

Consultation de la CRE relative aux « Tarifs et conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel »

Réponse de POWEO

PARTIE 1 - EVOLUTION DE LA STRUCTURE TARIFAIRE

Introduction

Poweo considère que le développement de la liquidité du marché français doit être une priorité. En effet celle-ci est indispensable à la sécurité d'approvisionnement, au développement de nouvelles infrastructures et au développement de la concurrence sur le marché aval.

Poweo estime que la fusion de zones d'équilibrage est un des moyens les plus efficaces pour développer la liquidité du marché de gros ; c'est d'ailleurs ce qui a été constaté depuis janvier 2009 et la fusion des zones Nord H, Est et Ouest.

Poweo rappelle qu'il a demandé au régulateur d'étudier la fusion de l'ensemble des zones d'équilibrage dans une lettre adressée à la CRE le 17 octobre 2008: « la constitution en France d'un marché efficace du gaz naturel nécessite, à terme, une fusion de l'ensemble des zones de transport en France (Zone B et zone TIGF comprises) ; Une telle fusion permettrait de créer un marché unique de 540 TWh, comparable au NBP. Elle permettrait en outre d'unifier les marchés régionaux South et North West Europe indentifiés par l'ERGEG dans sa feuille de route vers un marché gazier unique en Europe ». la fusion des zones contribuerait ainsi à l'intégration européenne mais également à favoriser les investissements nécessaires à la sécurité d'approvisionnement (terminaux méthaniers, capacités d'importation, CCG) du marché français. »

Pendant que nous nous posons encore la question de la pertinence de la fusion des zones d'équilibrage reposant sur des mécanismes contractuels (et pas seulement sur des investissements), le marché allemand évolue de manière très rapide. De 19 zones d'équilibrage il ne restera que 3 zones à court terme, voir 2 à horizon 2013. La liquidité du marché Allemand se développe aujourd'hui très rapidement ; il ne fait pas de doute qu'un acteur ayant le choix entre investir dans des infrastructures sur un marché liquide ou moins liquide ira là où la liquidité est importante. Il y a urgence à agir !

Question 1 : Etes-vous favorable à la fusion des zones Nord H et Nord B au 1er avril 2013?

La fusion des zones Nord B et Nord H est basée uniquement sur des mécanismes contractuels, une bonne coordination opérationnelle entre GRTgaz, Storengy et GDF-Suez et ne nécessite pas d'investissements nouveaux dans des infrastructures. Poweo est donc totalement favorable à la fusion complète des zones Nord H et Nord B au plus tôt. Poweo ne peut que regretter que celle-ci ne puisse pas intervenir avant le 1^{er} avril 2013. Les contraintes SI de GRTgaz nécessiteraient probablement d'être challengées en Concertation Gaz.

Question 2 : Etes-vous favorable à la mutualisation totale du coût de conversion du gaz H en gaz B (service base uniquement) dès le 1er avril 2011?

Poweo est favorable à la mise à zéro du terme tarifaire du service « base », à la suppression des souscriptions du service de conversion « base », à l'harmonisation des règles d'équilibrage et à la mutualisation des déséquilibres entre les périmètres Nord H et Nord B. Dans ce cadre, Poweo est favorable à ce que le coût pour GRTgaz du service de swap de GDF-Suez soit mutualisé en totalité dans le tarif d'accès au réseau de GRTgaz.

Toutefois, ce mécanisme ne peut être envisagé que comme une première étape vers une fusion complète des zones Nord B et Nord H

Question 3 : Quels enseignements tirez-vous des résultats de l'étude réseau menée par GRTgaz et TIGF?

A titre préliminaire, Poweo considère qu'il est nécessaire de définir une entité en charge de gérer le pilotage du réseau de transport à long terme et à court terme. Ce rôle est attribué à RTE en électricité, mais il n'a pas été attribué en gaz. L'étude conjointe menée par GRTgaz, TIGF et Storengy d'équilibre offre demande à moyen/long terme du système gazier français est un premier pas dans cette direction.

Il est maintenant important de pérenniser ce mode de gestion en :

- faisant vivre le modèle conjoint qui a été développé
- en déclinant ce mode de gestion sur le court terme par la mise en place d'un système de type ISO entre GRTgaz et TIGF.

Seule une gestion coordonnée entre GRT permettra de fusionner les zones d'équilibrage et d'accroître l'efficacité économique de l'accès aux réseaux de transport de gaz.

Dans le Sud de la France, le développement de la liquidité sur le marché de gros doit être encore plus prioritaire qu'au Nord. Pour accroître cette liquidité, plusieurs solutions sont envisageables :

1. Fusionner les zones Nord et Sud de GRTgaz : les études menées en 2009 ont montré que cette fusion n'était pas envisageable en avril 2011 en se basant uniquement sur des mécanismes contractuels. Suite aux nouveaux investissements décidés au Sud et moyennant quelques investissements supplémentaires, la mise en place de ces mécanismes contractuels est très probablement envisageable à horizon avril 2014. Si une intégration de TIGF n'était pas possible dans ce nouvel ensemble, un rapprochement entre TIGF et ENAGAS (par exemple en mettant en place un ISO) serait alors une option très intéressante et probablement inéluctable à moyen terme.
2. Fusionner les zones Sud et TIGF : pour Poweo, cette solution, doit être le modèle de marché cible à retenir, notamment si la fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz n'est pas réalisable à un coût raisonnable. Cette fusion nécessiterait la mise en place d'un ISO entre GRTgaz et TIGF pour créer la zone « grand Sud ». Poweo considère que la mise en place d'un tel système est possible, celui-ci étant par exemple opérationnel en Allemagne (NCG par exemple).

La préférence de Poweo irait vers la solution 1, mais la solution 2 serait également très intéressante (à condition qu'il s'agisse d'une vraie fusion des zones d'équilibrage), car moins coûteuse.

Le marché français a donc aujourd'hui le choix entre :

1. Réussir à faire travailler ensemble ses deux GRT pour fusionner les zones d'équilibrage TIGF et Sud
2. Mettre en place des mécanismes contractuels relativement complexes de manière à fusionner les zones GRTgaz Nord et Sud.

Après toutes les études réalisées, les débats qui ont eu lieu en Concertation Gaz et les différentes consultations quant à la fusion des zones c'est maintenant aux GRT, à la CRE et à la DGEC de prendre leurs responsabilités et de définir le système cible à mettre en place au Sud. En Allemagne, la fusion des zones d'équilibrage a été imposée par la loi. Bien entendu, Poweo considérerait le statu quo comme une erreur à long terme pour l'attractivité du marché français du gaz et pour l'intégration des marchés européens du gaz.

A la lecture de l'étude menée conjointement par GRTgaz, TIGF et Storengy, il ne semble pas exister d'obstacles majeurs à la fusion des zones d'équilibrage Sud et TIGF. Poweo comprend que celle-ci est en pratique rendue difficile contractuellement car elle implique deux GRT.

Poweo considère qu'avant de s'engager vers la mise en place d'une nouvelle procédure opérationnelle à l'interface TIGF-GRTgaz Sud, il est nécessaire de définir quel sera le système cible. En effet, Poweo considère que le système proposé ne peut être qu'une étape intermédiaire vers une fusion complète des zones TIGF et Sud. Si ce n'est pas l'objectif retenu, ce mécanisme ne présente qu'un intérêt très limité. Par ailleurs, il présente un certain nombre de contraintes, notamment en cas de maintenance.

De manière plus détaillée, l'étude conjointe amène les commentaires suivants de la part de Poweo :

Simulation conjointe :

La mise en commun des réseaux lors des simulations permet de réduire significativement les contraintes. Poweo est donc favorable à ce qu'à l'avenir, toutes les études de dimensionnement soient réalisées via le MUST et fasse l'objet d'une étroite collaboration entre les opérateurs d'infrastructures. Ce constat milite également en faveur de la mise en place d'un gestionnaire unique de l'exploitation des réseaux.

Méthodologie

Le document met en évidence différentes approches méthodologiques sur la modélisation des réseaux ainsi que des interfaces Transport/Stockage.

Poweo est favorable à ce que soit mise en place une méthodologie unique partagée par l'ensemble des opérateurs d'infrastructures en France. Cette méthodologie doit être transparente, discutée et validée dans le GT « cadre d'utilisation du réseau » de la Concertation Gaz.

