

> **La régulation** du marché du gaz naturel

I **Le cadre européen du marché du gaz**

- 1 > La progression du poids des importations dans l'offre de gaz en Europe **20**
- 2 > L'augmentation des prix du gaz en 2005 de 50 % **22**
- 3 > La prédominance des acteurs de grande taille sur le marché européen **24**

II **L'ouverture des marchés du gaz**

- 1 > L'ouverture des marchés dans les pays de l'Union européenne **27**
- 2 > L'ouverture du marché français du gaz **30**

III **La CRE : régulateur du marché français du gaz**

- 1 > L'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz naturel **34**
- 2 > Les tarifs et conditions d'utilisation des infrastructures régulées **39**

1 Le cadre européen du marché du gaz

1 La progression du poids des importations dans l'offre de gaz en Europe

1 La demande de gaz continue de croître

En 2005, la consommation réelle (non corrigée de l'aléa climatique) de gaz naturel dans l'Union européenne a enregistré une hausse de 1,9 %, pour s'établir à 492,4 Gm³ (Tableau 1). Cette hausse masque de fortes disparités au sein des différents États membres.

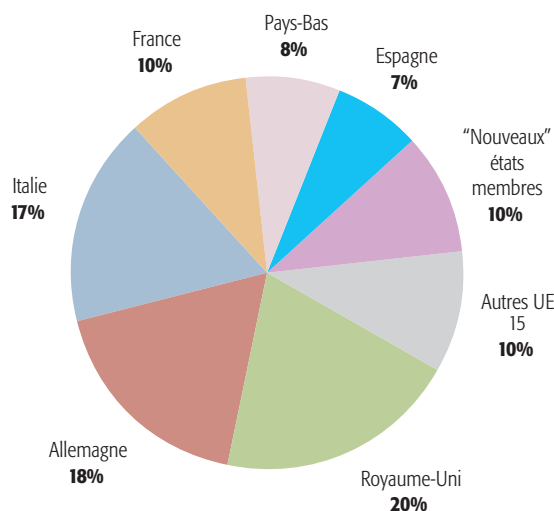
La hausse en volume de la demande a été particulièrement importante dans trois pays : l'Italie (5,5 Gm³), l'Espagne (5,2 Gm³) et la France (1,6 Gm³). En Espagne, la hausse de la demande, liée à l'augmentation de la consommation électrique et à la construction de nouvelles centrales fonctionnant au gaz naturel, s'est établie à 18 %. À l'inverse, la demande a reculé ou est restée stable dans trois autres pays : Pays-Bas (-2,9 Gm³), Allemagne (0 Gm³) et Royaume-Uni (-0,9 Gm³). Ces six pays représentent à eux seuls 80 % de la consommation de gaz en Europe. En 2005, la demande de gaz au sein des dix nouveaux États membres est restée quasiment stable (Figure 7).

Tableau 1 : Évolution de la consommation réelle de gaz en Europe

	Consommation de gaz en 2005 (Gm ³)	Consommation de gaz en 2004 (Gm ³)	Variation 2005/2004 (en %)
Royaume-Uni	95,1	96	-0,9 %
Allemagne	88,7	88,7	0,0 %
Italie	84,2	78,7	7,0 %
France	49,4	47,8	3,3 %
Pays-Bas	40,9	43,8	-6,6 %
Espagne	34,7	29,5	17,6 %
UE 15	442,2	433,3	2,1 %
Nouveaux États membres	50,2	50	0,4 %
UE 25	492,4	483,3	1,9 %

Source : Eurogas

Figure 7 : Répartition par pays de la consommation réelle de gaz en Europe en 2005



Source : Eurogas

2 Le déclin de la production s'accélère

La production de l'Union européenne a diminué en 2005 à 214 Gm³. Elle ne représente plus que 43 % de l'offre, contre 46 % en 2004. En 2005, 75 % de la production européenne provient du Royaume-Uni et des Pays-Bas.

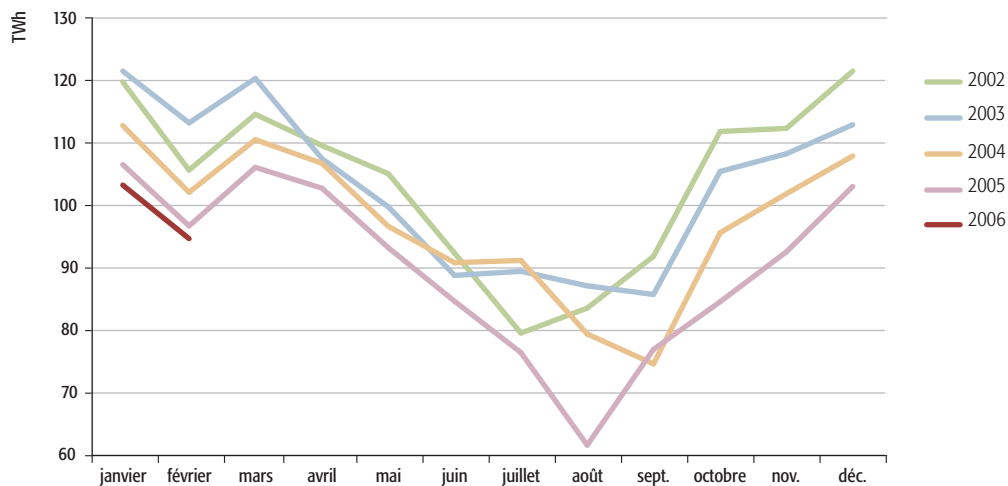
Le Royaume-Uni, premier pays producteur de gaz de l'Union européenne, est confronté au déclin de sa production depuis 2000 (Figure 8). En 2005, la production britannique a diminué d'environ 8 %. Le Royaume-Uni est devenu importateur net de gaz en 2004 ; en 2005, les importations nettes de gaz au Royaume-Uni ont représenté 6 % de la consommation.

Pour répondre à la hausse de la demande, le niveau des importations a progressé en 2005. Trois pays sont les principaux fournisseurs de gaz à l'Europe : la Russie (26 % de la consommation), la Norvège (16 %) et l'Algérie (11 %). Ces trois pays réalisent plus de 90 % des importations européennes. Le reste des importations provient du Nigeria, de la Libye, de Trinité-et-Tobago, du Moyen-Orient et depuis 2005, d'Égypte. Toutefois, la part des nouveaux fournisseurs reste marginale dans la consommation totale, malgré la volonté de l'Union européenne de diversifier ses sources d'approvisionnement.

En 2005, le volume des importations en provenance de Russie est resté stable. Le niveau des importations en provenance de Norvège a augmenté de 7 % par rapport à 2004. Les importations en provenance d'Algérie ont enregistré une légère hausse de 2 %.

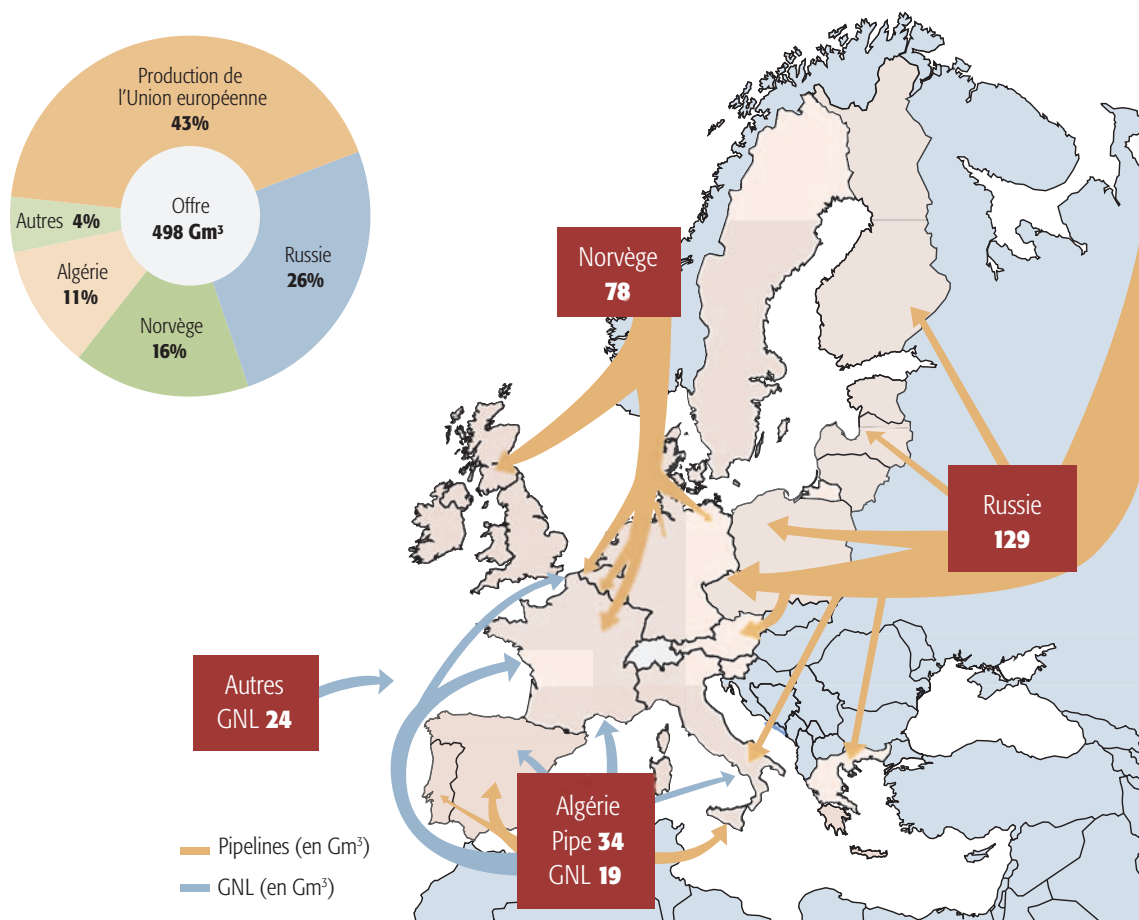
Au total, en 2005, l'offre de gaz dans l'Union européenne (production et importations totales des pays tiers) s'est élevée à 498 Gm³ (Figure 9).

› Figure 8 : Évolution de la production mensuelle au Royaume-Uni depuis 2002



Source : CRE d'après DTI

› Figure 9 : Origine du gaz consommé en Europe en 2005



Source : CRE d'après les premières estimations CEDIGAZ et autres

2_ L'augmentation des prix du gaz en 2005 de 50 %

1 > Les prix des contrats à long terme sont en hausse continue depuis janvier 2004

En Europe continentale, environ 90 % du gaz est acheté dans le cadre de contrats à long terme. Les prix de ces contrats sont indexés sur ceux du fioul domestique, ceux du fioul lourd et sur la parité dollar/euro. Les évolutions de prix du gaz à la hausse comme à la baisse sont décalées de quelques mois et lissées par rapport à celles des produits pétroliers.

Les prix de ces contrats ne sont pas communiqués mais ils font l'objet d'estimations publiées par des cabinets spécialisés. En 2005, ils ont augmenté de manière continue : les prix du fioul domestique et du fioul lourd en Europe ont enregistré, en rythme annuel, des hausses de 45 % et de 55 %, en \$/t (Figure 10).

Selon diverses estimations, au cours du premier trimestre 2006, le prix du gaz du contrat à long terme *Troll* livré en Belgique

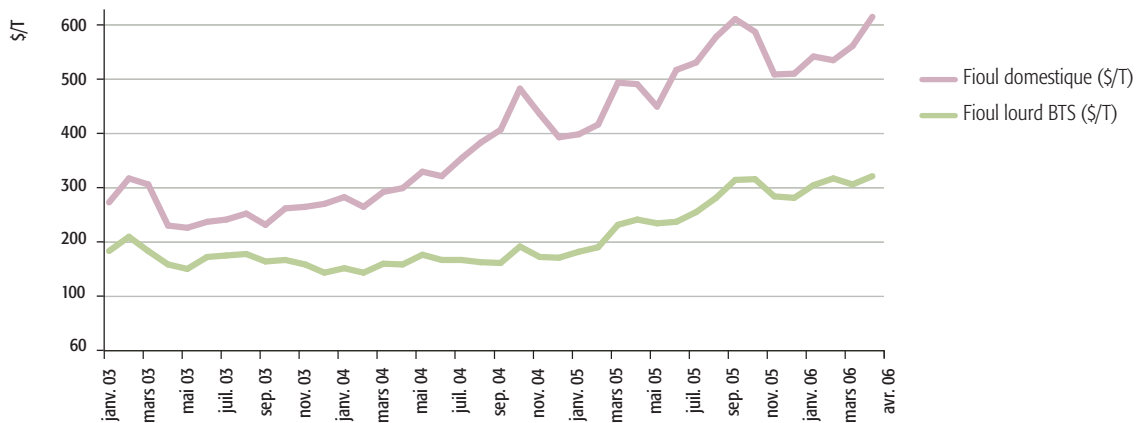
s'établissait autour de 21 €/MWh contre environ 14 €/MWh au début de l'année 2005, soit une progression moyenne de 50 % (Figure 11). En 2005, le prix de ces contrats s'est établi à 16,4 €/MWh en moyenne annuelle, en hausse de 42 % par rapport à 2004.

A >> Les prix sur les marchés de gros ont atteint des niveaux records

En Europe, 3 places de marché (*hub*) seulement proposent un prix de référence pour les échanges en gros de gaz : le *hub* notional du *National Balancing Point (NBP)* au Royaume-Uni, le *hub* local de Zeebrugge en Belgique et la place de marché notional de la *Title Transfer Facility (TTF)* aux Pays-Bas. Les prix *spot day-ahead* sont les prix pratiqués sur le marché pour une livraison le lendemain.

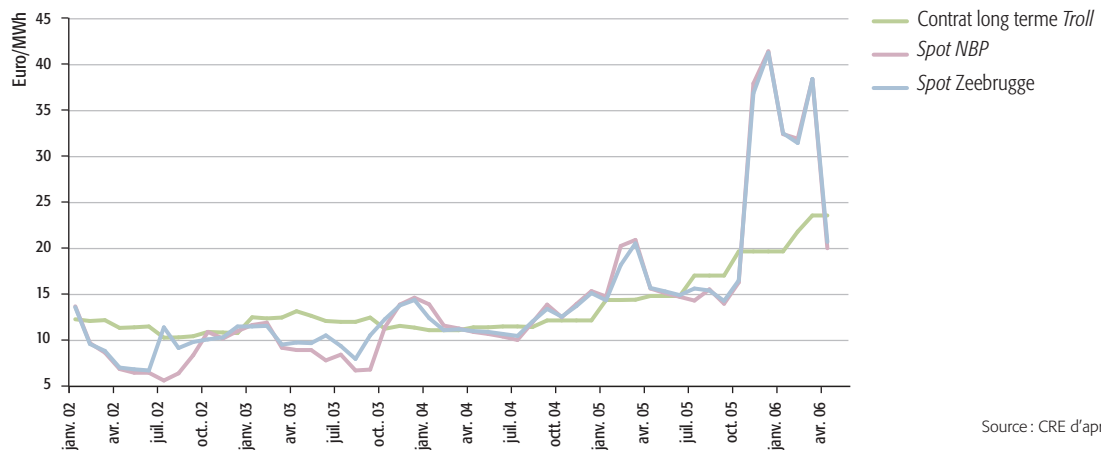
En 2005, les prix des cotations *day-ahead* des marchés *spot* européens ont très fortement augmenté par rapport à 2004, enregistrant des hausses annuelles de 65 % au *NBP* et à

> Figure 10 : Évolution des cours des produits pétroliers en Europe



Source : CRE d'après Platts

> Figure 11 : Comparaison des prix *spot day-ahead* NBP et Zeebrugge et du contrat à long terme *Troll* livré à Zeebrugge



Source : CRE d'après Platts, Heren

Zeebrugge et 42 % au TTF, pour atteindre des niveaux record depuis leur création. Ils se sont ainsi établis à 20€/MWh en moyenne au *NBP* en 2005 contre 12 €/MWh en 2004.

