

**Consultation publique de la Commission de Régulation de l'Energie  
du 27 juillet 2017 relative à la création d'une zone de marché unique  
du gaz en France au 1<sup>er</sup> novembre 2018**

**Réponses d'ENGIE**

Date : 15 septembre 2017

**Question 1 Etes-vous favorable aux conditions proposées d'utilisation des réseaux dans le cadre de la zone unique ?**

ENGIE est favorable aux conditions proposées de mise en œuvre de la zone de marché unique.

ENGIE s'interroge néanmoins sur l'attractivité des stockages de la zone TRS actuelle, sur l'année de stockage 2018/19. La valeur intrinsèque de ces stockages sera en effet fortement affectée par la création de la TRF en cours de période. Cette situation pourrait mettre en péril l'efficacité de la fusion des zones avec des congestions NS4 répétées au cours de l'hiver 2018.

ENGIE appelle la CRE, les GRT et les opérateurs de stockage à se concerter pour identifier des solutions à ce problème déjà soulevé en Concertation Gaz. Parmi les solutions possibles :

- Remboursement du transit Nord-Sud à hauteur des capacités d'injection dans les stockages de la TRS,
- Création du PITS Atlantique dès le 1<sup>er</sup> avril 2018, rattaché au PEG Nord
- Disparition du terme de liaison dès le 1<sup>er</sup> avril 2018, avec allocation des capacités Nord-Sud à chacun des expéditeurs au prorata de ses capacités de sortie en zone TRS (PL + PITS + PITTL) .

Par ailleurs, ENGIE souhaiterait que la CRE précise dans sa délibération les modalités de redistribution du solde de recettes des excédents d'enchères à l'issue de la fusion.

**Question 2 Etes-vous favorable aux modalités de répartition du déséquilibre au sein de la TRF, entre les zones d'équilibrage de TIGF et de GRTgaz ?**

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE.

**Question 3 Etes-vous satisfait de la qualité et des dates de publication des programmes de travaux des GRT ?**

ENGIE se félicite de la démarche d'amélioration du programme de maintenance initiée par GRTgaz. Nous ne sommes toutefois pas en mesure de confirmer l'ampleur annoncée de l'amélioration en 2017 (30%), qui ne repose pas sur la comparaison de données comparables. ENGIE appelle les GRT à poursuivre leurs efforts et à continuer à présenter les résultats de leurs travaux en Concertation Gaz.

ENGIE est également satisfaite de la mise en place d'Optiflow, sans lequel la gestion des congestions en zone unique serait très difficile, et qui apporte de la souplesse aux expéditeurs. Comme nous l'avons déjà indiqué à GRTgaz et évoqué en Concertation Gaz, nous regrettons cependant :

- La mise en œuvre d'Optiflow en cours de période de travaux, avec un faible préavis d'information ;
- Le format des fichiers utilisés pour communiquer les prévisions de maintenance sur les superpoints, qui complexifie fortement la prise en compte de l'information.

Les modalités de publication des programmes de travaux par les GRT nous conviennent. La connaissance au plus tôt de ce programme permet à chaque expéditeur de dimensionner au mieux ses souscriptions.

ENGIE propose que le programme de travaux précise, pour les travaux générant des congestions, la/les congestion(s) concernée(s).

Enfin, ENGIE préconise de caler les travaux conduisant à des taux élevés de réduction des injections aussi tard que possible en été pour minimiser l'impact sur les programmes d'injection et favoriser la liquidité en aval des congestions.

<b>Question 4 Etes-vous favorable à la règle proposée par GRTgaz de répartition des restrictions mutualisées en amont ou en aval de la congestion ?</b>
---

ENGIE est favorable à la proposition de répartition des restrictions formulée par GRTgaz.

ENGIE souhaite une transparence sur les règles de répartition retenues, ainsi que sur la localisation précise des limites.

<b>Question 5 Etes-vous favorable à ce qu'aucune restriction mutualisée ne soit appliquée <i>a priori</i>, les jours où les travaux ont un petit impact ?</b>
---

<b>Question 6 Etes-vous favorable au seuil de 30 GWh/j au-delà duquel les travaux ne seraient plus traités par des mécanismes de levée des congestions ?</b>
--

ENGIE est favorable au traitement différencié des petits travaux, tel que proposé dans la consultation publique.

