

## Consultation publique sur les tarifs et conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel

---

10 septembre 2010

### Introduction

EDF accueille favorablement la présente consultation de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) sur les tarifs et conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel. En effet, les problématiques soumises à consultation publique (évolution de la structure tarifaire, accès des centrales électriques aux réseaux gaziers, système d'équilibrage cible) sont déterminantes pour le développement d'un marché du gaz véritablement concurrentiel en France.

A cet égard, EDF rappelle son attachement aux principes suivants :

1. convergence des zones d'équilibre en une seule, favorisant le développement de la liquidité du marché et supprimant les effets de niches ;
2. non-discrimination, notamment entre installations/réseaux nouveaux (qu'ils soient régulés ou exemptés) et installations/réseaux existants, ainsi qu'entre utilisateurs nouveaux et existants ;
3. maintien de la péréquation pour les réseaux et prise en compte dans d'éventuels tests économiques de la totalité de l'impact économique (coûts et bénéfices) ;
4. transparence, prévisibilité et pérennité des tarifs ;
5. dans le cas de services rendus aux gestionnaires de transport par des opérateurs non régulés (dont les coûts ne sont pas validés par le régulateur), organisation d'une concurrence entre ces opérateurs afin d'éviter les situations de prix excessifs et de réduire les coûts.

### 0. Evolution du niveau des tarifs de transport au 1<sup>er</sup> avril 2011

A titre liminaire, EDF souhaiterait faire quelques remarques sur les éléments d'évolution du niveau des tarifs de transport de gaz au 1<sup>er</sup> avril 2011. D'une façon générale, EDF regrette le manque d'explications associées aux données chiffrées présentées dans la consultation et s'interroge (i) sur l'éligibilité de certains coûts au mécanisme de CRCP ainsi que (ii) sur les montants présentés.

EDF n'est ainsi pas en mesure d'apprécier la demande de prise en compte par GRTgaz via le CRCP des coûts échoués relatifs au démantèlement des stations de compression et à des études de réseaux. EDF s'interroge sur le montant lié aux études sur le cœur de réseau pour des projets abandonnés s'élevant à 6 M€ et souhaiterait avoir des informations sur lesdites études.

Par ailleurs, le montant de 3,5 M€ lié aux coûts échoués et mentionné dans le tableau en haut de la page 6 semble incohérent avec les 12 M€ présentés en page 5 et portant sur le démantèlement des stations de compression et sur les études réseaux.

Enfin, dans le but de ne pas fausser la concurrence, EDF souhaite que les hausses des tarifs de transport soient effectivement répercutées au 1<sup>er</sup> avril 2011 dans les tarifs réglementés de vente du gaz naturel.

## **1. Etes-vous favorable à la fusion des zones Nord H et Nord B au 1er avril 2013 ?**

EDF salue la proposition de fusion des zones Nord H et Nord B. Celle-ci est de nature (i) à améliorer la liquidité de la zone Nord et (ii) à réduire les écarts de compétitivité sur la zone Nord B. EDF regrette toutefois l'échéance du 1er avril 2013 qui peut sembler tardive.

Par ailleurs, EDF souhaite qu'à compter du 1er avril 2011, la règle opérationnelle, permettant la suppression des souscriptions et l'alignement des règles d'équilibrage des zones Nord B et H, ne se traduise pas par une plus grande complexité de gestion opérationnelle et une moindre visibilité sur la mutualisation des déséquilibres des zones Nord H et Nord B.

Enfin, EDF tient à souligner que cette fusion ne doit pas se faire au détriment de la fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz, jugée prioritaire par les acteurs du marché au sein de la Concertation Gaz. Cette fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz reste en effet indispensable à la mise en place d'une concurrence effective dans le Sud et à l'émergence d'une référence de prix France propice à l'intégration des marchés au niveau européen.

Au cours du second semestre 2010, EDF sera attentive en Concertation Gaz à ce que soit élaboré un échéancier clairement défini ayant pour objectif final une fusion totale des zones en France.

## **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 ?**

EDF est favorable à la mutualisation des coûts de conversion du gaz H en gaz B pour le service de base pour autant que ces coûts soient justifiés. EDF souhaite que la plus grande transparence accompagne la définition de ces coûts de conversion, ceux-ci devant impérativement refléter les fondamentaux économiques.