Le marché de gros en Grande-Bretagne est le plus liquide d'Europe et son prix exerce une influence forte sur ceux des autres marchés continentaux. Dans ces conditions, les prix du gaz sur les marchés de gros sur le continent européen reflètent, en général, l'équilibre de l'offre et de la demande en Grande-Bretagne.

Début novembre 2005, les prix *spot* ont connu une flambée au-delà de 70 €/MWh (soit l'équivalent de plus de 140 \$/b). Les prix sont retombés fin décembre tout en restant à des niveaux élevés.

Un nouveau pic de prix a été constaté à la mi-mars 2006. Le 14 mars 2006, les prix *spot* ont dépassé 80 €/MWh (soit environ 200 \$/b) avant de retomber aux environs de 20 €/MWh.

Plusieurs facteurs expliquent cette flambée des prix :

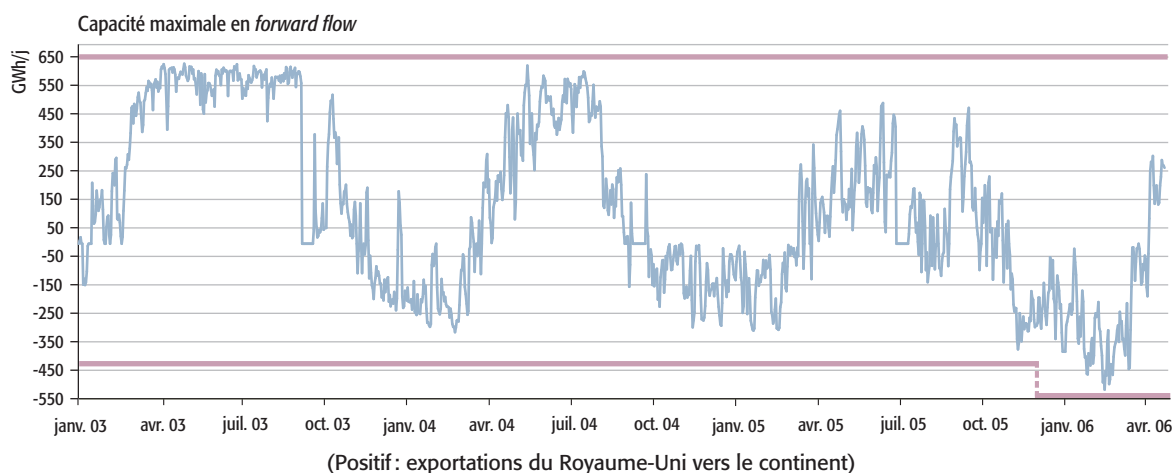
- le déclin plus rapide que prévu de la production en mer du Nord a pris de court l'ensemble des opérateurs gaziers ainsi que les autorités britanniques ;
- la vague de froid qui avait sévi en Europe fin février/début mars 2005 avait déjà mis en évidence l'insuffisance de l'offre de gaz en Europe. Durant l'hiver 2005/2006, de fortes tensions ont perduré sur l'offre de gaz en Europe. Des incidents techniques dans des usines de liquéfaction au Qatar, au Nigeria et en Algérie et des retards de mise en production de nouveaux trains de liquéfaction à Trinité-et-Tobago ont réduit les exportations de GNL vers l'Europe et augmenté la concurrence entre acheteurs européens et américains. La crise entre l'Ukraine et la Russie en janvier 2006 a illustré

également les risques de crises d'approvisionnement, et a souligné l'importance des stockages ;

- l'extension du terminal de regazéification *d'Isle of Grain* (Grande-Bretagne) et l'augmentation de la capacité *reverse* de l'*Interconnector*, dans le sens continent vers Grande-Bretagne, auraient dû réduire les tensions sur l'offre en Grande-Bretagne durant la saison hivernale 2005/2006. Cependant ces infrastructures n'ont pas été utilisées durablement à pleine capacité durant cette période. Le terminal *d'Isle of Grain* a fait l'objet d'arbitrages entre les États-Unis et la Grande-Bretagne, les méthaniers déchargeant leurs cargaisons là où les prix sont les plus élevés. L'*Interconnector* n'a pas été utilisé à plein malgré des prix attractifs au Royaume-Uni (Figure 12). Une enquête de la direction générale de la concurrence de la Commission européenne (DG « concurrence ») est en cours pour en déterminer les causes ;
- les spécifications concernant la qualité du gaz en Grande-Bretagne, qui sont plus restrictives que celles en vigueur sur le continent, ont également restreint les possibilités d'importation de GNL pendant ces périodes ;
- l'explosion sur le stockage offshore de *Rough* (Grande-Bretagne) le 16 février 2006, a entraîné sa mise hors service jusqu'à juin 2006. Ceci a accentué la tension sur l'équilibre offre/demande et donc sur les prix britanniques.

Les prix de gros du gaz à Zeebrugge ont suivi ceux au *NBP*. En revanche, durant l'hiver 2005-2006 et à l'inverse du pic de prix de février/mars 2005, les prix au TTF se sont décorrélés de ceux du *NBP* et de Zeebrugge, enregistrant des hausses d'une ampleur beaucoup plus faible. Plusieurs analystes ont souligné le fait que cette décorrélisation pouvait être due à des congestions (contractuelles ou physiques) entre les Pays-Bas et la Belgique.

› Figure 12 : Flux journaliers de l'*Interconnector*



Source : CRE d'après *Interconnector*

B » La fragilité de l'équilibre offre/demande britannique se reflète sur les prix forward

En 2005, les prix à terme *gas year* (pour l'année gazière à venir) sur les marchés libres ont augmenté de plus de 60 %, pour atteindre environ 24 €/MWh (Figure 13). Les facteurs sont les pics de prix *spot* et la perception du marché de risques potentiels pouvant affecter l'équilibre futur offre/demande au Royaume-Uni.

Début 2006, les prix *gas year* se situent à des niveaux extrêmement élevés, de l'ordre de 30 €/MWh, et sont très nettement supérieurs à ceux des contrats à long terme. Cette situation pénalise les nouveaux fournisseurs qui ne disposent pas de contrats à long terme.

3_ La prédominance des acteurs de grande taille sur le marché européen

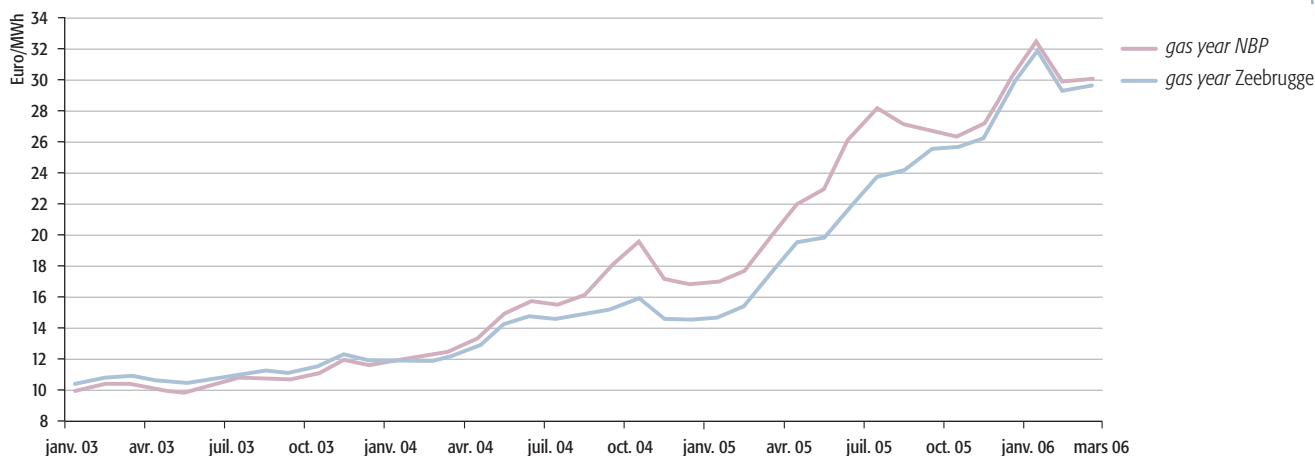
1 » Dans l'amont, une dizaine d'acteurs sont présents sur le segment de la production

Dix compagnies produisent plus de 80 % du gaz consommé en Europe.

Dans l'Union européenne, les 5 premiers producteurs gaziers (ExxonMobil, Shell, Statoil, Total et BP), à eux seuls, produisent 137 Gm³, soit 64 % de la production totale (Figure 14). La part de ces compagnies est en baisse en raison du déclin de la production britannique en mer du Nord.

Gazprom (Russie), Sonatrach (Algérie) et Statoil (Norvège) sont les principaux fournisseurs des opérateurs historiques européens, auxquels ils sont liés par des contrats de long terme.

» Figure 13 : Comparaison des prix forward annuel NBP et Zeebrugge



Source : CRE d'après Platts

Encadré 1 : Le gazoduc nord européen ou North European Gas Pipeline

Le 8 septembre 2005, Gazprom, BASF et E.On ont signé un accord pour la construction du gazoduc nord européen. Ces trois groupes, *via* le consortium *North European Gas Pipeline Company* (Gazprom 50 %, BASF 24,5 %, E.On 24,5 %), seront propriétaires et opérateurs du futur gazoduc. Ce gazoduc reliera Vyborg en Russie à Greifswald en Allemagne, en passant par la mer Baltique pour des approvisionnements vers l'Allemagne, la Belgique, la Grande-Bretagne et la France. D'une capacité initiale de 27,5 Gm³ (ultérieurement de 55 Gm³) et d'une longueur de 1 189 km, le gazoduc devrait entrer en service en 2010. Ce gazoduc présente divers avantages pour Gazprom. Cette nouvelle voie d'exportation évitera le transit par l'Ukraine et le Belarus, ce qui diminue le facteur risque pays et les coûts de transit du gaz à destination du marché européen. Le gaz transporté proviendra de l'exploitation de nouveaux champs de production situés dans la région de Yamal-Nenetsk, parmi lesquels le champ de Yuzhno-Russkoye (700 Gm³ de réserves). BASF devrait détenir une participation dans ce champ, en contrepartie de laquelle, la compagnie s'est engagée à céder à Gazprom une part des participations de Wintershall (100 % BASF) dans Wingas.

En mars 2006, Gaz de France a exprimé son intérêt de participer au projet.

Gazprom est le principal exportateur de gaz vers l'Union européenne. Ses exportations sont restées stables à 129 Gm³. En janvier 2006, la dépendance de l'Europe vis-à-vis de Gazprom a suscité des craintes quant à la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne.

Depuis le début de l'année 2005, la redéfinition des conditions de renouvellement des contrats de l'Ukraine pour la fourniture et le transit de gaz russe faisait l'objet de négociations difficiles. L'absence de compromis entre Gazprom et Naftogaz Ukrainy, les deux sociétés nationales, le 31 décembre 2005, date d'échéance des contrats de fourniture et de transit de gaz russe en Ukraine, s'est traduite par la réduction des fournitures de gaz à l'Ukraine. La réduction des fournitures à ce pays a touché les pays européens dont le gaz transite par l'Ukraine. Par la suite, Gazprom et Naftogaz Ukrainy sont arrivés à un accord, la situation des transits revenant progressivement à la normale.

Les exportations de Sonatrach ont augmenté de 2 % en 2005 à 53 Gm³. La loi sur les hydrocarbures, adoptée en mars 2005 par le parlement algérien, supprime les restrictions à la vente et à l'exportation. Tout contractant dans le domaine des hydrocarbures pourra désormais commercialiser son gaz sur les marchés national et international. Néanmoins, Sonatrach bénéficie d'un droit de préemption de 20 % à 30 % sur toute nouvelle découverte réalisée par un contractant. Si Sonatrach exerce son option d'achat, les volumes seront alors commercialisés dans le cadre d'un partenariat.

2 Les concentrations s'accroissent dans l'aval gazier

Au cours de l'année écoulée, les mouvements de concentration se sont poursuivis : acquisition des distributeurs Portgas et

Setgas par l'entreprise publique EDP (Energias de Portugal) et prises de participations d'Edison et d'Enel dans le capital de distributeurs locaux italiens. Des opérations de concentrations significatives entre acteurs nationaux historiques du gaz et de l'électricité ont été lancées : OPA de Gas Natural et contre-OPA d'E.On Ruhrgas sur Endesa en Espagne et projet de fusion de Suez avec Gaz de France.

Parallèlement, la séparation des activités d'infrastructures et de négoce s'est poursuivie. Certaines de ces opérations se sont traduites par une séparation patrimoniale comme pour SPP en Slovaquie ou par le transfert de l'opérateur de stockage Stogit du groupe Eni à l'opérateur de transport Snam Rete Gas en Italie. Sous l'impulsion des gouvernements, certaines séparations patrimoniales se sont doublées d'une nationalisation des activités d'infrastructures (POGC en Pologne), d'autres se sont accompagnées d'une privatisation partielle ou totale de ces mêmes activités (retraits de municipalités du capital de distributeurs régionaux allemands).

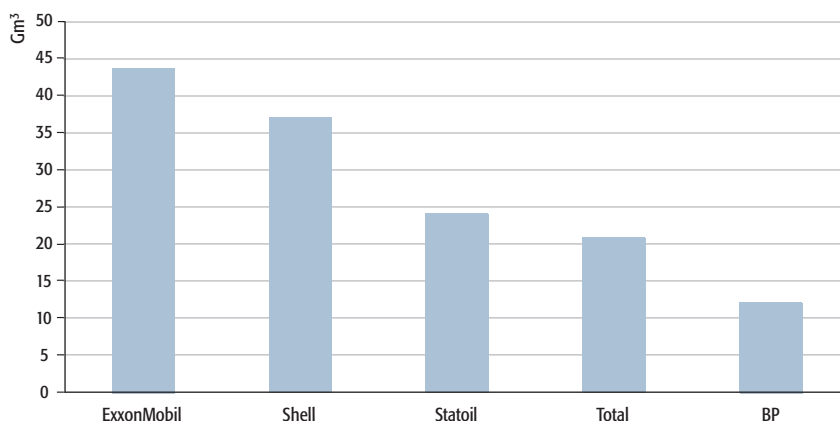
Le recul des participations publiques dans le capital d'acteurs historiques du secteur gazier a été observé en Europe occidentale (Gaz de France, Galp Energia au Portugal).

