

UNION PROFESSIONNELLE DES INDUSTRIES PRIVEES DU GAZ

U P R I G A Z

26 janvier 2004

BILAN ET PERSPECTIVES DE L'OUVERTURE

DU MARCHE GAZIER FRANÇAIS

Propositions de l'UPRIGAZ

UNION PROFESSIONNELLE DES INDUSTRIES PRIVEES DU GAZ

U P R I G A Z

Tour Monge – Bureau 0525

22, place des Vosges

92979 PARIS LA DEFENSE CEDEX

Tél : 33 (0) 1 47 44 62 22 - Fax : 33 (0) 1 47 44 47 88

uprigaz@uprigaz.com

I. BILAN DE L'OUVERTURE DU MARCHÉ GAZIER FRANÇAIS

- Plus de trois ans après l'entrée en vigueur de la directive 98/30/CE sur « le marché intérieur du gaz », on constate, en France, un décalage entre l'ouverture légale et l'ouverture effective à la concurrence du marché gazier. Ainsi, selon les indications fournies par la CRE sur 650 sites industriels éligibles, représentant environ 170 TWh/an, soit 34 % du marché français total (500 TWh), **seuls 39 ont effectivement changé de fournisseur au 1^{er} janvier 2004**, pour une consommation globale de 37 TWh, soit 7,4 % du marché total.
- Ces changements de fournisseur sont intervenus principalement en 2001 et 2002 et **les extensions d'éligibilité** intervenues, d'une part le 3 janvier 2003 (17 distributeurs non-nationalisés et ensemble des cogénérateurs, sans seuil de consommation) et, d'autre part le 10 août 2003 (seuil ramené à 83 GWh pour les industriels), **n'ont eu que très peu d'effet sur le niveau d'ouverture réelle. Ainsi, alors qu'à fin 2002 les sites industriels ayant changé de fournisseur représentaient une consommation de 25 TWh, soit environ 26 % du volume éligible (96 TWh), le supplément de consommation ayant changé de fournisseur en 2003 n'est que de 12 TWh, pour un volume éligible total devenu supérieur à 170 TWh. L'ouverture réelle à la concurrence de la tranche supplémentaire d'éligibilité intervenue en 2003 n'est donc que de 16 % contre 26 % pour la précédente.**
- Les sites concernés sont, en quasi-totalité, implantés **dans la moitié Nord de la France**, aucune offre concurrentielle aux éligibles n'étant aujourd'hui disponible dans la moitié Sud du pays.

L'émergence d'une offre concurrentielle, certes encore trop limitée, dans la moitié Nord de la France, a cependant été bénéfique pour un plus grand nombre de consommateurs industriels de cette zone géographique, qui ont été en mesure de renégocier leurs contrats d'approvisionnement avec les fournisseurs historiques (GDF et CFM). Cela concerne, selon la CRE, plus de 80 sites industriels, représentant 45 TWh/an et 9 % du marché total. Encore convient-il de souligner qu'il s'agit de sites importants, dont la consommation moyenne (560 GWh) excède largement le seuil actuel d'éligibilité.

En résumé, les objectifs d'ouverture à la concurrence du marché gazier français sont très loin d'être atteints et l'extension de l'éligibilité prévue au 1^{er} juillet 2004 (ouverture complète à l'exception du résidentiel) ne devrait pas modifier considérablement la situation concurrentielle pour les raisons exposées au Point II ci-après.

Ce constat a été pris en considération par la CRE, qui a notamment proposé, en 2003, un certain nombre de mesures et d'actions visant à :

- Réduire l'effet de la distance dans la tarification de l'ATR, en appliquant, pour l'essentiel, une réduction de 20 % du terme de liaison inter zones de la tarification (proposition de la CRE au gouvernement de juillet 2003 pour une entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2004, qui n'a toujours pas été validée).
- Faciliter le processus de changement de fournisseur, en simplifiant l'ensemble des mécanismes contractuels, commerciaux et techniques accompagnant aujourd'hui ce

changement. Ce travail est en cours, sous l'égide de la CRE, au sein du groupe GTG 2004 réunissant l'ensemble des parties prenantes (fournisseurs, transporteurs, utilisateurs...). Ses conclusions et recommandations sont attendues avant le 1^{er} juillet 2004.

