

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 mai 2013 portant communication sur la formation des prix du gaz au sud de la France

Participaient à la séance : Phillipe de LADOUCKETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Hélène GASSIN, Jean-Pierre SOTURA, Michel THIOLLIERE, commissaires.

Les prix du gaz au sud de la France se sont depuis le printemps 2012 déconnectés des prix du gaz au nord, ce qui a amené la Commission de régulation de l'énergie (CRE) à ouvrir une enquête sur les conditions de formation du prix au sud de la France. Les premières analyses de la CRE montrent que cette déconnexion répond principalement au contexte mondial des marchés du gaz (GNL) mais aussi à une tension structurelle dans l'approvisionnement de la zone sud.

Sur ce dernier point, la CRE a entrepris de mener un certain nombre d'actions pour améliorer le fonctionnement du marché. Elle a d'ores et déjà pris des décisions permettant, à court terme, d'optimiser l'utilisation des infrastructures. Elle a également fixé les orientations en termes de fusion des zones qui amélioreront, à plus long terme, le fonctionnement du marché dans le sud de la France.

I. Contexte

1. Contexte juridique

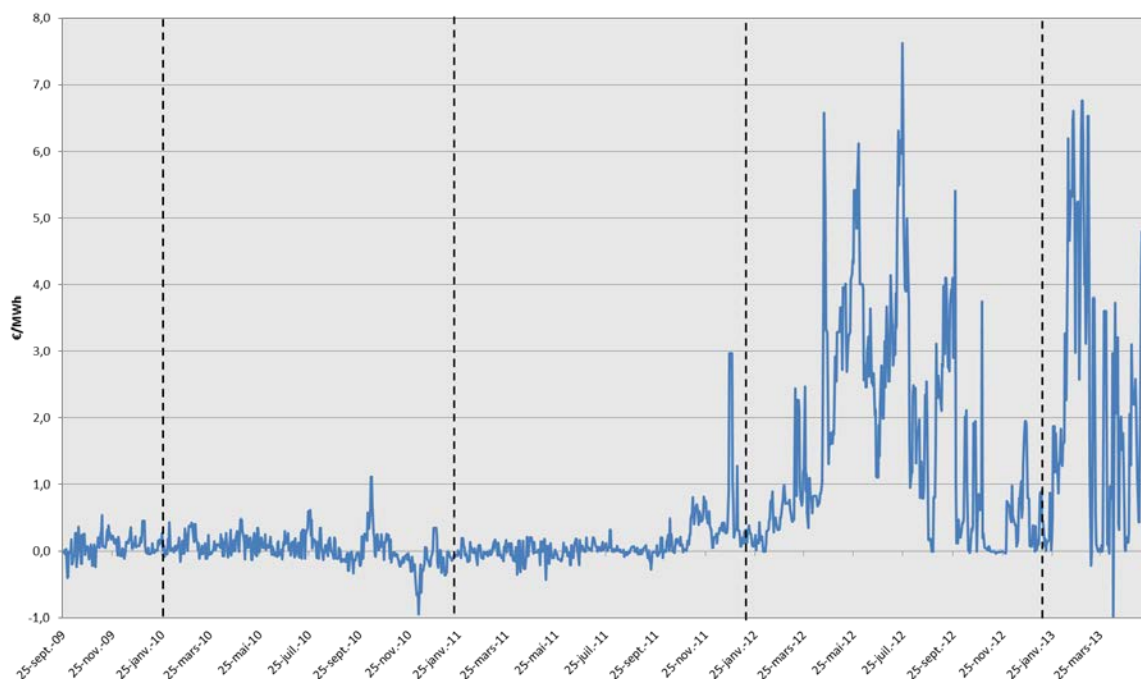
Conformément aux dispositions de l'article L.131-2 du code de l'énergie, « la Commission de régulation de l'énergie surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle surveille la cohérence des offres [...] faites par les producteurs, négociants et fournisseurs [...] avec leurs contraintes économiques et techniques ». Cette mission de surveillance s'inscrit désormais dans le cadre du règlement européen (dit « REMIT ») relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de l'énergie. Entré en vigueur le 28 décembre 2011, REMIT interdit les manipulations de marché et les opérations d'initiés sur les marchés de gros de l'énergie. Des dispositions relatives à ce règlement ont récemment été intégrées au code de l'énergie par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013¹, dont l'article 22 modifie les articles L. 131-2 et L. 134-25 du code de l'énergie pour donner à la CRE la mission de garantir le respect de REMIT et au Cordis la compétence de sanctionner les manquements à ce règlement.

2. Ecartement des prix spot entre le PEG Nord et le PEG Sud

L'écart de prix entre le Point d'Echange de Gaz (PEG) Nord et le PEG Sud sur le marché spot du gaz en France a fortement augmenté depuis le 1^{er} avril 2012, le prix au PEG Sud étant plus élevé. Sur la bourse *Powernext Gas Spot*, l'écart *day-ahead* se situait en moyenne à 0,16 €/MWh en 2011. Il a atteint une moyenne de 2,74 €/MWh entre le 1^{er} avril et le 31 août 2012, dépassant à plusieurs reprises le niveau de 6 €/MWh. Un pic historique de 7,62 €/MWh a été atteint le 24 juillet 2012. Ces phénomènes se sont accompagnés d'une volatilité très importante des prix au PEG Sud, lesquels ont varié jusqu'à plus de 5 €/MWh au sein d'une même journée.