Les opérations récentes sont les suivantes :

» Acquisition du hongrois MOL par l'allemand E.On Ruhrgas

À la suite de l'engagement de transfert d'une partie des actifs de la société nationale intégrée hongroise MOL à E.On Ruhrgas en novembre 2004, la Commission européenne avait lancé, en juillet 2005, une enquête. Elle s'est conclue en décembre 2005 par une décision favorable mais sous conditions comprenant, entre autres, du *gas release*.

» Figure 14 : Les 5 premiers producteurs de gaz en Europe en 2005



Source : CRE

En janvier 2006, E.On Ruhrgas International AG a acquis la totalité des actifs de MOL Földgázellátó Rt. (négoce), de MOL Földgáztároló Rt. (stockage), de 50 % du capital de Panrusgaz (transport).

» **OPA de Gas Natural sur Endesa en Espagne**

Le 5 septembre 2005, Gas Natural a annoncé son intention de lancer une OPA sur l'électricien Endesa. L'accord du régulateur espagnol (CNE) au principe de la mise en œuvre de cette OPA a été assorti de 20 conditions parmi lesquelles :

- réduction des participations de Gas Natural de 15 % à 1 % dans l'opérateur de réseau Enagas et cession d'une capacité de 4 300 MW de production électrique appartenant à Endesa ;
- cession de participations dans deux terminaux méthaniers et dans les sociétés de distribution pour ne pas dépasser 60 % des parts de marché sur ce segment ;
- mise en place à partir de 2007, et pendant une période de trois ans, d'un programme de *gas release* portant sur une quantité de 2,8 Gm³/an.

Toutefois, en mars 2006, à la suite de la décision du Tribunal de Commerce de Madrid, l'OPA hostile de Gas Natural sur Endesa a été suspendue.

E.On Ruhrgas envisage, de même, de lancer une OPA sur Endesa :

- cette OPA a une valeur supérieure à celle de Gas Natural ;
- le gouvernement espagnol a indiqué ses réserves sur cette opération ;
- la Commission européenne a estimé que cette OPA n'entraînait pas de façon significative une concurrence effective dans l'espace économique européen ou dans une partie substantielle de celui-ci.

Pour contrecarrer cette offensive, le gouvernement espagnol a adopté un décret-loi conférant au régulateur un droit de veto sur les OPA lancées par des entreprises étrangères.

Le 3 mai 2006, la Commission européenne a envoyé à l'Espagne une lettre de mise en demeure, qui est la première étape de la procédure d'infraction.

Le gouvernement espagnol a deux mois pour apporter ses arguments sur la conformité de ce décret-loi avec la législation communautaire.

» **Réorganisation de POGC en Pologne**

L'État polonais a décidé de séparer de la compagnie pétrogazière intégrée POGC, sa branche infrastructure, POGC Przesyl qui restera une société nationale. POGC sera privatisée. Les 6 sociétés régionales de distribution du gaz ne sont, quant à elles, pas destinées à être privatisées.

La séparation des activités de POGC et la restructuration du capital des entités résultant de la séparation devaient s'organiser en deux temps : augmentation du capital au premier trimestre 2005 permettant de restructurer la dette et d'augmenter les investissements en capital ; acquisition de 100 % de la POGC Przesyl par l'État polonais et mise en bourse de 20 % du capital de POGC.

» **Réorganisation du marché gazier aval portugais**

En novembre 2005, le ministre portugais des Finances a annoncé l'introduction en bourse d'une fraction des participations de l'État portugais dans Galp Energia qui s'élèvent à 25,8 %. Le reste du capital de la société est détenu par ENI (33,3 %), la société Rede Electrica Nacional (REN, 18,3 %) et Electricida de Portugal (EdP, 14,3 %).

Parallèlement, un décret-loi, entré en vigueur le 15 février 2006, a transposé la directive du 26 juin 2003 en imposant non seulement la séparation comptable, mais également la séparation patrimoniale de l'activité de transport des autres activités gazières.

» **Le programme de *gas release* du danois DONG**

À la suite de l'acquisition de cinq sociétés électriques danoises, des conditions comprenant un programme de *gas release* ont été imposées par la Commission européenne à DONG. Ce programme portera sur la cession de 2,4 Gm³ de gaz par un mécanisme d'enchères pendant six ans (400 Mm³/an), soit environ 8 % de la consommation.

Encadré 2 : Projet de fusion de Gaz de France et de Suez

Gaz de France et Suez ont officialisé le 27 février 2006 le projet de fusion qu'ils avaient signé deux jours plus tôt.

Le nouveau groupe, fort d'un chiffre d'affaires de 64 Mds € figurerait parmi les principaux acteurs européens de l'énergie et de l'environnement. Cette annonce est intervenue alors que, depuis le 21 février 2006, l'électricien italien Enel avait annoncé son souhait de lancer une OPA afin d'acquérir Electrabel, la branche électricité de Suez en Belgique. Cette fusion nécessitera, au préalable, d'amender la loi du 9 août 2004 qui prévoit, dans son article 24, le maintien de la participation de l'État dans Gaz de France à plus de 70 % (80,2 % actuellement).

Le projet de concentration a été notifié à la Commission européenne le 10 mai 2006.

S'agissant d'une concentration relevant de la compétence de la Commission européenne, la CRE a reçu, dans le courant du mois de juin 2006, un questionnaire de la Commission européenne.

» La séparation des activités de Gasunie aux Pays-Bas

Au 1^{er} juillet 2005, *Gasunie* a été séparé en deux sociétés : *Gastransport Services* (100 % État) et *Gasunie Trade & Supply* (50 % État, 25 % Shell, 25 % Exxon). L'ambition de l'État, par ces opérations d'acquisitions, est de mettre en place un réseau public indépendant du gaz, à l'image de l'opérateur public de l'électricité (Tennet).

» Projet de fusion de Gaz de France et de Suez

Le 27 février 2006, Gaz de France et Suez ont annoncé leur intention de fusionner. La notification de cette fusion auprès de la DG « concurrence » de la Commission européenne a été déposée en mai 2006 (Encadré 2).

Encadré 3 : Le nouveau cadre légal, réglementaire et régulé du marché gazier allemand

Depuis juillet 2005, une nouvelle loi (*EnWG*) et deux règlements (*GasNEV*, *GasNZV*), qui transposent la directive du 26 juin 2003, régissent désormais le marché gazier allemand.

Les principaux apports sont l'instauration d'un système tarifaire de type entrée-sortie pour l'accès aux infrastructures et le recours aux comparaisons tarifaires par l'Agence Fédérale des Réseaux pour le calcul des tarifs d'accès aux réseaux en concurrence.

Instituée par une loi spécifique, la *Bundesnetzagentur-BNetzA* (Agence fédérale des réseaux) est chargée de réguler les secteurs des télécommunications, des postes, des chemins de fer, de l'électricité et du gaz. L'Agence est constituée d'un Bureau, d'une administration, d'un Conseil (représentatif du Parlement) et d'une Commission des *Länder* (représentative des Autorités des *Länder*). Au sein de l'administration, le département en charge de l'énergie est subdivisé en services dont trois sont spécialisés sur le gaz et six sont communs avec l'électricité.

En matière gazière, les décisions de l'Agence Fédérale des Réseaux sont prises par deux chambres de décision : l'une pour l'accès aux réseaux, l'autre pour les tarifs d'accès aux réseaux.

Les compétences de régulation pour le gaz sont réparties entre l'Agence Fédérale des Réseaux et les Autorités des *Länder*. On peut citer parmi les domaines de régulation de l'agence :

- la procédure de comparaison des tarifs d'accès aux réseaux ;
- la détermination des conditions et méthodes de raccordement aux réseaux, d'accès aux réseaux et mise en œuvre des enquêtes sur les tarifs ;
- la coopération avec la DG « concurrence » et les autorités de régulation des autres États membres de l'Union européenne ;
- la rédaction d'un rapport sur l'état et le développement de la libéralisation des marchés de l'énergie ;
- le développement d'un système de régulation incitative.

II_ L'ouverture des marchés du gaz

1_ L'ouverture des marchés dans les pays de l'Union européenne

1 » Un développement lent et inégal de la concurrence dans l'Europe des Vingt-Cinq

Les rapports de la Commission européenne publiés fin 2005 et début 2006 estiment que la libéralisation du marché gazier est lente et que des différences importantes subsistent entre pays en ce qui concerne l'ouverture réelle des marchés gaziers. Trois constats se dégagent de ces rapports. Sont insuffisants :

- la régulation, soit en ce qui concerne les moyens et les pouvoirs des régulateurs, soit en ce qui concerne certains domaines mal couverts par la régulation tels que les investissements transfrontaliers ;
- les mesures permettant la séparation réelle des activités de transport et de fourniture (*unbundling*). Le rapport constate la permanence de comportements discriminatoires en faveur de la branche négoce des opérateurs intégrés ;
- l'information donnée aux acteurs du marché sur l'utilisation des infrastructures gazières.

A » La DG « énergie et transports » de la Commission européenne a souligné l'importance de l'implication des États membres dans le processus de libéralisation et l'insuffisance de la séparation des activités régulées et non régulées

La direction générale de l'énergie et des transports (DG « énergie et transports ») publie, chaque année, un rapport sur « la mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité ». Dans celui publié fin 2005, elle constate que les retards de l'ouverture à la concurrence s'expliquent par la lenteur de la transposition de la directive gaz. Trois thèmes sont particulièrement développés :

- une ouverture réelle des marchés ne peut aboutir sans volonté politique des États membres de transposer les directives ;
- les transpositions doivent prendre en considération le fond et non seulement la forme ;
- l'*unbundling* des opérateurs d'infrastructures régulées, tel qu'il est réalisé, ne garantit pas toujours un traitement identique et non discriminatoire de tous les acteurs de marché.

Le 4 avril 2006, la DG « énergie et transports » a envoyé 43 lettres de mise en demeure à 15 États membres. Pour la France, les lettres de mise en demeure concernent :

- l'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution, l'absence de notification des obligations de service public, les tarifs réglementés ;
- l'absence de publication des conditions commerciales de l'accès aux stockages de gaz.

Ces mises en demeure confirment les critiques que la CRE a précédemment exprimées sur les mesures relatives à l'indépendance des gestionnaires de réseaux ainsi que sur la politique tarifaire. En revanche, celles concernant l'absence de publication des conditions commerciales de l'accès aux stockages nécessiteront un examen plus approfondi.

La DG « énergie et transports » souligne que les pouvoirs des régulateurs s'avèrent souvent insuffisants en Europe. Ils ne disposent pas toujours des moyens humains et financiers nécessaires pour mener à bien leurs missions.

La mise en place d'un régulateur national en Allemagne en juillet 2005 a comblé une lacune importante (Encadré 3).

ERGEG a publié sa propre analyse au début 2006 (« *A preliminary Assessment of the European Energy Market* ») sur le fonctionnement du marché gazier et électrique en Europe. Elle confirme la faiblesse de la séparation des activités de transport (*unbundling*) dans certains pays (Tableau 2), ainsi que la nécessité d'améliorer l'indépendance des régulateurs et de renforcer leurs compétences. Parmi ces pays, la France et la Grande-Bretagne sont les seuls pays à avoir réalisé une séparation complète de l'activité de transport. En Grande-Bretagne la séparation du transport est également patrimoniale.

B » La DG « concurrence » a souligné l'importance des pratiques discriminatoires

En juin 2005, la DG « concurrence » a lancé une enquête sur les conditions de la concurrence sur les marchés du gaz et de

l'électricité en Europe afin d'identifier les barrières au développement de la concurrence. Elle a aussi pour but d'aboutir à des propositions législatives et/ou réglementaires et, si besoin est, à des procédures à l'encontre des sociétés qui auraient enfreint les règles de concurrence.

Un rapport préliminaire a été publié le 16 février 2006. Il fait l'objet d'une consultation publique avant publication du rapport définitif à l'automne 2006.

Dans son rapport préliminaire, la DG « concurrence » constate d'abord que l'ouverture des marchés n'a pas mis fin à la concentration des marchés nationaux, les opérateurs historiques conservant de larges parts de marchés à la production, à l'importation et à la vente.

Le rapport relève ensuite que les contrats de long terme *Take-or-Pay* sont très flexibles. Les principaux fournisseurs de gaz recourent peu aux marchés *spot*. La flexibilité des contrats *Take-or-Pay* est donc un frein au développement des marchés *spot*.

En Europe continentale, l'évolution du prix des contrats *Take-or-Pay* n'est pas directement liée à l'équilibre de l'offre et de la demande car le prix du gaz reste lié principalement à celui des produits pétroliers.

Les capacités des réseaux de transit sont réservées par les opérateurs historiques sur le long terme : il n'existe que très peu de capacités non réservées et les contrats peuvent être renouvelés à leur échéance. Sur ces réseaux, malgré des capacités inutilisées, les marchés secondaires et les systèmes de redistribution automatique des capacités non utilisées (*Use-It-Or-Lose-It*) sont peu développés et les refus d'accès sont nombreux.

Les règles de séparation juridique et managériale entre les activités de transport et de fournitures prévues par la directive gaz ne sont pas encore uniformément mises en place : le rapport relève que dans de nombreux cas la branche transport des entreprises intégrées favorise la branche fourniture. Le manque de transparence concernant l'utilisation des infrastructures renforce la discrimination entre fournisseurs historiques et nouveaux entrants.

Tableau 2 : Séparation (*unbundling*) des activités de transport du gaz dans les principaux pays européens

	Allemagne	Autriche	Belgique	Espagne	France	Italie	Pays-Bas	Royaume-Uni
Séparation des sièges sociaux	non	oui	oui	non	oui	oui	oui	oui
Rapports d'activité distincts	non	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Séparation comptable	oui	non	oui	non	oui	oui	oui	oui
Audit de comptes séparés	oui	non	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Publication de comptes séparés	non	non	oui	oui	oui	non	oui	oui
Réunion indépendante des Conseils d'Administration	oui	oui	non	non	oui	oui	n.d	oui

Source : ERGEG

Encadré 4 : La décision du *Bundeskartellamt* sur les contrats de livraison de long terme d'E.ON Ruhrgas aux distributeurs allemands

Le *Bundeskartellamt* (Office allemand fédéral des cartels) a rendu publique le 13 janvier 2006 une décision contenant notamment les interdictions suivantes qui courent jusqu'au 30 septembre 2010 :

- les contrats existants de livraison de gaz de long terme de E.ON Ruhrgas avec des distributeurs locaux contreviennent, par leur combinaison, aux articles 81 (ententes) et 82 CE (abus de position dominante) et à l'article 1 de la loi allemande contre les restrictions à la concurrence ;
- E.ON Ruhrgas est contraint de suspendre l'exécution de ces accords existants au plus tard le 30 septembre 2006 ;
- il est également interdit à E.ON Ruhrgas, avec effet immédiat, de conclure de nouveaux contrats de livraison de gaz avec des sociétés gazières locales et régionales connectées à son réseau de transport en Allemagne et représentant une consommation totale annuelle de plus de 200 GWh :
 - s'ils sont conclus pour une durée de plus de 4 ans lorsqu'ils couvrent entre 50 % et 80 % des besoins effectifs de l'acheteur ;
 - s'ils sont conclus pour une durée de plus de 2 ans lorsqu'ils couvrent plus de 80 % des besoins effectifs de l'acheteur.