En effet, selon nos analyses, les tarifs réglementés de vente ne font pas apparaître de surcoût sur le prix molécule en zone Nord B par rapport à la zone Nord H. On peut donc s'interroger sur la compétitivité du contrat de swap de gaz H en gaz B souscrit par GRTgaz auprès de GDF Suez.

De ce fait, EDF considère (i) qu'aucun coût, autre que de gestion opérationnelle du contrat de swap, ne devrait être supporté par les expéditeurs utilisant le service de conversion « base » de gaz H en gaz B ou (ii) que les tarifs réglementés de vente devraient refléter ces coûts de façon à ne pas introduire de disparité entre expéditeurs selon qu'ils recourent ou non au service de conversion.

EDF rappelle son attachement au principe 5 présenté en introduction du présent document : dans le cas de services rendus aux gestionnaires de transport par des opérateurs non régulés (dont les coûts ne sont pas validés par le régulateur), il serait opportun d'organiser une

concurrence afin d'éviter les situations de prix excessifs et de réduire les coûts. Dans ce cas, des mesures réglementaires favorisant cette concurrence devraient être prises.

### **3. Quels enseignements tirez-vous des résultats de l'étude réseau menée par GRTgaz et TIGF ?**

EDF tient à rappeler que la création d'une zone unique dans le Sud ne doit pas se faire au détriment de la fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz, qui demeure l'objectif principal. L'évolution tarifaire envisagée doit donc s'inscrire dans la perspective, plus large, de constitution d'une zone unique en France.

EDF demande que l'étude déjà réalisée par les transporteurs sur la liaison entre la zone TIGF et la zone GRTgaz Sud soit étendue à la définition des conditions (par exemple mise en place de flux minimaux) d'une fusion des zones GRTgaz Nord et Sud.

### **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 ?**

EDF ne saurait accepter une répercussion d'une diminution sur le terme tarifaire de la liaison Nord vers Sud. Cette évolution tarifaire ne doit, en effet, pas aggraver une situation plus critique encore du marché français, à savoir l'accès à la zone GRTgaz Sud.

EDF souhaite donc connaître avec précision les augmentations des termes tarifaires envisagées par la CRE avant de se prononcer sur toute évolution du tarif de liaison entre les zones GRTgaz Sud et TIGF.

### **5. Etes-vous favorable aux autres évolutions de la structure tarifaire envisagées ?**

Dans les développements qui suivent, EDF réaffirme son attachement au principe de péréquation des tarifs. Pour autant, elle n'exclut pas que les situations particulières puissent être traitées de manière ad hoc (tarif de proximité, ...).

#### (i) Péréquation des tarifs aux points d'entrée terrestres français

EDF approuve le renouvellement du principe de péréquation dans un souci (i) de simplicité et de cohérence d'ensemble des principes de tarification retenus par la CRE et (ii) de développement de la concurrence sur le marché français. Cependant, EDF souhaiterait davantage d'explications quant aux données qui sous-tendent la fixation du terme tarifaire aux points d'entrée terrestres.

#### (ii) Règles tarifaires applicables à l'interface avec les terminaux méthaniers

Sur la base des principes énoncés en préambule, EDF considère que :

- les points d'entrée terrestres et des terminaux méthaniers devraient être traités de la même façon en matière de tarification et de règles d'accès aux réseaux ;

- le principe de péréquation des tarifs aux points d'entrée terrestres et des terminaux méthaniers français devrait être maintenu dans la mesure où il est important de ne pas handicaper économiquement l'un ou l'autre de ces accès, pour assurer la diversification d'approvisionnement du marché français ;
- les terminaux méthaniers exemptés ne doivent pas être traités différemment des terminaux existants (principe 2 rappelé en introduction du présent document).