Phase 2 – Echéance 2011 :

Le scénario envisagé (Hiver 10% et pas de gaz à Fos) nous semble peu réaliste. La tension sur le réseau doit pouvoir être anticipée par la publication d'informations par les GRT (suivi des stocks de GNL sur les terminaux de Fos) et l'apport en GNL incité par des signaux de prix (grâce au signal de prix du PEG Sud, ou via la mise en place d'un marché géographique d'équilibrage par GRTgaz).

Phase 2 – Echéance 2013 :

A cette échéance, les scénarii contraignants envisagés sur l'hiver sont totalement improbables.

Il est difficile de croire qu'avec des températures à 0°C, Lussagnet puisse être à 100% de soutirage alors que les Stockage GRTgaz Sud et la liaison Nord/Sud n'apporteraient quasiment aucune quantité sur la zone GRTGaz Sud.

Un moyen de palier à ce scénario « improbable » pourrait être de définir une part de capacité « conditionnelle » en sortie des stockages. Toutefois, les règles associées devront faire l'objet d'un débat en GT « Cadre d'Utilisation du Réseau » de manière à rendre transparents les critères de conditionnalité.

Règle opérationnelle :

La règle opérationnelle proposée n'est acceptable que si elle est transitoire vers une fusion complète des zones et qu'elle n'est appliquée que de manière exceptionnelle (uniquement dans le cas où se réaliserait l'un des scénarii de flux contraints fortement improbables identifiés lors de l'étude).

En revanche, son application lors des périodes de maintenance nous paraît difficilement envisageable. Les expéditeurs courraient le risque une grande partie de l'été de ne plus pouvoir prévoir leur flux au PIR Midi, et seraient donc incapables d'anticiper la mise en place d'opérations de mitigation. Par ailleurs, cela nécessiterait d'avoir accès à des outils de flexibilités en amont et en aval du PIR Midi pour faire face à une telle contrainte. Le manque de fermeté en résultant nuirait fortement au développement de la liquidité du marché de la grande zone Sud.

Poweo est donc favorable à la mise en place d'une règle opérationnelle différente susceptible de fonctionner en période de travaux. Poweo fait l'analyse suivante en imaginant qu'il existe un exploitant unique des réseaux de GRTgaz et de TIGF :

1. soit la fusion est techniquement possible, auquel cas il doit exister des moyens de « gérer » les périodes de maintenance dans le cadre de cette première étape vers la mise en place d'un ISO entre GRTgaz et TIGF
2. soit la fusion n'est techniquement pas faisable auquel cas la règle opérationnelle proposée ne présente pas d'intérêt stratégique fort.

Question 4 : Etes-vous favorable à une diminution du terme tarifaire à l'interface entre les zones TIGF et GRTgaz Sud au 1er avril 2011, si la création d'une place de marché unique au 1er avril 2013 est retenue?

Sous réserve de la réponse à la Question 3, Poweo considère que le niveau du terme tarifaire n'est pas en soit une barrière au développement de la liquidité dans le Sud de la France. Poweo ne voit donc pas d'intérêt particulier à cette évolution mais n'y est pas pour autant opposé.

Question 5 : Etes-vous favorable aux autres évolutions de la structure tarifaire envisagées?

Péréquation des tarifs aux points d'entrée terrestre français :

POWEO souhaite rappeler sa position quant à sa vision d'un système cible de produits et de mécanismes d'allocation de capacités, ce sujet ayant fait l'objet d'une consultation de l'ERGEG en février 2010. Il nous semble en effet important de définir ce modèle de marché avant de répondre à la question.

Pré-requis pour la mise en place d'un modèle cible d'allocation de capacités :

1. Modèle unique des GRTs basé sur un mécanisme d'entrée/sortie (ce n'est toujours pas le cas en Belgique).
2. Standardisation des produits de capacité : définition d'un nombre restreint de maturités, et création de produits « bundle » uniquement, ie un produit unique couvrant la sortie d'un réseau et l'entrée sur le réseau adjacent, avec un mécanisme opérationnel unique.
3. Achats/Ventes de gaz sur le marché de gros effectués sur les hubs uniquement, ie pas de livraison à la bride

Une fois ces pré-requis atteints, il sera possible d'évoluer vers un système cible d'allocation de capacités :

1. Allocation de produits (bundles) en une fois, au travers d'un mécanisme d'enchères. POWEO est conscient qu'un tel mécanisme ne fournit un signal économique valide que lorsque le marché sous-jacent de la molécule est liquide. Ainsi, sur les horizons peu liquides (par exemple, les produits multi-annuels), un mécanisme alternatif d'OSP sur un tarif régulé pourrait être envisagé
2. Création d'un mécanisme de revente de capacité : un expéditeur disposant de capacité d'une certaine maturité, pourra les retransférer au GRT sur un produit de plus courte maturité (par

exemple un expéditeur disposant de capacité annuelle peut céder de la capacité mensuelle). Cette capacité cédée sera ensuite allouée à la prochaine enchère, l'expéditeur recevant le montant de l'enchère (qui pourra être inférieur ou supérieur à ce que cet expéditeur avait payé initialement)

3. Pour chaque point, un unique GRT agit comme contrepartie unique de toutes les transactions

Dans ce cadre, Poweo considère que le tarif de la capacité aux points d'entrée terrestre français doit être fixé dans le cadre d'enchères.

Règles tarifaires applicables à l'interface avec les terminaux méthaniers :

POWEO a toujours été en faveur de cette règle de bon sens qui veut que « pour tout projet de développement des capacités d'entrée sur les réseaux de transport à partir d'un terminal méthanier, l'opérateur du terminal [compensera] financièrement le GRT si l'intégralité des capacités d'entrée développées à sa demande n'était pas souscrite par les expéditeurs utilisant le terminal méthanier. ».

Par ailleurs, sur la question de la péréquation des tarifs aux points d'entrée maritimes français, qui n'est pas abordée dans la note technique de la consultation, POWEO s'oppose à ce principe pour les projets de développement de nouvelles capacités d'entrée sur les réseaux de transport afin (1) que les utilisateurs du réseau ne supportent pas, via les tarifs de transport, les coûts de développement des capacités créées spécifiquement pour les besoins des utilisateurs d'une infrastructure particulière et (2) que les utilisateurs d'une infrastructure particulière paient uniquement les coûts de développement des capacités créées spécifiquement pour leurs besoins (ce qui favorise naturellement l'optimisation économique générale dans le choix de localisation des infrastructures).

Tarifs et règles tarifaires applicables à l'interface avec les stockages :

Oui, Poweo y est favorable.

Toutefois, Poweo considère qu'il faut aller plus loin en appliquant la même règle que pour les terminaux méthaniers. En effet, le mode de commercialisation des capacités de stockage par Storengy (tarif élevé, prix de réserve lors d'enchères placés à un niveau trop élevé par rapport au prix de marché) est inadapté au développement du marché de gros. Cela a pour conséquence qu'aujourd'hui environ 9 TWh de capacités de stockage de Storengy ne sont pas commercialisées. Ces capacités de stockage n'étant pas commercialisées, les capacités de transport au niveau du PITS ne le sont pas également, ce qui de facto amène une hausse des tarifs de GRTgaz (du fait de la baisse de revenu de GRTgaz engendré par cette non-réservation) supportée par l'ensemble des utilisateurs du réseau de transport. Il n'est pas normal que l'ensemble des utilisateurs aient à supporter une hausse des tarifs de transport du fait de l'inaction d'un opérateur d'infrastructure non régulé. Par ailleurs, cette « non régulation » des infrastructures de stockage reposant sur la concurrence entre sources de flexibilités, il n'est pas logique que les opérateurs d'infrastructures de stockage ne soient pas soumis aux mêmes règles tarifaires que les opérateurs de terminaux méthaniers. En conséquence, Poweo souhaite que les capacités de stockage aux PITS, non réservées par les expéditeurs clients de l'opérateur d'infrastructure de stockage, soient payées par l'opérateur d'infrastructure de stockage directement. On peut espérer par ailleurs qu'un tel mécanisme incitera Storengy à commercialiser 100% de ses capacités à un prix cohérent avec celui du marché et des autres sources de flexibilité.

