



## DELIBERATION N° 2018-171

### Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 juillet 2018 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

En application des points 1° et 4° de l'article L.134-2 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) « précise [...] les règles concernant [...] les missions des gestionnaires de réseaux de transport [...] de gaz naturel en matière d'exploitation et de développement de ces réseaux » ainsi que « les conditions d'utilisation des réseaux de transport [...] de gaz naturel [...] y compris la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation de ces réseaux [...] et les évolutions tarifaires ».

En application du point 4° de l'article L.134-3 du code de l'énergie, la CRE approuve « les règles techniques et financières élaborées par les opérateurs et relatives à l'équilibrage des réseaux de gaz naturel [...] ».

La présente délibération porte sur les conditions opérationnelles de fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France, au 1<sup>er</sup> novembre 2018. Elle complète la délibération du 26 octobre 2017 relative à la création d'une zone de marché unique du gaz en France au 1<sup>er</sup> novembre 2018<sup>1</sup>.

Pour lever la congestion existante entre les zones Nord et Sud du réseau de GRTgaz, et permettre la création d'une zone de marché unique, commune à GRTgaz et Teréga, la CRE a retenu, par sa délibération du 7 mai 2014, un schéma d'investissement associant le renforcement de l'artère de Val-de-Saône et le projet Gascogne-Midi. Ces nouvelles infrastructures, développées par GRTgaz et Teréga, ont été dimensionnées de manière à permettre la création d'une zone unique à un coût optimisé. En conséquence, dans certaines configurations d'utilisation du réseau, des congestions résiduelles pourraient exceptionnellement apparaître. La délibération du 26 octobre 2017 a défini les modalités de mise en œuvre de la zone de marché unique, et notamment les mécanismes de levée des congestions journalières. La présente délibération précise ces modalités. Elle s'appuie sur une proposition conjointe des GRT, soumise à la CRE après les travaux menés en Concertation Gaz.

La CRE a procédé à une consultation publique du 31 mai au 29 juin 2018<sup>2</sup>, afin de présenter ses analyses préliminaires sur la proposition des GRT et de recueillir l'avis des acteurs de marché.

Vingt-six contributions ont été adressées à la CRE :

- 17 proviennent d'expéditeurs ou d'associations d'expéditeurs ;
- 3 proviennent d'industriels ou d'associations d'industriels ;
- 6 proviennent de gestionnaires d'infrastructures.

Les réponses non confidentielles sont publiées sur le site internet de la CRE.

<sup>1</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 octobre 2017 relative à la création d'une zone de marché unique du gaz en France au 1<sup>er</sup> novembre 2018

<sup>2</sup> Consultation publique N° 2018-009 du 31 mai 2018 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

# SOMMAIRE

<b>1. DATE DE LA MISE EN PLACE DE LA PLACE DE MARCHÉ UNIQUE .....</b>	<b>4</b>
1.1 PROPOSITION DES OPERATEURS.....	4
1.1.1 Cas d'un retard sur Val de Saône .....	4
1.1.2 Cas d'un retard sur Gascogne-Midi .....	4
1.1.3 Cas d'un retard SI .....	4
1.2 SYNTHÈSE DES REPONSES A LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	4
1.3 ANALYSE DE LA CRE.....	5
<b>2. PRÉCISION SUR LE TRAITEMENT DES RESTRICTIONS DE CAPACITÉS .....</b>	<b>5</b>
2.1 UTILISATION DU <i>SPREAD</i> LOCALISÉ POUR OPTIMISER LES RESTRICTIONS DE CAPACITÉS POUR MAINTENANCE .....	5
2.2 FONCTIONNEMENT DES SUPERPOINTS POUR GERER LES RESTRICTIONS DE CAPACITÉS.....	6
<b>3. PRÉCISION SUR LES MÉCANISMES DE LEVÉE DES CONGESTIONS JOURNALIÈRES .....</b>	<b>7</b>
3.1 INTERRUPTION DES CAPACITÉS INTERRUPTIBLES EN J-1 .....	7
3.1.1 Proposition des opérateurs .....	7
3.1.2 Synthèse des réponses à la consultation publique .....	7
3.1.3 Analyse de la CRE .....	7
3.2 <i>SPREAD</i> LOCALISÉ .....	7
3.2.1 Modalités des appels d'offres de <i>spread</i> localisé .....	7
3.2.1.1 Proposition des opérateurs.....	7
3.2.1.2 Synthèse des réponses à la consultation publique.....	8
3.2.1.3 Analyse de la CRE.....	9
3.2.2 Pénalités en cas de non-respect des modalités .....	9
3.2.2.1 Méthode de calcul de la pénalité proposée dans la consultation publique .....	9
3.2.2.2 Synthèse des réponses à la consultation publique.....	10
3.2.2.3 Analyse de la CRE.....	10
<b>4. SUIVI DU NIVEAU DE REMPLISSAGE DES STOCKAGES A L'AVAL DES FRONTS DE CONGESTION ET MÉCANISMES PREVENTIFS EN CAS DE DÉFICIT DE GAZ .....</b>	<b>11</b>
4.1 SUIVI DU NIVEAU DE REMPLISSAGE DES STOCKAGES A L'AVAL DES FRONTS DE CONGESTION .....	11
4.1.1 Proposition des GRT .....	12
4.1.1.1 Description de l'outil de suivi.....	12
4.1.1.2 Paramètres du modèle, publications et critère de déclenchement d'un mécanisme préventif .....	13
4.1.2 Synthèse des réponses à la consultation publique .....	13
4.1.3 Analyse de la CRE .....	14
4.2 MÉCANISMES PREVENTIFS EN CAS DE DÉFICIT DE GAZ DANS LES STOCKAGES A L'AVAL DES FRONTS DE CONGESTION .....	14
4.2.1 Non commercialisation de l'interruptible .....	14
4.2.2 Engagement de flux ( <i>Flow commitment</i> ).....	14
4.2.2.1 Prise en compte des réductions de flux à Pirineos en sortie.....	14
4.2.2.2 Horizon de déclenchement.....	15
4.2.2.3 Caractéristiques de l'appel d'offres .....	16
<b>5. RÉPARTITION DES COÛTS ET DES OPÉRATIONS ENTRE GRT .....</b>	<b>16</b>
<b>DECISION DE LA CRE .....</b>	<b>18</b>

DATE DE LA MISE EN PLACE DE LA PLACE DE MARCHE .....	18
PRECISION SUR LE TRAITEMENT DES RESTRICTIONS DE CAPACITES .....	18
Utilisation du <i>spread</i> localisé pour optimiser les restrictions de capacités pour maintenance .....	18
Fonctionnement des superpoints pour gérer les restrictions de capacités.....	18
PRECISION SUR LES MECANISMES DE LEVEE DES CONGESTIONS JOURNALIERES .....	18
Interruption des capacités interruptibles en J-1.....	18
Modalités des appels d’offres de <i>spread</i> localisé.....	18
Pénalités en cas de non-respect des modalités du <i>spread</i> localisé .....	19
SUIVI DU NIVEAU DE REMPLISSAGE A L’AVAL DES FRONTS DE CONGESTION ET MECANISMES PREVENTIFS EN CAS DE DEFICIT DE GAZ .....	20
Suivi du niveau de remplissage des stockages à l’aval des fronts de congestion.....	20
Mécanismes préventifs en cas de déficit de gaz dans les stockages à l’aval des fronts de congestion .....	20
REPARTITION DES COUTS ET DES OPERATIONS ENTRE GRT .....	21
<b>6. ANNEXES.....</b>	<b>22</b>

## 1. DATE DE LA MISE EN PLACE DE LA PLACE DE MARCHÉ UNIQUE

A ce stade, les travaux sur les différentes infrastructures sont quasiment terminés. Les GRT informent le marché de l'avancement des travaux régulièrement, *a minima* trimestriellement, via leurs sites internet.

- Pour Teréga :

<https://www2.terega.fr/nos-projets/projets-transport/projets-en-cours/renforcement-gascogne-midi-rgm.html>

- Pour GRTgaz :

<http://www.grtgaz.com/grands-projets/le-programme-val-de-saone/presentation.html>

Une prochaine publication est attendue entre fin juillet et mi-août. Au regard de l'état d'avancement à date des travaux, les GRT prévoient une mise en œuvre de la fusion des zones selon le calendrier prévu, soit le 1<sup>er</sup> novembre 2018. Conformément à la demande de la CRE dans sa délibération du 26 octobre 2017, les GRT ont néanmoins travaillé à des plans alternatifs en cas de retard de mise en service des ouvrages ou de déploiement des systèmes d'information (SI).

### 1.1 Proposition des opérateurs

#### 1.1.1 Cas d'un retard sur Val de Saône

L'artère Val de Saône permettra d'acheminer entre 200 et 250 GWh/j supplémentaires de gaz du Nord vers le Sud de la France. En cas de retard sur la mise en service de cette artère, les GRT distinguent deux situations :

- en cas de retard identifié avant le 1<sup>er</sup> septembre 2018, les GRT proposent de reporter la fusion des zones au 1<sup>er</sup> jour du mois qui suit la mise en service effective de Val de Saône ;
- en cas de retard identifié entre le 1<sup>er</sup> septembre et le 31 octobre 2018, les GRT proposent de maintenir la date de fusion au 1<sup>er</sup> novembre 2018, et de gérer les congestions qui apparaîtraient avec les mécanismes de levée des congestions.

#### 1.1.2 Cas d'un retard sur Gascogne-Midi

L'artère Gascogne-Midi permettra d'acheminer du gaz au sud de la France, notamment de l'Ouest vers l'Est. En cas de retard, des congestions dans le Sud-Est de la France pourraient survenir.

Les GRT proposent de ne pas retarder la fusion des zones en cas de retard sur Gascogne-Midi. En effet, ils considèrent que les mécanismes de marché mis en place suffiront à lever les congestions. De la même manière que pour l'hiver 2017-2018, les GRT seraient en mesure de traiter, via des mécanismes de marché, les congestions Sud-Est en cas de retard sur l'artère Gascogne-Midi. Les congestions seraient ainsi traitées par les GRT par recours au *spread* localisé, et cela d'autant plus facilement que les stockages du Sud-Est de la France sont intégralement souscrits pour l'année 2018-2019.

