



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

$$1 \text{ MWh/j} = 3,47 \text{ M3/h} \approx 12 \text{ Kwh/M3}$$

$$\text{Si } 330 \text{ Jours} \quad 100 \text{ € / MWh/j/an} \rightarrow 0,125 \text{ \$ / MMBTU}$$

SOIT
6\$/T

Décision de la Commission de régulation de l'énergie du 25 octobre 2007 relative à l'attribution des capacités commercialisables à la liaison entre les zones Nord et Sud du réseau de GRTgaz et à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et de TIGF à compter du 1^{er} janvier 2009

Vu la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, notamment son article 37-1 ;

Vu la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, notamment ses articles 2, 6, 7 et 16 ;

Vu le décret n° 2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz, notamment son titre V.

La Commission de régulation de l'énergie décide ce qui suit :

1. Objet

Le réseau de transport de gaz naturel français est actuellement organisé en cinq zones d'équilibrage exploitées par deux gestionnaires de réseaux de transport (GRT), TIGF dans le Sud-ouest et GRTgaz sur le reste du territoire.

Au 1^{er} janvier 2009, l'organisation du réseau de transport sera simplifiée par la réduction du nombre de zones d'équilibrage et l'amélioration des conditions d'acheminement du gaz à l'interface entre les réseaux des deux GRT. Ces évolutions conduisent à redéfinir les liaisons au sein du réseau de GRTgaz et les interfaces entre les réseaux de GRTgaz et de TIGF.

La présente décision, prise en application de l'article 37-1 de la loi du 10 février 2000 modifiée, a pour objet de définir les règles d'attribution pour les capacités commercialisables à la liaison entre les zones d'équilibrage du réseau de GRTgaz et à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et de TIGF à compter du 1^{er} janvier 2009.

Pour préparer sa décision, la CRE a consulté les acteurs du marché entre les 12 juillet et 4 septembre 2007, puis a procédé à l'audition d'expéditeurs le 27 septembre. Elle a également organisé une table ronde réunissant les expéditeurs et les GRT le 15 octobre 2007 et a auditionné les deux GRT le 17 octobre 2007.

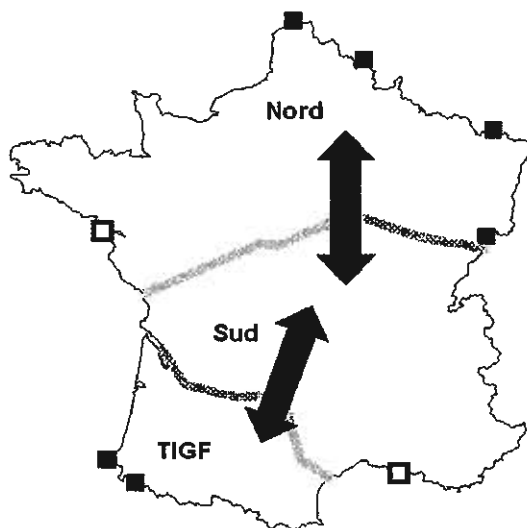
2. Hypothèses de travail concernant le prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

2.1. Organisation du transport de gaz naturel

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2007, sont conçus pour s'appliquer jusqu'au 31 décembre 2008.

La CRE prévoit de proposer, mi-2008, de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel applicables à partir du 1^{er} janvier 2009 pour prendre en compte la nouvelle organisation du réseau de transport. Sont envisagées :

- la mise en place de trois zones d'équilibrage : la nouvelle zone Nord de GRT gaz issue de la fusion des zones actuelles Ouest, Nord et Est, la zone Sud de GRT gaz et la zone TIGF ;
- l'organisation "en série" du réseau de transport : les capacités d'acheminement entre zones d'équilibrage seront commercialisées sous la forme, d'une part, de capacités de liaison entre la nouvelle zone Nord de GRT gaz et la zone Sud de GRT gaz, dans les deux sens, d'autre part, de capacités d'interface entre la zone Sud de GRT gaz et la zone TIGF, également dans les deux sens ;
- la commercialisation conjointe des capacités de transport à l'interface entre la zone Sud de GRT gaz et la zone TIGF.



2.2. Estimation des termes tarifaires

Afin de donner une meilleure visibilité au marché, la CRE a décidé de communiquer une estimation des termes tarifaires applicables aux capacités commercialisables à compter du 1^{er} janvier 2009 aux liaisons entre les zones d'équilibrage du réseau de GRT gaz et aux interfaces entre les réseaux de GRT gaz et de TIGF.

En vue de refléter les évolutions de la structure du réseau de transport et le rééquilibrage des flux de gaz entre zones d'équilibrage, la CRE envisage, pour sa prochaine proposition tarifaire, l'égalisation des termes de liaison entre la nouvelle zone Nord et la zone Sud de GRT gaz, ainsi que des termes d'interface entre la zone Sud de GRT gaz et la zone TIGF :

- les termes de liaison entre la nouvelle zone Nord et la zone Sud de GRT gaz seront situés, toutes choses égales par ailleurs, entre 150 et 200 € / MWh / j / an. Le caractère durable des congestions entre le Nord et le Sud de la France justifie le maintien de ces termes à ce niveau de prix ;
- les termes d'interface entre la zone Sud de GRT gaz et la zone TIGF seront situés, toutes choses égales par ailleurs, entre 100 et 150 € / MWh / j / an. Cette évolution poursuivra le mouvement de baisse du coût de l'acheminement de GRT gaz vers TIGF, de façon à faciliter l'accès à la zone TIGF et à contribuer à la création future d'un hub gazier dans le sud de la France.