Par ailleurs, Poweo s'interroge sur l'augmentation des coûts de raccordement des stockages au GRT du fait du développement des offres de type multi-cyclage. Dans la mesure où chez Storengy il n'existe pas de « foisonnement » entre les différentes offres commerciales (comme c'est le cas chez



TIGF), ne serait-il pas pertinent de mettre en place deux tarifs distincts (et donc deux PITS) en fonction de l'offre commerciale de Storengy ?

PARTIE 2 – CONDITIONS D’ACCES POUR LES CENTRALES DE PRODUCTION D’ELECTRICITE A PARTIR DE GAZ NATUREL

Introduction

A titre préliminaire, POWEO souhaite rappeler un certain nombre de principes auxquels il est attaché :

Principe 1 : le GRT doit faire en sorte que les nouvelles infrastructures se positionnent là où elles minimisent les coûts globaux pour le réseau. Dans ce cadre, le GRT doit inciter les CCG à se raccorder au plus près des sources d’importation (terrestres / terminaux méthaniers), de production ou de stockage. A l’inverse, les coûts associés au raccordement au cœur du réseau doivent être répercutés à l’utilisateur de cette nouvelle infrastructure. De plus, lors du raccordement, le GRT doit être en mesure d’établir les contraintes maximales de livraison du gaz au site. A ce titre, il serait souhaitable que le GRT s’inspire des procédures de raccordement de RTE.

Principe 2 : il existe un pas de temps d’équilibrage à la maille duquel il est de la responsabilité de l’expéditeur d’équilibrer ses injections et ses soutirages du réseau. En dessous de ce pas de temps, c’est de la responsabilité du GRT d’équilibrer le réseau, grâce notamment à des accords opérationnels avec des infrastructures adjacentes. Si le GRT n’est pas en mesure d’équilibrer son réseau à ce pas de temps moyennant des accords opérationnels, il est nécessaire de mettre en place un pas de temps d’équilibrage plus court, par exemple horaire.

Principe 3 : Les produits de marché étant définis sur un pas de temps supérieur ou égal à celui de l’équilibrage, il n’est techniquement pas possible d’échanger entre acteurs un produit à un pas de temps inférieur. En conséquence, il est impossible de définir la « valeur » de marché d’un actif à un pas de temps inférieur à celui du pas de temps d’équilibrage. Aujourd’hui le pas de temps d’équilibrage retenu est journalier. Si le GRT et/ou les autres participants au marché de gros du gaz (clients, régulateurs, gestionnaires d’infrastructures de stockages, opérateurs de terminaux méthaniers, producteurs de gaz,...) souhaitent être en mesure de faire apparaître la valeur de marché de la flexibilité horaire, il est nécessaire de mettre en place un équilibrage horaire. Poweo a déjà développé ce point lors de sa réponse à la consultation de la CRE sur les « conditions d’acheminement du gaz pour les centrales de production d’électricité raccordées aux réseaux de transport de gaz naturel ».

Principe 4 : il ne doit y avoir aucune discrimination entre les différents utilisateurs du réseau, notamment fondée sur la date de raccordement au réseau ou le type d’usage du gaz. On ne saurait donc distinguer les «nouveaux sites de consommation» des «sites de consommation historiques» pas plus que les «centrales électriques» des autres sites pouvant présenter des profils de consommation similaires. Il en résulte qu’il ne doit pas exister de coût marginal applicable uniquement aux sites nouvellement raccordés au réseau, et que le même tarif doit être appliqué à tous les utilisateurs ayant des caractéristiques de consommation similaires, indépendamment de leur activité ou de l’usage qu’ils font du gaz.

Principe 5 : le réseau a été dimensionné historiquement pour permettre la fourniture d’une certaine modulation intra-journalière aux différents points de livraison, à partir des sources de modulation (stockages, points d’entrée) et du stock en conduite. Les coûts associés à la fourniture de cette modulation sont liés au dimensionnement et à la gestion du cœur du réseau ; ils doivent donc être par nature foisonnés et inclus dans le tarif d’acheminement. Distinguer ce coût en fonction du profil de consommation d’un site serait nécessairement arbitraire. En l’occurrence, TIGF partage ce principe et estime la modulation intra-journalière « standard » de son réseau à 4 heures.

Poweo souhaite également rappeler un certain nombre d'analyses concernant la modulation intra-journalières :

Flexibilité intra-journalière associée à une capacité horaire égale à 1/20 de la capacité journalière

Soit un site raccordé au réseau de transport (ou un ensemble de sites) ayant souscrit une capacité journalière de 24 GWh/j (chiffre pris pour la commodité de la lecture). Dans le cadre du tarif actuel, pour un site ayant souscrit cette capacité journalière, la quantité horaire maximale que le site peut consommer est de 1,2 GWh/h. La seule contrainte relative à la consommation du site est donc de consommer sa quantité journalière maximale en 20h minimum soit dans notre exemple :

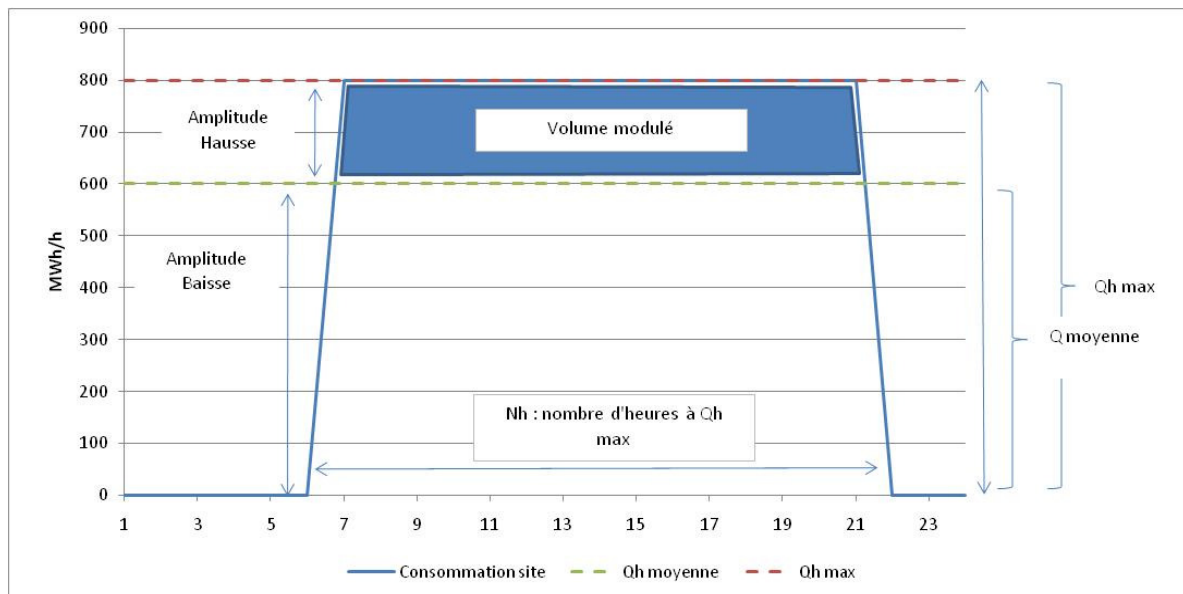
- Une consommation maximale journalière de 24 GWh/j
- Une consommation horaire maximale de 1,2 GWh/h

Moyennant le respect de ces deux contraintes, le site a donc contractuellement la possibilité de consommer du gaz selon le profil qu'il souhaite.

Le GRT n'ayant pas pris en compte dans le mode de fonctionnement de son réseau la possibilité pour les sites de consommer leur quantité journalière en moins de 20 heures, la question se pose des éventuels coûts (et gains) associés à un tel mode de fourniture.

En revanche, le tarif actuel permet quand même de définir une certaine flexibilité qu'on appellera « standard ». C'est la flexibilité qu'offre de manière implicite le réseau via le tarif actuel.

Pour définir cette flexibilité, on peut passer par les critères équivalents suivants :



Par définition du volume modulé (VM) on a $VM = (Qh \text{ max} - Q \text{ moyenne}) \times Nh$. On peut aussi relier $Qh \text{ max}$ et $Qh \text{ moyenne}$ par la relation d'égalité suivante : $Nh \times Qh \text{ max} = 24 \times Qh \text{ moyenne}$. Ces deux relations permettent d'écrire que $VM = (Qh \text{ moyenne} \times 24 / Nh - Qh \text{ moyenne}) \times Nh$ et donc que $VM = (24 - Nh) \times Qh \text{ moyenne}$.