#### 1.1.3 Cas d'un retard SI

En cas de retard SI, GRTgaz et Teréga considèrent être en mesure d'effectuer la plupart des actions nécessaires manuellement (notamment l'appel au *spread* localisé). Ainsi, en cas de retard SI, les GRT proposent de maintenir la date de fusion au 1<sup>er</sup> novembre 2018, avec un fonctionnement en mode « dégradé » jusqu'à la mise en œuvre des SI. La principale conséquence serait potentiellement une réduction du nombre de fenêtres de lancement d'appel au *spread* localisé dans une journée, afin de limiter le nombre de traitements manuels à effectuer.

### 1.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

La majorité des acteurs est favorable aux solutions proposées par les opérateurs. A l'inverse, certains expéditeurs souhaitent que la fusion des zones ne soit décalée en aucun cas, ou que les GRT soient pénalisés s'ils annoncent un report de la date de fusion.

Un expéditeur souhaite que la fusion soit reportée dans tous les cas de retard de mise en service des nouvelles infrastructures, y compris l'artère Gascogne-Midi et le rebours à Cruzy, à l'interface entre les réseaux de Teréga et de GRTgaz.

Un expéditeur souhaite qu'un report puisse être envisagé jusqu'au 1<sup>er</sup> septembre également en cas de retard sur les SI si celui-ci s'avérait trop pénalisant pour le bon fonctionnement du système au 1<sup>er</sup> novembre 2018.

Concernant la date envisagée du 1<sup>er</sup> septembre comme dernier délai pour annoncer un report de la date de fusion des zones, plusieurs expéditeurs soulignent que le délai de deux mois entre cette annonce et la date prévue de la fusion (au 1<sup>er</sup> novembre) est un minimum. D'autres expéditeurs indiquent qu'un report avec un délai de notification aussi court leur serait préjudiciable.

Plusieurs expéditeurs demandent d'être informés plus régulièrement sur l'état d'avancement des travaux et les éventuels retards. Ils souhaitent que les GRT soient complètement transparents vis-à-vis du marché sur ce sujet.

### **1.3 Analyse de la CRE**

Les travaux menés par les GRT sont dans les temps et quasiment terminés. Il reste notamment à obtenir les autorisations de mise en service, qui sont attendues en août pour l'artère de Val de Saône.

La CRE considère, comme les GRT, qu'en cas de retard sur Val de Saône, le coût de gestion des congestions serait très important. Il est donc cohérent d'envisager un report si un retard est identifié.

Un retard de mise en service sur les autres infrastructures (Gascogne-Midi, rebours à Cruzy) ou des retards de mise en place des évolutions des SI rendraient nécessaires des adaptations dans la mise en œuvre de la fusion, mais ces dernières n'apparaissent pas bloquantes pour une fusion au 1<sup>er</sup> novembre. Dans ces cas, la CRE considère que le respect de cette date doit primer.

La CRE décide donc que les GRT devront confirmer au plus tard le 1<sup>er</sup> septembre la date du 1<sup>er</sup> novembre pour la fusion des zones, en communiquant au marché *a minima via* leurs sites internet respectifs. Ils pourront annoncer un report de la fusion des zones seulement en cas de retard sur Val de Saône. Dans ce cas, dès que l'artère Val de Saône sera mise en service, les GRT devront annoncer la nouvelle date de fusion des zones, correspondant au 1<sup>er</sup> jour du mois M+2 suivant l'annonce au cours du mois M. Ce délai permettra aux acteurs de s'y préparer, selon les modalités de la fusion communiquées par les GRT.

Dans tous les cas, les GRT doivent continuer à communiquer au marché régulièrement sur l'état d'avancement du projet, incluant les évolutions SI.

Par ailleurs, les GRT sont incités au respect de la date prévisionnelle par le dispositif de régulation incitative fixé par la délibération du 30 octobre 2014<sup>3</sup>, qui prévoit l'attribution de bonus/malus aux GRT en fonction de la date réelle de mise en service des infrastructures.

## **2. PRECISION SUR LE TRAITEMENT DES RESTRICTIONS DE CAPACITES**

Il existe deux cas de restrictions de capacités :

- les restrictions pour maintenance, lorsque les GRT anticipent une réduction des capacités disponibles en raison de travaux à réaliser ;
- les restrictions mutualisées, lorsqu'une congestion est survenue et que les différents mécanismes mis en place n'ont pas permis de lever cette congestion. Dans ce cas, en dernier recours, les GRT ne seront pas en mesure d'assurer les acheminements et seront contraints de procéder à des restrictions de nominations.

Dans sa délibération n° 2017-246 du 26 octobre 2017, la CRE a fixé les modalités de traitement des maintenances ayant un impact prévisionnel inférieur à 30 GWh sur la disponibilité des capacités (les « petits travaux »). Pour ces maintenances, aucune restriction de capacités ne sera publiée dans le programme de travaux. Les capacités indisponibles en raison de ces maintenances seront traitées par les mécanismes de levée de congestion.

A la suite des travaux de la Concertation gaz et des demandes des acteurs de marché, la présente délibération précise les modalités d'utilisation des mécanismes de levée de congestion pour optimiser le traitement des maintenances ayant un impact prévisionnel supérieur à 30 GWh, ainsi que les modalités de gestion des restrictions, notamment liées aux maintenances, sous forme de superpoint.

### **2.1 Utilisation du *spread* localisé pour optimiser les restrictions de capacités pour maintenance**

La disponibilité des capacités en période de maintenance dépend de l'impact des travaux, mais également, pour partie, des consommations. En effet, les GRT tiennent compte d'hypothèses de consommation lorsqu'ils établissent les niveaux de restrictions pour maintenance. Ainsi, plus les consommations de la zone située à l'amont des travaux (respectivement à l'aval) sont fortes (respectivement faibles), plus l'indisponibilité des capacités sera faible.

S'agissant des maintenances ayant un impact sur le cœur de réseau, l'impact de l'aléa climatique sur les consommations peut être important, particulièrement pour les maintenances programmées en inter-saison. L'incertitude peut donc être forte sur le niveau de disponibilité des capacités liées à ce type de maintenance.

Dans le schéma actuel à deux zones, GRTgaz peut interrompre les capacités interruptibles, puis éventuellement les capacités fermes, à la liaison Nord-Sud afin de gérer l'impact de ces maintenances.

En zone unique, les GRT ne disposeront plus de ce levier. Sans outil de substitution, il deviendrait nécessaire pour établir les taux de restriction et garantir le fonctionnement du réseau de retenir les niveaux de consommations les

<sup>3</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne/Midi

plus faibles à l'amont et les plus forts à l'aval sur la période considérée. Or, cette approche conservatrice aboutirait à restreindre beaucoup de capacités inutilement et à remettre sur le marché quasi systématiquement ces capacités finalement disponibles les jours de maintenance.

Les GRT ont proposé par conséquent l'utilisation du *spread* localisé pour couvrir une part de risque pris sur les hypothèses des niveaux de consommations lorsqu'ils établissent les restrictions de capacité liées au programme de travaux. Le *spread* localisé pourrait être déclenché en cas de matérialisation d'un risque climatique non couvert par les restrictions. GRTgaz a proposé que ce risque soit fixé à 10 % pour la première année de la TRF, alors que Teréga a proposé 30 %. Dans la consultation publique, la CRE s'était prononcée favorablement à un risque 10 % : dans cette option, les 10 % des cas avec l'aléa climatique le plus important ne seraient pas pris en compte pour fixer le volume de capacités restreintes pour maintenance à l'horizon d'un an.

Tous les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont favorables à l'utilisation du *spread* localisé pour optimiser les restrictions de capacités pour maintenance. La moitié s'est exprimée en faveur d'un risque 10 %, soulignant que ce niveau de risque semblait raisonnable dans un premier temps, et qu'il pourrait être ensuite réévalué à l'issue d'un retour d'expérience.

Les autres acteurs se sont prononcés pour des niveaux de risque plus élevés : 20 %, 30 % comme proposé par Teréga et jusqu'à 50 %. D'autres souhaitent qu'il revienne aux GRT de définir le niveau de risque pris sur les hypothèses de consommations.

Au regard des réponses à la consultation publique, la CRE considère que l'utilisation du *spread* localisé avec un risque 10 % sur les hypothèses de consommation est appropriée pour la première année de la zone unique. Un retour d'expérience sera mené en Concertation gaz après un an de fonctionnement de la place de marché unique. En fonction de ce retour d'expérience, il pourra être décidé de réévaluer le niveau de risque pris en compte par les GRT lors de l'établissement du programme de maintenance.

## 2.2 Fonctionnement des superpoints pour gérer les restrictions de capacités

Dans le cas d'une restriction mutualisée, les GRT appliqueront une restriction globale mutualisée des nominations sur les points d'entrée en amont de la limite ou sur les points de sortie à l'aval de la limite, au *pro rata* des capacités souscrites. Le groupe de points concernés par une restriction est appelé « superpoint ». Cette solution de restrictions sur un ensemble de points, au lieu de restreindre individuellement chaque point, offre davantage de souplesse aux expéditeurs.

Dans le cas d'un superpoint commun à GRTgaz et Teréga, c'est-à-dire regroupant des points qui appartiennent aux réseaux des deux GRT, une cogestion est nécessaire. Les GRT ont proposé que ces superpoints soient séparés en deux sous-superpoints, soit un sous-superpoint par GRT, fonctionnant selon le mode actuel de chacun des deux GRT. Les expéditeurs devront transférer manuellement de la capacité opérationnelle entre les sous-superpoints. Par exemple, un expéditeur pourra injecter moins de gaz au PITS Atlantique pour injecter plus de gaz au PITS Lusagnet, ou inversement, en transférant la capacité entre le sous-superpoint de GRTgaz et le sous-superpoint de Teréga. Par ailleurs, les capacités mises à disposition via le mécanisme UIOLI (*use-it-or-lose-it*, correspondant aux capacités souscrites et non utilisées) sont mutualisées entre les deux GRT au niveau du superpoint commun. Enfin, dans le cas de la limite NS4 (l'ensemble des configurations de limites possibles sont rappelées en annexe) restreinte à l'aval, les entrées au PITTM (Point d'interface transport-terminaux méthaniers) de Fos sont automatiquement transférés par GRTgaz à Teréga, qui gère dans ce cas la totalité du superpoint.