ENGIE préconise un relèvement du seuil, par exemple à 50 GWh/j pour ces travaux, et invite les GRT à préciser si ce seuil est calculé sur les capacités souscrites ou sur les capacités techniques.

<b>Question 7 Partagez-vous l'analyse des GRT et de la CRE sur le sens le plus probable des congestions au sein de la place de marché unique ?</b>
--

ENGIE partage le constat selon lequel la congestion Nord-Sud est la plus probable. Mais cela ne signifie pas que ce soit la seule possible. De ce fait, nous demandons que soit étudiée la capacité des mécanismes qui seraient mis en œuvre à également traiter le cas des autres congestions.

En particulier, si l'on considère l'Europe comme point de bouclage du GNL mondial, des scénarios de fortes émissions GNL et de congestion Sud-Nord semblent possibles dans le cas d'une baisse de l'indice JKM. C'est un scénario envisageable en été avec une saisonnalité plus marquée sur le prix du JKM que sur la plaque ouest-européenne.

Par ailleurs, les configurations spécifiques à certains programmes de maintenance pourraient générer d'autres congestions.

<b>Question 8 Le scénario de référence proposé par les GRT pour dimensionner les mécanismes de levée des congestions vous semble-t-il pertinent ?</b>
---

Tout d'abord, ENGIE adhère à l'approche de la CRE visant à dimensionner le mécanisme sur la base d'un scénario tendu. ENGIE juge nécessaire que le scénario de référence présente une cohérence intrinsèque et reflète une situation raisonnablement tendue, effectivement susceptible de se produire sur tout ou partie de l'année.

ENGIE a contesté à de nombreuses reprises en Concertation Gaz les hypothèses retenues pour ce scénario de référence. Nous contestons en particulier plusieurs hypothèses minorantes :

1. Ce scénario ne repose pas sur une hypothèse climatique précise. Les fréquences de congestion sont calculées sur le climat de ces 5 dernières années. Or sur cette période, le froid le plus intense a été un froid 11%. Le scénario de référence ne garantit donc pas qu'on sache passer un scénario climatique froid, tel que demandé par la DGE pour le respect des Obligations de Service Public (cf. décret du 19 mars 2004). L'impact peut s'élever à plusieurs TWh sur l'hiver au Sud de la contrainte NS2.
2. Le minimum technique à Montoir est bien inférieur à 40 GWh/j suite à l'installation, en août dernier, d'une unité de compression des gaz d'évaporation. L'écart pourrait dépasser 12 TWh/an.
3. Le scénario suppose une absence de souscriptions supplémentaires à Pirineos. Cette hypothèse n'est pas crédible dans un contexte de GNL cher (qui est celui étudié dans le cas des congestions Nord-Sud), en l'absence de dispositif de restriction des ventes de capacités fermes. En effet le point Pirineos reliera une zone TRF fortement corrélée aux marchés du Nord, et la zone ibérique dont le prix dépend directement du GNL. En cas de GNL cher, ce point jouera le même rôle que l'actuelle liaison Nord-Sud, dont nous constatons un usage maximal, y compris grâce au recours à l'interruptible et au UIOLI. Les expéditeurs auront donc une incitation économique forte, non seulement à saturer leurs capacités souscrites, mais également à acquérir et saturer la totalité des capacités techniques, fermes et interruptibles, de Pirineos.
4. En configuration à deux zones, les expéditeurs ont un intérêt économique à maximiser l'utilisation de la liaison Nord-Sud, en gérant très précisément leurs nominations aux PIR, et les soutirages respectifs sur les stockages Nord et Sud. En zone fusionnée, cette contrainte disparaît. Ainsi, lorsque les places de marché amont seront chères, les expéditeurs soutireront davantage des stockages du Sud (ou injecteront moins), réduisant l'utilisation des capacités Nord-Sud. A l'inverse, lorsque les places de marché amont seront peu chères, l'attitude inverse conduirait à un renforcement des congestions. Vu la capacité de la liaison Nord-Sud, sa non optimisation peut générer une vingtaine de TWh de gaz en moins au Sud des limites.
5. On note que le scénario de référence ignore les congestions supplémentaires générées par les maintenances. La fusion des zones pourrait complexifier l'approvisionnement aval en périodes de maintenance.
6. Enfin, lors des années précédentes, le régime d'obligation des stockages, et l'utilisation de gaz de performance par Storengy a garanti un niveau élevé de réservation des stockages sur le territoire français. Si une régulation efficace de l'ensemble des stockages français est mise en place, cette hypothèse ne pose pas de questions. Sinon, une baisse du niveau de souscription des stockages renforcerait mécaniquement le risque de congestion en hiver.