Au final on définit l'indicateur unitaire de flexibilité comme $VM / Qh \text{ moyenne} = 24 - Nh$. La flexibilité est donc nulle pour un fonctionnement en base de 24h et croissante quand le nombre d'heure de fonctionnement diminue. Selon ce critère, ce qu'offre le réseau (consommer sa quantité journalière maximale en 20h minimum) revient à un calcul $VM / Qh \text{ moyenne} = 24 - 20 = 4$ heures.

Ce critère peut aussi se traduire à l'aide de l'amplitude à la hausse (Ah) de manière suivante :

- On a $VM = Ah \times Nh$.
- On a vu que $VM / Qh \text{ moyenne} = 24 - Nh$
- Ainsi on a $Ah \times Nh = (24 - Nh) \times Qh \text{ moyenne}$
- Donc $Ah / Qh \text{ moyenne} = (24 / Nh - 1)$

Selon ce critère, ce qu'offre le réseau (consommer sa quantité journalière maximale en 20h minimum) revient à un calcul $Ah / Qh \text{ moyenne} = 24 / 20 - 1 = 20 \%$.

On peut donc définir une modulation ou une flexibilité « standard » du réseau comme étant égale à :

- 4h, mesuré à partir du critère **VM / Qh moyenne**
- 20%, mesuré à partir du critère **Ah / Qh moyenne**

En conclusion, pour tout niveau de consommation journalière situé entre 0 et la consommation journalière maximale, le tarif prévoit, de manière standard, la possibilité pour un site de consommer un profil horaire du moment que le site consomme cette quantité journalière en 20h minimum. On peut donc dire que de manière « standard », le tarif inclut une modulation de 4h. Ainsi, c'est uniquement pour une modulation au-delà de ces 4h que peut se poser éventuellement la question de ce que le réseau peut fournir comme modulation et à quel coût.

Les surcoûts éventuels associés ne peuvent être répercutés ex abrupto aux CCG :

1/ Les CCG paient dans le tarif actuel une flexibilité dont ils ne profitent pas :

Lorsqu'un CCG réserve sa capacité d'acheminement, le cas dimensionnant est le cas de fonctionnement en base soit 0.8 GWh/h (maximum lié à la nature même du process) pendant 24h c'est-à-dire 19.2 GWh/j au maximum. Un CCG va donc réserver 19.2 GWh/j et, quoi qu'il arrive, ne consommera pas plus de 0.8 GWh/h. Ainsi, la seule contrainte qui s'applique à un CCG est la contrainte de la consommation maximale journalière.

Or, il faut noter que le tarif actuel amène le CCG à réserver une capacité horaire au-delà de son besoin physique ($19.2 / 20 = 0.96$ GWh/h au lieu de 0.8 GWh/h) et il paie donc une capacité horaire égale à $1/20^{\text{ème}}$ de la Capacité Journalière alors que son besoin physique n'est que de $1/24^{\text{ème}}$ de la Capacité Journalière. De facto, avec le tarif actuel, un CCG ne peut donc pas bénéficier de la flexibilité standard qu'offre le réseau puisqu'il est dans l'incapacité physique de consommer son maximum quotidien en moins de 24h.

Il est donc nécessaire de prendre en compte le fait qu'un CCG standard paie pour un service dont il ne bénéficie pas.

2/ Gain existant sur les frais d'énergie de compression pour un site consommant sur une journée moins que sa capacité journalière de livraison :

Toute consommation quotidienne inférieure à la consommation quotidienne maximale se traduit pour le GRT par une économie sur les coûts d'énergie de compression, incluse dans le tarif et appliquée aux CCG comme aux autres clients.

D'après la proposition tarifaire de la CRE du 10 juillet 2008, le poste énergie du tarif 2009 de GRTgaz représentait 131 M€, soit environ 22% des charges d'exploitation nettes (601.9 M€) et presque 10% du total du revenu autorisé (1 334.9 M€). Pour TIGF, le poste énergie se porte à 11 M€, soit environ 18% des charges d'exploitation nettes (62.3 M€) et 6% du total du revenu autorisé (179.5 M€). Ce coût, proportionnel en partie aux livraisons effectives de gaz aux consommateurs de gaz en France est aujourd'hui forfaitisé dans les tarifs et foisonné entre l'ensemble des consommateurs de gaz. A ce stade, il n'est pas envisagé par GRTgaz ni par la CRE de mettre en place un terme tarifaire variable de manière à ce que chaque utilisateur paie un tarif proportionnel à ses livraisons de gaz (un site

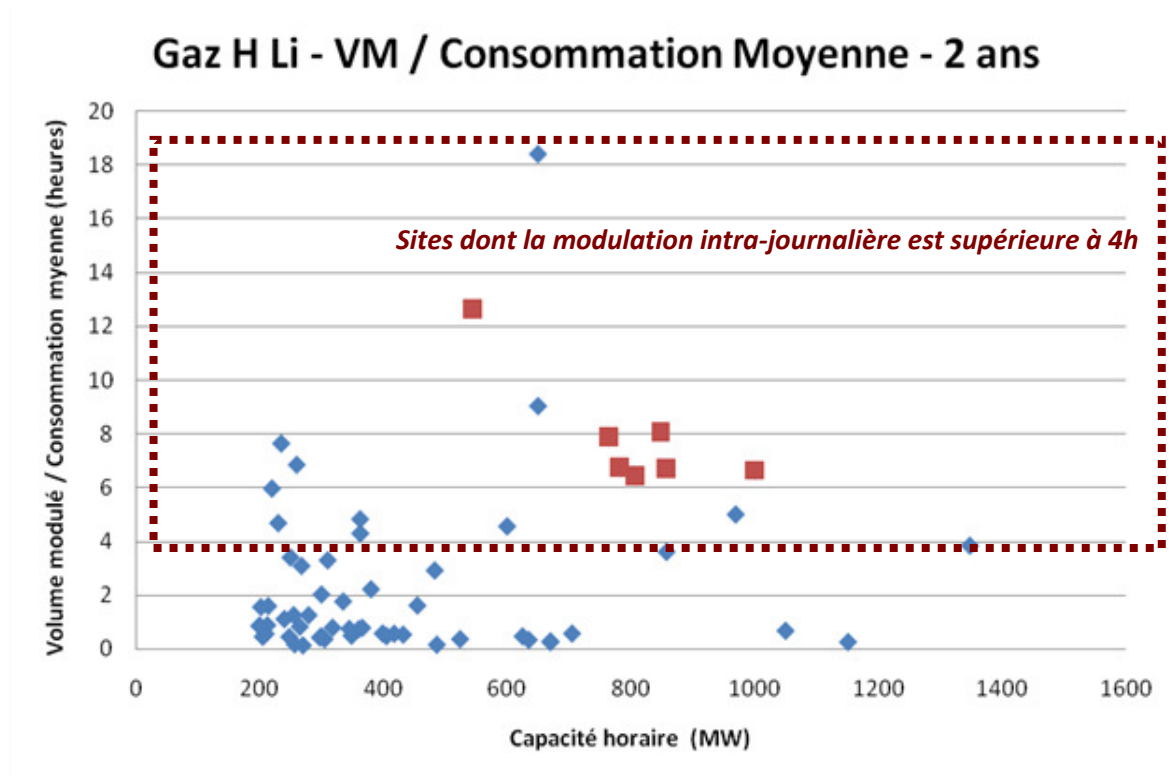
consommant du gaz seulement pendant l'hiver génère moins de coûts de compression pour GRTgaz qu'un site qui consomme du gaz pendant toute l'année à puissance maximale). Il en est de même pour un site consommant sur une journée moins que sa capacité journalière.

