

Consultation publique de la CRE relative à la cohérence des plans décennaux de développement de GRTgaz, TIGF et ENTSOG

Lundi 25 novembre 2013

Question 1 : Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous donnent elles satisfaction ? Etes-vous favorable à la présentation des projets des plans à 10 ans, dans le cadre de la Concertation Gaz ?

L'AFG est favorable à ce que les plans décennaux fassent l'objet de présentation dans le cadre de la concertation gaz notamment pour croiser les évolutions des investissements dans les réseaux de transports et les évolutions du marché.

Question 2 : Avez-vous des remarques sur les prévisions de consommation de GRTgaz et TIGF à l'horizon des plans à 10 ans ?

Les prévisions semblent en cohérence avec les scénarios existants et dans la lignée des évolutions de la demande constatée. Cependant, des incertitudes très fortes persistent (notamment au sujet de l'avenir de la production d'électricité au gaz naturel) et peuvent faire évoluer les prévisions différemment.

Question 3 : Avez-vous des remarques particulières quant à l'état de l'offre de capacité en 2013 sur les réseaux de GRTgaz et TIGF ?

L'augmentation de la capacité Nord-Sud par l'affermissement de 40 GWh/j de capacités interruptibles ne semble pas avoir été prise en compte.

Question 4 : Que pensez-vous de l'évolution de l'offre de capacité au point d'interconnexion France/Allemagne ?

L'AFG rejoint l'analyse de la CRE au sujet de l'offre de capacités au point d'interconnexion France/Allemagne. Il convient de poursuivre les échanges avec les acteurs concernés pour éviter que la situation de congestion ne perdure. Il semble indispensable que l'ENTSOG

prenne en compte la réalité des capacités disponibles, ce qui renforcera l'action de la CRE et de GRTgaz.

Question 5 : Que pensez-vous de l'évolution de l'offre de capacité le long de l'axe Nord-Sud et plus particulièrement à la frontière France/Espagne ?

La commercialisation de capacités journalières fermes additionnelles par le biais de l'expérimentation de GRTgaz *Joint Transport Storage Service* répond aux besoins des expéditeurs sur cet axe Nord-Sud.

Il faudra veiller à ce que les nouvelles règles d'allocation ne viennent pas annihiler toutes tentatives d'optimisation sur les infrastructures.

Il n'est pas fait mention dans les documents du fait que, pour tenir le calendrier d'une fusion potentielle des zones Nord-Sud en 2018, il est nécessaire de prendre la décision relative à cette fusion au cours du premier trimestre 2014 (sur la base de la conclusion de l'étude coûts-bénéfice en cours).

Question 6 : Les projets de GRTgaz et de TIGF vous paraissent-ils refléter correctement les besoins du marché à l'horizon du plan ?

Il est difficile de répondre si les développements envisagés en matière de GNL correspondront véritablement aux besoins du marché au regard des niveaux actuels d'importations.

Question 7 : Les plans à 10 ans des GRT vous semblent-ils suffisamment cohérents avec le plan décennal de développement de l'ENTSOG ?

Les prévisions de développement de l'injection du biogaz dans le réseau de transport pourraient évoluer rapidement au niveau européen d'ici 2020 et doivent faire l'objet d'une meilleure prise en compte au niveau européen.

Question 8 : Avez-vous d'autres remarques à formuler ?

Les décisions relatives au projet Eridan vont devoir être clarifiées, ayant des incidences sur les deux documents des GRT français.



Consultation publique de la Commission de Régulation de l'énergie relative à la cohérence des plans décennaux de développement de GRTgaz, TIGF et ENTSOG

Eni remercie la CRE pour l'opportunité qui lui est donnée de contribuer à cette consultation publique portant sur les plans à dix ans des GRT français et sur leur cohérence avec le plan de ENTSOG.

Eni partage en large partie l'analyse proposée par la CRE et les incohérences soulignées par le régulateur entre les plans des GRT et le plan de ENTSOG.

Plus en général eni souhaite exprimer son soutien à un principe de prudence dans l'analyse des projets et dans les décisions d'investissement qui doivent tenir compte des évolutions du marché (interne et Européen,) des leurs impacts et de leur effectif intérêt pour le marché, ce que a notre avis la CRE a montré de partager (voir l'étude couts-bénéfices en cours concernant la fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz).

Nous ne souhaitons pas aborder dans le détails tous les aspects touchés par la CRE dans sa note de consultation. Nous nous permettons par contre de profiter de l'opportunité qui nous est donnée pour soumettre à l'attention du régulateur certains aspects des plans présentés par les GRT.

1. Création de capacités d'entrée à Oltingue.

Comme la CRE le rappelle dans l'Annexe 2 à sa note de consultation, la création de capacité en « contre flux », c'est-à-dire de la Suisse vers la France , fais partie de la liste des projets considérés « d'intérêt commun » par la Commission Europeene.

Eni se réjouit du fait que la création d'un produit de capacité mieux adapté à la potentielle demande des expéditeur soit à l'étude de GRTgaz et que un nouvel appel au marché devrait être organisé pour en tester l'intérêt auprès des acteurs du marché.

