

VERBATIM

CONSULTATION PUBLIQUE DU 31 MAI 2018 N° 2018-009 RELATIVE AU FONCTIONNEMENT DE LA ZONE DE MARCHÉ UNIQUE DU GAZ EN FRANCE

26 réponses ont été reçues :

- 3 réponses d'industriels et association d'industriels : Uniden, Solvay, PSS
- 17 réponses d'expéditeurs et associations d'expéditeurs : EDF, Engie, Direct Energie, Eni, Uprigaz, SAVE, Uniper, Afieg, EFET, Centrica, Gazprom (6 réponses confidentielles).
- 6 réponses de gestionnaires d'infrastructures : Enagas, GRTgaz, Teréga, Storengy, Elengy, Fosmax LNG.

CONSULTATION PUBLIQUE DU 31 MAI 2018 N° 2018-009 RELATIVE AU FONCTIONNEMENT DE LA ZONE DE MARCHÉ UNIQUE DU GAZ EN FRANCE.....	1
0. REMARQUES PRÉLIMINAIRES	3
1. ETES-VOUS FAVORABLE AUX SOLUTIONS PROPOSÉES PAR LES GRT EN CAS DE RETARD SUR LES OUVRAGES PHYSIQUES OU SUR LES SI?.....	5
2. ETES-VOUS FAVORABLE À L'UTILISATION DU SPREAD LOCALISÉ POUR OPTIMISER LES RESTRICTIONS POUR MAINTENANCE EN COUVRANT UN RISQUE CLIMATIQUE ? SI OUI, QUEL NIVEAU DE RISQUE SOUHAITEZ-VOUS QUE LES GRT PRENNENT EN COMPTE POUR DÉFINIR LES RESTRICTIONS ?.....	8
3. ETES-VOUS FAVORABLE AU FONCTIONNEMENT DES SUPERPOINTS COMMUNS PROPOSÉ PAR LES GRT?	11
4. ETES-VOUS FAVORABLE À L'INTERRUPTION DES CAPACITÉS INTERRUPTIBLES « LONG TERME » EN J-1 À 14H EN CAS D'ALERTE ORANGE OU ROUGE ?.....	14
5. ETES-VOUS FAVORABLE AUX PROPOSITIONS DES OPÉRATEURS CONCERNANT LES MODALITÉS APPLICABLES AUX APPELS D'OFFRES DE SPREAD LOCALISÉ ?.....	16
6. ETES-VOUS FAVORABLE À LA MÉTHODE PROPOSÉE PAR LA CRE POUR DÉTERMINER LES PÉNALITÉS APPLICABLES EN CAS DE MANQUEMENT D'UN EXPÉDITEUR SUR LE SPREAD LOCALISÉ ?.....	18
7. ETES-VOUS FAVORABLE À LA PROPOSITION DES OPÉRATEURS CONCERNANT LA MÉTHODE DE SUIVI DES STOCKAGES AVAL ET LES PARAMÈTRES RETENUS ?	21
8. ETES-VOUS FAVORABLE À UNE FRÉQUENCE DE PUBLICATION DU SUIVI DES STOCKAGES AVAL AU COURS DE L'HIVER TOUS LES 15 JOURS ?	23
9. ETES-VOUS FAVORABLE AUX MODALITÉS DE DÉCLENCHEMENT DU FLOW COMMITMENT PROPOSÉES PAR LES GRT ? QUELS DÉLAIS DE LIVRAISON VOUS SEMBLERENT NÉCESSAIRES, EN FONCTION DU BESOIN IDENTIFIÉ ?	25
10. ETES-VOUS FAVORABLES AUX MODALITÉS DE MISE EN ŒUVRE DU FLOW COMMITMENT ? QUELLE PÉRIODE COUVERTE PAR L'APPEL D'OFFRES VOUS PARAÎT LA PLUS PERTINENTE ?	28
11. ETES-VOUS FAVORABLE À LA PROPOSITION DE RÉPARTITION DES COÛTS ENTRE LES DEUX GRT ?	30

O. REMARQUES PRÉLIMINAIRES

0.1 Industriels

0.1.1 Celest

En tant qu'opérateurs de deux centrales à cycle combiné gaz (CCCG) nouvellement construites en France (situées à Pont-sur-Sambre et à Toul), nous sommes pleinement en accord avec toute mesure susceptible d'améliorer la liquidité et la sécurité du système gazier français, tout en restant très vigilants quant à la compétitivité de nos installations, en particulier dans les conditions actuelles du marché de l'électricité. En effet, même si l'environnement de marché a pu s'améliorer par rapport à la situation de 2013-2014, ces centrales ne peuvent toujours couvrir que leurs coûts variables, et en aucun cas la totalité de leurs coûts fixes, alors qu'elles constituent des infrastructures énergétiques importantes pour le système électrique français, représentant ensemble 825 MW de capacité disponible.

Les modalités opérationnelles envisagées pour la fusion des zones à compter du 1er novembre 2018 nous paraissent positives, devant permettre de rendre le marché français du gaz plus liquide. Par contre, si nous sommes confiants que l'élargissement du PEG Nord actuel à l'ensemble de la France va améliorer sa profondeur et sa liquidité, il nous paraît capital de s'assurer que des épisodes de tensions dans le sud de la France, comme vécus ces dernières années, n'auront pas un effet de « pollution » sur la volatilité du nouveau PEG.

La batterie de mesures envisagées, notamment pour lever les congestions journalières éventuelles, nous paraissent appropriées dans leur principe, mais nous restons vigilants quant au fait que les coûts induits par la gestion des congestions seront intégrés au tarif de transport, sous la forme d'une trajectoire annuelle, et que les écarts à la trajectoire seront intégrés au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). Nous ne voudrions pas qu'une approche trop conservatrice de prévention des congestions conduise à un gonflement artificiel, et trop élevé, des coûts d'acheminement.

Dans ce sens, nous considérons par exemple qu'il serait prudent d'éviter un nombre trop important d'appels aux spread localisés, et qu'une première étude post-fusion devrait être rapidement menée pour optimiser le niveau de couverture de risque. Pour les réponses précises aux questions de la consultation organisée par la CRE, nous nous référons à la position élaborée par l'AFIEG, dans la réponse à cette consultation transmise à la CRE.

Qui sommes-nous ?

CELEST est la marque commerciale des sociétés Pont-Sur-Sambre Power SAS et Toul Power SAS :

Pont-sur-Sambre Power SAS est le propriétaire et l'opérateur de la centrale à cycle combiné de 412 MW de capacité installée située à Pont-sur-Sambre, à proximité de la ville de Maubeuge. Cette centrale est en service depuis septembre 2009.

Toul Power SAS est le propriétaire et l'opérateur de la centrale à cycle combiné de 413 MW de capacité installée située dans la zone industrielle « Croix de Metz », à proximité de la ville de Toul. Cette centrale est en service depuis décembre 2012.

0.1.2 UNIDEN

L'UNIDEN tient tout d'abord à saluer la grande clarté du document de consultation établi par la CRE.

0.2 Expéditeurs

0.2.1 EFET

The European Federation of Energy Traders (EFET) thanks CRE for the opportunity to present its view on the proposed rules for the functioning of the future single gas hub in France (TRF). EFET thanks CRE once again for its effort to include foreign market participants in the discussion by providing an English version of the public consultation.

0.2.2 EDF

EDF accueille favorablement la présente consultation publique relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France qui est attendu par les acteurs de marché. EDF se réjouit à cet égard

que la date de fusion au 1er novembre 2018 soit toujours la meilleure vision des opérateurs de transport pour le lancement de la zone unique.

EDF regrette toutefois que cette consultation ne comprenne pas une section fixant les règles définitives de bascule de nominations après la disparition des PEG Nord et PEG TRS.

0.2.3 ENI

Eni welcomes this consultation and thanks CRE for creating this opportunity for all stakeholders to express their views on this public consultation regarding the future functioning of the single gas market area in France.

0.2.4 Direct Energie

Direct Energie remercie la CRE pour cette consultation qui donne l'opportunité aux différents acteurs d'exprimer leurs vues sur les problématiques liées de la fusion des zones nord / sud à horizon novembre 2018.

Direct Energie tient tout d'abord à signaler que malgré des échanges importants dans le groupe de travail « Place de Marché Unique », il est à noter un certain nombre de sujets qui ont été abordés trop tardivement et qui n'ont pas, malgré nos demandes, fait l'objet de concertation ou a minima de questions spécifiques dans la présente consultation publique.

Les principaux points manquants sont :

- effet report du compte congestion vers le compte équilibrage en cas de restriction mutualisée
- question de la fusion du coefficient de bouclage en GRT Gaz H
- complexité liée à la mise en place des superpoints de toutes les congestions alors que seules les congestions N/S avaient été conservées en consultation
- mise en place opérationnelle d'un transfert de Capacités Opérationnelles Effectives

La réponse à ces points importants nous semble un prérequis à la mise en place de la fusion, aussi Direct Energie demande à la CRE de faire en sorte que ces questions soient adressées au plus tôt par les GRTs.

A propos du coefficient de bouclage unique en zone GRT H

Lors du GTG plénier du 29/06/2018, la CRE a validé le recours à un coefficient de bouclage unique en zone GRT H à partir du 01/11/2018. Direct Energie s'oppose à cette décision car le délai entre la validation et la mise en production du coefficient de bouclage est trop court. Il ne laisse pas suffisamment de temps aux acteurs pour l'analyse et la conduite des développements SI nécessaires pour sa prise en compte. Direct Energie propose que la date du 01/04/2019 soit retenue.

D'autre part, il est indispensable que ce coefficient de bouclage unique soit recalculé sur plusieurs années passées, et que cet historique soit mis à disposition des acteurs.

0.2.5 Uprigaz

A titre liminaire, l'UPRIGAZ1 s'étonne que 5 mois avant la date de mise en oeuvre de la zone unique, on puisse considérer la possibilité d'un retard des ouvrages rendant difficile, voire impossible le respect de la date du 1er novembre. Comme le rappelle la CRE dans sa consultation publique, la date du 1er novembre 2018 a été fixée dans la délibération du collège du 26 octobre 2017 et les autorisations ministérielles nécessaires aux renforcements des réseaux ont été données en 2016 pour GRT Gaz. Si dans ces conditions, il devait y avoir un retard, celui-ci serait imputable aux GRT et les conséquences de ces retards ne sauraient être répercutées sur les expéditeurs. Les éventuels retards devraient faire l'objet d'une délibération de la CRE et entraîner des pénalités pour les GRT.

L'UPRIGAZ rappelle que les fournisseurs ont déjà souscrits des engagements sur la base d'une zone unique au 1er novembre 2018. Si la date et les conditions de fonctionnement normal de la zone unique venaient à ne pas être respectées, les fournisseurs supporteraient des préjudices dont ils seraient fondés à demander réparation.

Au surplus, les fournisseurs ont été invités à souscrire des capacités de stockage à partir d'avril 2018 en cohérence avec la mise en service de la zone unique au 1er novembre. Un éventuel report de la date du 1er novembre pour la mise en service de la zone unique pourrait conduire à une inadéquation entre les souscriptions de stockage des fournisseurs et les besoins et obligations (équilibre par zone) qu'ils ont à satisfaire.

En conséquence, il appartient à la CRE d'imposer aux GRT toute mesure utile au strict respect de l'engagement affiché de longue date de la réalisation de la zone unique au 1er novembre. Il en va de la crédibilité du système gazier français.