¹ Loi du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes

Evolution du spread Nord/Sud (€/MWh)



Source : Pownext. Indices EOD ; analyse : CRE

Dans ce contexte, la CRE a lancé une enquête sur les conditions de formation des prix au Sud de la France². Lors de cette enquête, la CRE a collecté, pour la période de mars à août 2012, l'intégralité des transactions conclues par les principaux acteurs de marché aux PEG Sud et TIGF, ainsi que des données relatives à l'utilisation des infrastructures gazières auprès des différents opérateurs. Par ailleurs, la CRE a demandé aux acteurs leurs propres analyses sur la situation des prix au PEG Sud.

II. Analyse de la CRE

1. Une configuration des marchés mondiaux du gaz et d'alimentation de la zone Sud propice à la formation de prix élevés en zone Sud

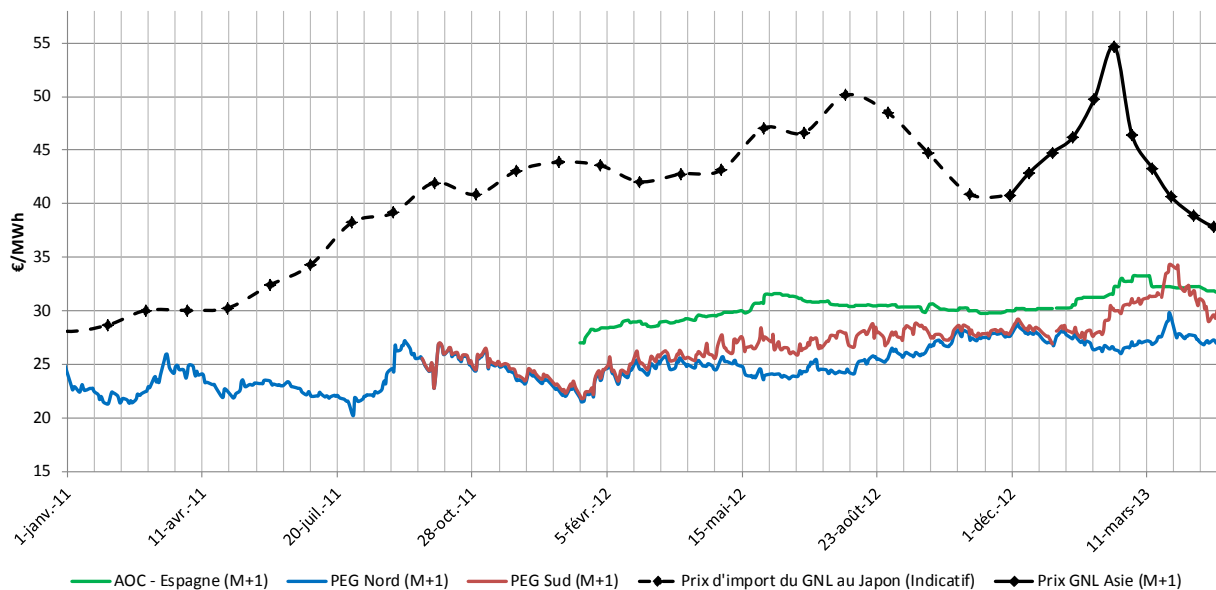
Les premières analyses de la CRE montrent que l'évolution des prix au Sud de la France durant l'été 2012 répond principalement au contexte mondial des marchés du gaz et à une tension structurelle dans l'approvisionnement.

La forte progression des prix du gaz naturel liquéfié (GNL) en Asie, expliquée notamment par la hausse de la demande japonaise suite à l'incident nucléaire de Fukushima (mars 2011), a incité au détournement massif de cargaisons vers ces marchés plus attractifs et au déclin des marchés européens. Ainsi, les importations de GNL en Europe ont connu un recul de 31% entre 2011 et 2012³. En France, les émissions des terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer ont diminué de 18 % tandis que celles de Montoir ont reculé de 55 % pendant la même période.

² Communiqué de presse de la CRE du 27 juillet 2012

³ Source : Euronext. Ces chiffres regroupent les importations de la France, la Belgique, le Royaume-Uni, l'Espagne, la Grèce, l'Italie et le Portugal

Evolution des prix du gaz en Europe et en Asie



Source : Heren, Bloomberg ; analyse : CRE

Bien que l'ensemble des marchés européens ait été affecté par la baisse des importations de GNL, les zones pour lesquelles le GNL constitue une part importante de l'approvisionnement, comme le sud de la France et la péninsule ibérique, ont connu des tensions plus importantes. Ces tensions physiques se sont traduites par des prix plus élevés que sur d'autres marchés européens où les approvisionnements sont plus diversifiables et où la liquidité est plus importante.