Le 1^{er} février 2006, E.ON Ruhrgas a déposé une plainte (recours en procédure accélérée) auprès du tribunal civil de Düsseldorf contre la décision de l'office des cartels. Le 26 avril 2006, le tribunal civil de Düsseldorf, lors d'une première audition, a avalisé le point de vue de l'office des cartels. Depuis lors, la décision finale du tribunal n'a pas encore été prise.

La DG « concurrence » distingue trois priorités au regard du droit de la concurrence : la concentration des marchés (la DG « concurrence » pourrait revoir sa politique relative aux fusions des entreprises), la fermeture à la concurrence par des contrats long terme aval (Encadré 4), l'accès aux capacités de transit et de stockage. En ce qui concerne les mesures réglementaires qui pourraient être mises en place, la DG « concurrence » les justifie par l'insuffisance de la transparence, les clauses de renouvellement des contrats de réservation de capacités et l'absence de réglementation dans certains domaines, en particulier sur les réseaux internationaux. Enfin, le rapport a identifié des conflits d'intérêt qui ne pourraient être résolus que par des changements structurels de l'industrie : un « *unbundling* structurel total », c'est-à-dire une séparation effective des activités régulées et non régulées.

2 L'activité des régulateurs européens

A » L'« initiative régionale » se met en place

En novembre 2005, ERGEG a publié un document de consultation intitulé « feuille de route pour un marché concurrentiel du gaz en Europe » (*Roadmap for a Competitive Single Gas Market in Europe*). Ce document est une nouvelle analyse des raisons de la faiblesse de la concurrence en matière gazière en Europe continentale.

Ce rapport, qui a reçu au début de l'année 2006 un accueil favorable de la plupart des intervenants sur le marché gazier, a relevé l'absence d'intégration régionale comme le principal problème à la réalisation du marché intérieur du gaz.

Quatre régions ont été identifiées : Nord-Ouest, Nord, Sud et Sud-Sud Est. Le Nord de la France est inclus dans la région nord-ouest qui comprend, en outre, les Pays-Bas, la Belgique et la Grande-Bretagne. Le Sud de la France est inclus dans la région Sud qui comprend, en outre, l'Espagne et le Portugal.

Pour chaque région, les régulateurs prendront ou proposeront des mesures destinées à accroître la concurrence et la liquidité de ces marchés. Les acteurs sur ces marchés régionaux, la Commission européenne ainsi que les États membres seront associés à ce processus.

B » Mesurer l'application des « règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers aux stockages »

La CRE et le régulateur italien (AEEG) avaient finalisé en mars 2005 un document définissant les « règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers aux stockages » en Europe (*Guidelines for Good Third Party Access Practice for Storage System Operators* ou *GGPSSO*).

Ces règles ont été acceptées par les parties prenantes, y compris l'association *Gas Storage Europe* (GSE) qui représente les opérateurs de stockage. Elles portent sur les offres de stockage, l'allocation des capacités, les mesures de confidentialité, la transparence opérationnelle et commerciale des activités de stockage, les tarifs et les marchés secondaires. La plupart de ces règles devait être mise en place au 1^{er} avril 2005.

L'ERGEG a publié, en décembre 2005, un rapport établi par la CRE et l'AEEG faisant un premier point sur l'application de ces règles, après une large consultation des parties prenantes. Ce document conclut à une application insuffisante des règles, en particulier en ce qui concerne la transparence et la mise en place de marchés secondaires. ERGEG a décidé de confier à la CRE et à l'AEEG la réalisation d'un deuxième rapport afin d'évaluer les progrès réalisés par les opérateurs de stockage depuis la publication du premier rapport.

Une version préliminaire du deuxième rapport a été présentée au Forum de Madrid des 18 et 19 mai 2006. Elle estime que, si des progrès ont été réalisés par les opérateurs de stockages, l'application de ces règles reste encore insuffisante dans des domaines importants tels que la transparence, la confidentialité, la mise en place de mesures pour remédier aux congestions et de celles facilitant les marchés secondaires.

Un rapport final est prévu à l'automne. Il tiendra compte des commentaires des parties prenantes et comprendra un avis à la Commission européenne.

C » Les autres activités se poursuivent

ERGEG poursuit les travaux portant sur un code de bonne pratique concernant l'équilibrage, sur l'application des règles de transparence ainsi que sur celles concernant l'offre de capacités de transport prévues par le règlement gaz qui doit s'appliquer au 1^{er} juillet 2006 et sur les conséquences du développement des importations de GNL sur le marché gazier européen. Ces travaux seront conduits de façon à créer des synergies avec ceux concernant l'« initiative régionale ».

2_ L'ouverture du marché français du gaz

Depuis le 1^{er} juillet 2004, tous les consommateurs finals non résidentiels de gaz naturel peuvent choisir leur fournisseur de gaz. 70 % du marché national a été ouvert à la concurrence, représentant 675 000 sites, soit une consommation annuelle de 380 TWh.

Pour faciliter le développement de la concurrence dans le sud, un programme de cession temporaire de gaz naturel (*gas release*) dans les zones sud et sud-ouest a été mis en place par Gaz de France et Total au 1^{er} janvier 2005. Un an après, un bilan permet de mesurer un premier impact du démarrage de ce programme dans les deux zones concernées : deux fournisseurs étrangers ont ainsi pu commencer à livrer du gaz à des clients finals ; environ 40 % des enlèvements annuels maximaux du programme ont été enlevés en 2005.

En matière de transparence et de dissociation comptable, la loi du 9 août 2004 impose aux opérateurs de tenir, à compter du 1^{er} juillet 2004, des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et les activités de fourniture aux clients non éligibles.

De la même manière que pour la séparation des activités régulées, la loi prévoit que les principes de séparation comptable

proposés par les opérateurs en matière de dissociation de la fourniture sont approuvés par la CRE après avis du Conseil de la concurrence.

1 » Le marché de détail

A » Les segments de la clientèle éligible et leurs poids respectifs

Les sites raccordés aux réseaux de distribution représentent la quasi-totalité des sites éligibles.

Les sites raccordés aux réseaux de transport de gaz naturel sont tous éligibles. Ils représentent moins de 1 % du nombre de sites éligibles, mais près de la moitié de la consommation d'énergie ouverte à la concurrence (Figure 15).

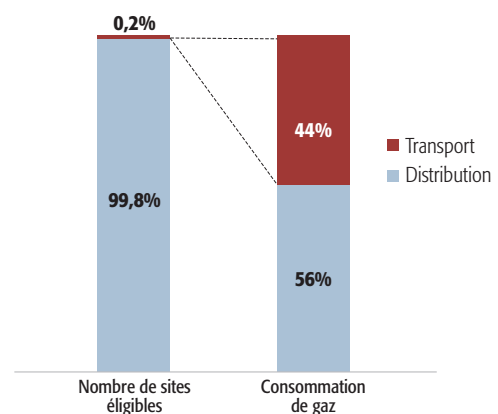
B » L'exercice de l'éligibilité se poursuit

a_ Du 1^{er} juillet 2005 au 31 mars 2006

Depuis juillet 2005, le rythme de l'exercice de l'éligibilité s'est accéléré, passant de 2 500 à 4 500 exercices par mois : l'arrivée de nouveaux entrants sur le marché de masse du gaz naturel et l'activité du fournisseur historique Gaz de France sur le marché libre expliquent, pour une large part, cette évolution. La figure 16 présente le cumul des sites ayant exercé leur éligibilité : l'essentiel des sites sont raccordés aux réseaux de distribution.

Jusqu'au début de l'année 2005, aucun des nouveaux fournisseurs n'avait de politique d'offre à la clientèle de masse. Depuis, l'apparition de fournisseurs ciblant la clientèle professionnelle raccordée aux réseaux de distribution, a engendré une croissance notable du nombre de clients qui ont exercé leur éligibilité. Cependant, l'évolution récente des tarifs réglementés, qui ne répercutent pas l'intégralité des coûts d'approvisionnement, rend difficile la concurrence pour ces nouveaux entrants.

» Figure 15 : Segments de la clientèle et leurs poids respectifs



Sources : CRE d'après les données des GRT et GRD

Au 1^{er} avril 2006, 9 % des sites éligibles, soit 63 900 sites, achètent leur gaz à des prix de marché.

Parmi eux, 18 400 sites sont alimentés par les nouveaux entrants. La consommation annuelle correspondante représente environ 10 % du volume ouvert à la concurrence à cette date.

45 500 sites ont signé des contrats à prix de marché avec leurs fournisseurs historiques.

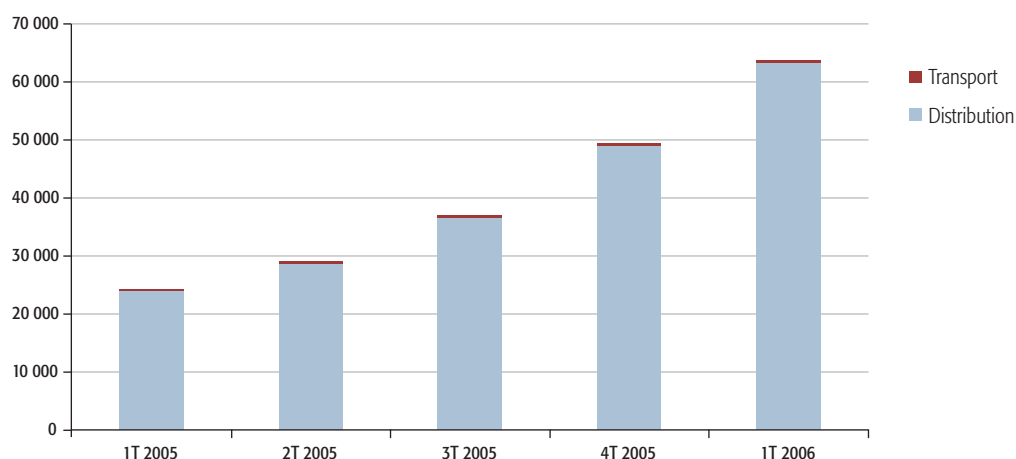
Le nombre de fournisseurs actifs sur le marché, c'est-à-dire ayant au moins un client final dans leur portefeuille, est passé de 10 au 1^{er} janvier 2005 à 14 au 1^{er} janvier 2006.

b_ L'éligibilité par segment de clientèle

La figure 17 présente les taux d'exercice de l'éligibilité⁽⁴⁾ au 1^{er} avril 2006 sur les réseaux de transport et de distribution.

Les taux d'exercice de l'éligibilité sont plus importants pour les sites du transport, ouverts à la concurrence depuis plus longtemps et représentant des consommations unitaires plus fortes. Au 1^{er} avril 2006, 53 % des sites raccordés aux réseaux de transport et 9 % des sites raccordés aux réseaux de distribution ont exercé leur éligibilité.

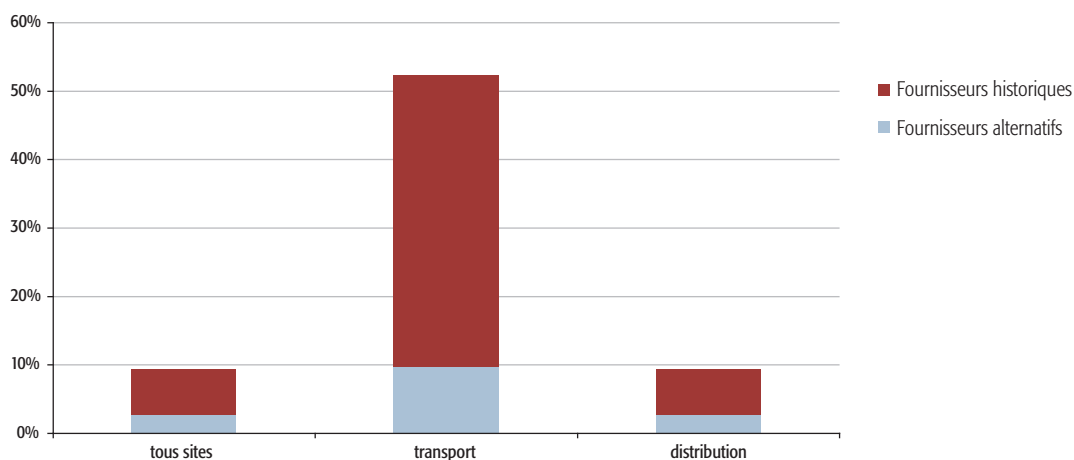
› Figure 16 : Cumul des sites ayant exercé leur éligibilité



(Sur ce graphique sont représentées les valeurs en fin de mois).

Sources : CRE d'après les données des GRT et GRD

› Figure 17 : Taux d'exercice de l'éligibilité



NB : fournisseurs historiques : Gaz de France, TEGAZ et les ELD.

Sources : CRE d'après les données des GRT et GRD

(4) Le taux d'exercice de l'éligibilité est égal à la quantité d'énergie consommée par les sites ayant exercé leur éligibilité divisée par la quantité d'énergie consommée par l'ensemble des sites éligibles dans la zone d'équilibrage concernée.

c » La présence des fournisseurs sur le marché

a_ Soixante-cinq autorisations de fourniture délivrées

La loi du 3 janvier 2003 prévoit que tout fournisseur désirant fournir du gaz en France doit être titulaire d'une autorisation de fourniture délivrée par le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie.

Au 1^{er} avril 2006, 65 fournisseurs avaient obtenu une autorisation de fourniture, dont les 23 entreprises locales de distribution de gaz naturel, avec une autorisation limitée à leur territoire (Tableau 3).

Neuf fournisseurs n'ont demandé une autorisation que pour alimenter d'autres fournisseurs. Leurs ventes s'effectuent aux points d'échange de gaz (PEG).

Tableau 3 : Autorisation de fourniture de gaz naturel

Autorisation de fourniture	Au 1 ^{er} janvier 2005	Au 1 ^{er} avril 2006
À d'autres fournisseurs	12	33
Aux clients professionnels	12	29
Aux clients MIG *	5	11
Total	16	42
Entreprise locale de distribution	22	23

* Clients dits de « Mission d'Intérêt Général ».

Source : ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie

b_ Les parts de marché des fournisseurs

La figure 18 présente les parts de marché des fournisseurs au 1^{er} avril 2006, calculées à partir des estimations de quantités d'énergie annuelles de référence consommées par leurs clients.

En volume de gaz consommé, la pénétration des fournisseurs alternatifs reste faible dans les zones Sud et Ouest (Tableau 4). L'éloignement des points d'entrées physiques du gaz naturel des nouveaux entrants s'avère être un frein au développement de la concurrence dans ces zones (cf. page 34). Le programme de cession temporaire de gaz (*gas release*) dans le sud de la France mis en place au 1^{er} janvier 2005 offre aux nouveaux entrants une solution d'approvisionnement.

Tableau 4 : Fournisseurs alternatifs actifs par zone d'équilibrage

	Nombre de fournisseurs alternatifs actifs
Zone Nord	
- Nord H	8
- Nord B	4
Zone Ouest	4
Zone Est	7
Zone Sud	6
Zone TIGF	5

Source : CRE d'après les données des GRT et GRD

2 » Le marché de gros

A » Les nouveaux fournisseurs prennent une part croissante dans les importations

Le marché français du gaz est encore largement dominé par Gaz de France dont l'essentiel des approvisionnements repose sur des contrats à long terme, signés avec les sociétés nationales des pays producteurs.