L'analyse des risques de congestion basée sur ce scénario de référence conduit à se focaliser sur les seuls mécanismes de court terme, qui pourraient ne pas suffire à gérer des situations de tension durables.

**Question 9 Le scénario de flux extrême proposé par les GRT vous semble-t-il pertinent ?**

ENGIE considère le scénario « crash test » comme crédible, sur tout ou partie d'une année. Les réserves émises en réponse à la question précédente restent valables, et nous conduisent à considérer qu'il ne s'agit pas d'un scénario extrême. En particulier :

- Il ne s'agit pas d'un scénario climatique extrême, au regard des contraintes en vigueur dans le cadre des Obligations de Service Public (cf. décret du 19 mars 2004 mentionné ci-dessus) ;
- Ce scénario suppose que les expéditeurs gèrent leurs capacités de manière optimale au vu des contraintes du réseau, ce qu'ils n'ont aucune raison de faire en zone unique.

Par ailleurs il suppose l'absence de commercialisation de capacités interruptibles à Pirineos.

**Question 10 Partagez-vous les conclusions des GRT et de la CRE sur les conditions de remplissage en été des stocks en aval des limites de congestion ?**

ENGIE désapprouve les conclusions de l'étude des GRT, dont les chiffres ont été présentés en séance en Concertation Gaz, mais sans possibilité d'analyse préalable.

En premier lieu, il convient de constater que les stockages au Sud des contraintes NS2 voire NS3 représentent environ deux tiers des capacités de stockage en France en volume utile, et plus encore en pointe, soit beaucoup plus que les besoins de modulation au Sud des différentes contraintes. Ils sont donc largement utilisés pour assurer la modulation au Nord des contraintes.

En second lieu, en zone fusionnée les expéditeurs n'auront aucune obligation d'équilibrage au périmètre du Sud des congestions, et aucun intérêt à éviter d'utiliser leurs stockages au Sud des congestions pour assurer leur besoin de modulation au Nord (comme précisé au point 4 de notre réponse à la question 8).

En outre, l'ensemble des limites exposées en réponse aux questions 8 et 9 continuent à se poser.

Ainsi, si nous ne nions pas l'augmentation de la disponibilité des capacités d'injection en zone Sud (qui est le résultat logique de la fusion), nous considérons que la détermination du besoin de soutirage de ces stockages est entachée d'une erreur d'appréciation considérable : en effet, les stockages du Sud n'ont pas vocation à alimenter les seuls clients en aval des congestions visées (ex : en cas de pointe). Pour les expéditeurs, le besoin au Sud de la limite n'existe pas, et il ne saurait être de leur responsabilité de le garantir.

Enfin, ENGIE conteste l'affirmation du paragraphe 3.3.2.2 selon laquelle les expéditeurs devraient « *différer leurs injections dans les stockages* » en période de congestion. C'est précisément l'objectif des mécanismes de gestion des congestions de garantir la fermeté des capacités PITS.

Tout comme les hypothèses minorantes du scénario de référence, cette analyse conduit à se satisfaire de mesures de gestion des congestions à court terme.

**Question 11 Etes-vous favorable à l'interruption des capacités interruptibles avant le déclenchement de tout autre mécanisme de levée des congestions ayant un coût pour la collectivité ?**

ENGIE est favorable à l'interruption des capacités interruptibles à l'aval de la congestion avant le déclenchement de tout autre mécanisme de levée des congestions ayant un coût pour la collectivité. Cette interruption concernerait les PIR en sortie, ainsi que les clients industriels ayant souscrit une offre interruptible à préavis compatible avec la gestion de la congestion.

En revanche, l'interruption de capacités interruptibles en amont de la congestion pourrait conduire à des effets pervers de désoptimisation de l'utilisation du réseau, et d'augmentation des prix du PEG.

Par ailleurs, ENGIE considère que les accords gratuits avec les opérateurs adjacents (cf § 4.2.5) devraient être déclenchés en premier lieu, sous réserve qu'ils ne dégradent pas le service offert aux expéditeurs.

**Question 12 Etes-vous favorable à ne pas commercialiser des capacités non-souscrites, lorsqu'une congestion survient qui serait aggravée par l'augmentation des flux aux points concernés ?**

La définition d'un « point concerné » mérite d'être clarifiée : PIR aval, PIR amont, PITS, PLC ?