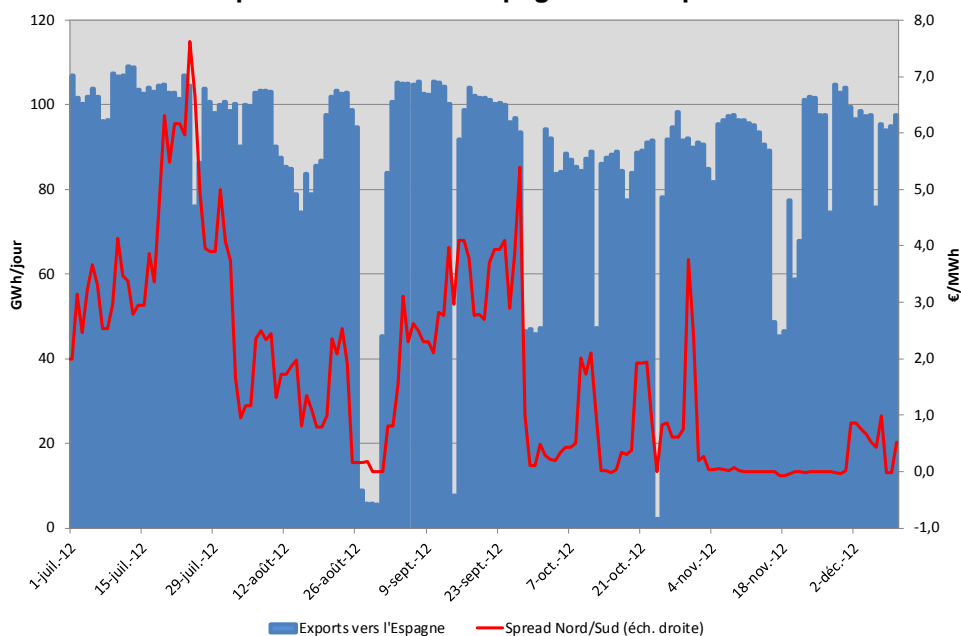
Du fait d'un nombre limité de points d'approvisionnement, le sud de la France est particulièrement dépendant du GNL. Or, durant la saison d'été 2012, la baisse des importations de GNL en Europe a eu un triple impact sur l'approvisionnement du sud du pays.

- Tout d'abord, la diminution des émissions à Fos a dû être couverte par des importations depuis le PEG Nord via la liaison Nord-Sud.
- D'autre part, les émissions à Montoir conditionnent en été la disponibilité de la capacité interruptible de la liaison Nord-Sud : les émissions à Montoir permettent de rendre disponibles jusqu'à 190 GWh/jour (soit près de 45% de la capacité technique) sur la liaison Nord-vers-Sud.
- Enfin, la part du GNL dans les approvisionnements espagnols étant très importante (66% en 2011⁴), les tensions affectant l'offre de GNL en Espagne se traduisent par un recours accru au gaz importé par gazoducs (gaz « gazeux »), via notamment les interconnexions avec la France (Larrau et Biriattou). Ainsi, les exportations vers l'Espagne ont augmenté de 103% entre 2010 et 2011 et de 53% entre 2011 et 2012, entraînant une saturation de l'interconnexion.

La CRE constate que le différentiel de prix Nord/Sud est très sensible au niveau des exportations vers l'Espagne (une diminution considérable du spread a eu lieu lors des maintenances au niveau de l'interconnexion de Larrau entre le 27 et le 31 août 2012 puis lors des mouvements sociaux au sein de TIGF entre le 28 septembre et le 2 octobre 2012).

⁴ Source : Rapport annuel 2012 d'Enagas sur le fonctionnement des systèmes gaziers en Espagne
3/11

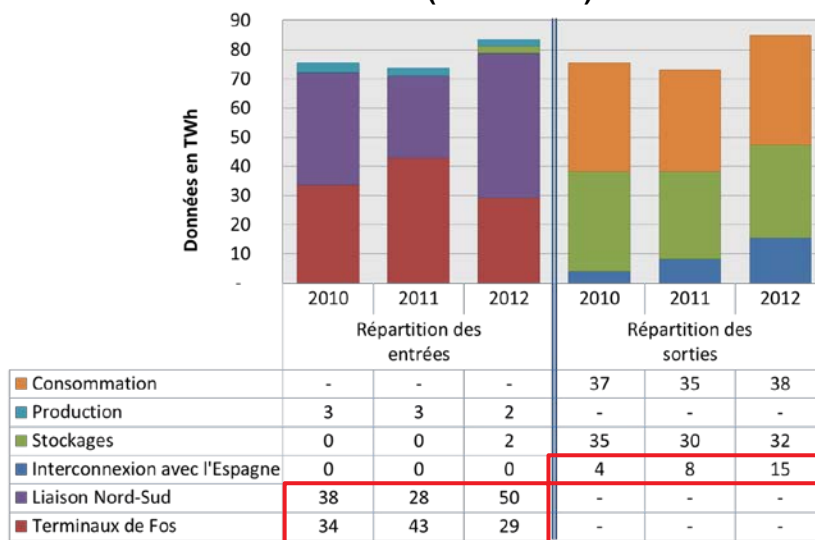
Effet des exportations France-Espagne sur le spread Nord/Sud



Source : TIGF, Powernext ; analyse : CRE

La baisse des émissions des terminaux de Fos et Montoir et l'augmentation des exportations vers l'Espagne ont créé une situation de tension sur l'approvisionnement du sud de la France et entraîné un recours accru à la liaison Nord Sud. Celle-ci a été saturée durant la plupart de l'été dans le sens nord vers sud, avec un taux d'utilisation de 94% durant la saison d'été 2012, comparé à 61% en 2011.

