

UNION PROFESSIONNELLE DES INDUSTRIES PRIVEES DU GAZ UPRIGAZ

5 mars 2004

Contribution de l'UPRIGAZ à une initiative de « gas release » en France

Dans un document intitulé « Bilan et perspectives de l'ouverture du marché gazier français », élaboré en janvier 2004, l'UPRIGAZ a présenté un certain nombre de propositions visant à améliorer l'offre concurrentielle de gaz et à accroître la fluidité des échanges en France.

Plus récemment, à l'occasion d'une conférence de presse tenue le 29 janvier 2004, le Président de la CRE a présenté le « gas release » comme l'une des quatre priorités de la CRE en 2004, au même titre que la poursuite de la réduction du nombre de zones d'équilibrage, l'instauration d'un accès régulé aux stockages et le développement des possibilités d'échanges entre la zone B et la zone nord de GDF.

Le présent document a pour objet de présenter la contribution de l'UPRIGAZ à l'examen de la problématique du « gas release » en France et de formuler quelques recommandations pour la mise en œuvre d'un programme de « gas release » permettant d'accompagner les principales réformes structurelles nécessaires à l'ouverture du marché français à la concurrence. Ces initiatives devront être engagées par la CRE et la Puissance publique au cours du premier semestre 2004, afin de faciliter la très importante étape d'ouverture du marché du 1^{er} juillet 2004.

UNION PROFESSIONNELLE DES INDUSTRIES PRIVEES DU GAZ
UPRIGAZ
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

1. Le « gas release », l'une des mesures justifiées par le constat de l'ouverture du marché gazier

L'absence d'offre concurrentielle de gaz dans la moitié sud de la France, constatée par l'ensemble des parties prenantes et par la CRE, plus de trois ans après l'entrée en vigueur de la première directive européenne, est préjudiciable au bon fonctionnement du marché gazier, car elle conduit à :

- Décrédibiliser le processus d'ouverture du marché et à démotiver les acteurs ;
- Placer les consommateurs éligibles, situés dans les zones concernées, dans une situation de grande vulnérabilité au regard de leur approvisionnement en gaz. En effet, la CRE envisage une « mise en extinction » des tarifs réglementés (c'est à dire que ces tarifs ne pourraient plus être souscrits, ni par de nouveaux clients, ni par d'anciens clients ayant changé de fournisseur et désireux d'y revenir). Ainsi, certains consommateurs éligibles en France ne pourraient bénéficier ni du choix de leur fournisseur sur un marché concurrentiel, ni de la protection que confèrent les tarifs administrés dans une situation de monopole de l'offre ;
- Majorer considérablement les coûts de gestion des nouveaux entrants, qui ne parviennent pas encore à atteindre le « point mort », en volume, de leurs activités commerciales, en raison de l'extension insuffisante de leur zone potentielle de desserte des clients éligibles.

Il convient de rappeler que cette situation résulte principalement de deux facteurs structurels qui affectent le fonctionnement du système gazier français :

- Des contraintes de transport dans le sens nord-sud, ne permettant pas, sauf à un coût d'ATR excessif, de transiter vers les clients du sud de la France les liquidités gazières disponibles en Europe du nord ;
- Des difficultés d'accès aux points d'entrée sur le réseau français traduisant la nécessité de nouveaux investissements d'infrastructures, la situation actuelle ne permettant pas d'approvisionner directement le marché à partir des points d'entrée situés dans la moitié sud de la France.

La réalisation de tout ou partie des investissements permettant de corriger cette situation ne pouvant intervenir avant, au mieux l'année 2007, il semble justifié, parallèlement à la mise en place des mesures indispensables visant à la réduction des tarifs de regazéification et de stockage, de remédier aux conséquences de ces deux facteurs par la mise en place d'un programme de « gas release » permettant aux nouveaux entrants de disposer, à titre transitoire, d'une partie des approvisionnements importés par GDF aux points d'entrée qui leur sont difficilement accessibles.