Certains expéditeurs ayant répondu à la consultation publique ont fait part de la complexité et du manque de clarté de la solution proposée par les GRT. Plusieurs expéditeurs sont opposés à devoir gérer le transfert de capacités opérationnelles entre les sous-superpoints. Ils soulignent que ce transfert pourrait être géré par les GRT, dès lors qu'ils donnent leur accord pour que les capacités qu'ils ont souscrites aux différents points composant le superpoint puissent être échangées entre les GRT.

La CRE constate qu'il est impossible pour les GRT, à court terme, de mettre en œuvre une solution alternative. Elle est donc favorable à la solution proposée, qui permet de gérer les cas de restrictions de capacités sur plusieurs points. Elle demande aux GRT de faire preuve de pédagogie sur le fonctionnement de cette solution, en mettant à disposition des expéditeurs des supports d'explications et des formations opérationnelles en amont de la création de la zone unique.

Par ailleurs, la CRE demande aux GRT de travailler à une solution alternative au transfert manuel des capacités entre sous-superpoints par les expéditeurs, qui devra être discutée en Concertation au plus tard fin 2019. En particulier, les GRT devront explorer la possibilité d'échanger des données sur les capacités détenues par les expéditeurs sur leurs différents points.

### 3. PRECISION SUR LES MECANISMES DE LEVEE DES CONGESTIONS JOURNALIERES

#### 3.1 Interruption des capacités interruptibles en J-1

##### 3.1.1 Proposition des opérateurs

Il existe deux types de capacités interruptibles sur les réseaux de GRTgaz et Teréga :

- les capacités interruptibles « long terme », qui concernent les points Nord du réseau de GRTgaz (Dunkerque, Otingue, Virtualys, Obergailbach entrée), et qui sont affermies avant 15h en J-1 pour J ;
- les capacités interruptibles « court terme », qui concernent le point Pirineos de Teréga et les capacités rebours du réseau de GRTgaz (Virtualys, Jura entrée, Obergailbach sortie), qui sont interruptibles à tout moment en J-1 et en J.

La délibération de la CRE du 26 octobre 2017 prévoit qu'en cas de congestion, « *si l'interruption des capacités interruptibles permet d'assurer la continuité de l'acheminement, elle est déclenchée en priorité par rapport à tout autre mécanisme* ». Elle précise que ces capacités sont interrompues dès l'alerte rouge en J-1 et en J.

A la suite des discussions en Concertation gaz, les GRT ont proposé d'ajuster cette règle : ils proposent d'interrompre les capacités interruptibles « long terme » en J-1 à 14h dès l'alerte orange, c'est-à-dire dès qu'un risque de congestion est détecté, car elles ne peuvent ensuite plus être interrompues en cours de journée. Les règles concernant l'interruptible « court terme » seraient inchangées.

##### 3.1.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

Tous les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont favorables à la proposition d'interruption des capacités interruptibles en J-1. Ils considèrent que cette interruption doit être déclenchée en priorité par rapport à tout autre mécanisme.

S'agissant de l'horaire d'interruption de ces capacités, fixé à 14h dans la proposition des GRT, les avis sont partagés. Une partie des acteurs y est favorable, mais certains expéditeurs considèrent qu'une interruption à 14h est prématurée. En effet cela reviendrait à interrompre les capacités alors que les expéditeurs n'ont pas encore effectué leurs premiers cycles de nominations journalières. Ces expéditeurs proposent de retarder l'horaire d'interruption à 16h.

Par ailleurs, quelques expéditeurs considèrent que cette proposition modifie la disponibilité de capacités interruptibles déjà acquises, l'interruption dès l'alerte orange en J-1 n'étant pas, selon eux, prévue dans le contrat d'acheminement.

##### 3.1.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à la proposition des GRT d'interrompre les capacités interruptibles « long-terme » en J-1 à 14h en cas d'alerte orange ou rouge, bien que les premières nominations de 14h des expéditeurs soient encore inconnues. En effet, en J-1, les GRT établissent des prévisions dès 13h, qu'ils estiment suffisamment fiables. Ils indiquent en outre qu'en tout état de cause, les premières nominations sont généralement insuffisantes en volume et donc inexploitable.

Par ailleurs, si l'horaire d'interruption est décalé à 16h comme le proposent certains acteurs, ces capacités ne pourraient plus être interrompues. En effet, le contrat d'accès au réseau prévoit que les capacités interruptibles « long-terme » soient affermies en J-1 à 15h. La CRE considère qu'il est approprié de ne pas affermir des capacités interruptibles qui pourraient ensuite aggraver le risque de congestion et son niveau.

#### 3.2 Spread localisé

##### 3.2.1 Modalités des appels d'offres de spread localisé

###### 3.2.1.1 Proposition des opérateurs

Dans sa délibération du 26 octobre 2017, la CRE a retenu le *spread* localisé parmi les mécanismes de levée des congestions. Elle en a également déterminé les principes de fonctionnement.

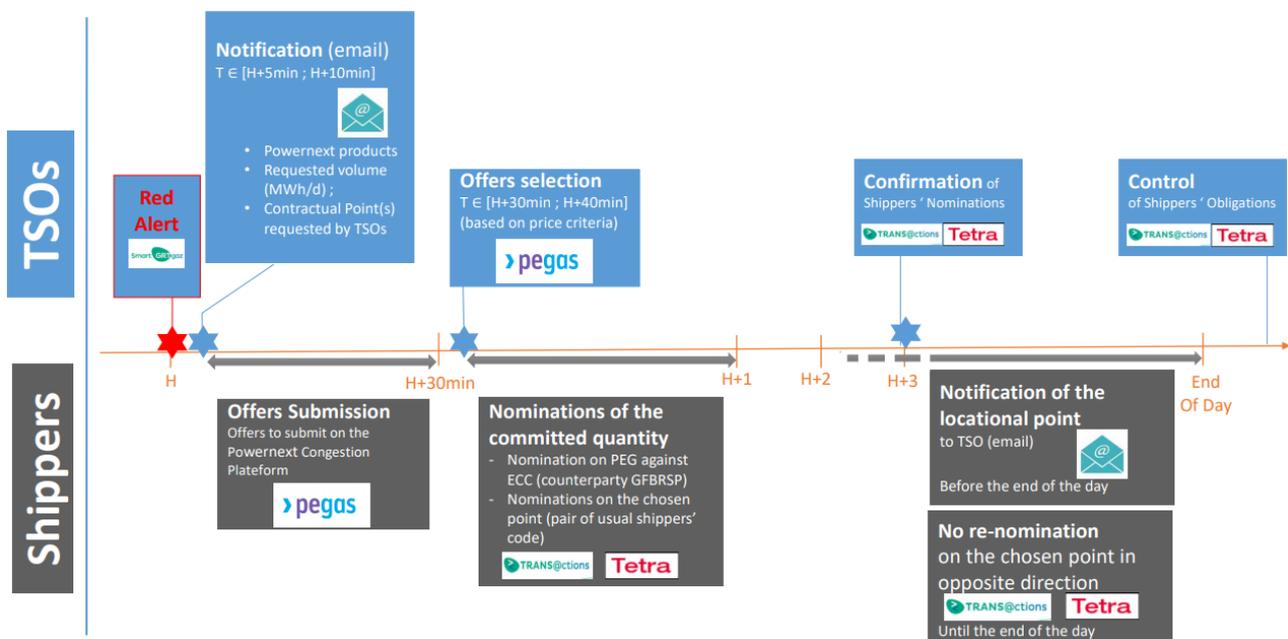
Les modalités du *spread* localisé ont été approfondies dans le cadre des groupes de travail de la Concertation gaz.

Sur la base de ces travaux, Teréga et GRTgaz proposent les précisions suivantes :

- les appels d'offres seront réalisables sur tous les cycles de la journée gazière en cours. Toutefois, dans la mesure du possible, des appels en horaires ouvrables seront privilégiés ;
- les appels d'offres seront envoyés par les GRT sous la forme de courrier électronique. Ces courriers électroniques préciseront :

- la limite concernée ;
- le volume de gaz appelé, exprimé en MWh/j ;
- les points amont et aval de la limite concernée ;
- les produits concernés seront des produits infra-journaliers « *Within Day* » ;
- les expéditeurs remettront leurs offres sur la plateforme développée à cet effet ;
- les GRT sélectionneront les offres les plus intéressantes, c'est-à-dire les mieux-disantes en terme de prix ;
- les expéditeurs sélectionnés devront effectuer le mouvement pour lequel ils ont été sélectionnés à la maille du ou des points appelés. Le changement de nomination attendu sera effectué avant la fin de l'heure qui suit la sélection de l'appel d'offres ;
- les expéditeurs seront tenus de notifier aux GRT le ou les points choisis ainsi que les quantités associées, avant la fin de la journée gazière, par retour de mail ;
- les GRT contrôleront les programmations à la maille du ou des points choisis par les expéditeurs dont les offres auront été sélectionnées. Des pénalités seront applicables en cas d'inexécution du service et/ou de reprogrammation ultérieure dans le sens inverse.

Le schéma ci-dessous synthétise la proposition des opérateurs :



Les GRT ont fait le constat de leur impossibilité de mettre en œuvre dès le 1<sup>er</sup> novembre 2018 les modalités cibles suivantes :

- la possibilité pour les expéditeurs qui le souhaitent de remettre une offre la veille (*day-ahead*) qui serait automatiquement convertie en offre « *Within-Day* » en début de journée gazière ;
- la possibilité de lancer des appels d'offre en MWh/h et non en MWh/j, dans le but que les offres remises puissent perdurer tout au long de la journée gazière. Ainsi, le volume s'appliquerait sur chaque heure restante de la journée gazière. Cette option permettrait de convertir automatiquement des offres postées en *day-ahead* en offres *within-day*.

