



## **OFFRE D'ACHEMINEMENT DANS LE SUD DE LA FRANCE A L' HORIZON 2009**

### **Propositions et plan d'actions**

#### **SYNTHESE**

Dans sa communication datée du 21 mars 2007, la CRE a demandé à GRTgaz et TIGF de constituer un groupe de travail commun pour élaborer des propositions et un plan d'actions en vue de faciliter les opérations d'acheminement et les échanges de gaz dans le Sud de la France.

Ces travaux communs de conception des services à l'horizon 2009 s'inscrivent dans le cadre d'une coopération rapprochée entre GRTgaz et TIGF, établie depuis plusieurs années, et qui s'est déjà concrétisée par plusieurs projets et programmes communs.

Le groupe de travail constitué par GRTgaz et TIGF au lendemain de la communication de la CRE s'est attaché à identifier et analyser les attentes du marché, en vue de proposer des mécanismes pour les satisfaire.

Les attentes fortes recensées par les deux opérateurs peuvent être regroupées de la manière suivante :

- Davantage de capacités offertes dans le Sud de la France ;
- Davantage de disponibilité de ces capacités ;
- Cohérence entre les produits de capacité offerts et les besoins spécifiques au Sud ;
- Harmonisation des produits de capacité offerts par les opérateurs ;
- Fluidité entre les zones et liquidité des places de marché.

Le premier thème, celui du développement des capacités offertes, fait depuis plusieurs années l'objet d'un plan de développement concerté, qui s'intègre actuellement dans le cadre de l'initiative South GRI de l'ERGEG.

Les trois points suivants constituent les objectifs prioritaires du chantier de facilitation de l'accès aux services de transport à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et de

TIGF. Les deux opérateurs proposent une série de mesures en vue d'assurer une commercialisation conjointe de capacités, selon des formats correspondant aux besoins des expéditeurs et selon un calendrier clair offrant aux expéditeurs la plus grande visibilité sur les périodes de souscription.

La fluidité entre les zones et le développement de la liquidité dépendent d'un troisième domaine d'action, celui du développement des places de marché et des mécanismes de couplage entre ces places. Dans ce domaine également, GRTgaz et TIGF proposent une approche innovante, visant à offrir un service complet pour couvrir les besoins d'arbitrage de court terme, en s'appuyant sur une optimisation de l'utilisation des capacités réellement disponibles.

Ces trois grands chantiers s'inscrivent pleinement dans le cadre fixé par la CRE dans sa communication du 21 mars 2007. Néanmoins, parmi les objectifs fixés par la CRE dans cette communication, deux sortent partiellement ou totalement du cadre du plan d'actions présenté dans le présent document car ils relèvent des décisions d'investissement à venir des deux opérateurs.

- Tout d'abord, « la possibilité, pour tout fournisseur disposant de gaz dans la zone GRT gaz sud ou dans la zone TIGF, d'approvisionner librement un consommateur final localisé dans l'une des deux zones, sur la base de scénarios raisonnables de fonctionnement ».

Les mesures proposées ci-après pour améliorer la fluidité entre les zones TIGF et GRT gaz sud concourent à cet objectif qui ne pourra cependant être atteint en 2009 du fait des congestions existant sur les réseaux.

En effet la capacité de transport depuis la zone TIGF vers la zone GRT gaz sud n'est que de 30 GWh/j alors que la demande potentielle d'acheminement pour profiter d'opportunités de marché est beaucoup plus importante dans les scénarios raisonnables établis par TIGF<sup>1</sup>.

- Ensuite, celle du règlement des déséquilibres à la maille d'une zone géographique regroupant les deux zones GRTgaz Sud et TIGF.

En effet, il est apparu aux deux opérateurs que le développement de ce service :

- remettrait en cause l'existence de mécanismes d'équilibrage différents de part et d'autre,
- ne semble pas correspondre aux attentes prioritaires du marché,
- poserait de réels problèmes de mise en œuvre, car il nécessiterait une gestion intégrée physique et commerciale des deux zones,
- ne peut être proposé compte tenu de l'importante congestion existant entre les deux zones d'équilibrage (30 GWh/j seulement de TIGF vers GRTgaz sud).

---

<sup>1</sup> On estime en effet que des fournisseurs ayant accès à du gaz en provenance d'Espagne (100 GWh/j prévus en 2009) ou des stockages de TIGF (environ 200 GWh/j soutirés en moyenne pendant l'hiver) pourraient souhaiter exporter une part significative vers la zone GRT gaz sud (et plus au nord) si l'opportunité leur en est donnée. Cette demande potentielle est estimée pour 2009, dans un scénario à probabilité d'occurrence « raisonnablement élevée », à 150 GWh/j répartis en proportions égales entre les sources Espagne et Stockage.

