



La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

## **CONSULTATION PUBLIQUE DU 27 JUILLET 2017 N° 2017-012 RELATIVE A LA CREATION D'UNE ZONE DE MARCHÉ UNIQUE DU GAZ EN FRANCE AU 1<sup>ER</sup> NOVEMBRE 2018**

La présente consultation publique porte sur les conditions opérationnelles de création d'une zone de marché unique du gaz en France, au 1<sup>er</sup> novembre 2018. Elle s'inscrit dans le cadre de la feuille de route vers une zone de marché unique du gaz en France définie par la CRE en 2012<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 TIGF, 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 TIGF, 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 présente consultation publique propose les mécanismes contractuels envisagés à ce stade pour lever ces congestions afin d'assurer la disponibilité des capacités fermes. Afin de définir les mécanismes les plus pertinents, les GRT ont étudié, au sein de la Concertation gaz, depuis le mois de septembre 2016, les occurrences des congestions résiduelles et les solutions qui pourraient être mises en œuvre pour y remédier. A l'issue de ces travaux, les GRT ont soumis à la CRE une proposition conjointe, qui est annexée à la présente consultation publique.

Par ailleurs, dans l'attente de la mise en service des nouveaux ouvrages, et alors que l'hiver 2016-2017 a été marqué par une congestion Sud-Est ayant résulté en des contraintes sur les nominations de certains acteurs, la présente consultation publique porte aussi sur les solutions étudiées par les GRT au cas où cette congestion surviendrait de nouveau à l'hiver 2017-2018, ainsi que sur les évolutions du prix de règlement des déséquilibres.

Paris, le 27 juillet 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
Commissaire présidant la séance en l'absence du Président,

Christine CHAUVET

<sup>1</sup> Délibération de la CRE du 19 juillet 2012 portant orientations sur l'évolution des places de marché de gaz en France

## SOMMAIRE

<b>1.</b>	<b>CONTEXTE : L'OBJECTIF DE CREATION D'UNE PLACE DE MARCHÉ UNIQUE .....</b>	<b>5</b>
1.1	DE SEPT ZONES EN 2003 A UNE ZONE UNIQUE EN 2018.....	5
1.2	LES BENEFICES ATTENDUS DE LA FUSION DES ZONES NORD ET SUD.....	5
1.3	LES ETAPES DU PROJET DE CREATION D'UNE PLACE DE MARCHÉ UNIQUE.....	5
1.3.1	En 2014, la décision d'investissement a porté sur un schéma d'ouvrages optimisé, qui ne supprime pas l'intégralité des congestions dans toutes les configurations .....	5
1.3.2	La TRS, dernière étape avant la création d'une place de marché unique.....	6
1.3.2.1	Depuis le 1 <sup>er</sup> avril 2015, la TRS réunit les anciens PEG Sud et TIGF .....	6
1.3.2.2	Rappel des mécanismes mis en place par TIGF et GRTgaz pour opérer conjointement la TRS .....	6
1.3.2.3	Impact de la fusion des places de marché TIGF et GRTgaz Sud .....	7
1.3.3	2016-2018 : la préparation de la fusion des zones mobilise l'ensemble des acteurs de marché....	7
1.3.3.1	Le cadre tarifaire relatif à la fusion des zones a été précisé dans la délibération du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif ATRT6 .....	7
1.3.3.2	Réalisation des ouvrages permettant la création d'une place de marché unique.....	8
1.3.3.3	Démarche de définition des règles de fonctionnement de la future zone de marché unique .....	8
<b>2.</b>	<b>FONCTIONNEMENT GENERAL DE LA ZONE UNIQUE.....</b>	<b>9</b>
2.1	CONDITIONS D'UTILISATION DES RESEAUX DANS LE CADRE DE LA ZONE UNIQUE.....	9
2.1.1	Un modèle de <i>trading region</i> identique à celui de la TRS.....	9
2.1.2	Disparition du terme à la liaison Nord-Sud .....	9
2.1.3	Evolutions contractuelles.....	9
2.1.4	Modification des PITS.....	9
2.2	ZONES D'EQUILIBRAGE ET REPARTITION DU DESEQUILIBRE .....	9
2.3	TRAITEMENT DES MAINTENANCES DANS LA ZONE DE MARCHÉ UNIQUE .....	10
2.3.1	Amélioration du processus de maintenance .....	10
2.3.2	Programmation des travaux.....	10
2.3.3	Fonctionnement des « superpoints » .....	11
2.3.4	Répercussion des maintenances .....	12
2.3.5	Analyse préliminaire de la CRE .....	13
2.4	TRAITEMENT DES MAINTENANCES DONT L'IMPACT EST INFERIEUR A 30 GWH/J.....	14
2.4.1	Proposition des GRT .....	14
2.4.2	Analyse préliminaire de la CRE .....	14
<b>3.</b>	<b>EVALUATION DES CONGESTIONS RESIDUELLES .....</b>	<b>14</b>
3.1	IDENTIFICATION DES LIMITES DU RESEAU.....	14
3.1.1	Sens actuel des flux et situation la plus probable à l'avenir. ....	15
3.2	ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE .....	15
3.3	QUANTIFICATION DES CONGESTIONS JOURNALIERES RESIDUELLES .....	16
3.3.1	Description de l'étude .....	16
3.3.2	Scénario de référence .....	16
3.3.2.1	Hypothèses et résultats .....	16
3.3.2.2	Analyse préliminaire de la CRE.....	17
3.3.3	Scénario extrême ou « <i>crash test</i> » .....	17
3.4	REPLISSAGE DES STOCKAGES EN AVAL DES CONGESTIONS EN ETE.....	18
3.4.1	Synthèse de l'étude menée par les GRT et présentée en Concertation gaz .....	18
3.4.2	Analyse préliminaire de la CRE.....	18