Sur ce poste de coût, le choix de la simplification avait été fait en 2005. En effet, avant cette date, ce coût était en partie couvert par un terme variable de manière à ce que chaque utilisateur du réseau contribue au tarif au prorata de son besoin de livraison de gaz. Lors de la consultation organisée par la CRE en 2004 sur les tarifs de transport applicables à GRTgaz et TIGF à partir de 2005, il était écrit : « La CRE envisage également de supprimer, dans la tarification de Gaz de France, le terme de quantité en sortie du réseau principal (TQSP). Ce terme apporte une complexité supplémentaire dans la structure tarifaire du réseau de Gaz de France, alors qu'il représente moins de 3 % des recettes annuelles de Gaz de France Transport. ». Dans la synthèse des réponses à la consultation, il est écrit que « La majorité des fournisseurs est favorable à la suppression de ce terme de quantité en sortie, qui permettra d'harmoniser les conditions tarifaires proposées par les opérateurs Gaz du Sud-Ouest et Gaz de France. Trois consommateurs et deux fournisseurs s'opposent en revanche à la suppression de ce terme, plusieurs d'entre eux au motif que le fonctionnement des réseaux gaziers ne comprend pas que des coûts liés aux capacités, mais aussi des coûts proportionnels aux quantités (exemple : compression du gaz). Les transporteurs sont favorables à la suppression du terme de quantité en sortie. ». On peut noter que ce débat, qui portait sur des coûts qui représentent aujourd'hui 131 M€/an pour GRTgaz, est d'une nature très similaire à celui lié à la modulation intra-journalière, dont les coûts présentés par GRTgaz sont de 30 M€ à horizon 2013 (15 M€ d'après la CRE). On peut s'étonner qu'on arrive à une conclusion inverse quant-au traitement du problème et sur les raisons qui amènent GRTgaz à faire une telle proposition.

Si la CRE, dans le cadre du nouveau tarif d'acheminement souhaite envoyer un signal tarifaire incitant les sites raccordés au réseau de transport à réduire leur modulation intra-journalière, il conviendra de remettre alors en cause le principe d'un tarif 100% à la capacité de manière à ce que chaque site soit incité à optimiser les coûts d'énergie de compression de GRTgaz, qui représentent 10% de son revenu autorisé.

Les CCG ne sont pas les seuls sites industriels à avoir une modulation intra-journalière supérieure à 4h

Lors de la réunion du 12 mai 2010, GRTgaz a présenté le graphique suivant :



Les points bleus représentent les clients industriels raccordés au réseau de GRTgaz. Les points rouges représentent les CCG raccordés ou en cours de raccordement sur la base des modes de fonctionnement transmis dans le cadre de l'étude.

On constate :

- Que les CCG (hormis un point car représentant a priori une turbine à combustion) ont une modulation moyenne entre 6 et 8 heures
- Qu'un nombre non négligeable de clients industriels ont une modulation intra-journalière supérieure à 4 heures (modulation intra journalière « standard » annoncée par TIGF).

Malgré nos demandes répétées, nous n'avons pas pu obtenir ce même graphique pour les PITD, notamment à la pointe P2. Il est plus que probable que les PITD aient également un besoin de modulation intra-journalière ferme supérieur à 4h, notamment en période froide. Ce besoin ferme et dimensionnant pour le réseau est dépendant des vagues de froid et donc certainement moins récurrent que celui d'un client industriel comme une CCG. Toutefois, le système gazier ayant été dimensionné pour subvenir à ce besoin, il est disponible, de manière interruptible, pour le reste du marché.

Le choix d'un critère absolu justifié par la taille des sites n'est pas cohérent avec les contraintes évoquées par GRTgaz. Lors des réunions de la Concertation Gaz, GRTgaz a évoqué deux contraintes générées par la modulation intra-journalière :

- La ressource en flexibilité (stocke en conduite, stockages, terminaux méthaniers)
- L'acheminement de la flexibilité jusqu'au site modulé

Il est apparu que la contrainte majeure vient de la ressource en flexibilité (due à la sollicitation accrue des stockages) et non à l'acheminement de la flexibilité (en dehors de la zone de Fos). De fait, cette contrainte d'acheminement est levée dès lors que les opérateurs de CCG fournissent un programme horaire de fonctionnement la veille pour le lendemain, permettant à GRTgaz de mutualiser les ressources de flexibilité à l'échelle nationale et de préparer de manière optimum le réseau en J-1.

En conséquence, la taille du site ne doit pas rentrer en ligne de compte pour définir le niveau de besoin de modulation intra-journalière. Le critère à retenir doit être unitaire et ramené à la consommation du site.

La production de modulation intra-journalière interruptible par les stockages ne nécessite pas de réservation de capacités

L'offre de TIGF, qui nous semble intéressante dans son approche du problème de la modulation intra-journalière, souffre cependant d'un défaut important : TIGF propose une offre ferme et non pas une offre interruptible. En conséquence, TIGF inclut une composante de réservation de capacité qui d'une part n'est ni utile à ce stade, ni utilisable (car pas disponible au pas de temps journalier pour l'expéditeur) par le producteur. Cette composante est d'autre part extrêmement coûteuse.

Pour sa part, Storengy propose une offre interruptible, mais à un niveau de prix équivalent à celui d'une offre ferme puisqu'elle comprend un terme lié à l'injection et un terme lié au soutirage sur une même journée, ce qui est équivalent à un coût fixe de réservation de capacité (la même quantité de gaz étant injectée et soutirée en intra-journalier sauf à ne pas fonctionner ou à fonctionner 24h).

A quantité journalière équivalente d'injection ou de soutirage, plusieurs profils horaires d'injection ou de soutirage peuvent être mis en œuvre. Poweo comprend donc que la contrainte qui s'exerce sur les stockages dépend principalement des capacités de stockage commercialisées pour le marché journalier et de leur niveau d'utilisation au pas de temps journalier. Dans ce cadre, un service interruptible est suffisant dans le cadre des études réalisées par GRTgaz et TIGF.

Exemple:

- L'expéditeur 1 réserve 120 MWh/j de capacité d'injection dans un stockage.
- L'expéditeur 2 fournit un site dont la capacité journalière de livraison est de 72 MWh/j. Il est approvisionné depuis un point d'entrée où 72 MWh/j de capacités sont réservées.
- Le jour J :
 - Le site consomme 24 MWh.
 - L'expéditeur 2 vend 48 MWh à l'expéditeur 1 et nomme 72 MWh sur le point d'entrée
 - L'expéditeur 1 injecte 48 MWh dans sa capacité de stockage. 72 MWh/j de capacités d'injection sont encore disponibles.
 - Dans le cadre d'un équilibrage journalier, les expéditeurs 1 et 2 sont contractuellement équilibrés.
- En intra-journalier :
 - De manière nominale, le stockeur aurait dû injecter 2 MWh/h pour satisfaire la nomination de l'expéditeur 1 (48 MWh/j)
 - Le site module sa consommation : il consomme 24 MWh en 12h, par exemple 0 MWh/h de 00h00 à 6h00, puis 2 MWh/h de 6h00 à 18h00, puis 0 MWh de 18h00 à 00h00.
 - Dans le cadre d'accords opérationnels, le GRT demande au stockeur de moduler l'injection des 48 MWh :
 - 3 MWh/h de 00h00 à 06h00 : contrainte accrue sur le stockage
 - 1 MWh/h de 06h00 à 18h00 : relâchement de contrainte
 - 3 MWh/h de 18h00 à 00h00 : contrainte accrue sur le stockage

Le stockeur peut physiquement réaliser un tel programme horaire d'injection car la capacité journalière réservée était de 120 MWh/j, soit 5 MWh/h. Au final le stockeur a bien injecté 48 MWh. Dans le cas où la consommation horaire du site aurait généré un besoin d'injection supérieur à 5 MWh/h le GRT aurait demandé au site d'adapter son profil de consommation.

La gestion de la modulation intra-journalière de manière interruptible, ne nécessite pas de réservation de capacités de stockage dédiées. En effet :

- Il s'agit de moduler l'utilisation des capacités réservées par les expéditeurs.
- Le GRT et le gestionnaire d'infrastructure adjacent doivent communiquer dans le cadre d'accords opérationnels sur le profil de soutirage / d'injection horaire des nominations journalières des expéditeurs.

L'interruptibilité sera variable en fonction des saisons car la mise en œuvre de ce mécanisme dépend des nominations journalières des expéditeurs et des capacités horaires restant physiquement disponibles (risque d'interruption notamment à la pointe 2% et aux intersaisons).

Un raisonnement équivalent peut être appliqué pour tout opérateur d'infrastructure adjacent.

La modulation intra-journalière peut générer des coûts supplémentaires par rapport à une utilisation uniforme des capacités durant la journée, mais du fait du caractère interruptible de l'offre il ne doit s'agir que :

- **De coûts variables liés aux arrêts démarrages éventuels de compresseurs supplémentaires.**
- **De coûts d'énergies supplémentaires liés à un changement de régime de compression par rapport au régime initial (dégradation de rendement).**

Ces coûts doivent donc être très limités.