*GRTgaz prépare par ailleurs un dossier consacré à la commercialisation de la capacité Nord <> Sud à l'horizon 2009, en visant la cohérence avec les propositions concernant l'interface GRTgaz Sud / TIGF et la compatibilité avec le fonctionnement de la future grande zone Nord de GRTgaz. Ce dossier pourra également être joint à la consultation diligentée par la CRE dans le courant de l'été 2007.*

## SOMMAIRE

|   |           |
|---|-----------|
| <b>SYNTHESE .....</b>   | <b>1</b>  |
| <b>1. Développement des capacités .....</b>   | <b>4</b>  |
| 1.1. Capacités d'acheminement de gaz à destination des zones TIGF et GRTgaz Sud   | 5         |
| 1.2. Capacités permettant l'acheminement entre les zones GRT gaz Sud et TIGF :  | 5         |
| <b>2. Facilitation de l'accès aux services de transport.....</b>  | <b>6</b>  |
| 2.1. Les améliorations de la structure contractuelle proposées au 1er janvier 2009  | 6         |
| 2.1.1. Une simplification majeure déjà annoncée : la grande zone Nord   | 6         |
| 2.1.2. Une structure tarifaire d'ensemble épurée avec trois zones en série : GRTgaz Nord $\Leftrightarrow$ GRTgaz Sud $\Leftrightarrow$ TIGF  | 6         |
| 2.1.3. Des produits uniques aux interconnexions entre zones   | 8         |
| 2.1.4. Une interface unique GRTgaz Sud / TIGF pour l'expéditeur   | 8         |
| 2.2. Les principes de commercialisation des capacités   | 9         |
| Ces principes s'appliquent à la commercialisation des capacités actuellement disponibles à compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2009 Des ordres de grandeur de ces capacités, en cours de calcul par les deux opérateurs, seront communiqués d'ici fin juin 2007. | 9         |
| 2.2.1. Les types de capacité  | 9         |
| 2.2.2. Répartition de l'offre entre ventes à court terme et à moyen terme et calendrier des OSP   | 10        |
| 2.2.3. Règles d'allocation  | 11        |
| 2.2.4. Souscriptions quotidiennes (hors day-ahead)  | 12        |
| <b>3. Développement et rapprochement des places de marché.....</b>  | <b>12</b> |
| 3.1. Développer des places de marché sur les zones GRTgaz Sud et TIGF   | 12        |
| 3.2. Fluidifier les échanges de gaz entre les zones GRTgaz Sud et TIGF  | 13        |
| <b>4. Planning prévisionnel .....</b>   | <b>14</b> |

### 1. DEVELOPPEMENT DES CAPACITES

Deux accords signés entre les deux opérateurs en 2004 et en 2005 ont permis d'accroître de manière très significative les capacités commercialisables dans la zone sud de GRTgaz, dès 2005 dans une première étape, puis à compter de fin 2008 avec la mise en service du projet de renforcement de l'Artère de Guyenne (phase 1).

Dans sa communication, la CRE diagnostique que le développement insuffisant de la concurrence dans le sud de la France tient principalement à la faiblesse des sources d'approvisionnement et aux difficultés rencontrées pour l'acheminement à destination de l'ensemble constitué des zones GRT gaz sud et TIGF et pour les échanges entre les zones GRT gaz sud et TIGF.

GRTgaz et TIGF partagent ce diagnostic, apportent tout leur concours pour remédier à cette situation, et souhaitent apporter les précisions suivantes.

## **1.1. Capacités d'acheminement de gaz à destination des zones TIGF et GRTgaz Sud**

La phase 1 du programme commun de développement des la capacité de l'artère de Guyenne a été engagée et permettra, à compter de fin 2008 d'assurer l'entrée de 160 GWh/j supplémentaires en zone GRTgaz Sud depuis le terminal de Fos Cavaou.

Le rapport « ERGEG South Gas Regional Initiative<sup>2</sup> » pour le développement des interconnexions existantes entre l'Espagne et la France entre 1997 et 2011, remis le 6 février dernier, présente les investissements à réaliser pour l'accroissement progressif de la capacité en entrée en France à concurrence de 165 GWh/j. Les investissements sont décidés en Espagne et ne le sont pas encore chez TIGF.

TIGF poursuit d'importants projets de développement de ses stockages qui ajouteront, s'ils sont décidés, des capacités en entrée de la zone (soutirage).