Cette proposition est acceptable et efficace si elle se limite aux sorties PIR à l'aval de la congestion.

Tout comme la mesure précédente, une application en amont de la congestion pourrait conduire à des effets pervers de désoptimisation de l'utilisation du réseau, et d'augmentation des prix du PEG.

Ce dispositif n'est considéré que dans un cadre très court terme. Outre la problématique des congestions réseaux de court terme, ENGIE recommande de pouvoir déployer ce mécanisme sur des capacités de plus long terme, notamment, si le dispositif de suivi de remplissage des stockages à l'aval des congestions montre un risque de stocks insuffisant dans l'hiver à venir<sup>1</sup> ou en cours ; dans ce cas, les capacités de transport non encore souscrites ne doivent plus être commercialisées jusqu'à ce que le risque de stocks insuffisants ne soit levé.

**Question 13 Etes-vous favorable aux modalités opérationnelles relatives à l'appel des *spreads* localisés telles qu'elles sont proposés par les GRT ? Avez-vous des remarques à formuler pour en améliorer l'efficacité ?**

**Question 14 Etes-vous favorable à ce que les GRT informent les expéditeurs du risque d'atteinte d'une limite dès J-1, et leur donne la possibilité de déposer une offre en même temps que cette notification ? Quel serait le meilleur horaire pour une telle notification ?**

ENGIE est favorable à la mise en œuvre du spread localisé pour gérer les congestions en zone unique. ENGIE s'interroge sur l'unité proposée pour la remise des offres. L'€/MWh serait préférable à l'€/MWh/h et cohérent avec le format des échanges sur Powernext.

ENGIE est favorable à la publication anticipée des risques de congestion. La notification doit intervenir dès que possible afin d'informer au mieux les expéditeurs sur les conditions d'utilisation de leurs actifs pour le lendemain. Néanmoins, il faut noter qu'avant 18h, les programmations sont encore loin d'être définitives et les risques de congestions sont encore très hypothétiques. GRTgaz convient lui-même que l'équilibrage du réseau n'est véritablement satisfaisant qu'après 20h J-1. ENGIE propose donc que GRTgaz se limite à publier des informations sur le risque de congestion en J-

<sup>1</sup> ENGIE préconise de lancer le dispositif de suivi dès le début de l'été, pour anticiper l'évolution des stocks en prenant en compte les contraintes de remplissage en été.

1 sur le mode du mécanisme de vigilance (hors tension extrême) pour ne pas influencer inutilement les expéditeurs sur l'utilisation de leurs actifs :

- certains expéditeurs pourraient limiter l'usage de leurs actifs pour se prémunir d'un risque de congestion,
- d'autres pourraient chercher à accentuer le phénomène afin d'être appelés au mécanisme de spread localisé.

**Question 15 Etes-vous favorable à la participation des CCCG aux appels d'offres portant sur le *spread* localisé ?**

ENGIE est favorable à la possibilité donnée aux CCCG de participer aux appels d'offres de spread localisé, sous réserve d'une adaptation des modalités techniques (nomination au PLCd).

**Question 16 Etes-vous favorable à la mise à l'étude de la participation des sites industriels raccordés au réseau de transport aux appels d'offres portant sur le *spread* localisé ?**

ENGIE n'est pas favorable à la participation des sites industriels raccordés au réseau de transport aux appels d'offres portant sur le spread localisé. En effet :

- ces sites ne soumettent pas de programme de consommation ;
- certains de ces sites disposent de capacités interruptibles, dont la prise en compte relève de la question 11.

**Question 17 Etes-vous, comme la CRE, défavorable à la participation des opérateurs de stockage aux appels d'offres portant sur le *spread* localisé ?**

ENGIE partage la position de la CRE.

**Question 18 Etes-vous favorable à la fixation d'un prix plafond ? Si oui, quel niveau considérez-vous comme pertinent ?**

ENGIE n'est pas favorable à l'instauration d'un prix plafond pour le spread localisé.

Premièrement, le plafond est inefficace. Si aucun des expéditeurs n'est prêt à remettre une offre inférieure au prix plafond, c'est que les éventuelles quantités de gaz qu'ils détiennent à l'aval des congestions ont une valeur supérieure à leurs yeux. La restriction mutualisée ne permettra pas de mettre ces quantités à disposition du marché. Par conséquent l'existence d'un plafond empêche de garantir la résorption de la congestion.