### 3.2.1.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

La grande majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable aux propositions des GRT concernant les modalités applicables aux appels d'offres de *spread* localisé, qui reflètent les échanges de la Concertation.

Certains acteurs considèrent que le délai de changement de nomination attendu d'un expéditeur devrait être allongé pour prendre en compte les échanges entre les différentes contreparties (fournisseur avec un ou plusieurs

clients par exemple) dont pourrait dépendre une nouvelle nomination. Un délai d'une heure et demi minimum serait, selon eux, préférable pour assurer la nouvelle nomination.

D'autres acteurs demandent que soit supprimé l'envoi par l'expéditeur d'un mail indiquant les points sur lesquels il modifie la nomination. En effet, cet envoi apporte, selon eux, une complexité opérationnelle et est redondant avec les nominations déjà effectuées.

S'agissant de la possibilité de faire des appels d'offre en MWh/h, certains acteurs demandent à ce qu'elle soit mise en œuvre dans les meilleurs délais.

Un acteur regrette que les centrales à cycle combiné gaz (CCCG) n'aient pas pu participer à l'expérimentation du *spread* localisé pendant l'hiver 2017-2018, leur éligibilité à ce dispositif ayant été actée tardivement.

### 3.2.1.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable aux modalités des appels d'offres de *spread* localisé proposées par les GRT et présentées en Concertation gaz. Une éventuelle modification ultérieure de ces modalités pourrait être envisagée, en fonction du retour d'expérience et des demandes du marché.

Le délai de changement de nomination à la suite de la notification d'appel d'offre par le GRT est maintenu à une heure. En effet, s'agissant d'un cas de congestion à résorber, le répondant à l'offre doit faire preuve de réactivité afin que la congestion disparaisse. Ce délai de renomination devra néanmoins continuer à faire l'objet de discussion en Concertation, et pourra être éventuellement ajusté.

S'agissant de l'impossibilité de mettre en œuvre dès le 1<sup>er</sup> novembre 2018 certaines des modalités cibles par les GRT, la CRE demande à ces derniers de travailler pour arriver à mettre en œuvre ces modalités suivantes au 1<sup>er</sup> novembre 2019 :

- la possibilité pour les expéditeurs qui le souhaitent de remettre une offre la veille (*day-ahead*) qui serait automatiquement convertie en offre « *Within-Day* » en début de journée gazière ;
- la possibilité de lancer des appels d'offre en MWh/h et non en MWh/j, dans le but que les offres remises puissent perdurer tout au long de la journée gazière. Ainsi, le volume s'appliquerait sur chaque heure restante de la journée gazière.

Enfin, la notification aux GRT, par retour de mail, des points choisis par les expéditeurs dont les offres ont été sélectionnées ainsi que les quantités associées est indispensable pour assurer l'efficacité du dispositif et effectuer les contrôles nécessaires des renominations. Aujourd'hui, sans l'envoi de ces mails, les GRT ne seraient pas en mesure de connaître les points concernés par les renominations des expéditeurs. La CRE demande néanmoins à travailler à une solution alternative, en concertation avec les expéditeurs.

Les GRT se répartiront la gestion du *spread* localisé sur la base d'une répartition temporelle de 50% : chaque GRT sera responsable des interventions une semaine sur deux.

## 3.2.2 Pénalités en cas de non-respect des modalités

### 3.2.2.1 Méthode de calcul de la pénalité proposée dans la consultation publique

Dans les cas où un expéditeur allocataire de l'appel d'offres de *spread* localisé ne respecterait pas ses engagements, une pénalité pourra être appliquée. Dans sa décision du 26 octobre 2017, la CRE a retenu le principe d'une pénalité proportionnelle au volume en défaut, valorisé au prix de la transaction majoré de 25 %.

La règle de calcul de cette pénalité a donné lieu à des échanges en Concertation gaz. Certains acteurs ayant dû s'acquitter de pénalités au cours de l'hiver 2017-2018 ont indiqué que le niveau des pénalités est tellement élevé comparé aux bénéfices d'une participation aux appels d'offres sur les *spreads* localisés, qu'il pourrait dissuader les expéditeurs d'y participer.

Par ailleurs, le règlement de cette pénalité n'exempte pas l'expéditeur en défaut du règlement des écarts en cas de déséquilibre sur ses nominations.

Afin d'encourager la participation aux appels d'offres de *spread* localisé, la CRE a donc proposé de modifier la méthode de calcul de la pénalité afin qu'elle ne soit pas excessive.

La pénalité proposée serait calculée selon les principes suivants :

- la pénalité est calculée de manière indépendante entre l'achat de gaz d'un côté de la congestion et la vente de gaz de l'autre côté de la congestion, y compris lorsqu'un même expéditeur est sélectionné des deux côtés de la congestion ;
- la pénalité est proportionnelle au volume en défaut ;
- en cas de retard sur les nominations, la pénalité est calculée en appliquant un *prorata temporis*.

Le montant de la pénalité se calcule comme le volume en défaut multiplié par 25 % du prix moyen du jour, auquel on ajoute la marge réalisée par le répondant sur cet appel d'offres pour la part du volume en défaut. Cette marge se calcule en considérant l'écart entre le prix de l'offre sélectionnée et le prix moyen du jour. Cette proposition correspond à la formule suivante :

$$P = Q_d \times \frac{D_r}{D_j} \times 25 \% \times P_{moy} + Q_d \times \frac{D_r}{D_j} \times (|P_{tr} - P_{moy}|)$$

Avec :

- $Q_d$  : Quantité en défaut de nomination sur le point du réseau
- $D_r$  : durée du retard, en heures
- $D_j$  : durée de la journée gazière couverte par le *spread* localisé, en heures
- $P_{moy}$  : prix moyen du jour au PEG France
- $P_{tr}$  : prix de l'offre sélectionnée

*Exemple : Un acteur est retenu en aval d'une congestion pour acheminer 10 000 MWh, au prix de 24 €/MWh. Le prix moyen du jour est de 20 €/MWh. Cet acteur ne nomine à la hausse que de 7 500 MWh sur les points en aval de la congestion.*

*La pénalité applicable est donc  $P = 2\,500 \times 25 \% \times 20 + 2\,500 \times (24 - 20) = 22,5 \text{ k€}$*

*Exemple 2 : Un acteur est retenu en amont de la congestion pour 10 000 MWh, aux prix de 18 €/MWh. Le prix moyen du jour est de 20 €/MWh. Cet acteur nomine à la baisse de 10 000 MWh sur les points en amont de la congestion avec 3 heures de retard par rapport à l'horaire prévu par le *spread* localisé. Il reste 15 heures dans la journée gazière couverte par le *spread* localisé.*

*La pénalité applicable est donc  $P = 10\,000 \times 3/15 \times 25 \% \times 20 + 10\,000 \times 3/15 \times (20 - 18) = 14 \text{ k€}$*

La CRE a également proposé qu'un retour d'expérience soit mené sur le respect des engagements au titre du *spread* localisé et sur le niveau de la pénalité, et d'appliquer des modalités de pénalités similaires pour les produits localisés utilisés au titre de l'équilibrage.

### 3.2.2.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

Les acteurs saluent la clarification du mode de calcul proposée par la CRE. Un expéditeur souhaite que cette clarification s'accompagne d'une réécriture du contrat de *spread* localisé, avec une clarification de la distinction entre *spread* localisé, utilisé pour les congestions, et produit localisé, utilisé au titre de l'équilibrage.

Environ la moitié des acteurs sont favorables à la proposition de la CRE.

Deux acteurs sont favorables à cette proposition sous réserve d'un allongement de la durée de renomination de 1h à 1h30 dans le processus de réponse aux appels d'offres.

Un expéditeur demande une tolérance pour les premiers *spreads* localisés, alors que d'autres souhaitent que la pénalité soit fixée à 10 % au lieu de 25 % et qu'il n'y ait pas de reprise de marge.

Un expéditeur souhaite que la pénalité de 25 % s'applique sur le prix de la transaction et non pas sur le prix moyen du jour.

Plusieurs expéditeurs considèrent que l'application de la pénalité indépendamment sur chacune des « jambes » du *spread* localisé, à la fois en amont et en aval de la congestion, équivaut à une double pénalisation pour un même expéditeur dont les offres ont été sélectionnées sur les deux côtés de la congestion et qui est simultanément défaillant sur ces deux côtés.

Enfin, les GRT sont contre l'application d'un *pro rata temporis*, ils souhaitent que la pénalité s'applique pleinement dès le moindre retard de nomination. Ils estiment qu'un retard comporte un grand risque en terme de gestion du réseau et d'alourdissement du coût de traitement des congestions, avec potentiellement le lancement d'un nouveau *spread* localisé pour satisfaire au besoin non couvert par le précédent.

### 3.2.2.3 Analyse de la CRE

La CRE note les positions opposées entre les expéditeurs qui souhaitent plus de souplesse et les GRT qui alertent contre le risque d'une pénalité pas assez incitative, notamment en cas de retard.

La CRE considère que la pénalité doit s'appliquer au prix moyen du jour et non pas au prix de la transaction. En effet, dans le cas d'un achat par un expéditeur en amont de la congestion, plus ce prix est faible, plus le coût du *spread* localisé est élevé. Il n'est pas logique que la pénalité diminue dans ce cas. L'application de la pénalité au prix moyen du jour permet de la rendre proportionnelle au prix de marché du gaz.

Par ailleurs, la CRE considère qu'il est logique de pénaliser indépendamment les deux côtés de la congestion. En effet, un expéditeur peut n'être défaillant que d'un côté, et il convient de pénaliser uniquement ce côté défaillant. Si un expéditeur est sélectionné à la fois en aval et en amont de la congestion et qu'il est défaillant de chaque côté, il est logique qu'il soit pénalisé sur chacun de ces côtés.

La CRE comprend qu'un retard de nomination peut avoir des conséquences néfastes sur la gestion du réseau. Par rapport à sa proposition initiale, la CRE décide que le *prorata temporis* ne s'appliquera pas à la reprise de marge, pour éviter les arbitrages.

