

**Consultation de la CRE relative aux « conditions  
d’acheminement du gaz pour les centrales de  
production d’électricité raccordées aux réseaux de  
transport de gaz naturel »**

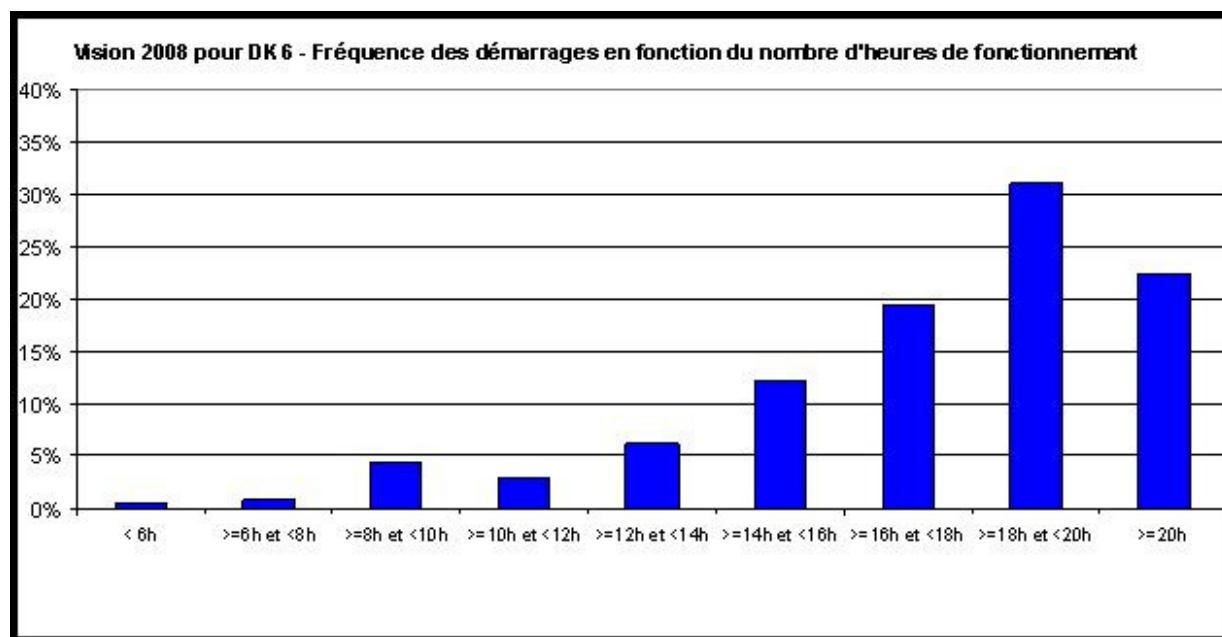
**Réponse de POWEO**

## Introduction sur le mode de fonctionnement prévisionnel des CCG

Le système contractuel d'équilibrage du réseau de transport d'électricité est basé sur un pas de temps demi-horaire. En dessous de ce pas de temps, RTE gère l'équilibrage physique de son réseau en temps réel, sans en imputer les coûts aux Responsables d'Equilibre. Sur la base de ces contraintes, qui s'appliquent à tous les utilisateurs du réseau et notamment pour tous les types de livraisons (particuliers, professionnels, industriels,...), un marché organisé horaire de l'électron s'est mis en place, certaines transactions sur le marché OTC se réalisant également à un pas de temps demi-horaire (c'est-à-dire au pas de temps de l'équilibrage mis en place par RTE). Les prix sur ce marché reflètent l'équilibre entre la production et la demande d'électricité et sont en grande partie définis la veille pour le lendemain.

Dans ce cadre, en fonction des signaux économiques envoyés par les marchés gaz, électricité et CO2 et leurs divers coûts et contraintes techniques, les CCG sont en mesure de prévoir leur profil horaire de fonctionnement la veille pour le lendemain.

Les besoins du système électrique et la structure du parc de production français actuels amènent les CCG à envisager des modes de fonctionnement en semi-base et pointe, nécessitant une certaine modulation intra-journalière (les profils de production allant de quelques heures à 24h par jour, pour une production variant entre la puissance maximale et la puissance minimale). Toutefois, la structure actuelle du marché de l'électricité en France (part importante de l'hydraulique et du nucléaire) et les coûts de démarrage des CCG permettent à POWEO d'estimer que dans 90% des cas, une CCG démarrera pour des durées supérieures à 12h et dans 70% des cas pour des durées supérieures à 16h (estimations basées sur des historiques de prix 2007 et 2008 et en cohérence avec le réalisé de DK6 sur 2008 présenté par GDF-Suez lors de la table ronde organisée par la CRE sur le sujet). POWEO estime que les études menées dans le cadre de la PPI Electricité ne permettent pas d'envisager à moyen terme de changement majeur de la structure offre demande en France qui pourrait amener les CCG à fonctionner sur un schéma différent.



POWEO estime que les modes de fonctionnement des différents CCG seront assez similaires, ceux-ci étant liés à des signaux économiques de même nature. Toutefois, des contraintes propres à chaque installation pourront amener certaines différences : contraintes opérationnelles, contraintes liées à l'approvisionnement en gaz (formule de prix, engagements de consommation, livraison site ou en amont sur le réseau, etc.), coûts de démarrage propres à chaque installation.

Par ailleurs, dans le cadre du mécanisme d'ajustement (MA), RTE a la possibilité de demander en intra-journalier aux producteurs de modifier leur programme de fonctionnement afin d'assurer l'équilibre du réseau. Ces appels se font en fonction des besoins techniques de RTE et des offres remises par chaque producteur.

Dans ce cadre, les CCG peuvent être amenées à modifier en intra-journalier le programme de fonctionnement initialement prévu. Ces modifications se feront de manière différente entre chaque installation puisque les appels de RTE dépendront à la fois des caractéristiques techniques des centrales mais aussi de leurs offres économiques. Les chiffres présentés par GDF-Suez lors de la table ronde du 26 février montrent que 175 appels au MA ont eu lieu en 2008 pour DK6. Il s'est agi principalement d'extensions ou de réductions des plages de production prévues par le producteur ou d'un ajustement du niveau de puissance de production. Seulement 2 démarrages ont été constatés. Dans 90% des cas, ces appels ont entraîné une modification des besoins de gaz inférieurs à 8% de la capacité journalière de livraison du site.

Les modes de fonctionnement présentés ci-dessus se traduisent par des besoins de modulation intra-journalière en J-1 et en J de la fourniture de gaz.

**Q1 – Pensez-vous que l'analyse technique de GRTgaz est suffisante pour justifier un changement des règles d'acheminement et d'équilibrage ? Si non, quels éléments complémentaires vous paraissent nécessaires ?**

Dans son étude, GRTgaz identifie deux contraintes techniques à la fourniture de la modulation intra-journalière aux CCG :

- Le nombre limité des sources de modulation intra-journalière
- L'acheminement de la modulation intra-journalière qui peut dans certains cas être contraint (congestion du réseau et temps de transfert de la modulation potentiellement important)

POWEO considère qu'une étude précise de ces contraintes doit être réalisée afin de définir si des changements des règles d'acheminement et/ou d'équilibrage sont nécessaires pour faire face aux besoins de modulation intra-journalière. Or, POWEO considère que les éléments fournis par GRTgaz dans le document annexé à la consultation sont insuffisants.

POWEO attend ainsi une étude détaillée structurée autour des points suivants :

1/ Etude de la modulation intra-journalière que le système gazier français dans son ensemble est capable de fournir (transport + stockages + terminaux méthaniers + réseaux adjacents) :

1. *Quelle modulation intra-journalière le système gazier français est-il capable d'offrir aujourd'hui ?*
2. *Quelle sera la modulation intra-journalière disponible à terme suite aux investissements déjà décidés ou prévus dans les infrastructures gazières ?*
3. *Comment la modulation intra-journalière est-elle gérée par les opérateurs d'infrastructures ? Quel lien opérationnel existe-t-il entre Storengy, GRTgaz, Elengy et TIGF pour exploiter les sources de modulation intra-journalière actuelles ?*

2/ Quelle est la modulation intra-journalière utilisée par les clients actuels (hors CCG) ?