3. Principes d'attribution des capacités commercialisables aux liaisons entre les zones d'équilibrage du réseau de GRTgaz et aux interfaces entre les réseaux de GRTgaz et de TIGF à compter du 1^{er} janvier 2009

La présente décision s'appuie sur les principes suivants :

1. Certains expéditeurs détiennent aujourd'hui des capacités au-delà de décembre 2008 sur les produits qui vont disparaître au 31 décembre 2008 (liaisons Est - Sud, Ouest - Sud, Dordogne et Hérault). Afin d'assurer la continuité des contrats en vigueur, ces souscriptions sont prises en compte pour définir les volumes de capacités commercialisables à partir du 1^{er} janvier 2009 sur les nouveaux produits. Les souscriptions à l'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF sont écartées de l'éventuel surplus de part ou d'autre de l'interface.
2. La durée des souscriptions pluriannuelles ou plurisaisonnières pour les capacités existantes commercialisables à partir du 1^{er} janvier 2009 est limitée à 4 ans. Des appels au marché ("Open Season") sont envisagés par les GRT au second semestre 2008 pour augmenter les capacités d'acheminement entre zones d'équilibrage. Ils permettront, si les résultats sont positifs, de souscrire des capacités sans limite de durée.
3. Une partie des capacités est réservée pour les souscriptions annuelles ou saisonnières.
4. Il existe des congestions physiques durables entre le Nord et le Sud de la France. Afin de ne pas entraver la concurrence dans le Sud et le Sud-ouest du territoire, les mécanismes d'attribution des capacités pour les souscriptions annuelles ou saisonnières prévoient, si la demande est supérieure aux capacités commercialisables, un dispositif prenant en compte les besoins de chaque expéditeur (estimés à partir de son portefeuille). La définition de ce dispositif sera notifiée aux GRT, si nécessaire, par la CRE.
5. A l'exception des capacités quotidiennes, les capacités sont commercialisées selon un mécanisme de vente par guichet ("open subscription period").
6. Les capacités commercialisables correspondent aux volumes indiqués dans les tableaux suivants :

Liaison entre la nouvelle zone Nord et la zone Sud

(GWh / j)	Nouvelle zone Nord vers Sud		Sud vers nouvelle zone Nord	
	Ferme	Interruptible	Ferme	Interruptible
Capacités totales (techniques)	230	220	120	130
Capacités commercialisables	143	171	120	125

Interface entre la zone Sud et la zone TIGF

1 GWh/j / 3500 MWh

(GWh / j)	Sud vers TIGF				TIGF vers Sud			
	Ferme		Interruptible		Ferme		Interruptible	
	Eté	Hiver	Eté	Hiver	Eté	Hiver	Eté	Hiver
Capacités totales (techniques)	355	325	15	5	30	30	40	40
Capacités commercialisables	106	181	15	5	25	25	35	35

7. Le calendrier prévisionnel pour la première commercialisation de ces capacités est le suivant :

- les capacités pluriannuelles ou plurisaisonnières sont commercialisées par les deux GRT fin 2007, avec une mise en service au 1^{er} janvier 2009 ;
- les capacités annuelles ou saisonnières sont commercialisées par les deux GRT vers la mi-2008, avec une mise en service au 1^{er} janvier 2009 ;
- les capacités à l'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF, dans le sens zone TIGF vers zone Sud de GRTgaz, sont commercialisées en même temps que les capacités sur les autres liaisons et interfaces, mais entrent en service à une date différée, qui est en cours de définition par les GRT.

4. Décision de la CRE

1. A compter du 1^{er} janvier 2009, les capacités d'acheminement entre zones d'équilibrage sont vendues sous les formes suivantes :
 - capacités de liaison entre la nouvelle zone Nord de GRTgaz et la zone Sud de GRTgaz, dans les deux sens ;
 - capacités d'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF, dans les deux sens. Ces dernières capacités sont commercialisées de façon conjointe par GRTgaz et TIGF.
2. Une partie des capacités est réservée pour des souscriptions annuelles ou saisonnières. La part de ces capacités correspond à :
 - 20 % des capacités techniques pour la liaison entre la nouvelle zone Nord et la zone Sud de GRTgaz, dans les deux sens, et pour l'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF, dans le sens TIGF vers Sud ;
 - 30 % des capacités commercialisables au 1^{er} janvier 2009 pour l'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF, dans le sens Sud vers TIGF.
3. Le solde des capacités est dédié aux souscriptions pluriannuelles ou plurisaisonnières pour une durée maximale de 4 ans.
4. Les capacités pluriannuelles ou plurisaisonnières sont commercialisées sous forme de bandeaux plats, sur deux ans, trois ans et quatre ans. A l'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF, le surplus de capacités disponibles en été ou en hiver est commercialisé de façon saisonnière, sur deux, trois ou quatre saisons.
5. Les GRT communiquent à la CRE leurs règles d'allocation détaillées avant l'attribution des capacités.
6. Les capacités pluriannuelles ou plurisaisonnières sont commercialisées selon un mécanisme de type « vente par guichet ». Si la demande excède l'offre, ces capacités sont attribuées au prorata des demandes en quantité des expéditeurs.
7. Les capacités annuelles ou saisonnières sont commercialisées selon un mécanisme de type « vente par guichet ». Si la demande excède l'offre, ces capacités sont attribuées selon des dispositifs prenant en compte les besoins du portefeuille de chaque expéditeur.
8. Les GRT publient les scénarii de flux et les paramètres pris en compte pour dimensionner les capacités fermes et interruptibles.

Fait à Paris, le 25 octobre 2007

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le président,

Philippe de LADOUCETTE