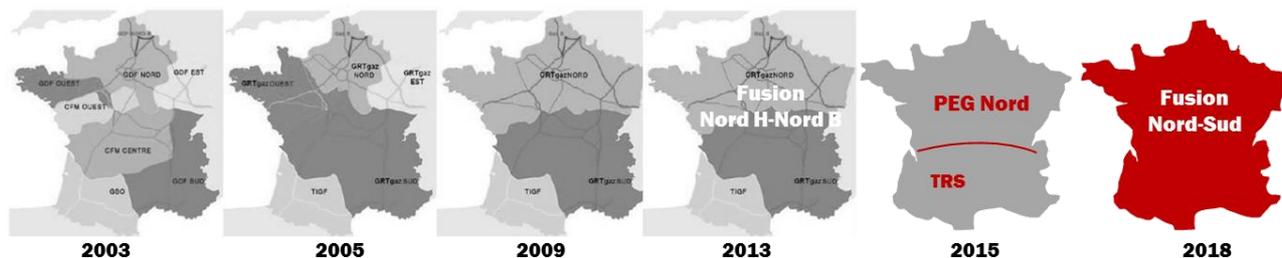
<b>4.</b>	<b>MECANISMES DE LEVEE DES CONGESTIONS.....</b>	<b>18</b>
4.1	PRINCIPES .....	18
4.2	CONGESTIONS JOURNALIERES .....	19
4.2.1	Mécanismes que les GRT proposent de retenir .....	19
4.2.2	Interruption des capacités interruptibles en J-1.....	19
4.2.3	Non-commercialisation des capacités non-souscrites en J-1 et J.....	19
4.2.4	<i>Spread</i> localisé .....	20
4.2.5	Accords avec les opérateurs d'infrastructures adjacents.....	25
4.2.6	Restriction mutualisée des nominations en situation de congestion .....	25
4.2.7	Mécanismes que les GRT proposent d'écarter.....	27
4.2.8	<i>Swap</i> stockage.....	27
4.2.9	Rachat de nomination.....	29
4.2.10	Conversion de capacités fermes en capacités conditionnelles ou en capacités « point à point » ..	29
4.2.11	Synthèse .....	30
4.3	REGLES DE DECLENCHEMENT DES MECANISMES .....	31
4.3.1	Système d'alerte continue .....	31
4.3.2	Actions associées par niveau d'alerte en J-1.....	31
4.3.3	Actions associées par niveau d'alerte en J.....	31
4.4	INFORMATIONS MISES A DISPOSITION DES EXPEDITEURS POUR EVALUER LE RISQUE DE CONGESTION 32	
4.4.1	Un an à l'avance : programmation des maintenances .....	32
4.4.2	En prévision de l'hiver, publication saisonnière du « <i>winter outlook</i> » .....	32
4.5	SUIVI DU NIVEAU DE REMPLISSAGE DES STOCKS A L'AVAL DES CONGESTIONS ET MOYENS D' ACTIONS EVENTUELS .....	33
4.5.1	Proposition des GRT .....	33
4.5.1.1	Objectif d'un suivi du niveau de remplissage des stockages en aval des fronts de congestion.....	33
4.5.1.2	Principes du suivi du remplissage des stocks avals .....	33
4.5.1.3	Actions mises en œuvre pour assurer le niveau de remplissage des stocks aval nécessaire à la levée des congestions .....	34
4.5.2	Analyse préliminaire de la CRE.....	34
4.5.3	Principes de l'engagement de flux ( <i>Flow commitment</i> ).....	35
<b>5.</b>	<b>COUVERTURE FINANCIERE DES MECANISMES DE LEVEE DES CONGESTIONS.....</b>	<b>35</b>
5.1	PROPOSITIONS DES GRT : CREATION D'UN COMPTE DE NEUTRALITE A RECOUVREMENT RAPIDE.....	35
5.1.1	Coûts induits par la gestion des congestions .....	35
5.1.2	Coûts induits par la gestion des congestions les jours de « petits travaux » .....	36
5.1.3	Analyse préliminaire de la CRE.....	36
5.2	ALTERNATIVE : COUVERTURE DES COUTS DANS LE TARIF ATRT6.....	36
5.2.1	Principe de fonctionnement.....	36
5.2.2	Analyse préliminaire de la CRE.....	36
<b>6.</b>	<b>MESURES SPECIFIQUES A L'HIVER 2017-2018.....</b>	<b>37</b>
6.1	UNE CONGESTION SUD-EST S'EST PRODUITE AU COURS DE L'HIVER 2016-2017.....	37
6.2	EVALUATION DU RISQUE DE CONGESTION POUR L'HIVER 2017-2018 .....	37
6.3	SOLUTIONS ENVISAGEES POUR FAIRE FACE AU RISQUE DE CONGESTION .....	38
6.3.1	Une information renforcée des acteurs .....	38
6.3.2	Les GRT disposent de leviers pour éviter une situation de congestion .....	38