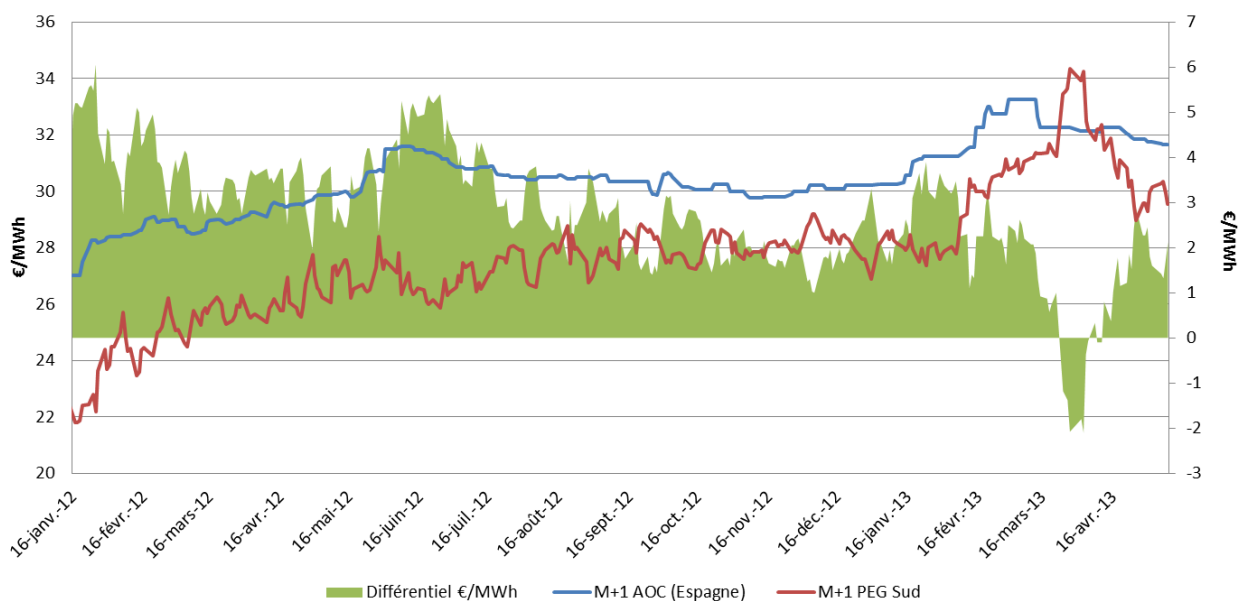
Approvisionnements et débouchés au sud de la France durant la saison été (2010 – 2012)



Source : GRTgaz, TIGF ; analyse : CRE

Cette saturation structurelle est à l'origine de l'apparition durable des écarts de prix observés entre les PEG Sud/TIGF et le PEG Nord durant l'été 2012. Cet écart s'est propagé aux produits à terme : les prix des produits M+1 au PEG Sud se sont situés 2,27 €/MWh au-dessus des prix au PEG Nord entre avril et août 2012. Ainsi, les prix au PEG Sud ont tendu à se rapprocher du marché espagnol, ce dernier étant tiré à la hausse par les prix du GNL asiatique.

Evolution comparée des prix au PEG Sud et en Espagne



Source : ICIS Heren ; analyse : CRE

2. Des facteurs spécifiques susceptibles d'aggraver la tension des prix en zone Sud

Au-delà du contexte global des prix et du nombre limité de points d'approvisionnement du sud de la France, la CRE a relevé qu'un certain nombre de facteurs particuliers ont pu aggraver la tension sur les prix dans ces zones.

a) Un besoin accru de stockage durant l'été 2012

Les besoins d'injection sur les stockages situés en zones Sud et TIGF ont été relativement importants durant l'été 2012 en raison du niveau très bas des stocks à la sortie de l'hiver 2011/2012. En effet, la vague de froid de février 2012, puis la grève dans les terminaux méthaniers français entre le 17 et le 23 avril 2012, ont entraîné une forte sollicitation des stockages, particulièrement au sud, et des niveaux de stock très bas durant les derniers jours d'avril 2012.

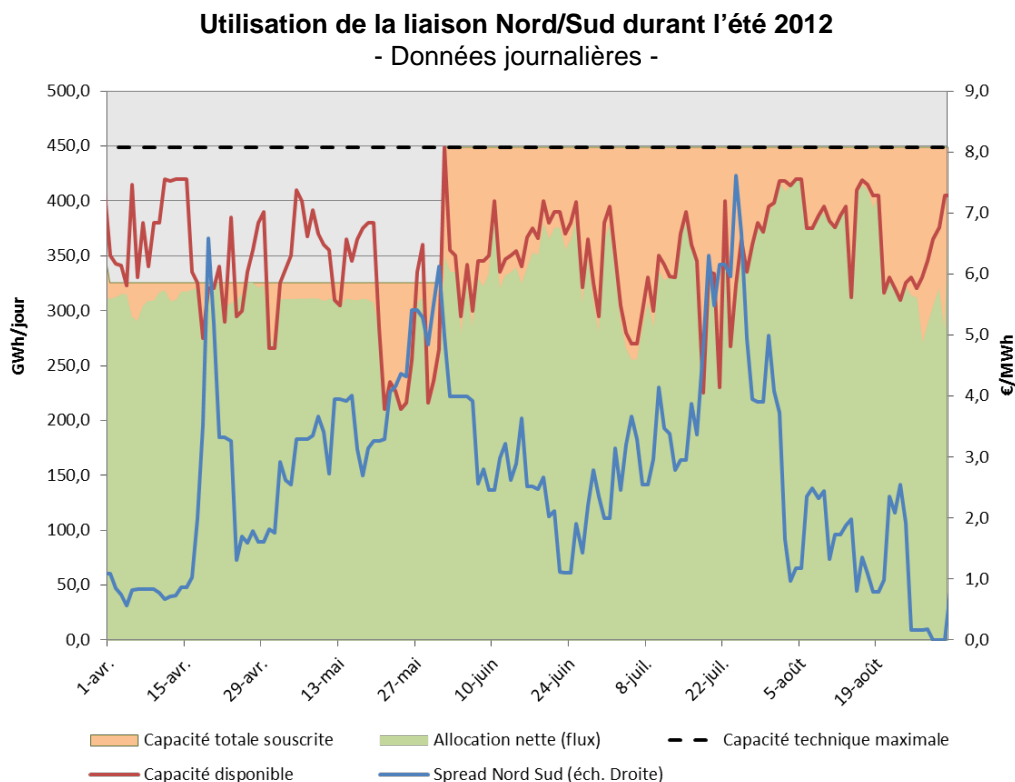
b) Un retard dans la commercialisation des capacités mensuelles interruptibles sur la liaison Nord Sud en mai 2012