2. Création de capacités fermes de sortie de la France vers l'Allemagne et l'harmonisation des pratiques d'odorisation.

Eni souhaite souligner que la lecture conjointe du plan de l'ENTSOG et des indications du Code de réseau sur l'interopérabilité en ce qui concerne les l'odorisation implique la nécessité d'une harmonisation des pratiques d'odorisation le plus rapidement possible.



Consultation publique de la CRE relative à la cohérence des plans décennaux de développement de GRTgaz, TIGF et ENTSOG

Question 1 : Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous donnent elles satisfaction ? Etes-vous favorable à la présentation des projets des plans à 10 ans, dans le cadre de la Concertation Gaz ?

E.ON souhaiterait les plans décennaux soient présentés dans le cadre de la concertation gaz notamment pour croiser les évolutions des investissements dans les réseaux de transports et les évolutions du marché.

Question 2 : Avez-vous des remarques sur les prévisions de consommation de GRTgaz et TIGF à l'horizon des plans à 10 ans ?

Question 3 : Avez-vous des remarques particulières quant à l'état de l'offre de capacité en 2013 sur les réseaux de GRTgaz et TIGF ?

L'augmentation de la capacité Nord-Sud par l'affermissement de 40 GWh/j de capacités interruptibles décidé cet été n'a vraisemblablement pas été prise en compte.

Question 4 : Que pensez-vous de l'évolution de l'offre de capacité au point d'interconnexion France/Allemagne ?

E.ON partage l'analyse de la CRE et souhaiterait que les différentes discussions sur la gestion de la congestion perdurent. La situation actuelle de mismatch entre Medelsheim et Obergailbach désoptimise fortement les flux et génère des effets pervers sur la valorisation des capacités détenues à Obergailbach. E.ON soutient l'initiative de la CRE et de GRTgaz pour rétablir un équilibre sur les capacités, quitte à envisager une réduction coté français si la totalité du déséquilibre ne peut être résolu par remise sur le marché de capacités suffisantes coté allemand.

Afin de s'assurer de la prise de conscience du sujet, il est indispensable que l'ENSTOG prenne en compte les capacités réellement disponibles, conformément à la situation actuelle. Cela permettra une remontée d'information vers l'ACER, permettant sans doute une action plus marquée vis-à-vis de la BNetzA et des transporteurs.

Question 5 : Que pensez-vous de l'évolution de l'offre de capacité le long de l'axe Nord-Sud et plus particulièrement à la frontière France/Espagne ?

Le document de consultation ne fait pas référence au planning attendu de décision de la fusion des zones Nord-Sud qui devra statuer au cours du premier trimestre 2014 (sur la base de la conclusion de l'étude coûts-bénéfice en cours) pour tenir le calendrier d'une fusion potentielle en 2018.

Question 6 : Les projets de GRTgaz et de TIGF vous paraissent-ils refléter correctement les besoins du marché à l'horizon du plan ?

Si l'objectif de la création d'un grand marché européen du gaz doit rester premier, il est fondamental que la recherche de l'optimum économique reste le moteur de cette construction. Les projets des opérateurs de transport sont de deux grands types : (i) raccordement de projet d'opérateur adjacent



(terminaux GNL, stockage, transit, biogaz ou autre) ou (ii) renforcement du réseau pour augmentation de la fluidité du réseau.

Dans les deux cas, des analyses coûts-bénéfices complètes doivent être menées et notamment, si (deux ou plus) projets équivalents existent, le choix le plus judicieux économiquement doit être poussé voire favorisé, par exemple via des incitations tarifaires, pour s'assurer de l'optimum pour le marché français dans sa globalité.

Le maintien *stricto sensu* de la péréquation tarifaire peut conduire à des situations déséquilibrées, qui, à terme, nécessitent des renforcements de réseau très importants, dont le coût économique global s'avère plus coûteux *in fine*.

Question 7 : Les plans à 10 ans des GRT vous semblent-ils suffisamment cohérents avec le plan décennal de développement de l'ENTSOG ?

Question 8 : Avez-vous d'autres remarques à formuler ?

E.ON estime que certaines décisions d'investissement, notamment le projet d'Eridan ne sont pas explicités dans le document de consultation alors même qu'ils très impactant pour les plans de développement des deux gestionnaires de réseau.

Consultation publique de la CRE relative aux plans décennaux de développement des GRTs

Contribution de la Branche Infrastructures de GDF SUEZ

Question 1 : Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous donnent-elles satisfaction ? Etes-vous favorable à la présentation des projets des plans à 10 ans, dans le cadre de la Concertation Gaz ?

Pas de remarque

Question 2 : Avez-vous des remarques sur les prévisions de consommation de GRTgaz et TIGF à l'horizon des plans à 10 ans ?

Pas de remarque sur les segments résidentiels et tertiaires

Pour ce qui concerne la production électrique, les hypothèses à long terme de consommation en volume ne peuvent avoir qu'un caractère indicatif. En particulier l'hypothèse de retour progressif à la durée de fonctionnement de référence de 4000 heures pour les CCCG devra être confortée lors des prochaines versions du plan à 10 ans de GRTgaz.