Il est malheureusement probable que ces mesures ne suffiront pas à améliorer significativement la situation de l'ouverture du marché français du gaz, tant que subsisteront un certain nombre de barrières à l'entrée dont certaines relèvent du législateur alors que d'autres sont de la compétence de la CRE. Il n'est pas contestable que les nouveaux fournisseurs ne sont pas dans la même situation que l'opérateur historique qui dispose d'un portefeuille diversifié d'approvisionnement court terme et long terme sur tous les points d'entrée.

Ces barrières ont pour origine :

- **Les systèmes tarifaires** qui, pour le transport, cloisonnent le marché en un nombre excessif de zones de tarification homogène et maintiennent, de ce fait, un poids encore trop important au facteur distance pour les fournisseurs n'ayant pas accès à tous les points d'entrée. Pour les terminaux méthaniers, la tarification reste dissuasive pour les importateurs de cargaisons limitées.
- **La fluidité insuffisante du marché gazier**, liée à un accès contraint aux capacités d'entrée dans le réseau, à l'absence d'accès des tiers aux stockages, à l'absence de hubs gaziers, et à la faible croissance du marché couplée à la domination des contrats d'approvisionnement à long terme de l'opérateur historique dans le bilan gazier.
- **Le maintien du monopole de distribution** accordé à GDF en 1946 combiné à la reconnaissance de son éligibilité en tant qu'opérateur de distribution publique. A cela s'ajoute une conception extensive du service public, dont GDF est le principal bénéficiaire.
- **Le maintien jusqu'à mi-2007 d'un secteur non éligible représentant 40 % du marché français** faisant craindre des distorsions de concurrence entre GDF bénéficiant d'une clientèle captive et les autres fournisseurs.
- **Le maintien des anciens barèmes de prix rendus à une partie de la clientèle éligible (tarification STS)**, qui freine le développement de la concurrence sur ce segment de marché.
- **Une insuffisante visibilité sur la rentabilité des nouveaux investissements nécessaires** pour assurer une fluidité du marché du gaz pouvant conduire les entreprises privées à se détourner de ces activités.

II. ANALYSE DES BARRIERES A L'ENTREE

2.1. Les systèmes tarifaires

Les systèmes tarifaires du transport et de l'accès aux terminaux GNL, ainsi que les barèmes administrés applicables à la clientèle non éligible constituent encore aujourd'hui des barrières à l'entrée de nouveaux acteurs.

2.1.1. La tarification de l'accès aux réseaux de transport :

La CRE a remis, en juillet 2003, au gouvernement français, sa proposition de tarifs d'utilisation des réseaux de transport ainsi que des installations de réception, stockage et regazéification de GNL. Ces tarifs devaient entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2004, pour une période de 12 à 18 mois, après approbation par les pouvoirs publics.

S'agissant de l'ATR, la tarification proposée est identique, dans sa structure, à celle en vigueur depuis décembre 2002, c'est-à-dire du type « entrée-sortie multizonal », avec 8 zones géographiques d'équilibrage : 5 pour GDF, 2 pour la CFM (susceptibles d'être restructurées avec les zones de GDF, suite au récent accord entre GDF et Total sur la CFM) et 1 pour GSO.

En niveau, la seule modification significative apportée consiste en une réduction de 20 % des termes de liaison inter-zones. Le projet prévoit également deux modifications attendues :

- L'assouplissement de la durée des contrats de transport (mensuelle, annuelle et pluriannuelle) ;
- La création, par les opérateurs de transport, de points d'échange de gaz dans chacune des zones d'équilibrage.

En maintenant 8 zones d'équilibrage, cette nouvelle tarification présente toutefois les deux inconvénients suivants :

- Elle rend plus difficile la création d'un « hub » de gaz atteignant une viabilité commerciale dans chacune des zones, à l'exception de la zone Nord H, et retarde ainsi l'échéance de l'émergence en France d'un grand « hub » notionnel (type NBP en Grande-Bretagne ou TTF aux Pays-Bas) ou physique (type Zeebrugge).
- Elle pénalise systématiquement les nouveaux fournisseurs par rapport à GDF Négoce, dès lors que le client desservi se situe en dehors de la zone d'équilibrage par laquelle le gaz entre dans le réseau. En effet, GDF Négoce disposant de ressources en tous les points d'entrée, est en mesure d'approvisionner les consommateurs de chaque zone à partir des points d'entrée qui lui sont rattachés, tandis que le nouvel entrant doit, en général, franchir une ou plusieurs zones et acquitter les charges de liaison correspondantes.