Le terminal méthanier de Dunkerque devrait être concerné par ces évolutions tarifaires. L'application des principes énoncés se traduirait de la manière suivante pour la définition des souscriptions de capacités en raccordement du terminal de Dunkerque :

- 1) définition par le terminal de la taille du raccordement souhaitée sur le réseau GRTgaz ;
- 2) engagement par les expéditeurs de souscrire des capacités d'entrée sur le réseau de transport de GRTgaz au prorata (de leur capacité de regazéification dans le terminal) de la capacité déclarée en 1) (en accord avec la règle actuelle pour les terminaux de Fos et Montoir)<sup>1</sup> ;
- 3) réalisation d'un test économique pertinent qui prenne en compte le coût de raccordement du terminal au cœur de réseau, l'apport du terminal à la sécurité d'approvisionnement en France (ex : soutien du réseau en cas de nouvelle crise d'approvisionnement en gaz russe) ainsi qu'au développement de la concurrence, et vérification que le niveau de souscription de capacités d'entrée sur le réseau GRTgaz permet de couvrir le coût de raccordement reconnu par le test économique.

EDF souligne qu'une interprétation trop restrictive du principe du test économique pourrait conduire à l'abandon de nombreux projets ;

- 4) pour le raccordement éventuel vers la Belgique, EDF considère que celui-ci est assimilable à une capacité d'entrée et/ou de transit direct sur le réseau belge et n'interfère pas avec le PEG. Elle est indépendante du raccordement du terminal au PEG.

### (iii) Tarifs et règles tarifaires applicables à l'interface avec les stockages

#### Hausses de tarifs d'accès au réseau de transport

EDF découvre le besoin de développement du réseau lié au développement des capacités de stockage. Cette consultation ne comportant pas une analyse détaillée des coûts engendrés sur le réseau de transport par les développements des capacités de stockage et n'indiquant pas l'ampleur de la hausse tarifaire envisagée sur les PITS, EDF n'est pas en mesure de fournir un avis pertinent.

EDF demande à ce que les analyses sur le sujet soient présentées, par exemple en Concertation Gaz, avant qu'une augmentation tarifaire ne soit décidée.

---

<sup>1</sup> EDF note qu'aujourd'hui les principes de tarification d'accès aux réseaux de transport sont sujets à interprétation et conduisent à des débats. Ainsi, on constate que les critères de développement proposés diffèrent en fonction des infrastructures d'importation de gaz : pour Midcat, la CRE demandait que 70% des coûts induits sur le réseau français soient couverts par les souscriptions sur 10 ans. Alors que pour le terminal méthanier de Dunkerque, il est proposé que 100% des capacités développées sur le réseau GRTgaz soient souscrites, ou sinon compensées financièrement par l'opérateur du terminal, par les expéditeurs.

En particulier, EDF ne comprend pas le lien affiché entre la tarification des réseaux de transport et les nouvelles offres commerciales de Storengy dans la mesure où celles-ci ne correspondent pas au développement de nouvelles capacités.

EDF n'est donc pas en mesure de se prononcer sur la hausse du terme tarifaire au PITS sur le réseau de GRTgaz.

#### Structure de la tarification

Concernant la tarification, EDF constate qu'aucun nouveau stockage n'a été développé en France récemment, malgré, en particulier, les engagements de GDF Suez dans le cadre de la fusion entre Gaz de France et Suez concernant Trois Fontaines (du fait d'un prix de réserve trop élevé par rapport au marché) et Alsace (non traité). Cette situation conduit à la fermeture du marché de la modulation aux nouveaux entrants. Le développement de nouveaux stockages paraît donc prioritaire pour le développement du marché de la modulation en France.

Les nouveaux projets de stockage ne doivent pas supporter de coûts de raccordement supérieurs aux concurrents déjà existants, faute de décourager leur développement.

Le fait que les stockages ne puissent être développés que dans des zones géologiquement favorables est une raison supplémentaire pour la péréquation des tarifs de raccordement des stockages au réseau de transport.

EDF considère donc qu'il n'y a pas lieu de changer les principes actuels (en particulier le principe de péréquation) et de traiter différemment les extensions de stockages existants ou les nouveaux stockages à développer.

Dans le cas d'un projet de stockage, tout test économique devrait prendre en compte ce qui précède.

En particulier, s'il s'avérait que les tarifs actuels de raccordement des stockages au réseau de transport ne couvraient pas les coûts en développement d'un nouveau projet, un ajustement serait possible à condition qu'il s'applique à tous les SSOs, de façon à limiter les distorsions de concurrence entre SSOs (qui ne sont pas régulés).

