

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 4 octobre 2012 portant décision relative aux règles de commercialisation des capacités de transport à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz et à l'interface entre GRTgaz et TIGF

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCETTE, président, Frédéric GONAND et Jean-Christophe LE DUIGOU commissaires.

Vu le code de l'énergie et notamment son article L. 134-2,

La présente délibération a pour objet de définir les règles de commercialisation des capacités de transport disponibles à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz et à l'interface entre GRTgaz et TIGF à compter du 1^{er} avril 2013.

1. Contexte

Les règles actuelles de commercialisation des capacités de transport à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz ainsi qu'à l'interface entre GRTgaz et TIGF ont été fixées par délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en date du 7 juillet 2011. L'élaboration de ces règles a fait l'objet d'un travail approfondi de concertation et d'une consultation publique qui ont conduit à commercialiser ces capacités sur la base d'un mécanisme de prorata « amélioré » et de tours successifs d'allocation permettant de donner davantage de visibilité aux expéditeurs, notamment à ceux ayant un besoin limité (inférieur ou égal à 1,5 GWh/j). La mise en œuvre de ces règles s'est déroulée de façon satisfaisante en 2010 et 2011.

Toutefois, les conditions de marché dans le sud de la France ont évolué au cours des derniers mois. L'écart des prix *day-ahead* entre le Point d'Echange de Gaz (PEG) Nord et le PEG Sud a fortement augmenté depuis le 1^{er} avril 2012, le prix au PEG Sud étant plus cher. Cet écart de prix observé sur la bourse Powernext Gas Spot a été en moyenne de 0,16 €/MWh en 2011. Il est en moyenne de 2,7 €/MWh depuis le 1^{er} avril 2012 et a dépassé à plusieurs reprises le niveau de 6 €/MWh. Cette situation peut s'expliquer, notamment, par la baisse significative des importations de GNL et par le niveau élevé des exportations de gaz à destination du marché espagnol qui entraînent une congestion de la liaison Nord – Sud dans le sens Nord vers Sud.

La CRE a annoncé fin juillet 2012 le lancement d'une enquête sur les conditions de formation du prix de gros dans le Sud de la France.

Compte tenu de ces circonstances, les conditions d'accès à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz, dans le sens Nord vers Sud, revêtent une importance toute particulière pour le bon fonctionnement du marché en zones GRTgaz Sud et TIGF.

Entre le 30 juillet 2012 et le 7 septembre 2012, les projets de règles de commercialisation des capacités de transport à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz et à l'interface entre GRTgaz et TIGF proposés par GRTgaz et TIGF ont fait l'objet d'une consultation publique menée par la CRE. Vingt-trois contributions ont été reçues : quatre de clients finaux raccordés au réseau de transport, dix d'expéditeurs, trois d'associations et six de gestionnaires d'infrastructures de gaz.

2. Affectation de capacités interruptibles au couplage de marché entre le PEG Nord et le PEG Sud à partir du 1^{er} avril 2013

2.1. Proposition de GRTgaz

Compte tenu de la congestion physique observée à la liaison Nord - Sud dans le sens Nord vers Sud, GRTgaz propose de ne plus dédier au mécanisme de couplage de marché, à partir du 1^{er} avril 2013 14,5 GWh/j de capacités fermes, mais 30 GWh/j de capacités interruptibles. Concernant le sens Sud vers Nord, en l'absence de congestion, GRTgaz propose de maintenir l'affectation de 14,5 GWh/j de capacités fermes au mécanisme de couplage.

GRTgaz propose que ces 30 GWh/j soient soustraits du volant de capacités interruptibles pluriannuelles disponibles à compter du 1^{er} avril 2013¹. Leur disponibilité sera définie, chaque jour, dans les mêmes conditions que la capacité interruptible classique.

2.2. Consultation publique

L'ensemble des contributeurs se déclare favorable à la pérennisation, au-delà du 1^{er} avril 2013, du mécanisme de couplage de marché.

Une large majorité de contributeurs approuve la proposition de GRTgaz d'affecter un volant de capacités interruptibles au mécanisme de couplage de marché. Toutefois, certains contributeurs souhaitent que seules les éventuelles capacités qui resteraient invendues à l'issue des phases de commercialisation soient affectées au couplage de marché.

2.3. Analyse de la CRE

La CRE considère que le retour d'expérience sur le mécanisme de couplage de marché est positif en ce qui concerne l'animation du marché et le développement de la liquidité en zone sud, même si les effets en sont difficilement quantifiables.