Pour les nouveaux fournisseurs qui ne disposent pas de contrats à long terme dans d'autres pays européens ou de ressources propres, le seul marché de gros de gaz traitant des volumes significatifs est le *NBP*, en Grande Bretagne. Ces fournisseurs peuvent également avoir accès, pour des volumes plus faibles, au marché de gros de Zeebrugge en Belgique; cependant, ce marché ne propose pas une palette d'outils financiers de flexibilité et d'optimisation assez développée pour la plaque de l'Europe de l'Ouest.

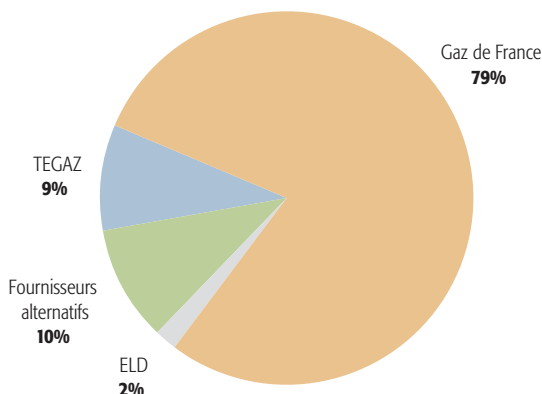
Le tableau 5 donne les importations, mesurées au cours de douze mois du 1^{er} avril 2005 au 31 mars 2006.

Tableau 5 : Bilan des enlèvements de gaz en France du 1^{er} avril 2005 au 31 mars 2006

(Quantités en TWh)	Tous fournisseurs	Fournisseurs hors Gaz de France	
gaz H			
Taisnières H	121	24	19 %
Dunkerque	182	26	14 %
Fos (terminal)	59	0,4	1 %
Montoir (terminal)	84	-	-
Obergailbach	112	11	10 %
Oltingue	2	2	-
Trois Fontaines (gisement)	ε	-	-
Lacq (gisement)	12	-	-
gaz B	ε		
Taisnières B	68	0,5	1 %
Avion (gaz de mines)		-	-
enlèvements hors stockages	640	64	10 %

Source : CRE d'après les données des GRT

» Figure 18 : Répartition de la consommation des clients éligibles au 1^{er} avril 2006



Sources : CRE d'après les données des GRT et GRD

B » L'activité aux points d'échange de gaz (PEG) se développe

Des échanges s'effectuent entre fournisseurs, en France, aux PEG. Les PEG ont été mis en place au début de l'année 2004 par Gaz de France et par TIGF. Les transactions y sont effectuées au jour le jour et peuvent résulter d'engagements à plus long terme.

D'avril 2005 à mars 2006, 53 000 GWh de gaz ont été échangés aux PEG représentant 11 600 transactions. La figure 19 montre l'évolution du nombre de transactions et des quantités échangées sur l'ensemble des PEG à fin mars 2006.

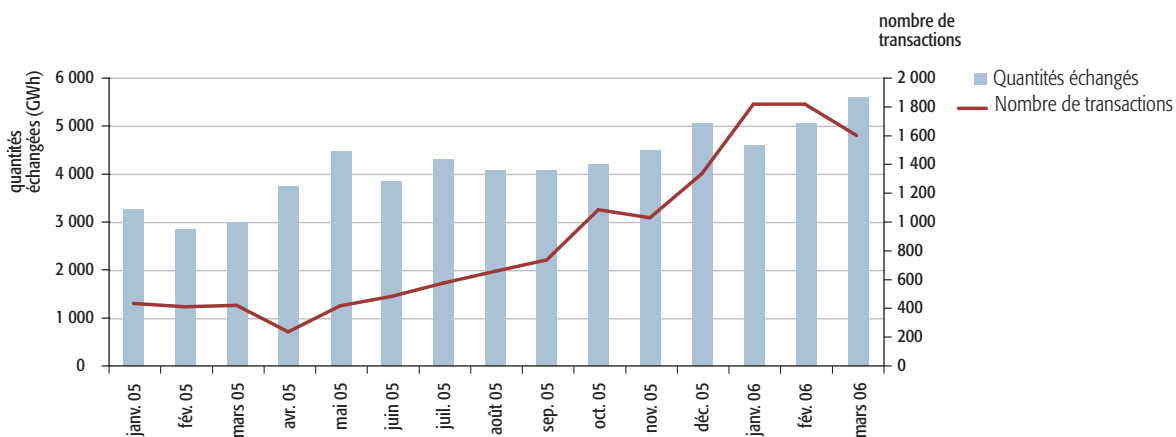
Parmi ces échanges aux PEG, ne figure pas le gaz acheté par Gaz de France Réseau Transport pour ses besoins de fonctionnement, et livré aux PEG.

Gaz de France Réseau Transport a lancé une consultation, portant sur la livraison pendant un an d'un peu plus de 2 TWh en bandeau, répartis sur les 4 zones d'équilibrage. Onze fournisseurs ont souhaité participer aux consultations et ont été destinataires de l'appel d'offres. L'ensemble des lots ont été attribués à Distrigaz et à Gas Natural Commercialisation.

Les besoins non couverts par cette consultation annuelle font l'objet de nouvelles consultations depuis le mois d'avril 2006. Les quantités correspondantes sont de l'ordre de 70 GWh par mois répartis sur les 4 zones.

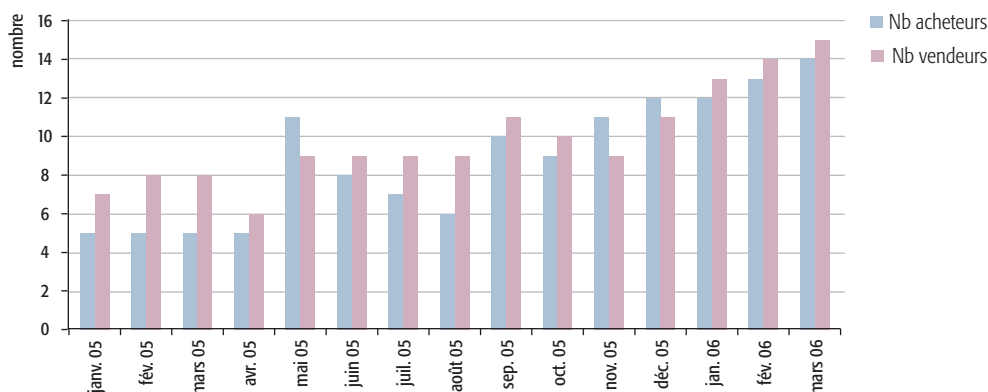
La figure 20 présente le nombre d'acheteurs et de vendeurs présents sur l'ensemble des PEG (hors livraisons à Gaz de France Réseau Transport).

› Figure 19 : Évolution des échanges aux points d'échange de gaz



Source : CRE d'après les données des GRT

› Figure 20 : Présence des acteurs sur les PEG



Source : CRE d'après les données des GRT

C » Les premiers effets des programmes de mise à disposition temporaire de gaz dans le sud de la France

Une absence de concurrence sur le marché du gaz dans le sud de la France a été observée après l'ouverture aux grands industriels en 2003. Elle s'explique par l'éloignement des points d'entrée physiques, exclusivement situés au nord, du gaz naturel des nouveaux entrants. L'accès *via* les terminaux méthaniens n'est en effet pas adapté pour les nouveaux entrants, dont les soutirages mensuels sont nettement inférieurs au volume d'une cargaison *spot*.

La CRE a demandé à Gaz de France et à Total (à travers sa filiale GSO) de mettre en œuvre des programmes de mise à disposition temporaire de gaz (*gas release*) à compter du 1^{er} janvier 2005.

a_ Le contenu des programmes

La délibération de la CRE du 15 avril 2004 prévoit que :

- Gaz de France met à disposition 15 TWh par an pendant trois ans (soit 45 TWh) au point d'échange Sud, dont au moins 6 TWh par an par vente aux enchères, ce qui représente environ 15 % des quantités de gaz vendues dans cette zone aux clients éligibles ;
- Total met à disposition 1,1 TWh par an pendant trois ans (soit 3,3 TWh) au point d'échange Sud-Ouest par vente aux enchères.

À la demande de la CRE, les conditions des ventes aux enchères ont été transparentes et non discriminatoires.

b_ Le résultat des enchères

Toutes les quantités offertes ont été vendues. Seize sociétés ont participé aux enchères organisées par Gaz de France. Les douze lots mis en vente, représentant 6 TWh, ont été attribués à Distrigaz, Gas Natural et Total. Par ailleurs, Gaz de France a vendu 9 TWh de gré à gré à BP, Distrigaz, Gas Natural et EDF.

Huit sociétés ont participé aux enchères organisées par Total. Seuls cinq des dix lots mis en vente, représentant 0,55 TWh, ont été acquis par EDF et Iberdrola au prix de réserve fixé par Total. Le reste des quantités prévues, soit 0,55 TWh, a été vendu par Total à Distrigaz de gré à gré.

Les adjudicataires des lots ont la possibilité d'adapter la montée en régime de leurs enlèvements à leurs besoins.

Les livraisons de gaz ont commencé le 1^{er} janvier 2005. Les enlèvements au cours de l'année 2005 représentent environ 40 % des enlèvements annuels maximaux possibles, compte tenu du démarrage progressif des contrats (Figure 21).

Un an après son lancement, le programme de *gas release* a donc permis à 3 fournisseurs étrangers de concurrencer sur le marché des clients finals les opérateurs historiques dans le sud de la France. Cette concurrence reste toutefois encore trop limitée.

III - La CRE : régulateur du marché français du gaz

1_ L'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz naturel

La loi du 3 janvier 2003 prévoit que les décisions sur les tarifs de vente réglementés du gaz sont prises conjointement par les ministres de l'économie et de l'énergie, sur avis de la CRE.

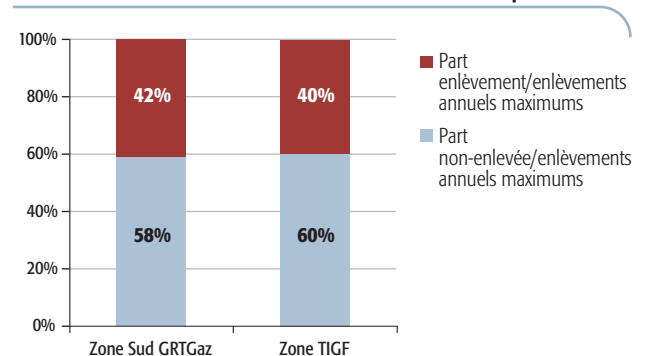
Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel concernent deux clientèles différentes :

- les consommateurs domestiques qui, n'étant pas éligibles, constituent un marché captif ;
- les consommateurs professionnels n'ayant pas exercé leur éligibilité. Pour ces clients, les tarifs réglementés sont en concurrence avec les offres commerciales des fournisseurs et constituent la référence par rapport à laquelle se fait le choix d'exercer ou non l'éligibilité.

Les fournisseurs de gaz naturel ayant des tarifs réglementés sont Gaz de France et 22 entreprises locales de distribution (ELD) dont les plus importants sont Gaz de Bordeaux, Gaz de Strasbourg, Gaz Électricité de Grenoble, Vialis.

Les évolutions des tarifs réglementés de vente de gaz naturel au cours de l'année 2005 ont été marquées par le niveau élevé des produits pétroliers, sur lesquels les tarifs de vente de gaz naturel sont indexés.

» Figure 21 : Enlèvements constatés au cours de l'année 2005 par rapport aux enlèvements annuels maximum possibles



Source : CRE d'après les données des GRT

1 › La CRE a audité les coûts d'approvisionnement en gaz de Gaz de France et leur adéquation à la formule d'évolution des tarifs de vente en distribution publique

Les évolutions des tarifs réglementés de vente de gaz naturel sont calculées selon une formule spécifique à chaque fournisseur, comprenant, d'une part, ses coûts d'approvisionnement en gaz et, d'autre part, ses coûts propres.

La formule reflétant l'évolution des coûts d'approvisionnement en gaz dépend du portefeuille d'approvisionnement de chaque fournisseur. Pour Gaz de France, cette formule est indexée sur les prix du fioul lourd, du fioul domestique et du taux de change euro/dollar.

Début 2006, la CRE a procédé à un audit des coûts d'approvisionnement en gaz de Gaz de France et de leur adéquation à la formule utilisée pour réviser périodiquement les tarifs réglementés de vente de distribution publique. La CRE a rendu ses conclusions dans sa communication du 28 février 2006.

L'audit des coûts d'approvisionnement a montré que :

- les coûts d'approvisionnement issus des contrats à long terme liant Gaz de France à ses principaux fournisseurs sont indexés sur des produits pétroliers ;
- pour les années 2003, 2004 et 2005, le montant résultant de la formule, pour l'ensemble de la période, est supérieur de 240 M€ aux coûts d'approvisionnement constatés, sur un total d'environ 10 Md€.

Il conviendra de procéder périodiquement à de nouveaux audits pour juger de l'opportunité de réviser les termes de la partie de la formule concernant les coûts d'approvisionnement en gaz.

S'agissant des coûts propres, dont la réévaluation est prévue annuellement par le contrat de service public entre l'État et Gaz de France, la CRE a demandé, dans sa délibération du 16 juin 2005, que Gaz de France lui en présente une comptabilité analytique. Gaz de France n'a pas présenté cette comptabilité et ses principes à la CRE en temps utile. Cela n'a pas permis à la CRE de tenir compte de l'évolution des coûts propres dans son avis relatif au mouvement tarifaire du 1^{er} mai 2006.

2 › L'évolution des tarifs de vente en distribution publique de Gaz de France ne reflète pas l'évolution des coûts d'approvisionnement

L'arrêté du 16 juin 2005 relatif aux prix de vente du gaz combustible vendu à partir des réseaux publics de distribution a modifié le cadre réglementaire relatif aux tarifs en distribution publique. Dans son avis du 16 juin 2005, la CRE a donné un avis favorable à cet arrêté qui fixe, jusqu'à la fin de l'année 2007, les modalités d'évolution des tarifs de vente de gaz combustible en distribution publique.

L'objectif principal de l'arrêté était d'apporter de la visibilité et de la sécurité sur les évolutions de ces tarifs et de garantir une bonne mise en œuvre de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003, qui dispose que « les tarifs de vente du gaz naturel aux clients

Encadré 5 : Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel

Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel s'appliquent aux clients domestiques et aux clients professionnels qui n'ont pas exercé leur éligibilité. Ces tarifs intègrent :

- le coût de la fourniture du gaz ;
- le coût d'utilisation des réseaux de transport et de distribution (le cas échéant) ;
- le coût de la modulation (utilisation des stockages pour répondre à la saisonnalité des consommations) ;
- les frais de commercialisation ;
- la marge usuelle pour ce type d'activité.