Cette asymétrie, entre GDF Négoce et les nouveaux fournisseurs, dans la charge d'accès aux consommateurs éligibles restera très importante dans le cadre de la tarification proposée par la CRE, comme le montre le tableau ci-dessous, comparant le coût de transport du gaz sur le

réseau principal, pour l’approvisionnement de différentes catégories de clients éligibles, pour un affréteur disposant d’un accès à tous les points d’entrée et pour un affréteur ne pouvant entrer que par Taisnières ou Dunkerque.

*Coûts de transport sur le réseau principal (NTS 7)
d’un client industriel de 1 TWH/an en 260 j/an
(€/MWh)*

<i>Zones GDF</i>	<i>Source la plus proche</i>	<i>Source Taisnières</i>
<i>Nord</i>	<i>0,79</i>	<i>0,80</i>
<i>Ouest</i>	<i>0,73</i>	<i>1,12</i>
<i>Est</i>	<i>0,80</i>	<i>1,12</i>
<i>Sud</i>	<i>0,73</i>	<i>1,70</i>

Tableau 1

Le rapport annuel 2003 de la CRE indique que la tarification « multizonale » est rendue nécessaire par les contraintes physiques des réseaux, notamment dans les sens Nord-Sud et Ouest-Est et que la présence des termes de liaison inter-zones revêt ainsi un caractère structurel. Elle ne pourra, selon la CRE, être remplacée par une véritable tarification « entrée-sortie » unifiée sur l’ensemble de la France qu’après la réalisation d’un ensemble d’investissements comprenant, en particulier, le renforcement des artères de Guyenne et de la vallée du Rhône, et la construction d’au moins un nouveau terminal de GNL sur la façade Méditerranéenne (Fos II) ou Atlantique (Le Verdon), voire la réalisation d’une interconnexion gazière de grande capacité entre la France et l’Espagne.

En effet, la logique retenue par la CRE est de faire évoluer la tarification « entrée-sortie » dans le sens d’une réduction progressive du nombre de zones d’équilibrage, parallèlement à la disparition des barrières physiques à la fluidité des mouvements de gaz, en été comme en hiver.

Pour toutes ces raisons, il apparaît que le handicap tarifaire qui affecte les nouveaux entrants est susceptible de durer au moins jusqu’à fin 2007.

2.1.2. La tarification de l’accès aux terminaux GNL :

S’agissant de l’accès aux terminaux méthaniers de GDF, la proposition de la CRE se traduit par une certaine amélioration par rapport aux barèmes offerts par l’opérateur historique depuis 2002. Cependant, la nouvelle offre limite à 90 jours la durée maximale de regazéification de chaque cargaison de GNL, ce qui implique qu’en deçà d’un flux d’importation de quatre cargaisons dans l’année, tout nouvel entrant doit, pour profiler sa fourniture « en ruban », faire appel au service de modulation de GDF en aval.

Cette possibilité reste toutefois assez théorique, aujourd’hui, dans la mesure où :

- L’accès des fournisseurs au stockage pour les utilisations de cette nature (lissage des approvisionnements) n’est pas reconnu comme prioritaire et se heurterait, sans aucun doute, à de sérieuses limitations ;
- Le coût d’accès à la logistique aval (transport entre le terminal méthanier et le stockage et service de modulation) majore le prix des fournitures issues des cargaisons

« spot » de GNL au point de les rendre difficilement compétitives, alors même que ce marché est en plein développement.