EDF rappelle que les tarifs de connexion actuels en France sont mutualisés et ne reflètent pas les situations spécifiques des différents stockages (comme par exemple les cas des stockages de Manosque, ou à l'inverse de Chemery ; dans ce second cas, le dispositif de connexion du stockage au réseau pourrait s'étendre à une bonne partie du réseau français dont le dimensionnement est directement lié aux mouvements sur Chemery). Ces tarifs ont été fixés à un niveau relativement bas, reflétant la forte interdépendance entre transport et stockage.

## 6. à 9. Modulation intra-journalière des CCG

Concernant la question de la fourniture de la modulation intra-journalière aux CCG et TAC, EDF rappelle sa position, déjà exprimée à travers différents canaux, notamment les courriers du 13 février, du 16 février et du 13 juillet 2010, ainsi que lors des différentes réunions de concertation sur le sujet.

EDF considère ainsi que:

- Aucune contrainte ne doit peser sur les producteurs d'électricité dans le fonctionnement de leurs centrales dès lors que l'existence d'un problème de fourniture de modulation intra-journalière par les réseaux n'est pas avéré dans les faits ;
- L'estimation du coût pour le traitement de la modulation intra-journalière est particulièrement fragile ;
- Un mécanisme, du type mécanisme d'ajustement existant en électricité, permettant de gérer la pénurie de flexibilité de façon optimale et d'assurer l'égalité de traitement des différents utilisateurs du réseau (gestion quotidienne de la pénurie de flexibilité et répartition des coûts induits), doit être mis en place ;
- La mutualisation des coûts marginaux de modulation intra-journalière au sein du tarif transport de GRTgaz, dont l'impact est relativement faible pour chaque utilisateur, constitue le mécanisme le plus adapté, le plus simple et le plus éprouvé puisqu'il n'est que le prolongement du principe appliqué pour les coûts actuels ;
- A plus long terme, et si la pénurie de modulation devenait chronique, l'opportunité de la mise en place d'un système qui permette de traduire la valeur de la modulation intra-journalière et d'assurer l'optimum économique (e.g. marché horaire) devrait être étudiée.

### 1) Existence d'un problème de fourniture de modulation intra-journalière par les réseaux

Le problème est pour l'instant le résultat de notes d'étude et n'est pas avéré dans les faits. Il conviendra de démontrer qu'il existe réellement un problème et en particulier de demeurer très vigilant à ce que les producteurs d'électricité ne se voient pas contraints dans le fonctionnement de leur centrales pour la seule raison que les transporteurs auront voulu prendre des marges excessives dans l'exploitation de leurs réseaux et reporteront ex-ante via le service proposé l'ensemble de leurs contraintes réelles ou supposées sur ces producteurs d'électricité.

Si ce problème de modulation est avéré, il conviendra de s'assurer que le service proposé par GRTgaz sera l'optimum que peut fournir le système gazier. EDF tient à ce titre à rappeler que le service proposé, qui est interruptible et ne répond a priori pas à la totalité du besoin au cours de l'année, induira dans sa forme actuelle nombre de contraintes opérationnelles dans le fonctionnement des CCG et des TAC (délai de prévenance, refus éventuel des profils de fonctionnement en J-1 pour J, contrainte éventuelle sur les profils de fonctionnement en J-1 pour J, contraintes éventuelles sur les re-programmations le jour même, limitation des services systèmes par un seuil fixé à +/-10% de la capacité journalière de livraison du site).

## 2) Existence d'un coût pour le traitement de la modulation intra-journalière

### 2.1) *Coût annoncé par GRTgaz pour son service*

Un coût pour le service proposé par GRTgaz a été initialement annoncé par GRTgaz à 30 M€/an à l'horizon 2013. La CRE propose de diviser ce coût par 2 et de le ramener à 15 M€/an, ce qui témoigne de la fragilité de l'estimation et de la nécessité de rester attentif à l'appréciation de la réalité du problème et du chiffrage des solutions apportées.