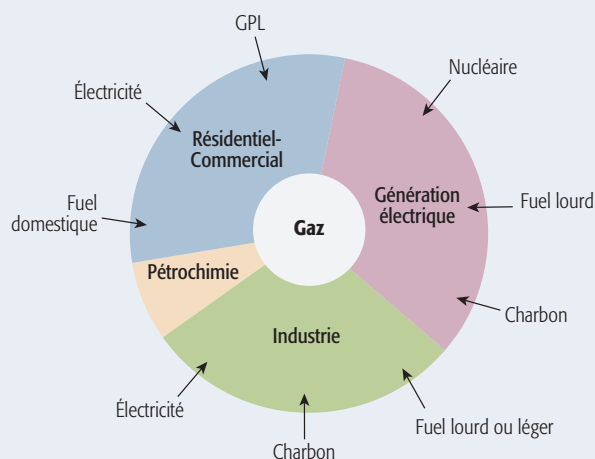
Il existe deux types de tarifs réglementés :

- Les tarifs à souscription : ils s'appliquent aux consommateurs de gaz directement raccordés au réseau de transport de gaz et aux clients raccordés à un réseau de distribution qui consomment plus de 4 GWh par an. Ces clients sont tous éligibles depuis le 1^{er} juillet 2004, dans le cadre de l'ouverture totale du marché aux professionnels.
- Les tarifs en distribution publique : ils concernent l'ensemble des clients raccordés à un réseau de distribution, consommant moins de 4 GWh par an.

Pour Gaz de France, outre de nombreux tarifs mis en extinction, la grille tarifaire comprend les tarifs Base, B0, B1, B2I, B2S et TEL (par ordre croissant de consommation), complétés par diverses options et variantes correspondant à des situations particulières.

Encadré 6 : L'indexation des prix d'importation du gaz naturel sur les produits pétroliers

Le gaz naturel, substituable dans tous ses usages, est en concurrence avec d'autres sources d'énergie.



Pour développer sa consommation en Europe, producteurs et importateurs de gaz ont indexé le prix du gaz sur celui des énergies concurrentes, dont la principale est le pétrole. Historiquement, ce fut déjà le cas pour les premiers contrats d'importation de gaz signé par la France avec l'Algérie en 1964 et avec les Pays-Bas en 1967.

Les contrats d'importation de gaz naturel sont des contrats sur 20 à 25 ans, dans lesquels l'importateur endosse le risque volume, en prenant l'engagement de payer également les volumes non utilisés, tandis que le producteur endosse le risque prix, par une formule de type :

$$\text{Prix (gaz)} = P_0 + a \cdot \text{Prix (Fioul léger)} + b \cdot \text{Prix (Fioul lourd)} + c \cdot \text{taux de change (\$/Euro)}$$

Pour les parties contractantes, ce type de contrat présente les avantages suivants :

- le gaz reste toujours compétitif pour l'importateur ;
- les débouchés pour le producteur sont toujours assurés ;
- ces contrats de longue durée garantissent le financement des infrastructures gazières avec un faible risque.

Ces contrats de long terme assurent la majorité des approvisionnements de l'Europe continentale.

non éligibles sont définis en fonction des caractéristiques intrinsèques des fournitures et des coûts liés à ces fournitures. Ils couvrent l'ensemble de ces coûts à l'exclusion de toute subvention en faveur des clients éligibles ».

Pour Gaz de France, le cadre fixé par l'arrêté du 16 juin 2005 n'a pas été respecté. Il a été substantiellement modifié à l'occasion des mouvements prévus au 1^{er} novembre 2005, au 1^{er} janvier 2006 et au 1^{er} avril 2006.

- Lors du mouvement au 1^{er} novembre 2005 des tarifs en distribution publique de Gaz de France, l'opérateur a mis en place des mesures commerciales à destination des clients domestiques utilisant le gaz pour le chauffage, afin de compenser en partie l'augmentation tarifaire déposée par Gaz de France.

Dans son avis du 27 octobre 2005, la CRE a rappelé que, les tarifs réglementés de vente de gaz aux clients non éligibles étant d'ordre public, les fournisseurs de gaz naturel ne sauraient, sans méconnaître la loi, facturer ou faire payer à ces clients une somme différente de celle résultant de la stricte application des tarifs arrêtés conformément à la loi.

- Le mouvement initialement prévu le 1^{er} janvier 2006 a été supprimé pour Gaz de France, par arrêté du 29 décembre 2005. La CRE a rendu le 23 décembre 2005 un avis défavorable sur cet arrêté car sa mise en œuvre conduisait à annuler les engagements de visibilité pris 6 mois plus tôt. Dans cet avis, elle a rappelé que le non-respect des échéances des mouvements tarifaires, et de leur ampleur, a non seulement des

Encadré 7 : Les avis de la CRE sur les évolutions des tarifs de gaz en distribution publique de Gaz de France depuis juin 2005

Saisine	Contenu de la saisine	Avis de la CRE
Arrêté du 16 juin 2005	Modalités d'évolution des tarifs jusqu'au 21/12/2007 : - visibilité - reflet des coûts - rattrapage du mouvement de novembre 2004	Favorable
Mouvement au 1 ^{er} juillet 2005	Application arrêté du 16/06/2005 : + 0,1241 c€/kWh	Favorable
Mouvement au 1 ^{er} septembre 2005	Application arrêté du 16/06/2005 : + 0,09 c€/kWh	Favorable
Mouvement au 1 ^{er} novembre 2005	Application arrêté du 16/06/2005 : + 0,445 c€/kWh Mais mesures commerciales pour les clients domestiques chauffage	Barème : favorable Mesures commerciales : défavorable
Arrêté du 29 décembre 2005	Pour Gaz de France : - suppression du mouvement prévu au 1 ^{er} janvier 2006 (couverture du niveau des coûts depuis novembre 2004) - suppression des rattrapages en masse prévus au 1 ^{er} avril 2006	Défavorable
Arrêté du 28 avril 2006	Pour Gaz de France : - hausse des tarifs de 0,21 c€/kWh - suppression de la fréquence trimestrielle d'évolution des tarifs	Défavorable

conséquences sur l'opérateur concerné, mais également sur la concurrence. Ce non-respect :

- freine l'ouverture des marchés à la concurrence en renforçant les clients éligibles dans leur sentiment que les tarifs réglementés protègent des hausses de prix ;
- génère des manques à gagner, voire des pertes, pour les fournisseurs de gaz alternatifs ayant conclu des contrats comportant des clauses d'indexation de leurs prix de vente sur les tarifs réglementés ;
- distord la concurrence en poussant les consommateurs domestiques vers une énergie dont le tarif ne reflète pas totalement les coûts.

- Le mouvement initialement prévu au 1^{er} avril 2006 par l'arrêté du 16 juin 2005 a été reporté au 1^{er} mai par l'arrêté du 28 avril 2006, qui a fixé la hausse à 0,21 c€/kWh.

La CRE a rendu un avis défavorable sur cette hausse. Elle considère qu'elle ne répercute pas intégralement l'évolution des coûts d'approvisionnement de Gaz de France. Pour prendre en compte cette évolution, la hausse devrait être de

0,233 c€/kWh, soit une augmentation moyenne de la facture client de 6,2 % (5,6 % pour les particuliers se chauffant au gaz – tarif B1). Le calcul de cette augmentation correspond à la somme de la hausse des coûts d'approvisionnement de 0,193 c€/kWh entre le 1^{er} novembre 2005 et le 1^{er} mai 2006 et du rattrapage de 0,04 c€/kWh résultant de la répercussion incomplète des coûts d'approvisionnement lors du mouvement de novembre 2004 (Figure 22).

La CRE souligne également que l'arrêté modifie le système d'évolution des tarifs de Gaz de France établie par l'arrêté du 16 juin 2005, avant même sa mise en œuvre. Elle considère que l'arrêté diminue la transparence et la visibilité du dispositif pour les fournisseurs et les clients et que cette instabilité du cadre réglementaire nuit au bon fonctionnement du marché.

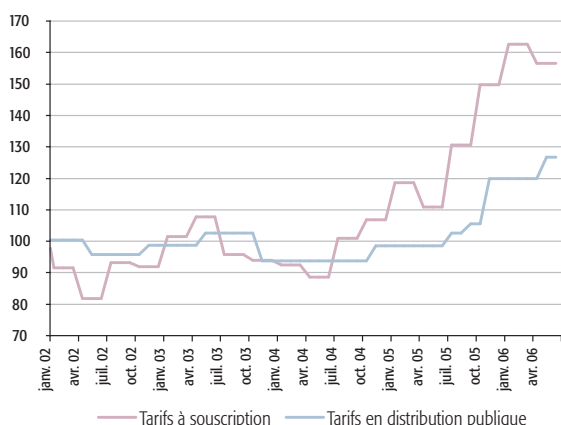
Afin d'éviter toute distorsion de concurrence sur le marché des clients professionnels et dans la perspective de l'ouverture du marché des clients résidentiels, la CRE rappelle la nécessité de réviser la structure des tarifs en vigueur avant le 1^{er} juillet 2007, pour refléter la vérité des coûts.

Encadré 8 : Évolution des tarifs réglementés de vente de gaz naturel de Gaz de France en euros courants

	Tarifs en distribution publique (évolution moyenne en pourcentage)	Tarifs à souscription (évolution en pourcentage pour un client moyen au tarif STS)
Janvier 2002		- 8,9 %
Avril 2005		- 10,6 %
Mai 2002	- 4,5 %	
Juillet 2002		+ 14 %
Octobre 2002		- 1,4 %
Novembre 2002	+ 3 %	
Janvier 2003		+ 10,5 %
Avril 2003		+ 6,1 %
Mai 2003	+ 4 %	
Juillet 2003		- 11,1 %
Octobre 2003		- 2 %
Novembre 2003	- 8,8 %	
Janvier 2004		- 1,6 %
Avril 2004		- 4,1 %
Mai 2004	Pas de mouvement	
Juillet 2004		+ 13,9 %
Octobre 2004		+ 6 %
Novembre 2004	+ 5,2 %	
Janvier 2005		+ 11 %
Avril 2005		- 6,5 %
Juillet 2005	+ 4,1 %	+ 17,8 %
Septembre 2005	+ 2,9 %	
Octobre 2005		+ 14,7 %
Novembre 2005	+ 13,7 %	
Janvier 2006	Pas de mouvement	+ 8,6 %
Avril 2006	Pas de mouvement	- 3,7 %
Mai 2006	+ 5,8 %	

Source : CRE

Figure 22 : Évolution moyenne en pourcentage des tarifs réglementés de Gaz de France (base 100 : décembre 2001)



Source : CRE

3 › Les évolutions tarifaires des entreprises locales de distribution

L'arrêté du 16 juin 2005 n'a pas été modifié pour les entreprises locales de distribution (ELD). Dans son avis du 16 juin 2005, la CRE a rendu un avis favorable sur les dispositions concernant les ELD contenues dans l'arrêté du 16 juin 2005 relatif aux prix de vente du gaz combustible vendu à partir des réseaux publics de distribution.

Ces dispositions introduisent des changements favorables au bon fonctionnement du marché du gaz. Elles clarifient les modalités d'évolution des tarifs de vente de ces distributeurs. Elles permettent d'assurer la couverture des coûts spécifiques de ces distributeurs.

Sur les mouvements envisagés par 14 ELD sur les tarifs du gaz en distribution publique au 1^{er} avril 2006, la CRE a rendu deux avis défavorables, la hausse demandée ne reflétant pas celle des coûts d'approvisionnement des entreprises.

4 › Les tarifs de vente à souscription

Au 1^{er} janvier 2005, le dénouement des contrats historiques et des participations croisées qui liaient Total et Gaz de France au travers de leurs sociétés communes de fourniture de gaz en France, Gaz du Sud-Ouest (GSO) et la Compagnie Française du Méthane (CFM), a conduit à :

- la disparition de CFM, absorbée par Gaz de France ;
- la création de Total Énergie Gaz (Tegaz), filiale de Total pour la commercialisation de gaz naturel en France, qui a repris le portefeuille de clients de GSO ;
- la répartition entre ces deux entreprises du portefeuille de clients de CFM.

Conformément à la demande exprimée par la CRE dans son avis sur le mouvement des tarifs à souscription au 1^{er} janvier 2005, cette nouvelle organisation du secteur a été réalisée sans complexité accrue des tarifs. À partir du mouvement au 1^{er} octobre 2005, les tarifs de CFM ont été repris par Gaz de France et Tegaz dans leurs barèmes respectifs, de façon neutre pour les clients concernés. En revanche, les coûts des deux opérateurs variant de façon spécifique, les tarifs évoluent différemment selon qu'ils relèvent désormais de Gaz de France ou de Tegaz.

Au cours de l'année 2005, Tegaz a réalisé, à la demande de la CRE, un travail d'analyse de ses coûts d'approvisionnement ainsi que du niveau de coûts et de recettes de chacun de ses tarifs réglementés. Ceci a conduit la CRE à émettre un avis favorable, à l'occasion du mouvement au 1^{er} janvier 2006, concernant :

- la mise en place d'une nouvelle formule d'évolution des coûts d'approvisionnement de Tegaz, dont une des particula-

rités est de prendre en compte des approvisionnements indexés sur le prix du gaz à Zeebrugge et plus seulement sur le fioul lourd et le fioul domestique, comme c'est le cas pour Gaz de France ;

- un recalage en niveau et en structure de la gamme tarifaire se traduisant notamment par une revalorisation du tarif M, dont les clients sont les ELD raccordés au réseau de TIGF.

Outre Gaz de France et Tegaz, une dizaine d'ELD ont des tarifs réglementés de vente de gaz dits « à souscription ».

Quatre opérateurs ont déposé des propositions de barèmes pour application au 1^{er} avril 2006. Une proposition a reçu un avis défavorable de la CRE.

2_ Les tarifs et conditions d'utilisation des infrastructures régulées

L'article 7 de la loi du 3 janvier 2003 prévoit que les décisions sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, des réseaux de distribution et des terminaux méthaniers sont prises conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur proposition de la CRE. Pour le transport et la distribution, le décret du 27 mai 2005 établit à 2 mois maximum le délai entre la proposition tarifaire de la CRE et l'approbation ou le refus du Gouvernement.

En matière de transparence et de non-discrimination, la CRE a communication de tous les contrats, protocoles et avenants signés par les opérateurs et les utilisateurs d'infrastructures. Elle vérifie que les conditions particulières ne dérogent pas aux conditions générales des contrats type, ce qui serait contraire aux principes de transparence et de non-discrimination.

L'article 8 de la loi du 3 janvier 2003 impose aux opérateurs intégrés la tenue de comptes séparés pour chacune de leurs activités de transport, de distribution, de stockage, d'exploitation des terminaux méthaniers et de l'ensemble des autres activités en dehors du secteur du gaz naturel. Cet article dispose notamment que : « La Commission de régulation de l'énergie approuve, après avis du Conseil de la concurrence, les règles d'imputation, les périmètres comptables et les principes déterminant les relations financières entre les différentes activités, qui sont proposés par les opérateurs concernés pour mettre en œuvre la séparation comptable [...]. Elle veille à ce que ces règles, périmètres et principes ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence ».