3/ L'intégration des CCG dans le système global français :

1. *Hypothèses de raccordement et de fonctionnement des CCG*
2. *Quel foisonnement existe-t-il entre les besoins des CCG et les besoins des autres clients ?*
3. *Quelle est la modulation intra-journalière disponible après avoir servi les besoins de clients existants :*
  - *Sans investissements supplémentaires ?*
  - *En faisant évoluer le mode d'exploitation des infrastructures ?*
4. *Existe-t-il des contraintes d'acheminement de la modulation intra-journalière jusqu'aux sites et des contraintes sites par sites ?*
  - *Pour les CCG existantes et en cours de construction ?*
  - *Pour les projets ayant signé un contrat de raccordement ?*
  - *Pour les projets en cours d'étude (hypothèses cohérentes avec la PPI Elec 2009-2020) ?*
5. *Quels sont les investissements et/ou coûts additionnels nécessaires pour lever les éventuelles contraintes ?*
  - *Quels sont les investissements et/ou coûts additionnels nécessaires pour lever les éventuelles contraintes de production et d'acheminement de la modulation intra-journalière ?*
  - *Pour quelles CCG (en construction, en projet...) ?*
  - *Pour quels modes de fonctionnement ?*

Sur l'ensemble de ces points, POWEO considère que l'étude GRTgaz est incomplète :

1/ Etude de la modulation intra-journalière que le système gazier français dans son ensemble est capable de fournir (transport + stockages + terminaux méthaniers + réseaux adjacents) :

L'étude de GRTgaz porte uniquement sur son réseau. POWEO estime indispensable que cette étude soit étendue à l'ensemble du système gazier français.

POWEO attend de cette première partie une description claire de la modulation intra-journalière que le système gazier français est capable d'offrir, à quels horizons de temps et à quels coûts. POWEO souhaite également savoir comment sont gérés aujourd'hui les besoins de modulation intra-journalière du réseau.

### *1.1 Quelle modulation intra-journalière le système gazier français est-il techniquement capable d'offrir aujourd'hui?*

Concernant le stock en conduite, très peu d'informations sont données. En effet :

- Dans le §3.2.1, GRTgaz évalue le stock en conduite entre 50 et 150 GWh en se contentant de mentionner que celui-ci n'est pas uniformément réparti sur son réseau sans plus de détails
- GRTgaz estime par ailleurs que la modulation intra-journalière que permet ce stock en conduite est du même ordre de grandeur que celle nécessaire aux clients résidentiels et tertiaire estimée au §3.1.1 à 80 GWh à une température de 8 à 10°C, aucune information n'étant donnée sur les besoins en période froide ou à la température de pointe 2%.

POWEO considère donc que les informations données sur le stock en conduite sont insuffisantes et attend les éléments suivants :

- Définition des zones géographiques où le stock en conduite est disponible
- Pour chaque zone, en fonction du niveau de compression, la disponibilité des débits et stocks en conduite
- Pour chaque zone, la puissance de compression disponible.
- Des éléments relatifs aux coûts de compression

Concernant les stockages, GRTgaz ne donne aucun élément chiffré que ce soit au § 3.2.2 ou au §7.2. POWEO attend donc qu'une étude soit menée sur ce point. Toutefois, les éléments fournis par GRTgaz appellent les commentaires suivants :

- Au § 7.2, GRTgaz écrit que Storengy « se montre relativement confiant dans la capacité de ses stockages à répondre en grande partie aux besoins de flexibilité intra-journalière des CCG dans un futur proche ». Aucune information n'est donnée sur les stockages ou groupements de stockages pouvant fournir cette modulation intra-journalière (niveaux de compression, débit et volume disponibles, coût de la compression).
- Au §3.2.2, GRTgaz mentionne le contrat de flexibilité dont il dispose auprès de Storengy.
  - Aucun élément n'est fourni sur ce contrat (volume utile réservé, capacités d'injection et de soutirage fermes et interruptibles, groupements de stockages).
  - GRTGaz mentionne que ce contrat de flexibilité lui permet d'assurer l'équilibrage journalier des expéditeurs dans la limite des tolérances contractuelles et d'être en mesure de minimiser l'impact de tout problème technique sur le réseau.
  - Il mentionne de même que ce contrat de flexibilité ne couvre pas les besoins de flexibilité intra-journalière.
- Au §3.2.2 GRTgaz précise cependant qu'il s'appuie physiquement sur les stockages pour faire face aux deux tiers des besoins liés à la modulation intra-journalière des consommateurs soit en moyenne 70 GWh par jour. Au titre d'accords opérationnels avec Storengy et donc au-delà de son contrat de flexibilité, GRTGaz dispose d'une flexibilité importante au niveau des stockages pour fournir de la modulation intra-journalière aux utilisateurs du réseau.

Poweo estime que ces éléments ne permettent pas de répondre clairement aux questions relatives à la modulation intra-journalière :

- Au-delà du contrat de flexibilité, les accords opérationnels mis en place entre GRTgaz et Storengy ne sont pas décrits (modulation maximale intra-journalière que GRTgaz peut exploiter)
- Les éléments fournis au §7.2 laissent à penser que de la modulation intra-journalière est disponible sur plusieurs groupements de stockages. Or, les expéditeurs réalisant des nominations journalières (contractuelles), rien n'empêche GRTgaz et Storengy de moduler en

intra-journalier l'ensemble des soutirages ou injections de gaz (physiques) dans la limite des nominations journalières de l'ensemble des expéditeurs pour la journée gazière.

Concernant les terminaux méthaniers, GRTgaz ne donne aucun élément chiffré au §7.2. POWEO attend donc qu'une étude soit menée sur ce point. Toutefois, les éléments fournis par GRTgaz appellent les commentaires suivants :

- GRTgaz écrit que d'après Elengy « des marges de débit d'émission à la hausse et à la baisse peuvent être dégagées une fois le programme de déchargement des clients du terminal assuré, en modifiant l'utilisation de certains équipements ». Là encore, aucun élément chiffré n'est fourni, bien que des marges de manœuvre existent sans investissements puisqu'Elengy prévoit de proposer une offre dès le printemps 2009.
- Même si le terminal de STMFC n'est pas encore opérationnel, GRTgaz ne donne aucun élément sur la capacité de celui-ci à produire de la modulation intra-journalière.
- D'après GRTgaz, Elengy prévoit de réserver cette offre aux expéditeurs détenant de la capacité de regazéification dans ses terminaux. Or POWEO estime qu'un tel mode de gestion serait contraire à une gestion optimisée de la modulation intra-journalière aux bornes du système gazier français (cf. réponse à la question 4).

Concernant les réseaux de transport adjacents, aucune information n'est donnée par GRTgaz, notamment à l'interface avec TIGF. Or au §3.1.2, GRTgaz explique qu'il est possible d'exporter ou d'importer de la modulation intra-journalière.

### *1.2 Quelle sera la modulation intra-journalière disponible à terme suite aux investissements déjà décidés ou prévus dans les infrastructures gazières ?*

Un certain nombre d'investissements ont déjà été décidés par GRTgaz (par exemple le développement de nouvelles capacités d'entrée à Taisnières H). GRTgaz ne précise pas dans son document quelle sera la modulation intra-journalière apportées par ces investissements ni si elle est prise en compte dans son étude.

De même, aucun élément n'est donné quant à la modulation intra-journalière supplémentaire apportée par les infrastructures en projet (gazoducs, terminaux méthaniers, stations de compression,...)

### *1.3 Comment la modulation intra-journalière est-elle gérée par les opérateurs d'infrastructures ? Quel lien opérationnel existe-t-il entre Storengy, GRTgaz, Elengy et TIGF pour exploiter les sources de modulation intra-journalière actuelles ?*

Comme exposé précédemment, des sources de modulation intra-journalière existent auprès de Storengy et Elengy. Il est probable que de la même manière des sources de flexibilité supplémentaires existent auprès de TIGF et de STMFC. POWEO souhaite donc que soit étudiées en détail la mise en place ou les évolutions nécessaires des accords opérationnels comme ceux existants entre GRT gaz et Storengy (et évoqués indirectement en 3.2.2) permettant à GRTgaz d'adapter en intra-journalier le flux de gaz à ses interfaces, tout en respectant la nomination journalière de l'ensemble des expéditeurs. Ces contrats classiques entre opérateurs d'infrastructures seraient sans impact sur l'équilibrage journalier du réseau et de chaque expéditeur, mais permettraient d'optimiser au mieux les ressources physiques de modulation intra-journalière du réseau en fonction des besoins et de leur localisation.

