

**Consultation publique relative à la création d'une  
place de marché gaz unique en France en 2018**  
**-- Réponse du GIE OSIRIS --**

**Question 1 : Partagez-vous l'analyse de la CRE en ce qui concerne la méthodologie retenue dans l'étude Pöyry ?**

Le GIE OSIRIS est en phase avec l'analyse de la CRE.

**Question 2 : Partagez-vous l'analyse de la CRE, en ce qui concerne les résultats quantitatifs et qualitatifs de l'étude Pöyry au niveau de la France ?**

Nous souscrivons assez globalement aux analyses de la CRE relatifs à l'étude Pöyry.

**Question 3 : Partagez-vous l'analyse de la CRE, en ce qui concerne les résultats de l'étude Pöyry au niveau de l'Europe ?**

Nous partageons pleinement l'analyse de la CRE concernant les gains avérés pour la péninsule ibérique (et redémontrés chaque jour par la tension du marché dans la moitié sud induite entre autres par l'export vers l'Espagne). En cela est pleinement légitime la demande de GRTgaz de partage de l'investissement « Val de Saône » avec la péninsule, et nous recommandons d'ailleurs d'associer plus directement le Portugal également en temps que bénéficiaire, donc en temps que contributeur.

**Question 4 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE ?**

En ce qui concerne l'augmentation de capacité Nord-Sud, nous réitérons la position claire exprimée depuis l'été 2012 en faveur de cet investissement d'avenir, et redemande l'activation d'une *procédure accélérée pour toutes les étapes de la réalisation*. Compte-tenu de la situation potentiellement dramatique pour une partie de l'industrie de la moitié sud, déjà ébranlée par les perspectives induites par la révolution des gaz de schistes américains (prix USA du gaz 3 fois moindre qu'en Europe), il est indispensable que les GRT fassent preuve d'innovation pour accélérer la réalisation, tant pour les procédures administratives (point évoqué en table ronde du 27 Février au MEDDE) que pour les étapes techniques.

Sur le choix entre les variantes Gascogne-Midi et Eridan, nous pensons dans les circonstances actuelles que, au-delà du coût du projet, le critère principal de choix doit être la rapidité de réalisation. Nous recommandons donc que la CRE vérifie dûment (par acquis de conscience) quels sont les dates réalistes de mises en service finales des 2 projets, avec les étapes intermédiaires éventuelles qui pourraient permettre de commencer à réduire la congestion Nord->Sud.

Nous indiquons également que les investissements devraient être décidés rapidement même s'il subsiste éventuellement encore des incertitudes à moyen ou long terme sur le marché du GNL (il en existera toujours!). En effet, la persistance au sud d'une zone de marché de taille trop réduite (avec une liquidité et une profondeur de marché trop faibles, potentiellement déconnectée des grandes zones de marché du nord de l'Europe et donc très sensible à tout évènement dans le monde affectant le marché du GNL), représente une menace forte susceptible de maintenir le découragement des investisseurs dans les industries fortement exposées.

En ce qui concerne la création de la place de marché unique en France, il semble par conséquent très dommageable d'attendre le terme final de la réalisation de l'investissement Nord-Sud, d'autant plus qu'est quasiment acquis un dérapage des travaux jusqu'à 2019 ! Encore une fois, ne pas annoncer raisonnablement rapidement une décision d'anticipation de la fusion Nord-Sud (ou pour le moins une mesure efficace de péréquation, réduisant effectivement le spread Nord-Sud) aurait un effet désastreux sur les investisseurs dans notre industrie consommatrice de gaz de la moitié sud de la France.

**Question 5 : Etes-vous favorable à la fusion anticipée des zones Nord et Sud avant la mise en service des investissements de décongestion ?**

Osiris est favorable pour ce qui est de la proposition d'une fusion anticipée des zones Nord et Sud sans attendre la mise en service des investissements de réseau, s'il n'y a pas d'autre solution sûre pour péréquater les surcoûts des dispositifs transitoires nécessaires.

Pour le cas où une fusion ne serait pas possible dès le 1<sup>er</sup> Avril 2015, nous demandons en tout état de cause que des mesures transitoires soit bien prises/annoncées rapidement afin de permettre la réalimentation du marché dans le sud de la France, et ainsi obtenir le retour à des conditions économiques moins inacceptables pour les consommateurs du sud.