Nous observons cependant que la cohérence avec les prévisions de RTE, concernant la puissance installée, permet d'anticiper valablement les besoins de pointe.

Question 3 : Avez-vous des remarques particulières quant à l'état de l'offre de capacité en 2013 sur les réseaux de GRTgaz et TIGF ?

Pas de remarque

Question 4 : Que pensez-vous de l'évolution de l'offre de capacité au point d'interconnexion France/Allemagne ?

La CRE fait face à un déficit de communication de la part de partenaires qui doivent (c'est un des messages clé du troisième paquet énergie), coopérer pour l'intégration du marché et la fluidification des échanges aux interconnexions.

Toutes les leçons doivent être tirées de cette mésaventure afin de ne pas décrédibiliser l'ensemble des codes de réseau, à commencer par le code de réseau CAM.

Question 5 : Que pensez-vous de l'évolution de l'offre de capacité le long de l'axe Nord-Sud et plus particulièrement à la frontière France/Espagne ?

L'insuccès de l'open season relative à la création de capacité à la frontière Espagne / France par la construction d'un ouvrage à l'est des Pyrénées nous rappelle qu'il n'est pas opportun d'engager d'aussi considérables investissements si le marché n'est pas prêt à s'engager.

Par ailleurs, la question du meilleur choix technico-économique pour résorber la congestion à la liaison Nord Sud est toujours en cours d'approfondissement. Nous attendons avec intérêt les résultats des analyses de pertinence des variantes envisagées par le consultant mandaté par la CRE, notamment celles qui seront économes en capitaux immobilisés grâce notamment au recours à des mécanismes contractuels adaptatifs selon les évolutions du marché mondial du GNL.

Question 6 : Les projets de GRTgaz et de TIGF vous paraissent-ils refléter correctement les besoins du marché à l'horizon du plan ?

La présence de plusieurs projets ayant fait sans succès l'objet d'appels récents au marché (MidCat, Luxembourg, Suisse), démontrent que à l'horizon du plan, d'importantes incertitudes pèsent sur la concrétisation de ces infrastructures.

Il reste à confirmer que la création de capacités fermes de la France vers l'Allemagne soit une réponse aux attentes du marché à l'horizon du plan (la CRE souligne que, contrairement à l'ENTSO, GRTgaz a déjà décalé de 2 ans le terme indicatif de ce projet).

Les pratiques françaises et allemandes concernant l'odorisation du gaz naturel sont à ce jour inconciliables, ce qui hypothèque la faisabilité d'une création de capacités par décentralisation de l'odorisation en France. Quoi qu'il advienne, nous serons attentifs au rapport coûts / bénéfices des solutions envisageables et à l'allocation des coûts autant qu'à leur accueil par les acteurs de marché.

Question 7 : Les plans à 10 ans des GRT vous semblent-ils suffisamment cohérents avec le plan décennal de développement de l'ENTSO ?

Pas de remarque.

Question 8 : Avez-vous d'autres remarques à formuler ?

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie relative à la cohérence des plans décennaux de développement de GRTgaz, TIGF et ENTSOG

Réponses de GDFSUEZ SA

Date : 25/11/2013

Vous trouverez ci-après la réponse de GDFSUEZ SA aux questions suivantes abordées dans la consultation :

Q 1 : Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous donnent-elles satisfaction ? Etes-vous favorable à la présentation des projets des plans à 10 ans, dans le cadre de la Concertation Gaz ?

GDFSUEZ SA est favorable aux modalités actuelles de consultation de marché via les Open Seasons.

GDFSUEZ SA tient à mentionner comme la CRE que le contexte est actuellement fortement incertain. Ainsi, en dehors du process des Open Seasons, il convient d'apporter une extrême prudence avant toute prise de décision pour la réalisation de forts investissements.

Q 2 : Avez-vous des remarques sur les prévisions de consommation de GRTgaz et TIGF à l'horizon des plans à 10 ans ?

Tout d'abord GDF SUEZ SA confirme la tendance au niveau des consommations résidentielles et industrielles qui exprime une stabilité des consommations voire une baisse.

GDFSUEZ SA pense que l'hypothèse de GRTgaz sur la croissance de la consommation gaz pour la production d'électricité (7%/an : passage de 50 TWh de consommation annuelle à 93 TWh) est peut-être surestimée.

Le volume de gaz consommé dépendra fortement de l'ordre de mérite gaz charbon impactant directement la durée de fonctionnement annuel.

L'hypothèse prise par l'Entsog semblerait plus raisonnable avec une croissance moyenne de 3,2 %/an ce qui porterait la consommation gaz pour la production électrique à 70 TWh/an à l'horizon 10 ans.

En outre, GDF SUEZ SA demande la confirmation que la CCCG de Bouchain serait bien raccordée en zone Nord H et non en zone Nord B.

Q 3 : Avez-vous des remarques particulières quant à l'état de l'offre de capacité en 2013 sur les réseaux de GRTgaz et TIGF ?

Le règlement n°994/2010 du Parlement européen sur la sécurité d'approvisionnement explique que le ratio des « capacités d'entrée (en enlevant la source la plus importante) moins les capacités de sortie » sur le besoin de consommation doit être supérieur à 100%.