0.2.6 Centrica

Thank you for the opportunity to respond to your draft decision on implementing the NC TAR. This response represents the view of the Centrica group of companies. This is response is non-confidential and can be published on your website. Centrica is an active trader and shipper in the French wholesale gas market.

0.3 Gestionnaires d'infrastructures

0.3.1 Enagás

Enagás welcomes CRE's new opportunity to contribute to the public consultation on the functioning of the single gas market area in France. Enagás has already expressed its concerns in previous consultations and its participation in this new consultation is motivated by the measures under consultation, which may have a relevant impact on the Spanish system.

0.3.2 Storengy

Storengy remercie la CRE de donner l'opportunité à tous les acteurs de marché de s'exprimer sur les modalités de fonctionnement de la place de marché unique, et félicite les GRT pour le travail mené dans le cadre de la Concertation gaz.

Storengy partage les orientations générales de la CRE.

Toutefois, concernant la méthode proposée par les GRT pour le suivi du niveau des stockages en aval des limites de congestions, Storengy alerte sur les paramètres retenus (ajustement du soutirage calé sur le strict besoin du réseau). Méconnaissant le comportement des acteurs de marché, ils conduisent à surestimer le niveau de remplissage des stockages, principalement en fin d'hiver.

1. ETES-VOUS FAVORABLE AUX SOLUTIONS PROPOSÉES PAR LES GRT EN CAS DE RETARD SUR LES OUVRAGES PHYSIQUES OU SUR LES SI?

1.1 Industriels

1.1.1 Solvay

Oui.

1.1.2 UNIDEN

Oui.

1.2 Expéditeurs

1.2.1 Afieg

L'AFIEG considère qu'un délai de deux mois est minimal pour pouvoir permettre aux acteurs de marché d'actualiser leur position d'équilibre à moyen terme, leurs carnets d'achat/vente au PEG, et d'activer de potentielles clauses de contrat sur les niveaux de spread PEG/TRS. Par ailleurs l'AFIEG souhaite que la communication sur les travaux et les éventuels retards soient communiqués de manière plus fréquente, (par exemple deux fois par mois, et par mail) à partir de juillet 2018. Sur les autres points l'AFIEG est favorable aux solutions envisagées

1.2.2 EFET

EFET supports the proposed solutions in case any delays to the infrastructure or IT projects related to the French market area merger occur. The TSOs should keep market participants informed about any potential delay to the said projects.

1.2.3 EDF

Les GRT proposent de décaler la fusion uniquement en cas de retard identifié sur l'artère Val de Saône avant le 1er septembre 2018, les retards sur l'artère Gascogne Midi et les retards SI ne constituant pas des raisons de repousser la fusion. Ces dispositions semblent raisonnables, néanmoins EDF attire l'attention sur quelques points :

- En cas de retard sur Val de Saône, la décision de décalage de la fusion pourrait intervenir jusqu'au 1er septembre 2018. Or, à cette date, il n'est plus possible de souscrire des capacités Nord/Sud au-delà du 1er novembre 2018 (la commercialisation des capacités annuelles est prévue en juillet 2018 et celles des capacités trimestrielles en août 2018). Par conséquent si une telle décision de décalage devait être envisagée, elle devrait s'accompagner de la mise en oeuvre d'un guichet additionnel de commercialisation couvrant la période de décalage. En l'absence de ce guichet, les expéditeurs ne seraient pas en mesure d'ajuster ou d'acquérir des capacités nécessaires à la liaison Nord Sud jusqu'à la mise en service effective de la TRF.

- En cas de retard SI, les GRT indiquent qu'ils pourraient fonctionner en mode « dégradé ». Cette gestion dégradée ne doit pas impacter les expéditeurs dans leurs processus opérationnels. Par ailleurs, les expéditeurs sont également engagés dans des transformations de leur SI et ce pour assurer le bon fonctionnement avec le SI mis en place avec les GRT. Par conséquent, il convient que les expéditeurs :

- disposent d'un maximum de visibilité sur l'avancée des développements informatiques de la part des GRT ;
- soient informés des modalités de la gestion dégradée envisagée dès l'identification du risque de retard de la mise en oeuvre des SI.

- Si les problématiques SI se révélaient trop pénalisantes pour le bon fonctionnement du système au 1er novembre 2018 (difficultés à gérer les congestions, forts impacts opérationnels pour les expéditeurs), EDF considère que les GRT devraient également envisager un report de la prise d'effet de la fusion dans les mêmes conditions qu'au premier alinéa ci-dessus (date limite de décision au 1er septembre ; mise en place d'un guichet additionnel de souscription de capacité).

1.2.4 ENI

Eni is in favour of the proposed solutions.

In the event of a delay in commissioning the physical installations, the actual market-based mechanisms should be sufficient to balance the TRF.

In the event of a delay in implementing the new IT systems, a degraded operating mode (reduced number of windows) would be acceptable. Meanwhile, Eni would, in such case, like to highlight the importance of maintaining temporarily or in parallel the current basic/standard system and functionalities (e.g. automated messaging through *Edig@s*) in order to guarantee a proper and fluid functioning of the nomination process.

1.2.5 Direct Energie

Dans le document de consultation, la CRE indique : « *Au vu de l'avancée actuelle de leurs travaux, les GRT confirment la date du 1er novembre pour la fusion des zones. Seul un retard sur Val-de-Saône, s'il est identifié avant le 1er septembre, pourrait conduire à un retard de la fusion des zones. Dans tous les autres cas de retard, la fusion sera mise en oeuvre comme prévu au 1er novembre.* »

Direct Energie regrette fortement que soit annoncée, fin mai 2018 soit moins de 5 mois avant la date de fusion, une modalité de report de celle-ci. Nous comprenons qu'il n'y a pas a priori d'éléments techniques indiquant à date un risque de retard. Néanmoins, les modalités de report et notamment la fermeté de la

date du 01/11/2018 au 01/09/2018 auraient dues être précisées bien en amont. Le fait même d'aborder ce sujet à la consultation publique de mai 2018 fait porter une rumeur de risque de report.

En revanche, nous soutenons complètement la CRE et les TSOs sur le fait qu'aucun retard SI ne pourrait mettre en cause cette fusion prévue au 01/11/2018. Nous considérons que c'est aux TSO de prendre à leur compte toutes les conséquences d'un retard au niveau informatique. Les expéditeurs ont déjà subis par le passé plusieurs reports sur des projets passés (notamment la nomination unique) et souhaitent donc ne plus être impactés par ce type de retard.

1.2.6 Uprigaz

Comme précisé à titre liminaire, l'UPRIGAZ ne saurait retenir l'hypothèse d'un décalage de la mise en oeuvre de la zone unique. Les fournisseurs membres de l'UPRIGAZ ne sauraient consentir à supporter au travers des tarifs régulés d'éventuels surcoûts liés à des retards dans la réalisation des travaux. En revanche, l'UPRIGAZ n'a pas d'objection à ce que les SI fonctionnent temporairement en mode dégradé en cas de retard dans la mise en oeuvre de ces systèmes.

1.2.7 Save

Nous sommes favorables à la mise en place du spread localisé plutôt que de retarder la fusion des zones dans 3 scénarios sur 4. En revanche, il semble compliqué pour les fournisseurs de voir la fusion reportée en cas de retard sur Val de Saône, avec un délai de notification aussi court.

1.2.8 Engie

ENGIE est favorable aux propositions des GRT en cas de retard constaté sur la mise en service des ouvrages physiques ou sur les SI.

A ce titre, ENGIE invite les GRT à la plus grande transparence en cas de retard ou de difficulté d'exécution du programme.

1.2.9 Uniper

We have no objections to the solutions proposed by the TSOs if there is a delay in physical infrastructure, however we would like to point out that TSOs should do the utmost to meet the agreed time schedules.

1.2.10 centrica

Yes, we believe that this is the right approach. It is right that only in the event of a delay at the largest infrastructure project (Val-de-Saône) being identified before 1 September 2018 that the single market should be delayed. We agree that in the other three scenarios, the single market should be launched on time.

1.2.11 Gazprom

GM&T are against any delay of the merger whatsoever. We believe that September is too close to be able to appropriately readjust our positions in the event of a delay, and even one month may cause significant losses to shippers. Retailers at TRS are particularly exposed. Additionally, we would like to see more frequent updates on the progress of the market merger projects as we get closer to September – at least on a monthly basis, as opposed to quarterly today.

1.3 Gestionnaires d'infrastructures

1.3.1 Teréga

Favorable.

1.3.2 Storengy

Storengy partage l'analyse de la CRE et est favorable aux solutions proposées par GRTgaz et Teréga en cas de retard.

En particulier, en cas de retard sur l'artère Gascogne Midi et donc de risque d'occurrences de la congestion Sud-Est, les stockages du Sud-Est de la France seront en mesure de contribuer à lever les congestions via le mécanisme de *spread* localisé.

Par ailleurs, le déploiement des évolutions SI des outils de Storengy pourrait être retardé sans difficultés notables en cas de décalage de la fusion des zones dû à un retard sur l'artère Val de Saône.

1.3.3 Elengy & Fosmax LNG

Pas de remarque de la part de Elengy et Fosmax LNG sur cette question.

2. ETES-VOUS FAVORABLE À L'UTILISATION DU SPREAD LOCALISÉ POUR OPTIMISER LES RESTRICTIONS POUR MAINTENANCE EN COUVRANT UN RISQUE CLIMATIQUE ? SI OUI, QUEL NIVEAU DE RISQUE SOUHAITEZ-VOUS QUE LES GRT PRENNENT EN COMPTE POUR DÉFINIR LES RESTRICTIONS ?

2.1 Industriels

2.1.1 Solvay

Solvay est favorable à l'utilisation du *spread* localisé pour optimiser les restrictions pour maintenance. Pour la première année, un risque de 10% chez les deux transporteurs nous paraît pertinent.

2.1.2 UNIDEN

L'UNIDEN est favorable à une utilisation raisonnable du « *spread* localisé » pour optimiser les restrictions pour maintenance. La proposition retenue par la CRE d'un risque de 10% chez les 2 GRT pour une 1^{ère} année d'application nous semble être un bon compromis, avec un retour d'expérience rapide qui permettra un ajustement éventuel si utile.

2.2 Expéditeurs

2.2.1 Afieg

L'AFIEG est favorable à moins de restrictions de capacités et aurait tendance à rejoindre la position de Teréga sur la couverture de risque. Néanmoins et s'agissant de la première année, l'AFIEG reconnaît qu'il peut être prudent d'éviter un nombre trop important d'appels aux *spread* localisés et qu'une première étude post-fusion pourra être ensuite menée pour optimiser le niveau de couverture de risque. L'AFIEG est en faveur d'une couverture à 20% qui permet d'améliorer encore significativement la disponibilité des capacités, sans pour autant engendrer un surcoût trop important dans les tarifs régulés transport.

2.2.2 EFET

Being a market based mechanism, EFET supports the use of the locational *spread* for minimizing restrictions in case of maintenance. Starting with a 10% risk seems appropriate. An evaluation of this risk level should be done after one year after implementation.

2.2.3 EDF

EDF est favorable à l'utilisation du *spread* localisé pour optimiser les restrictions pour maintenance en couvrant un risque climatique. Le recours au *spread* localisé pour des niveaux de risque mesurés permet de diminuer sensiblement les capacités restreintes à un coût moindre. En considérant un coût de restriction des capacités de 0,6 €/MWh (prix moyen des stockages souterrains) et un coût du *spread* localisé de 3€/MWh, EDF estime que la couverture d'un risque 20% est un bon compromis entre coût du *spread* localisé et amélioration notable de la disponibilité des capacités pour les expéditeurs, et propose ainsi de retenir cette valeur.