**Question 6 : Selon vous, une telle fusion doit-elle être fondée uniquement sur des achats de gaz dans le sud par les GRT ou doit-elle s'appuyer sur des obligations de flux de GNL ? Dans ce dernier cas, quel type d'obligation préconisez-vous ?**

La fusion anticipée, ou les mesures transitoires nécessaires pendant la période précédant la fusion anticipée, devront probablement être basées sur une combinaison de plusieurs mesures. Cependant Osiris, refusant l'idée –comme déjà évoqué– que les sites industriels restent la « variable d'ajustement » du système gazier français qu'ils sont progressivement devenus ces dernières années (en particulier pour pouvoir ...assurer les OSP-MIG, risque qui est déjà couvert financièrement dans les TRV), réaffirme qu'il est indispensable d'arrêter la réduction des imports de GNL et au contraire de les ré-augmenter dans le Sud. Bien entendu dans les circonstances actuelles il devra être évité tout effet d'aubaine dans le dispositif mis en place (du type détournements ou rechargement opportunistes de GNL induits par une fusion anticipée qui serait insuffisamment encadrée réglementairement).

La 1<sup>ère</sup> priorité est donc bien de s'appuyer avant tout sur des obligations de flux de GNL. Nous comprenons ainsi que le plus simple serait de commencer prioritairement par définir par Décret en Conseil d'Etat un volume annuel minimal nécessaire de GNL sous forme d'obligation d'émission dans les terminaux gaziers (probablement par proportion à la partie OSP-MIG du portefeuille des fournisseurs). En pratique l'importation/émission pourrait être « techniquement » répartie entre les quelques détenteurs de capacités de regazéification par souci de simplification pratique (car mesure transitoire). Au-delà de cet aspect « physique », une péréquation pourrait être imaginée si jugé nécessaire pour la prise en charge du surcoût associé : comme structurellement le réseau français de pipelines a été prévu pour acheminer en continu du Nord vers le Sud le « bas de courbe » de consommation du pays, et que le « haut de courbe » (climatique) est constitué majoritairement du GNL stocké en été/demi-saison pour être repris en hiver, la demande est que, le cas échéant, ce soit le portefeuille d'OSP-MIG de tous les fournisseurs qui soit l'assiette de redistribution des coûts de ces « obligations transitoires de GNL ». Bien entendu pour éviter les effets d'aubaine, comme déjà évoqué, les volumes de GNL éventuellement rechargés ne participeraient pas à l'« obligation » annuelle d'un acteur détenteur de capacités de regazéification.

D'autre part, comme il est probable que l'obligation ci-dessus (assise seulement sur les OSP-MIG) ne permettra pas à elle seule de rétablir un approvisionnement suffisant des zones Sud, il est indispensable de préparer dès maintenant l'organisation d'« engagements de flux » complémentaires, a priori à faire prendre en charge par les gestionnaires de réseaux, et rémunérés suivant une procédure de péréquation nationale du tarif de transport. Ces engagements de flux devront avoir pour objectif de rétablir un niveau d'approvisionnement global des zones Sud proche de celui qui était mesuré avant l'accident de Fukushima.

Ils pourront prendre plusieurs forme : l'importation de GNL (ou des engagements de flux aux frontières, notamment espagnole) en association à des achats de nominations Sud->Nord, ceci afin de maximiser la capacité physique de transit effectivement disponible entre les zones Nord et Sud. En effet nous tenons à rappeler que, pour une capacité théorique maximale de la liaison Nord-Sud évaluée par GRT gaz à 430GWh/j, le volume effectif en 2013 fut en moyenne de seulement 310GWh/j environ.

Au-delà de ces nouvelles obligations d'importation de GNL et de flow commitments réguliers, il pourra s'avérer techniquement nécessaire que le GRT puisse gérer de temps à autre des situations de crise régionale (en circonstances « exceptionnelles », comme en Novembre dernier en zone Nord et le 26 Décembre en zone Sud).

**Question 7 : Etes-vous favorable à la commercialisation par GRTgaz de capacité Nord vers Sud supplémentaires jusqu'en 2018, sur la base d'outils contractuels ? Etes-vous favorable au mécanisme envisagé par la CRE ? Si non, quels seraient selon vous les outils les plus adéquats ?**

Nous saluons déjà l'initiative de la CRE d'avoir mis en place une incitation financière pour GRTgaz à maximiser la capacité ferme commercialisée quotidiennement à la liaison Nord-Sud, et nous sommes favorables dans les circonstances actuelles à significativement intensifier cette incitation financière. Même lorsque sera en place la fusion Nord-Sud que nous appelons de nos vœux, il sera essentiel de conserver un indicateur technique sur la disponibilité physique maximale de cette partie du réseau, de manière à optimiser le système gazier français sur la période transitoire.