Ce mécanisme a toutefois l'inconvénient de réduire la capacité disponible pour les autres moyens d'allocation. Dans le contexte actuel de congestion de la liaison Nord vers Sud, la CRE juge préférable de ne pas réduire le volume de capacités fermes commercialisables. Elle approuve donc la proposition de GRTgaz d'affecter des capacités interruptibles au couplage de marché.

Par ailleurs, la CRE a observé récemment que toute la capacité affectée au couplage de marché n'est pas systématiquement vendue, même en cas de niveaux de *spreads* élevés. De ce fait, les flux entre le nord et le sud du territoire ne sont pas à leur niveau maximum, ce qui, dans la situation de congestion actuelle, n'est pas souhaitable.

En conséquence, la CRE retient le schéma suivant :

- 30 GWh/j de capacités annuelles interruptibles seront réservées pour une affectation au couplage de marché pour la période du 1^{er} avril 2013 au 31 mars 2014 ;
- la CRE demande à GRTgaz, en coordination avec Powernext, de présenter en Concertation Gaz, avant la fin de l'année 2012, un bilan complet du fonctionnement et des résultats du couplage de marché.

¹ Sur un volant global de 122,9 GWh/j de capacités interruptibles pluriannuelles disponibles à partir du 1^{er} avril 2013

3. Commercialisation des capacités annuelles et pluriannuelles à la liaison Nord-Sud à partir du 1^{er} avril 2013

3.1. Proposition de GRTgaz

GRTgaz propose de maintenir les règles de commercialisation en vigueur. Il s'agit d'un prorata « amélioré » sous forme d'une vente en deux phases proposant chacune 50 % des capacités. Pour les capacités annuelles, la première phase, réservée aux expéditeurs disposant d'une autorisation de fourniture de gaz aux clients finals et aux expéditeurs eux-mêmes clients finaux et titulaires d'un contrat de raccordement avec GRTgaz, prévoit une « allocation garantie » jusqu'à 1,5 GWh/j.

GRTgaz propose de maintenir le mécanisme d'allocation garantie pour les capacités annuelles et de l'étendre aux capacités pluriannuelles à hauteur de 0,75 GWh/j.

3.2. Consultation publique

Une large majorité de répondants s'est déclarée favorable au maintien du mécanisme en vigueur pour les capacités annuelles. Une majorité de répondants est opposée à la proposition de GRTgaz d'étendre le mécanisme d'allocation garantie aux capacités pluriannuelles.

3.3. Analyse de la CRE

Les conditions de marché actuelles sont caractérisées par un *spread* de prix PEG Nord/PEG Sud très supérieur au tarif régulé de la capacité de liaison. Le *spread* a été proche de 3 €/MWh en moyenne ces derniers mois alors que le tarif régulé, en supposant une utilisation pleine de la liaison, est d'environ 0,6 €/MWh. La valeur de marché de la capacité Nord - Sud est donc vraisemblablement supérieure à son tarif régulé, la différence entre les deux constituant une rente de congestion.

Dans ces conditions, la commercialisation de ces capacités par un mécanisme de prorata risque de donner lieu à une forte demande, qui entraînera un coefficient de réduction des demandes élevé et imprévisible. Par ailleurs, dans un tel mécanisme, l'intégralité de la rente de congestion revient aux expéditeurs s'étant vu allouer des capacités.

En cas de congestion, il est, en règle générale, préférable d'allouer la capacité à un prix correspondant à sa valeur, c'est-à-dire par un mécanisme d'enchères. Dans ce cas, la rente de congestion est intégralement captée par le gestionnaire de réseau de transport (GRT). Le revenu du GRT étant régulé, ce surplus de revenu est ensuite redistribué aux utilisateurs du réseau suivant un mécanisme défini par le régulateur.

La CRE est donc favorable à ce que les capacités Nord – Sud soient allouées aux enchères. Un tel mécanisme serait conforme au futur code de réseau européen sur l'allocation des capacités (code CAM), qui imposera que les capacités entre zones d'équilibrage soient vendues aux enchères.

La CRE note que le cadre tarifaire actuellement en vigueur (ATRT4) ne permet pas la mise en œuvre anticipée d'un mécanisme d'enchères. Or, une décision tarifaire ne peut pas, compte tenu du processus de décision tarifaire en vigueur, intervenir avant le début de l'année 2013. Il est donc impossible de mettre en œuvre des enchères pour les capacités démarrant au 1^{er} avril 2013, compte tenu des délais de prévenance nécessaires aux acteurs du marché.