Etant donné les incertitudes sur le coût et le volume appelé du *spread* localisé ainsi que sur le volume restreint, un REX est nécessaire. Celui-ci permettrait de vérifier le bon fonctionnement du *spread* localisé pour gérer ces situations, et éventuellement de réinterroger le niveau de risque à considérer pour établir les taux de restrictions.

2.2.4 ENI

Eni is in favour.

Because of the fact that starting from the worst-case scenario (i.e. lowest consumption upstream and highest consumption downstream) would render the balancing process impossible, Eni agrees to use the locational spread to optimise maintenance-related restrictions by weather risks.
Eni consents with a risk level of 10%.

2.2.5 Direct Energie

D'un point de vue général, Direct Energie est favorable à l'utilisation du spread localisé plutôt que toute restriction mutualisée qu'elle soit du fait d'une congestion pour maintenance ou pour une congestion structurelle.

S'agissant de l'impact de la fusion sur les programmes travaux des ouvrages en amont et en aval de la liaison N/S, Direct Energie a régulièrement demandé en Groupe de Travail que des éléments chiffrés soient présentés afin de permettre aux expéditeurs de pouvoir appréhender de façon objective les impacts du report des travaux suite à la suppression de la liaison N/S et donc de l'interruptibilité de celle-ci-permettant de gérer les maintenances cœur de réseau. Direct Energie constate que ces éléments chiffrés ne sont finalement exposés que dans la consultation et regrette qu'ils n'aient pas été présentés en concertation, afin de mieux comprendre l'impact pour les capacités notamment d'injection dans les stockages au Sud et les capacités d'entrée France au Nord.

La question soulevée par la CRE porte sur le niveau de risque à appréhender s'agissant de la modélisation des capacités climatiques. Néanmoins il nous semble pertinent de regarder en premier lieu le volume annuel de capacités interrompues pour cause de maintenance cœur de réseau, qui permet de traduire le report du taux d'indisponibilité de la liaison N/S vers le taux de d'indisponibilité des capacités aval et amont.

Si notre compréhension est correcte, l'hypothèse retenue est de 64 TWh/an de capacités interrompues, alors même que les volumes de capacités NS interrompues sont de l'ordre de 23 TWh/an (calculé en prenant 50 % d'interruption de la capacité NS interruptible (250 GWh/j disponibles pendant l'été). Il conviendrait donc, avant de choisir quel niveau de risque faire porter sur le spread localisé, de clarifier les volumes en jeu. Selon notre compréhension il y a un facteur 2 qui n'est pas expliqué.

En tout état de cause, il nous semble donc opportun :

1. de limiter au maximum les indisponibilités sur les ouvrages amont et / ou aval
2. d'utiliser au maximum le spread localisé en cas de besoin effectif et donc d'utiliser un niveau de couverture de risque le plus élevé possible par exemple 50%, niveau allant au-delà même de la proposition de TEREGA.

2.2.6 Uprigaz

L'UPRIGAZ confirme sa préférence pour l'utilisation du *spread localisé* afin d'optimiser les restrictions pour maintenance en couvrant un risque climatique.

L'UPRIGAZ se range à la proposition avancée par GRT Gaz de couvrir un risque 10 % sur le niveau des consommations lors du calcul des restrictions pour maintenance. Ce niveau pourra être révisé à la lumière du retour d'expérience exposé en concertation gaz.

2.2.7 Save

Nous sommes favorables à l'utilisation du spread localisé afin de couvrir les risques climat avec un taux de risques de 10% comme suggéré par les GRT et accepté par la CRE.

2.2.8 Engie

ENGIE est favorable au recours au spread localisé pour gérer les contraintes survenant en cas de maintenance dans des scénarios climatiques marqués.

Au vu des simulations présentées, la couverture d'un risque 20% semble cependant offrir un meilleur compromis entre capacités restreintes finalement disponibles et capacités non restreintes finalement

indisponibles que la couverture d'un risque 10 % tel que proposé par la CRE, le tout à un coût très modeste pour la collectivité (0,05% du revenu autorisé).

2.2.9 Uniper

Uniper is in favour of the use of locational spread to optimise maintenance related restrictions by covering weather risks. We are not sure whether coverage of 10% is really sufficient. After one year of experience it should be investigated whether the percentage of risk coverage should be adopted.

2.2.10 Centrica

Yes, we fully support the use of locational spread to optimise maintenance-related restrictions by covering weather risks. However, we believe that a 20% consumption risk would be more appropriate given the relatively low project cost of purchasing the locational spread. Using a 10% risk rate will mean the TSO running a much higher risk of resorting to the mutualised restriction of nominations which is a non-market action taken as a last resort. We believe, especially give the relatively low cost, that it is preferable to run the risk of having to acquire more locational spread rather than resort to mutualised capacity restrictions. Any risk level should of course be reviewed after the first year of operation when sufficient data has been generated.

2.2.11 Gazprom

We believe the least amount of planned curtailing should happen due to maintenance. Particularly, we would like to highlight that it is not uncommon for French TSOs to curtail firm capacity on a D-1 and within-day basis (and classify this as "planned maintenance", because it is the only way that firm can be curtailed) and that the closer to delivery the curtailment is announced the costlier it is to adjust. We don't think the costs for increased locational use are very high when one considers the impact on the market. As a minimum, we favour Teréga's proposal of 30%.

2.3 Gestionnaires d'infrastructures

2.3.1 GRTgaz

Comme la CRE, GRTgaz est favorable à l'utilisation du *spread* localisé pour optimiser les restrictions pour maintenance en couvrant un risque climatique de 10%.

GRTgaz estime difficile à ce stade de bien évaluer les risques pris sur le fonctionnement et le coût du mécanisme de *spread* localisé. Un retour d'expérience après une année de fonctionnement de la TRF permettra d'ajuster au mieux la valeur du risque climatique couvert par le *spread* localisé en période de maintenance.

2.3.2 Teréga

Favorable.

2.3.3 Storengy

Storengy considère que le *spread* localisé est un outil qui a déjà prouvé son efficacité au cours de l'hiver dernier. Ainsi, Storengy est favorable à son utilisation pour optimiser les restrictions pour maintenance en couvrant un risque climatique.

Concernant le niveau de risque à couvrir, Storengy est favorable à ce que le risque 10 % soit considéré à ce stade. En effet, le risque 30 % présente un gain modéré (-9 % de restrictions) et nécessite des appels au *spread* localisé bien plus importants (+86 % de volume journalier maximum). Ainsi, retenir le risque 30 % mettrait le système en péril sans bénéfice majeur pour les expéditeurs.

Enfin, Storengy souhaite que le niveau retenu fasse l'objet d'un retour d'expérience annuel par les GRT en Concertation gaz. S'il s'avérait que les offres déposées par les expéditeurs à chaque appel au *spread* localisé couvrent largement la demande des GRT, alors ce niveau de risque pourrait être revu à la hausse.

2.3.4 Elengy & Fosmax LNG

Elengy et Fosmax LNG sont d'accord avec la CRE pour qu'un risque climatique 10% soit couvert par d'éventuels spreads localisés dans la mesure où cela permet de réduire les restrictions de capacités publiées au titre du programme annuel de maintenance.

3. ETES-VOUS FAVORABLE AU FONCTIONNEMENT DES SUPERPOINTS COMMUNS PROPOSÉ PAR LES GRT?

3.1 Industriels

3.1.1 Solvay

Oui.

3.1.2 UNIDEN

Oui.

3.2 Expéditeurs

3.2.1 Afieg

L'AFIEG salue la volonté de permettre l'optimisation de « sous-superpoints » entre les GRT. Néanmoins la gestion de ceux-ci par double nomination (flux physique et gestion capacité) implique une certaine régression opérationnelle et technique par rapport au système qui est actuellement en place. Comme commenté lors de groupes de travail par certains expéditeurs, l'AFIEG considère que l'optimisation des super pourrait être gérée de manière concertée entre les GRT sans nécessité de nomination de transfert de capacité de la part de l'expéditeur.

3.2.2 EFET

EFET supports the idea of superpoints, which should be implemented complementary to the single gas hub. However, EFET considers that the mechanism, as proposed by the TSOs, is complex. In particular, the provision related to the « transfert de COE par limite », as described in the annex, is quite unclear. We would therefore welcome further clarity of the mechanism proposed.

3.2.3 EDF

A court terme EDF est favorable au fonctionnement des superpoints communs proposé par les GRT. Néanmoins EDF souhaite que les GRT réfléchissent à une gestion plus simple pour les expéditeurs et la mettent en place sous un délai à préciser.

3.2.4 ENI

Since these superpoints offer flexibility, Eni is in favour of the proposed solutions. However, it is not entirely clear what is expected from the shipper having to « manually transfer capacity between the sub-superpoints ». Eni hopes that more information will be provided during the working groups in order to fully understand what should be done in practice.

3.2.5 Direct Energie

Comme indiqué au 2 derniers GT de la concertation, Direct Energie est défavorable aux modalités proposées pour la gestion des super-points communs à Téréga et GRT Gaz, pour les raisons suivantes

- solution proposée très tardivement par les TSO (évoquée pour la première fois en mars 2018) et sans alternative (car il est selon les TSOs impossible de faire autrement....)
- fonctionnement opérationnel du transfert de COE (Capacités Opérationnelles Effectives) toujours imprécis : La note technique des GRTs ne détaille absolument pas comment cela va être implémenté.
- Par ailleurs en concertation a été évoqué un transfert de COE par des nominations EDIGAS, dont nous attendons toujours les spécifications.
- De plus il nous apparaît pour le moins incohérent de vouloir notifier un transfert de capacité en utilisant des fichiers de nominations traitant de gaz molécule, ce qui nécessite

des développements informatiques non seulement couteux mais franchement pas évidents à mettre en place car nécessitant de faire rentrer dans un système de nominations de quantités de gaz des capacités.

Selon Direct Energie, il est nécessaire que le transfert de COE soit transparent pour les expéditeurs (à l'instar de la mutualisation du UIOLI). Il est selon nous tout à fait possible que ce soit les TSOs qui mettent en place un système de transfert de COE, d'autant plus qu'à priori cela ne sera utilisé que pour les rares cas de congestions (quelques jours en été) pour lesquels il y aura un super points communs et pour lesquels il existe des shippers qui ont des capacité sur les deux opérateurs de ce super-points. S'il existe un problème juridique de confidentialité des données des expéditeurs entre les deux opérateurs, il nous semble tout à fait possible que les expéditeurs qui le souhaitent puissent autoriser chaque TSO à communiquer à l'autre des valeurs de capacités de chaque expéditeur.

Nous comprenons que de toute façon, les TSO doivent développer de nouvelles fonctionnalités pour la gestion des super-points, autant qu'ils embarquent toute la complexité, faute de quoi la souplesse annoncée des super-points ne sera jamais réalisable par les expéditeurs.

S'agissant des superpoints, Direct Energie tient à relever un point qui n'a fait l'objet ni de question à la présente CP, ni de consultation lors des GTs si ce n'est au dernier atelier de formation (qui n'avait pas vocation à consultation) du 04/06/2018 : la complexité liés aux nombres importants de super points.

En effet, alors même que la fusion des zones doit apporter simplicité et visibilité aux acteurs, la solution finalement proposée apporte une vingtaine de superpoints, permettant de couvrir tous les cas de congestion et de maintenance).

Pour preuve, voici ce qu'il est demandé aux expéditeurs de mettre en place à horizon été 2019 en terme de superpoints.