6.3.3	Utilisation du <i>spread</i> localisé pour l'hiver 2017-2018 .....	38
6.3.4	Analyse préliminaire de la CRE .....	39
6.4	COUVERTURE DES COUTS .....	40
6.5	AUGMENTATION DU STOCK DE SECURITE DE GRTGAZ .....	40
6.6	RISQUE D'INSUFFISANCE DU BILAN EN VOLUME .....	40
6.7	EVOLUTION DES REGLES D'EQUILIBRAGE EN VUE DE L'HIVER 2017-2018.....	40
6.7.1	Modalités d'intervention des GRT sur les marchés au titre de leur équilibrage .....	40
6.7.2	Prix de règlement des déséquilibres .....	41
6.8	SUPPRESSION DU SERVICE DE GAZ CIRCULANT .....	41
6.8.1	Proposition de GRTgaz .....	41
6.8.2	Analyse préliminaire de la CRE .....	41
<b>7.</b>	<b>SYNTHESE DES QUESTIONS .....</b>	<b>42</b>
<b>8.</b>	<b>MODALITES DE REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE .....</b>	<b>43</b>

## 1. CONTEXTE : L'OBJECTIF DE CREATION D'UNE PLACE DE MARCHÉ UNIQUE

### 1.1 De sept zones en 2003 à une zone unique en 2018

Depuis 2003, cinq étapes de fusion des zones ont permis de simplifier l'architecture contractuelle du réseau, au bénéfice des consommateurs finals. Le réseau de transport français est passé de sept zones de marché en 2003 à trois en 2009 ; le 1<sup>er</sup> avril 2013, la zone approvisionnée en gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B) a été ajoutée au périmètre du point d'échange de gaz PEG Nord. Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2015, le système a été réduit à deux places de marché, dont une, la *Trading Region South* (TRS), partagée par GRTgaz et TIGF. La délibération du 22 mai 2014<sup>2</sup> a précisé le fonctionnement la zone TRS, commune aux zones GRTgaz Sud et TIGF.



Ces reconfigurations simplifient l'équilibrage des expéditeurs et renforcent la liquidité des marchés de gros. Elles se traduisent par une utilisation plus simple du réseau de gaz et une augmentation des possibilités d'arbitrage. Les utilisateurs des réseaux français de gaz naturel ont ainsi pu avoir progressivement accès au meilleur prix du gaz, quelle que soit leur implantation en France.

### 1.2 Les bénéfices attendus de la fusion des zones Nord et Sud

Le marché français du gaz est aujourd'hui divisé en deux zones, le PEG Nord et la *Trading Region South* (TRS). Les capacités des artères de transport reliant ces deux zones sont insuffisantes pour répondre à l'intégralité du besoin de transit d'une zone à l'autre, du Nord vers le Sud. Alors que le Nord bénéficie de capacités d'interconnexions significatives avec les réseaux norvégiens, allemands et belges, la capacité à la liaison Nord-Sud ne permet pas de couvrir l'ensemble de la consommation de la zone Sud. En conséquence, la zone Sud dépend à environ 40 % des terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer pour couvrir son approvisionnement. Or, le prix du gaz naturel liquéfié (GNL), soumis aux aléas de la demande mondiale, a été fréquemment, depuis plusieurs années, plus élevé que celui du gaz gazeux. De ce fait, des écarts de prix entre le PEG Nord et la TRS se creusent, par période, au détriment des consommateurs du Sud de la France.