Compte tenu de ces investissements, les capacités d'entrée dans la zone TIGF seront plus que doublées et donc très largement supérieures à ses besoins d'alimentation. Les capacités d'acheminement à destination du sud (ensemble GRT gaz sud et TIGF) augmenteront pour leur part d'environ 50 %.

## **1.2. Capacités permettant l'acheminement entre les zones GRT gaz Sud et TIGF :**

La réalisation de la phase 1 du projet « Artère de Guyenne » permettra d'accroître significativement la capacité GRTgaz Sud > TIGF : elle progressera en effet d'environ 90 GWh/j en été et de plus de 200 GWh/j en hiver. Ces capacités permettront notamment d'acheminer du gaz en provenance de Fos Cavaou à destination des stockages de TIGF ou de l'Espagne.

Les phases 2 et 3, en projet, du renforcement de l'artère de Guyenne permettraient de décongestionner davantage l'interface entre les zones TIGF et GRTgaz sud, notamment pour permettre l'acheminement vers la zone GRTgaz sud de quantités additionnelles de gaz en provenance soit d'Espagne soit des stockages du Sud-Ouest. Sans ces investissements, cette capacité d'acheminement reste limitée à 30 GWh/j, ce qui constitue une congestion évidente.

TIGF envisage également de décongestionner le cœur de son réseau (entre Lussagnet et Lacq) pour ne pas avoir à reporter cette contrainte sur les points d'entrée de son réseau et limiter ainsi les possibilités de développement des échanges entre la France et l'Espagne.

---

<sup>2</sup> Voir rapport South GRI GRTgaz / TIGF / Enagas sur le site web de l'ERGEG : [http://www.ergreg.org/portal/page/portal/ERGEG\\_HOME/ERGEG\\_RI/Gas\\_Regional\\_Initiative/South/Meetings/SG%20Meetings/2nd%20South%20SG/2nd%20SG%20South%20GRI%202007-02-06%20TSOs%20Report.pdf](http://www.ergreg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_RI/Gas_Regional_Initiative/South/Meetings/SG%20Meetings/2nd%20South%20SG/2nd%20SG%20South%20GRI%202007-02-06%20TSOs%20Report.pdf)

## **2. FACILITATION DE L'ACCES AUX SERVICES DE TRANSPORT**

### **2.1. Les améliorations de la structure contractuelle proposées au 1er janvier 2009**

#### ***2.1.1. Une simplification majeure déjà annoncée : la grande zone Nord***

Dès 2003, GRTgaz a engagé un programme de décongestion du nord de la France. Les investissements réalisés permettront comme prévu de réduire le nombre de zones tarifaires du réseau de GRTgaz de 4 à 2 zones au 1<sup>er</sup> janvier 2009.

A cette date, une grande zone Nord d'équilibrage sera créée en fusionnant les 3 zones d'équilibrage Nord, Est et Ouest actuelles, sans modifier la frontière physique avec la zone Sud d'équilibrage. Ainsi, les zones de sortie du réseau principal qui étaient rattachées à la zone Sud de GRTgaz resteront rattachées à cette zone.

Dans ce schéma, le groupement de stockage Centre resterait accessible sans passer par les liaisons entre zones, depuis chacune des deux zones Nord et Sud de GRTgaz.

#### ***2.1.2. Une structure tarifaire d'ensemble épurée avec trois zones en série : GRTgaz Nord ↔ GRTgaz Sud ↔ TIGF***

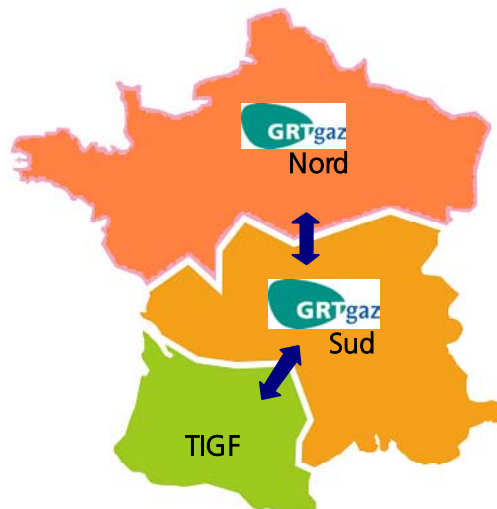
La structure tarifaire existante de type « entrée – sortie » par zone d'équilibrage sera maintenue. Les utilisateurs des réseaux de transport resteront tenus d'assurer quotidiennement l'équilibre de leurs injections et soutirages dans chacune des zones d'équilibrage, conformément au décret 2005-607 du 27 mai 2005.