## 2/ Quelle est la modulation intra-journalière utilisée par les clients actuels (hors CCG) ?

Les éléments fournis par GRTgaz sur les besoins de modulation intra-journaliers sont faibles.

Au §3.1.1, GRTgaz estime les besoins des clients résidentiels et professionnels à une température de 8 à 10°C à 80 GWh en zone H avec des débits faibles. Or cette catégorie de clients utilise principalement le gaz pour des besoins de chauffage. Les besoins seront donc a priori d'autant plus importants que la température sera basse. Les besoins de modulation intra-journalière calculés par GRTgaz paraissent donc fortement sous évalués.

Au §3.1.1 GRTgaz estime que les besoins de modulation intra-journalière des clients industriels sont faibles. Est-ce vraiment le cas (réseaux de chaleur,...) ? Ce point doit être vérifié par la CRE ; les sites raccordés au réseau de transport de gaz ayant un comptage horaire, ce point peut être étudié facilement.

### 3/ L'intégration des CCG dans le système global français

#### *3.1 Hypothèses de raccordement et de fonctionnement des CCG*

L'étude réalisée par GRTgaz prend des hypothèses très contraignantes pour les besoins des CCG (§4.2) :

- Nombre de CCG : le scénario présenté retient le chiffre surévalué de 20 CCG.
  - Le projet de PPI électricité 2009 retient l'hypothèse de 10 CCG à horizon 2012. Au-delà des besoins pour l'équilibre offre-demande, la PPI ne fixe pas d'objectif de développement des CCG qui constitueront la variable d'ajustement du parc de production.
  - A l'heure actuelle, 1 CCG est en exploitation, 8 sont en construction et 4 autres projets ont signé un contrat de raccordement.
  - Ce chiffre de 20 CCG ne correspond donc aujourd'hui à aucune réalité du système électrique.

Il est nécessaire que l'étude permette de répondre aux questions qui se posent dans la configuration actuelle des contrats de raccordement signés en tenant compte de l'évolution de la problématique en fonction de la mise en service progressive des installations.
- Nombre d'heures de fonctionnement : les producteurs ont fourni à GRTgaz des profils type de consommation en mai 2008. Le schéma de 8 heures de fonctionnement n'avait pas été présenté comme nominal mais comme un cas à étudier parmi d'autres du fait de son caractère probable et potentiellement contraignant. Or seul celui-ci a été retenu par GRTgaz ;
  - le scénario utilisé par GRTgaz ne permet donc pas de balayer les fonctionnements possibles d'un CCG répondant aux signaux de prix envoyés par la demande électrique française.
  - Pour cela, il paraît indispensable d'utiliser au minimum les fonctionnements passés de la CCG de DK6. Il ressort d'ailleurs de l'étude de DK6 que 90% des démarrages ont lieu pour une durée de fonctionnement supérieure ou égale à 12h.
- Rampes de démarrage :
  - Une variation du débit de 10000 Nm<sup>3</sup>/h/mn sans justification de ces chiffres.
  - Une modélisation des rampes de démarrage ne tenant pas compte des différences existantes entre des démarrages à chaud, tièdes et froids.

Il apparaît donc que les hypothèses retenues par GRTgaz pour évaluer les besoins de modulation horaire des CCG sont très contraignantes et très éloignées des réalités physiques qu'il faudra gérer à horizon fin 2011, alors que celles retenues pour le parc actuel de clients semblent sous évaluées.

#### *3.2 Quel foisonnement existe-t-il entre les besoins des CCG et les besoins des autres clients ?*

Pour répondre à cette question, GRTgaz doit utiliser les historiques de consommation de DK6 depuis 2005. Cette CCG type associée aux besoins de modulation intra-journalière des clients actuels de GRTgaz aurait permis de mettre en avant les éventuels foisonnements des CCG et les autres clients. L'étude de GRTgaz ne donne aucune information sur ce point a priori non étudié.

#### *3.3 Quelle est la modulation intra-journalière disponible après avoir servi les besoins de clients existants ?*

GRTgaz doit définir la modulation intra-journalière restant à disposition du système gazier français. Ces éléments doivent être définis :

- Par zone géographique



- Par saison, de manière à prendre en compte la saisonnalité des consommations de clients hors CCG et les contraintes de maintenance des infrastructures gazières
- Par année, de manière à prendre en compte les investissements dans des infrastructures déjà décidés et les projets d'infrastructures (terminaux méthaniers notamment)
- En définissant les OPEX éventuelles que générerait la production de cette modulation intra-journalière supplémentaire

Le document de GRTgaz ne donne aucune information sur ces points.

### *3.4 Existe-t-il des contraintes d'acheminement de la modulation intra-journalière jusqu'aux sites et des contraintes sites par sites ?*

GRTgaz doit étudier l'impact du raccordement d'une CCG en la positionnant :

- Aux points de raccordement des CCG en cours de construction
- Aux points de raccordement des CCG ayant signé un contrat de raccordement et n'étant pas en construction
- Aux points de raccordement des CCG en cours d'étude par GRTgaz. Toutefois, ces projets devront être probabilisés de manière à ce que les hypothèses retenues soient cohérentes avec les hypothèses de la PPI électricité. Ces hypothèses doivent notamment se faire en retenant les projets d'installations les moins contraignants pour le système gazier.

Là encore, GRTgaz aurait pu réaliser cette étude en se basant sur les historiques de consommations de DK6.

POWEO considère que le positionnement précis des CCG sur le réseau de GRTgaz est fondamental pour évaluer les contraintes éventuelles de transport de la modulation intra-journalière, celle-ci devant se faire depuis la source de modulation intra-journalière la plus proche afin d'optimiser au mieux le réseau de GRTgaz et ainsi éviter le surinvestissement. Or dans le § 4.3.3, GRTgaz part de l'hypothèse contractuelle (et non pas physique) que chaque producteur devra réserver sa modulation intra-journalière sur une infrastructure et réserver la capacité nécessaire pour l'acheminer jusqu'au site. POWEO ne souscrit pas au schéma proposé par GRTgaz et estime que cette manière d'analyser le problème biaise potentiellement les résultats de l'étude. POWEO considère en effet qu'il faut partir du problème physique (concrètement, la modulation proviendra de la source disponible la plus proche) et de définir dans un second temps le mode contractuel le mieux adapté.

Les problématiques de l'acheminement de la flexibilité la veille pour le lendemain sont exposées au § 4.3.5. GRTgaz définit 3 mailles au sein desquelles le transfert de la modulation intra-journalière sera possible la veille pour le lendemain. Toutefois, GRTgaz explique que celui-ci est soumis à la disponibilité des capacités au sein de chacune des 3 mailles qu'il a définies. Il est nécessaire de quantifier et de décrire les problèmes de congestion : quelles en sont les occurrences passées ? Quelles sont les prévisions des occurrences futures ? Il est nécessaire de dégager une notion de probabilité et de quantifier précisément les congestions afin de pouvoir exploiter les résultats de l'étude.

Les problématiques de transfert de la modulation intra-journalière en intra-journalier sont exposées au § 4.3.4:

- 9 mailles sont déterminées par GRT Gaz mais ce résultat reste peu exploitable : la question cruciale des lieux d'implantation des sources de flexibilité existantes ou en cours de développement n'est absolument pas détaillée. De plus, GRTgaz évoque un délai de 2 heures qui s'appuie sur le délai de neutralisation actuel de RTE mais RTE a déjà prévu de passer le délai de neutralisation à 1 heure en 2010.
- Si la source de flexibilité et la CCG ne sont pas dans la même maille, le transfert « pourra nécessiter un temps beaucoup plus important que les 2 heures mentionnées » : combien ? en fonction de quels critères ? Il est nécessaire de détailler ces résultats si GRTgaz parle ensuite de commercialiser le transport de cette flexibilité. Combien de CCG au maximum pour une source de flexibilité donnée, pour plusieurs d'entre elles ? Il est nécessaire de déterminer le



nombre maximum de CCG par maille puisque les sources de flexibilité sont connues à ce jour (ainsi que les projets de développement de ces nouvelles sources de flexibilité).