Sous couvert de laisser aux expéditeurs la souplesse d'utilisation des flexibilités, Direct Energie remarque que les super-points permettent surtout aux GRTs de reporter leur responsabilité de gestion des congestions (structurelles – fusion des zones ou conjecturelles- maintenance) sur les expéditeurs qui doivent gérer une complexité grandissante et pas forcément source de valeur ajoutée.

Comme cela a été fait en consultation pour les congestions (ou les limites les moins probables EO, SN, N et S avaient été écartées), il conviendrait selon nous de rationaliser les différentes limites pour n'imposer aux expéditeurs que 5 superpoints au maximum, sans quoi la mise en œuvre opérationnelle des « vases communicants » entre capacités d'un ou plusieurs superpoints sera extrêmement complexe à gérer.

Ce point est d'autant plus important que, à l'inverse de la gestion des congestions structurelles qui ont une occurrence faible et un nombre de limite faible (4 limites NS), la gestion des congestions conjoncturelles (maintenances) présente une occurrence forte (64 TWh sur 482 TWh en été) et des limites multiples induisant plus de 19 super points.

3.2.6 Uprigaz

L'UPRIGAZ souscrit à la philosophie des super points qu'il est important de mettre en place parallèlement à la mise en oeuvre de la zone unique. Le système proposé pour les super points communs à GRTgaz et Teréga apparaît cependant exagérément complexe.

3.2.7 Save

Favorable.

3.2.8 Engie

ENGIE regrette que les deux GRT n'aient pas recherché une solution visant à maximiser la simplicité pour leurs clients. Les modalités présentées par GRTgaz et Teréga induisent en effet une grande complexité dans l'offre proposée. En particulier, le « transfert de COE par limite », tel que décrit dans la note de GRTgaz et Teréga annexée à la consultation, apparaît totalement abscons. Faute de clarté sur ce mécanisme, ENGIE ne peut y être favorable.

De surcroît, comme cela a déjà été évoqué en Concertation Gaz, il n'est pas de la responsabilité des utilisateurs de la zone unique de supporter les conséquences d'une collaboration insuffisante entre les 2 GRT.

Par ailleurs, ENGIE souligne, une fois de plus, l'ambiguïté constante dans l'utilisation par les GRT du terme « restriction mutualisée », utilisé indifféremment pour décrire deux procédures très distinctes :

1. La nouvelle procédure de dernier recours mise en oeuvre pour gérer des congestions, si le mécanisme de spread localisé est déclaré infructueux. Cette procédure est déclenchée en cours de journée, après plusieurs alertes. Elle reste à décrire dans les contrats de GRTgaz et Teréga, et les modalités de la compensation des expéditeurs restent à définir par la CRE.
2. La procédure habituelle de gestion des travaux, par laquelle les GRT informent leurs clients, plusieurs mois à l'avance, de réductions de capacités techniques, pouvant avoir un impact sur des capacités souscrites. Cette procédure est décrite dans les contrats de GRTgaz et Teréga et ne fait pas l'objet de compensation.

Alors que les mécanismes utilisés pour la gestion de la zone unique restent d'une grande complexité, il serait de l'intérêt de tous que des dénominations distinctes et sans ambiguïté soient adoptées pour décrire ces deux procédures.

3.2.9 Uniper

In principle, all measures helping to avoid congestion in the grid and to offer arbitrage possibilities to shippers during restrictions are very much welcomed. However, there are concerns that the installation of superpoints with sub-superpoints having different timetable per TSO might become quite complicated to manage. After one year of experience it should be investigated whether the proposed set-up could be improved and simplified.

3.2.10 Centrica

Yes, we are in favour of the 'superpoints' as proposed, we believe they give shippers sufficient

flexibility in terms of the points they nominate through.

3.3 Gestionnaires d'infrastructures

3.3.1 Teréga

Favorable.

3.3.2 Storengy

Storengy est favorable au fonctionnement des superpoints communs proposé par les GRT. En effet, cette proposition présente le double avantage de laisser toute flexibilité aux expéditeurs présents sur les réseaux de GRTgaz et de Teréga, tout en garantissant la confidentialité des informations commercialement sensibles que sont les nominations de chaque expéditeur sur les différents points du réseau, notamment sur les PITS.

3.3.3 Elengy & Fosmax LNG

Concernant la gestion des restrictions mutualisées, dont nous comprenons qu'elles sont déclenchées en intra-J lorsque l'appel au spread localisé n'a pas été fructueux (pour tout ou partie), Elengy et Fosmax LNG sont favorables à ce que le bonus généré par les entrées à Fos, dans le cas d'une congestion NS4, soit automatiquement transféré à Teréga. Il est indispensable que le bonus soit affecté en priorité à chaque client qui a augmenté ses émissions à Fos puis versé au UIOLI si ce 'bonus' n'est pas utilisé par le client qui en est à l'origine.

De manière plus générale, nous souhaitons rappeler que la disponibilité de la capacité au PITTM et la visibilité sur cette capacité dans le temps sont absolument nécessaires pour la planification des déchargements des méthaniers et le respect des engagements contractuels pris par les opérateurs et leurs clients. Un éventuel transfert des capacités du PITTM vers d'autres points du(es) réseau(x) de transport ne peut avoir lieu qu'en très court-terme (intra-J, voire éventuellement day-ahead mais pas au-delà).

4. ETES-VOUS FAVORABLE À L'INTERRUPTION DES CAPACITÉS INTERRUPTIBLES « LONG TERME » EN J-1 À 14H EN CAS D'ALERTE ORANGE OU ROUGE ?

4.1 Industriels

4.1.1 Solvay

Oui.

4.1.2 UNIDEN

Oui.

4.2 Expéditeurs

4.2.1 Afieg

Oui l'AFIEG y est favorable.

4.2.2 EFET

EFET is in line with the approach based on interruption of interruptible capacities on a *day-ahead* basis. However, EFET considers the timing proposed by TSOs as non-appropriate. Interrupting capacities at D-1 @ 2 PM would mean that TSOs would make hypothesis on shippers' nominations, ahead of their submission. Yet, nominations from markets participants are key parameters for TSOs to enable them to properly assess the risk of congestion. Should capacities be interrupted on a *day-ahead* basis, EFET asks for a postponement of the trigger time from D-1 @ 2 PM to D-1 @ 4 PM, the latter being the time at which TSOs release their first scheduling notification.

4.2.3 EDF

La proposition vise à durcir les règles d'interruption des capacités interruptibles « long terme ». EDF considère que l'impact d'une interruption sur le niveau de disponibilité de ces capacités, dès l'alerte orange de ces capacités, devrait être analysé.

L'interruption dès l'alerte orange n'étant pas prévue par le contrat d'accès au réseau, il serait légitime de ne pas appliquer cette condition de disponibilité aux capacités déjà acquises. En outre, si une dégradation importante de la disponibilité des capacités était constatée, une révision à la baisse du tarif de ces capacités interruptibles pourrait être examinée lors d'une prochaine mise à jour des tarifs de transport.

4.2.4 ENI

Eni is in favour.

4.2.5 Direct Energie

Oui

4.2.6 Uprigaz

L'UPRIGAZ est favorable à l'interruption des capacités interruptibles « long terme » en J-1 en cas d'alerte orange ou rouge, comme le propose les GRT avec l'assentiment de la CRE.

Toutefois elle fait observer que les expéditeurs n'ont pas encore effectué leur nomination à 14h. L'horaire envisagé doit donc être retardé en conséquence.

4.2.7 Save

Nous sommes favorables à l'interruption des capacités interruptibles « long terme » en J-1 à 14h en cas d'alerte orange afin de limiter les risques opérationnels et de congestion. De notre point de vue ceci correspond au but premier de l'interruptibilité. Ce mécanisme doit être activé en priorité

4.2.8 Engie

ENGIE est défavorable à cette proposition, qui modifie considérablement la disponibilité des capacités interruptibles souscrites. Pour ENGIE, cette proposition ne peut s'envisager qu'avec une possibilité offerte aux expéditeurs de résilier les capacités interruptibles souscrites avant la délibération CRE du 26 octobre 2017 définissant les modalités de fusion des zones.

En pratique, interrompre une capacité avant de connaître le programme des expéditeurs revient à faire des hypothèses sur les nominations librement déterminées par les expéditeurs. En conséquence, ENGIE demande que cette interruption, si elle devait être maintenue en J-1, ait lieu postérieurement aux nominations effectuées par l'ensemble des expéditeurs, soit au plus tôt à J-1 16h (qui correspond à l'heure de publication du 1er avis de programmation des GRT).

4.2.9 Uniper

Uniper supports the proposal.

4.2.10 Centrica

No, as it would equate to changing the contract terms of long-term interruptible capacity that has already been sold. Holders of long-term interruptible capacity bought it on the premise that it would not be interrupted before 3pm at the day-ahead stage and only under a red alert.

The current criteria for curtailing interruptible capacity should be retained and market mechanisms used to deal with congestion when it cannot be dealt with by other means.

4.2.11 Gazprom

We prefer interruption after 4pm, since actual nominations can help the TSO better assess how much to interrupt and minimise the impact of curtailing.

4.3 Gestionnaires d'infrastructures

4.3.1 Teréga

Favorable.

4.3.2 Storengy

Storengy n'a pas d'avis sur cette question.

4.3.3 Elengy & Fosmax LNG

Elengy et Fosmax LNG sont favorables à l'interruption des capacités interruptibles 'long-terme' en J-1 ainsi qu'à la non-commercialisation des capacités fermes encore disponibles sur les points concernés avant que les mécanismes de marché ne soient mis en œuvre.

5. ETES-VOUS FAVORABLE AUX PROPOSITIONS DES OPÉRATEURS CONCERNANT LES MODALITÉS APPLICABLES AUX APPELS D'OFFRES DE *SPREAD* LOCALISÉ ?

5.1 Industriels

5.1.1 Solvay

Solvay est favorable aux propositions des opérateurs concernant les modalités applicables aux appels d'offre de spread localisé. Il serait toutefois préférable que le délai pour la nouvelle nomination soit allongé, car cela nécessite plusieurs échanges entre les contreparties.

5.1.2 UNIDEN

L'UNIDEN est favorable aux modalités proposées, mais aurait souhaité que le délai pour le changement de nomination attendu d'un shipper sélectionné ne soit pas limité à une heure stricte. En effet, outre le fait que (pour mémoire) les cycles de nomination des GRT sont plutôt de 2 à 3 heures quant à eux, il faut tenir compte du fait que la nouvelle nomination pourra parfois dépendre d'une cascade d'échanges entre partenaires (shipper avec un ou plusieurs client(s) précis, par exemple). Se passer de tels cas risque éventuellement de faire perdre des opportunités au processus de « spread localisé ». *Nous aurions donc préféré un délai minimal d'1h30 pour assurer la nouvelle nomination formelle (les pénalités ne commençant qu'à partir de 1h30).*

Au-delà, souvenons-nous qu'est admise la notification précise des points retenus...jusqu'à la fin de la journée gazière.

5.2 Expéditeurs

5.2.1 Afieg

Oui l'AFIEG y est favorable.

5.2.2 EFET

Supported by EFET.

5.2.3 EDF

EDF est favorable aux propositions des opérateurs concernant les appels d'offre au *spread* localisé, avec quelques réserves :

- Les GRT constate l'impossibilité de réaliser des appels d'offres en MWh/h à court terme, néanmoins, EDF insiste sur le fait que cette possibilité soit mise en oeuvre à moyen terme (délai à préciser) ;
- La notification par mail semble redondante avec les nominations qui ont déjà été effectuées ;

L'utilisation expérimentale de spreads localisés pour des problématiques de congestions a été mise en oeuvre en novembre 2017. La présentation par les GRT d'un REX sur cette phase expérimentale serait fortement appréciée. En outre, EDF regrette que l'éligibilité des CCG à l'expérimentation de l'hiver 2017-2018 ait été actée tardivement ; les modalités de leur participation n'ont été présentées en Concertation gaz que début 2018, trop tard pour permettre leur pleine participation à ce dispositif.