Les CCG sont une source de développement du marché du gaz en France :

Ils sont le moteur de la croissance de la demande de gaz en France

- 18 CCG en 2015 (chiffre retenu par l'étude) représentent environ 80 TWh de gaz, soit environ 15% du marché français
- Cela représente environ 2.5 M€/CCG de revenu pour GRTgaz, soit environ 45 M€/an de revenu pour 18 CCG
- Les CCG viennent principalement remplacer des centrales au Charbon : il n'y a pas d'effet de « cannibalisation » des parts de marché avec d'autres usages du gaz.

Une CCG doit générer environ 50M€ par an de marge sur coûts variables pour rembourser ses coûts fixes. Une charge supplémentaire d'1 M€, c'est-à-dire une hausse de 40% des coûts d'acheminement actuel représentent 2% de la marge variable nécessaire à une CCG. Une telle mesure est de nature à remettre en cause les investissements dans les CCG en France et donc à diminuer le niveau global des réservations de capacité sur le réseau de GRTgaz.

Or, l'ensemble des utilisateurs du réseau a intérêt à ce que les réservations de capacité augmentent (à périmètre constant). On peut à ce titre constater que dans sa délibération du 3 décembre 2009 concernant l'évolution des tarifs de transport de gaz au 1^{er} avril 2010, la CRE écrit que : « les prévisions de souscription de capacité pour 2010 ont été revues à la baisse de 0.5% par rapport aux hypothèses retenues pour l'année 2009 alors qu'une hausse était prévue du fait notamment de la mise en service de plusieurs centrales électrique à gaz » et « Les prévisions de souscriptions de capacités de transport pour l'année 2010 sont globalement en hausse (+0.5%) par rapport aux souscriptions réalisées en 2009. Néanmoins, par rapport aux prévisions initialement retenues en juillet 2008, elles sont en baisse de 0.5% par rapport à la prévision pour 2009 et de 1.8% par rapport à la prévision pour 2010 ». Cette baisse des souscriptions a un impact direct sur le niveau des tarifs unitaires applicable à partir du 1^{er} avril 2010. Bien que la part liée aux CCG ne soit pas précisée, on peut lire par ailleurs dans la même délibération que « Les capacités de livraison souscrites en 2009 par les clients industriels sont inférieures aux prévisions de 4.1%. Cette baisse est principalement liée aux facteurs suivants :

- La conjoncture économique défavorable à l'activité des industriels français (crise économique mondiale)
- Le retard de mise en service de plusieurs centrales électriques sur le réseau de GRTgaz.

Compte tenu de l'hypothèse de stabilité de la consommation industrielle entre 2009 et 2010, la CRE retient une prévision pour l'année 2010 inférieure de 5.7% à la prévision initiale. ».

Le raccordement de nouvelles CCG s'est fait sans investissements dédiés (ou en tous cas très limités), les raccordements étant à la charge du producteur d'électricité. Il eut été intéressant de connaître l'impact sur les tarifs de transport si aucune nouvelle CCG ne s'était raccordée au réseau de transport. Il y a fort à parier que la hausse de tarif aurait été substantielle.

L'ensemble des utilisateurs du réseau ont intérêt à ce que des CCG se raccordent au réseau de manière à ce que le revenu tarifaire du GRT augmente et que le niveau tarifaire ramené à la capacité diminue. Dans ce cadre, nous partageons la vision de TIGF pour qui l'ensemble des coûts internes aux GRT liés à la gestion de la modulation intra-journalière doit être incluse dans le tarif d'acheminement et foisonné entre les utilisateurs du réseau.

Une contrainte limitée dans le temps.

L'étude menée par GRTgaz et TIGF dans le cadre de la concertation gaz précise que « les infrastructures actuelles en service ou dont le développement est décidé permettent la majeure partie du temps de satisfaire le besoin de modulation intra-journalière du marché jusqu'en 2013 », sauf pour les 2 mois d'octobre et novembre 2011-2012. Par ailleurs, « le développement des nouvelles infrastructures, envisagé à l'horizon 2014, est de nature à apporter la flexibilité intra-journalière supplémentaire nécessaire à la couverture des besoins ». Ainsi, d'après les études qui ont été faites sur le système gazier dans son ensemble, on constate que les situations où le système gazier français (GRTs + stockages + terminaux) n'est pas en mesure de répondre aux besoins d'un site fortement modulé sont très faibles et localisées.

Même si certains projets d'infrastructures gazières ont depuis été retardés ou abandonnés, il faut également noter que l'étude a été menée sur un parc de 18 CCG à horizon 2015 parmi lesquelles de nombreux projets ont été également retardés.

Le système gazier français sait gérer les besoins de modulation intra-journalière de son marché aval. En fonction des décisions qui seront prises d'un côté sur les nouvelles infrastructures gazières et d'autre part sur les investissements dans les CCG, la fourniture de cette modulation intra-journalière pourra être « interruptible ».

Proposition de modèle de marché

Le coût total de la gestion de modulation avancé par GRTgaz est de 30 M€ en 2013 (15 M€ après révision par la CRE), ce qui représente entre 1% (vision CRE) et 2% (Vision GRTgaz) du revenu autorisé de GRTgaz. Après 2013, les coûts diminueront du fait de l'accroissement du stock en conduite lié au développement du cœur de réseau de GRTgaz. **Il s'agit donc à la fois d'une problématique fortement limitée à la fois dans le temps et en termes de coûts.**

D'autre part, la problématique soulevée concerne un service horaire dans le cadre d'un équilibrage journalier. C'est donc au GRT de prendre à sa charge les contraintes opérationnelles liées à la gestion du réseau à un pas de temps inférieur au pas de temps journalier, moyennant la mise en place d'une interface opérationnelle avec les CCG permettant de gérer les éventuels aléas et les modifications de programme associés. **C'est pourquoi Poweo souhaite une mutualisation globale des coûts liés à la fourniture et la gestion de la modulation horaire dans le tarif.**

Dans l'hypothèse où cette solution ne serait pas retenue, Poweo envisage :

- **Le passage à un pas de temps d'équilibrage horaire pour l'intégralité du marché gazier en France**
- **Ou par défaut une proposition alternative à celles formulées par GRTgaz et la CRE décrite ci-dessous**

Proposition alternative à celles de GRTgaz et de la CRE sur la base des principes et analyses précédentes :

1/ Poweo considère que tous les coûts internes au GRT (dispatching, SI...) doivent être, s'ils sont justifiés, couverts par le tarif d'acheminement et foisonnés entre les utilisateurs du réseau

2/ En ce qui concerne les coûts externes Poweo propose que :

- L'accès à la modulation « standard » de 4h continue à être inclus dans le tarif de base sur le mode d'un foisonnement entre utilisateurs. Cette modulation « standard » doit être accessible de manière non discriminatoire à tous les sites de consommation quel que soit l'usage qu'ils font du gaz, et de leur niveau de consommation.
- Au-delà de la modulation intra-journalière « standard » du réseau, les éventuels coûts associés soient couverts par une structure tarifaire dédiée incitant les utilisateurs du réseau à réduire ce coût. Ce service doit être interruptible.
 - Tous les utilisateurs du réseau ayant une modulation intra-journalière supérieure à la modulation intra-journalière « standard » du réseau (aujourd'hui 4h d'après TIGF, soit 20% d'amplitude) devront être soumis à ce tarif, quelle que soit leur taille.
 - Ce service doit être facturé à l'usage, proportionnellement au critère VM / Qh moyenne.
 - Il ne doit pas comporter de composante tarifaire fixe.
 - Ce tarif devra être saisonnalisé de manière à refléter les contraintes différentes en hiver et en été (voir aux intersaisons).

3/ La structure tarifaire de GRTgaz doit être modifiée de manière à ne plus être uniquement 100% à la capacité. Les coûts d'énergie de compression de GRTgaz, qui représentent 10% de son revenu autorisé, doivent être recouverts moyennant un terme variable.

4/ Concernant la gestion de l'éventuelle pénurie¹ :

- Les critères d'interruptibilité doivent être transparents et non discriminatoires.
- L'interruption doit être définie au niveau de la maille de contrainte du réseau. Si celle-ci est locale, l'interruption doit être définie à une maille locale.
- GRTgaz doit améliorer son interface opérationnelle avec les infrastructures adjacentes de manière à minimiser le niveau d'interruption.
- Les réflexions en cours sur l'amélioration de la procédure opérationnelle entre GRTgaz et les producteurs d'électricité doivent être poursuivies dans le cadre de la Concertation Gaz.