Lors de la commercialisation des capacités à la liaison Nord-Sud à la fin de 2011, des capacités interruptibles annuelles sont restées invendues (à ce moment, il n'y avait aucune tension sur la liaison Nord-Sud). Dans sa délibération tarifaire du 22 novembre 2011, applicable au 1^{er} avril 2012⁵, la CRE a introduit la possibilité pour GRTgaz de commercialiser des capacités mensuelles interruptibles à la liaison Nord-Sud. Compte-tenu des évolutions nécessaires de son système d'information, GRTgaz n'a pu commercialiser ces capacités qu'à compter du 1^{er} juin 2012. De ce fait, une partie des capacités commercialisables n'a pas pu être proposée au marché en avril et mai 2012, malgré des niveaux de spread qui dépassaient 3 €/MWh. A cette période, le taux d'utilisation des capacités techniquement disponibles a varié entre 70% et 100%.

⁵ Partie V / section 1.2 de la délibération de la CRE du 22 novembre 2011 portant mise à jour des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

c) Une faible visibilité quant à la disponibilité réelle de la liaison Nord Sud

Les premières analyses de la CRE montrent que, dans la mesure où il existe une congestion des flux entre le nord et le sud de la France, l'évolution du spread Nord/Sud est corrélée à la disponibilité de la liaison nord-vers-sud de GRTgaz. Cette disponibilité dépend notamment des travaux de maintenance programmés par GRTgaz, des nominations des expéditeurs au PITTM de Montoir et au PITS Nord-Atlantique, et des conditions climatiques.



Source : GRTgaz; analyse : CRE

Les maintenances sur les réseaux de transport sont généralement programmées pendant la période estivale, au moment où les consommations de gaz sont les plus faibles. Concernant l'été 2012, les travaux programmés par GRTgaz ont fait l'objet d'une révision par l'opérateur afin d'optimiser la disponibilité de la liaison compte tenu du contexte de tension⁶. D'après l'opérateur, ces efforts ont permis de relâcher en moyenne près de 70 GWh/j entre juillet et août 2012.

La CRE note que les maintenances sur la liaison Nord/Sud ont été moins importantes que les années précédentes. En effet, entre le 1^{er} avril et le 30 septembre 2012, la disponibilité de la liaison Nord-vers-Sud a été de 74,5% en 2012 contre 62,3% en 2011 et 69,6% en 2010.

La CRE relève cependant que la visibilité pour les acteurs de marché quant à la disponibilité réelle de la liaison Nord-Sud est particulièrement faible avant J-1 : en effet, les fourchettes de réduction de capacités prévues par GRTgaz ont pu aller jusqu'à près de 220 GWh/jour, soit environ 50% des capacités techniques maximales. Dans le contexte de tension de l'été 2012, une telle situation a pu accentuer l'incertitude des acteurs et donc la volatilité des prix spot au PEG Sud.

d) Une transparence insuffisante sur l'utilisation des terminaux méthaniers et le détournement de cargaisons de GNL

Comme mentionné précédemment, les niveaux d'émission des trois terminaux méthaniers français en service sont un facteur déterminant de l'équilibre offre - demande. Ces émissions dépendent directement

⁶ Communiqué de GRTgaz du 8 juin 2012.

des programmes (déchargements et rechargements éventuels de cargaisons) planifiés par les expéditeurs ayant souscrit des capacités de regazéification dans les terminaux.