Nous faisons d'ailleurs remarquer que des capacités importantes de stockage restent inutilisées en France, et qu'elles pourraient donc participer utilement à l'objectif recherché.

Pour le court terme, comme indiqué dans la réponse à la question 6, notre perception est qu'il subsiste encore une marge d'amélioration importante de la disponibilité de la liaison Nord-Sud. En effet si la CRE indique que le taux moyen des capacités Nord-Sud a été de 93% en 2013, cela ne correspond sans doute qu'aux capacités fermes ; rapporté aux capacités totales fermes et interruptibles de 430 GWh/j, le taux de disponibilité n'aura été que de 72%. Il reste donc un potentiel important. Nous demandons donc que :

- d'une part les divers mécanismes (notamment les engagements de flux) prennent en compte l'objectif absolu de réduire le taux d'interruption
- d'autre part soit revue la règle de répartition des capacités interruptibles entre les injections dans les stockages et les transferts de flux Nord->Sud, en acceptant (au moins transitoirement) une hiérarchisation de priorité entre une capacité pour transit Nord-Sud (=besoin immédiat) et une capacité pour injection (=besoin différé à l'hiver suivant).

Au-delà, nous sommes a priori favorable au mécanisme d'augmentation de la capacité à la liaison Nord->Sud proposé par la CRE pour le cas où la fusion ne serait pas anticipée, permettant certes –par nature-- d'augmenter encore plus le transit Nord-Sud (donc de rapprocher le prix au PEG Sud de son homologue au Nord) et d'autre part de mutualiser les surcoûts transitoires associés. Encore une fois, il va sans dire qu'il faudra absolument éviter tout effet d'aubaine associé, en particulier en s'assurant que les rechargements éventuels de GNL ne puissent être comptabilisés dans les différents schémas réglementés ou régulés qui pourraient être mis en place (il devra être impossible que du GNL déchargé à Fos et rechargé à Montoir ou Dunkerque ne soit pris en compte dans l'obligation d'un opérateur). Il y aura enfin lieu d'assurer que les obligations d'importer du GNL dans le sud (par Décret) fassent l'objet d'un comptage strictement séparé des volumes appelés périodiquement à la liaison Sud->Nord par GRTgaz, de manière que ceux résultant des appels d'offres de ce dernier soient effectivement honorés en sus.

**Question 8 : Etes-vous favorable à la mise en oeuvre des outils envisagés par la CRE pour éviter l'apparition de la congestion sud-est ?**

Ainsi qu'exprimé en fin de réponse à la question 6, Osiris considère qu'un GRT devra effectivement disposer de moyens de gérer une crise régionale ...par des processus autres que celui utilisé le 26 Décembre 2013... Comme l'expérience a démontré que certaines « situations de crise » peuvent être parfois le résultat de pénuries éventuellement plus ou moins « organisables », notre recommandation serait de plutôt s'appuyer sur des mesures de types suivants :

- stock de sécurité supplémentaire de GRTgaz
- commercialisation sous forme conditionnelle des capacités fermes restées invendues à l'interconnexion France->Espagne
- développement d'un « marché d'ajustement » gazier faisant appel à de l'effacement de consommation et d'exportation (moyennant rémunération).

**Question 9 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE ?**

Nous prenons note de (et saluons) la pleine prise de conscience par la CRE, comme par les autres Autorités semble-t-il, que « l'existence de deux prix du gaz très différents en France aurait des conséquences importantes sur le développement économique du pays et l'égalité territoriale », et que « le statu quo jusqu'à 2018 comporte des risques importants pour les consommateurs de gaz, en particulier les industriels du sud de la France », en conséquence de quoi « certaines des mesures pourraient être mises en œuvre dès 2014 ». C'est la raison pour laquelle, non seulement nous approuvons bon nombre des mesures proposées par la CRE au travers de la présente consultation (avec les nuances que nous avons pu exprimer précédemment ici ou là), mais au-delà nous remercions les services de la CRE pour l'intense travail d'analyse qui a abouti à ce panel de propositions.

Une demande spécifique d'OSIRIS reste, pour synthétiser, que les principales mesures soient **décidées et annoncées d'urgence**, au regard des situations à fort risque exprimées récemment par certaines sociétés industrielles consommatrices de gaz dans la moitié Sud, ce risque ayant été exacerbé par les signaux nouveaux introduits au travers des résultats des enchères de Mars.