La création d'une place de marché unique permettra :

- d'instaurer un prix unique sur les marchés de gros français, au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français, notamment ceux du Sud qui sont aujourd'hui pénalisés par les écarts de prix entre Nord et Sud ;
- de faire du marché français un marché plus liquide, moins volatil, plus compétitif et mieux intégré au marché européen ;
- de renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France, avec l'amélioration de l'accès aux différentes sources de gaz.

### 1.3 Les étapes du projet de création d'une place de marché unique

#### 1.3.1 En 2014, la décision d'investissement a porté sur un schéma d'ouvrages optimisé, qui ne supprime pas l'intégralité des congestions dans toutes les configurations

La délibération du 19 juillet 2012<sup>3</sup> a fixé l'objectif de création d'une zone de marché unique en France au plus tard en 2018. Les études et la très large concertation menées en 2012 et 2013 ont conclu que la création d'une place de marché unique en France nécessitait de lever la congestion Nord-Sud via le renforcement du réseau de transport.

En 2013, la CRE avait fait appel au cabinet Pöyry pour étudier les moyens de lever la congestion à la liaison Nord-Sud, et les bénéfices attendus d'une place de marché unique. L'étude Pöyry<sup>4</sup> avait étudié trois scénarios possibles d'évolution du marché du gaz, en fonction du prix du GNL en Europe. La rentabilité économique de 4

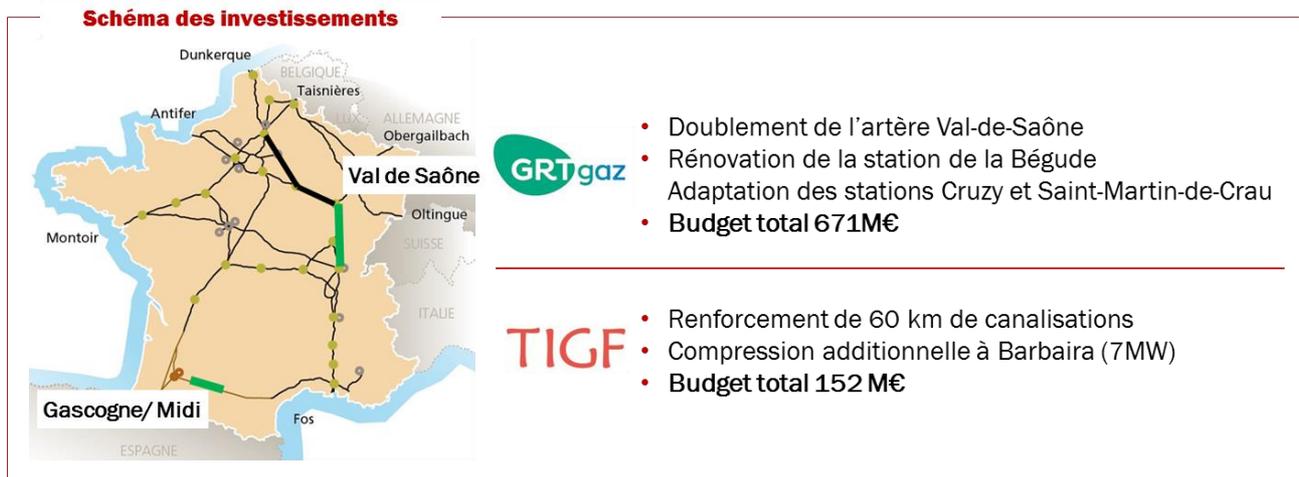
<sup>2</sup> Délibération de la CRE du 22 mai 2014 portant décision sur les règles de fonctionnement de la place de marché commune aux zones GRTgaz Sud et TIGF au 1<sup>er</sup> avril 2015

<sup>3</sup> Délibération de la CRE du 19 juillet 2012 portant orientations sur l'évolution des places de marché de gaz en France

<sup>4</sup> Lien vers l'étude Pöyry

schémas d'investissements avait ensuite été analysée, en fonction des trois scénarios. Pour chaque schéma d'investissement, Pöyry, avec l'aide des GRT, avait modélisé les congestions résiduelles afin de comparer l'apport des nouveaux ouvrages en termes de flux fermes possibles.

A l'issue de cette analyse et de la consultation publique lancée en 2014, les projets Val-de-Saône et Gascogne-Midi, associant GRTgaz et TIGF, ont été retenus par la délibération du 7 mai 2014<sup>5</sup>. Le choix de ce schéma d'investissement, d'un budget cible total de 823 M€, est le résultat d'une comparaison des coûts d'investissement et des bénéfices attendus dans chacun des scénarios. Un schéma d'investissement levant l'ensemble des congestions aurait été trop coûteux. Le schéma retenu, qui traite la quasi-totalité des configurations d'utilisation du réseau pour un coût moindre, nécessite la mise en œuvre, de manière ponctuelle, de mécanismes contractuels de levée des congestions pour garantir la disponibilité des capacités fermes.