Deuxièmement, le plafond est injuste. En effet, si le plafond est atteint en raison d'une offre « aval » trop chère d'un expéditeur A (par exemple, erreur de saisie), l'offre « amont » d'un expéditeur B sera refusée simultanément, même si son prix est jugé raisonnable. Or la solution de dernier recours proposée (restriction mutualisée non rémunérée) consisterait à réduire sans indemnité le flux de l'expéditeur B.

Troisièmement, la combinaison d'une restriction mutualisée à l'amont et d'un prix plafond est susceptible de faire monter le prix du PEG et le prix de déséquilibre au-delà du prix plafond, au détriment de l'ensemble du marché. Pour se rééquilibrer, la plupart des expéditeurs restreints devront acheter simultanément du gaz sur le PEG. Pour que ce gaz résorbe la congestion, il devra être fourni par les expéditeurs disposant de gaz à l'aval de la congestion. Ces derniers n'ont aucune raison de le céder à un prix inférieur à leur offre sur le spread localisé.

A contrario, en l'absence de prix plafond le prix du PEG et le prix de déséquilibre ne sont pas affectés par l'existence d'une congestion interne au réseau.

Un prix plafond pourrait se comprendre dans le cas d'un recours massif aux spreads localisés : soit très fréquent, soit très important. Dans les deux cas, ce mécanisme de court terme n'est pas adapté. Pour des volumes ou des fréquences importants, il faut plutôt avoir recours à des mécanismes avec des préavis importants, qui permettent justement d'anticiper l'occurrence de situations sévères, et d'organiser un appel d'offres avec une concurrence plus importante.

Les codes de bonne conduite imposent aux participants de remettre des prix conformes à leurs contraintes et à leurs anticipations rationnelles. Plutôt qu'un prix plafond, ENGIE préconise que la CRE s'assure de la bonne foi des offres remises et investigate si les comportements de certains expéditeurs lui semblent inappropriés.

<b>Question 19 Etes-vous favorable au recours à des <i>spreads</i> localisés pour lever les congestions résiduelles ?</b>
---

ENGIE considère que le spread localisé est le système le plus satisfaisant pour lever les congestions à court terme et rémunérer les expéditeurs qui savent garantir le bon fonctionnement du système en toutes circonstances. Il correspond d'ailleurs à la solution que la CRE avait demandé à GRTgaz et TIGF d'étudier pour gérer la congestion Sud-Est, dans sa délibération du 7 mai 2014.

ENGIE souhaite d'ailleurs que le spread localisé puisse être appliqué à d'autres congestions que celles étudiées dans le cadre de la Concertation Gaz, dans l'éventualité de leur occurrence.

Cependant, ENGIE considère que le spread localisé ne pourra être en mesure de gérer les situations de congestion durables. En effet, cette mesure n'est pas compatible avec les délais nécessaires à la mobilisation de ressources supplémentaires, en particulier de GNL : son préavis est quasiment nul. Un opérateur de GNL pourra anticiper que, le jour de l'arrivée de sa cargaison, le spread localisé ne sera pas déclenché, ou à un volume beaucoup plus faible. L'opérateur n'aura donc aucune confiance dans le signal prix. Par ailleurs, la menace d'un prix plafond est susceptible de dissuader la mobilisation de telles ressources a priori, en prévision de futures congestions.

<b>Question 20 Etes-vous favorable à l'utilisation d'optimisations (<i>swaps</i>) avec des opérateurs adjacents pour lever certaines congestions ?</b>
--

ENGIE est favorable au recours à des swaps entre opérateurs, sous réserve :

- de l'absence de contrepartie financière,
- d'une transparence vis-à-vis du marché,
- qu'un service similaire ne puisse pas être offert par les acteurs de marché, qui devraient dans ce cas être sollicités par une procédure transparente et non discriminatoire,



- que l'offre proposée aux expéditeurs par ces opérateurs adjacents ne soit pas dégradée.

Si tel est le cas, ENGIE préconise que ces swaps soient utilisés avant l'interruption des capacités interruptibles.