En conséquence, la CRE retient le schéma suivant :

- seules les capacités disponibles du 1^{er} avril 2013 au 31 mars 2014 seront commercialisées par GRTgaz lors de la prochaine fenêtre ;
- Les capacités Nord vers Sud, soit environ 99 GWh/j de capacités fermes et 137 GWh/j de capacités interruptibles, seront commercialisées suivant les modalités proposées par GRTgaz, soit en deux phases proposant chacune 50 % des capacités. Pour tenir compte de la hausse des capacités commercialisées sur un an, la CRE demande à GRTgaz de porter le volant d'allocation garantie lors de la première phase à 2,5 GWh/j ;

- les capacités disponibles dans les deux sens à compter du 1^{er} avril 2014 seront commercialisées par des enchères. La CRE demande à GRTgaz de lui proposer, au plus tard le 1^{er} mai 2013, après concertation avec les acteurs de marché, un mécanisme d'enchères compatible avec le code de réseau sur les allocations de capacités (code CAM).

4. Commercialisation des capacités à l'interface GRTgaz - TIGF

Pour les capacités à l'interface GRTgaz - TIGF, la CRE retient les mêmes principes que pour les capacités à la liaison Nord-Sud :

- les capacités disponibles du 1^{er} avril 2013 au 31 mars 2014 à l'interface GRTgaz - TIGF seront commercialisées suivant les règles proposées par les deux GRT ;
- les capacités disponibles à compter du 1^{er} avril 2014 pourront être commercialisées par des enchères.

La CRE demande à GRTgaz et TIGF de lui proposer au plus tard, le 1^{er} mai 2013, après concertation avec les acteurs de marché, des règles d'allocation qui prendront en compte la création d'un PEG Commun GRTgaz Sud – TIGF au plus tard en 2015.

Par ailleurs, la CRE ne retient pas, à ce stade, la proposition de transformer en capacités interruptibles les éventuelles capacités fermes invendues à l'interface GRTgaz Sud - TIGF. Elle rappelle la demande faite à GRTgaz et à TIGF, dans sa délibération du 19 juillet 2012², d'analyser la faisabilité de cette mesure et d'en quantifier les gains attendus.

5. Mise en œuvre d'un service de ventes « coordonnées » de capacités mensuelles au PITTM Fos et à la liaison Sud vers Nord

5.1. Proposition de GRTgaz

Afin de renforcer la cohérence des règles de souscription des capacités entre les terminaux méthaniers et le réseau de transport, GRTgaz propose de commercialiser des capacités mensuelles à la liaison Sud vers Nord à partir du premier jour d'émission d'un méthanier en service bandeau ou spot, sans que cette date soit forcément positionnée le 1^{er} jour d'un mois calendaire.

GRTgaz propose d'allouer cette capacité mensuelle jusqu'à trois jours ouvrés avant le premier jour d'émission, en cohérence avec les règles d'émission au niveau des terminaux méthaniers. Il propose de facturer cette capacité au tarif mensuel en vigueur, soit 1/8^{ème} du tarif annuel correspondant.

5.2. Consultation publique

Une majorité de contributeurs s'est déclarée favorable à la proposition de GRTgaz.

5.3. Analyse de la CRE

La CRE est favorable à la proposition de GRTgaz. Elle considère que le renforcement de la cohérence des règles de souscription des capacités entre les différentes infrastructures de gaz contribue à la simplification des règles d'utilisation du réseau et au bon fonctionnement du marché.

6. Décision de la CRE

La CRE approuve les règles d'allocation de capacités de transport qui lui ont été proposées par GRTgaz en juillet 2012, sous réserve des modifications suivantes :

- GRTgaz et TIGF ne commercialiseront pas, lors de la prochaine fenêtre, de capacités disponibles au-delà du 31 mars 2014 ;
- pour les capacités Nord vers Sud, GRTgaz portera le niveau maximal de capacités éligibles au mécanisme d'allocation garantie à 2,5 GWh/j.

² Délibération du 19 juillet 2012 portant orientations sur l'évolution des places de marché de gaz en France
4/5

GRTgaz proposera à la CRE le 1^{er} mai 2013 au plus tard, après concertation, les modalités de mise en œuvre d'enchères compatibles avec le code de réseau CAM, pour la commercialisation des capacités disponibles à la liaison Nord-Sud à compter du 1^{er} avril 2014.

GRTgaz et TIGF proposeront à la CRE le 1^{er} mai 2013 au plus tard, après concertation, des règles d'allocation des capacités disponibles à l'interface GRTgaz - TIGF à compter du 1^{er} avril 2014. Ces règles prendront en compte la création d'un PEG Commun GRTgaz Sud - TIGF au plus tard en 2015.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel de la République française*.

Fait à Paris, le 4 octobre 2012

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le président,

Philippe de LADOUCETTE