En outre, la délibération du 30 octobre 2014<sup>6</sup> a défini le régime de régulation incitative applicable à ces investissements. Elle prévoit notamment que GRTgaz et TIGF pourront recevoir une prime allant jusqu'à 16 M€, respectivement 4 M€ si les ouvrages sont mis en service au 1<sup>er</sup> novembre 2018. Les travaux sur les ouvrages ont été engagés et se déroulent à ce stade selon le calendrier prévu.

### 1.3.2 La TRS, dernière étape avant la création d'une place de marché unique

#### 1.3.2.1 Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2015, la TRS réunit les anciens PEG Sud et TIGF

La délibération du 22 mai 2014 a créé un système de type « *trading region* ». Ce système, défini par l'ACER dans son modèle cible européen dès 2011<sup>7</sup>, permet de créer une place de marché commune à plusieurs zones d'équilibrage. Ainsi, depuis le 1<sup>er</sup> avril 2015, la TRS est composée, d'une part, d'une « *trading region* » comprenant le point d'échange TRS et l'ensemble des points d'interconnexion (PIR, PITS, PITM) existants pour chaque zone d'équilibrage TIGF et GRTgaz Sud, et de l'autre, de deux zones de consommation, TIGF et GRTgaz Sud. Ces zones de consommation regroupent l'ensemble des points de livraison vers les consommateurs finals dans les zones d'équilibrage TIGF et GRTgaz Sud.

#### 1.3.2.2 Rappel des mécanismes mis en place par TIGF et GRTgaz pour opérer conjointement la TRS

- Règles de fonctionnement de la TRS

Les transactions sur le PEG commun sont fermes et le gaz échangé est livré au niveau de l'ensemble des points rattachés à la « *trading region* ».

Ces transactions sont nominées auprès de GRTgaz, qui est en charge de la gestion du PEG.

- Gestion de l'équilibrage contractuel et physique

Le déséquilibre contractuel de chaque expéditeur est calculé de manière globale à l'échelle de l'ensemble de la « *trading region* ». Pour chaque expéditeur, les GRT répartissent ce déséquilibre global entre les deux zones d'équilibrage en utilisant une clé spécifique à chaque catégorie d'expéditeur.

<sup>5</sup> Délibération de la CRE du 7 mai 2014 portant orientations relatives à la création d'une place de marché unique en France en 2018

<sup>6</sup> Délibération de la CRE du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne/Midi

<sup>7</sup> Modèle cible pour le marché du gaz en Europe mis à jour en 2015

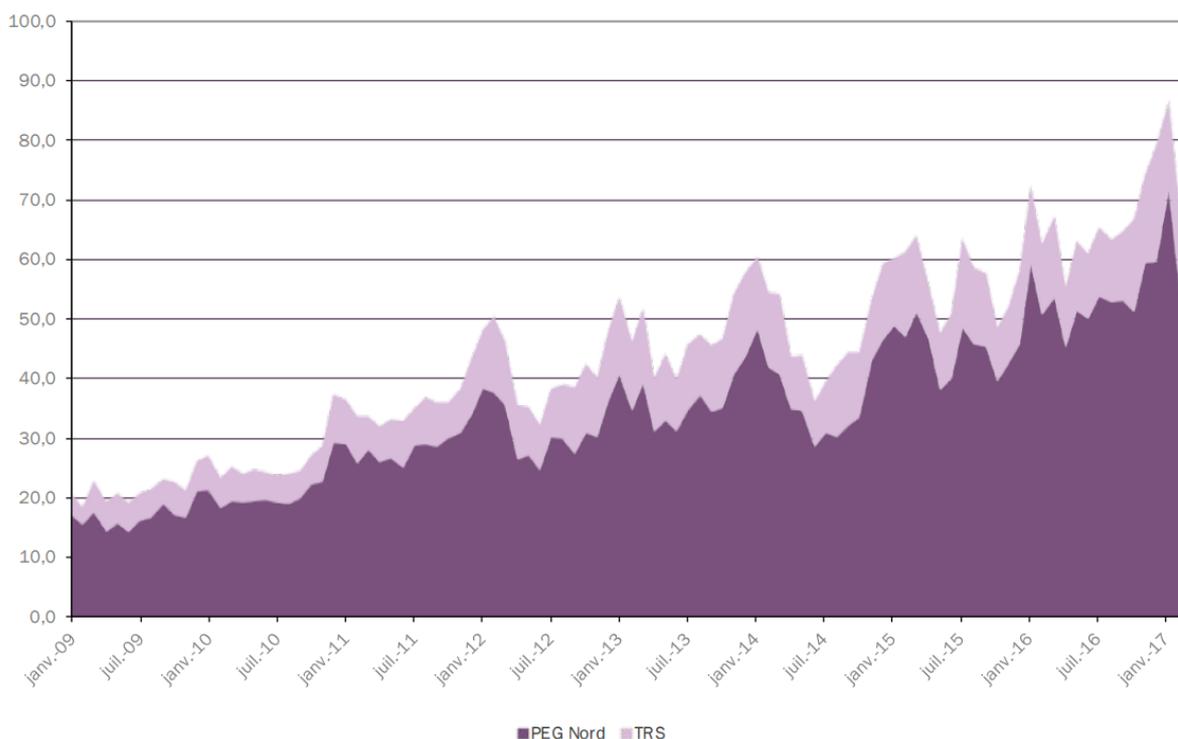
- Gestion des maintenances entre les réseaux de GRTgaz et de TIGF