À la suite du dénouement des participations croisées détenues par Gaz de France et Total dans le secteur du gaz naturel, qui a

pris effet au 1^{er} janvier 2005, l'activité de transport de gaz dans la zone d'équilibrage Sud-Ouest est désormais exercée par TIGF, filiale à 100 % du groupe Total. Cette structure a repris l'activité de développement et d'exploitation des sites de stockage du Sud-Ouest (Lussagnet et Izaute), auparavant exercée par Total Stockage Gaz France, autre filiale du groupe. En application de l'article 8 de la loi du 3 janvier 2003, ce nouvel opérateur, qui se substitue pour partie à GSO, précédent opérateur de transport sur la zone d'équilibrage Sud-Ouest, a proposé, en mars 2006, ses principes de séparation comptable pour ses activités de transport et de stockage de gaz naturel.

1 > Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport

A >> Retour d'expérience sur les tarifs en vigueur

La CRE a proposé le 27 octobre 2004 aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie les tarifs d'utilisation des réseaux de transport actuellement en vigueur. Publiés au Journal Officiel le 29 mai 2005, ils avaient été mis en œuvre par les opérateurs de transport, de leur propre initiative, à compter du 1^{er} janvier 2005.

Ces tarifs introduisent de nouvelles souplesses (création de marchés secondaires de capacités de transport et introduction de réservations quotidiennes de capacités).

Cette nouvelle proposition tarifaire, établie par la CRE après concertation avec les opérateurs de transport et après organisation d'une consultation publique, du 8 juillet au 6 septembre 2004, comprenait des améliorations visant à favoriser l'ouverture du marché du gaz, avec notamment :

- une structure d'ensemble des tarifs simplifiée ;
- un accès au groupement de stockages « Centre », qui comprend notamment le stockage de Chémery, depuis les zones d'équilibrage Sud et Ouest de GRTgaz ;
- la création de deux nouveaux points d'interconnexion avec le réseau espagnol sur le réseau de TIGF, à Larrau, qui était auparavant exclusivement réservé pour les transits de gaz vers l'Espagne, et à Biriadou, où une nouvelle canalisation a été mise en service en 2005 ;
- la création de marchés secondaires de capacités de transport et l'introduction de la possibilité de réservations quotidiennes de capacités.

L'intérêt porté par les expéditeurs à ces nouvelles souplesses s'est confirmé tout au long de l'année 2005. Les souscriptions de ces nouveaux services ont été importantes (14,5 millions d'euros pour GRTgaz). Au-delà des besoins conjoncturels liés à un hiver froid et tardif début 2005, ces résultats traduisent le développement de l'activité des expéditeurs sur les réseaux français. En effet, au 1^{er} mai 2006, 21 expéditeurs sont actifs sur

le réseau de GRTgaz et 8 sur celui de TIGF. Au 1^{er} janvier 2005, il y avait en tout 10 expéditeurs actifs sur le réseau de transport.

Ces souplesses ont favorisé les arbitrages entre les différentes sources d'approvisionnement et les souscriptions quotidiennes ont permis aux expéditeurs, d'obtenir un surplus de capacité pendant les périodes froides de l'année.

Parallèlement, de nouvelles offres ou améliorations ont été mises en place par les gestionnaires de réseaux :

- un mécanisme de *Use-It-Or-Lose-It* de court terme. Il permet de remettre sur le marché, la veille pour le lendemain, des capacités souscrites mais non utilisées par les souscripteurs primaires, lorsque toutes les capacités quotidiennes fermes d'un point d'entrée ou de sortie ont été vendues. Les expéditeurs utilisent régulièrement ce mécanisme sur le réseau GRTgaz depuis le 12 décembre 2005. TIGF a prévu de lancer ce service au cours du 4^e trimestre 2006 ;
- une amélioration du service d'échange de capacité. Avant de notifier un refus d'accès pour manque de capacité à un expéditeur, GRTgaz recherche la capacité correspondante auprès des expéditeurs détenteurs des capacités correspondantes, de manière à conserver l'anonymat des demandeurs et offreurs ;
- un service de conversion de gaz B en gaz H dont le tarif sera déterminé par la CRE lors de la prochaine proposition tarifaire.

B » L'allocation de capacités

Les principes généraux d'allocation de capacités sur les réseaux de transport ont été définis par la CRE dans sa proposition tarifaire du 27 octobre 2004.

Ces principes devront être améliorés à l'occasion de la prochaine proposition tarifaire de la CRE, pour tenir compte :

- de la mise en place sur le réseau régional du système de souscriptions normalisées, qui prévoit que les gestionnaires de réseaux de transport attribuent aux expéditeurs des capacités d'acheminement sur le réseau régional en fonction du portefeuille de clients que ceux-ci desservent sur les réseaux de distribution ;
- du bilan des demandes de capacités non satisfaites sur le réseau de GRTgaz.

Il y a eu, d'avril 2005 à avril 2006, 12 demandes de capacités non satisfaites sur le réseau de GRTgaz, concernant de faibles quantités. Bien que ces demandes n'aient pas entraîné de demandes de règlements de différends, elles mettent à jour les limites du système de capacités restituables.

Près de la moitié des demandes non satisfaites, faute de capacités disponibles, concernait des souscriptions annuelles de

capacité ferme, toutes les capacités restituables ayant été rendues. L'autre moitié concernait des souscriptions mensuelles de capacité ferme, pour lesquelles le système de capacités restituables ne s'applique pas. La CRE se concertera avec les gestionnaires de réseaux de transport en vue de l'aménagement des règles d'allocation de capacité, de manière à limiter le nombre de refus d'accès. Conformément au règlement européen du 28 septembre 2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel, elle veillera à la mise en place de mécanismes de *Use-It-or-Lose-It* de long terme, seuls les mécanismes de court terme ayant été mis en place par les gestionnaires de réseaux français.

Pour faire face à des demandes croissantes de capacité au point d'entrée Obergailbach, où aucune capacité n'est disponible à long terme, GRTgaz a lancé de mai à octobre 2005 une procédure d'appel à candidatures destinée à identifier les expéditeurs souhaitant s'engager à réserver des capacités sur une période de 10 ans. Au terme de la procédure, seuls Gaz de France, E.On Ruhrgas et ENOI se sont vus attribuer des capacités, Gaz de France et E.On Ruhrgas en ont obtenu la quasi-totalité. À l'exception d'ENOI, les autres candidats se sont désistés faute d'avoir pu contracter des capacités sur le réseau amont, en Allemagne.

C » Les décisions sur les investissements à taux majorés

Dans sa proposition tarifaire pour l'utilisation des réseaux de transport de gaz, la CRE a prévu que, pour des investissements de nature à contribuer significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché, le taux de rémunération des actifs pouvait être porté de 9 à 12 % pendant une période de 5 à 10 ans.

En 2005, la CRE a été saisie de trois demandes de rémunération à taux majoré. La première, de GRTgaz, concernait les ouvrages de raccordement du nouveau terminal méthanier Fos Cavaou (Bouches du Rhône) au réseau de transport. Les deux autres, de GRTgaz et de Total Infrastructure Gaz France (TIGF), concernaient la première phase du renforcement de l'artère de Guyenne.

a_ Raccordement du terminal méthanier Fos Cavaou au réseau de transport (Bouches du Rhône)

La mise en service, prévue au dernier trimestre 2007, du nouveau terminal méthanier de Fos Cavaou, d'une capacité annuelle de 8,25 Gm³, soit près de 20 % de la consommation française de gaz naturel, nécessite, pour assurer le raccordement de ce terminal au réseau de transport de GRTgaz, la réalisation d'une canalisation de transport et la modification de la station d'interconnexion et de compression de Saint-Martin-de-Crau (Bouches du Rhône).

Pour ce projet, d'un montant total de 78 M€, GRTgaz a demandé à la CRE un taux de rémunération de 12% sur une période de 10 ans.

La CRE a considéré que seule la partie du projet présenté par GRTgaz qui offre un excédent de capacité au-delà de ce qui est strictement nécessaire au raccordement du terminal méthanier de Fos Cavaou, contribuera significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché en apportant des souplesses.

Elle a donc décidé que cette partie du projet, qui représente un montant d'investissement de 33 M€, pourra bénéficier d'un taux de rémunération majoré de 3%, pendant une durée de 10 ans à compter de la date de mise en service des ouvrages.

b_ Projet de renforcement de l'artère de Guyenne (Gironde – Landes)

La mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou, le développement des interconnexions avec l'Espagne et celui des capacités de stockage dans le sud-ouest de la France rendent probable un changement de régime des flux de gaz dominants sur le territoire français.

Pour faire face à ces nouveaux flux de gaz, il est nécessaire de développer des capacités de transport de gaz dans le sens « sud vers nord » et de renforcer certains ouvrages en conséquence.

La solution technique retenue, qui permet une optimisation globale des investissements, est le renforcement de l'artère de Guyenne, dont une partie est incluse dans le réseau de GRTgaz et l'autre dans celui de TIGF. Le projet, d'un montant total compris entre 320 et 360 M€ (65 M€ pour GRTgaz et entre 255 et 295 M€ pour TIGF), se décompose en trois phases et permettra de porter, à terme, la capacité de l'artère de Guyenne à 380 GWh/j dans le sens sud-nord.

GRTgaz et Total Infrastructure Gaz France (TIGF) ont demandé à la CRE, pour la première phase de ce projet, un taux de rémunération de 12 % pendant une durée de 10 ans, chacun pour la partie du projet qui le concerne.

La CRE a décidé que seule la partie du projet offrant un excédent de capacité au-delà de ce qui est strictement nécessaire à l'évacuation du gaz provenant du terminal méthanier de Fos Cavaou, soit des montants d'investissements de 50 M€ pour TIGF et 16 M€ pour GRTgaz, pourra bénéficier d'un taux de rémunération majoré de 3 % pendant une durée de 10 ans, à compter de la date de mise en service des ouvrages.

D » Le programme de travail

a_ Amélioration du système d'équilibrage

Le fonctionnement des réseaux de transport de gaz nécessite une gestion rigoureuse de l'équilibrage des réseaux, c'est-à-dire le respect de l'égalité, à tout instant, entre les injections et les soutirages de gaz. De manière opérationnelle, ces déséquilibres sont gérés par les gestionnaires de réseaux, à l'aide du stock de gaz en conduite et, dans le cadre d'une prestation de service, des stockages. Par ailleurs, les expéditeurs sont soumis à des obligations journalières et mensuelles d'équilibrage, assorties de tolérances.

Actuellement, le prix auquel sont soldés les déséquilibres des expéditeurs lorsqu'ils dépassent ces tolérances ne reflète pas les coûts d'équilibrage supportés par les gestionnaires de réseaux.

Pour corriger cette situation, l'évolution du système d'équilibrage poursuivra trois objectifs :

- pour les transporteurs, faire appel au marché pour satisfaire leur besoin d'équilibrage, et diminuer la part de l'équilibrage provenant de la prestation de service du stockeur ;
- pour les expéditeurs, réconcilier le prix auquel sont soldés les déséquilibres des expéditeurs ;
- corollairement aux deux premiers objectifs, faire émerger un prix quotidien du gaz d'équilibrage en France.

L'évolution du système se fera progressivement et après consultation des acteurs du marché du gaz par la CRE.

b_ Prochains tarifs de transport de gaz

La CRE élabore de nouveaux tarifs de transport de gaz qui pourraient s'appliquer à partir du 1^{er} janvier 2007. Les orientations retenues pour l'élaboration de ces tarifs sont :

- stabilité de la structure générale des tarifs (4 zones d'équilibrages GRTgaz et 1 zone d'équilibrage TIGF), conçue pour s'appliquer jusqu'au 1^{er} janvier 2009, date à laquelle GRTgaz passera de 4 à 2 zones d'équilibrage ;
- modification de la tarification du réseau de transport régional avec la mise en place des souscriptions normalisées ;
- introduction d'un compte de régularisation des charges et produits (CRCP). Ce type de mécanisme, élaboré lors du dernier tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURP 2), permet de neutraliser les enjeux financiers liés aux asymétries d'informations existant entre le régulateur et les gestionnaires de réseaux ainsi que les charges et produits sur lesquels les gestionnaires de réseaux n'ont pas de contrôle ;
- adaptation des taux de rémunération de la base d'actifs régulés aux évolutions des marchés financiers.

Encadré 9 : Calcul du niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution

La CRE détermine le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de manière à permettre la couverture des coûts supportés par les GRD. Le calcul des charges à couvrir par les tarifs concerne les GRD ayant présenté des comptes dissociés, soit Gaz de France et neuf ELD. Ce calcul distingue les charges d'exploitation et les charges de capital.

Calcul du niveau des charges d'exploitation :

Le niveau de ces charges a été arrêté sur la base d'une analyse des données financières historiques des opérateurs ainsi que sur des hypothèses d'évolution des coûts pour les années 2005-2007. Cette analyse a pris en compte les résultats de l'audit des comptes dissociés des ELD.

La proposition tarifaire du 26 octobre 2005 a introduit deux changements significatifs par rapport aux choix adoptés pour la fixation des premiers tarifs :

- les coûts de gestion de la clientèle ont été imputés à hauteur de 20 % au GRD et 80 % au fournisseur (contre 50 % au GRD et 50 % au fournisseur auparavant) afin de tenir compte du rôle plus important du fournisseur dans la gestion de la relation clientèle ;
- le montant des redevances versées aux autorités concédantes a été exclu des charges à couvrir au-delà de 2006, dans la mesure où l'analyse des redevances a permis d'établir qu'elles ne correspondaient à aucune prestation de service rendue par les autorités concédantes.

La nouvelle proposition tarifaire de la CRE a également pris en compte l'impact de la réforme du régime de retraite des IEG.

Calcul du niveau des charges de capital :

Les charges de capital se composent des amortissements et d'une rémunération financière des capitaux engagés. Ces deux composantes ont été calculées sur la base d'une valeur économique des actifs des opérateurs, la base d'actifs régulés (BAR).

La valeur initiale de la BAR a été arrêtée au 31 décembre 2002, sur la base d'une revalorisation des valeurs brutes historiques des actifs selon une méthodologie de type « coûts courants économiques ». Une fois arrêtée par la CRE, la valeur initiale de la BAR évolue en fonction du taux d'inflation retenu, de son amortissement, et des entrées et sorties d'actifs (à mi-année).

Les annuités d'amortissement sont calculées de manière linéaire sur la durée de vie économique des actifs. Cette durée de vie normative a été estimée à 45 ans pour les conduites et branchements, 40 ans pour les postes de détente, 20 ans pour les dispositifs de comptage, et 10 ans pour les autres types d'installations techniques.

Le taux de rémunération des capitaux engagés est fondé sur le coût moyen pondéré du capital, à structure financière normative. Afin de tenir compte des évolutions intervenues sur les marchés des capitaux depuis la fixation des premiers tarifs, le niveau du taux de rémunération a été fixé à 7,25 %.

2 › Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de distribution

La CRE a proposé, le 26 octobre 2005, de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel pour les 23 gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) - Gaz de France Réseau Distribution (Gaz de France RD) et les 22 entreprises locales de distribution (ELD).

Ces tarifs sont officiellement entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2006, en application de la décision de 27 décembre 2005 des ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Ils ont été mis en place pour tenir compte de l'entrée en vigueur de la réforme du régime de retraite des agents relevant du statut des industries électriques et gazières (IEG). Cette réforme se traduit par une baisse des charges de retraite pour les GRD, liée à la création d'une contribution tarifaire d'acheminement (CTA) sur les prestations de distribution de gaz naturel.