Par ailleurs, dans l'annexe à la consultation, les GRT évoquent la possibilité de faire évoluer les modalités de participation des CCG. EDF estime nécessaire que l'évolution de ces règles soit présentée dans le cadre des groupes de travail de la Concertation gaz dès que possible. EDF considère également que la flexibilité des CCG apporterait une contribution importante en termes d'efficacité et d'efficience du dispositif. L'application de critères d'éligibilité aux appels d'offres trop stricts, comme ceux qui portent sur la fiabilité des programmes passés (voir GT [Hiver 2017/2018] Atelier Participation des CCCG au Spread Localisé organisé par GRTgaz le 09/01), pourrait priver le dispositif de cette flexibilité.

Enfin, EDF salue la concertation entre GRTgaz et RTE ayant permis de définir la procédure à appliquer dans le cadre du mécanisme d'ajustement du système électrique lorsqu'une offre spread localisé est activée.

5.2.4 ENI

Eni has participated in the Concertation Gaz working groups: the proposed terms and conditions correspond with the ones set out during such working groups.

From a practical point of view though, Eni does not favour e-mail as a means of communication for tenders, as it is not an optimal tool for information flow. However, Eni understands that there are no other options at the moment.

Given the complexity of the system, Eni recommends an ex-post evaluation (after one year?) in order to assess whether more suitable alternatives can be considered.

5.2.5 Direct Energie

Direct Energie est favorable à ces modalités et souhaiterait :

- en complément des modalités cibles non atteignables au 01/11/2018 à mettre en œuvre rapidement (bidding en day ahead en MWh/h (i.e. en MW)),
- que soit également supprimé l'envoi par l'expéditeur sélectionné de l'email au TSO indiquant le ou les points sur lequel il applique sa modification de nomination. « Les expéditeurs seront tenus de notifier le ou les points choisis ainsi que les quantités associées, avant la fin de la journée gazière, par retour de mail, aux GRT ; ». Comme discuté en GT, cette étape peut être évitée d'un point de vue TSO et apporte une complexité opérationnelle limitant l'attractivité du spread localisé.

5.2.6 Uprigaz

L'UPRIGAZ est favorable aux propositions des opérateurs concernant les modalités applicables aux appels d'offres de *spread localisés* et se félicite également que les propositions avancées par les fournisseurs en concertation gaz aient permis de trouver des consensus sur cette question.

5.2.7 Save

Favorable

5.2.8 Engie

ENGIE est favorable aux propositions des GRT qui reflètent les échanges de la Concertation Gaz.

5.2.9 Uniper

Uniper supports the proposal.

5.2.10 centrica

The only complaint we have about the tendering for the locational spread is that the timing obliges participants to purchase capacity before the tender is run, without knowing whether they will be successful. In other words, participants will end up with stranded capacity if they are unsuccessful in the tender. The best solution for shippers would be for the tender to be undertaken two hours earlier than planned, i.e. from 07:30, so that shippers can buy withinday capacity without having to guess that there will be an auction and whether they will win it or not. Another solution could be to undertake the tender one hour

before, but to move the offers selection window to between 08:10 and 08:25, so that the shippers who won still have 5 minutes to buy WD capacity. The current proposals are not suitable for short-term market players which is illogical given that the purpose of these instruments is to be short-term congestion management.

5.3 Gestionnaires d'infrastructures

5.3.1 Teréga

Teréga y est favorable et partagera avec GRTgaz la responsabilité des achats de *spread* localisé sur l'écran dédié (CMP) de la plateforme Powernext, sur la base d'une répartition temporelle de 50% (chaque GRT est responsable des interventions une semaine sur deux, et ce de manière alternée).

Teréga souhaite voir apparaître cette règle d'interventions alternées inscrite dans la délibération de la CRE afin de solidifier les responsabilités opérationnelles de chacun des deux GRT.

5.3.2 Storengy

Storengy n'a pas d'avis sur cette question.

5.3.3 Elengy & Fosmax LNG

Pas de remarque particulière de la part de Elengy et Fosmax LNG sur cette question.

6. ETES-VOUS FAVORABLE À LA MÉTHODE PROPOSÉE PAR LA CRE POUR DÉTERMINER LES PÉNALITÉS APPLICABLES EN CAS DE MANQUEMENT D'UN EXPÉDITEUR SUR LE *SPREAD* LOCALISÉ ?

6.1 Industriels

6.1.1 Solvay

Oui Solvay est favorable, si le délai pour effectuer la nouvelle nomination est allongé.

6.1.2 UNIDEN

Oui, à condition cependant (comme précisé précédemment) de porter le délai de changement de nomination à 1h30 minimum . Sinon il y aura forcément des pertes d'opportunités induites par le fait que des acteurs, du fait de leur taille, sont moins « riches » que d'autres en personnels en charge des opérations.

6.2 Expéditeurs

6.2.1 Afieg

L'AFIEG estime que ces règles sont trop complexes. Le principe retenu d'une pénalité appliquée au volume en défaut est logique et vertueux. En revanche l'application du retrait de marge en plus d'une pénalité de 25% est à la fois complexe et trop restrictif, d'autant que le *spread* localisé n'exonère pas de la pénalité de déséquilibre en fin de journée gazière. L'AFIEG se prononce en faveur d'une pénalité seulement définie en pourcentage du prix moyen du jour mais souhaiterait voir apparaître un pourcentage beaucoup plus faible (de l'ordre de 10% au maximum, ce qui est déjà très largement incitatif).

6.2.2 EFET

EFET supports the broad principle of the methodology. However, the TSOs should make sure that the administrative handling is addressed in a cost-efficient way. Moreover, the proposal made by CRE does not ensure a level-playing field between shippers in default on one side of the congestion front (which would be penalised at + 25% of the average price) vs. other shippers simultaneously in default on both sides of the congestion front (which would be penalised at + 50 % of the average price). For the latter, there is no reason why they should be penalised more than shippers that are just in default on one side of the congestion, as their contribution to solving the congestion is exactly the same. This difference in treatment could incentivise shippers to bid only on one side of the congestion, thereby potentially reducing the efficiency of the mechanism.

6.2.3 EDF

EDF est favorable à la méthode proposée par la CRE, à un point près : dans le premier terme de la méthodologie de calcul de la pénalité, le prix considéré devrait être le prix offert plutôt que le prix « moyen » du jour.

Par ailleurs, en cas de retard SI, les GRT indiquent qu'une gestion en « mode dégradé » serait mise en place notamment pour le spread localisé. EDF rappelle qu'un expéditeur ne saurait être pénalisé du fait de problématique SI chez les GRT.

6.2.4 ENI

Eni consents with this principle as such penalty mechanism will improve the process and reduce the risks for mutualised restrictions of nominations.

Eni is also in favour of an exchange of feedback regarding the functioning of the locational spread and the penalty level.

6.2.5 Direct Energie

La CRE propose de passer la pénalité de 125% à 25% du volume en défaut. Direct Energie est favorable à cette évolution et demande par ailleurs une réécriture plus claire du contrat de spread localisé, soit en séparant les contrats de produits localisés et de spread localisé, soit en le rendant plus lisible et en explicitant les notions de spreads localisés et de produit localisés.

6.2.6 Uprigaz

L'UPRIGAZ soutient les objectifs visés par la CRE en clarifiant les pénalités applicables en cas de manquement d'un expéditeur à ses engagements sur le *spread localisé*. Cependant la proposition de la CRE crée une différence de traitement entre un expéditeur en défaut sur un seul côté de la congestion (pouvant bénéficier d'un arbitrage et pénalisé à 25 % du prix moyen) et un expéditeur en défaut de part et d'autre de la congestion (ne pouvant pas bénéficier d'un arbitrage et pourtant pénalisé à 50 % du prix moyen). Cette proposition incite à ne faire des offres que d'un côté de la congestion.

6.2.7 Save

Nous ne sommes pas opposés à l'évolution de la méthode, et nous saluons l'effort fait pour diminuer le montant des pénalités auquel s'exposent les expéditeurs, afin de ne pas les dissuader de participer.

6.2.8 Engie

ENGIE est favorable à la clarification du calcul des pénalités applicables aux défaillances d'un fournisseur de spread localisé, car des ambiguïtés subsistent dans le contrat proposé par GRTgaz.

ENGIE considère cependant que le niveau de pénalité proposé ne reflète pas correctement la différence de situation entre un expéditeur défaillant d'un seul côté de la congestion (ou sur un produit localisé), qui peut profiter d'un arbitrage, et un expéditeur simultanément défaillant des deux côtés de la congestion. En effet, ce dernier ne peut profiter d'aucun arbitrage de marché sur les volumes de gaz non « déplacés » d'un point à un autre, dans la mesure où son bilan est nul à l'échelle de la zone de marché où il opère. Dans la proposition de la CRE, un tel expéditeur subit cependant deux fois la pénalité égale à 25% du prix moyen, soit 50% du prix moyen.

Cette proposition incite donc clairement les expéditeurs à ne répondre que d'un côté de la congestion, afin de réduire le risque de « double peine », ce qui nuit grandement à l'efficacité du mécanisme.

Dès lors, ENGIE considère qu'une application équitable et proportionnée de la pénalité de 25% devrait conduire :

- Dans l'exemple 1, à une pénalité $P = 2500 \times 125\% \times (24 - 20) = 12,5 \text{ k€}$
- Dans l'exemple 2, à une pénalité $P = 10000 \times 3/15 \times 125\% \times (20 - 18) = 5 \text{ k€}$

Uniper welcomes CRE's aim to encourage participation in the locational spread product by amending the method for calculating the penalty to ensure that penalties are not too excessive. Nevertheless, the proposed method for determining penalties in the event of non-compliance by a shipper seems to be quite complicated and the calculation, handling and valuation might be too complex. Latest one year after the penalty procedure became applicable it should be investigated whether the proposed process is appropriate or whether it should be simplified and further adjusted.

6.2.9 Centrica

Yes, we support this approach.

6.2.10 Gazprom

We believe the penalties should be capped at 25%, independently of whether a shipper defaults on one leg or both of the locational spread. The imbalance charge should also be included within this 25%.

6.3 Gestionnaires d'infrastructures

6.3.1 GRTgaz

La pénalité en cas de non-respect des modalités ne doit pas dissuader les acteurs du marché à participer au Spread Localisé mais doit permettre d'assurer l'efficacité du mécanisme en incitant les participants à remplir leurs engagements dans les délais impartis.

GRTgaz estime que les propositions de la CRE sont de nature à favoriser la participation des acteurs du marché notamment :

- Le calcul du prix de la pénalité, en forte baisse par rapport à la phase d'expérimentation, à savoir 25% du prix moyen du jour auquel on ajoute la marge gagnée par le Shipper.
- Le calcul du volume pénalisé, à savoir le volume en défaut et non plus le volume total.

Cependant GRTgaz estime que la proposition d'appliquer la pénalité au prorata temporis en cas de retard entraîne une réduction trop forte de la pénalité au regard de l'impact pour les TSO en termes de risque opérationnel et pour le marché en termes de coût global de traitement des congestions.