La répartition des limitations dues aux maintenances prend en compte le sens du flux de gaz à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF. Si le flux est dans le sens GRTgaz Sud vers TIGF, les limitations de capacités sont reportées sur la zone TIGF (interconnexions Espagne, injections au PITS Sud-ouest). Si le flux est dans le sens TIGF vers GRTgaz Sud, les limitations de capacité sont reportées sur la zone GRTgaz Sud (liaison Sud vers Nord, injections aux PITS Sud Atlantique et Sud Est).

### 1.3.2.3 Impact de la fusion des places de marché TIGF et GRTgaz Sud

La fusion des places de marché TIGF et GRTgaz Sud a permis de simplifier l'usage du réseau, l'équilibrage des expéditeurs et a permis l'émergence d'un marché de gros plus liquide à la TRS. L'essor des échanges de gaz aux PEG Nord et à la TRS montre le dynamisme du marché de gros et l'augmentation des possibilités d'arbitrage pour les expéditeurs.

Volumes  
TWh/mois



Source : CRE (produits *day-ahead* et *futures*)

Les indices de concentration des marchés de gros du gaz en France HHI (indices de Herfindahl-Hirschmann) ont montré que, depuis 2014, les niveaux de concentrations sur les marchés spot du Nord et du Sud de la France sont satisfaisants à l'achat (HHI à un niveau de près de 600 au 1<sup>er</sup> semestre 2015 au PEG Nord et sur la zone TRS) et moyen à la vente (HHI à un niveau d'environ 1300 au PEG Nord et 1300 sur la zone TRS). Sur les marchés du gaz à terme, les concentrations restent élevées, notamment à la vente, dans le sud de la France<sup>8</sup>.

Enfin, l'intégration du PEG Nord avec les marchés du Nord-Ouest de l'Europe est très bonne. La corrélation des prix avec les autres places de marché de la zone est élevée.

### 1.3.3 2016-2018 : la préparation de la fusion des zones mobilise l'ensemble des acteurs de marché

#### 1.3.3.1 Le cadre tarifaire relatif à la fusion des zones a été précisé dans la délibération du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif ATRT6

La structure générale des tarifs de transport de gaz (ATRT6) au moment de la création de la zone unique a été définie par la CRE dans la délibération du 15 décembre 2016<sup>9</sup>. Le niveau précis des différents termes tarifaires au moment de la création de la zone unique sera fixé par la CRE dans la délibération fixant l'évolution annuelle au

<sup>8</sup> Rapports de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros

<sup>9</sup> Décision de la CRE sur le prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF (dit «ATRT6»)

1<sup>er</sup> avril 2018, prévue en fin d'année 2017. Le tarif ATRT6 prévoit notamment qu'au 1<sup>er</sup> novembre 2018, le terme à la liaison Nord-Sud disparaîtra et que le terme de sortie au PIR Pirineos augmentera, mais dans une proportion moindre, afin de refléter la réalité des coûts de transit.

### 1.3.3.2 Réalisation des ouvrages permettant la création d'une place de marché unique

En 2016, GRTgaz a obtenu l'autorisation ministérielle portant sur le renforcement de la canalisation de Val-de-Saône et l'autorisation relative aux stations de compression. Les travaux de pose de la canalisation de Val-de-Saône et la livraison du compresseur d'Etrez se déroulent d'avril à octobre 2017. Les stations de compression de Saint-Martin-de-Crau devraient être mises en service à la fin de l'été 2017. L'année 2018 sera consacrée aux tests et à la mise en service des stations de Voisines, Palleau et Etrez.

TIGF a constitué les dossiers d'autorisation portant sur la canalisation de Gascogne-Midi et obtenu l'autorisation d'exploitation d'installation classée pour la protection de l'environnement (ICPE). En 2018, TIGF devra mener les tests, la remise en état et la mise en service de la station de Barbaira et de la canalisation de Gascogne-Midi.

Les GRT dresseront un point d'étape à la fin de l'été 2017, afin de faire état de toute difficulté qui pourrait retarder le planning des travaux. A ce stade, l'objectif de mise en service des ouvrages au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre 2018 est maintenu.