Il nous semble donc qu'un réexamen des conditions d'ensemble d'accès des importateurs de cargaisons « spot » de GNL au système gazier français soit nécessaire, en prenant notamment en considération les éléments suivants :

- Pour l'accès aux terminaux, une inter-comparaison avec les tarifs des autres opérateurs européens, notamment en Espagne et en Belgique. Par ailleurs, dans la mesure où les nouveaux entrants apportent un flux supplémentaire de GNL qui s'intercale dans le flux dominant des contrats à long terme de l'opérateur historique, il serait légitime de mutualiser entre tous les affréteurs l'économie dégagée par ce flux supplémentaire, qui améliore le facteur de charge du terminal et réduit le temps moyen de stockage du GNL ;
- Pour le transport entre le terminal et les stockages souterrains, un assouplissement des tarifications applicables aux flux transitoires (les réservations mensuelles de capacité de transport sont facturées au sixième des tarifs annuels et les flux « à rebours » au cinquième des tarifs applicables aux flux « contraignants », sans justification économique réelle).

Pour le service de modulation, qui est indispensable tant qu'il n'existera pas en France de place de marché susceptible d'absorber un volume important de gaz sur une courte durée, un aménagement spécifique de la tarification pour faciliter les opérations de « lissage » nécessaires pour la mise sur le marché des cargaisons « spot » de GNL, après gazéification.

2.2. La fluidité du marché du gaz

2.2.1. L'accès aux points d'entrée du réseau français :

Pour les cinq mois d'hiver 2003/2004, les capacités fermes disponibles aux principaux points d'entrée du réseau français, exprimées en pourcentage des capacités fermes totales, sont les suivantes :

- Taisnières H : 6,3 %
- Dunkerque : 11,7 %
- Obergailbach : 19,4 %
- Fos : 16,2 %
- Montoir : 23,3 %
- Taisnières B : 12,4 %

Une lecture rapide pourrait laisser penser qu'il existe des capacités assez importantes accessibles aux nouveaux fournisseurs. La réalité doit être nuancée, dans la mesure où il existe une différence notable entre capacité disponible, c'est-à-dire offerte aux tiers et capacité accessible, c'est-à-dire à laquelle les tiers peuvent en pratique avoir accès, compte tenu de diverses contraintes.

Chaque point d'entrée doit ainsi être examiné en fonction, non seulement de ses caractéristiques propres mais aussi de son accessibilité en amont :

- Taisnières H est proche de la saturation et n'offre qu'un potentiel d'accès limité à 40 GWh/j, soit 2,9 % du marché global ;
- Dunkerque affiche une capacité disponible de l'ordre de 50 GWh/j, soit 3,7 % du marché global, ouvrant ainsi des possibilités intéressantes pour les producteurs de la zone norvégienne de la mer du Nord ;
- Obergailbach affiche une capacité disponible de 77 GWh/j, soit 5,6 % du marché global, mais cette capacité théorique est subordonnée à la conclusion, aujourd'hui très difficile, d'accords de transit en amont ;
- Fos est crédité d'une capacité disponible de 40 GWh/j, soit 2,9 % du marché global, mais l'accès, en amont, au terminal de Fos est limité par la taille des navires (moins de 70 000 m³ de capacité) et le faible nombre de navires disponibles de cette capacité. Par ailleurs, le coût de transport maritime et de déchargement en utilisant ce type de navires méthaniers est particulièrement élevé ;
- Montoir offre une capacité disponible de 80 GWh/j, soit 5,8 % du marché global, mais les conditions d'accès au terminal de GNL en amont sont très pénalisantes pour un affréteur ne disposant pas d'un flux régulier et important de gaz, en particulier pour un importateur de cargaisons « spot » de GNL.
- Taisnières B offre une capacité disponible de 30 GWh/j, soit 2,2 % du marché global, mais comme il n'existe pas de marché concurrentiel de gaz B en Europe, les nouveaux fournisseurs sont dans l'obligation de contracter un service de « swap » pour la conversion du gaz H en gaz B, ce qui limite pour eux l'intérêt de l'opération.

En résumé, sur un potentiel disponible total affiché par GDF Transport aux frontières de 317GWh/j (120 TWh/an), soit 23,1 % du marché global :

- 90 GWh/j (6,6 % du marché global) seulement sont facilement accessibles et offrent de réelles possibilités d'approvisionnement en amont ;
- 227 GWh/j (16,5 % du marché global) ne sont accessibles qu'en théorie et présentent, pour les nouveaux entrants, des difficultés, soit pour l'acheminement en amont (Obergailbach et Fos), soit en raison de questions spécifiques (structure des tarifs de regazéification/stockage pour Montoir, coût du « swap » de qualité H/B pour Taisnières B).