<b>Question 21 Etes-vous favorable au recours aux restrictions mutualisées en cas d'échec des autres mécanismes à résorber la congestion ?</b>
--

ENGIE n'est pas favorable à l'existence de solutions de dernier recours sans coût pour les GRT, pour deux raisons :

- ce serait une incitation pour les GRT à ne pas faire leurs meilleurs efforts pour rechercher des offres de spread localisé au bon moment, au bon endroit ou au bon prix ;
- cela créerait une subvention croisée entre utilisateurs du réseau. En effet, même une solution mutualisée ne repose que sur une partie des expéditeurs, alors qu'elle bénéficie à la collectivité entière. Ce mécanisme déclenché en cours de journée ne serait pas prédictible et donc pas arbitral. A minima, toute solution de dernier recours devrait donc faire l'objet d'une indemnisation des coûts engendrés.

Par contre, si elles font l'objet d'un dédommagement adéquat, les restrictions mutualisées à l'aval des congestions sont une mesure efficace, limitant la perturbation du marché au nécessaire. Elles doivent être systématiquement privilégiées par rapport aux restrictions amont.

Si les restrictions aval ne suffisent pas, les restrictions amont peuvent devenir nécessaires en ajout aux restrictions aval. Ces restrictions amont sont une perturbation majeure du marché, pouvant impacter des expéditeurs qui utilisent déjà au maximum toutes leurs capacités au Sud des congestions. Elles laissent très peu de temps aux expéditeurs pour se rééquilibrer dans un délai très court, alors que tous ne disposent pas des actifs nécessaires. Elles sont donc certes nécessaires mais moins efficaces, et créent des perturbations sur le PEG dans son ensemble nuisant à son attractivité. C'est une des raisons qui explique qu'ENGIE demande l'absence de plafond pour les spreads localisés, et que le déclenchement de flow commitment avec des préavis suffisants doit être privilégié par rapport au risque de recours à des restrictions mutualisées à l'amont.

En tout état de cause, le recours à une mesure non fondée sur le marché, telle que la restriction mutualisée, ne peut intervenir qu'après déclenchement du niveau maximal du plan d'urgence. Ainsi, prévoir l'application d'un mécanisme de restriction des capacités fermes avant le déclenchement du plan d'urgence est contraire aux dispositions du règlement n°994/2010 et à l'arrêté du 28 novembre 2013<sup>2</sup>. Un mécanisme de dernier recours fondé sur le marché pourrait être celui de la conversion des capacités fermes en capacité conditionnelle ou « point par point » étudié en Concertation Gaz.

---

<sup>2</sup> Article 10.3 c) du règlement 994/2010 du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et article 2.2.3 de l'arrêté du 28 novembre 2013 portant adoption du plan d'urgence gaz



**Question 22 Considérez-vous, comme la CRE, que le *swap* stockage ne doit pas être retenu à ce stade ?**

ENGIE rejoint les conclusions de la CRE et préconise de ne pas retenir le swap stockage sous la forme proposée en Concertation Gaz.

ENGIE considère qu'un tel service mérite d'être approfondi, mais qu'il doit être fourni par les expéditeurs et non par les opérateurs de stockage. Il valoriserait les actifs des expéditeurs situés en aval des congestions et inciterait à la souscription de capacités de stockage de part et d'autre des congestions. Il apporterait une garantie de disponibilité de gaz en aval des congestions, que le mécanisme de spread localisé n'est pas en mesure d'offrir.

**Question 23 Considérez-vous, comme la CRE, que le mécanisme de rachat de nomination ne doit pas être retenu à ce stade ?**

ENGIE rejoint l'analyse de la CRE, et préconise d'écarter temporairement le rachat de nomination dans l'attente du retour d'expérience du spread localisé.

**Question 24 Considérez-vous, comme la CRE, que la conversion de capacités fermes en capacités conditionnelles ou point-à-point ne doit pas être retenue ?**

ENGIE est en désaccord avec l'analyse de la CRE.

Il est dommage de se priver d'un mécanisme, qui pourrait être efficace a minima sur la congestion NS1 qui ne concerne que 3 points. Notons que GRTgaz propose déjà des capacités conditionnelles (ferme climatique) sur la liaison NS avec un niveau de complexité important.

Par ailleurs, la cohérence avec le scénario de référence retenu justifierait de convertir a minima les capacités actuellement non souscrites en sortie Pirineos en capacités conditionnelles.