- Il est indispensable de décrire la gestion mise en place jusqu'ici permettant à DK6 de fonctionner sans contrainte comme c'est le cas actuellement : GRTgaz mentionne qu'il n'y a pas de source de flexibilité présente dans la maille de Dunkerque alors que DK6 fonctionne sans contrainte à ce jour...

La distinction entre les besoins de modulation intra-journalier en J-1 et en J nécessite d'étudier plus particulièrement les besoins liés aux renominations intra-journalières et ce afin de ne pas partir sur des hypothèses surévaluées. Les besoins de renomination en intra-journalier étant grandement liés à ceux de RTE sur le mécanisme d'ajustement et les services système, RTE doit être associé à cette partie de l'étude. Les appels passés au Mécanisme d'Ajustement et aux Services Système de DK6 doivent être étudiés.

Une fois tous les paramètres de l'étude décrits et modélisés, il est nécessaire, sur les horizons J et J-1, de simuler les 12 CCG dont le contrat de raccordement est signé (ou a minima DK6 et celles en construction) sur une période significative passée qui prenne en compte tous les autres paramètres de l'ensemble du système gazier français tels que mesurés dans le passé. C'est l'occasion d'utiliser notamment les programmes de fonctionnement de DK6 tels qu'observés.

### *3.5 Quels sont les investissements et/ou coûts additionnels nécessaires pour lever les éventuelles contraintes ?*

GRTgaz devra définir à quel moment les sources de modulation intra-journalières seront insuffisantes pour subvenir aux besoins des CCG dans certaines zones géographiques. Pour se faire, GRTgaz doit s'appuyer sur des éléments tangibles (centrale en construction, contrats de raccordement, centrale en projets) et définir avec chaque porteur de projet les dates prévues pour les phases d'exploitation commerciales (les phases de test devant être traitées séparément). En effet, cet élément temporel est nécessaire pour définir à quels horizons de temps des investissements seront nécessaires, que ce soit dans le développement des sources de modulation intra-journalière et/ou dans le développement de capacités pour les acheminer.

GRTgaz devra également définir les CCG et les modes de fonctionnement associés qui provoquent ces investissements (notions d'effets de seuil possibles en fonction du mode de fonctionnement).

#### En conclusion :

L'étude présentée par GRTgaz débouche sur des principes d'organisation commerciale (6.1) alors que cette même étude ne fournit aucun élément permettant de définir les coûts et les investissements potentiellement nécessaires.

Au final, l'étude doit dégager au minimum des conclusions sur la faisabilité de fonctionnement des CCG qui ont actuellement un contrat de raccordement signé ou, de manière plus restreinte, celles qui sont en cours de construction. Quelles sont les limites éventuelles de fonctionnement par rapport à leur emplacement physique sur le réseau français ?

Selon POWEO, cette étude approfondie et exhaustive est un préliminaire indispensable à toute proposition d'organisation ou d'évolution du système gazier existant. Elle doit être à l'origine de la réflexion.

Par ailleurs, à l'image de ce que RTE a mis en place, POWEO estime que cette étude doit plus généralement s'inscrire dans la rédaction d'une Documentation Technique de Référence qui permettrait d'apporter une plus grande transparence sur l'ensemble des règles et modes de gestion du réseau de transport de gaz et éviter ainsi toute discrimination.

## Q2 – Pensez-vous qu’il est souhaitable de maintenir un équilibre journalier sur les réseaux de transport de gaz naturel ?

L'EREGE préconise un système d'équilibre journalier à moins qu'il n'existe des contraintes techniques ou opérationnelles nécessitant la mise en place d'un équilibre horaire pour assurer l'équilibre et/ou la sécurité du réseau. L'EREGE mentionne un certain nombre de critères devant être pris en compte dans le choix, et notamment :

- La capacité opérationnelle du transporteur à s'équilibrer
- Les interactions avec le pas de temps d'équilibre du marché électrique
- Les interactions avec les régimes d'équilibre des transporteurs adjacents
- Les coûts, par exemple en termes de SI, nécessaires au fonctionnement d'un système d'équilibre horaire.

POWEO partage cet avis et estime qu'il serait souhaitable de conserver en France un système d'équilibre journalier. Toutefois, tant que GRTgaz et les opérateurs d'infrastructures n'auront pas clairement défini si, pour faire face aux besoins de modulation intra-journalière du système, il est nécessaire de procéder à des investissements au niveau du système gazier français dans son ensemble et les conditions déclenchant ces investissements (nombre critique de CCG, échéance des investissements) POWEO ne peut pas se prononcer définitivement sur cette question.

En outre, POWEO fait l'analyse suivante :

- Passer à un système d'équilibre différent de l'actuel serait source de forte complexité, ainsi que de coûts opérationnels et de SI non négligeables pour l'ensemble du système gazier français.
- Les GRT sont responsables de l'équilibre du système au pas de temps inférieur à celui de l'équilibre contractuel. Dans un système contractuel d'équilibre journalier, l'équilibre horaire est de la responsabilité du réseau. Dans ce cadre, la gestion et l'optimisation de la fourniture de la modulation intra-journalière relève alors automatiquement des GRT. Ils doivent pouvoir s'appuyer sur tous les outils de modulation procurés par l'ensemble du système gazier français dans le cadre par exemple d'accord opérationnels de type OBA (Operational Balancing Agreement) ou IA (Interoperability Agreement).
- Si les outils de modulation s'avéraient insuffisants suite à l'étude évoquée dans la question 1, et que des investissements importants sur les infrastructures gazières s'avéraient nécessaires, alors il pourrait être envisagé de remettre en cause l'équilibre journalier au profit d'un équilibre au pas de temps inférieur, horaire par exemple. Sur ce dernier point, POWEO souhaite toutefois préciser qu'un équilibre au pas de temps horaire :
  - Nécessiterait le développement de marchés Day Ahead et Within Day horaires alors que le marché journalier manque déjà cruellement de liquidité.
  - Pourrait amener, dans le cas d'un marché horaire peu liquide, à une désoptimisation du système. A titre d'exemple, si un expéditeur a une source de modulation à Dunkerque et que la centrale qu'il fournit est située dans le sud-est de la France, il devrait payer l'acheminement de la modulation sur l'ensemble du réseau alors que (dans certaines conditions d'existence de flux à Fos) celle-ci est physiquement disponible dans le terminal ou les stockages adjacents.
  - Serait source de complexité opérationnelle et de coûts, notamment SI, très importants, à la fois pour les gestionnaires d'infrastructures et pour les expéditeurs.
  - Serait incohérente avec la tendance impulsée par l'EREGE de faire converger l'acheminement du gaz en Europe vers des références journalières.
  - Pourrait constituer une barrière à l'entrée pour certains fournisseurs qui préféreront réduire leur présence sur le marché français.
  - Pourrait amener une distorsion de concurrence entre les fournisseurs ayant une présence historique sur le marché français et disposant ainsi d'une forte capacité de foisonnement et les nouveaux entrants.

**Q3 – Pensez-vous que les producteurs d'électricité doivent être soumis à l'obligation de fournir au GRT, la veille pour le lendemain, leur programme horaire de consommation de gaz naturel ?**

POWEO est favorable à ce que les producteurs envoient la veille pour le lendemain un programme horaire de consommation de gaz naturel pour leurs CCG. POWEO pense qu'il est de même nécessaire qu'en intra-journalier, les producteurs d'électricité fournissent à GRTgaz une mise à jour de leur prévisions horaires dès qu'un changement de programmation de leurs CCG induit une modification des enlèvements de gaz sur la journée en cours de plus de X MWh/j, seuil restant à définir.