Les simplifications suivantes de la structure tarifaire seront proposées pour le 1<sup>er</sup> janvier 2009 :

- le nombre de zones d'équilibrage sera réduit à 3 zones : deux zones, Nord et Sud, opérées par GRTgaz, et une zone opérée par TIGF ;
- une liaison unique sera créée entre la zone Nord et la zone Sud de GRTgaz ;
- le passage du réseau de GRTgaz à celui de TIGF sera ramené à une interface unique, contre deux points d'interconnexion distincts actuellement\*.

*\* La liaison Dordogne serait supprimée, comme évoqué ci-après dans ce document, sous réserve d'accord entre les opérateurs, notamment pour le maintien, via les liaisons GRT gaz nord – GRT gaz sud et GRT gaz sud – TIGF, des fonctionnalités actuelles associées à cette liaison.*

Le schéma ci-dessous indique la disposition future des 3 zones d'équilibrage et de leurs interconnexions.



Actuellement, la capacité du point d'interface Dordogne permet notamment d'acheminer le GNL regazéifié au terminal méthanier de Montoir depuis la zone d'équilibrage Ouest de GRTgaz vers la zone TIGF.

Au 1<sup>er</sup> janvier 2009, cette capacité serait intégrée dans les capacités des interconnexions entre la zone Nord et la zone Sud de GRTgaz d'une part et entre la zone Sud de GRTgaz et TIGF d'autre part, et ce afin :

- d'optimiser les capacités offertes d'accès au Sud, et ainsi d'améliorer les possibilités d'acheminer du gaz depuis le Nord vers le Sud de la France ;
- d'offrir plus de liberté aux utilisateurs du réseau dans l'utilisation de ces capacités ;
- de diversifier les sources d'approvisionnement du Sud au-delà du seul GNL ;
- de permettre aux utilisateurs du réseau de simplifier leur stratégie et leur gestion de l'acheminement, notamment lors de périodes de travaux programmés par les opérateurs.

L'intégration du PIR Dordogne dans la capacité d'interface contribuerait ainsi à améliorer les conditions d'acheminement depuis la future zone Nord de GRTgaz vers le Sud de la France, et notamment vers le réseau de TIGF.

La grande simplicité de ce schéma d'interconnexion tarifaire<sup>3</sup> :

- facilite l'acheminement et les échanges de gaz à destination du sud de la France et entre les zones GRTgaz Sud et TIGF,
- permet une commercialisation optimale des capacités disponibles,
- et contribue, in fine, au développement de la concurrence au sud de la France.

---

<sup>3</sup> Dans le tarif ATR 2007, 24 termes tarifaires différents sont définis pour transférer du gaz entre les différentes zones d'équilibrage.

### 2.1.3. Des produits uniques aux interconnexions entre zones

Les capacités de transport entre zones d'équilibrage sont commercialisées sous forme de :

- capacité de liaison entre la zone Nord et la zone Sud de GRTgaz, selon le concept déjà existant dans le tarif actuel ;
- capacité d'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF.

La capacité d'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF est un produit unique qui regroupe la capacité de sortie d'un des deux réseaux avec le même niveau de capacité en entrée du réseau adjacent.

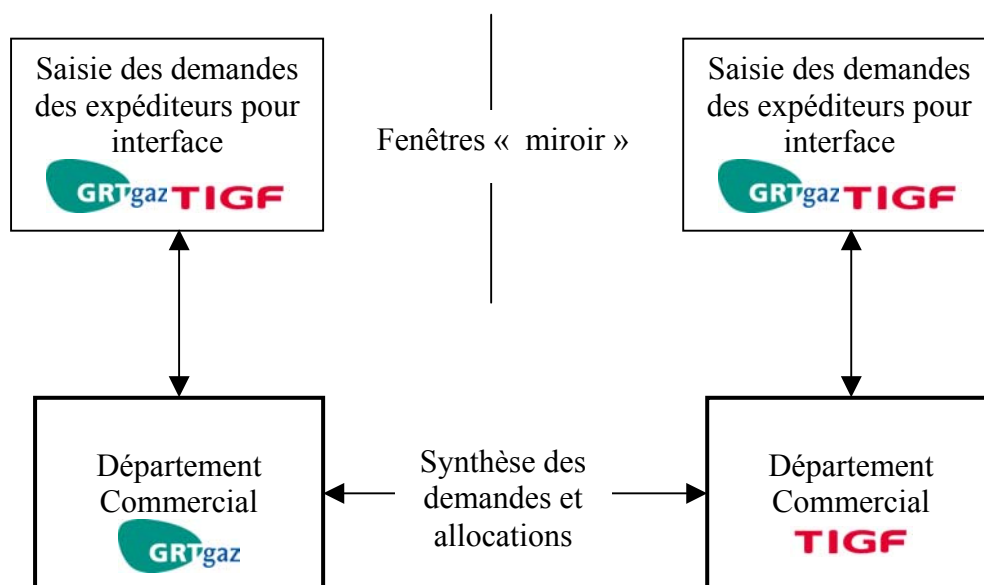
La définition d'un produit d'interface unique pour les deux transporteurs répond à la plupart des difficultés rencontrées dans le passé par les expéditeurs et évoquées par la CRE dans sa communication du 21 mars 2007 :