Les points d'entrée posant problème aux nouveaux entrants sont les suivants :

- Fos, en raison de l'indisponibilité en navires méthaniers de la capacité requise (moins de 70 000 mètres cubes) ;

- Obergailbach, eu égard à la grande difficulté constatée de conclure des contrats de transit de gaz en amont de ce point ;
- Montoir, tant que la tarification pratiquée par GDF pour le stockage du GNL au terminal et le service de modulation restera aussi pénalisante pour les importateurs de cargaisons « spot ». En effet, en l'absence d'une place de marché en France permettant d'assurer le placement des volumes correspondants sur une courte durée, les importateurs de cargaisons « spot » de GNL doivent les offrir sous la forme d'un « ruban annuel » profilé suivant les besoins de leurs propres clients, transformation qui entraîne des coûts de stockage élevés, tant au terminal qu'en aval ;

2. Les programmes de « gas release » en Europe

Une description des conditions de mise en œuvre des programmes de « gas release » en Grande Bretagne, Espagne, Italie, Autriche et Allemagne est présentée en annexe au présent document.

Les principaux enseignements qui peuvent être tirés des expériences conduites dans ces cinq pays sont les suivants :

- Les programmes de « gas release » ont été imposés aux opérateurs historiques dans leurs pays respectifs, soit par les gouvernements, dans le cadre des lois de transposition de la directive 98/30/CE (Espagne et Italie), soit par les autorités de la concurrence en contrepartie de l'approbation de projets de fusions de sociétés impliquant l'opérateur historique (Allemagne et Autriche) ;
- Ces programmes s'accompagnaient quelquefois de mesures, également non prévues par la directive de 98, visant à diminuer la domination de l'opérateur historique sur son marché interne, soit par limitation normative de sa part de marché (Italie), soit encore en imposant un calendrier pour la séparation patrimoniale de son activité de transport (Espagne et Italie) ;
- Les effets de ces programmes ont été globalement favorables à l'ouverture des marchés concernés et, par la diversification du nombre d'acteurs, ils ont contribué à la création d'un marché plus liquide et transparent ;
- Certaines difficultés et critiques ont été exprimées sur les modalités de mise en œuvre de ces programmes, sans conduire toutefois à un jugement globalement négatif dans aucun des pays concernés.

Ce retour d'expérience peut ainsi constituer un élément intéressant à considérer dans l'élaboration de possibles programmes de « gas release » en France, comme dans les autres pays européens, afin d'accélérer l'émergence d'une offre concurrentielle de gaz dans l'espace européen.

3. Problématique du « gas release » en France

Pour répondre aux attentes du marché français et être porteur de développements potentiels, pour l'industrie gazière et les consommateurs, sur une durée allant bien au-delà sa réalisation, un programme de « gas release » devrait satisfaire aux conditions suivantes :

- Être suffisamment important, en termes de volume et de part de marché, pour intéresser les acteurs internationaux, offrant les garanties requises des fournisseurs par les textes réglementaires, et les inciter à s'investir en France ;
- Porter sur une durée relativement courte (3 à 4 ans). Sur une durée de cet ordre, en effet, une rentabilisation convenable des investissements nécessaires pour la création d'un fonds de commerce semble assez improbable, et la nécessité de prévoir un relais dans les approvisionnements à l'expiration du programme de « gas release » apparaît comme évidente ;
- Être accompagné de la mise en œuvre de mesures structurelles assurant aux acteurs un minimum de visibilité à 3 ans (durée du programme) quant à la possibilité de développer une activité pérenne en France, faute de quoi le gas release pourrait être sans effet réel voire contre-productif (succès incertain des appels d'offres, pas d'investissements induits, non pérennité des nouveaux acteurs, risque de préjudice porté à l'introduction de la concurrence, ...) ;
- Intervenir de telle manière qu'au terme du programme le marché ne se trouve pas en situation de suroffre trop importante car cela pourrait se traduire par une déstabilisation des prix susceptible de nuire durablement à l'équilibre du marché (si, au terme du programme, GDF Négoce retrouvait le bénéfice de ses contrats alors même que les nouveaux entrants auraient mis en place de nouvelles sources d'approvisionnement). A cet égard, une meilleure prise en considération par la puissance publique de la contribution potentielle du gaz naturel à la génération d'électricité tant pour la production décentralisée et la semi base que pour la co-génération constituerait un facteur essentiel d'équilibre à terme du marché ;
- Se dérouler suivant une procédure transparente, garantissant la non-discrimination des acteurs, sous le contrôle de la CRE.

Au plan juridique, le « gas release » devrait impliquer une intervention du législateur afin de légitimer une délicate interférence dans la gestion de ressources acquises par l'opérateur historique. On notera, à cet égard, que les pays qui ont mis en place des programmes de « gas release » les ont, le plus souvent, inscrits dans la loi gazière nationale de transposition de la directive de 1998, dans un cadre plus global pouvant comporter des dispositions favorables aux opérateurs historiques dans d'autres domaines.