Pour établir ces tarifs, la CRE a travaillé en concertation avec les GRD. Elle a procédé à des auditions et a organisé une consultation publique, du 21 juillet 2005 au 16 septembre 2005, afin de recueillir l'opinion de tous les acteurs concernés. Ces consultations ont permis d'établir que les principes de tarification des réseaux de distribution proposés par la CRE dans ses premiers tarifs étaient satisfaisants. Les principes généraux ont donc été conservés.

L'ouverture totale du marché de la fourniture de gaz naturel à la concurrence, le 1^{er} juillet 2007, ainsi que la séparation juridique des GRD prévue à cette date, engendrent des incertitudes sur l'évolution des charges des GRD. Pour cette raison, ces tarifs sont conçus pour s'appliquer à partir du 1^{er} janvier 2006 pour environ deux ans.

Les premiers tarifs d'utilisation des réseaux de distribution proposés par la CRE avaient conduit à une baisse de 9 % en euros courants du tarif unitaire moyen de Gaz de France RD. Hors effet de la réforme du régime des retraites des IEG, les deuxièmes tarifs conduisent à une baisse de 1,9 % en euros courants.

Pour les ELD, à méthode de tarification identique à celle utilisée pour Gaz de France RD, les premiers tarifs étaient de 25 % à 75 % plus élevés que ceux de Gaz de France RD. Ces différences de tarifs seront réduites progressivement. Les deuxièmes tarifs constituent une première avancée dans cette direction, dans la mesure où les tarifs unitaires moyens des ELD diminuent plus fortement que celui de Gaz de France RD, de 5 à 10 % selon les ELD.

Les tarifs apportent des améliorations visant à favoriser l'ouverture du marché du gaz naturel :

- harmonisation des prestations couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux des différents GRD ;

- introduction de nouvelles souplesses (regroupement de points de livraison, choix du mode de relève et souscriptions quotidiennes) ;
- diminution du niveau des pénalités pour dépassement de capacité, qui pouvait, dans certains cas, constituer un frein à l'exercice de l'éligibilité ;
- simplification de la tarification des GRD de rang 2.

3 > Le nouveau tarif d'utilisation des terminaux méthaniers

En 2005, le terminal méthanier de Fos-sur-mer a accueilli 167 navires et a émis sur le réseau de transport 58 TWh de gaz. Celui de Montoir-de-Bretagne a accueilli 101 navires et émis sur le réseau de transport 85 TWh de gaz.

Le seul utilisateur en 2005 des terminaux de Fos et Montoir a été Gaz de France Négoce, à l'exception d'une cargaison déchargée par Total Gas & Power au mois de mai 2005.

A >> Le deuxième tarif d'utilisation des terminaux méthaniers

En octobre 2005, la CRE a proposé au Gouvernement un nouveau tarif d'utilisation des terminaux méthaniers de Montoir et Fos Tonkin pour application à partir du 1^{er} janvier 2006. Ce tarif a été adopté par décision ministérielle le 27 décembre 2005. Il est destiné à s'appliquer au moins jusqu'à la mise en service commerciale du terminal de Fos-Cavaou actuellement en construction.

Encadré 10 : Les critères d'investissement des GRD

Lors de ses travaux sur la fixation des tarifs d'accès des tiers aux infrastructures, la CRE a examiné le critère de décision d'investissement utilisé par les GRD pour le développement de leurs réseaux. Sauf pour les petits investissements, il s'agit d'un calcul de valeur actualisée nette rapportée à l'investissement engagé (ratio dit « bénéfice sur investissement » ou « B/I »).

La CRE a vérifié que la méthodologie employée par les GRD évite la réalisation d'extensions qui ne seraient pas justifiées économiquement. Les travaux se sont fondés sur un audit mené sur un échantillon d'investissements réalisés par Gaz de France pour l'extension des réseaux de distribution qui lui sont concédés. Ce retour d'expérience a révélé que, dans son ensemble, l'application du critère de décision ne produisait pas de biais systématique. En revanche, la formalisation de la procédure de décision est apparue nettement insuffisante. La CRE a donc émis une série de recommandations visant à renforcer l'encadrement des pratiques d'appréciation et la qualité du processus de décision (contrôles internes, traçabilité des dossiers, outils de références...).

Ce nouveau tarif prend en compte l'accroissement important des souscriptions de capacités dû à l'arrivée du GNL égyptien acheté par Gaz de France. Il crée des conditions plus favorables à l'arrivée de nouveaux expéditeurs sur les terminaux méthaniers français. Il comporte des dispositions particulières sur le mode de fonctionnement des terminaux lorsque plusieurs expéditeurs sont présents simultanément. Il prévoit une baisse d'environ 20 % pour les cargaisons isolées.

Pour établir sa proposition, la CRE a tenu compte des résultats de l'audit qu'elle a mené sur les comptes dissociés de Gaz de France. Elle a procédé à des auditions et elle a organisé une consultation publique, du 23 juillet au 16 septembre 2005.

a_ Un tarif en baisse

La baisse du tarif unitaire moyen est de 15 % en euros courants, pour les utilisateurs amenant des cargaisons de gaz naturel liquéfié (GNL) régulières. La baisse est d'environ 20 % pour les utilisateurs amenant des cargaisons de GNL isolées (cargaisons spots).

Cette baisse résulte d'un effet volume (hausse des souscriptions de capacités) et d'une baisse des charges prises en compte pour la rémunération du gestionnaire des terminaux méthaniers, Gaz de France. L'entrée en vigueur de la réforme du régime de retraite des agents relevant du statut des industries électriques et gazières entraîne une baisse des charges de retraite supportées par le gestionnaire. Afin de tenir compte des évolutions intervenues sur les marchés des capitaux depuis l'élaboration du précédent tarif, le taux de rémunération des actifs a été ramené de 9,75 % à 9,25 % (réel, avant impôt) pour les actifs mis en service avant le 31 décembre 2003, et de 11 % à 10,5 % pour les autres actifs.

b_ Les nouveaux services

Trois services de regazéification distincts sont introduits dans la nouvelle proposition tarifaire de la CRE. Cette distinction est nécessaire pour définir le mode de fonctionnement des terminaux avec plusieurs utilisateurs simultanés.

• Service « continu »

Ce service est destiné aux expéditeurs déchargeant en moyenne au moins une cargaison par mois sur un terminal. Le gestionnaire assure une émission continue sur la période contractuelle et aussi régulière que possible pour l'utilisateur, en fonction du programme global de déchargement du terminal.

• Service « bandeau »

Ce service est destiné aux expéditeurs déchargeant en moyenne au plus une cargaison par mois sur un terminal. Chaque cargaison est émise sous forme d'un bandeau constant, d'une durée de trente jours à compter de la date de fin de déchargement.

• Service « spot »

Ce service est destiné aux déchargements de cargaisons sur un mois m donné, souscrits après le 20^e jour du mois m-1. La souscription s'effectue sur la base des créneaux vacants dans le programme mensuel à la date de la souscription. Chaque cargaison est émise sous la forme d'un bandeau constant d'une durée de 30 jours à compter de la date de fin du déchargement.

Le nouveau tarif introduit pour la première fois le principe d'un marché secondaire de capacités de regazéification. Il améliore également la transparence.

c_ Capacités disponibles

Le gestionnaire des terminaux méthaniers publie les capacités mensuelles totales, les capacités mensuelles souscrites et les capacités mensuelles disponibles pour les 3 prochains mois (glissants).

Pour les réservations pluriannuelles, le gestionnaire des terminaux méthaniers ne publie que les capacités totales et les capacités disponibles.

Au 1^{er} juin 2006, les capacités du terminal de Montoir (capacité totale de 123 TWh) sont réservées à :

2006	2007	2008	2009	2010 à 2014	2015 à 2020	2021
90-95 %	85-90 %	75-80 %	65-70 %	75-80 %	65-70 %	50-55 %

Source : Gaz de France DGI

Les capacités du terminal de Fos Tonkin sont réservées à :

	2006 à 2007	2008	2009	2010 à 2013	2014
	100 %	95-100 %	90-95 %	75-80 %	65-70 %
Capacité totale du terminal	83 TWh	74 TWh	65 TWh	65 TWh	58 TWh

Source : Gaz de France DGI

4 > Les tarifs et conditions d'utilisation des stockages souterrains

A >> Les évolutions des offres des opérateurs de stockage au 1^{er} avril 2006

Gaz de France et TIGF, filiale de TOTAL, sont les seuls opérateurs de stockage en France. Gaz de France est gestionnaire de 12 sites répartis sur l'ensemble du territoire à l'exception du Sud-Ouest. TIGF est gestionnaire de 2 sites dans le Sud-Ouest.

La loi du 9 août 2004 ayant instauré un accès des tiers aux stockages négocié, les tarifs et les conditions générales d'utilisation des stockages sont fixés par les opérateurs.

La loi du 9 août 2004 prescrit que l'accès aux stockages doit être transparent et non discriminatoire et confié à la CRE des pouvoirs de règlement de différends similaires à ceux qu'elle détient pour l'accès aux autres infrastructures électriques et gazières.

a_ Gaz de France

Gaz de France a publié le 15 février 2006 les termes et les prix de son offre de stockage valables pour l'année gazière 2006-2007 (1^{er} avril 2006 - 31 mars 2007).

Les principales évolutions par rapport aux conditions antérieures sont les suivantes :

- la capacité totale offerte passe de 102,2 à 103,2 TWh ;
- les prix de réservation de capacité nominale de stockage, qui constituent l'essentiel du revenu de l'opérateur, augmentent en moyenne sur l'ensemble des groupements de 6 % ;
- les autres termes sont, pour la plupart, revus à la baisse. Le terme fixe annuel d'accès à un groupement de stockage est ramené de 12 000 € à 10 000 €. Les termes fixes des options de capacité de soutirage conditionnelle et de capacité d'injection conditionnelle sont ramenés de 3 000 € à 2 000 € ;
- le 3 février 2006, Gaz de France a procédé aux premières enchères d'attribution de capacités de stockage sur les groupements Centre et Île-de-France - Nord. Sept sociétés ont acquis au total 0,4 TWh de capacités de stockage à un prix environ 4 fois supérieur au prix de l'offre ATS.

b_ TIGF

TIGF a publié sa nouvelle offre de stockage le 17 mars 2006.

- la capacité totale offerte par cet opérateur passe de 26,3 à 27,4 TWh ;
- les prix de réservation de capacité nominale de stockage augmentent en moyenne sur l'ensemble des offres de 10 % ;

- TIGF propose une amélioration des caractéristiques de son offre Équilibre en augmentant les capacités de soutirage offertes pour un même volume souscrit ;
- les termes fixes et les coûts de changement de sens sont revus à la baisse ou supprimés. Le terme fixe annuel d'accès à une offre de stockage est ramené de 10 000 € à 5 000 €, le montant forfaitaire du changement de sens est supprimé ;
- de nouveaux services sont proposés : commercialisation de capacités séparées en volume, marché secondaire de capacités séparées, commercialisation de capacités souscrites non utilisées.

B » L'étude comparative (Benchmark) des tarifs de stockage

La CRE a mené une étude comparative des offres et des tarifs de stockage souterrain de gaz naturel (salins, déplétés ou aquifères) sur les mois de janvier et février 2006 auprès de 11 opérateurs en Europe : Gaz de France, TIGF, Fluxys, Stogit, Enagas, MOL, DONG, Centrica, OMV, Wingas et BEB.

L'objectif de cette étude était de jauger les offres et les niveaux de prix pratiqués par les deux opérateurs français (Gaz de France et TIGF) par rapport à ceux de leurs homologues européens.

La mission a principalement consisté à :

- collecter les informations sur les offres et tarifs appliqués de 16 opérateurs européens ;

- identifier les critères d'analyse pertinents (exemple : accès régulé ou négocié aux stockages souterrains de gaz naturel, caractéristiques techniques des stockages) (Tableau 6) ;
- définir les profils type d'utilisation des stockages.

L'étude a mis en évidence que les prix étaient inférieurs dans les pays où l'accès aux stockages est régulé. Les résultats plaçant cependant les opérateurs français, bien que leurs tarifs soient négociés, dans la moyenne des prix pratiqués en Europe (Figure 23).

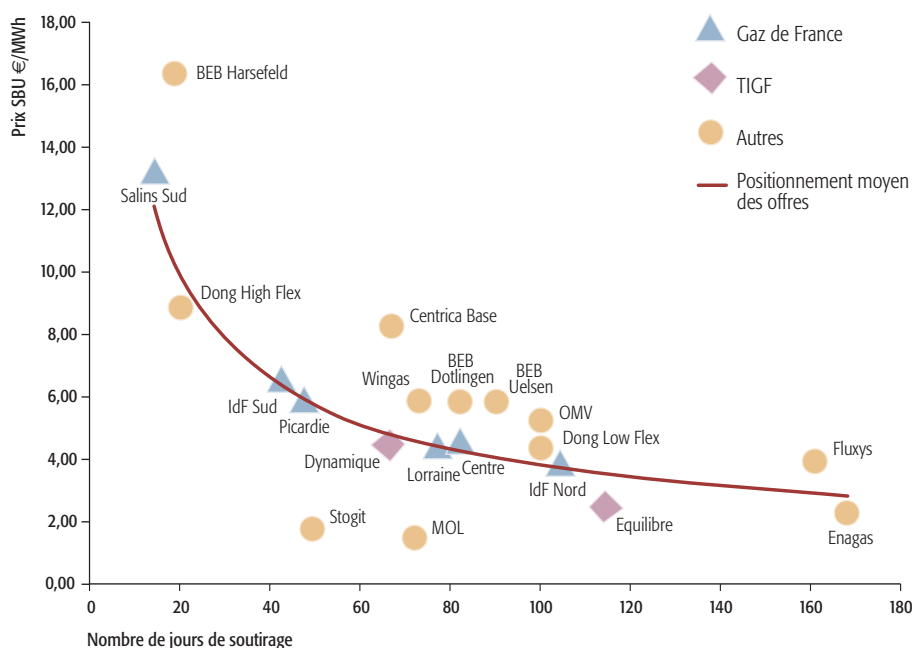
De nombreux opérateurs proposent un *mix* de stockages lents et rapides afin de permettre le passage de la pointe de consommation.

Tableau 6 : Liste des opérateurs européens étudiés

Opérateurs	Pays	Accès aux stockages négocié ou régulé ?
Gaz de France	France	Négocié
TIGF	France	Négocié
Wingas	Allemagne	Négocié
BEB	Allemagne	Négocié
Dong	Danemark	Négocié
OMV	Autriche	Négocié
Centrica	Royaume-Uni	Négocié
MOL	Hongrie	Régulé
Fluxys	Belgique	Régulé
Stogit	Italie	Régulé
Enagas	Espagne	Régulé

Source : CRE d'après le *Benchmark* réalisé entre décembre 2005 et janvier 2006

» Figure 23 : Étude du prix des triplets (*bundles*) en €/MWh en fonction du nombre de jours de soutirage



Source : RE d'après le *Benchmark* réalisé entre décembre 2005 et janvier 2006