



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.