Cependant dans le cas de la France, la mise en place du « gas release » pourrait résulter plus directement d'une initiative de Gaz de France, encouragé par la CRE, qui accepterait de remettre sur le marché une partie de ses contrats d'approvisionnement à long terme,

4. Modalités relatives à un programme de « gas release » en France

Pour présenter les garanties d'équité et de transparence nécessaires, il conviendrait que les modalités de mise en œuvre d'un programme de « gas release », dont le cadre général aurait été défini préalablement dans un texte législatif, soient ensuite fixées par la CRE, et que l'exécution de ce programme se déroule sous son contrôle, suivant des dispositions comparables à celles qui ont été retenues pour les VPP électriques.

A cet égard, il paraît d'ores et déjà possible de préciser les contours d'un programme de « gas release » en France qui remplisse les critères minima de sécurité juridique, de transparence dans l'attribution des volumes, et de faisabilité dans l'exécution :

- *Sécurité juridique* : dans l'intérêt de toutes les parties, il semble opportun que GDF conserve seul la totalité de ses engagements contractuels de long terme devant faire l'objet du programme de cession, afin de ne pas affecter les relations entre GDF et les producteurs correspondants. Par ailleurs, les conditions de cession du gaz par GDF devraient être représentatives de l'ensemble de son portefeuille de contrats d'importation à long terme, en retenant, pour les principales caractéristiques de la fourniture (qualité, flexibilité et modulation, prix et indexation, indisponibilité et Force Majeure), les conditions moyennes d'importation du gaz en France par GDF ;
- *Transparence dans l'attribution* : le gaz faisant l'objet de la cession serait proposé aux fournisseurs autorisés dans le cadre d'appels d'offres conduits sous l'autorité de la CRE. Ces appels d'offres devraient s'appuyer sur un cahier des charges garantissant :
 - La non-discrimination dans la sélection des fournisseurs susceptibles de participer aux appels d'offres, en évitant de restreindre le nombre de fournisseurs potentiels pouvant y participer, par exemple en exigeant d'eux des garanties (notamment financières) allant au-delà des conditions fixées dans le décret relatif à l'autorisation de fourniture de gaz en France ;
 - L'exclusion de GDF et de ses filiales/affiliées du processus d'appel d'offres, afin de ne pas en détourner la finalité ;
 - La fixation par la CRE de règles transparentes pour l'attribution des volumes, en particulier la procédure d'enchères, l'encadrement du prix d'adjudication, y compris son éventuel plafonnement par rapport au prix moyen d'importation.
 - La communication par les sociétés participant aux appels d'offre de leurs plans de commercialisation du gaz pendant la période d'attribution ;
- *Faisabilité dans la mise en œuvre* : l'attribution des volumes rétrocédés par GDF devrait entraîner, *ipso facto*, le transfert, de la part de GDF au bénéfice de l'adjudicataire, des capacités correspondantes, qu'il s'agisse des capacités réservées à l'entrée des réseaux et, en fonction de la clientèle desservie par les adjudicataires, dans les réseaux et les stockages. Elle devrait également emporter le droit, pour les adjudicataires, de négocier librement les volumes de gaz et les capacités correspondantes sur les marchés secondaires.

Compte tenu de l'activité de ses membres, couvrant l'ensemble de la chaîne gazière, aux plans national et international, l'UPRIGAZ est désireuse de contribuer à la définition d'un programme de « gas release » s'inscrivant véritablement dans une stratégie de développement, à moyen terme, de l'offre concurrentielle de gaz en France et de la sécurité des approvisionnements.

A cet égard, l'UPRIGAZ est en mesure de faire des propositions, à la Puissance publique, à la CRE et aux parties prenantes, sur les modalités devant accompagner la mise en place d'un programme de « gas release » répondant à ces deux critères stratégiques, notamment sur les points suivants :

- Prise en considération, dans l'attribution des autorisations de fourniture, d'un plan pluriannuel faisant apparaître, au-delà de la durée du programme, les relais d'approvisionnement par des ressources propres et les investissements correspondants (infrastructures techniques et commerciales) ;
- Inscription au cahier des charges de l'appel d'offres de l'obligation de présenter un plan de commercialisation du gaz en cohérence avec le plan pluriannuel d'approvisionnement ;

5. Propositions et conclusions

L'UPRIGAZ soutient l'initiative de la CRE visant à étudier la mise en place en place d'un programme de « gas release » en France. Un tel programme, élaboré de manière à satisfaire aux contraintes énoncées ci-après, contribuerait, en effet, au développement d'un marché plus liquide et concurrentiel.