En particulier nous rappelons que l'article 30-3, 1° de la loi du 3 janvier 2003 dispose que « *les modalités de l'accès aux capacités de stockage mentionné au deuxième alinéa du II de l'article 30-2 et en particulier son prix sont négociés dans des conditions transparentes et non discriminatoires* », ce qui n'a pas été le cas jusqu'à présent, les fournisseurs n'ayant pu obtenir d'éléments d'explication sur les évolutions tarifaires de ces dernières années. EDF souhaite que la CRE utilise ses prérogatives de droit d'accès aux informations et de pouvoirs d'enquête afin d'analyser l'écart entre coût et prix facturé (« Storengy n'a fourni à la CRE aucun élément de coût pour justifier le niveau ou la structure de son offre », p.18 de la consultation. Ce qui n'est pas surprenant outre mesure puisque Storengy a indiqué en Concertation que le tarif n'était pas basé sur des coûts mais sur un « service »).

Par ailleurs EDF rappelle que la question de la gestion de la modulation intra-journalière sur le système gazier français n'est pas nouvelle et que les GRT disposent déjà aujourd'hui des équipes et des moyens qui permettent de gérer quotidiennement pour les clients finaux un volume de modulation intra-journalière équivalent à celui qui sera nécessaire aux CCG existants ou en construction.

### 2.2) *Coût de désoptimisation induits pour les utilisateurs*

Les contraintes induites sur le fonctionnement des CCG et TAC conduiront à désoptimiser le fonctionnement du parc de production électrique et engendreront des surcoûts pour les producteurs électriques, en sus du coût du service de flexibilité intra-journalière lui-même. En effet, les programmes sont optimisés pour l'envoi à RTE à 16h, les adaptations réalisées après cet envoi conduiront nécessairement à des surcoûts dans la mesure où le programme sera réajusté manuellement (c'est-à-dire sans possibilité de lancement des systèmes d'information d'optimisation) et l'information renvoyée par GRTgaz ne sera disponible qu'après la fermeture des marchés organisés (dans le meilleur des cas, activation d'un moyen à la hausse, au pire démarrage d'un nouveau moyen).

## 3) Egalité de traitement

Dans l'hypothèse où la pénurie de flexibilité est avérée et que le service proposé par GRTgaz, d'une part est optimisé, et d'autre part, a réellement le coût annoncé, il conviendra de s'assurer de l'égalité de traitement entre les différents utilisateurs du réseau, et ce, aussi bien sur le plan de la gestion quotidienne de l'éventuelle pénurie de modulation intra-journalière que sur le plan de la répartition des coûts induits par cette pénurie.

### 3.1) *Gestion quotidienne de l'éventuelle pénurie de modulation intra-journalière*

Le choix a été fait par la CRE de conserver un système d'équilibrage journalier et de confier à GRTgaz la charge de répartir la modulation intra-journalière disponible sur le système gazier français entre ses différents clients.



Or à ce jour, les critères de répartition de la modulation intra-journalière et les modalités qui permettront d'assurer la transparence dans cette répartition ne sont pas connus, ni à notre connaissance clairement définis.

La méthode de définition du délai de prévenance imposé à chaque site (délais différents a priori entre les différents sites) n'est pas connue d'où la crainte des acteurs quant à l'application de ce délai de prévenance. De même, l'imposition d'un seuil de +/-10% n'est pas non plus justifiée (à noter que EDF souhaiterait disposer d'un seuil de 15%). Enfin, le processus de gestion de la pénurie éventuelle pour les programmes en J-1 pour J, à savoir la répartition entre les différents sites de la modulation disponible, n'est pas défini (des profils de substitution ont été évoqués).

Aussi, EDF souhaite-t-elle que soit étudiée, au sein de la Concertation Gaz, la mise en place d'un mécanisme permettant de gérer la pénurie de façon optimale et non discriminatoire.