Les GRT prévoient d'informer le marché de l'avancement de ces travaux régulièrement, *a minima* trimestriellement, via leurs sites internet.

- Pour TIGF :

<https://www.tigf.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>

En cas de risque de décalage de la date du 1<sup>er</sup> novembre 2018, qu'il soit lié aux travaux d'infrastructures ou à la préparation de la mise en œuvre du fonctionnement de la TRF, les transporteurs informeront de manière spécifique les acteurs du marché.

### 1.3.3.3 Démarche de définition des règles de fonctionnement de la future zone de marché unique

Dans le cadre du groupe de travail « structure contractuelle du réseau » du 2 juin 2016 de la Concertation Gaz<sup>10</sup>, les GRT ont présenté dans le détail le projet de création d'une place de marché unique. La création d'un groupe de travail spécifique « place de marché unique » y a été décidée. Dix réunions de ce groupe de travail dédié et 4 réunions dans le cadre du groupe de travail « structure contractuelle du réseau » se sont tenues entre octobre 2016 et juin 2017.

Dans un premier temps, la démarche de travail adoptée lors de ces réunions a consisté à valider les situations de marché envisageables et à modéliser les congestions résiduelles qui pourraient en découler, afin de les anticiper et de pouvoir définir les mécanismes nécessaires pour résoudre ces congestions.

Dans un deuxième temps, les mécanismes possibles pour lever les congestions résiduelles ont été étudiés dans le détail ; les mécanismes les plus pertinents ont été sélectionnés, et les propositions de règles de fonctionnement de la future zone de marché unique ont été présentées.

Les GRT ont mis à la disposition du marché un *serious game*<sup>11</sup> dans lequel les expéditeurs peuvent se projeter dans la future place de marché unique et agir sur leur portefeuille de capacité dans différents scénarios de flux pour tester les différents mécanismes envisagés et évaluer leurs impacts sur les congestions.

Par ailleurs, la CRE a publié, le 30 juin 2017, un outil de simulation construit sur un historique de cinq ans, permettant d'estimer l'occurrence des congestions résiduelles selon différentes hypothèses de flux. Cet outil, accessible sur le site internet de la CRE<sup>12</sup> permet aux acteurs de marché, en modifiant le niveau de certaines variables (émissions des terminaux méthaniers, consommation des CCCG, nominations à certains points frontières), d'évaluer les limites du système gaz.

Une délibération de la CRE viendra établir les éléments nécessaires pour clarifier le fonctionnement de la zone unique.

<sup>10</sup> L'ensemble des présentations et des comptes-rendus est disponible sur le [site internet de la Concertation Gaz](#)

<sup>11</sup> [Simulateur Game of Flows](#)

<sup>12</sup> Accédez à l'outil de simulation des congestions résiduelles sur [le site internet de la CRE](#)

## 2. FONCTIONNEMENT GENERAL DE LA ZONE UNIQUE

### 2.1 Conditions d'utilisation des réseaux dans le cadre de la zone unique

#### 2.1.1 Un modèle de *trading region* identique à celui de la TRS

La *Trading Region France* (TRF) aura le fonctionnement d'une zone entrée/sortie unique, divisée en deux zones d'équilibrage (TIGF et GRTgaz). Un point d'échange de gaz virtuel, le PEG, concentrera les achats/ventes de gaz pour l'ensemble de la *trading region*.

#### 2.1.2 Disparition du terme à la liaison Nord-Sud

Les GRT continueront à commercialiser des capacités à la liaison Nord-Sud afin de permettre aux expéditeurs d'accéder à la capacité jusqu'à la réalisation de la fusion, conformément à la délibération de la CRE du 3 février 2016<sup>13</sup>. En effet, au cours de la consultation publique menée du 11 décembre 2015 au 11 janvier 2016, les acteurs de marché ont montré leur attachement à la visibilité sur les conditions d'accès au Sud du territoire. Cette commercialisation permet d'anticiper la vente des capacités pour le mois d'octobre 2018, afin de sécuriser leur acheminement *a minima* au cours du mois d'octobre 2018 et de se prémunir en cas de retard de mise en service des ouvrages nécessaires à la fusion des zones. Les capacités souscrites n'étant facturées pour chaque mois qu'*a posteriori*, en M+2, cette commercialisation anticipée est sans conséquence si la fusion des zones a lieu selon le calendrier prévu.

En conséquence, le produit annuel valable du 1<sup>er</sup> octobre 2018 au 30 septembre 2019 sera mis aux enchères en juillet 2018 ; le produit trimestriel valable du 1<sup>er</sup> octobre 2018 au 31 décembre 2018 sera mis aux enchères en août 2018, et le produit mensuel valable du 1<sup>er</sup> octobre 2018 au 31 octobre 2018 sera commercialisé en septembre 2018.