Dès lors les contraintes d'accès aux points d'entrée (tarification des terminaux GNL et contraintes physiques) rendent improbable une ouverture du marché français au niveau de l'objectif théorique.

2.2.2. L'accès aux stockages :

Plus de 3 ans après l'ouverture du marché industriel en France, les conditions de l'accès aux stockages ne sont pas encore précisées. A l'heure actuelle, les opérateurs proposent un service de modulation dont les conditions sont publiées sur leurs sites Internet. Ce système n'est pas satisfaisant pour les raisons suivantes :

- s'agissant de GDF, ce service est offert par l'entité négoce qui a donc une connaissance complète des conditions de fourniture de ses concurrents lorsque ces derniers doivent recourir à du stockage. Dans le Sud-Ouest, au contraire, le service « de flexibilité » est offert par GSO Transport, en complément à l'offre d'ATR ;
- les tarifs ne sont ni négociés, ni régulés ; ils sont fixés unilatéralement par les opérateurs.

L'accès des tiers aux stockages, prévu par la 2^{ème} directive, devrait faire l'objet d'un titre spécifique dans la future loi d'orientation sur l'énergie.

Pour contribuer à l'accroissement de la liquidité et de la fluidité du marché il est important que la législation mise en place soit compatible avec un accès largement ouvert aux services de stockage et qu'elle permette aux nouveaux acteurs d'utiliser ces services en complément des services de regazéification et de transport afin d'élaborer une offre compétitive pour des volumes et des durées limités.

Il est admis qu'une priorité d'accès aux capacités de stockages dans chacune des zones d'équilibrage doit être donnée aux transporteurs pour l'équilibrage de leurs réseaux et aux fournisseurs pour assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement de la clientèle résidentielle et des clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général.

Etendre cette priorité aux fournisseurs de l'ensemble de la clientèle non interruptible, comme le prévoit le projet de loi d'orientation sur l'énergie, risque de saturer les capacités de stockage disponibles au bénéfice de ces besoins dits prioritaires, bloquant ainsi toute respiration du système pourtant indispensable au fonctionnement d'un marché ouvert et fluide.

Par ailleurs l'inadéquation entre capacités de stockage disponibles et les réservations de capacités peut résulter d'un comportement de certains acteurs qui sur-évalueraient leurs besoins de capacités par précaution, mais aussi à dessein pour élever des barrières à l'entrée sur le marché à de nouveaux compétiteurs.

Afin d'éviter ce risque qui, du fait même de la loi, risquerait de bloquer les mécanismes de fonctionnement du marché, outre la limitation des acteurs relevant du service public et bénéficiant à ce titre d'une continuité de fourniture le législateur devrait affecter les capacités de stockage aux fournisseurs des distributeurs. En effet, ces derniers, pour assurer la continuité de fourniture de leurs clients, sont les seuls à bénéficier de trois outils :

- la flexibilité annuelle et journalière des contrats d'approvisionnement,
- l'existence d'un portefeuille de client interruptibles,
- l'optimisation du foisonnement

La conjonction de ces différents moyens leur permet, en effet, de minimiser, en les optimisant, l'utilisation des capacités de stockage, qui constituent un outil rare et onéreux.

2.2.3. La création de hubs :

L'expérience des Etats-Unis (Henry Hub), de la Grande-Bretagne (NBP), des Pays-Bas (TTF) et de la Belgique (Zeebrugge) montre le rôle essentiel joué par les hubs gaziers dans l'établissement d'un marché gazier fluide permettant une bonne séparation entre les opérations d'achat et de vente de gaz sur le marché.

En mettant en place une tarification entrée-sortie, les opérateurs gaziers français vont faciliter l'émergence de hubs gaziers en France. En assouplissant le régime de souscription (pouvant aller de un mois à plusieurs années) les opérateurs gaziers français ont également pris une mesure favorable à la création de hubs gaziers dans l'Hexagone.