La formule de calcul de la pénalité  $P$  est donc la suivante :

$$P = Q_d \times 25 \% \times \frac{D_r}{D_j} \times P_{moy} + Q_d \times (|P_{tr} - P_{moy}|)$$

Avec :

- $Q_d$  : Quantité en défaut de nomination sur le point du réseau
- $D_r$  : durée du retard, en heures
- $D_j$  : durée de la journée gazière couverte par le *spread* localisé, en heures
- $P_{moy}$  : prix moyen du jour au PEG France
- $P_{tr}$  : prix de l'offre sélectionnée

Par ailleurs, dans le cas où l'expéditeur en défaut a été sélectionné, sur un même côté, pour plusieurs quantités à des prix différents, le prix de l'offre sélectionnée  $P_{tr}$  pris en compte correspond à celui pour lequel sa marge est la plus grande, jusqu'à couvrir toute la quantité en défaut.

La CRE considère que cette pénalité est équilibrée en ce qu'elle est suffisamment incitative pour éviter que des arbitrages soient réalisés aux dépens de la résorption de la congestion, sans pour autant dissuader les acteurs de marché de participer aux appels d'offres.

## **4. SUIVI DU NIVEAU DE REMPLISSAGE DES STOCKAGES A L'AVAL DES FRONTS DE CONGESTION ET MECANISMES PREVENTIFS EN CAS DE DEFICIT DE GAZ**

### **4.1 Suivi du niveau de remplissage des stockages à l'aval des fronts de congestion**

Pour assurer la continuité d'acheminement à l'aval des congestions Nord-Sud, différents moyens de flexibilité peuvent être mobilisés : stockage, terminaux méthaniers, imports depuis l'Espagne. Le mécanisme de *spread* localisé permettra aux GRT de mobiliser ces moyens en cas de besoin la veille ou le jour même.

Néanmoins, en cas de tension simultanée en France et en Espagne, il pourrait ne pas être possible de réduire les exportations vers l'Espagne. De même, l'augmentation des émissions aux terminaux méthaniers ne peut être mobilisée à court terme que si du gaz naturel liquéfié (GNL) est disponible en cuve. De ce fait, la seule flexibilité sur laquelle les GRT peuvent compter en toutes circonstances est le stockage, dans la limite du débit correspondant au remplissage des sites situés à l'aval des congestions.

C'est pourquoi la CRE a décidé, dans sa délibération du 26 octobre 2017, de la mise en œuvre par les GRT d'un suivi quotidien sur l'hiver du niveau des stockages en aval de chaque front de congestion, pour s'assurer de la disponibilité effective, à court terme, d'offres de *spread* localisé à même de garantir la continuité d'acheminement.

Ce suivi a pour but d'anticiper un niveau de remplissage des stockages insuffisant pour garantir le débit nécessaire pour traiter les congestions qui pourraient survenir à court-terme. Dans le cas d'un niveau insuffisant, le suivi permettra de déclencher des mécanismes préventifs pour pallier le risque de manque de flexibilité aval.

Le suivi repose sur :

- un scénario d'approvisionnement, qui doit représenter une situation tendue mais réaliste ;
- la prise en compte de tous les éléments connus ou prévisibles (consommations des prochains jours, programme d'émission des terminaux, autres événements certains) ;
- la projection sur la fin de l'hiver de différents scénarios climatiques, afin de détecter une éventuelle configuration critique qui mettrait en risque le fonctionnement de la zone unique.

### 4.1.1 Proposition des GRT

#### 4.1.1.1 Description de l'outil de suivi

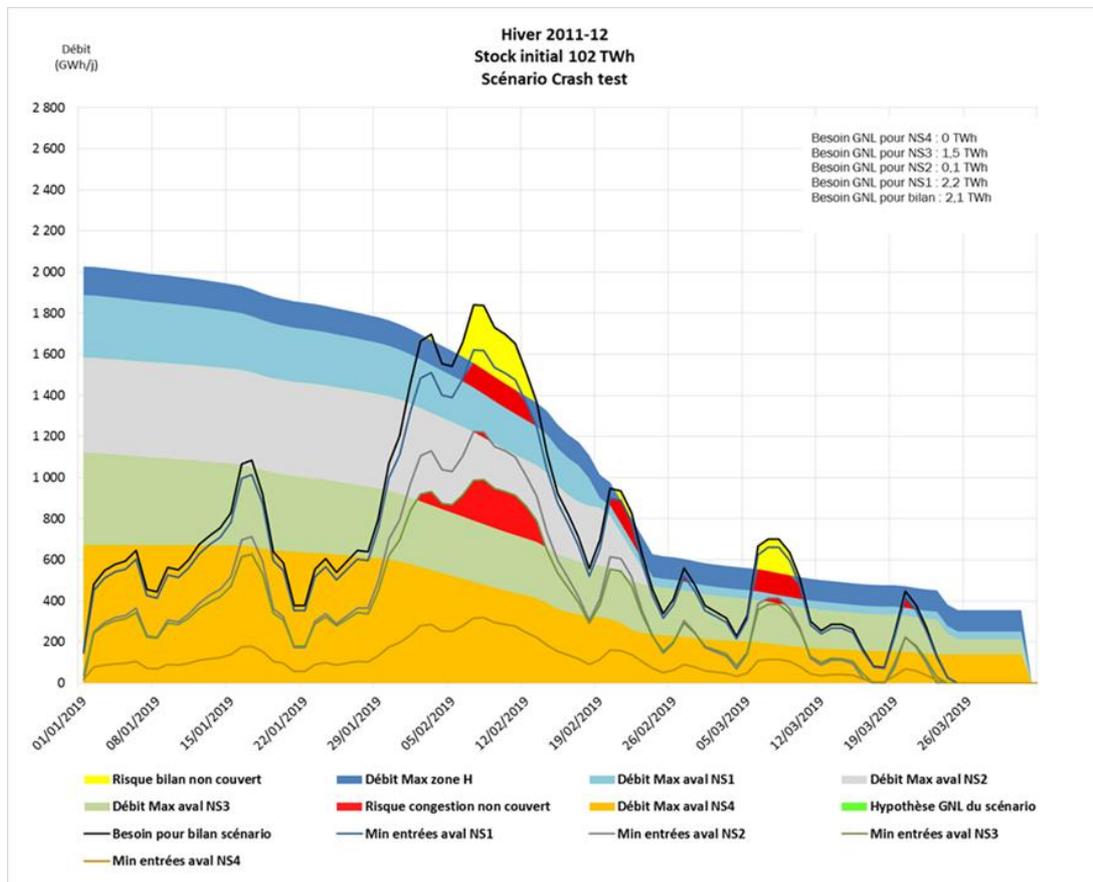
L'outil proposé par les GRT permet de tester différentes combinaisons de scénarios climatiques (hivers historiques, hiver au risque 2 %) et d'approvisionnements (peu d'arrivées GNL) correspondant à des situations tendues pour le réseau.

Pour chaque journée gazière de l'hiver, l'outil estime le niveau de soutirage des stockages nécessaire au fonctionnement du réseau. Les quantités estimées soutirées des stockages sont ainsi limitées au strict besoin pour équilibrer le réseau. Par ailleurs, plusieurs stockages peuvent être sollicités indifféremment pour répondre à une même contrainte. Dans ce cas, l'outil propose une répartition qui correspond à une sollicitation relativement homogène des stockages sur tout l'hiver, en cherchant notamment à préserver si possible les capacités de pointe à 45% de volume utile (VU) au 1<sup>er</sup> février.

Enfin, les capacités maximales de soutirage des stockages sont calculées en fonction du volume restant en stock et des facteurs d'évolution publiés par les opérateurs de stockages. Le volume soutiré un jour donné est soustrait du stock restant pour donner la nouvelle capacité maximale de soutirage des stockages du lendemain, et ainsi de suite pour chaque journée du scénario testé. De cette manière, l'outil prend en compte la dynamique des stockages tout au long de l'hiver et permet de détecter la période à partir de laquelle le volume restant en stock ne sera plus suffisant pour répondre aux besoins de flexibilité du réseau à l'aval des fronts de congestion (également nommés « limites »).

Les résultats du suivi sont visualisés sous forme de courbes de besoin de sollicitation des stocks à l'aval de chaque limite, comparées au débit maximal disponible dans les stockages à l'aval de chaque limite. Les périodes où les débits disponibles dans les stockages, compte tenu de la consommation des stocks, sont insuffisants pour répondre au besoin de flexibilité du réseau apparaissent sur le graphique de suivi, présenté ci-dessous, en rouge (atteinte d'une limite: il manque du gaz pour approvisionner l'aval d'un front de congestion) ou en jaune (problème de bilan : il manque du gaz pour l'ensemble du réseau). Dans ce dernier cas, il ne s'agit pas d'une congestion mais d'un déséquilibre global que les expéditeurs restent responsables de résorber conformément aux règles d'équilibrage.

Sur la base des hypothèses retenues, l'outil permet ainsi de détecter à l'avance les périodes qui présentent un risque d'approvisionnement aval insuffisant. Si le scénario redouté se confirme à un horizon prédéfini, il est alors possible de déclencher un mécanisme préventif afin de couvrir ce risque.



L'exemple proposé ci-dessus présente une combinaison de scénarios extrêmes, afin de générer des périodes de risque :

- un niveau de remplissage initial des stockages le plus faible jamais constaté (celui du 1<sup>er</sup> novembre 2017) ;
- un scénario climatique historique d'un hiver froid avec une pointe importante début février (hiver 2011-12) ;
- une absence totale de GNL dans les terminaux durant tout l'hiver, flux vers l'Espagne au maximum des capacités fermes techniques tout l'hiver, consommation des CCCG avec taux d'utilisation de 71 % en hiver.

Dans la réalité, de telles combinaisons de scénarios, extrêmes dans tous les domaines (niveau de stock, conditions climatiques et approvisionnement) sont très peu probables, notamment à la suite de la mise en œuvre de la réforme du stockage en France qui a permis la souscription de la quasi-totalité des capacités de stockage 2018-2019.