A ce stade des réflexions, GRTgaz envisage, au sein d'une maille géographique déficitaire en flexibilité infra-journalière, de modifier les programmes de l'ensemble des CCG de cette maille de façon homogène (dans un premier temps, passage en profil plat ; à moyen terme, ajustement à l'intérieur d'une enveloppe de programmes possibles, fonction de l'amplitude et du volume modulé). Cette gestion soulève les écueils suivants :

- elle conduit à une sous-utilisation de la flexibilité disponible sur le réseau gazier - dans le cas où la modification de programme d'une partie seulement des CCG de la maille peut suffire à rétablir l'équilibre offre/demande de flexibilité -, ce qui aggrave par conséquent la désoptimisation du système électrique ;
- si cette allocation est non discriminatoire au sein d'une même maille géographique, elle ne l'est pas sur le périmètre du réseau gazier. Les CCG d'une maille géographique donnée pourraient se voir pénalisés davantage que ceux implantés sur une autre maille alors qu'aucune contrainte physique n'avait été signalée par GRTgaz au moment du choix de leur implantation.

Pour ces raisons, EDF considère qu'un mécanisme doit être mis en place permettant :

- l'émergence de signaux de prix reflétant les coûts de modification des programmes de fonctionnement des CCG et donnant aux GRT un critère transparent et non discriminatoire pour demander l'ajustement de programme des CCG ;
- une compensation financière en direction des producteurs d'électricité pour rémunérer les pertes d'opportunité ainsi que les coûts de désoptimisation et de déséquilibre (sur les périmètres gazier et électrique).

Un tel système – qui pourrait s'inspirer du mécanisme d'ajustement utilisé par RTE - permettrait (i) d'utiliser au mieux les ressources de flexibilité du réseau gazier en ne baissant la demande de flexibilité que du strict nécessaire, (ii) de traiter - via la compensation financière - de façon non discriminatoire les CCG quels que soient les profils de fonctionnement et les mailles géographiques et (iii) d'inciter le GRT à mobiliser le maximum de flexibilité.



### 3.2) Répartition des coûts induits par une éventuelle pénurie de moyens de modulation intra-journalière

En premier lieu, EDF rappelle que chaque producteur d'électricité pourrait être exposé à deux types de coûts : ceux du « service » de modulation intra-journalière de GRTgaz et ceux résultant de la désoptimisation du fonctionnement de leur centrale, liée aux contraintes imposées par le gestionnaire de réseau.

Dans tous les cas, EDF considère que les éventuels coûts du service de GRTgaz devraient être mutualisés dans les tarifs d'accès au réseau, et ce, pour les raisons suivantes :

- L'équilibrage du système gazier est aujourd'hui journalier. Ce choix implique que les clients des GRT doivent s'équilibrer à l'échelle de la journée et que ce sont les GRT qui prennent à leur charge l'équilibrage à l'échelle de temps inférieure à la journée. Dans ce cadre, la tarification de services horaires ou l'imposition de coûts liés à des contraintes horaires aux clients des GRT n'a pas lieu d'être.
- De manière générale, EDF n'est pas favorable à l'idée de faire payer le coût du transport marginal au client transport marginal. En l'occurrence, il s'agirait de répercuter des coûts supplémentaires liés à la modulation intra-journalière des sites fortement modulés (pour l'essentiel les nouveaux CCG et TAC) à ces seuls sites. Une telle pratique, contraire au principe de péréquation, conduirait à faire payer le même service de modulation (fourniture de volume modulé et d'amplitude de modulation) à un prix unitaire différent en fonction du client<sup>2</sup>. EDF tient par ailleurs à rappeler que les CCG constituent pour GRTgaz une source de revenus supplémentaires alors qu'ils n'ont pas fait l'objet d'investissements dédiés. Pour rester cohérent avec une allocation des coûts marginaux aux utilisateurs marginaux, il faudrait alors examiner les recettes marginales. Cela reviendrait à élaborer un tarif transport spécifique à chaque utilisateur, ce qui n'est ni réalisable ni économiquement pertinent.
- EDF ne partage pas les arguments de concentration et d'imprévisibilité du besoin, avancés pour justifier un traitement différent des CCG. En effet, par définition même du service proposé par GRTgaz, celui-ci se base sur un programme défini la veille, précisément pour que GRTgaz puisse anticiper le besoin et configurer son réseau en conséquence. Une fois leur programme de fonctionnement défini en J-1 pour J, le besoin des CCG devient aussi prévisible (sinon plus) que celui d'une distribution publique. Le service rendu aux CCG est donc de même nature que celui rendu aux clients actuels (lesquels comptent dès aujourd'hui plusieurs CCG et une TAC).
- EDF considère qu'il n'est pas possible d'identifier les coûts associés à la modulation intra-journalière des autres coûts (service "supra-journalier") dans la mesure où les mêmes infrastructures gazières contribuent en même temps au supra-journalier et à l'infra-