Il inciterait les fournisseurs à développer une activité durable en France, notamment en participant à la réalisation de nouvelles infrastructures techniques et commerciales devant assurer le relais de leurs approvisionnements au terme du programme.

Les contraintes à satisfaire sont les suivantes :

- Le programme ne devrait intervenir qu'en complément de la mise en œuvre préalable ou simultanée des mesures structurelles nécessaires, déjà présentées par l'UPRIGAZ dans son document « Bilan et perspectives de l'ouverture du marché gazier français »: accès des tiers aux stockages dans des conditions non discriminatoires et correspondant aux besoins des nouveaux entrants, réduction du nombre de zones d'équilibrage tarifaires (à ramener à 4 au maximum en zone H), accès compétitif aux terminaux de GNL, séparation des comptes négoce entre éligibles et non-éligibles, mise en place des fonctionnalités techniques et commerciales (GTG 2004).
- Les modalités du programme, en particulier sa date de démarrage et sa durée, doivent être déterminées en vue de minimiser le risque d'une déstabilisation du marché par la création d'une sur-offre artificielle (« bulle » de gaz) en fin de programme. Ce risque doit être analysé en considérant également l'équilibre offre-demande dans les pays voisins et la possibilité, pour d'éventuels volumes excédentaires en France, d'être réorientés vers d'autres marchés.

En le dimensionnant de manière suffisante, c'est à dire en faisant en sorte qu'il permette d'atteindre un taux réel d'ouverture de 20 % à 25 % des volumes éligibles dans chacune des zones d'équilibrage, il s'accompagnerait d'une diversification convenable du nombre d'attributaires et donnerait une visibilité satisfaisante aux nouveaux entrants pour organiser leurs approvisionnements, par des ressources propres, à terme de quelques années.

L'UPRIGAZ considère qu'il est souhaitable de recourir à un mécanisme contractuel pour la mise à disposition de ce gaz par GDF, qui se ferait dans le cadre d'appels d'offres encadrés par la CRE, et suivant des modalités financièrement neutres pour GDF.

Par ailleurs, l'UPRIGAZ estime nécessaire que les Pouvoirs publics prennent l'initiative de demander à la Commission européenne d'actualiser le bilan de l'ouverture du marché gazier dans les différents États membres et, en fonction des résultats de cette comparaison, de proposer aux États membres l'adoption de règles transparentes et non discriminatoires visant à aboutir à une ouverture significative et effective des différents marchés nationaux. A cet égard, la mise en œuvre d'un programme de « gas release » en France constituerait un élément déterminant à faire valoir dans le « benchmarking » européen, auprès de la Commission, du Forum de Madrid et de l'organisme de concertation des régulateurs, afin d'obtenir la levée de certaines difficultés constatées par les opérateurs français dans d'autres pays.

En conclusion, L'UPRIGAZ souhaite que la CRE engage, le plus rapidement possible, le processus de consultation des parties prenantes en vue de définir les conditions et modalités de mise en œuvre d'un programme de « gas release ».

Annexe

Description des programmes de « gas release » mis en œuvre dans l'Union européenne

Grande Bretagne

En 1991, l'Office of Fair Trading (devenu, depuis lors, la Monopoly and Merger Commission) a effectué une enquête portant sur les résultats des mesures prises antérieurement vis à vis de British Gas, en vue de créer un marché concurrentiel (limitation des achats aux producteurs de la mer du Nord à 90 % des volumes offerts dans le cadre des contrats « take or pay » et report de quelques années d'enlèvements contractuels auprès des producteurs).

A la suite de cette enquête, il fut exigé de BG de remettre sur le marché une partie de ses achats de gaz, sur une période de quatre ans :

- 1992 : 1,35 Gm³
- 1993 : 1,62 Gm³
- 1994 : 1,35 Gm³
- 1995 : 0,68 Gm³

Le gaz était attribué, au prorata des demandes, à un prix prédéterminé égal au coût moyen pondéré des achats de gaz de BG (WACOG), majoré d'un terme forfaitaire de 0,25 pence par therm, représentant les frais de gestion de BG pour cette mise à disposition.