- le type et la quantité de capacité sont identiques pour les deux transporteurs ;
- les formats de publication sont identiques pour les deux transporteurs ;
- les procédures de souscription et les règles d'allocation de capacités sont identiques pour les deux transporteurs.

### 2.1.4. Une interface unique GRTgaz Sud / TIGF pour l'expéditeur

L'expéditeur est libre de souscrire indifféremment la capacité d'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF auprès du transporteur de son choix : TIGF ou GRTgaz. Les deux transporteurs proposent le même produit.

A l'issue de chaque période de collecte des demandes (« Open Subscription Period » ou OSP), les deux transporteurs prennent en compte les demandes reçues de part et d'autre et allouent les capacités d'interface de manière coordonnée selon une seule et même règle.



L'ensemble de la commercialisation des capacités (hors capacités quotidiennes) se fait ainsi selon un planning d'OSP communiqué à l'avance par les deux opérateurs. La



commercialisation en mode premier arrivé / premier servi serait limitée exclusivement aux capacités quotidiennes (hors capacités day-ahead).

De cette façon, les expéditeurs disposent tous de la même information sur les capacités commercialisées et sur le rythme et les dates de leur commercialisation. De surcroît, cette planification garantit une commercialisation stable et régulière des capacités.

Les capacités d'interface allouées à l'expéditeur sont intégrées par chaque transporteur dans chacun des contrats d'acheminement de l'expéditeur. Ces capacités sont facturées par chaque transporteur sur la base du tarif régulé, qui précisera le prix devant être payé d'une part à GRTgaz et d'autre part à TIGF.

Dans le cadre de ses procédures opérationnelles habituelles sur les deux réseaux de transport, l'expéditeur nomme la même valeur auprès de GRTgaz et TIGF de part et d'autre de l'interface.

Enfin, la définition de produits uniques aux interconnexions entre zones permettra de favoriser le développement des places de marché sur chaque zone d'équilibrage, en y concentrant les échanges de gaz, le point d'échange à l'interface étant supprimé.

## **2.2. Les principes de commercialisation des capacités**

Ces principes s'appliquent à la commercialisation des capacités actuellement disponibles à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009. Des ordres de grandeur de ces capacités, en cours de calcul par les deux opérateurs, seront communiqués d'ici fin juin 2007.

### **2.2.1. Les types de capacité**

Compte tenu de la répartition géographique des besoins et des capacités de stockage en France, les stockages de la zone TIGF contribuent à la satisfaction des besoins en capacité de stockage des zones d'équilibrage de GRTgaz.

Cette situation particulière se traduit par deux types de besoins exprimés par les expéditeurs :

- des bandeaux annuels de capacité pour alimenter les clients de la zone TIGF et utiliser la part des stockages de la zone TIGF destinée en priorité à la clientèle de cette zone ;
- des bandeaux saisonniers de capacité pour utiliser la part des stockages de la zone TIGF destinée à répondre aux besoins des clients situés en zones d'équilibrage de GRTgaz.

Par ailleurs, il est anticipé que les flux entre la France et l'Espagne devraient se développer de manière différenciée entre l'hiver et l'été.

Aussi, et afin de répondre aux besoins de l'ensemble des expéditeurs, TIGF et GRTgaz proposent :

- de commercialiser l'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF sous forme de souscriptions saisonnière, mensuelle et quotidienne de capacité journalière ;

- de construire des règles de souscription et d'allocation des capacités d'interface qui permettent d'allouer des bandeaux annuels plats aux expéditeurs qui le souhaitent, en cohérence avec les besoins mentionnés ci-dessus.

### ***2.2.2. Répartition de l'offre entre ventes à court terme et à moyen terme et calendrier des OSP***

L'offre actuelle de GRTgaz aux Points d'Interconnexion Réseau limite à 80 % la capacité qui peut être allouée avec un préavis supérieur à 6 mois.