Par ailleurs, POWEO ne voit pas d'objection à ce qu'un « délai de prévenance » défini site par site soit respecté par les producteurs en cas de modification de leurs programmes de fonctionnement en intra-journalier. Toutefois, GRTgaz devra démontrer de manière transparente et au cas par cas que ce délai est nécessaire techniquement du fait des contraintes locales du réseau.

POWEO souhaite également préciser les points suivants :

- POWEO considère que la transmission de ces informations doit se faire sans conséquence financière. C'est d'ailleurs ce qui est appliqué par RTE au titre des règles de Responsable de Programmation.
- POWEO sera vigilant à ce que la transmission de ces informations ne conduise pas à des limitations de fonctionnement en J-1 et restent compatibles avec les aléas de fonctionnement en J (arrêts intempestifs, mécanisme d'ajustement de RTE,...).

POWEO considère que c'est au producteur (et donc au site) de gérer directement les échanges de ces programmes indicatifs de fonctionnement avec GRTgaz. En effet, cette transmission d'information a pour objet de gérer des contraintes locales de réseau et une réactivité en temps réel doit avoir lieu. Les expéditeurs étant aujourd'hui organisés pour gérer des contraintes journalières et non pas horaires ou temps réel, il est nécessaire de mettre en place un lien direct entre le site et GRTgaz pour conserver la meilleure réactivité. L'engagement doit être porté par un contrat directement passé entre le site et GRTgaz (par exemple le contrat de raccordement). Le cas échéant, le site pourra déléguer la gestion opérationnelle de cet engagement à un tiers (par exemple l'expéditeur).

**Q4 – Quelle est votre analyse de la proposition de GRTgaz de mettre en place une obligation d'équilibrage horaire pour les centrales de production d'électricité, voire plus généralement, pour les gros consommateurs fortement modulés ?**

A titre préliminaire, POWEO rappelle que l'ERGEG précise que les règles d'équilibrage et tout changement associé doivent faire l'objet d'une consultation du marché basée sur des critères et des analyses objectifs. Or, comme POWEO l'a exposé à la question 1, les éléments fournis par GRTgaz ne sont pas à ce stade suffisants pour justifier d'un changement des règles d'équilibrage. Par ailleurs, on peut constater que le Royaume-Uni, l'Espagne ou l'Italie (pays dans lesquels il existe un grand nombre de CCG), l'équilibrage continue à se faire de manière journalière, ce qui a la préférence de POWEO.

Au-delà des points déjà mentionnés à la question 2, POWEO souhaite préciser un certain nombre de points concernant l'idée proposée par GRTgaz de mettre en place un équilibrage horaire pour les CCG.

Tout d'abord, il ne doit pas y avoir de discrimination entre les différents utilisateurs du réseau. Ainsi, les producteurs d'électricité ne peuvent pas être soumis en tant que tels à des contraintes d'équilibrage horaire.

D'autre part et essentiellement, POWEO considère que la coexistence d'un système d'équilibrage journalier d'une part et de contraintes d'équilibrage horaire d'autre part pour certaines catégories de clients n'est ni opportune ni souhaitable et engendrerait des dysfonctionnements importants.

Au §7.3, GRTgaz donne très peu de précisions sur le système qu'il envisage de mettre en place.

Or, un tel système mixte semble nécessiter a minima de revoir l'ensemble du processus de nomination (sur le réseau de GRTgaz, mais aussi sur les infrastructures adjacentes) de manière à ce que les expéditeurs puissent informer les gestionnaires d'infrastructures de leurs besoins horaires. Il pourrait a priori se décliner de deux manières :

- Cas 1 : un système de nominations et d'équilibrage journaliers en parallèle d'un système de nominations et d'équilibrage horaires (fonction de la catégorie de clients)

POWEO considère qu'un système de nomination ne peut pas être à la fois horaire et journalier. En effet, si GRTgaz et les infrastructures adjacentes mettent en place un double système de nomination, cela :

- Empêcherait les expéditeurs de foisonner l'ensemble de leurs besoins de modulation intra-journalière puisqu'il serait alors nécessaire d'identifier les capacités réservées pour chacun des usages (d'où une perte d'optimisation globale),
- Serait opérationnellement source de complexité et de coûts SI non négligeables, que ce soit pour les gestionnaires d'infrastructures ou pour les expéditeurs,
- Conduirait à l'impossibilité d'utiliser la totalité de la modulation horaire que peuvent offrir les sources de modulation horaire : un expéditeur 1 (fournissant des clients particuliers ou professionnels) détenteur de capacités réservées au pas journalier sur un stockage permettant une forte modulation horaire serait dans l'incapacité de vendre à un autre expéditeur 2 (fournissant un producteur d'électricité ou un gros consommateur) cette modulation horaire dont il dispose car ne pouvant pas nommer au pas horaire. Inversement, l'expéditeur 2 équilibré au pas horaire ne pourrait pas acheter à l'expéditeur 1 cette modulation horaire car il serait automatiquement déséquilibré. D'où une désoptimisation du réseau et de ses capacités de modulation horaire. A titre d'exemple, revenons sur la proposition d'Elengy de réserver une offre de modulation intra-journalière aux seuls expéditeurs détenant de la capacité de regazéification dans ses terminaux : en appliquant la proposition de GRTgaz, un expéditeur n'approvisionnant pas de CCG ou de gros consommateur fortement modulé ne pourrait pas mettre cette capacité de modulation intra-journalière à disposition d'un éventuel client et cette capacité serait inexploitée alors que disponible pour le système.

En somme, deux systèmes contractuels ne pouvant communiquer entre eux cohabiteraient sur le même système physique conduisant irrémédiablement à une multiplication des interfaces et à une dés-optimisation globale majeure. Envisager un tel système constituerait une régression majeure du système d'ATR en France.

- Cas 2 : un système de nominations horaires avec, en fonction des catégories de clients, un équilibrage journalier ou horaire (c'est-à-dire une tolérance d'équilibrage différente en fonction de la catégorie de clients)

Ce système est techniquement envisageable :

- L'ensemble du système de nomination aux interfaces du réseau (points frontière, stockages terminaux méthaniers, liaisons, point d'échange de gaz) se fait à un pas de temps horaire.
- Les allocations des clients soumis à des contraintes d'équilibrage horaires se font à un pas de temps horaire
- Les allocations des clients soumis à des contraintes d'équilibrage journalières se font à un pas de temps horaire en divisant la quantité journalière par 24h

Il pourrait alors permettre :

- A chaque expéditeur de réserver la capacité horaire dont il a besoin aux niveaux de chaque infrastructure (stockage, capacités de liaison, terminaux méthaniers, capacités d'interconnexion).
- Aux expéditeurs qui ont de la capacité horaire encore disponible de commercialiser du gaz sur certaines heures aux autres expéditeurs qui en ont besoin.

- Aux expéditeurs qui ne fournissent que des sites non soumis à des contraintes horaires de nommer 1/24 de la quantité journalière et donc de ne pas risquer de déséquilibres horaires.

Pour se faire, il est donc a minima nécessaire de :

- Modifier les interfaces opérationnelles des gestionnaires de réseau de transport et d'infrastructure de manière à permettre des nominations horaires
- Modifier les contrats et les tarifs d'accès aux infrastructures (nécessité d'adapter en horaire les capacités actuellement réservées au pas quotidien en les divisant par 24)
- Définir et de commercialiser les capacités horaires restant à disposition des expéditeurs

POWEO considère qu'un système de ce type, bien que techniquement envisageable aboutirait au final à un système d'équilibrage horaire dans lequel certaines catégories de clients auraient des tolérances plus larges (en l'occurrence des contraintes d'équilibrage journalière). On y retrouverait l'ensemble des défauts d'un système d'équilibrage horaire (mentionnés en réponse à la question 2) aggravés par le fait que seule une partie des acteurs y serait confrontée. En outre il ne serait pas optimum et amènerait des discriminations entre catégories de clients :

- Il serait impossible, pour un expéditeur ayant en portefeuille les deux catégories de clients, de foisonner la modulation horaire au niveau de son portefeuille puisqu'une partie des sites ne serait pas soumise à un équilibrage horaire et se verrait allouer ses soutirages du réseau sur une base journalière divisée par 24.
- Dans le cas où les capacités journalières actuellement réservées (dans les infrastructures) donneraient une priorité à la réservation de capacités horaires supplémentaires, un tel système constituerait une discrimination majeure dans les conditions d'ATR, d'ATS ou d'ATTM (cf. dernière phrase du §7.2. de la note GRTgaz).
- Les différents types de sites n'étant pas soumis aux mêmes contraintes, un tel système nécessiterait alors d'évaluer la modulation intra-journalière de chaque typologie de site (notamment à la pointe de froid 2%) pour définir ce que le réseau doit pouvoir offrir de manière normative.