**Question 25 Etes-vous favorable aux mécanismes de levée des congestions envisagés à ce stade par la CRE et leur priorisation ?**

ENGIE est favorable à l'ordre de priorité proposé par la CRE pour la levée des congestions constatées en cours de journée, mais :

- Regrette que le catalogue de mécanismes soit limité à 4 mesures (les capacités conditionnelles pourraient être ajoutées) ;
- Est en désaccord avec le principe d'un prix plafond pour le spread localisé et avec le principe de restrictions mutualisées non rémunérées ;
- Considère que seules les actions à l'aval des congestions sont efficaces. Les actions à l'amont représentent par ailleurs une perturbation massive du marché au détriment de l'attractivité du PEG.

ENGIE considère que la panoplie de mesures de court terme est insuffisante à gérer les cas de congestions durables, et ne permettrait pas de donner un signal pertinent permettant de renforcer les arrivées de GNL à Fos et à Montoir.

Afin de vérifier le recours optimal des GRT aux mécanismes de gestion des congestions, ENGIE suggère la mise en place d'une régulation incitative.

Enfin, ENGIE rappelle que le mécanisme de restriction mutualisée constitue un mécanisme non fondé sur le marché qui ne peut être mis en place avant le déclenchement du niveau maximal du plan d'urgence (question 21).

**Question 26 Etes-vous favorable à la proposition de déroulé des actions en fonction du niveau d'alerte, la veille et le jour-même ?**

ENGIE considère que l'interruption des capacités interruptibles devrait intervenir avec un préavis beaucoup plus long.

ENGIE propose que les appels d'offres de spread localisé soient lancés à partir de 20h, afin de disposer des meilleurs garanties de disponibilité du service sans perturber le bon fonctionnement du marché.

Enfin, ENGIE préconise de lancer les actions J dès 3h du matin, pour tenir compte des préavis.

**Question 27 Etes-vous satisfait du dispositif d'information proposé par les GRT ?**

Les expéditeurs doivent pouvoir anticiper au maximum les capacités d'injection totales disponibles pendant l'été. Dès janvier, et avant la souscription des stockages, les GRT devront publier des scénarios pour l'hiver à venir en fonction du niveau de remplissage des stocks. ENGIE est satisfaite du niveau d'information proposé pour les maintenances et dans le Winter Outlook, mais note que le Winter Outlook 2017/18 n'a été mis à disposition des expéditeurs que le 27 juin 2017.

**Question 28 Etes-vous favorable au suivi du niveau de remplissage des stockages aval au cours de l'hiver ?**

**Question 29 Etes-vous favorable aux mécanismes que la CRE propose de retenir et d'étudier ?**

**Question 30 Etes-vous favorable aux priorités proposées par la CRE pour y recourir ?**

ENGIE rejoint l'analyse des GRT et de la CRE selon laquelle il existe un risque de non disponibilité du gaz le jour de la congestion, notamment en cas de congestions durables. En effet, la mobilisation de ressources supplémentaires (GNL) est inenvisageable à très court terme, et ne peut être déclenchée par la succession de recours au spread localisé (d'autant moins en cas de prix plafond).

Un suivi des niveaux de stock à l'aval des limites est donc effectivement nécessaire.

En revanche, ENGIE conteste l'appréciation selon laquelle la continuité d'alimentation relèverait de la responsabilité des fournisseurs. Cette affirmation est exacte au périmètre de la zone unique, mais absolument fausse à l'aval des congestions. En conséquence, le niveau de remplissage à suivre n'est pas seulement celui qui permettra de résorber les congestions, mais bien la part de l'alimentation de tous les clients français qui doit provenir de ces stockages, au scénario réglementairement dimensionnant (risque 2% annuel). Le niveau de suivi présenté suppose en effet que les expéditeurs n'ont pas prévu d'utiliser les stockages au Sud de la congestion pour répondre à leurs besoins au Nord de la congestion.

Enfin, ENGIE considère que le suivi ne doit pas se limiter à l'hiver mais s'étendre à l'été, afin de vérifier la capacité des expéditeurs à remplir les stockages qu'ils ont souscrits, et qu'ils ont la

possibilité contractuelle de remplir entièrement depuis des points d'entrée à l'amont des limites. Par ailleurs, le délai d'un mois entre la détection du besoin et la mobilisation des approvisionnements est insuffisant. Dans le cas du GNL, il faut compter 1 mois pour acheminer une cargaison après sa contractualisation, auquel il convient d'ajouter un délai raisonnable d'appel d'offres de 2 semaines. ENGIE préconise donc un horizon de suivi de 6 à 8 semaines.