Cependant, les attentes des expéditeurs en termes de formats de produits de capacité évoluent au rythme de l'ouverture des marchés. Par ailleurs, les évolutions dans la répartition des parts de marché devront être accompagnées d'une commercialisation régulière des capacités de moyen terme existantes (saisonnier ou annuel) pour garantir que les expéditeurs ayant conquis de nouveaux clients dans le sud de la France puissent en assurer l'alimentation.

Aussi, pour éviter d'une part de figer trop longtemps à l'avance le format des capacités commercialisées, et pour garantir d'autre part un haut degré de fluidité des capacités, il paraît prudent à cette interface de limiter à moins de 80 % la part de capacités commercialisées plusieurs années à l'avance<sup>4</sup>.

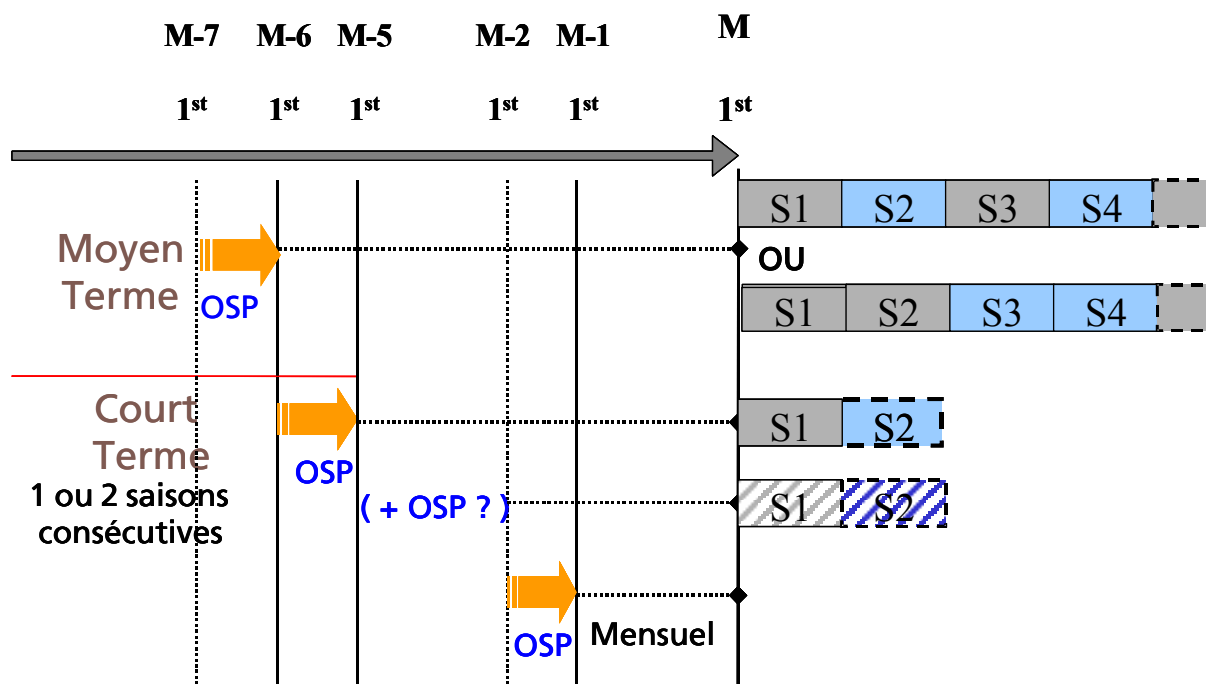
Compte tenu par ailleurs des pratiques actuelles et des besoins exprimés par les expéditeurs, GRTgaz et TIGF proposent les principes généraux de commercialisation suivants :

- les souscriptions se font sur un ou plusieurs bandeaux saisonniers démarrant le 1<sup>er</sup> avril pour la saison d'été, et le 1<sup>er</sup> novembre pour la saison d'hiver ;
- Vente de capacités à moyen terme : au cours d'une première OSP réalisée avec un préavis de 7 mois, moins de 80 % des capacités peuvent être allouées sur des durées strictement supérieures à 2 saisons et, ne dépassant pas 4 ans pour ce qui concerne les capacités actuellement disponibles au 1<sup>er</sup> janvier 2009<sup>4</sup> ;
- Vente de capacités à court terme : au cours des OSP suivantes réalisées avec des préavis plus courts, les capacités disponibles (égales donc à un minimum supérieur à 20 % des capacités) peuvent être allouées sur une ou deux saisons consécutives ;
- les capacités restant disponibles sont commercialisées sous forme de souscriptions mensuelles avec un préavis d'un mois.