5/ Poweo pense qu'il est nécessaire de mener une réflexion de fond sur les fournisseurs potentiels de modulation intra-journalière de manière à en augmenter le nombre :

- Il faut élargir les fournisseurs potentiels au-delà de Storengy, Elengy et TIGF aux autres gestionnaires de réseaux et d'infrastructures et aux producteurs de gaz ; concernant cette dernière catégorie d'acteurs, GRTgaz doit se rapprocher des producteurs de gaz de Mer du

¹ Nous entendons par pénurie et/interruption et/ou interruptibilité la nécessité de modifier le programme horaire de manière à réduire la modulation intra-journalière du site. Il s'agit en pratique de fonctionner à la même puissance pendant plus de 20h.

Nord en amont du PIR Dunkerque qui sont probablement en mesure de produire de la modulation intra-journalière.

- Le service facturé par l'opérateur adjacent doit être basé sur ses coûts et non pas sur la « valeur » d'un tel service. Si une notion de valeur était retenue, il serait alors nécessaire de mettre en place un équilibrage horaire, sauf si une vraie concurrence s'installe entre fournisseurs de modulation intra-journalière. Il sera notamment nécessaire de s'assurer que ces prestations ne génèrent pas de subventions croisées, l'accès au stockage étant non régulé.

6/ Poweo propose une modification du fonctionnement de la Concertation Gaz. Nous constatons que deux familles de sujets sont traitées dans le cadre du GT Producteurs d'Electricité :

- Les procédures opérationnelles : ce point concerne uniquement les producteurs d'électricité, GRTgaz et RTE. Il faudrait probablement l'élargir aux cogénérateurs.
- Le modèle de marché permettant d'accéder à la modulation intra-journalière : ce point concerne tous les utilisateurs de réseaux : clients, producteurs de gaz, infrastructures adjacentes, expéditeur. Nous proposons de séparer officiellement ce sujet de celui de la production d'électricité et de le rattacher au GT structure contractuelle du réseau.

Procédure opérationnelle :

La procédure opérationnelle telle que proposée par GRTgaz présente à ce jour plusieurs problèmes :

Non faisabilité des programmes :

GRTgaz se réserve le droit de pouvoir refuser le programme d'un producteur et ce jusqu'à 20h30. Ainsi, tous les producteurs, en même temps et dans un sens identique, peuvent se voir notifier un refus de programme, à une heure de très faible activité sur le marché de l'électricité. Cela se traduira alors par un besoin accru de recours au marché pour tous les producteurs (principalement ceux dont le parc est limité et ne pourra pas être utilisé pour compenser le refus de GRTgaz) et ce dans le même sens (à l'achat ou à la vente).

Il est donc nécessaire que GRTgaz puisse communiquer ce refus beaucoup plus tôt dans l'après midi (au plus tard à 16h) et qu'il émette un signal de risque dès le matin. L'heure de 20h30 peut en revanche être conservée pour le calcul du délai de prévenance.

D'autre part, tout changement de programme doit être validé par RTE. Le premier guichet qui suit celui de 16h30 étant celui de 23h, il sera donc impossible de savoir si RTE accepte le programme modifié suite à refus de GRTgaz et celui-ci ne pourra être communiqué aux opérateurs de centrale que vers 23h30, soit 30 minutes avant le commencement de la nouvelle journée électrique. Ce délai est beaucoup trop court pour une prise en compte correcte de la part des opérateurs de centrale.

10% de tolérance :

L'introduction d'une tolérance permettant aux sites une participation aux réglages primaire et secondaire de fréquence du système n'est pas cohérente avec le problème de modulation évoqué par GRTgaz :

- un producteur peut décider d'affecter à un CCG plus de services système que l'équivalent de 10%
- un producteur peut décider de ne pas affecter de services système à un CCG

Ainsi, si GRTgaz met de côté une certaine quantité de modulation dédiée aux services système, il n'est en aucun cas certain :

- que cela suffira

- que cela ne sera pas surdimensionné

Il est donc nécessaire de revoir cette modalité qui n'assure pas la sécurité du réseau électrique ni la garantie d'un dimensionnement correct d'une réserve de modulation.

La logique voudrait que la contrainte amont (celle de la modulation du réseau gaz) se reporte sur celle en aval (les services système) et qu'un dialogue s'instaure entre GRTgaz et RTE pour répartir les services système sur les moyens de production en fonction de la modulation disponible au jour le jour et non pas l'inverse.

Dans tous les cas il est nécessaire que RTE et GRTgaz se concertent afin de définir des règles cohérentes sur toute modification de programme et sur la procédure opérationnelle associée. Le producteur doit être assuré de ne pas se retrouver dans une situation où il recevrait des ordres contradictoires de la part des deux GRT.

Question 6 : Quelle est votre analyse du service de flexibilité infra-journalière proposé par GRTgaz?

Le service proposé par GRTgaz n'est pas cohérent avec notre modèle de marché, notamment sur les points suivants :

- GRTgaz souhaite adresser ce service aux sites de consommation « fortement modulés ». Pour Poweo, la proposition de marché doit s'appliquer à l'ensemble des sites modulés afin d'éviter toute discrimination.
- GRTgaz définit le volume modulé comme le facteur explicatif de la contrainte. Comme expliqué plus haut, Poweo considère que le critère pertinent au niveau d'un site est le volume modulé ramené à la consommation horaire moyenne du site. C'est d'ailleurs le critère retenu par TIGF. A ce titre Poweo ne partage pas l'analyse menée dans les paragraphes I et II de l'annexe 3.2 de la proposition de GRTgaz et ne peut que constater la divergence de point de vue entre GRTgaz et TIGF sur le sujet. En conséquence POWEO ne partage pas les principes proposés dans la partie III.
- GRTgaz propose une tarification du service comportant une part fixe et une part variable. Pour Poweo, la tarification, au-delà de la modulation « standard » du réseau doit être faite à l'usage. Elle ne doit donc pas comprendre de part fixe.
- GRTgaz propose une franchise. Cette notion manque de transparence et repose sur des approximations liés au coût du volume modulé. Nous proposons de définir, comme l'a fait TIGF, la modulation intra-journalière « standard » du réseau (4h ou 20% d'amplitude) et de définir le tarif applicable aux besoins interruptibles de modulation au-delà de ce besoin standard.
- GRTgaz ne prend à aucun moment en compte les gains en Energie de compression
- GRTgaz ne prend à aucun moment en compte l'impact bénéfique des CCG sur l'augmentation des volumes livrés en France et sur l'accroissement de l'assiette permettant l'amortissement de ses coûts fixes.

Par ailleurs, l'offre de GRTgaz est assise sur des coûts de Storengy et d'Elengy qui amènent les commentaires suivants :

Storengy :

- L'offre de Storengy n'est pas assise sur des coûts transparents, Storengy n'étant pas régulé. Des subventions croisées sont donc tout à fait envisageables. Or ces coûts représentent jusqu'à 15 M€/an à horizon 2013 !

- Storengy facture un coût d'injection et de soutirage quelle que soit la saison alors que la contrainte se situe principalement en hiver en soutirage.

Elengy :

- Proposition d'investissement de 2.5 M€ amorti sur 5 ans : l'avenir du terminal de Fos Tonkin n'étant pas décidé, STMFC ayant refusé de répondre et les contraintes diminuant post-2015, nous nous opposons à cet investissement. Nous préférons accroître le caractère interruptible du service de GRTgaz.
- Prise en compte d'une quote-part des charges couvertes par le tarif d'utilisation du terminal méthanier de Fos Tonkin. Elengy envisage, toutes choses égales par ailleurs, de faire baisser le tarif actuellement payé par les utilisateurs du terminal de Fos-Tonkin sur une base journalière. Ceci est totalement inacceptable.
- La prime de risque de 20% s'appliquant à l'ensemble des coûts hors investissements est inacceptable.
- Poweo souhaite savoir à combien se portent les coûts opérationnels spécifiques à la fourniture de flexibilité intra-journalière qui sont les seuls à retenir.