Il est à noter que GRTgaz s'inspire fortement du modèle Allemand (cf. §7.1) pour élaborer son offre. POWEO note que ce système voisin vient d'évoluer et qu'on ne dispose pas à ce stade de retour d'expérience suffisant sur son fonctionnement. Le contexte est de plus fort différent de la France, car en Allemagne il s'agit de passer d'un système horaire à un système journalier. GRTgaz propose la démarche inverse.

Par ailleurs, les modèles du Royaume-Uni et de l'Espagne, basés sur un équilibrage journalier, sont aussi étudiés dans le benchmark mais non retenus par GRTgaz. Sur quels critères sont-ils écartés ? A noter qu'au Royaume-Uni, la question d'un passage à un système horaire s'était posée et avait été rejetée.

En conclusion, il est assez surprenant de voir GRTgaz proposer des solutions contractuelles sur la base de principes d'organisation du marché sans avoir présenté de manière détaillée les contraintes techniques auxquelles le système gazier sera potentiellement soumis. Seuls les résultats des études détaillées (demandées en réponse à la question 1) permettront de statuer s'il est plus pertinent que l'équilibrage du système gazier se fasse au pas journalier ou horaire. En tout état de cause, POWEO n'est pas favorable à la coexistence de deux systèmes à pas de temps d'équilibrage différenciés.

**Q5 – Quelle est votre analyse du modèle « fourniture de la flexibilité intra-journalière par les GRT, dans le cadre de l’offre d’acheminement régulée » décrit au paragraphe 4.4.2 de la note de consultation ? Pensez-vous que l’offre correspondante, si elle s’avérait payante, devrait être optionnelle ?**

Là encore, POWEO ne pourra se prononcer qu’une fois que les études mentionnées en réponse à la question 1 auront été réalisées et que les coûts (OPEX et CAPEX) auront été clairement chiffrés et audités.

*« Dans ce modèle, les GRT fournissent aux centrales électriques, comme ils le font aujourd’hui pour les autres consommateurs de gaz, la flexibilité intra-journalière dont elles ont besoin. Pour cela, les GRT utilisent les ressources dont ils disposent (stock de gaz en conduite et contrat de prestation de stockage) et, si nécessaire, intègrent de nouvelles sources de flexibilité disponibles auprès d’autres opérateurs d’infrastructures gazières. »*

Les GRT ont accès à la vision globale temps réel de l’équilibre offre-demande sur le réseau. Ils sont donc les seuls à pouvoir intégrer et optimiser au mieux et à moindre coût la fourniture de flexibilité nécessaire à tous les utilisateurs du réseau. Par conséquent, opérationnellement, ils doivent avoir la main sur tous les éléments du système gazier français permettant de fournir cette flexibilité. Ainsi, comme proposé, il est primordial que « les GRT utilisent les ressources dont ils disposent (stock de gaz en conduite et contrat de prestation de stockage) et, si nécessaire, intègrent de nouvelles sources de flexibilité disponibles auprès d’autres opérateurs d’infrastructures gazières ».

GRTgaz a potentiellement à sa disposition l’ensemble de la modulation intra-journalière disponible sur le réseau. Tel que POWEO le comprend, GRTgaz pourrait avoir en effet à sa disposition l’ensemble de la modulation intra-journalière existant sur les infrastructures adjacentes, et non pas seulement celle associée à son contrat de modulation avec Storengy. Par exemple les besoins de flexibilité intra-journalière ne changent rien à la quantité globale qu’un expéditeur a décidé de soutirer d’un stockage à pas journalier. Dans un système d’équilibrage journalier, l’ensemble de la flexibilité intra-journalière est donc disponible pour les opérateurs d’infrastructures. La hausse des besoins de modulation intra-journalière doit donc amener les gestionnaires d’infrastructures à mieux coordonner et formaliser la gestion opérationnelle de leurs interfaces. La CRE pourrait d’ailleurs s’inspirer, si nécessaire, de la mise en place en Espagne d’un unique Gestionnaire Technique du Système. Si l’évolution de ces modes de gestion génère des OPEX, ils devront être supportés par GRTgaz et inclus dans ses tarifs (après un audit précis de la CRE).

*« Ce modèle ne nécessite pas de changement fondamental des conditions d’acheminement et des règles d’équilibrage. Il s’inscrit dans la continuité des modes de fonctionnement existants.*

*Le cas échéant, il reviendra aux GRT de faire la preuve, d’une part, que des coûts sont générés par la fourniture de la flexibilité nécessaire à ces centrales et, d’autre part, que ces coûts ne sont pas couverts par les tarifs d’utilisation des réseaux de transport en vigueur. Si des surcoûts réels et directement liés au fonctionnement des centrales de production d’électricité étaient avérés, la CRE pourrait alors, comme le prévoit la loi, proposer de nouveaux tarifs d’utilisation des réseaux de transport aux ministres, de façon à ce que ces coûts soient couverts. »*

Il incombe naturellement aux GRT de faire la preuve que les coûts générés par les besoins de modulation intra-journalière des CCG ne sont pas couverts par les tarifs actuels. GRTgaz sort vraisemblablement de son rôle lorsqu’il justifie sa proposition par la « valeur de la flexibilité intra-journalière » ; cette argumentation est d’autant plus contestable quand elle aboutit à une proposition de schéma contractuel où l’expéditeur, pour approvisionner une CCG, doit réserver de la flexibilité intra-journalière auprès de Storengy, infrastructure non régulée. GRTgaz doit présenter de manière transparente (cf. question 1) les coûts nécessaires à la mise à disposition d’une modulation intra-journalière supérieure au besoin d’un client « standard ». Sur ce point particulier, GRTgaz ne donne absolument aucun élément concret et ne mentionne que des coûts « potentiellement » importants.



Si des surcoûts réels directement liés au besoin de modulation intra-journalière des clients du système gazier étaient avérés, POWEO estime que la CRE pourrait soit proposer un nouveau tarif soit prendre en compte ces surcoûts dans le CRCP (la proportion de ces surcoûts ayant certainement un impact sur la solution retenue).

Si la CRE était amenée à proposer de nouveaux tarifs pour couvrir les coûts engendrés par la gestion de la modulation intra-journalière, POWEO identifie à ce stade plusieurs pistes de réflexions :

- Soit seuls les CCG paient ces coûts. Dans ce cas il est nécessaire de déterminer à partir de combien de CCG les GRT identifient des coûts supplémentaires (au-delà des besoins standards des autres clients) liés aux besoins d'investissements propres à la fourniture de modulation aux CCG. Une fois cette limite de CCG installées dépassée, il sera alors nécessaire de traiter les coûts additionnels en répercutant ces coûts au niveau des nouvelles capacités de livraison et donc en fonction de la date de leur raccordement au réseau. Toutefois, si une telle règle devait être mise en œuvre, il sera alors nécessaire de prendre également en compte dans ces calculs :
  - Les revenus tarifaires liés au CCG (entre 2,5 et 3 M€/an par CCG). Ces revenus sont aujourd'hui inclus dans la base tarifaire de GRTgaz, mais quels sont les coûts spécifiques liés à ces CCG ? Dans quelle mesure ne couvrent-ils pas des coûts générés par d'autres clients ? Par exemple, les CCG paient aujourd'hui une capacité horaire de livraison égale à  $1/20^{\text{ème}}$  de la capacité journalière de livraison alors qu'ils n'en ont besoin que de  $1/24^{\text{ème}}$ .
  - La modulation intra-journalière que le réseau est capable de fournir à des clients « standards », y compris dans des situations de pointe de froid.
  - La localisation du CCG sur le réseau de transport.
- Soit tous les utilisateurs de modulation intra-journalière (c'est-à-dire tous les clients finalement) participent à ces coûts en fonction de leur utilisation de la modulation horaire. Ce schéma implique nécessairement de passer tout le système de nomination et d'équilibrage du système gazier français sur un pas horaire.
- Soit tous les coûts sont supportés par l'ensemble des utilisateurs du réseau de manière non différenciée (redistribués au travers du tarif comme c'est le cas actuellement).