Cependant, l'existence de 7 zones distinctes pour le gaz H, auxquelles s'ajoute une zone pour le gaz B, complique considérablement l'émergence d'un hub gazier national comparable au NBP britannique ou au TTF des Pays-Bas. En effet, dans une telle tarification zonale, seuls les volumes des liquidités de chacune des zones peuvent se regrouper en un point d'échange et de modulation, des barrières tarifaires étant maintenues avec les autres zones d'équilibrage.

La réduction du nombre de zones est donc un objectif prioritaire pour l'émergence d'un hub en France ; le développement de hubs multi-zones en France (avec cotation des prix de swaps entre zones) et inter-pays (échanges autour des frontières) sont des objectifs complémentaires lorsque des zones d'échanges ne peuvent être unifiées du fait de congestions avérées ou de la présence de frontières.

2.2.4. Le développement du marché

La place du gaz dans le bilan énergétique français est modeste au regard de la moyenne européenne (14 % contre 22 %). Or le développement de la concurrence serait grandement facilité dans un contexte de croissance du marché, notamment si l'on considère le poids important des contrats à long terme de Gaz de France dans le bilan gazier national.

Le recours au gaz naturel pour la génération d'électricité et la cogénération, par exemple, faciliterait l'entrée de nouveaux acteurs tout en constituant pour la France une option énergétique préservant sa compétitivité économique et assurant une excellente protection de l'environnement.

2.3. Le maintien du monopole de distribution

Bien que la loi du 3 janvier 2003 n'ait pas encore produit tous ses effets (les principaux décrets d'application n'étant pas encore publiés), la libéralisation du marché français se heurte à une série d'obstacles :

Le premier a été introduit par le législateur lui-même. L'article 3 - 4° de la loi confère à GDF opérateur de distribution publique, l'éligibilité à compter du 1er juillet 2004 pour l'ensemble de sa clientèle. Cette disposition, présentée comme une mesure d'accélération de l'ouverture du marché gazier français (qui ne s'ouvre totalement que le 1er juillet 2007), contribue en fait

paradoxalement à renforcer la position dominante de GDF sur le marché national. Elle confère à GDF un avantage concurrentiel certain non seulement sur le secteur des non éligibles mais aussi sur le secteur des éligibles en lui offrant un marché captif important. En effet grâce à cet article, GDF qui détient de par la loi de nationalisation de 1946 le quasi-monopole de distribution publique pourra dès le 1er juillet 2004 auto-approvisionner ce marché au lieu de continuer à s'approvisionner, comme cela se fait depuis l'origine, auprès de GSO ou de CFM dans les zones desservies par ces deux opérateurs ou auprès de nouveaux entrants. Ceci est inacceptable et nécessite un correctif qui pourrait prendre par exemple l'une des deux formes suivantes :

- Soit rendre l'ensemble de la clientèle des distributions publiques elles-mêmes éligibles dès le 1er juillet 2004 et non pas à compter du 1er juillet 2007, comme le prévoit la loi du 3 Janvier 2003;
- Soit permettre aux collectivités locales, à compter du 1er juillet 2004, de choisir librement leur concessionnaire, ce que la loi de 1946 leur interdit actuellement. Pour cela, il conviendrait d'étendre à toutes les municipalités la possibilité déjà reconnue par l'article 50 du DDOEF de 1998, de choisir librement le concessionnaire de leurs réseaux de distribution gazière, et également la possibilité de procéder par appel d'offres pour l'approvisionnement en gaz de celui-ci. Cette deuxième forme semble mieux correspondre aux intérêts des collectivités locales.

Le texte de loi en vigueur sur ce point aboutit à renforcer la position dominante de l'opérateur historique tout en ayant pour objet, paradoxalement, une plus grande ouverture du marché.

2.4. Le maintien jusqu'à mi-2007 d'un secteur non éligible

Le choix de la France de n'ouvrir le secteur résidentiel qu'à la mi-2007 entraîne une coexistence jusqu'à cette date d'un secteur ouvert à la concurrence et d'un secteur, représentant 40 % du marché, qui reste soumis à des tarifs administrés de vente du gaz.