#### **4.1.1.2 Paramètres du modèle, publications et critère de déclenchement d'un mécanisme préventif**

Les GRT proposent de paramétrer le suivi en prenant en compte les meilleures informations dont ils disposent, soit :

- le niveau de stock réel ;
- les prévisions de consommation sur les 15 prochains jours ;
- au-delà des 15 prochains jours, plusieurs scénarios climatiques contraignants fondés sur les hivers récents et sur un hiver type au risque R2 % et pointe P2 sur 3 et 10 jours seront testés ;
- un scénario d'approvisionnement tendu mais tenant compte des événements connus (programmations des émissions des terminaux de Fos et Montoir du mois en cours).

Entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 1<sup>er</sup> avril, les GRT proposent de publier un état du suivi des stockages tous les 15 jours. En cas de risque détecté, ils indiqueront les différentes hypothèses qui aboutissent à l'émergence de ce risque (scénario de consommation et scénario d'approvisionnement principalement).

A l'horizon de déclenchement d'un mécanisme préventif (engagement de flux, voir paragraphe 4.2) :

- si le risque détecté concerne uniquement un problème de bilan et pas d'atteinte de limite, seule une information sera faite au marché, sans déclenchement de mécanisme de la part des GRT ;
- si le risque détecté concerne l'atteinte d'une limite (c'est-à-dire que les expéditeurs ont les ressources en portefeuille pour équilibrer leur bilan, mais le réseau ne saurait pas fournir les capacités nécessaires), les GRT informeront le marché du déclenchement du mécanisme préventif.

#### **4.1.2 Synthèse des réponses à la consultation publique**

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable à la proposition des opérateurs concernant la méthode de suivi du niveau de remplissage des stockages à l'aval des fronts de congestion au cours de l'hiver ainsi qu'aux paramètres retenus pour ce suivi. Ils considèrent que cette méthode est robuste et pertinente. Un acteur considère qu'un suivi du remplissage des stockages en été pourrait également être utile.

Plusieurs expéditeurs considèrent que les GRT doivent privilégier des scénarios réalistes et qu'il est nécessaire d'éviter de perturber le marché et distordre les prix en affichant des prévisions alarmistes. Ces scénarios devraient être présentés en Concertation gaz.

Un expéditeur estime que les stocks de GNL en cuve devraient également être pris en compte dans les scénarios des GRT au même titre que les niveaux de stocks dans les stockages souterrains. Un autre expéditeur souhaite que l'hypothèse de sortie vers l'Espagne soit fixée à un niveau moyen historique et non au maximum.

Un opérateur de stockage rappelle que, contrairement à l'hypothèse retenue par les GRT, les expéditeurs pourraient soutirer des stockages davantage que ce qui est strictement nécessaire aux GRT pour maintenir le réseau en état normal de fonctionnement.

Deux expéditeurs indiquent que le niveau de risque couvert est trop important, et qu'il conviendrait de prendre un risque plus important mais ne conduisant pas à couvrir toutes les situations de rupture d'approvisionnement.

Un expéditeur indique que des congestions différentes de celles identifiées jusqu'à présent peuvent apparaître. Dès lors, il serait utile de permettre aux GRT de suivre des fronts de congestion additionnels lorsqu'un nouveau risque apparaît.

S'agissant de la fréquence de publication du suivi des stockages aval tous les 15 jours au cours de l'hiver, la majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique considère qu'un suivi hebdomadaire serait plus adapté.

La périodicité retenue devrait, selon certains d'entre eux, être modulable pour éviter de retarder la communication au marché d'éventuelles situations de tension.

#### 4.1.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable aux propositions des GRT concernant l'outil de suivi qui vise à prévenir les situations critiques à moyen terme mettant en risque la continuité de l'acheminement.

L'outil présenté par les GRT permet bien de détecter un éventuel déficit de gaz dans les stockages à l'aval des différents fronts de congestion nord-sud pendant l'hiver qui, s'il se matérialisait, aurait pour conséquence une rupture d'approvisionnement.

La CRE considère que les paramètres pris en compte pour le suivi doivent être définis par les GRT. Les scénarios retenus, prenant en compte les évolutions récentes, notamment la réforme de l'accès aux stockages, doivent être présentés aux acteurs de marché en Concertation.

La CRE rappelle que l'objectif du suivi des stockages à l'aval des potentiels front de congestion est de s'assurer qu'il y ait suffisamment de gaz pour répondre à ces congestions en cas de situation tendue, notamment en cas de pointe au risque 2%.

Par ailleurs, la CRE considère importante la publication régulière du suivi pour maintenir les acteurs de marché informés au cours de l'hiver. Une fréquence de publication hebdomadaire apparaît plus adaptée. Cette fréquence doit être augmentée en cas de situations de tension sur le réseau : les GRT doivent publier le suivi dès lors qu'une alerte apparaît. Si le suivi révèle un déficit de gaz dans les stockages à l'aval des fronts de congestion qui conduirait à déclencher un mécanisme préventif dans les deux semaines, les GRT devront accroître la fréquence de publication du suivi.

## 4.2 Mécanismes préventifs en cas de déficit de gaz dans les stockages à l'aval des fronts de congestion

### 4.2.1 Non commercialisation de l'interruptible

Dans la délibération du 26 octobre 2017, la CRE a considéré que le suivi du remplissage des stockages à l'aval des fronts de congestion (ou « limites ») vise à assurer exclusivement la continuité de l'offre d'acheminement ferme, et que de ce fait il n'est pas envisageable de recourir à des mécanismes de marché pour assurer l'offre interruptible.

En conséquence, en cas de risque sur la continuité d'acheminement à moyen terme, la commercialisation des capacités interruptibles en aval des congestions sera interrompue, de manière temporaire. En pratique, lorsqu'un risque de déficit de gaz dans les stockages à l'aval des fronts de congestion sera détecté via l'outil de suivi (décrit dans la partie 4.1), les GRT pourront recourir à un engagement de flux (*flow commitment*) avec 4 semaines d'anticipation au maximum (voir partie 4.2.2.2). Les capacités interruptibles en aval des fronts de congestions ne seront donc pas commercialisées 4 semaines avant le risque de déficit détecté.

En effet, la CRE considère que la suspension des ventes de capacités interruptibles doit précéder tout mécanisme de marché. Néanmoins, compte tenu du faible risque de voir la situation se présenter et consciente de l'importance de ne pas restreindre inutilement la vente de la capacité interruptible, la CRE est favorable à retenir un horizon identique entre le délai maximum de lancement d'un *flow commitment* et la suspension de la vente des capacités interruptibles.

Dans le cas où le risque de déficit détecté viendrait à disparaître, la commercialisation des capacités interruptibles pourra reprendre.

### 4.2.2 Engagement de flux (*Flow commitment*)

Le *flow commitment* est un mécanisme de marché permettant la contractualisation par les GRT d'un flux de gaz à l'aval des limites, sur les points autres que les stockages.

#### 4.2.2.1 Prise en compte des réductions de flux à Pirineos en sortie

- Proposition de la consultation publique

Etant donné que les hypothèses considérées pour le dimensionnement du *flow commitment* prennent en compte un flux de 165 GWh/j au PIR Pirineos, une moindre utilisation de Pirineos serait tout aussi efficace pour résoudre le problème de déficit de gaz dans les stockages à l'aval des fronts de congestion que l'acheminement d'une cargaison de GNL.

La CRE a ainsi proposé dans la consultation publique qu'un expéditeur détenant de la capacité à Pirineos en sortie et s'engageant à ne pas l'utiliser soit éligible au *flow commitment*. En contrepartie, cette capacité non utilisée ne devra pas pouvoir être reproposée sur le marché.

- **Synthèse des réponses à la consultation publique**

Plusieurs expéditeurs ayant répondu à la consultation publique sont favorables à l'inclusion des réductions de flux à Pirineos en sortie dans les possibilités de réponse au *flow commitment*. A l'inverse, un expéditeur s'y oppose, considérant que l'objet du mécanisme de *flow commitment* est de garantir la présence de gaz nécessaire au maintien des capacités fermes de sortie, et qu'il serait curieux de répondre au *flow commitment* en réduisant ces capacités.

- **Analyse de la CRE**

La CRE considère que l'inclusion des réductions de flux à Pirineos en sortie est compatible avec l'objet du *flow commitment*. En effet, les expéditeurs auraient le choix de répondre à l'appel d'offre au *flow commitment* via ce moyen, mais n'y seraient pas contraints. Par ailleurs, cette réduction de la sortie à Pirineos est équivalente à une entrée supplémentaire depuis Pirineos, qui est une autre possibilité pour un répondant à l'appel d'offre de *flow commitment*. En effet, si des capacités supplémentaires sont disponibles en Espagne, il apparaît logique qu'un expéditeur qui achemine du gaz en Espagne via Pirineos puisse réduire ce flux depuis la France et acheter les capacités directement disponibles en Espagne pour les livrer sur place.

#### 4.2.2.2 Horizon de déclenchement

- **Proposition des opérateurs**

L'horizon de déclenchement est déterminé par rapport à la date à laquelle est identifié un risque de déficit de gaz dans les stockages aval par l'outil de suivi décrit dans la partie 4.1.

GRTgaz et Teréga proposent une durée initiale de 7 jours pour permettre aux expéditeurs de répondre à l'appel d'offres.

A la suite des études réalisées par les deux GRT, ceux-ci proposent des délais de livraison, et donc des horizons de déclenchement du *flow commitment*, différents en fonction du volume manquant détecté par l'outil de suivi des stockages à l'aval des fronts de congestion présenté au 4.1. de la présente délibération. Le délai qui viendrait s'ajouter à la semaine incompressible pour l'appel d'offres, serait ainsi le suivant selon le volume manquant :

- 3 semaines pour un besoin identifié supérieur ou égal à 900 GWh ;
- 2 semaines pour un besoin identifié entre 450 et 900 GWh ;
- 1 semaine pour un besoin identifié inférieur à 450 GWh.