En effet, le réseau ne pouvant rester dans une situation critique sur la durée il est indispensable que les participants honorent leurs engagements dans le délai prévu sans quoi les TSO seront contraints de lancer une nouvelle fois un appel d'offres qui engendrera des coûts supplémentaires, bien supérieurs à la pénalité proratisée.

GRTgaz estime donc que le prorata temporis est à retirer du calcul des pénalités, les autres propositions étant suffisantes pour que les pénalités ne soient pas dissuasives au regard des bénéfices attendus par une participation aux appels d'offres.

6.3.2 Teréga

Teréga n'est pas favorable à la méthode proposée par la CRE en l'état et souhaiterait apporter deux modifications afin de la rendre plus efficace :

1) Teréga est contre l'application d'une pénalité avec prorata temporis. La pénalité reflète un risque réel sur le réseau. Un prorata temporis "crée" un risque de retard dans le mouvement de gaz attendu lors d'un *spread* Localisé. Il y a d'ores et déjà une temporisation préalable prévue par les GRT (de 6:00 à 9:00 du matin). Ce retard modifierait le calcul du dépassement de la limite en cours d'implémentation SI chez les GRT. De plus, il pourrait conduire au déclenchement d'un deuxième *spread* localisé suivi d'une restriction mutualisée. Teréga propose donc que la pénalité soit totale dès lors qu'il y a non-respect des règles définies dans la note technique.

2) Il existe certains cas particuliers (mêmes quantités sélectionnées pour des expéditeurs différents) pour lesquels les GRT ne sont pas en mesure de relier les prix aux expéditeurs. Teréga propose donc d'utiliser le *spread* moyen de la fenêtre de *spread* localisé concernée pour effectuer le calcul de la pénalité. L'utilisation du prix moyen pondéré (PMP) et du *spread* moyen permet un calcul commun à tous les participants.

Exemple d'une fenêtre d'appel:

---> *spread* moyen acheté par le GRT = 4,7 €/MWh

---> Prix moyen pondéré du jour : PMP = 20 €/MWh

Un expéditeur ayant seulement nominé 8000 MWh sur les 10000 MWh engagés serait pénalisé comme suit:

---> $P = (10000 - 8000) \times 25\% \times 20 + (10000 - 8000) \times 4,7 = 19400 \text{ €}$

6.3.3 Storengy

Storengy n'a pas d'avis sur cette question.

6.3.4 Elengy & Fosmax LNG

Pas de remarque particulière de la part de Elengy et Fosmax LNG sur cette question.

7. ETES-VOUS FAVORABLE À LA PROPOSITION DES OPÉRATEURS CONCERNANT LA MÉTHODE DE SUIVI DES STOCKAGES AVAL ET LES PARAMÈTRES RETENUS ?

7.1 Industriels

7.1.1 Solvay

Oui.

7.1.2 UNIDEN

Oui.

7.2 Expéditeurs

7.2.1 Afieg

L'AFIEG est plutôt favorable à la proposition des opérateurs mais estime que les hypothèses retenues en tenant compte de la réforme de stockage devraient privilégier un scénario de ventes de capacités (et donc de niveau de stock au 1er novembre) plus optimiste que celui retenu du 1er novembre 2017 qui est le niveau qui reflétait justement la problématique du stockage jusqu'à présent.

7.2.2 EFET

EFET supports that proposal as we consider it be robust and relevant.

7.2.3 EDF

EDF est favorable au suivi des stockages aval avec une fréquence de publication de 15 jours. Cette fréquence devra être renforcée en cas d'événement exceptionnel.

Pour les paramètres et hypothèses retenus par les GRT, EDF estime que :

- les stocks de GNL en cuve devraient également être comptabilisés dans la projection des GRT au même titre que les volumes en stock dans les stockages souterrains,

- les scénarios utilisés en projection, obtenus par le croisement d'un scénario d'approvisionnement tendu mais réaliste et des scénarios climatiques, doivent être quantifiés en niveau de risque afin d'identifier le risque couvert.

7.2.4 ENI

Eni is in favour since the calculation and the publication of an indicator will allow a better understanding of the functioning of the future French market place.

However, if these KPIs should trigger specific actions from TSOs or shippers, then Eni recommends to not use extreme scenarios for their calculation (2% consumption, level of gas demand for CCGTs, LNG deliveries, export level to Spain, etc.). For instance, Eni considers a 2% R2 cold winter risk as too severe a condition. Eni would suggest a higher percentage risk level that is more realistic.

Moreover, the current regulation framework introduced storage obligations in terms of capacity booking and filling in order to limit the risk of congestion with the new transportation organisation. In this context, Eni considers that the monitoring of downstream storage is not anymore a relevant issue.

In any case, if this monitoring is implemented, Eni agrees with a publication of downstream storage monitoring at least every 15 days during winter.

7.2.5 Direct Energie

Direct Energie souhaiterait que les critères de risque doivent être alignés sur ceux portant sur la sécurité d'approvisionnement, à savoir un risque 2% et pas un risque 0%.

S'agissant du critère de déclenchement, la CRE indique dans le document de consultation : « *En pratique, lorsqu'un risque de déficit de gaz dans les stockages à l'aval des fronts de congestion est détecté via l'outil de suivi (décrit dans la partie 4.1), les GRT proposent de recourir à un engagement de flux (flow commitment) avec 4 semaines d'anticipation au maximum (voir partie 4.2.2.1).* »

Nous comprenons que le critère de déclenchement porte sur un monitoring des seuls stockages, la sortie Pireneos étant au maximum et les émissions des terminaux GNL à 0. Selon nous il faut que le critère de déclenchement prenne en compte une prévision d'arrivée de GNL ainsi qu'une sortie vers l'Espagne, basés sur un niveau historique moyen. Dans le cas contraire, il y a un risque certain d'effet d'aubaine pour des expéditeurs qui auraient de toute façon apporté du gaz dans la zone.

De plus, le monitoring doit être en ligne avec une couverture du risque 2%, ce qui induit que dans 2% des cas, il y ait rupture d'approvisionnement et pas couverture des 2% restants par des mécanismes type Flow Commitment. Il convient d'être extrêmement vigilant à ne pas déclencher des mécanismes couteux et incertains pour des critères de risques qui ne sont pas dans les prérogatives des TSOs.

S'agissant des modalités de mise en œuvre, nous n'avons pas d'avis particulier. Il convient néanmoins de faire en sorte d'éviter au maximum les distorsions de prix de marchés par l'arrivée massifs de flux de gaz non nécessaire au niveau de la zone de marché.

S'agissant de l'intégration du PIR Pireneos dans le mécanisme de Flow Commitment, nous comprenons son intérêt pour résoudre une situation prévisionnelle de congestion, néanmoins nous ne comprenons pas pourquoi il ne pourrait pas répondre de la même façon avec du spread localisé sur des horizons plus court terme, et donc forcément moins coûteux et limitant l'effet d'aubaine.

7.2.6 Uprigaz

L'UPRIGAZ considère que toute information permettant de mieux suivre le fonctionnement de la future place de marché unique est intéressante à suivre et à publier.

L'UPRIGAZ n'est pas en mesure de juger de la robustesse de l'outil de suivi et de son paramétrage. Il nous semblerait utile que cet outil et les différents paramètres qui permettent d'établir des scénarios soient présentés et discutés en concertation gaz.

Dans ces conditions, l'UPRIGAZ sera attentive à ce que le niveau des stocks jugés nécessaires en aval des congestions soit déterminé en totale transparence et ne soit pas inutilement surévalué. Ce niveau et les coûts de stockage y afférent devraient servir de référence pour décider éventuellement d'investissements de décongestion sur le réseau. Les fournisseurs membres de l'UPRIGAZ sont donc attachés à la publication du suivi des stocks jugés nécessaires et des paramètres utilisés pour mener ces calculs.

7.2.7 Save

Nous sommes favorables à la mise en place de cette méthode. Concernant les paramètres, nous souhaitons que les opérateurs retiennent dans la mesure du possible des scénarios plausibles afin de ne pas perturber le marché avec des prévisions alarmistes et de fournir des informations utiles aux expéditeurs.

7.2.8 Engie

ENGIE est favorable à la méthode et aux paramètres retenus, qui semblent pertinents et suffisamment robustes.

Néanmoins, la configuration du réseau n'est pas immuable : une maintenance majeure, un comportement inattendu des expéditeurs, pourraient faire apparaître des congestions différentes de celles

identifiées jusqu'à présent. Il serait donc utile de permettre aux GRT de suivre des fronts de congestion additionnels dès qu'un nouveau risque apparaît.

De même, un suivi équivalent du remplissage des stockages serait également utile.

7.2.9 Uniper

Uniper supports the proposal.

7.2.10 Centrica

Yes, we support this approach.

7.3 Gestionnaires d'infrastructures

7.3.1 Teréga

Teréga y est favorable.

7.3.2 Storengy

Storengy est favorable à la méthode de suivi des stockages aval. Toutefois, Storengy émet des réserves concernant les hypothèses retenues.

En effet, les GRT considèrent que le soutirage des stockages est limité chaque jour au strict besoin du réseau. En réalité, les expéditeurs sont sensibles aux signaux de marché et pourraient soutirer davantage que ce qui est nécessaire aux GRT pour maintenir le réseau en état normal de fonctionnement. Storengy considère donc que les paramètres retenus par les GRT conduisent à surestimer le niveau de remplissage des stockages, principalement en fin d'hiver.

Storengy se tient à la disposition des GRT et de la CRE pour contribuer au choix des paramètres à retenir pour le suivi des stocks avals.

7.3.3 Elengy & Fosmax LNG

Elengy et Fosmax LNG sont favorables à la méthode de suivi des stockages aval et seront attentifs aux scénarios d'approvisionnement présentés en concertation avant d'être retenus.

8. ETES-VOUS FAVORABLE À UNE FRÉQUENCE DE PUBLICATION DU SUIVI DES STOCKAGES AVAL AU COURS DE L'HIVER TOUS LES 15 JOURS ?

8.1 Industriels

8.1.1 Solvay

Oui, cette fréquence convient tout à fait.

8.1.2 UNIDEN

Une publication hebdomadaire serait peut-être plus pertinente, compte-tenu des délais de réaction du système gazier ensuite. En outre elle deviendrait ainsi plus familière aux acteurs (qui sinon se posent la question chaque semaine (publication ou pas?)) .

8.2 Expéditeurs

8.2.1 Afieg

L'AFIEG n'y voit pas d'inconvénient majeur mais préférerait une publication hebdomadaire.

8.2.2 EFET

EFET welcomes proposal made by CRE, in so far as a regular update is needed for market participants to anticipate the risk of congestion as best as possible. However, a bimonthly publication of storage level should not prevent any *ad hoc* release from TSOs in case of sudden tense situations occurring between the two publications.

8.2.3 EDF

Cf question 7

8.2.4 ENI

Eni is in favour since the calculation and the publication of an indicator will allow a better understanding of the functioning of the future French market place.

However, if these KPIs should trigger specific actions from TSOs or shippers, then Eni recommends to not use extreme scenarios for their calculation (2% consumption, level of gas demand for CCGTs, LNG deliveries, export level to Spain, etc.). For instance, Eni considers a 2% R2 cold winter risk as too severe a condition. Eni would suggest a higher percentage risk level that is more realistic.

Moreover, the current regulation framework introduced storage obligations in terms of capacity booking and filling in order to limit the risk of congestion with the new transportation organisation. In this context, Eni considers that the monitoring of downstream storage is not anymore a relevant issue.

In any case, if this monitoring is implemented, Eni agrees with a publication of downstream storage monitoring at least every 15 days during winter.