---

<sup>2</sup> En effet, GRTgaz a expliqué en concertation que les CCG et TAC viendraient globalement doubler le besoin de modulation intra-journalière en France. Dans le même temps, la modulation intra-journalière des clients traditionnels coûterait 5,7 M€/an à GRTgaz alors que celle, globalement équivalente en terme de besoin, fournie aux CCG et TAC existants ou en construction coûterait 15 M€/an (conformément à la demande de la CRE, 50% des coûts annoncés par GRTgaz en 2013). Vouloir faire payer le coût marginal aux clients marginaux (essentiellement CCG et TAC) conduirait ainsi, si l'on prend par exemple l'année 2013, à faire payer à ces derniers un prix unitaire de modulation intra-journalière (fourniture de volume modulé et d'amplitude de modulation) globalement 2,5 fois supérieur à celui payé par les clients traditionnels.

journalier<sup>3</sup>, sauf à poser des clés de répartition arbitraires. Dans le cas des services de modulation fournis par Storengy et Elengy, la question ne se pose pas puisque Storengy et Elengy font payer un service non régulé à GRTgaz, service dont le tarif n'est pas lié aux coûts. En revanche, la question se pose pour le coût de la modulation intra-journalière fournie par le line pack de GRTgaz : EDF considère que l'on ne peut pas le calculer et que toute définition a priori est immédiatement contestable.

- Concernant l'imposition d'un seuil, au demeurant quel qu'il soit, de volume modulé pour la définition d'un tarif, EDF ne comprend pas sa justification. En effet, l'application d'un seuil pourrait par exemple conduire à tarifier différemment la modulation d'une CCG de 400 MW et celle de quatre CCG de 100 MW localisés à proximité l'une de l'autre et fonctionnant à l'unisson alors que la gestion physique du réseau serait la même<sup>4</sup>. Une telle imposition reviendrait aussi à discriminer les CCG et TAC en matière de fourniture de modulation intra-journalière et conduirait qui plus est à des effets de contournement pervers.

Par ailleurs, la tarification proposée présente une discontinuité peu compréhensible : un client qui consomme 0,80 MWh de volume modulé par jour ne paierait rien alors qu'un client consommant 0,801 MWh de volume modulé serait exposé au terme fixe et au terme d'amplitude ;

En conclusion, EDF demande une mutualisation des coûts marginaux de modulation intra-journalière, comme c'est déjà le cas aujourd'hui pour les coûts actuels, d'autant que ces coûts rapportés aux coûts globaux supportés par le GRT sont relativement faibles et auraient dans ce cas un impact limité<sup>5</sup> sur la facture des clients finals.

Toutefois, si cette mutualisation était refusée et que le service proposé était appliqué :

- EDF serait de manière générale favorable à une tarification du service de GRTgaz qui mette en valeur la rareté de la modulation intra-journalière, dans le cas où celle-ci serait avérée. La volonté affichée par la CRE d'augmenter le terme de volume modulé et de réduire le terme fixe va, à ce titre, dans le bon sens. En revanche, EDF demande d'aller plus loin et de supprimer le terme fixe. En effet, il n'a aucun lien avec la modulation réellement consommée et, de plus, le service proposé est interruptible.

---

<sup>3</sup> Un tuyau et sa compression servent aussi bien à transporter du gaz en régime continu qu'à produire du "line pack". Un stockage produit, avec la même installation, des flux saisonniers et infra-journaliers. Un terminal méthanier produit, avec la même installation, des flux journaliers et infra-journaliers.

<sup>4</sup> Les CCG seront en effet démarrés sur un critère économique (*sprak spread*) qui conduira à démarrer en même temps les 4 tranches de 100 MW, conduisant au même effet pour le réseau que le démarrage d'une tranche de 400 MW.