En prenant l'offre à fin 2013, le ratio pour la zone « GRTgaz + TIGF » est déjà actuellement de 1,3. Ainsi, le réseau des GRT, les stockages Storengy et TIGF en France couvrent très largement le besoin.

Q 4 : Que pensez-vous de l'évolution de l'offre de capacité au point d'interconnexion France / Allemagne ?

GDFSUEZ SA trouve anormal que les TSO ainsi que les régulateurs n'arrivent pas à fixer conjointement le niveau de capacités en un point frontière. Nous aurions pu comprendre un alignement des capacités techniques de chaque côté du point Obergailbach. Cependant, le choix des opérateurs allemands a été de réduire la capacité technique à une valeur 50 GWh/j en dessous de la capacité technique côté GRTgaz.

GDFSUEZ SA est donc pleinement en phase avec l'analyse de la CRE, en particulier sur le fait que cette réduction unilatérale est en contradiction avec les objectifs du code de réseau CAM.

GDFSUEZ SA indique que d'autres sujets majeurs de coordination entre TSO allemands et français se posent à ce point, et rendent difficile l'évaluation de la capacité effectivement disponible :

- Une partie des produits des TSO allemands ne sont pas de type FZK mais sont « partiellement interruptibles », et ne correspondent donc pas à des produits d'entrée sortie. La façon dont ces produits pourront être bundlés avec les produits français reste à clarifier.
- La Bundesnetzagentur n'a pas annoncé de mise en place de la procédure d'oversubscription et buy back, prévue dans le code CAM. Sans modification de cette position, cette procédure ne pourra être mise en place à cette frontière, rendant plus problématique la résolution d'éventuelles futures congestions.
- La Bundesnetzagentur a mis en place de façon systématique la procédure de DA UIOLI, sans critère de congestion. Cette procédure, qui conduit à restreindre les droits existants des expéditeurs long terme, n'est pas compatible avec les procédures de GRT Gaz.
- En France, une capacité ferme est « interruptible » du fait des maintenances.

GDF SUEZ SA soutient les efforts déployés par la CRE pour favoriser l'harmonisation des capacités techniques à la frontière France Allemagne, et demande à ce que l'ensemble des sujets d'harmonisation à ce point frontière soient traités par les régulateurs et les instances européennes.

Q 5 : Que pensez-vous de l'évolution de l'offre de capacité le long de l'axe Nord-Sud et plus particulièrement à la frontière France/Espagne ?

GDFSUEZ SA est favorable à tout système permettant d'améliorer l'axe Nord-Sud.

Cependant, GDFSUEZ SA tient à réexprimer les difficultés dans la gestion des capacités interruptibles :

⇒ Les facteurs de réduction (CMNT et CMXT) sont beaucoup trop larges : la CMXT est pour le moment toujours égale à la capacité technique maximale.

Cette incertitude est réduite en J-5 (plage min/max réduite) et, en J-1 15h, le taux de réduction des capacités interruptibles est figé.

Cette remarque a été remontée en GT CORE en date du 10 juillet 2013 par l'ensemble des Expéditeurs.

⇒ GRTgaz a fait des investissements sur son réseau pour fluidifier la liaison Nord-Sud (Compression Fontenay + Pipe Beauce 2) : Quelle est l'amélioration concrète de ces investissements ? GRTgaz pourrait communiquer des informations sur cette amélioration en prenant comme référentiel une période passée ?

⇒ Dans le CORE, des règles de disponibilité des capacités à la liaison Nord vers Sud sont expliqués pour la période d'été. Cependant, ces règles sont vraies lorsqu'il n'y a pas de maintenance ! Quelles règles devons nous appliquer lors de maintenances ?

⇒ Une proposition d'amélioration serait d'expliquer au marché, en fonction de scénarii de flux, les conséquences sur la liaison Nord vers Sud/injection Sédiane Littoral en été et la liaison Nord vers Sud/soutirage Serene Sud en hiver.

Au sujet de la frontière France-Espagne, il est à noter que, malgré le développement des capacités au 1^{er} avril 2013, le flux net France vers Espagne a très peu augmenté.

Q 6 : Les projets de GRTgaz et de TIGF vous paraissent-ils refléter correctement les besoins du marché à l'horizon du plan ?

Actuellement, le marché appelle à la prudence en terme d'investissement ce qui explique les échecs successifs des Open Season « Luxembourg » et « Oltingue ».

GDFSUEZ SA rappelle que, dans ce contexte de prudence, il faut s'attacher à réaliser une analyse fine pour tout projet tout ou en partie socialisée. La part socialisée refacturée sur les tarifs amont est imposée à la communauté des expéditeurs et pas choisi par l'expéditeur qui s'engage, et pèse sur l'attractivité du marché français. L'ensemble de l'investissement socialisé pèse sur les consommateurs finaux, et dégrade la compétitivité de l'énergie gaz.