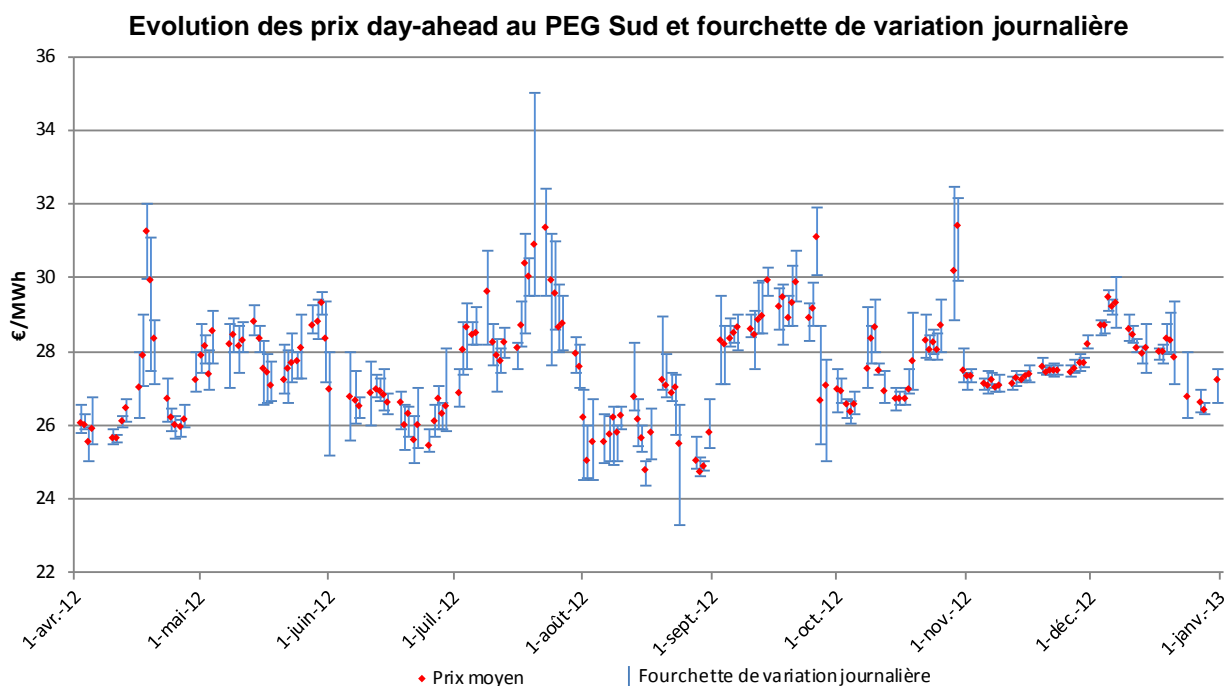
Les déchargements et rechargements de cargaisons de GNL programmés sur les terminaux méthaniers sont soumis à de multiples modifications en fonction des opportunités de marché et des aléas dans la chaîne d'approvisionnement. Il s'avère que ces modifications, connues à l'avance par un nombre *a priori* limité d'acteurs, sont susceptibles de modifier les programmes d'émissions des terminaux méthaniers, ce qui peut dans certaines conditions avoir un impact significatif sur les prix de marché de gros.

Dans le contexte de tension de l'été 2012, une telle situation a pu accentuer l'incertitude des acteurs et donc la volatilité des prix spot au PEG Sud.

e) Problèmes de liquidité et fonctionnement du mécanisme de couplage de marché

Du fait d'un faible nombre de points d'approvisionnement et d'une consommation limitée⁷ dans les zones d'équilibrage associées aux PEG Sud et TIGF, le nombre d'acteurs et les volumes de gaz échangés sur ces marchés sont insuffisants et créent des problèmes de liquidité. Ces problèmes se traduisent par l'absence de signaux prix suffisamment clairs, notamment dans des situations de tensions, lors desquelles la formation des prix en zone sud devient particulièrement sensible aux facteurs mentionnés précédemment. Ces conditions accentuent également la volatilité des prix spot.

La CRE constate par ailleurs que le marché à terme sur les PEG Sud et TIGF reste très limité⁸, signe de la difficulté qu'ont les acteurs à former des anticipations sur cette zone.



Source : Powernext, Brokers ; analyse : CRE

Plus particulièrement, et au-delà des difficultés que cette situation impose sur les acteurs de marché, la CRE a constaté que les problèmes de liquidité et de volatilité des prix ont eu un impact sur le fonctionnement du mécanisme de *market-coupling* de Powernext au moment où celui-ci affichait une part de marché importante sur le spot.

Les règles de fonctionnement du robot de couplage imposent certaines contraintes, basées sur la fourchette *bid-ask* des produits *spread nord/sud*, pour encadrer les interventions de GRTgaz au prix de

⁷ Inférieur aux références de 20 Gm³ par an, comme indiqué par le *modèle cible* de l'ACER

⁸ Powernext Gas ne propose pas de segment futures sur les PEG Sud ou TIGF, et l'ensemble des volumes échangés via les brokers représentent moins de 15% des volumes échangés au PEG Nord

marché. Dans les conditions particulières de tension de l'été 2012, ces contraintes ont fortement limité l'écoulement des capacités proposées par GRTgaz par l'intermédiaire des modes d'intervention standard (*Aggresseur* et *Initiateur* d'ordres) durant la fenêtre *End-of-day* de Powernext.