En tout état de cause, le choix d'une solution ne pourra intervenir qu'une fois que les études mentionnées en réponse à la question 1 auront été réalisées et que les coûts auront été clairement chiffrés et audités.

POWEO souhaite souligner que la problématique de la modulation intra-journalière du système gazier et des coûts associés (sans discrimination quant à l'origine du besoin) devrait être considérée et traitée dans son ensemble. Si l'on souhaite faire porter ces coûts en fonction du besoin, cette méthode doit alors s'appliquer à toutes les catégories de clients sans distinction et non pas aux seuls CCG.

En parallèle, une réflexion est absolument nécessaire concernant le contrat de raccordement et la nature des engagements pris par les GRT dans ce contrat. Il apparaît de manière évidente que ce contrat dans sa forme actuelle ne répond pas, selon l'interprétation qu'en fait GRTgaz, aux exigences de visibilité sur le long terme qu'est en droit d'avoir un opérateur face à une décision d'investissement très conséquente comme lorsqu'il s'agit de la construction d'une nouvelle CCG. Ce même investisseur est en droit d'attendre d'un gestionnaire de réseau de transport prudent et raisonnable des garanties relatives à la bonne mise à disposition du gaz naturel sur une durée comparable à celle de l'amortissement de son investissement ou a minima être alerté des contraintes de fonctionnement existantes (fonctions notamment de la localisation de l'installation), des délais et des coûts nécessaires à leur levée. GRTgaz devrait à ce titre s'inspirer des procédures mises en place par RTE dans le cadre des PTF.



*« Dans cette dernière hypothèse, la coexistence des deux modèles pourrait aussi être envisagée. L'offre régulée des transporteurs à destination des expéditeurs alimentant des centrales électriques serait optionnelle, les expéditeurs concernés conservant la possibilité de se procurer directement la flexibilité intra-journalière dont ils ont besoin. »*

Comme évoqué ci-dessus, dans le cadre d'un équilibrage journalier, POWEO estime que c'est aux GRT de fournir, gérer et optimiser la modulation intra-journalière dont les utilisateurs du réseau ont besoin. POWEO n'est pas favorable à l'existence d'un système où les expéditeurs se procureraient directement la flexibilité intra-journalière dont ils ont besoin. Sans marché horaire fortement liquide (qui ne pourrait éventuellement se développer qu'avec un équilibrage horaire pour l'ensemble des catégories de clients), un tel système conduirait à une désoptimisation de la gestion du réseau et favoriserait trop nettement les acteurs dominants du marché gazier.

De plus un tel système pourrait amener les opérateurs d'infrastructure à commercialiser la modulation intra-journalière seulement aux expéditeurs qui détiennent de la capacité journalière sur leur infrastructure (c'est d'ailleurs ce que laisse entendre GRTgaz dans le §7.2 relatif aux terminaux méthaniers) ; or dans un système où l'équilibrage est journalier, si cette possibilité de modulation intra-journalière est disponible auprès des opérateurs d'infrastructures, elle doit être mise à disposition du réseau de transport dans l'intérêt général (selon des conditions à déterminer au cas par cas selon les capacités de l'infrastructure interconnectée) dans la mesure où cette mise à disposition est sans impact sur la quantité journalière que l'expéditeur détenteur de la capacité aura nominée.

**Q6 – Quel que soit le modèle retenu, êtes-vous favorable à ce que des différences de traitement soient prévues en fonction de l'emplacement géographique des centrales électriques, ou en fonction de l'avancement des projets ? Si oui, lesquelles et suivant quels critères ?**

Dès 2006, la Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique soulignait l'impact du développement de CCG sur les réseaux de transport de gaz et les stockages. Ce document insiste notamment sur l'importance de localiser les CCG à proximité des points d'entrée et des stockages.

Poweo a de même toujours alerté le régulateur et les gestionnaires de réseaux sur la nécessité de raccorder les CCG là où elles s'intègrent le mieux sur le réseau. Dès septembre 2006, lors de la consultation sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz et l'audition qui a suivi, POWEO préconisait la mise en place d'un tarif de proximité qui incite à localiser les CCG :

- A proximité des points d'entrée ou à proximité des stockages,
- A proximité du réseau principal,
- Dans les zones déficitaires en moyens de production électriques et où de la capacité d'acheminement de gaz est disponible.

**POWEO est donc favorable à ce que des différences de traitement soient prévues en fonction de l'emplacement géographique des centrales électriques.**

POWEO relève que les GRT avaient depuis 2005 les éléments qui leur auraient permis d'anticiper les impacts liés au raccordement de nouvelles CCG ou TAC sur leur réseau et n'en ont pas tenu compte dans les exigences imposées aux producteurs lors de leur raccordement :

- GRTgaz avait des CCG et TAC en service sur son réseau au moment où les conventions de raccordement ont été signées par POWEO :
  - DK6 à Dunkerque est ainsi en service commercial depuis mai 2005 et fonctionne comme un CCG depuis cette date
  - La TAC de Gennevilliers
- Dès 2006, dans le plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz l'attention a été portée sur une évolution de la demande gazière provenant notamment des CCG et sur l'incertitude prévalant sur la disponibilité des infrastructures gazières (stockages, terminaux), reconnue comme essentielle à l'optimisation de l'utilisation des CCG et donc

déterminante pour leur rentabilité. La PIP Gaz mentionne ainsi que les incertitudes qui prévalaient alors portaient à la fois sur la puissance susceptible d'être installée mais aussi sur la durée de fonctionnement de ces nouvelles installations. La PIP Gaz précise que cette dernière variable dépendrait directement de l'écart entre le prix de l'électricité et le coût du gaz nécessaire pour la produire, le « spark spread ». La PIP Gaz retient ainsi comme hypothèses 3 nouvelles CCG à horizon 2009, 2 supplémentaires à horizon 2010 et une nouvelle à horizon 2011.

Au vu de ces éléments, les GRT ne peuvent décemment pas faire supporter ex-post aux producteurs des obligations non formalisées lors de la contractualisation de l'accès au réseau de ces producteurs.

**POWEO refuse donc que les projets ayant déjà signé un contrat de raccordement soient techniquement et financièrement impactés.**

POWEO a décidé dès 2005 d'investir dans des CCG. Cette volonté s'est traduite par la signature de deux contrats de raccordement pour les centrales de Pont sur Sambre (signé le 1er juin 2006), et de Toul (signé le 6 mai 2008). Des engagements financiers importants ont été pris et l'ajout de nouvelles contraintes opérationnelles et financières a posteriori est de nature à remettre en cause la viabilité des projets existants.

Pour gérer les sites ayant déjà un contrat de raccordement, les GRT doivent donc mettre en œuvre les flexibilités nécessaires au respect de leurs engagements initiaux en ayant par exemple un accès accru aux stockages au travers d'accords opérationnels ou en planifiant les investissements nécessaires.

Pour les installations en cours d'étude de raccordement, POWEO considère que les besoins de modulation intra-journalière devraient être traités au cas par cas, notamment à partir du moment où il est avéré que leur nombre dans une zone donnée pose clairement des problèmes de gestion du réseau. A partir de ce jour, les GRT devraient réviser leur approche des contrats de raccordement conformément à ce qui est suggéré en réponse aux questions 5 et 7 sur le modèle de la gestion des PTF par RTE.