L'ensemble des projets inscrits dans le plan à 10 ans ne paraît plus en phase avec l'évolution de la demande : ERIDAN en 2017, Val de Saône et l'artère de l'Est Lyonnais en 2018, MidCat en 2021, adaptation de l'odorisation, sortie vers le Luxembourg, entrées puis sorties à Oltingue, s'ils étaient tous réalisés, aboutiraient à une hausse des tarifs de transport d'autant plus insupportable qu'elle devra être supportée par une base de clientèle décroissante, qui peut être alimentée par le réseau existant. De plus, l'intérêt de la plupart de ces investissements dépend des scénarios de tension du marché mondial du GNL. Ce risque pèse grandement sur leur rentabilité, et demande à ce que si un investissement devait se faire, il faudrait éventuellement le décaler dans le temps pour éviter qu'il arrive à contre cycle du GNL, et que des dépenses importantes soient ainsi inutilement avancées.

Dans le cadre des Open Seasons pour les Sorties en un PIR (PIRR Luxembourg, PIR Oltingue, PIR Obergailbach...), GDFSUEZ SA tient à ce que le coût des investissements soit supporté exclusivement par le tarif de sortie sur ce même PIR.

Q 7 : Les plans à 10 ans des GRT vous semblent-ils suffisamment cohérents avec le plan décennal de développement de l'ENTSOG ?

Les plans de l'ENTSOG et des GRT ne sont pas totalement en cohérence. Il conviendrait donc que l'ENTSOG et ou les GRT mettent à jour rapidement leurs hypothèses...

Q 8 : Avez-vous d'autres remarques à formuler ?

RAS.



25/11/2013

Réponse de GrDF à la Consultation Publique de la CRE, datée du 07/11/2013,
relative à la cohérence des plans décennaux de développement de GRTgaz,
TIGF et ENTSOG

Question 4 :

Que pensez-vous de l'évolution de l'offre de capacité au point d'interconnexion France/Allemagne ?

GrDF déplore que par manque de concertation, il a été décidé unilatéralement de réduire les capacités fermes de sortie vers Obergailbach contribuant ainsi à dégrader la sécurité d'approvisionnement de la France et à remettre en cause l'équilibre financier des investissements réalisés par GRTgaz coté français.

GrDF note que ces décisions contreviennent aux règles du code de réseau CAM nouvellement créé.

Ce constat interroge GrDF sur le bien fondé pour GRTgaz d'engager des investissements visant à créer des capacités de sortie de la France vers l'Allemagne et amène à penser que la mise en œuvre des solutions de swapping et d'engagements de flux prévus par la version actuelle de Network code de l'ENTSOG doivent être examinées en priorité.

Question 6 :

Les projets de GRTgaz et de TIGF vous paraissent-ils refléter correctement les besoins du marché à l'horizon du plan ?

Dans la continuité de la réponse de GrDF à la question n° 4, il reste à confirmer que la création de capacités fermes de la France vers l'Allemagne soit une réponse aux attentes du marché à l'horizon du plan.

La mise en œuvre de flux physique suppose par ailleurs le traitement de la question du transit de gaz odorisé. Sur ce point la version actuelle du code réseau de l'ENTSOG prévoit d'une part la recherche d'accords pouvant inclure la mise en œuvre de points d'échanges virtuels (Swaps avec engagements de flux) et d'autre part, si de tels accords ne pouvaient être trouvés, l'étude et le chiffrage de toutes les options permettant de lever les barrières aux échanges physiques aux points frontière.

Dans ce contexte, il serait prématuré de favoriser la seule option de la décentralisation de l'odorisation par rapport aux autres options dont l'examen reste à conduire.

Dans ce cadre, GrDF souhaitera être assuré que toutes les solutions techniques permettant l'envoi d'un gaz odorisé ou non odorisé aient été étudiées et notamment celles qui limiteraient l'impact pour la distribution du gaz en France.

GrDF note par ailleurs que TIGF prévoit un projet de décentralisation de l'odorisation, que ce projet ne semble répondre à aucun besoin de marché identifié et que cette hypothèse n'a pas fait l'objet d'échanges préliminaires avec GrDF.

Réponse de Storengy à la consultation publique du 7 novembre 2013 relative à la cohérence des plans décennaux de développement de GRTgaz, TIGF et ENTSOG

Question 1 : Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous donnent elles satisfaction ? Etes-vous favorable à la présentation des projets des plans à 10 ans, dans le cadre de la Concertation Gaz ?

Storengy est favorable à une large concertation du marché concernant les projets d'investissement des GRTs. En particulier, Storengy souhaite que les investissements lourdement structurants soient mieux détaillés et expliqués en concertation gaz, notamment les projets d'investissements liés à la fusion des PEGs.

Question 2 : Avez-vous des remarques sur les prévisions de consommation de GRTgaz et TIGF à l'horizon des plans à 10 ans ?

Les différentes projections de consommation montrent une demande de gaz stable, voire orientée à la baisse. La pertinence d'investissements importants sur les réseaux de transport, en particulier ceux prévus dans le cadre de la fusion des PEGs, peut dès lors être fortement questionnée dans ce contexte.