Ainsi, si la quasi-totalité des volumes dédiés au couplage (14,5 GWh/j) a bien été vendue sur la période, la majeure partie (près de 82% en moyenne) l'a été à travers le mécanisme complémentaire, qui fonctionne sous la forme d'une enchère descendante à la suite de la fenêtre *End-of-day* de Powernext. De ce fait, des volumes importants ont été vendus sous forme de produits *spread Nord/Sud* à des niveaux de prix allant jusqu'à plus de 50% en-dessous des références *EOD*. Ces interventions ont provoqué un déplacement de la liquidité à la suite la période *EOD*, perturbé la pertinence des indices de Powernext et accentué les variations des prix en fin de journée. Ainsi, à titre d'exemple, le prix des transactions des produits *spread Nord/Sud day-ahead* pour la journée du 19 avril 2012 est passé de 5,15 €/MWh à 16h43 à 2,33 €/MWh à 17h30, alors que le *spread EOD* était de 5,19 €/MWh. Pour cette journée, l'ensemble des capacités du couplage (14,5 GWh/j) a été vendu dans le cadre de l'enchère descendante après 16h30.

3. L'analyse des acteurs de marché

Dans les analyses faites par les acteurs de marché et communiquées à la CRE, les fondamentaux et les facteurs spécifiques mentionnés précédemment ressortent comme le principal facteur expliquant l'évolution des spreads. La plupart des acteurs estiment que la situation du PEG Sud risque de perdurer ou de se reproduire à moyen ou long terme étant données les spécificités du sud de la France et les conditions actuelles du marché mondial. Les opérateurs d'infrastructures et plusieurs acteurs de marché considèrent que la révision des maintenances sur la liaison Nord/Sud (juin 2012), la mise en place du service de transfert de stock entre Sediane Littoral et Serene Sud, ainsi que la possibilité de souscrire des capacités interruptibles mensuelles sur la liaison Nord-Sud à partir de juin ont permis d'éviter une hausse encore plus importante du *spread Nord/Sud* durant l'été 2012. Certains acteurs expliquent que l'indisponibilité de la liaison Nord-Sud, dans le contexte de l'été 2012, a eu un impact très important sur le *spread Nord/Sud* et considèrent que les maintenances et la visibilité autour de la disponibilité réelle de la liaison sont perfectibles.

4. L'examen du comportement individuel de certains acteurs

La CRE poursuit par ailleurs des analyses détaillées sur le comportement des acteurs au regard de leurs positions sur le marché et leur utilisation des infrastructures gazières. Ce processus est formalisé et encadré par les articles L. 135-3 à L. 135-11 du code de l'énergie qui régissent les pouvoirs d'enquête de la CRE. La CRE n'a pas détecté, à ce stade de son analyse, de comportements anormaux.

III. Principales actions menées ou à venir pour améliorer le fonctionnement du marché du gaz dans le sud du territoire

1. Amélioration structurelle du fonctionnement du marché dans le sud de la France

Dans ses délibérations du 19 juillet 2012 et du 13 décembre 2012, la CRE a fixé les orientations concernant la poursuite de l'évolution de la structure du marché français du gaz.

Au 1^{er} avril 2015, une place de marché commune (PEG) sera créée pour les zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF. Cette évolution constituera une première étape vers la création d'un PEG France unique et s'inscrit dans la dynamique européenne d'intégration des marchés.

Au-delà de cette échéance, la CRE a conclu que des renforcements importants du réseau de transport sont nécessaires avant de pouvoir créer un PEG unique en France. Elle a fixé l'objectif d'un PEG France unique en 2018, après le doublement de l'artère du Val de Saône, associé à un recours à des mécanismes contractuels complémentaires. La création d'un PEG France unique permettra de supprimer les différentiels de prix entre le nord et le sud de la France et de converger ainsi vers un prix du gaz unique sur l'ensemble du territoire. Elle améliorera l'efficacité du marché de gros français du gaz, en simplifiant l'accès au marché des utilisateurs des réseaux de transport, en concentrant la liquidité sur une place de marché unique et en

mettant en concurrence directe les sources d'approvisionnement en gaz.

Compte tenu de l'importance des investissements en jeu, la CRE a lancé une analyse coûts - bénéfices des investissements nécessaires à la mise en œuvre du PEG France unique à l'horizon 2018. De son côté, GRTgaz mène actuellement la procédure de débat public concernant ces investissements. La décision finale d'investissement interviendra au 1^{er} semestre 2014.

2. Optimisation du fonctionnement du marché dans le cadre de la structure existante en améliorant notamment la visibilité des acteurs sur le fonctionnement des infrastructures

La CRE examine toutes les mesures susceptibles d'améliorer le fonctionnement du marché du gaz dans le sud de la France, afin en particulier de limiter l'impact de l'écart de prix sur les consommateurs du gaz dans cette zone.

a) Optimisation de l'utilisation des infrastructures et des capacités à la liaison Nord-Sud

- Allocation en novembre 2012 des capacités Nord-Sud pour la période du 1^{er} avril 2013 au 30 mars 2014

Jusqu'à 2012, les capacités à la liaison Nord-Sud étaient allouées par guichet au prorata simple. Pour l'année 2013, du fait du niveau de congestion observé sur la liaison Nord-Sud, la CRE – dans sa délibération du 15 novembre 2012 - a décidé d'améliorer les règles d'allocation au prorata en prenant compte des engagements de livraison physique des expéditeurs. Les résultats de cette allocation ont été satisfaisants, 46 expéditeurs ayant obtenu des capacités.

- Allocation des capacités Nord-Sud pour la période du 1^{er} avril 2014 au 30 septembre 2018

Après des travaux approfondis en Concertation Gaz, la CRE lancera début juin 2013 une consultation publique sur les règles d'allocation des capacités à la liaison Nord-Sud pour la période 2014 - 2018.