<sup>5</sup> Estimation de l'impact d'une augmentation de 0.8 % du tarif transport sur les clients finals :

- Client transports moyens (entre 15 et 250 GWh/an) : entre +0.005 et 0.025 €/MWh ;
- Client domestique chauffage : environ + 0.03 €/MWh ;
- Client domestique cuisine eau chaude : environ +0.01 €/MWh ;
- Petite chaufferie : entre +0.03 et +0.04 €/MWh.

#### 4) Traitement du problème de la modulation intra-journalière à plus long terme

A plus long terme, EDF comprend que la réalisation de certains projets de renforcement du réseau de GRTgaz (entre autres Arc de Dierrey, projet Eridan) devrait permettre de supprimer la pénurie de modulation intra-journalière à l'horizon 2015, *a minima* pour des programmes donnés en J-1 pour J. En revanche, la réalisation de ces projets n'est pas acquise.

Si la pénurie de modulation intra-journalière devenait chronique sur le réseau gazier français, il faudrait alors s'interroger sur l'opportunité de la mise en place d'un système qui permette de traduire la valeur de la modulation intra-journalière et d'assurer l'optimum économique (marché de la modulation horaire, par exemple via un passage à l'équilibrage horaire).

Enfin, EDF considère qu'une optimisation globale des systèmes gazier et électrique est à rechercher et qu'une étude devrait être lancée rapidement sur le sujet.

#### 6. **Quelle est votre analyse du service de flexibilité infra-journalière proposé par GRTgaz ?**

EDF est opposée au service de flexibilité infra-journalière proposé par GRTgaz pour les raisons exposées dans le développement précédent.

#### 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 ?**

EDF est opposée à la répercussion des coûts supplémentaires liés à la flexibilité infra-journalière aux sites fortement modulés à travers un service spécifique pour les raisons exposées dans le développement précédent.

#### 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 ?**

EDF est opposée au seuil de 0,8 GWh de volume modulé journalier moyen proposé par GRTgaz pour l'application du service de flexibilité infra-journalière pour les raisons exposées dans le développement précédent.

#### 9. **Quelle est votre analyse du service de flexibilité infra-journalière envisagé par la CRE ?**

Malgré quelques évolutions positives proposées par la CRE quant à la proposition de GRTgaz, EDF reste opposée au service de flexibilité infra-journalière envisagé par la CRE pour les raisons exposées dans le développement précédent.

**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 ?**

EDF s'étonne que la consultation aborde un sujet non traité dans le cadre de la Concertation et refuse l'introduction d'une telle distinction sans instruction préalable.

A ce stade, EDF ne voit pas ce qui pourrait justifier la création de deux services distincts.

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

EDF est favorable à la mise en place d'un système d'équilibrage fondé principalement sur le recours au marché.

Ce système cible doit permettre, d'une part, d'optimiser le coût global d'équilibrage par une sollicitation de l'ensemble des sources de flexibilité à disposition des expéditeurs et, d'autre part, une meilleure incitation individuelle à l'équilibrage par une allocation des coûts à ceux qui les génèrent.

EDF est globalement favorable aux différentes évolutions proposées par GRTgaz mais insiste sur le fait que l'évolution vers le système cible doit être progressive et impérativement liée à la mise à disposition par GRTgaz des informations nécessaires à chaque expéditeur pour piloter son équilibrage.

Lors du second semestre 2010, EDF sera donc vigilante à la définition des paliers d'évolution vers ce système cible.

Par ailleurs, EDF approuve pleinement la proposition de GRTgaz visant à instaurer des produits d'équilibrage sur des points physiques du réseau. Ce mécanisme, dont EDF s'est fait le promoteur en Concertation Gaz depuis le début de l'année 2009, permettra à l'opérateur de réseau de gérer les congestions locales au sein d'une zone d'équilibrage par appel au marché, de façon transparente et non discriminatoire. La mise en place d'un tel système d'équilibrage géographique ne pourra que faciliter la création d'une zone d'équilibrage unique en France.

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

Une éventuelle fusion des zones TIGF et GRTgaz Sud impliquerait nécessairement que TIGF fasse évoluer son système d'équilibrage en cohérence avec le système d'équilibrage de GRTgaz

ooOoo