Le schéma ci-après représente le calendrier des OSP tel qu'il pourrait s'appliquer en régime stabilisé. Une adaptation de ce calendrier est à prévoir pour la première fenêtre de commercialisation de la capacité d'interface à programmer fin 2007.

---

<sup>4</sup> Ne concerne pas le cas de capacités nouvellement créées après le 1<sup>er</sup> janvier 2009, pour lesquelles des réflexions sont en cours.



### 2.2.3. Règles d'allocation

Les règles d'allocation doivent prendre en compte les contraintes suivantes :

- afin de répondre à la diversité des besoins exprimés par les expéditeurs, les capacités doivent pouvoir être allouées en cas de demande supérieure à l'offre aussi bien sous forme de bandeaux plats annuels que sous forme de bandeaux saisonniers ;
- la vente de bandeaux saisonniers ne doit pas créer des « trous » préjudiciables à la qualité de l'offre des opérateurs de transport.

Ces contraintes imposent d'assurer un certain degré de priorité aux demandes de bandeaux plats annuels.

Ces orientations et les propositions du présent rapport commun sont le résultat notamment d'une première réunion de travail avec les expéditeurs le 10 mai 2007, organisée conjointement par GRTgaz et TIGF.

La poursuite de cette concertation avec les expéditeurs, avec un atelier prévu en juin au cours duquel sera notamment présenté un état des capacités prévues au 1<sup>er</sup> janvier 2009, permettra à GRTgaz et TIGF de rédiger conjointement les règles de souscription et d'allocation des capacités d'interface entre la zone GRTgaz Sud et la zone TIGF et de les présenter à la CRE.

Ces règles communes ont vocation à être publiées à la fois par GRTgaz et TIGF sur leurs sites respectifs.

GRTgaz et TIGF harmoniseront les mécanismes permettant d'éviter les refus d'accès pour tout fournisseur alimentant des clients finals existants, dans un souci de cohérence avec les dispositifs déjà mis en œuvre sur leurs réseaux respectifs.

#### **2.2.4. Souscriptions quotidiennes (hors day-ahead<sup>5</sup>)**

Les capacités éventuellement disponibles après allocation des capacités mensuelles du mois considéré peuvent être commercialisées sous forme de souscriptions quotidiennes sur les sites internet privés de GRTgaz et de TIGF et selon le principe « premier arrivé –premier servi ».

Compte tenu de la particularité de ce type de souscriptions (demande très faible, besoin de réactivité forte) et des coûts très importants que représenteraient des développements informatiques spécifiques pour assurer un traitement automatisé coordonné en temps réel de demandes entre les deux transporteurs, la bonne coordination des souscriptions quotidiennes auprès de GRTgaz et TIGF est confiée à l'expéditeur qui exprime la demande.

### **3. DEVELOPPEMENT ET RAPPROCHEMENT DES PLACES DE MARCHE**

#### **3.1. Développer des places de marché sur les zones GRTgaz Sud et TIGF**

Dans sa communication du 21 mars 2007, la CRE demande aux transporteurs de dynamiser le marché par le développement de places de marché sur chaque zone d'équilibrage.

Les échanges de gaz aux PEG se font aujourd'hui de gré à gré. La création de places de marché sur chaque zone d'équilibrage permettrait la rencontre anonyme des demandes d'achat et des offres de vente sur les différents PEG français. Le regroupement de ces places (celles correspondant aux zones GRTgaz et celle de la zone TIGF) sur une plate-forme unique améliorerait encore davantage le service rendu.

Au-delà de la facilitation des échanges, une telle plate-forme pourrait permettre à terme l'établissement de prix de marché fiables, pouvant servir de référence sur chaque zone.

Les opérateurs de réseau seuls ne disposent pas des compétences pour créer puis administrer une plate-forme d'échanges de gaz. Un opérateur spécialisé dans ce domaine doit donc être associé au projet.

GRTgaz et TIGF proposent en conséquence de poursuivre les travaux engagés avec un opérateur spécialisé, en vue d'analyser la faisabilité puis de lancer la mise en place de cette plate-forme. L'objectif est de développer et de mettre en service courant 2008 une unique plate-forme d'échanges regroupant les places de marché à créer sur le périmètre des PEG de GRTgaz Sud et TIGF.

---

<sup>5</sup> La commercialisation des capacités day-ahead pourrait être assurée via un couplage de places de marché, décrit au paragraphe 3.2.