L'absence actuelle de séparation entre les secteurs éligibles et non éligibles dans les comptes des opérateurs est porteuse, de ce fait, d'un risque de subventions croisées pouvant entraîner une distorsion de concurrence entre l'opérateur historique et les nouveaux entrants.

A titre d'exemple, lors du mouvement des prix de vente du gaz naturel en distribution publique au 1^{er} novembre 2003 (J.O. du 31 octobre 2003, p. 18639), il a été proposé par GDF et entériné par la CRE et le Ministère une baisse de 0,28 c€/kWh portant uniquement sur la part variable des tarifs.

Ce mécanisme nouveau conduit en pratique à différencier fortement les variations et prix applicables aux différents segments du marché. La clientèle de base se voit ainsi appliquer une réduction qui n'est que de 3,5 %, alors que les gros consommateurs industriels bénéficient d'une réduction de prix de 11 à 11,5 %.

Tarifs	Baisse en valeur (c€/kWh)	Baisse globale (en %)
Base.....	0,28	3,5
B0.....	0,28	5,3
B1.....	0,28	7,8
B21.....	0,28	9,3
B2S.....	0,28	11,0
TEL.....	0,28	11,5
TEL NUIT.....	0,28	11,0
Moyenne.....	0,28	8,8

Tableau 2
(Source : CRE, 23 octobre 2003)

La baisse de prix de 0,21 c€/kWh, intervenue au 1^{er} janvier 2004, porte également sur la seule part variable des tarifs et renforce donc le phénomène précédemment constaté.

Ces modalités améliorent la compétitivité des offres de GDF sur le segment de la clientèle déjà éligible, ou allant le devenir prochainement, aux dépens des consommateurs captifs et des autres fournisseurs n'ayant pas accès à ce marché.

2.5. Le maintien des anciens barèmes de prix rendus à une partie de la clientèle éligible (tarification STS)

Le maintien, par les entités de négoce des opérateurs historiques, des anciens barèmes de prix rendus (tarification STS) pour la clientèle devenue éligible est porteur de distorsions de concurrence aux dépens des nouveaux entrants sur le marché pour trois raisons :

- Les tarifs STS incorporent une charge de transport péréquée sur les artères principales, alors que la tarification ATR comporte une composante à la distance ;
- La charge tarifaire de modulation incorporée dans le barème STS s'avère encore très inférieure au coût du service de modulation offert actuellement aux fournisseurs ;
- L'entité de négoce de l'opérateur historique peut faire valoir auprès de la clientèle le risque de sortir d'un contrat de vente de gaz dont le prix continuera d'évoluer, à moyen terme, dans un régime de « liberté surveillée » par la Puissance publique, tandis que les nouveaux entrants ne peuvent offrir des conditions de vente fermes au-delà d'un an. Ces nouveaux entrants pourraient s'engager au-delà d'une année en utilisant des moyens de couverture si le marché avait une connaissance précise des règles de construction et de tarification des barèmes STS qui aujourd'hui ne sont pas publiées ;

Il conviendrait ainsi de rétablir rapidement des conditions équitables de concurrence entre tous les fournisseurs de gaz au secteur éligible, compte tenu du maintien d'un secteur non éligible jusqu'à mi 2007.

Cela nous semble justifier, dans un premier temps :

- une plus grande transparence dans les modalités de détermination et d'évolution des barèmes de prix administrés, afin de donner à l'ensemble des acteurs du marché une visibilité comparable sur les perspectives d'évolution - voire d'indexation - des prix du gaz ;
- une accélération des mesures permettant d'étendre le champ de la concurrence à l'ensemble du territoire national.

2.6. Une insuffisante visibilité sur la rentabilité des nouveaux investissements nécessaires

Le passage d'un système gazier intégré dans lequel un opérateur unique coordonne et planifie des investissements en cohérence avec les approvisionnements à long terme à un système progressivement ouvert dans lequel les futurs approvisionnements sont soumis à de nouvelles incertitudes liées au scénario d'approvisionnement d'un ensemble de fournisseurs, implique pour assurer le même degré de sécurité et de continuité de fourniture un effort supplémentaire de création de nouvelles infrastructures d'interconnexions, de terminaux méthaniers et de stockage.