- **Synthèse des réponses à la consultation publique**

La plupart des acteurs ayant répondu à la consultation publique sont favorables aux modalités proposées par les GRT. Un expéditeur souligne que le délai de réponse de 7 jours semble être un minimum nécessaire pour ce type d'appel d'offres. Il souhaite également le lissage des seuils pour les délais de livraison proposés par les GRT selon le besoin identifié.

Les acteurs sont partagés sur ces délais de livraison : si la moitié sont favorables à la proposition des GRT, certains souhaitent les délais les plus courts possibles, pour éviter d'avoir recours inutilement à un *flow commitment* et s'assurer des volumes nécessaires, en évitant par ailleurs les effets d'aubaine. D'autres souhaitent au contraire des délais plus longs, soulignant qu'un *flow commitment* ne serait déclenché que dans une situation extrême, avec une absence durable de GNL en France, ce qui suppose un marché mondial du GNL tendu.

Deux expéditeurs considèrent que la fixation du délai de livraison en fonction du besoin est discutable. Ils soulignent que le marché du GNL n'offre aucune garantie qu'une plus petite quantité (450 GWh) puisse être livrée dans un délai plus court qu'une quantité plus importante (900 GWh). Un autre souligne au contraire la pertinence du dimensionnement des délais de livraison en fonction de la taille du besoin. La probabilité de couvrir un besoin modéré par du GNL disponible en cuve dans les terminaux européens est plus forte, avec un délai de livraison moindre, alors que l'acheminement d'une cargaison de GNL sera nécessaire pour un besoin plus important, avec un délai de livraison augmenté en conséquence.

- **Analyse de la CRE**

La CRE rappelle que les études réalisées par les GRT montrent que le marché du GNL pourrait offrir une souplesse suffisante pour des plus petites quantités : si un délai de 20 jours est nécessaire pour un achat *spot* de cargaison GNL, les expéditeurs pourraient avoir recours à des moyens plus rapides pour assurer un engagement de flux, comme des déviations de cargaison ou des rechargements dans des terminaux à proximité des terminaux français, ou encore la mobilisation de GNL déjà présent en cuve dans les terminaux de la péninsule ibérique. De plus, la réduction du délai de livraison permet d'affiner le besoin identifié. Si les délais de livraison et les seuils proposés restent discutables, la CRE considère que la proposition des GRT représente un bon compromis entre le besoin de

temps nécessaire pour couvrir les risques de déficit, et la souplesse pour éviter un surdimensionnement du *flow commitment*, dont les coûts seraient supportés par la collectivité. La CRE y est donc favorable.

#### 4.2.2.3 Caractéristiques de l'appel d'offres

- **Proposition des opérateurs**

Les GRT proposent que l'appel d'offres soit dimensionné en fonction des volumes et débit manquants qui seront mis en évidence par les résultats du suivi du stockage à l'aval des fronts de congestion.

Il précisera :

- une date de début de livraison ;
- un volume total à livrer sur une période déterminée. GRTgaz propose une période allant jusqu'à 15 jours, Teréga propose une période jusqu'à 7 jours. Au-delà, si un besoin est détecté, un autre appel d'offre au *flow commitment* serait déclenché ;
- un débit journalier maximal possible pouvant être exigé par les GRT chaque jour de livraison la veille pour le lendemain ;
- les points d'entrée éligibles au *flow commitment*.

La contractualisation avec le prestataire du *flow commitment* sera réalisée par le GRT ayant la gestion du ou des points retenus pour l'engagement de flux. Le GRT ne devient pas propriétaire du gaz : le prestataire de *flow commitment* reste propriétaire du gaz qu'il émet sur le réseau.

Les GRT pourront demander au prestataire d'ajuster son flux journalier en J-1 dans la limite du débit journalier maximal précisé dans l'appel d'offres et à volume constant sur la période.

Afin que le risque lié à cet ajustement soit porté par les GRT et non par le prestataire, Teréga et GRTgaz proposent de compenser financièrement, *a posteriori*, le prestataire de la différence entre le prix de marché du jour et du prix moyen de la période sur le volume modulé par rapport à une émission en bandeau.

- **Synthèse des réponses à la consultation publique**

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont partagés sur la période à couvrir par le *flow commitment*. Une partie d'entre eux est favorable à la proposition de Teréga de limiter la livraison à une période de 7 jours. D'autres sont favorables à la période de 15 jours proposée par GRTgaz. Une troisième catégorie souhaite pouvoir aller au-delà des 15 jours, jusqu'à un mois, période correspondant à l'émission en bandeau d'une cargaison de GNL. Enfin, d'autres expéditeurs souhaitent que les périodes de livraison puissent être déterminées au cas par cas par les GRT.

La plupart des acteurs sont favorables à la couverture par les GRT de la différence de coût entre le débit journalier contractualisé dans l'appel d'offre de *flow commitment* et les flux journaliers ajustés selon les demandes des GRT en J-1. Un expéditeur s'y oppose et estime que le prestataire du *flow commitment* devrait porter le risque. Un autre expéditeur souhaite une flexibilité sur la détermination du prix.

- **Analyse de la CRE**

La CRE est favorable aux modalités d'appel d'offre proposées par les GRT. A la suite des réponses à la consultation publique, elle considère cependant plus pertinent de laisser aux GRT la liberté de définir la durée de la période de livraison couverte par un *flow commitment*. Ils pourraient ainsi l'ajuster au mieux, au cas par cas.

## 5. REPARTITION DES COÛTS ENTRE GRT

- **Proposition des opérateurs**

La délibération de la CRE du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga précise que « dans le cas où, sur la base du (des) mécanisme(s) ayant fait l'objet d'une consultation du marché et approuvé(s) par la CRE, les GRT devraient conclure des contrats avec des contreparties pour assurer la résorption de congestions résiduelles consécutives à la création de la place de marché unique, les charges et recettes additionnelles correspondantes seront prises en compte lors de l'évolution annuelle du tarif. »

Comme décidé dans la délibération de la CRE du 26 octobre 2017 relative à la création d'une zone de marché unique du gaz en France au 1<sup>er</sup> novembre 2018, la délibération de mise à jour du tarif ATRT6 au 1<sup>er</sup> avril 2018<sup>4</sup> prévoit que « les coûts induits par la gestion des congestions seront intégrés au tarif de transport, sous la forme

<sup>4</sup> Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie n° 2018-022 du 7 février 2018 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF au 1<sup>er</sup> avril 2018

*d'une trajectoire annuelle. Les écarts à la trajectoire seront intégrés au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). Les coûts induits par la gestion des congestions les jours de « petits travaux » seront traités de la même manière ».*

GRTgaz et Teréga proposent que les coûts des mécanismes de gestions des limites ou permettant d'optimiser les restrictions pour maintenances soient répartis au *prorata* de leurs revenus autorisés pour l'année tarifaire en cours.

Par exemple, pour l'année 2018, le revenu autorisé de Teréga étant 246,1 M€, et celui de GRTgaz 1 781,9 M€, GRTgaz supporterait 88 % des coûts et Teréga 12 %.

- **Synthèse des réponses à la consultation publique**

L'ensemble des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable à la proposition des GRT de répartir les coûts des mécanismes de gestion des congestions et de restriction pour maintenances au prorata de leurs revenus autorisés.

Un expéditeur souhaite par ailleurs que les GRT soient incités à réduire les congestions sur les réseaux.

- **Analyse de la CRE**

La CRE considère que cette clé de répartition des coûts entre les GRT permet d'affecter de manière équitable les tarifs de chacun des deux opérateurs, et ainsi de ne pas pénaliser les utilisateurs d'un réseau plutôt que d'un autre. Elle est donc favorable à la proposition des opérateurs.

## **DECISION DE LA CRE**

La CRE précise les modalités de fonctionnement de la zone de marché unique de gaz en France :

### **Date de la mise en place de la place de marché**

La place de marché unique sera opérationnelle à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2018, sauf en cas de retard de mise en service de l'artère Val de Saône.

Les GRT confirmeront au plus tard le 1<sup>er</sup> septembre 2018 la date de mise en place de la place de marché unique, en communiquant au marché *a minima via* leurs sites internet respectifs. Ils pourront annoncer un report de la fusion des zones seulement en cas de retard sur Val de Saône. Le cas échéant, dès que l'artère Val de Saône sera mise en service, les GRT devront annoncer la nouvelle date de fusion des zones, correspondant au 1<sup>er</sup> jour du mois M+2 suivant l'annonce au cours du mois M.

### **Précision sur le traitement des restrictions de capacités**

#### **Utilisation du *spread* localisé pour optimiser les restrictions de capacités pour maintenance**

Les GRT ne tiendront pas compte des 10 % des cas les plus extrêmes sur les hypothèses de niveaux de consommations lorsqu'ils établiront les restrictions de capacités liées au programme de travaux pour 2019. Le *spread* localisé permettra de couvrir les cas de congestion dus à matérialisation d'un risque climatique non couvert par les restrictions. Ce niveau pourra être réévalué à l'issue d'un retour d'expérience en Concertation gaz.

#### **Fonctionnement des superpoints pour gérer les restrictions de capacités**

Dans le cas d'un superpoint commun à GRTgaz et Teréga, c'est-à-dire regroupant des points qui appartiennent aux réseaux des deux GRT, une cogestion est nécessaire. Ce superpoint sera séparé en deux sous-superpoints, soit un sous-superpoint par GRT, fonctionnant selon le mode actuel de chacun des deux GRT. Les expéditeurs devront transférer manuellement de la capacité opérationnelle entre les sous-superpoints.

Par ailleurs, les capacités mises à disposition via le mécanisme UIOLI (*use-it-or-lose-it*, correspondant aux capacités souscrites et non utilisées) sont mutualisées entre les deux GRT au niveau du superpoint commun.

Enfin, dans le cas de la limite NS4 restreinte à l'aval, les entrées au PITTM (Point d'interface transport-terminaux méthaniers) de Fos sont automatiquement transférées par GRTgaz à Teréga, qui gère dans ce cas la totalité du superpoint.

Les GRT devront travailler en 2019 à une solution alternative au transfert manuel de capacité opérationnelle entre les sous-superpoints par les expéditeurs. En particulier, les GRT devront explorer la possibilité d'échanger des données sur les capacités détenues par les expéditeurs sur leurs différents points.