Par ailleurs, Storengy souhaiterait avoir des détails sur les hypothèses retenues par TIGF concernant la hausse de la demande du secteur appelé « industriel ». Par homogénéité des résultats présentés, TIGF devrait séparer clairement les consommations des secteurs industriels de celles pour la production électrique, comme le fait GRTgaz.

Question 3 : Avez-vous des remarques particulières quant à l'état de l'offre de capacité en 2013 sur les réseaux de GRTgaz et TIGF ?

Storengy rappelle que la liaison Nord-Sud du réseau de GRTgaz n'est pas le seul objet contractuel saturé au regard des congestions observées sur l'axe Nord-Sud du réseau de l'opérateur et que les conditions d'acheminement vers/depuis les Points d'Interconnexion Transport Stockage (PITS) Nord-Atlantique et Sud-Atlantique ne sont aujourd'hui pas satisfaisantes.

L'attractivité des offres de stockage de Storengy assises sur les sites de Chémery et Céré-la-Ronde est ainsi limitée, ce qui n'est pas sans conséquence sur le remplissage de ces sites, qui représentent près de 40% des capacités de stockage en France.

C'est pourquoi Storengy demande à ce que, pour les différents projets à l'étude pour le renforcement de l'axe Nord-Sud, leurs impacts sur les conditions d'acheminement vers/depuis ces PITS soient systématiquement explicités par GRTgaz.

Question 4 : Que pensez-vous de l'évolution de l'offre de capacité au point d'interconnexion France/Allemagne ?

Les problèmes rencontrés sur les points d'entrée du réseau français démontrent l'importance d'avoir des stockages pour la sécurité d'approvisionnement d'un pays.

Question 5 : Que pensez-vous de l'évolution de l'offre de capacité le long de l'axe Nord-Sud et plus particulièrement à la frontière France/Espagne ?

La question 5 se réfère à deux thématiques indépendantes :

- Les flux entre les deux zones adjacentes Nord et Sud de GRTgaz d'une part. Storengy tient à souligner que les solutions contractuelles pour limiter la congestion entre ces deux zones existent, comme le mentionne la CRE, et apportent une réponse aux besoins du marché. Cette recherche de solution innovante, basée sur des solutions contractuelles comme le JTS par exemple, doit être poursuivie et approfondie.
- L'interconnexion entre l'Espagne et la France d'autre part. Les conditions de marché ne sont pas réunies aujourd'hui pour renforcer cette interconnexion. De plus, les interconnexions entre la France et l'Espagne n'apportent pas de sécurité d'approvisionnement supplémentaire, étant donné que l'Espagne, comme la zone Sud en France, répondent principalement toutes les deux aux dynamiques du marché GNL.

Question 6 : Les projets de GRTgaz et de TIGF vous paraissent-ils refléter correctement les besoins du marché à l'horizon du plan ?

Liaison Nord-Sud

L'attractivité du marché français est primordiale comme nous l'avons déjà souligné dans des précédentes consultations. La compétitivité du gaz naturel ne doit pas être compromise par la mise en œuvre de solutions conduisant à des surinvestissements dans les infrastructures de transport. Aussi Storengy partage entièrement les constats inquiétants fait par la CRE :

- dans la consultation du 7 novembre 2013 sur les plans décennaux de développement des GRTs : *« dans un contexte incertain, il convient de faire preuve de prudence avant de promouvoir la réalisation de forts investissements. Cela pourrait conduire à un surenchérissement substantiel du prix du gaz pour les consommateurs européens »*
- au paragraphe B.1 de la présente consultation : *« les tarifs de transport en France sont durablement orientés à la hausse du fait des investissements importants pour réduire le nombre de zones de marché et renforcer les capacités d'interconnexion alors que la consommation de gaz nationale n'augmente plus ».*

Storengy estime en conséquence qu'il est urgent, à la lumière des conditions économiques du marché de l'énergie en Europe :

- i) de re-questionner l'orientation retenue pour la mise en place d'une place de marché unique en France ;
- ii) de réexaminer en détail la mise en place de mécanismes contractuels innovants de fluidification, comme le JTS par exemple, au lieu de s'orienter vers des investissements lourds pour fusionner les zones (doublement artère de Bourgogne, doublement arc Lyonnais, etc.)

Capacité de sortie France-Allemagne

Comme le souligne la CRE, ce projet est conditionné à un accord entre la France et l'Allemagne sur les pratiques en matière d'odorisation. Dans cette perspective, Storengy souhaite apporter certains éléments sur ce projet :

- Il serait souhaitable d'approfondir les discussions avec nos pays voisins et d'explorer toutes les solutions possibles pour trouver un accord sur l'odorisation. Ainsi, il serait intéressant de regarder les pratiques avec la Suisse et l'Italie qui acceptent le gaz odorisé venant de France.
- Concernant la piste de l'odorisation décentralisée :
 - o C'est une solution qui réclame de très lourds investissements, sans aucun bénéfice pour le consommateur français ;
 - o Techniquement, la désodorisation d'un stockage en milieu poreux peut être très longue (plusieurs années) ;
 - o La désodorisation des stockages entraînerait des coûts supplémentaires pour les opérateurs de stockage, coûts qui devraient être intégrés dans l'économie globale du projet envisagé.