Pour préparer cette consultation publique, la CRE a tenu compte de la demande exprimée par les acteurs dans le cadre de la Concertation Gaz de disposer d'une visibilité pluriannuelle sur l'allocation des capacités Nord-Sud. Elle a également pris en compte le code de réseau européen sur l'allocation des capacités (code CAM) qui vient d'être adopté et s'appliquera à partir de novembre 2015.

La CRE a pour objectif que les nouvelles règles d'allocation permettent de minimiser les conséquences sur le prix du gaz pour les consommateurs situés au sud de la France de la situation de congestion actuelle sur la liaison Nord-Sud.

- Capacités additionnelles fermes quotidiennes à la liaison Nord vers Sud

GRTgaz a proposé en avril 2013 à la CRE de commercialiser jusqu'à 15 GWh/j de capacité ferme quotidienne supplémentaire à la liaison Nord- Sud au cours de l'été 2013. Cette prestation repose sur l'optimisation par GRTgaz et Storengy de l'utilisation des infrastructures de transport et de stockage de gaz dans le nord du territoire. Dans sa délibération du 23 mai 2013, la CRE a accueilli favorablement cette initiative et a autorisé GRTgaz à commercialiser ces capacités additionnelles à compter du 1^{er} juin 2013 .

- Affermissement des capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud

En été, une partie importante des capacités interruptibles à la liaison Nord – Sud (190 GWh/j) peut être affermie grâce aux émissions de terminal de Montoir. La situation actuelle du marché du GNL mondial entraîne donc une baisse des émissions du terminal de Montoir et donc du taux d'affermissement de capacités interruptibles Nord-Sud.

Elengy a proposé à la CRE des mesures pour inciter les expéditeurs disposant de capacités sur le terminal de Montoir à augmenter les déchargements de cargaisons en été. GRTgaz a également proposé à la CRE des mesures ayant le même objectif.

La CRE a analysé ces propositions qui seront incluses dans la consultation sur les règles d'allocation des capacités Nord-Sud qui sera lancée en juin 2013.

b) Amélioration de la transparence sur l'utilisation des infrastructures

- Travaux en cours concernant les terminaux méthaniers

Du fait du rôle joué par le GNL dans son approvisionnement, les émissions des terminaux méthaniers français ont un impact sur la formation des prix au PEG Sud. A ce stade, la CRE considère que le niveau de transparence exigé par le règlement (CE) n° 715/2009 et la décision tarifaire ATTM4 est aujourd'hui insuffisant et que certaines informations concernant l'utilisation des terminaux méthaniers sont susceptibles de constituer des informations privilégiées au sens de REMIT. Elle a lancé le 12 avril 2013 une consultation publique sur les orientations qu'elle envisage pour renforcer la transparence sur l'utilisation des terminaux méthaniers.

- Travaux en cours et à venir concernant les programmes de maintenance

En juin 2012, GRTgaz a revu son programme de maintenances prévisionnelles pour l'été afin de diminuer le niveau de congestion à la liaison Nord-Sud (cf. supra).

Pour l'été 2013, la CRE a invité GRTgaz à poursuivre et renforcer son action pour limiter les conséquences de son programme de maintenance et améliorer ses prévisions d'indisponibilités des capacités Nord-Sud.

c) Amélioration du fonctionnement du marché

- Amélioration du fonctionnement du couplage de marché

Le couplage de marché est un mécanisme d'allocation implicite de la capacité de transport qui permet d'acheter simultanément du gaz en zone Nord ou en zone Sud et de le revendre de l'autre côté de la liaison Nord-Sud un jour donné pour le lendemain.

Afin d'améliorer le fonctionnement du couplage de marché, plusieurs évolutions ont été mises en œuvre au cours des derniers mois, après concertation des acteurs et approbation de la CRE, en particulier l'allongement de la durée du mécanisme de base et l'adaptation des conditions de ventes du produit.

Par ailleurs, l'introduction au 1^{er} avril 2013 du nouveau service UBI (« *Use it and buy it* ») permet que toute la capacité physiquement disponible soit utilisée par les expéditeurs, quel que soit le résultat du couplage de marché.

IV. Conclusions

La CRE considère que le contexte de tension structurelle affectant l'approvisionnement du sud de la France et plus globalement le marché du GNL explique la formation d'un écart de prix significatif entre les PEG Nord et Sud. Elle poursuit également ses analyses sur le comportement individuel des acteurs. La CRE n'a pas détecté, à ce stade de son analyse, de comportements anormaux.

Par ailleurs, la CRE travaille avec les opérateurs d'infrastructures et l'ensemble des acteurs du marché sur une série de mesures visant à améliorer la situation du marché du gaz dans le sud de la France, tant à court terme qu'à plus long terme, la matérialisation de ces mesures sur les prix en zone Sud restant toutefois conditionnée par la configuration mondiale des prix et du marché du GNL. Sur le court terme, l'optimisation de l'utilisation des infrastructures existantes et une transparence accrue sont de nature à améliorer le processus de formation des prix en zone sud et réduire leur volatilité. A plus long terme, les

investissements nécessaires pour décongestionner le réseau de transport dans le cadre des orientations fixées par la CRE en vue de la création d'un PEG France apporteront une solution durable aux difficultés d'approvisionnement dans le Sud de la France.

Fait à Paris, le 29 mai 2013

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

Philippe de LADOUCKETTE