8.2.5 Direct Energie

Cf question 7

8.2.6 Uprigaz

Dans l'esprit de la réponse à la question 7 ci-dessus, une publication bimensuelle du suivi des stockages semble un minimum et devrait être plus fréquente en période de tension.

8.2.7 Save

Oui, nous sommes favorables à une publication fréquente des niveaux de stockage mais la celle-ci devrait être adaptée en fonction du niveau de congestion rencontrées. En cas de période tendue, nous sommes favorables à une publication paramètres retenus permettent d'informer utilement les expéditeurs).

8.2.8 Engie

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE, dans la mesure où une information régulière du marché est nécessaire pour anticiper au mieux le risque de congestion.

Cependant le rythme de publication bimensuel ne doit pas retarder la communication ad hoc au marché d'éventuelles situations de tension survenant entre 2 publications.

Une publication aussi régulière du suivi du remplissage des stockages en été serait également utile.

8.2.9 Uniper

Uniper supports the proposal.

8.2.10 Centrica

Yes, we support this approach.

8.3 Gestionnaires d'infrastructures

8.3.1 Teréga

Teréga y est favorable par défaut, toutefois une publication hebdomadaire deviendrait nécessaire en cas d'apparition d'un risque de congestion avéré (aires en rouge sur le graphique de l'outil de suivi des stocks aval)

8.3.2 Storengy

Storengy n'a pas d'avis sur cette question.

8.3.3 Elengy & Fosmax LNG

Une fréquence de publication de 15 jours semble adaptée pour la mise à jour du suivi du stock aval et l'information des acteurs du marché.

9. ETES-VOUS FAVORABLE AUX MODALITÉS DE DÉCLENCHEMENT DU *FLOW COMMITMENT* PROPOSÉES PAR LES GRT ? QUELS DÉLAIS DE LIVRAISON VOUS SEMBLERENT NÉCESSAIRES, EN FONCTION DU BESOIN IDENTIFIÉ ?

9.1 Industriels

9.1.1 Solvay

Oui.

Les délais proposés par la CRE nous paraissent acceptables.

9.1.2 UNIDEN

Oui.

Les délais proposés par la CRE (y compris la semaine incompressible initiale) nous semblent convenables pour commencer.

9.2 Expéditeurs

9.2.1 Afieg

L'AFIEG y est favorable.

9.2.2 EFET

As a foreword, EFET reminds CRE that preference should be given to locational products, prior to any recourse of flow commitments mechanisms. Being a long-term tool, the usage of the latter should be limited in order to limit potential market disturbances.

EFET supports the modalities for the Flow Commitment mechanism as proposed by the TSOs. The delay should be as short as reasonably possible. However, EFET notices in the appendix document that TSOs propose to trigger such flow commitments in scenarios where there would be a sustainable lack of LNG supplies in France. Hence, assuming a high availability of LNG worldwide, in such scenarios, seems not very relevant. In this context, EFET advises to set a notice period of four weeks as timeframe for the delivery of the tendered LNG volumes.

9.2.3 EDF

En premier lieu, EDF rappelle qu'un mécanisme de flow commitment pourrait se révéler être une assurance coûteuse pour un risque d'occurrence faible. Il convient donc d'être particulièrement vigilant sur les conditions de déclenchement d'un appel au flow commitment.

En outre, EDF estime qu'une étude est nécessaire afin d'appréhender selon les différents niveaux de risque : la nécessité d'appel à des flow commitment, les coûts potentiels et les coûts inutilement engagés. Cette étude permettrait de définir le niveau de risque que l'on souhaite couvrir ainsi qu'un plafond de coût.

Concernant les modalités de déclenchement du flow commitment, les commentaires techniques d'EDF sont les suivants :

- Compte tenu de la complexité de l'appel d'offres, la durée de 7 jours retenue par les GRT pour la préparation des réponses à un appel à flow commitment semble être une durée minimale (le benchmark de FTI réalisé pour le compte de GRTgaz indique plutôt une durée moyenne d'une dizaine de jours).

- Les effets de seuils dans la proposition des GRT mériteraient d'être lissés (ex : passage de 21 j pour 900 GWh à 14 j pour 899 GWh)

9.2.4 ENI

Since Eni considers the gas deficit risk definition too severe (cfr. Question 7), Eni therefore favours a timeframe that is as short as fairly possible.

Moreover, for Eni the priority should be always given to short term tools in order to manage potential tensions on the network, and in particular the locational spread.

9.2.5 Direct Energie

Cf question 7

9.2.6 Uprigaz

L'UPRIGAZ rappelle que les GRT doivent en priorité utiliser les mécanismes de levée des congestions journalières listés par la CRE dans la note de consultation.

Si ces outils ne sont pas suffisants, l'UPRIGAZ n'est pas opposée à ce que les GRT soient autorisés à contractualiser des flux de gaz, et notamment du GNL pour faire face à certaines situations de crise résultant non pas d'une incapacité des fournisseurs à assurer leurs engagements contractuels, mais d'une crise d'acheminement sur les réseaux.

L'UPRIGAZ rappelle qu'il n'appartient pas aux fournisseurs de supporter des engagements de flux dès lors qu'ils sont équilibrés dans la zone. L'UPRIGAZ souhaiterait que ces opérations de *flow commitments* fassent l'objet d'une individualisation dans leurs comptes et s'opèrent sous le contrôle de la CRE afin de s'assurer que des investissements de renforcement dans les réseaux ne seraient pas plus économiques. L'UPRIGAZ relève également dans l'annexe des GRT que les *flow commitments* sont susceptibles d'être déclenchés dans des scénarios extrêmes d'absence prolongée de GNL. Il est donc peu cohérent de retenir des hypothèses de forte disponibilité de GNL sur le marché mondial pour structurer ce dispositif.

9.2.7 Save

Nous sommes favorables au principe du *flow commitment* en tant que mécanisme à enclencher en cas de situation particulièrement tendue (mécanisme de dernier recours). La prise en compte des délais nécessaires aux arrivées de GRNL nous paraît pertinente, mais le dimensionnement des flux devra rester le plus faible possible.

9.2.8 Engie

ENGIE considère que le délai de 7 jours pour répondre à l'appel d'offres est raisonnable.

Les choix de dimensionnement des appels d'offres et de délai de livraison sont à examiner sous l'angle de leur efficacité économique. ENGIE considère que ces choix ne doivent pas limiter excessivement la concurrence.

L'adaptation des volumes de l'appel d'offres est un arbitrage entre deux contraintes :

- Un volume réduit limite le risque de contractualiser un *flow commitment* supérieur au besoin réel, notamment en cas de températures plus élevées que prévu. Cependant cela risque d'exclure les offres GNL et de restreindre le marché aux seuls détenteurs de capacités d'interconnexion avec l'Espagne ;
- Un volume suffisant pour attirer des cargaisons de GNL peut augmenter la concurrence et réduire le prix, mais peut s'avérer supérieur au besoin réel.

Le choix judicieux de bon dimensionnement de l'appel d'offres est donc complexe. De plus, les deux GRT sont en conflit d'intérêt : Teréga a intérêt à des *flow commitments* limités et courts, qui rendent Pirineos plus attractif, quitte à les multiplier et à augmenter le risque prix, alors que GRTgaz a intérêt à favoriser des *flow commitments* plus longs, plus à même d'attirer des cargaisons GNL, quitte à prendre plus de risques volume. Il est donc nécessaire de définir une gouvernance adaptée permettant de gérer d'éventuels désaccords entre les GRT en conservant l'objectif d'efficacité économique de l'appel d'offres.

Par ailleurs, ENGIE considère que les délais de livraison proposés par les GRT sont sous-estimés et risquent également de limiter la concurrence. En effet, le mécanisme de *flow commitment* n'est susceptible d'être déclenché que dans des scénarios extrêmes, et très probablement en cas d'absence prolongée de GNL dans les terminaux français. Il est donc très optimiste de penser que du gaz sera immédiatement disponible dans d'autres terminaux européens, ou que des cargaisons seront accessibles rapidement sur le marché spot du GNL, dans de tels scénarios.

L'analyse des GRT, telle que développée dans la note annexée à la consultation, repose sur l'idée d'un marché mondial de GNL « de plus en plus excédentaire ». Outre le caractère au mieux optimiste, et probablement erroné de cette affirmation (le développement des capacités de liquéfaction est à apprécier, non pas sous l'angle de la seule offre, mais face à la demande mondiale de GNL), il faut garder à l'esprit que le *flow commitment* sera très vraisemblablement activé dans un contexte de rareté de l'offre de GNL pour l'Europe, le marché européen étant aujourd'hui le terme de bouclage du marché mondial du GNL.

En revanche le raccourcissement des délais de livraison en fonction du besoin est discutable, dans la mesure il n'existe aucune garantie que l'acheminement d'une petite cargaison de 450 GWh puisse s'effectuer dans des délais sensiblement plus courts qu'une grande cargaison de 900 GWh. ENGIE n'est donc pas favorable à cette proposition. Le retour d'expérience sur les crises d'approvisionnement en GNL observées ces dernières années montre, au plan opérationnel, qu'un délai de livraison de **4 semaines** semble plus adapté à la réalité du marché du GNL dans des situations de tension, indépendamment de la taille de la cargaison recherchée.

En complément, ENGIE propose d'élargir les possibilités de recours aux flow commitments :

- si de nouveaux fronts de congestion devaient être identifiés (cf. question précédente), les GRT devraient pouvoir déclencher des flow commitments sur un périmètre adapté à ces nouveaux fronts ;
- il serait utile de pouvoir utiliser des flow commitments lors de situations de congestion prolongées en été, afin de permettre le remplissage des stockages.

9.2.9 Uniper

No comment.

9.2.10 Centrica

Broadly speaking, we do not believe that such long lead times are required. Delivery timeframes should be as short as possible, e.g. hours or days rather than weeks.

9.2.11 Gazprom

Flow Commitment services should draw offers from as many sources of supply as possible – including LNG, border points and storage points. We think that a longer lead-time between the 'auction' and the delivery period increases the sources of gas available to TSOs (e.g. It can discourage storage withdrawal and encourage imports from IPs). Finally, we think that longer delivery periods should also be made available. In this sense, we also believe that TSO's would make it cheaper for themselves if the auction for this service were to be held before the capacity auctions covering the relevant delivery period. (E.g. auction for 1 month flow commitment product should be held before PRISMA auction for that 1 month period).

9.3 Gestionnaires d'infrastructures

9.3.1 Enagás

Enagás acknowledges that flow commitments are voluntary contracts between the TSOs and shippers to maintain a minimum flow in a particular point. However, Enagás would like to ask for clarification on several issues:

- The flow commitment proposed by TSOs will be implemented at VIP Pirineos and Fos LNG terminals. It will be defined depending on the volume needed in order to solve the potential congestion. According to Enagás, such an approach could accelerate the process and more effectively solve potential constraints of the French network.
- From the public consultation, Enagás understands that flow commitments will be triggered in the event of a gas deficit in storage downstream of bottlenecks. What would happen in the summer period during the filling of the French storages? Would it be possible to simultaneously fill in the storage and to export gas to Spain?

Enagás considers that **more information and clarity is needed** on how the measures will be effectively implemented.

The proposed measures together with the 23.6% of tariff increase at VIP Pirineos might reduce flows from France to the Iberian Peninsula. Thus, Enagás would like to better understand the implication of the measures.

9.3.2 Teréga

Teréga estime, d'une part sur la base des études Emerton et FTI et, d'autre part, sur celle des hypothèses des GRT retenues dans le monitoring des stocks avals, que les délais de livraison présentés sont en adéquation avec les niveaux de besoins identifiés.