Le gaz était disponible en de multiples points d'entrée sur le réseau, avec des clauses de « take or pay » et une modulation représentatifs de la moyenne des achats de BG. A la fin de chaque année, les bénéficiaires des cessions avaient la faculté de renouveler une partie de leurs achats pour une année supplémentaire ou de se retirer du programme pluriannuel. Vers 1994, le marché « spot » avait commencé à se développer et les contrats n'ont ainsi été que partiellement reconduits.

La principale critique formulée au sujet de ce programme de cession tient au fait qu'un nombre élevé de compagnies se sont vu attribuer du gaz (32 la première année et 70 la deuxième), ce qui a conduit à des cessions de volumes unitaires trop faibles pour permettre aux allocataires de fonder une activité commerciale durable, certains d'entre eux étant ainsi incités à revendre le gaz aux fournisseurs les plus importants. Des critiques ont également porté sur des tentatives, de la part de BG d'augmenter le WACOG à travers les mécanismes contractuels de leurs enlèvements de gaz aux producteurs.

Espagne

Prévu dans le Décret Royal de 2000, assurant la transcription en droit espagnol de la directive 98/30/CE, le programme de « gas release » a été précisé dans une ordonnance de 2001. Il portait sur 25 % des importations de gaz algérien destinées à l'Espagne, par la canalisation Maghreb/Europe, au cours d'une période de 26 mois commençant en octobre 2001, soit au total 4,24 Gm³.

Les acteurs importants sur le marché espagnol ont été exclus du programme et les pétitionnaires soumis à un processus de qualification, ayant pour objet de juger leur capacité contributive à développer la concurrence sur le marché industriel et à approvisionner le marché espagnol par de nouvelles ressources de gaz, au terme du programme.

Comme en Grande Bretagne, le principe était une neutralité financière pour Gas Natural, le gaz devant être cédé au prix moyen d'importation de ce gaz, majoré de frais de gestion. Les candidats retenus étaient invités à participer à un appel d'offres dont le cahier des charges prévoyait l'élimination des offres « extrêmes », c'est-à-dire celles excédant la moyenne des offres de plus de 10 %, les attributions se faisant ensuite sur la base du prix des enchères, avec un volume maximum alloué de 25 % du contingent pour chaque société. L'échelle des prix d'enchères devait être ensuite corrigée, afin de respecter la contrainte de neutralité financière de Gas Natural.

Les contrats de vente du gaz aux allocataires comportaient un « take or pay » annuel de 80 % des quantités et un enlèvement minimum journalier de 60 % du débit contractuel quotidien (DCQ).

La principale critique formulée sur ce programme a été que les fournisseurs existants étaient les mieux placés pour enchérir, dans la mesure où ils étaient moins vulnérables que les nouveaux entrants aux risques de « take or pay », dans le développement d'un fonds de commerce. Cette critique trouve une certaine justification lorsque l'on examine le résultat des enchères qui ont, en quasi-totalité, bénéficié aux fournisseurs déjà en place et aux producteurs espagnols d'électricité :

- Iberdrola : 25 %
- Union Fenosa : 20 %
- Endesa : 18 %
- Hidrocantabrico : 10 %
- BP : 25 %
- Shell : 2 %

Italie

Le décret italien assurant la transposition de la directive 98/30/CE a fixé, dans deux dispositions, une limitation à la position dominante de l'opérateur historique SNAM :

- La première stipulait que la part de marché de l'opérateur historique serait ramenée à moins de 50 % entre 2003 et 2010 ;

- La deuxième que la part de celui-ci dans les importations de gaz ne devrait excéder 75 % en 2002 et serait progressivement réduite jusqu'à 61 % en 2010.

Ce programme a cependant soulevé trois critiques de la part de la profession : d'une part, le gaz auto-consommé était exclu de l'opération, permettant ainsi à SNAM de réduire les volumes de gaz à mettre sur le marché en s'engageant dans une politique d'achat de centrales électriques au gaz. D'autre part, l'offre de gaz était liée à celle de la capacité correspondante à l'entrée du réseau, mais cette dernière n'était pas disponible pour les utilisateurs voulant faire entrer d'autres ressources de gaz, ce qui ne permettait pas aux nouveaux entrants d'optimiser le prix global de leurs approvisionnements. Enfin, la fixation d'un objectif quantitatif pour la part de marché maximale de l'opérateur historique a conduit ce dernier à restructurer son portefeuille de clientèle en ne retenant que les segments les plus rentables, le transfert de clientèle ne portant, de la sorte, que sur les segments à faible marge.