Ce calendrier est sous réserve de confirmation de l'intérêt du marché pour un tel outil, de la pertinence économique du projet, et d'un accord entre les parties en particulier sur le mode de gouvernance de la plate-forme d'échanges.

### **3.2. Fluidifier les échanges de gaz entre les zones GRTgaz Sud et TIGF**

Le développement des échanges va créer des opportunités d'arbitrage entre les places. Pour les saisir, les expéditeurs auront besoin de capacités journalières disponibles pour passer d'une place à l'autre.

Ces besoins devront pouvoir être satisfaits dans des délais très brefs, voire de manière immédiate, les expéditeurs ayant besoin de sécuriser simultanément et de manière cohérente la transaction sur la molécule et la transaction sur l'acheminement.

Pour apporter une réponse complète et innovante à ce besoin, GRTgaz et TIGF étudient la mise en place de mécanismes de couplage entre les places de marché projetées.

#### Principes du couplage des places de marché

Le couplage consiste à utiliser la capacité quotidienne disponible entre deux places de marché pour « rapprocher » le plus possible ces deux places. Tant qu'il y a de la capacité de couplage disponible, les ordres passés sur une place sont dupliqués sur la place voisine, avec un prix intégrant le coût de la capacité de transfert d'une place à l'autre. La capacité mise en œuvre se trouve dès lors commercialisée de façon implicite par assemblage avec la transaction sur la molécule.

Ce mécanisme de couplage constitue la réponse la plus complète à la demande de la CRE de mettre en place un dispositif présentant les avantages d'une place de marché intégrée. Il rend possible la rencontre d'une demande émise sur une zone et d'une offre émise sur l'autre, sans que les expéditeurs aient à se soucier de souscrire la capacité de transport correspondant à leur offre ou demande.

Le couplage permettrait ainsi :

- de multiplier les opportunités d'échange ;
- d'optimiser l'usage des capacités ;
- de rendre simultanées et systématiquement compatibles les opérations réalisées par les expéditeurs sur la molécule et sur le transport.

Le couplage ne peut fonctionner qu'avec une capacité ferme. En effet, les transactions sur les places de marché ne peuvent être conditionnées à la disponibilité finale de la capacité d'interface.

Se pose dès lors la question de l'origine de la capacité consacrée au couplage. Plusieurs pistes méritent d'être explorées, voire combinées :

- Optimiser la capacité effectivement disponible quotidiennement (quantités faibles et fortement sujettes à variations) ;

- Réserver avant commercialisation une part des capacités techniques à usage du couplage, ce qui conduit à limiter les capacités mensuelles ou saisonnières que peuvent souscrire les expéditeurs ;
- Utiliser les capacités souscrites non nominées par les expéditeurs. Les capacités remises en jeu devant avoir un caractère ferme, cette solution passe par une limitation des possibilités de re-nomination des expéditeurs.

Cette dernière solution apporterait une réponse concrète et efficace aux questions de sous-utilisation chronique des capacités physiquement disponibles et permettrait de rapprocher le plus possible les deux places de marché adjacentes (toute la capacité de liaison entre ces deux places pouvant virtuellement être mise en œuvre pour assurer cette convergence).

Toutefois, elle ne doit pas remettre en cause le niveau de flexibilité nécessaire aux expéditeurs dans la gestion de leurs nominations.

GRTgaz et TIGF proposent de poursuivre les réflexions sur les mécanismes de couplage envisageables. Si les places de marché sont mises en service en 2008, et si l'activité sur ces places le permet, alors le calendrier suivant pourrait être envisagé :

- Démarrage du couplage entre GRTgaz Sud et TIGF au 1<sup>er</sup> janvier 2009, via une fraction de capacité quotidienne réservée à cet effet ;
- En fonction du niveau de sollicitation du couplage, poursuite des travaux en concertation avec les utilisateurs en vue d'amplifier le couplage via le recours à une fraction des capacités non nominées (tout en préservant le niveau de flexibilité nécessaire dans les nominations).

#### **4. PLANNING PREVISIONNEL**

Juin 2007 : Nouvel atelier de concertation avec les expéditeurs

Dates à préciser par la CRE :

- Consultation du Marché ;
- Synthèse et délibération.

Fin 2007 :

- Publication des capacités commercialisables
- Première fenêtre de souscription de capacités à l'horizon 2009

Été 2008 : Démarrage des places de marché sur les PEG Sud et TIGF

1<sup>er</sup> janvier 2009 : Date prévisionnelle d'entrée en vigueur du nouveau Tarif

Début 2009 : Mise en service d'un couplage entre les places de marché Sud et TIGF