ENGIE est favorable aux mécanismes proposés par la CRE, mais pas à l'ordre de priorité proposé, compte tenu des échéanciers inhérents à ces derniers. ENGIE recommande l'ordre de priorité suivant :

1. interruption de la commercialisation des capacités interruptibles (enchères trimestrielles, puis mensuelles)
2. flow commitment (au-delà d'un mois)
3. spread localisé inverse (journalier)

**Question 31 Souhaitez-vous, comme la CRE, que l'engagement de flux (*flow commitment*) soit étudié pour les cas de menace sur la continuité d'acheminement à moyen terme, notamment en raison d'un niveau de remplissage des stockages en aval des congestions trop faible ?**

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE, d'autant plus que l'étude et la préparation des modalités d'un éventuel flow commitment ne préjugent pas de sa future utilisation. En revanche, ne pas disposer de cet outil pourrait engendrer des conséquences graves, qui ont été évitées de peu en janvier 2017 sur la base de mécanismes non fondés sur le marché et en dehors de tout cadre réglementaire et contractuel.

Le flow commitment peut prendre différentes formes, et les modalités mentionnées par la CRE dans la consultation publique n'en sont qu'un exemple. ENGIE invite les GRT à examiner un éventail large de solutions, tant sur le dimensionnement des lots, que sur les préavis, les durées, les dates de déclenchement. ENGIE invite également les GRT à profiter des souplesses inhérentes à un tel mécanisme (par exemple sur le volume journalier) mais également à tenir compte des contraintes propres à la chaîne d'approvisionnement du GNL. Par exemple, pour tenir compte des risques de décalage pour aléa météorologique, il serait utile de donner une souplesse sur la date de démarrage, qui resterait compatible avec le besoin à couvrir (qui est un besoin à moyen terme).

ENGIE considère que les flow commitment doivent être contractualisés avec le préavis le plus long possible pour limiter les coûts pour la collectivité.

**Question 32 Etes-vous favorable à la couverture des coûts dans le tarif ATRT6 ?**  
**Question 33 Dans le cas où un compte de neutralité ad hoc est mis en place, la clé de répartition entre expéditeurs proposée par les GRT vous paraît-elle convenir ?**

ENGIE est favorable à la couverture des coûts par un compte de neutralité ad hoc. Cette solution limite les risques de subvention croisée entre bénéficiaires du service et contributeurs. La prise en compte, par une augmentation des termes tarifaires de transport, des coûts afférents à la fourniture de services ne relevant de l'acheminement (cf. code réseau européen sur les tarifs) apparaît problématique, au-delà même de l'incertitude sur le niveau de ces coûts.

La clé de répartition proposée par les GRT (flux nets de sortie vers les PIR et le réseau régional) nous convient. La prise en compte des flux nets vers les PITS ne nous semble pas opportune, dans la

mesure où les stockages sont essentiels à l'équilibrage global du réseau (continuité de fourniture) et à la gestion des congestions.

**Question 34 Etes-vous favorable au recours à l'achat-vente de *spread* localisés en cas de congestion à l'hiver 2017-2018 ?**

ENGIE est favorable au recours au spread localisé dès l'hiver 2017/18.

Au vu du constat fait par les GRT dans leur Winter Outlook, ENGIE souligne toutefois que cette mesure risque de ne pas être suffisante pour couvrir la totalité de l'hiver, et appelle la CRE à également prévoir la possibilité de recourir à des flow commitments.

**Question 35 Etes-vous favorable à la pérennisation de l'expérimentation portant sur les produits localisés ?**

**Question 36 Etes-vous favorable à l'intégration des prix d'achat-vente de produits localisés dans le prix de règlement des déséquilibres ?**

ENGIE est favorable à la pérennisation du produit localisé, et donc à la fin de la phase d'expérimentation.

ENGIE est également favorable à l'intégration des prix d'achat-vente de produits localisés dans le prix de règlement des déséquilibres. ENGIE comprend qu'il ne s'agit que des produits utilisés dans le cadre de l'équilibrage journalier, et non des offres contribuant au spread localisé décrites dans la présente consultation. ENGIE serait opposée à l'intégration des prix de ces dernières offres dans le calcul du prix de règlement des déséquilibres, car ce sont deux sujets distincts.

**Question 37 Etes-vous favorable, comme la CRE, à la fin du dispositif de gaz circulant ?**

ENGIE est favorable à la fin du dispositif de gaz circulant.