Le régulateur italien, AEEG a récemment ouvert une consultation des parties prenantes, portant sur un nouveau programme de « gas release ».

Allemagne

Parmi les conditions liées à l'approbation, par le gouvernement allemand, de la fusion E.On/Ruhrgas, figurait la mise en œuvre d'un programme de « gas release ».

Il porte sur 200 TWh (18,1 Gm³) devant être mis sur le marché, par voie d'enchères, sur 6 ans à compter du 1^{er} octobre 2003, chacune des tranches étant de 11,11 TWh/an sur trois ans et aucun acheteur n'étant autorisé à acquérir plus d'un tiers des volumes de chaque tranche.

Trois tranches sont offertes à Emden et trois à Waidhaus, mais Ruhrgas n'est pas tenu de faire connaître à l'avance la séquence complète des points de livraison du gaz.

Le prix de référence pour la première tranche offerte aux enchères en 2003, était fondé sur un prix moyen des importations de Ruhrgas, en excluant toutefois le gaz fortement modulé en provenance des Pays-Bas, ce qui a conduit à effectuer une réduction forfaitaire de 5 % du prix moyen. Le prix moyen d'importation du gaz en Allemagne n'étant publié qu'avec un certain décalage, et les formules d'indexation des contrats étant confidentielles, les prix de référence des enchères ne peuvent être qu'estimés à l'avance et la couverture des risques correspondants n'est pas aisée pour les acquéreurs.

La critique principale qui a été exprimée sur ce programme est que ses termes n'ont pas été fixés de manière détaillée par le gouvernement, ce qui laisse une importante marge de manœuvre à Ruhrgas pour sa mise en œuvre. Ainsi, en excluant le gaz hollandais, à forte modulation, du contenu du programme, avec pour seule contrepartie une faible réduction du prix, Ruhrgas a été en mesure de conserver la flexibilité de cette ressource tout en majorant le prix de la ressource offerte sur le marché.

D'autres conditions imposées aux candidats acquéreurs, comme des garanties et cautions financières, et l'absence d'engagement ferme de la part de Ruhrgas quant à la disponibilité des capacités d'importation et de transport de ce gaz ont rendu le programme peu attractif. Ainsi, la première tranche d'enchères n'a permis l'attribution que de 14 lots sur 33 offerts. En outre, l'incertitude sur les points de mise à disposition du gaz lors des futures enchères

constitue un facteur de risque supplémentaire pour les acquéreurs cherchant à établir un portefeuille de clientèle, dans la mesure où le prix rendu du gaz peut s'en trouver fortement affecté.

Compte-tenu de ces éléments, le Ministère de l'Économie procède actuellement à une évaluation des enchères de 2003, en vue d'apporter les correctifs nécessaires aux prochaines ventes.

Autriche

Les autorités autrichiennes de la concurrence ont subordonné leur accord à la fusion, entre OMV et les actifs gaziers d'Énergie Allianz (conduisant à la création d'Econgas), à la mise en œuvre d'un programme de « gas release ».

Ce programme porte sur 250 Millions de m³ par an, fractionnés en lots de 10 Millions de m³, pendant 6 ans, l'opération débutant au 1^{er} octobre 2003. Le gaz doit être mis à disposition au « hub » de Baumgarten, le gestionnaire de ce « hub » étant chargé de conduire les enchères.

En ce qui concerne les enchères, aucun plafond en volume par acquéreur n'a été imposé. Les prix de démarrage des offres ont été publiés et Econgas s'est fixé des prix de réserve fondés sur la prévision de prix de ses contrats d'achat à long terme pour l'année suivante, majorée d'un facteur de couverture du risque prix, mais ces prix de réserve n'ont pas été publiés. La totalité des lots correspondant à ce programme ont cependant été souscrits.

Il apparaît que E-control, le régulateur autrichien, a été contrarié de voir qu'une partie importante des volumes de gaz mis ainsi sur le marché ont été vendus en Italie, alors que l'intention initiale était de créer davantage de concurrence à Econgas en Autriche. Le fait que l'accès aux gazoducs TAG et WAG soit limité a également eu pour conséquence qu'un faible nombre de contreparties ont été en mesure d'acquérir ou d'échanger ce gaz à Baumgarten, ce qui n'a pas contribué à améliorer la liquidité sur ce « hub ».

E-control a la faculté de demander d'autres programmes de « gas release » s'il estime que la première opération n'a pas eu un effet suffisant sur la concurrence en Autriche, cette question ne semblant pas encore tranchée.