le cas d'une évolution de la configuration physique du terminal avec la réexportation du gaz naturel par méthaniers ou par canalisation pour plus de 10% de la capacité de regazéification du terminal ou d'une évolution de l'actionnariat de l'exploitant du terminal ou des souscripteurs ».

Or, il apparaît dans la notice de consultation publique sur le développement de cette nouvelle liaison France-Belgique que Dunkerque LNG a demandé à disposer d'un raccordement supplémentaire du terminal méthanier au réseau de transport belge, qui pourrait se faire soit dans le cadre d'une infrastructure régulée (objet de la présente consultation), soit par le biais d'une canalisation exemptée.

Bien que l'arrêté d'exemption n'ait pas explicitement repris sur ce point la recommandation de la CRE, GDF SUEZ s'interroge sur le fait de savoir si Dunkerque LNG devra déposer un nouveau dossier de demande d'exemption au cas où les GRT décideraient de réaliser l'infrastructure envisagée (qui représente 110% de la capacité d'émission du terminal dans sa variante basse et 80% dans sa variante haute) à l'issue de l'Open Season, a fortiori si les souscripteurs du terminal souscrivent une part supérieure à 10% de la capacité d'émission du terminal dans la nouvelle liaison projetée.