**Q7 – Dans l'hypothèse où des obligations d'équilibrage horaire seraient introduites, pensez-vous qu'elles devraient s'appliquer seulement aux expéditeurs pour l'alimentation des centrales électriques, aux expéditeurs pour l'alimentation de tous les plus gros consommateurs en fonction de seuils à définir, ou à tous les expéditeurs sur l'ensemble de leur clientèle ?**

Comme évoqué ci-dessus, pour répondre à cette question, il faut faire la distinction entre :

- Le système de nominations : à partir du moment où des contraintes d'équilibrage horaire existent (que ce soit pour une catégorie de clients ou pour toutes), l'ensemble des systèmes de nominations du GRT et des infrastructures adjacentes doit être modifié de manière à permettre des nominations horaires.
- Le système d'équilibrage : techniquement, les obligations d'équilibrage peuvent être horaires pour certaines catégories de client et journalières pour d'autres. Cependant, différencier les catégories de clients de cette manière conduirait nécessairement à une discrimination entre ces catégories et une désoptimisation de la gestion du réseau. Pour éviter ces écueils il serait inévitable que l'ensemble des clients soient soumis à des contraintes horaires.

Quelque soit le système finalement retenu, POWEO n'est pas favorable à la coexistence en parallèle de deux systèmes à pas de temps d'équilibrage différenciés.

#### **Q8 – Que pensez-vous des suites de la consultation publique et de la poursuite des travaux du groupe de concertation envisagées au paragraphe 4.5 du document de consultation ?**

Premièrement, POWEO souhaite souligner qu'il n'y a pas d'urgence à modifier les règles du système gazier à court terme. En effet, seules 2 CCG supplémentaires doivent être mises en service commercial en 2009 et elles sont situées à deux extrémités opposées du réseau de GRTgaz. Leur impact sur le système sera donc très limité et en tout état de cause pas plus conséquent que ne l'a été l'impact du démarrage de DK6 en 2005. Il convient donc de ne pas agir dans la précipitation et de se laisser le temps de mener les études nécessaires et la réflexion concernant un éventuel aménagement des règles.

POWEO estime que GRTgaz doit en priorité répondre aux questions posées dans la réponse à la question 1. Une fois les résultats de l'étude connus, ceux-ci devront être :

- Présentés et mis à disposition des producteurs dans le cadre de la concertation
- Donner lieu à un débat contradictoire dans le cadre de la concertation et à d'éventuels compléments
- Etre audités par la CRE, éventuellement avec le soutien d'un bureau d'étude ayant les compétences techniques nécessaires et neutre.

POWEO souhaite que les résultats de l'audit soient connus à la fin 2009.

En fonction des résultats de cette étude, il sera alors possible de décider des nouvelles orientations à donner au groupe de travail.

Par ailleurs, afin de donner de la visibilité aux porteurs de nouveaux projets de CCG, POWEO souhaite que soit engagée très rapidement une réflexion autour des procédures de raccordement. Dans le cadre des projets de raccordement, s'il s'avère que pour un site nouveau donné, les GRT ne sont pas en mesure de répondre complètement aux exigences de fonctionnement du site, ces restrictions doivent être notifiées au client lors de l'étude de faisabilité. Le client pourra alors prendre les décisions appropriées pour la poursuite de son projet. Sur ce point, POWEO souhaite que GRTgaz et TIGF s'inspirent fortement des procédures mises en place par RTE au moment de la signature d'une Proposition Technique et Financière (PTF).

En effet, dès la formalisation d'une PTF, RTE prend des engagements sur les contraintes techniques de raccordement, et d'exploitation des installations de production (limitations de production, limitées en nombre et non compensées par RTE) et gère les demandes selon un système de file d'attente. Le producteur d'électricité peut alors prendre une décision d'investissement sur le très long terme en connaissance de cause en étant certain de ne pas se voir imposer par la suite de nouvelles sujétions techniques susceptibles de remettre en cause l'équilibre économique du projet.

POWEO ne comprendrait pas qu'un tel schéma contractuel, déjà appliqué par RTE et approuvé par le régulateur, puisse être considéré comme non pertinent pour TIGF et GRTgaz. POWEO estime qu'un tel système serait vertueux puisqu'en informant les sites des contraintes d'exploitation du réseau de transport de gaz dès les premières études de raccordement, il permettrait d'inciter une installation à s'implanter au meilleur endroit sur le réseau en optimisant ainsi les investissements. Il permettrait également d'éviter que les conditions d'exploitation des sites existants soient modifiées par le raccordement de nouvelles installations.

#### **Q9 – Avez-vous d'autres remarques ou propositions ?**

POWEO souhaite réagir au paragraphe 6.1 développé par GRTgaz où il est fait mention que « la CCG est un outil de production d'électricité mais également un outil d'arbitrage entre le gaz et l'électricité. Ses besoins de flexibilité intra-journalière en gaz résultent d'une part de choix économiques des producteurs destinés à maximiser leurs profits, et d'autre part de la nécessité d'équilibrer en temps réel le réseau électrique en l'absence de stockage de l'électricité ».

En effet, in fine, les CCG fonctionnent selon la courbe prévisionnelle de demande électrique. Les prix de marché ne font que refléter cette demande. Il ne s'agit donc pas tant d'arbitrages que de répondre avec les moyens de production les plus adaptés et les moins coûteux aux besoins du système électrique. Il est donc important de garder en tête, au vu du développement des CCG en France, que l'optimisation du système de production d'électricité français est étroitement liée à la fourniture d'une modulation horaire par le système gazier français.

En son §6.1, GRTgaz oppose deux utilisations de flexibilité intra-journalière : l'une au service des clients domestiques ou industriels « classiques », l'autre à des fins d'arbitrage économique (CCG). Cette approche constitue un jugement orienté dans la mesure où comme démontré ci-dessus, la flexibilité intra-journalière utilisée par les CCG alimente les besoins électriques de clients domestiques ou industriels. Il n'est donc pas convenable de distinguer ces utilisations et de vouloir les traiter différemment comme le fait GRTgaz.

Par ailleurs, le projet de PPI 2009 indique clairement que « dans la perspective de l'évaluation des besoins pour la sécurité d'approvisionnement électrique, la PPI retient comme hypothèse la réalisation d'au moins 10 CCG à l'horizon de 2012 ».

D'autre part, POWEO souhaite mentionner que les GRT ont toutes les cartes en main pour mener une étude correcte et approfondie, et ce depuis plusieurs années. En effet, la question de la modulation horaire pour les producteurs d'électricité à partir de gaz se pose depuis 2005 pour la CCG de DK6.

De plus, la PIP gaz 2006 mentionnait déjà :

- L'importance de la disponibilité des infrastructures gazières reconnues comme essentielles à l'optimisation de l'utilisation des CCG et donc déterminante pour leur rentabilité
- Les incertitudes prévalant sur la puissance installée et la durée de fonctionnement
- Le lien direct entre le « Spark-Spread » et la durée de fonctionnement

La PPI électrique 2006 soulignait également :

- L'impact du développement des CCG sur les réseaux de transport de gaz et les stockages
- La nécessité de localiser les CCG à proximité des points d'entrée ou des stockages

Dans son étude, GRTgaz mentionne en 6.1 qu'il « ne dispose d'aucune connaissance particulière du marché électrique lui permettant d'anticiper mieux que les producteurs les besoins de flexibilité liés au fonctionnement des CCG. ». Pour autant, il mentionne dans son benchmark que les transporteurs de gaz du Royaume-Uni et d'Espagne se sont dotés de compétences propres pour l'établissement de prévisions de fonctionnement de CCG. Il ne tient donc qu'à GRTgaz de combler ses lacunes en adoptant un schéma équivalent aux autres transporteurs de gaz, très proactifs sur le sujet et ce afin de comprendre et d'anticiper au mieux les différents besoins de modulation horaire des CCG.

POWEO rappelle son souhait que soit constituée, tout comme cela a été fait pour RTE, une Documentation Technique de Référence (document rassemblant toutes les règles et modes de gestion du réseau), élément essentiel de transparence et de non discrimination dans les conditions d'accès au réseau.

Selon POWEO, le rapport de GRTgaz est incomplet et orienté. Il est inquiétant de constater que GRTgaz a signé plusieurs contrats de raccordement sans avoir mené au préalable les études d'impact appropriées alors même que le principal axe de développement de la demande de gaz en France est la production d'électricité. Dans ce contexte, POWEO en vient légitimement à se demander si la question de la modulation intra-journalière constitue l'unique sujet à étudier pour le bon fonctionnement du système gazier ou s'il reste à ce jour des questions majeures non identifiées.