Question 7 : Les plans à 10 ans des GRT vous semblent-ils suffisamment cohérents avec le plan décennal de développement de l'ENTSOG ?

Storengy ne relève pas de problèmes majeurs de cohérence. Les plans à 10 ans pouvant inclure par définition des projets à des échéances lointaines (jusqu'à 10 ans), Storengy comprend que certains éléments peuvent différer entre le plan décennal de l'ENTSOG et ceux des GRTs français.

Question 8 : Avez-vous d'autres remarques à formuler ?



25 novembre 2013

Réponse de l'Uprigaz à la consultation publique de la CRE en vue de recueillir l'avis des acteurs du marché sur les plans décennaux de développement de GRTgaz et de TIGF et sur leur cohérence avec le plan de développement à dix ans de l'ENTSOG

L'établissement d'un plan de développement du cœur de réseau de transport du gaz en Europe se heurte à une double série d'incertitudes portant sur la demande et l'offre de gaz :

- *Du côté de la demande, le plan de l'ENTSOG se fonde sur une croissance globale de 1 % par an, soutenue par une augmentation de la consommation pour la génération électrique de 33 % sur la période 2013-2022. Cette hypothèse n'est crédible qu'en supposant une profonde modification de la politique énergétique européenne en ce qui concerne l'utilisation du charbon dans les nouvelles centrales électriques, impliquant la généralisation de mesures comparables à celles mises en œuvre en Grande-Bretagne avec les « Emission Performance Standards », fixant des limites d'émission de gaz à effet de serre dans les centrales électriques. L'opposition actuelle de pays comme l'Allemagne, la Pologne et l'Espagne à ce type de mesures rend improbable l'augmentation de la consommation de gaz dans ce secteur ;*
- *Du côté de l'offre, de nombreuses incertitudes sur l'origine des flux d'importation pèsent sur la définition de l'architecture du développement des infrastructures. Celle-ci sera, en effet, bien différente selon que les prix du GNL sur les trois grands marchés mondiaux - Amérique du Nord, Asie et Europe - convergent vers un prix de marché mondial ou restent durablement découplés. En effet, dans la première hypothèse, les capacités des terminaux GNL existants et en construction, qui représentent une capacité d'importation supérieure à 200 Gm3/an - soit près de 60 % de la consommation européenne - permettraient d'assurer des flux stables sur les façades atlantique et méditerranéenne et d'éviter de lourds investissements sur le cœur de réseau de transport. Dans le cas contraire, il serait nécessaire de renforcer le réseau européen pour assurer le transport de flux additionnels en provenance de la zone caspienne et, vraisemblablement, de la future zone de production en méditerranée Est.*

Dans ce contexte, la visibilité offerte aux investisseurs pour la réalisation de nouveaux investissements de transport structurants est insuffisante pour en assurer le financement et il convient de « piloter à vue » le développement des infrastructures, en cohérence avec l'évolution prévisible de la demande et de l'offre, en recherchant en priorité une optimisation, à la maille européenne, de l'utilisation des capacités disponibles d'importation et d'acheminement du gaz dans le cœur de réseau.

Sans aller jusqu'à recommander une centralisation de la planification des développements du cœur de réseau au niveau européen, l'Uprigaz estime qu'il conviendrait de mettre en place à l'ENTSOG deux dispositifs essentiels en vue, d'une part, d'optimiser l'utilisation des infrastructures existantes en fonction de l'évolution de l'offre et de la demande de gaz et, d'autre part, de permettre un arbitrage entre les différentes solutions de renforcement des réseaux, fondé sur une analyse coût-bénéfice actualisée chaque année en fonction de l'évolution des marchés.

Par ailleurs, la durée de l'exercice d'élaboration du plan décennal par l'ENTSOG mériterait probablement d'être réduite, et tout au moins s'assurer en phase finale d'élaboration du plan de la pertinence des hypothèses retenues quelques mois plus tôt.

Il est clair que l'ENTSOG ne peut exercer cette mission pour le compte des parties prenantes que si elle dispose d'un modèle technico-économique de fonctionnement du cœur de réseau européen, validé par l'ACER. Ce modèle devrait permettre de comparer la nature et le volume des investissements à consentir à moyen terme dans différents scénarios d'approvisionnement. Il pourrait, par ailleurs, conduire à évaluer le montant des économies – notamment en intérêts intercalaires – susceptibles d'être réalisées par les GRT en différant certains investissements de réduction des congestions. Ces économies justifieraient l'attribution de « primes d'entrée » aux fournisseurs qui s'engageraient à approvisionner le marché européen à partir d'infrastructures existantes sous-utilisées, notamment des terminaux méthaniers, lorsque cela contribue à réduire les congestions.

Ces « primes d'entrée » seraient gérées et attribuées sous l'autorité de l'ACER et des régulateurs nationaux concernés, dans le cadre d'un fonds de péréquation alimenté en priorité par les recettes excédentaires obtenues par les GRT concernés lors des enchères sur les réseaux congestionnés.

Question 1 : Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous donnent-elles satisfaction ? Etes-vous favorable à la présentation des projets des plans à 10 ans, dans le cadre de la Concertation Gaz ?