9.3.3 Storengy

Storengy n'a pas d'avis sur cette question.

9.3.4 Elengy & Fosmax LNG

Le mécanisme de suivi des stocks aval repose sur un scénario d'approvisionnement avec peu de GNL. Néanmoins, les clients des terminaux français peuvent décider de conserver du gaz en cuve mobilisable à court terme, y compris en intra-J.

Concernant les modalités de déclenchement du flow commitment, le délai de 7 jours pour répondre à l'appel d'offre semble adapté pour permettre aux opérateurs de terminaux méthaniers de répondre aux demandes de faisabilité des expéditeurs.

10. ETES-VOUS FAVORABLES AUX MODALITÉS DE MISE EN ŒUVRE DU *FLOW COMMITMENT*? QUELLE PÉRIODE COUVERTE PAR L'APPEL D'OFFRES VOUS PARAÎT LA PLUS PERTINENTE ?

10.1 Industriels

10.1.1 Solvay

Solvay y est favorable.

Une période d'une semaine nous paraît pertinente pour un premier appel d'offres. Si besoin il y avait de couvrir une période supplémentaire, un deuxième appel d'offres pourrait avoir lieu quelques jours après.

10.1.2 UNIDEN

L'UNIDEN est favorable aux modalités de mise en œuvre proposées par la CRE.

En matière de période à couvrir, il nous semble que 7 jours a priori pour un 1^{er} AO seraient appropriés, et qu'un 2^{ème} AO pourrait toujours suivre une semaine après si jamais il fallait finalement couvrir une période supplémentaire.

10.2 Expéditeurs

10.2.1 Afieg

L'AFIEG n'a pas d'avis particulier sur les modalités, et estime que la période de 15 jours maximum proposée par GRTgaz est à même d'inciter plusieurs acteurs à participer (par rapport à une période d'un mois). Néanmoins la durée d'un mois est plus « GNL-compatible », l'AFIEG se demande donc s'il est possible (en fonction de la nécessité en gaz estimée) de mettre en parallèle des appels d'offre sur 15 jours et sur un mois, pour ensuite choisir celui qui correspond le mieux à l'objectif de débloquer une situation de déficit de gaz avec une bonne maîtrise des coûts.

10.2.2 EFET

First, EFET reminds CRE that setting a rule in which the size of tendered volumes would increase with delivery time does not really make sense: from an LNG market perspective, there is by default no correlation between the size of cargoes which could be diverted and their delivery time. Hence, EFET considers that limiting the size of a cargo for a 7-day delivery product (i.e. compared to a 15-day product) is not adequate, as it could hamper competition between market participants and be detrimental to the smooth functioning of the mechanism.

Furthermore, we believe that flow commitment tenders shouldn't be exclusively reserved to LNG deliveries. All methods should be invited to tender if they contribute to deliver the same service or benefit regarding a risk of congestion. The flow commitment, as currently envisaged, appears purely to be a

GRTgaz purchase obligation on an LNG delivery which is triggered according to various congestion scenarios. The proposed approach is too limited and would only work when the type of congestion is always the same. It should be possible to fulfil the flow commitment by interrupting a flow instead of bringing in an LNG cargo ship, if this has the same effect of solving the congestion or indeed is a more efficient solution. If a shipper has a flow out of France via Pirineos, for example, they should be able to fulfil the flow obligation by interrupting these flows. This concept is envisaged in the localised spread so it not clear why it is not envisaged for the flow commitment.

10.2.3 EDF

EDF n'a pas de remarque particulière sur les modalités de mise en oeuvre du flow commitment envisagées par les GRT. Une émission sur 7 jours ou 15 jours est un point à voir au cas par cas en fonction des besoins exprimés par les GRT. De manière générale, ce paramétrage pourra être revu en fonction des retours d'expérience des premiers appels au flow commitment.

Les points susceptibles de faire l'objet d'un flow commitment doivent être précisés. Nous comprenons qu'il s'agit des terminaux méthaniens de Fos, Montoir et Dunkerque et du point de sortie Pirineos.

EDF regrette que les conditions opérationnelles d'activation du flow commitment au point de sortie Pirineos ne soient pas décrites dans la note de consultation.

10.2.4 ENI

Eni is in favour of the proposed terms and conditions.

Eni prefers a period of 7 days as proposed by Teréga, rather than the 15 days period proposed by GRTgaz.

Eni supports the integration of Pirineos exit capacity in the flow commitment, as a reduction of exit flows would lead to the same result to the injection of additional LNG in Fos. This enlargement of the perimeter of the mechanism would increase competition and ensure lower costs for the TSOs.

10.2.5 Direct Energie

Cf question 7

10.2.6 Uprigaz

L'UPRIGAZ suggère de laisser aux GRT le maximum de souplesse afin de s'adapter au mieux au besoin du réseau en gaz et aux possibilités du marché pour assurer des flow commitments à moindre coût. A ce titre, la limitation artificielle à 7 ou 15 jours de la durée du flow commitment ne pourrait que restreindre la concurrence et l'UPRIGAZ n'y est pas favorable.

Les GRT devraient adapter leurs appels d'offres aux types de congestion auxquels ils sont confrontés.

10.2.7 Save

Nous sommes globalement favorables aux modalités décrites, mais nous souhaitons mettre ne garde contre un coût qui pourrait être élevé pour le système. A ce titre nous souhaiterions que les flux soient dimensionnés au minimum, et donc que les périodes couvertes soient les plus courts possibles.

10.2.8 Engie

ENGIE ne considère pas qu'il soit nécessaire de fixer a priori une durée maximale à la période sur laquelle le service sera fourni. Le besoin résultera de l'étude de l'état des stocks dans la zone congestionnée.

La limitation à 7 jours de la durée du service fourni, proposée par Teréga, peut conduire à un lotissement excessif du besoin, et à une succession de petits flow commitments. Ce choix, pour les raisons explicitées dans la réponse précédente, risque d'augmenter considérablement le coût des flow commitments.

10.2.9 Uniper

No comment.

10.2.10 Centrica

No, we do not support the approach as set out for launching a flow commitment. The flow commitment, as currently envisaged, appears principally to be a GRTgaz purchase obligation on an LNG delivery which is triggered according to various congestion scenarios. However,

this approach is too limited and would only work when the type of congestion is always the same. It does have some advantages in the case of the South of France but it is not a complete solution for the whole market. For example, it could aggravate instead of alleviating a situation of congestion if the one-month models are wrong and the flows reversed from the South to the North (e.g. as in February 2018). It also doesn't address the fact that other areas of France might need a mechanism of flow commitments that could best be addressed by a more standard and flexible mechanism.

10.3 Gestionnaires d'infrastructures

10.3.1 Enagás

Enagás acknowledges that flow commitments are voluntary contracts between the TSOs and shippers to maintain a minimum flow in a particular point. However, Enagás would like to ask for clarification on several issues:

- The flow commitment proposed by TSOs will be implemented at VIP Pirineos and Fos LNG terminals. It will be defined depending on the volume needed in order to solve the potential congestion. According to Enagás, such an approach could accelerate the process and more effectively solve potential constraints of the French network.
- From the public consultation, Enagás understands that flow commitments will be triggered in the event of a gas deficit in storage downstream of bottlenecks. What would happen in the summer period during the filling of the French storages? Would it be possible to simultaneously fill in the storage and to export gas to Spain?

Enagás considers that **more information and clarity is needed** on how the measures will be effectively implemented.

The proposed measures together with the 23.6% of tariff increase at VIP Pirineos might reduce flows from France to the Iberian Peninsula. Thus, Enagás would like to better understand the implication of the measures.

10.3.2 Teréga

Teréga estime que le *flow commitment* doit être dimensionné pour un besoin d'une semaine et livré sur une semaine, quel que soit le délai de livraison, et ce afin de réduire les incertitudes liées au monitoring en raccourcissant la période à couvrir. Les risques de surdimensionnement seraient ainsi minimisés et plusieurs appels au *flow commitment* pourraient éventuellement se succéder en cas de besoin prolongé. De plus, le choix d'une période d'une semaine est cohérent avec le passage à une publication hebdomadaire en cas d'apparition d'un risque de congestion avéré (cf. réponse question 8).

Enfin, Teréga souhaite rappeler que les seuils proposés en partie 4.2.2.1 sont établis sur la base d'un besoin établi sur une période de 7 jours. Ainsi, une période de livraison sur 15 jours amènerait à doubler l'ensemble des valeurs des seuils proposés.

10.3.3 Storengy

Storengy n'a pas d'avis sur cette question.

10.3.4 Elengy & Fosmax LNG

Pas de remarque de la part de Elengy et Fosmax LNG sur cette question.

11. ETES-VOUS FAVORABLE À LA PROPOSITION DE RÉPARTITION DES COÛTS ENTRE LES DEUX GRT ?

11.1 Industriels

11.1.1 Solvay

Oui.

11.1.2 UNIDEN

Oui.

11.2 Expéditeurs

11.2.1 Afieg

L'AFIEG y est favorable.

11.2.2 EFET

Supported by EFET.

11.2.3 EDF

EDF n'a pas d'avis sur la question.

11.2.4 ENI

Eni is in favour of the proposed costs distribution.

11.2.5 Direct Energie

Direct Energie est favorable à cette répartition des coûts de congestion et de maintenance au prorata des revenus autorisés.

Néanmoins, s'agissant des congestions comme des maintenances, l'utilisation de la restriction mutualisée (qui pour le cas des maintenances, s'appliquent de facto pour les quantités non relâchées) va permettre aux GRTs de lever la congestion en déséquilibrant les expéditeurs, qui, pour éviter un risque de surcoût d'écarts, vont modifier leurs schémas d'approvisionnement. Concrètement, la restriction mutualisée permet de résorber un problème de dimensionnement ou de maintenance du réseau (au premier ordre du ressort des GRT) en utilisant un levier, l'équilibrage, qui expose uniquement les expéditeurs. Cet effet de report n'a toujours pas été envisagé ni par la CRE, ni par les GRT, et ce malgré nos relances fréquentes sur ce sujet.

Selon Direct Energie, il faut éviter cet effet report en imputant les charges/recettes associées à des restrictions mutualisées ou des travaux maintenances sur le compte de neutralité Congestion et qu'en **aucun cas les prix d'intervention correspondants ne rentrent dans la composition du prix de règlements des écarts.**

11.2.6 Uprigaz

L'UPRIGAZ souscrit à l'analyse de la CRE sur la répartition des coûts entre GRTs.

11.2.7 Save

Pas de remarques.

11.2.8 Engie

Faute d'éléments supplémentaires, ENGIE ne peut se prononcer.

11.2.9 Uniper

Uniper supports the proposal.

11.2.10 Centrica

Yes, we support this approach.

11.3 Gestionnaires d'infrastructures

11.3.1 Teréga

Teréga y est favorable et considère en effet qu'une règle fondée sur le rapport des revenus autorisés garantit une répartition des coûts équitable pour l'ensemble des utilisateurs du réseau de transport français.

Juillet 2018

Dans la même logique, Teréga recommande d'étendre cette règle à la répartition des revenus perçus au PEG. Ainsi, ces derniers auraient un impact uniforme sur le niveau tarifaire du transport pour l'ensemble des clients français, ce qui contribuerait à la répartition égalitaire des bénéfices de la TRF.

11.3.2 Storengy

Storengy n'a pas d'avis sur cette question.

11.3.3 Elengy & Fosmax LNG

Pas de remarque de la part de Elengy et Fosmax LNG sur cette question.