Question 7 : Etes-vous favorable à la répercussion des coûts supplémentaires liés à la flexibilité infra-journalière aux sites fortement modulés à travers un service spécifique?

La réponse détaillée à cette question se trouve dans notre proposition de modèle de marché.

Question 8 : Que pensez-vous du seuil de 0,8 GWh de volume modulé journalier moyen proposé par GRTgaz pour l'application du service de flexibilité infra-journalière ?

Ce seuil apparaît comme arbitraire et discriminatoire : l'objectif est clairement de discriminer les sites historiques de consommation de gaz des CCG: pour Poweo, le niveau de contrainte est défini par le volume modulé ramené à la consommation horaire moyenne et non pas par le volume modulé. Une somme de petits sites très modulés contraint autant le réseau qu'un site avec la même modulation.

Poweo considère, comme exposé dans sa proposition de modèle de marché, que tous les sites ayant une modulation intra-J supérieure à la modulation intra-J « standard » du réseau (critère de 4h ou de 20%) doivent être soumis au même tarif.

D'autre part, Poweo ne comprend pas l'origine du calcul de ce seuil, présenté par GRTgaz comme $1/24^{\text{ème}}$ de la capacité journalière réservée par une CCG de 400 MW.

Question 9 : Quelle est votre analyse du service de flexibilité infra-journalière envisagé par la CRE?

Le service proposé par la CRE n'est pas cohérent avec notre modèle de marché, notamment sur les points suivants :

- La CRE souhaite adresser ce service aux sites de consommation « fortement modulés ». Pour Poweo, notre proposition de marché doit s'appliquer à l'ensemble des sites modulés afin d'éviter toute discrimination.
- La CRE propose une tarification du service comportant une part fixe et une part variable. Pour Poweo, la tarification, au-delà de la modulation « standard » du réseau doit être faite à

l'usage car il s'agit notamment d'inciter à une réduction des coûts de GRTgaz. Elle ne doit donc pas comprendre de part fixe.

- La proposition de la CRE repose sur des estimations. A la vue des enjeux financiers associés, POWEO souhaite que le modèle de marché et les coûts associés soient très clairement décrits.

Question 10 : Etes-vous favorable à la définition de deux services distincts, un service de flexibilité infrajournalière pour la programmation la veille pour le lendemain et un service pour les renominations en cours de journée?

Dans sa proposition de modèle marché, Poweo propose une tarification de la modulation utilisée au-delà de la modulation « standard » à l'usage. Il n'y a donc pas lieu de distinguer entre deux services, l'un dédié au J+1 et l'autre à l'infra journalier.

Opérationnellement, il est nécessaire d'établir des procédures de gestion de la modulation la veille pour le lendemain et en intra journalier entre GRTgaz, les sites de consommation et RTE (pour les sites producteurs d'électricité). L'établissement de ces procédures devra faire l'objet de réflexions au sein de la concertation gaz.

PARTIE 3 – EVOLUTION DU SYSTEME D'EQUILIBRE SUR LES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ

Question 11 : Que pensez-vous de la proposition de GRTgaz concernant l'évolution du système d'équilibrage sur son réseau de transport?

La proposition de GRTgaz concernant l'évolution des règles d'équilibrage nous convient dans la mesure où elle permet d'entrer dans un cercle vertueux dans lequel :

1. Les expéditeurs disposent des outils leur permettant de limiter leurs propres déséquilibres,
2. GRTgaz reçoit de meilleures nominations de la part des expéditeurs
3. GRTgaz devient pertinent dans ses interventions sur le marché
4. Les déséquilibres du réseau sont apurés sur des règles orientées marché, permettant une incitation à l'utilisation des sources de flexibilité dont disposent les expéditeurs en intra journalier

Nous y sommes donc favorables sous réserve :

1. De la mise en œuvre des prérequis suivants :
 - a. Suivi et mise à disposition à l'ensemble des expéditeurs du niveau de tension du réseau
 - b. Mise à disposition par GRTgaz des informations suivantes, à un niveau de qualité important : allocations J+1, consommations intra journalières de l'ensemble des clients télérelevés, prévision des k2
2. De l'existence d'un marché Within Day liquide. A ce titre POWEO n'est pas opposé à ce que le système évolue plus vite au PEG Nord qu'au PEG Sud, de manière à prendre en compte le manque de liquidité du PEG Sud
3. Du relâchement des capacités de stockage de manière à ne conserver que ce qui est nécessaire aux obligations de service public en cas de défaillance d'un fournisseur, à la continuité de fourniture dans le cas d'un événement exceptionnel.

Concernant le contrat de flexibilité détenu par GRTgaz auprès de Storengy, celui-ci amène les remarques suivantes :

1. Les capacités détenues aujourd'hui en vue de l'équilibrage journalier du réseau ne sont plus légitimes dans un contexte d'équilibrage basé sur le marché. Ainsi toute augmentation des volumes d'intervention de GRTgaz doit logiquement s'accompagner d'une baisse des capacités de stockages détenues par GRTgaz dans des proportions cohérentes. Cette flexibilité sera ainsi disponible pour le marché et optimisée par les expéditeurs. Ce point n'apparaît pas dans la proposition de GRTgaz mais il est pourtant fondamental. En effet, soit le système est basé sur une logique de marché, soit il est basé sur un recours au stockage. Dans un système cible où il n'existe plus de tolérances d'équilibrage et où le GRT a recours au marché pour s'équilibrer, il ne doit plus détenir de capacités de stockage destiné à ce même équilibrage.
2. Parmi les besoins couverts par le contrat de flexibilité figurent les besoins propres de GRTgaz correspondant à l'écart entre ce qui est acheté pour son gaz carburant et ce qui est consommé. La couverture de ce besoin par la détention de capacités ne nous paraît pas légitime : en effet nous estimons que GRTgaz devrait acheter ses propres besoins (ou revendre ses excédents) sur le marché de gros, que ce soit en spot ou en forward.

Les tarifs d'accès au stockage n'étant pas régulés, il est nécessaire de réduire au strict minimum les réservations de capacités de GRTgaz auprès de Storengy de manière à éviter toute subvention croisée entre GRTgaz et Storengy. Toute obligation de stockage pourrait en effet être assimilée à une « obligation d'achat » ou à « une vente forcée » à un prix non régulé.

La trajectoire permettant d'aboutir au système cible d'équilibrage doit se faire par étape où les différents acteurs pourront décider si :

- Le marché Within Day est suffisamment liquide et permet l'augmentation des volumes d'intervention de GRTgaz
- Les informations fournies par GRTgaz permettent de diminuer les tolérances d'équilibrages

Concernant les règles pour le règlement des déséquilibres, une cible pourrait ressembler au système de National Grid (analogue à la seconde piste évoqué par GRTgaz). En attendant que le marché soit suffisamment mature, les règles devront être discutées en détail dans le cadre de la concertation.

Question 12 : Que pensez-vous de la position de TIGF concernant le système d'équilibrage sur son réseau de transport?

La question de l'équilibrage cible est liée au modèle de marché cible qui sera mis en place au Sud :

1. Si TIGF et GRTgaz mettent en place un ISO au Sud, les règles d'équilibrage seront de facto harmonisées entre TIGF et GRTgaz dans la zone « grand Sud »
2. Si TIGF et ENAGAS mettent en place un ISO, les règles d'équilibrage seront de facto harmonisées entre les deux GRT, dans le respect des dispositions prises au niveau Européen
3. Si TIGF préfère le statut quo, Poweo est favorable à ce que le système d'équilibrage de TIGF converge rapidement vers celui de GRTgaz Sud. En effet, ce serait alors le seul moyen de faire apparaître progressivement la liquidité qui fait cruellement défaut en zone TIGF. Le système d'équilibrage basé sur le stockage mis en place par TIGF fonctionne d'un point de vue opérationnel mais n'est pas satisfaisant dans la mesure où :
 - a. Il n'est pas orienté marché et ne permet donc pas l'émergence d'un marché liquide dans la zone TIGF.
 - b. Il n'incite pas à améliorer la qualité et la fréquence de publication des différentes informations en vue de minimiser les déséquilibres.

Dans la mesure où le système d'équilibrage mis en place par TIGF ne posait pas de difficultés opérationnelles pour les expéditeurs, son évolution vers un système orienté marché n'en reste pas moins nécessaire et aujourd'hui urgente du fait de la très faible liquidité du marché spot dans la zone.