L'Uprigaz considère que le mécanisme des « Open Seasons » destiné à recueillir des engagements de souscription sur une durée d'au moins dix ans de la part d'expéditeurs intéressés par des capacités nouvelles au niveau des PIR, s'il facilite le financement des ouvrages concernés, doit aussi favoriser la concurrence entre les expéditeurs, en particulier si ces capacités nouvelles deviennent congestionnées avant le terme des dix années d'engagement. Le mécanisme devrait être amodié afin de s'assurer qu'aucun réservataire à long terme ne souscrit dans une logique prédatrice visant à évincer ses concurrents et qu'une capacité suffisante reste réservée aux souscripteurs de moyen et court terme. Au-delà des mécanismes de type « Open Seasons », dont on peut s'interroger s'ils sont toujours adaptés à un monde où les acteurs deviennent plus nombreux, il convient d'insister sur le

fait que tout nouveau projet d'investissement doit justifier de sa rentabilité sans recourir à des subventions publiques ou entraîner des augmentations non justifiées des tarifs.

Question 2 : Avez-vous des remarques sur les prévisions de consommation de GRTgaz et TIGF à l'horizon des plans à 10 ans ?

La prévision de consommation des centrales électriques en France, de 93 TWh en 2022 - soit 86 % d'augmentation - est affectée par les mêmes incertitudes que celles rencontrées dans les autres pays européens. Par ailleurs, le moratoire sur la fracturation hydraulique décidé par la France laisse peu d'espoir de voir le prix du gaz baisser suffisamment pour concurrencer l'offre de charbon importé. De sérieuses incertitudes pèsent donc sur la réalisation de la prévision de consommation globale de gaz en France en 2022, estimée dans le document à 500 TWh.

Question 3 : Avez-vous des remarques particulières quant à l'état de l'offre de capacité en 2013 sur les réseaux de GRTgaz et TIGF ?

L'Uprigaz souhaite confirmer ses préoccupations, déjà soulevées dans de précédentes consultations de la CRE, tenant à la congestion à la liaison Nord-Sud de GRTgaz (cf. question 5).

Question 4 : Que pensez-vous de l'évolution de l'offre de capacité au point d'interconnexion France/Allemagne ?

L'Uprigaz partage la préoccupation de la CRE relative à la réduction unilatérale opérée par les GRT allemands des capacités fermes en sortie de leurs réseaux vers la France.

Question 5 : Que pensez-vous de l'évolution de l'offre de capacité le long de l'axe Nord-Sud et plus particulièrement à la frontière France/Espagne ?

Malgré les propositions récentes et intéressantes visant à faire évoluer l'état de la congestion Nord-Sud, il n'en reste pas moins que les capacités additionnelles dégagées l'ont été au prix d'une dégradation non explicitée de la fiabilité des capacités interruptibles. Il est crucial que des améliorations de la fluidité de cette liaison continuent à être évaluées, en pesant de façon transparente la proportionnalité entre les divers scénarios d'investissements envisagés et le gain associé lié au soulagement de la congestion et que cela conduise à des décisions d'investissements optimisées le plus rapidement possible.

Question 6 : Les projets de GRTgaz et de TIGF vous paraissent-ils refléter correctement les besoins du marché à l'horizon du plan ?

L'Uprigaz approuve entièrement la réalisation des projets décidés par GRTgaz et TIGF. S'agissant des projets non encore décidés, elle constate que les incertitudes de marché rendent très difficile une démarche de planification à long terme des investissements de développement des réseaux et des terminaux méthaniers. Comme indiqué dans l'introduction à sa réponse à la présente consultation, l'Uprigaz recommande un réexamen annuel de la situation de la demande et de l'offre, afin de limiter les risques et les coûts pris par les GRT qui sont automatiquement transférés vers les expéditeurs et les consommateurs de gaz. Ce réexamen serait facilité par la mise à disposition de toutes les parties prenantes d'un modèle du cœur de réseau français permettant d'anticiper les schémas de renforcement les moins coûteux dans une large gamme de scénarios de l'offre et de la demande de gaz.

Question 7 : Les plans à 10 ans des GRT vous semblent-ils suffisamment cohérents avec le plan décennal de développement de l'ENTSOG ?

L'Uprigaz considère que le plan décennal de développement de l'ENTSOG n'a qu'un caractère indicatif et que, faute d'une véritable concertation entre les GRT européens s'appuyant sur un modèle interactif du « cœur de réseau » européen, priorité doit être donnée à l'optimisation à la maille des réseaux français et de leur interconnexion avec les réseaux adjacents.

Question 8 : Avez-vous d'autres remarques à formuler ?

L'Uprigaz partage les réserves exprimées par la CRE au point 5 du document de consultation sur la nécessité de « *faire preuve de prudence avant de promouvoir la réalisation de forts investissements* » en raison des incertitudes pesant sur le marché européen du gaz et de l'incohérence entre la politique, peu favorable au gaz, de la Commission européenne, et les objectifs de planification des investissements de l'ENTSOG, reposant sur une forte croissance de la demande de gaz pour la génération d'électricité.