### **Précision sur les mécanismes de levée des congestions journalières**

#### **Interruption des capacités interruptibles en J-1**

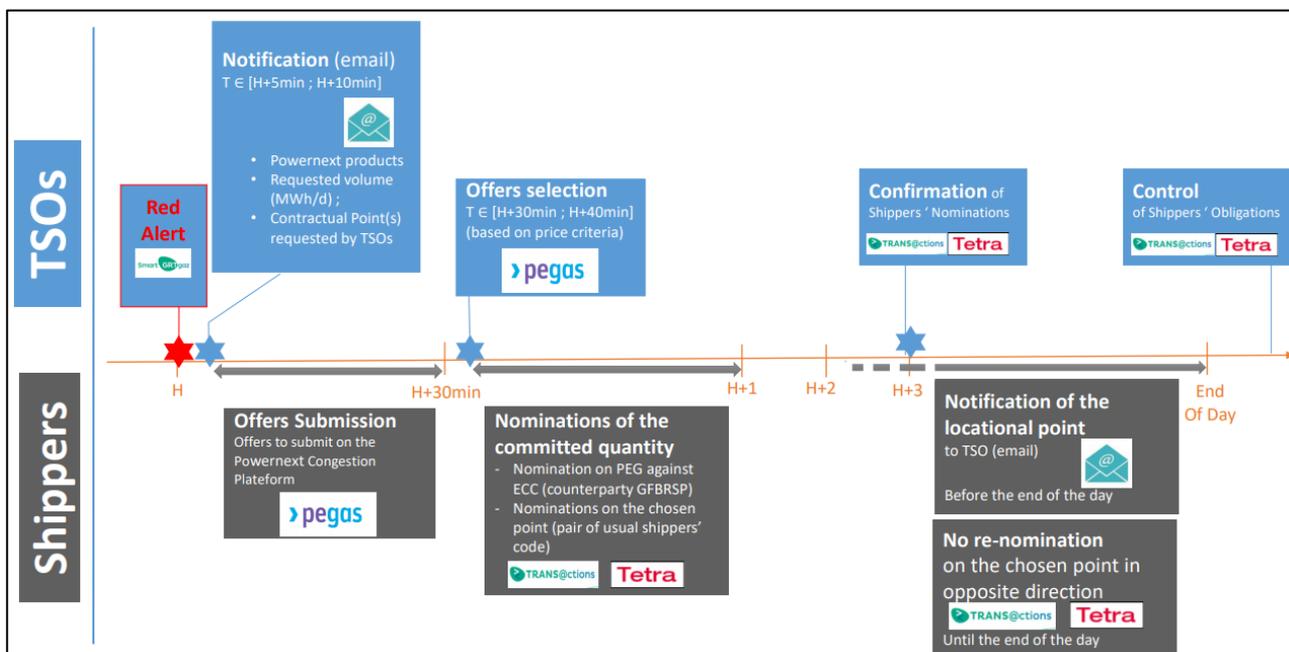
En cas d'alerte orange ou rouge, les capacités interruptibles « long-terme », qui concernent les points Nord du réseau de GRTgaz (Dunkerque, Oltingue, Virtualys, Obergailbach entrée), et qui sont normalement affermies avant 15h en J-1 pour J, seront interrompues en J-1 à 14h.

#### **Modalités des appels d'offres de *spread* localisé**

Les modalités des appels d'offres de *spread* localisé seront les suivantes :

- les appels d'offres seront réalisables sur tous les cycles de la journée gazière en cours. Toutefois, dans la mesure du possible, des appels en horaires ouvrables seront privilégiés ;
- les appels d'offres seront envoyés par les GRT sous la forme de courrier électronique. Ces courriers électroniques préciseront :
  - la limite concernée ;
  - le volume de gaz appelé, exprimé en MWh/j ;
  - les points amont et aval de la limite concernée ;
- les produits concernés seront des produits infra-journaliers « *Within-Day* » ;
- les expéditeurs remettront leurs offres sur la plateforme développée à cet effet ;
- les GRT sélectionneront les offres les plus intéressantes, c'est-à-dire les mieux-disantes en termes de prix ;

- les expéditeurs sélectionnés devront effectuer le mouvement pour lequel ils ont été sélectionnés à la maille du ou des points appelés. Le changement de nomination attendu sera effectué avant la fin de l'heure qui suit la sélection de l'appel d'offres ;
- les expéditeurs seront tenus de notifier aux GRT le ou les points choisis ainsi que les quantités associées, avant la fin de la journée gazière ;
- les GRT contrôleront les programmations à la maille du ou des points choisis par les expéditeurs dont les offres auront été sélectionnées. Des pénalités pourront être appliquées en cas d'inexécution du service et/ou de reprogrammation ultérieure dans le sens inverse.



La CRE demande aux GRT de travailler pour pouvoir mettre en œuvre au 1<sup>er</sup> novembre 2019 les modalités cibles suivantes :

- la possibilité pour les expéditeurs qui le souhaitent de remettre une offre la veille (*day-ahead*) qui serait automatiquement convertie en offre « *Within-Day* » en début de journée gazière ;
- la possibilité de lancer des appels d'offre en MWh/h et non en MWh/j, dans le but que les offres remises puissent perdurer tout au long de la journée gazière. Ainsi, le volume s'appliquerait sur chaque heure restante de la journée gazière.

La CRE demande également aux GRT de travailler à une solution alternative à la notification par retour de mail des points choisis par les expéditeurs dont les offres ont été sélectionnées.

Les GRT se répartiront la gestion du *spread* localisé sur la base d'une répartition temporelle de 50% : chaque GRT sera responsable des interventions une semaine sur deux. Cette répartition ne devra pas avoir d'impact sur la gestion du mécanisme et les expéditeurs.

### Pénalités en cas de non-respect des modalités du *spread* localisé

La pénalité sera calculée selon la formule suivante :

$$P = Q_d \times 25 \% \times \frac{D_r}{D_j} \times P_{moy} + Q_d \times (|P_{tr} - P_{moy}|)$$

Avec :

- $Q_d$  : Quantité en défaut de nomination sur le point du réseau
- $D_r$  : durée du retard, en heures
- $D_j$  : durée de la journée gazière couverte par le *spread* localisé, en heures
- $P_{moy}$  : prix moyen du jour au PEG France
- $P_{tr}$  : prix de l'offre sélectionnée

## **Suivi du niveau de remplissage à l'aval des fronts de congestion et mécanismes préventifs en cas de déficit de gaz**

### **Suivi du niveau de remplissage des stockages à l'aval des fronts de congestion**

Les GRT suivront le niveau de remplissage des stockages à l'aval des fronts de congestion au cours de l'hiver, selon le mécanisme proposé. Ils définiront les paramètres pris en compte pour ce suivi, qu'ils devront présenter aux acteurs de marché en Concertation.

Au cours de l'hiver, les GRT publieront le résultat du suivi une fois par semaine. En cas de situation de tension sur le réseau, c'est-à-dire si le suivi révèle un déficit de gaz dans les stockages à l'aval des fronts de congestion qui conduirait à déclencher un mécanisme préventif dans les deux semaines, les GRT devront accroître la fréquence de publication du suivi pour tenir informé le marché.

### **Mécanismes préventifs en cas de déficit de gaz dans les stockages à l'aval des fronts de congestion**

En cas de risque sur la continuité d'acheminement à moyen terme, la commercialisation des capacités interruptibles en aval des congestions sera interrompue, de manière temporaire. En pratique, lorsqu'un risque de déficit de gaz dans les stockages à l'aval des fronts de congestion sera détecté via l'outil de suivi, les capacités interruptibles en aval des fronts de congestions ne seront pas commercialisées 4 semaines avant le risque de déficit détecté.

Dans le cas où le risque de déficit détecté viendrait à disparaître, la commercialisation des capacités interruptibles pourra reprendre.

Si la non commercialisation des capacités interruptibles ne suffit pas, les GRT auront recours à un engagement de flux (*Flow commitment*) à l'aval des limites. Les expéditeurs pourront répondre à l'appel d'offres des GRT pour acheminer du gaz depuis n'importe quel point à l'aval de la limite identifiée, à l'exception des stockages. Ils pourront également répondre en s'engageant à réduire les sorties aux points d'interconnexion à l'aval des limites.

Le *flow commitment* pourra être proposé, par rapport à la date à laquelle est identifié un risque de déficit de gaz dans les stockages aval par l'outil de suivi, pour une durée initiale de 7 jours afin de permettre aux expéditeurs de répondre à l'appel d'offres, à laquelle s'ajoutera le délai de livraison suivant selon le volume manquant :

- 3 semaines pour un besoin identifié supérieur ou égal à 900 GWh ;
- 2 semaines pour un besoin identifié entre 450 et 900 GWh ;
- 1 semaine pour un besoin identifié inférieur à 450 GWh.

L'appel d'offres de *flow commitment* précisera :

- une date de début de livraison ;
- un volume total à livrer sur une période déterminée ;
- un débit journalier maximal possible pouvant être exigé par les GRT chaque jour de livraison la veille pour le lendemain ;
- les points d'entrée éligibles au *flow commitment*.

La contractualisation avec le prestataire du *flow commitment* sera réalisée par le GRT en charge de la gestion du ou des points retenus pour l'engagement de flux.

Les GRT pourront demander au prestataire d'ajuster son flux journalier en J-1 dans la limite du débit journalier maximal précisé dans l'appel d'offres et à volume constant sur la période. Teréga et GRTgaz compenseront financièrement, *a posteriori*, le prestataire de la différence entre le prix de marché du jour et le prix moyen de la période.

### **Répartition des coûts entre GRT**

Les coûts des mécanismes de gestions des limites (spread localisé, flow commitment) seront répartis au *pro rata* des revenus autorisés de GRTgaz et Teréga.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et sur le site internet de la CRE, et notifiée à GRTgaz et Teréga.

Délibéré à Paris, le 24 juillet 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

## 6. ANNEXES

### Carte exhaustive de l'ensemble des fronts de congestion possibles