**Question 10 : Avez-vous d'autres remarques ou propositions ?**

a) Redistribution du sur-revenu des enchères de Mars 2013 :

Nous comprenons le souci d'« équité » de la CRE dans son orientation actuelle (« redistribution trimestrielle par GRTgaz aux expéditeurs livrant des clients finals **en zone Sud** au prorata des volumes consommés »). Le fait que la CRE écarte de la redistribution « les volumes correspondant aux capacités Nord-Sud obtenues lors de la phase 1 de l'allocation (...) dans la mesure où ces capacités sont facturées au tarif régulé » n'apparaît pas en soi anormal. Par contre, dans le même souci d'équité, il apparaît non-recevable que des capacités pluri-annuelles, acquises également au tarif régulé les années passées, puissent alors faire l'objet de la redistribution. En outre, sur la base d'une redistribution d'1/3 du sur-revenu pour la période allant du 1/10/2014 au 30/09/2015 (soit  $1/3 \times (3.5 - 0.57) =$  environ 1 €/MWh à ristourner), ces capacités seraient donc finalement facturées ...au coût négatif de  $0.57 - 1 = -0,4$  €/MWh ! Face à un service technique effectivement reçu, un coût négatif, alors qu'il est régulé, est inconcevable sans que cela n'apparaisse de facto comme une inégalité de traitement. Comme en outre le projet de Code de Réseau européen prévoit effectivement un prix de réserve des capacités (qui peut aller jusqu'à zéro, mais pas négatif), un correctif s'impose dans le mode de redistribution envisagé.

Au-delà, il n'est par ailleurs pas précisé comment seraient traitées les capacités interruptibles acquises le 30 Janvier 2014, dans l'exclusion de la redistribution des « capacités Nord-Sud obtenues lors de la phase 1 ». Si aucune pondération équitable n'était prévue pour elles, le fait de n'avoir pas connu à l'avance la règle rendrait a fortiori non-recevable tel quel le dispositif de redistribution.

Enfin il est important de rappeler que, pour Q4-2014 et Q1-2015 pour le moins, les consommateurs finaux de la zone TIGF (yc en Distribution) ne feront déjà pas partie de l'assiette de redistribution du sur-revenu des enchères. Si l'on en comprend bien la raison juridique, il s'impose par contre que pour le reste le processus de redistribution soit ajusté afin de devenir équitable.

b) Amélioration de la disponibilité physique effective de toutes les capacités Nord-Sud mobilisables: dans la mesure où les stockages (dont une partie est physiquement à cheval sur les 2 zones GRTgaz Nord et Sud) ne sont malheureusement pas remplis suffisamment, n'y a-t-il pas une piste supplémentaire à examiner (au-delà du JTS) consistant à faire contracter par GRTgaz une partie de ces capacités, via le « service de transfert » de gaz en stock mis en place en Juillet 2012?

c) Pour mémoire : au-delà des mesures listées par la CRE dans sa présente consultation du 18 Février (et évoquées le 25 Février en GT Structure de la Concertation Gaz), un recours final serait également de procéder à une « fusion Nord-Sud progressive » en rattachant déjà rapidement au PEG Nord les sites gazo-intensifs de la zone Sud (proposition déjà envisagée par la CRE). Ce type de mesure deviendra de facto envisageable dès lors qu'auront été officiellement confirmés d'une part la décision de fusionner et d'autre part l'investissement d'augmentation de capacité Nord-Sud qui permettra cette fusion.

Encore une fois, l'important à présent est de faire vite, c'est-à-dire de décider rapidement et mettre en application **dès cette année** tout ce qui est pertinent. OSIRIS demande par conséquent que les études soient effectuées **sans délai** (en Concertation Gaz, en « table ronde » comme le 27 Février au MEDDE, ou tout autre mode exceptionnel...), et que les principales mesures soient d'application au plus tard le 1<sup>er</sup> Octobre 2014. En effet cette date marquera à la fois le début de la 1<sup>ère</sup> période impactée par les enchères et l'approche de l'hiver prochain. Outre le grave problème de compétitivité dans le Sud, il en va en effet aussi, rappelons-le, de la sécurité d'approvisionnement durant l'hiver 2014-2015 qui, statistiquement, a bien des chances d'être moins clément que celui dont nous sortons...

---