Des conditions incitatives pour les transporteurs, et à terme bénéfiques pour le marché en général, impliquent que le régulateur accepte un taux de rémunération des investissements nouveaux réellement incitatif.

En reconnaissant le caractère structurant de certains investissements, le régulateur accepte de leur appliquer un taux de rémunération bonifié sur une durée de 5 à 10 ans. Cette durée ne doit pas être trop limitée pour encourager des opérateurs privés à développer des investissements structurants, tels que les interconnexions.

Par ailleurs, un certain nombre de mesures techniques mériteraient d'être prises en considération : une rémunération des ouvrages au-delà de leur durée de vie économique, à l'instar de ce qui fait chez certains de nos voisins ; la prise en compte dans la base d'actifs régulés de nouveaux investissements au fur et à mesure des dépenses consenties et non à la date d'entrée en service des ouvrages.

*
* *

En conclusion, UPRIGAZ souhaiterait que les mesures précédemment décrites qui visent à atténuer, voire à supprimer les principales barrières à l'entrée du marché français soient rapidement mises en œuvre. Pendant la période de transition au cours de laquelle ces mesures seraient introduites, la fluidité du marché serait également favorisée par la mise en place d'un programme de « gas et de capacity release », sur lequel l'UPRIGAZ présentera une contribution dans les prochaines semaines.

III. PROPOSITIONS DE L'UPRIGAZ

Création au sein de la CRE d'un **observatoire de la concurrence**, publiant, sur une base semestrielle, un bilan de l'ouverture effective du marché et dans chacune des zones d'équilibrage :

- nombre de sites ayant changé de fournisseurs pour les différentes catégories de clientèle ;
- évolution du nombre des fournisseurs et de la répartition des parts de marché pour les différents segments du marché ouvert ;
- Bilan des volumes échangés entre les parties prenantes aux PEGs et sur les hubs ;
- Inter-comparaison (benchmarking des paramètres d'ouverture du marché français avec ceux des autres pays de l'Union européenne.

Ramener le plus rapidement possible, de 7 à 4, le nombre de zones d'équilibrage tarifaires en gaz H :

- une zone GDF Nord ;
- une zone CFM ;
- une zone GDF Sud ;
- une zone GSO.

Réexamen par la CRE des conditions d'accès aux terminaux GNL pour les cargaisons « spot ».

Ouverture de discussions avec la CRE et le Ministère de l'Industrie sur les différentes options pouvant permettre d'améliorer la fluidité du marché, dont la mise en œuvre de programmes de **gas release et de capacity release** et les conditions s'y rapportant.

Limiter l'accès prioritaire aux stockages, aux transporteurs pour l'équilibrage de leurs réseaux, aux fournisseurs de la clientèle résidentielle et de la clientèle non domestique assurant des missions d'intérêt général.

Rendre effective, à compter du 1^{er} juillet 2004, comme le demande la directive 2003/55/CE , **la séparation des comptes du négoce entre clients éligibles et non éligibles** de manière à éviter les risques de subventions croisées.

Etendre à toutes les municipalités la possibilité de choisir le concessionnaire de leurs réseaux de distribution gazière, et leur permettre de procéder par appel d'offres pour leur approvisionnement en gaz.

Supprimer les distorsions de concurrence que peut entraîner le maintien de barèmes administrés à la clientèle éligible, en priorité en assurant la transparence dans les conditions de fixation et d'évolution de ces barèmes.

Regrouper dans une même entité juridique les activités logistiques (transport, distribution, stockage et terminaux GNL) en interdisant la fourniture de prestations de modulation, autres que sur le marché secondaire, par les entités de négoce.

Définir et mettre en œuvre des mesures permettant de réduire les contraintes d'accès aux capacités de transport aux points d'entrée sur le réseau français (Use it or lose it, ...) ainsi qu'en amont (concertation entre régulateurs des différents pays européens).

Encourager les nouveaux investissements en leur offrant une rentabilité suffisamment incitative de la base d'actif régulée.

Garantir la pérennité des conditions de rémunération des nouveaux investissements fixées par le régulateur, au moment de la prise de décision, en faisant en sorte d'éviter la possibilité de révisions ultérieures du taux de rémunération autorisé pour l'investissement.