La vente des produits JTS et *market coupling* (produits commercialisés la veille pour le lendemain) n'aura plus lieu à compter de la veille de la date de création d'une zone de marché unique.

Les capacités Nord-Sud et Sud-Nord disparaîtront ; les détenteurs de capacités, quelle qu'en soit la maturité, ne seront donc plus facturés à compter de cette date. Les expéditeurs n'auront plus à nommer à la liaison Nord-Sud.

#### 2.1.3 Evolutions contractuelles

Les contrats d'acheminement souscrits auprès des GRT sont maintenus. Les clients détenteurs du terme fixe de livraison au PEG Nord ou à la TRS bénéficieront automatiquement d'un accès au PEG France, au prix fixe de 500 €/mois et au prix variable de 1 ct€/MWh livré, comme prévu dans la délibération tarifaire ATRT6.

#### 2.1.4 Modification des PITS

Les PITS Nord-Atlantique et Sud-Atlantique, aujourd'hui rattachés, respectivement, à la zone Nord et la zone Sud de GRTgaz, fusionneront en un PITS unique, le PITS Atlantique, à compter du premier jour de l'année de stockage suivante, soit au 1<sup>er</sup> avril 2019.

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

## 2.2 Zones d'équilibrage et répartition du déséquilibre

GRTgaz fusionnera les zones d'équilibrage Nord et Sud, la zone d'équilibrage TIGF demeurant identique. Les GRT proposent que la répartition des déséquilibres entre la zone TIGF et la zone GRTgaz s'appuie sur la règle adoptée pour la TRS.

Ainsi, le déséquilibre contractuel de chaque expéditeur serait calculé de manière globale à l'échelle de l'ensemble de la « *trading region* ». Puis, chaque jour, les GRT répartiraient ce déséquilibre global d'un portefeuille entre les deux zones d'équilibrage, GRTgaz et TIGF. La clé de répartition du déséquilibre serait fonction du type d'expéditeur : fournisseur de client final, importateur/exportateur, *trader* au PEG. Cette clé par type de client permet d'attribuer plus finement le déséquilibre à chaque zone d'équilibrage concernée, pour refléter la responsabilité des expéditeurs dans les actions prises par chacun des GRT pour rétablir l'équilibre. Ainsi :

- le déséquilibre d'un expéditeur ayant livré du gaz à des clients finals (expéditeur de type « fournisseur ») serait réparti entre les deux zones d'équilibrage au prorata de ses allocations aux points de livraison.

<sup>13</sup> Délibération de la CRE du 3 février 2016 portant décision relative aux règles de commercialisation des capacités de transport à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz

Cette clé est la plus précise, elle tient compte de la localisation des clients finals desservis par les fournisseurs.

- le déséquilibre d'un expéditeur n'ayant des quantités allouées qu'en entrée et sortie de la TRF aux PIR, PITTM et PITS, c'est-à-dire ne livrant pas de client final, (expéditeur de type « importateur/exportateur ») serait réparti au prorata des allocations en entrée et sortie de la TRF aux PIR, PITTM et PITS. Cette clé est une modélisation simplifiée des flux de gaz, permettant de s'approcher des quantités acheminées sur chacune des zones, GRTgaz et TIGF.
- le déséquilibre d'un expéditeur ayant exclusivement réalisé des transactions au PEG (expéditeur de type « trader ») serait entièrement affecté à la zone GRTgaz. Dans l'impossibilité d'établir la localisation du gaz livré au PEG, on ne peut affecter le déséquilibre à l'une ou l'autre des zones d'équilibrage. On considère donc par défaut que le déséquilibre de l'expéditeur est tout entier porté par GRTgaz.

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

## **2.3 Traitement des maintenances dans la zone de marché unique**

### **2.3.1 Amélioration du processus de maintenance**

A la demande de la CRE et pour répondre aux besoins des expéditeurs, GRTgaz a lancé en 2016 un comité de minimisation des impacts travaux, qui travaille à l'optimisation des maintenances, avec l'objectif de réduire de 20 % les restrictions de capacités. Deux mesures commerciales ont été prises afin de réduire les restrictions des capacités fermes :

- le relâchement de capacités en J-1 (*day-ahead*) dès le 1<sup>er</sup> avril 2017 : le GRT peut offrir aux expéditeurs des capacités antérieurement annoncées comme indisponibles pour cause de maintenances, si le réseau le permet, en *day-ahead* ;
- la création, à l'été 2017, de l'offre *Optiflow*, qui permet de mutualiser les restrictions sur des superpoints travaux (la composition et le fonctionnement des superpoints sont détaillés dans les parties 2.3.3 et 2.3.4.1 ci-après).

En outre, GRTgaz a cessé depuis 2016 d'imposer des restrictions pour les fouilles de sécurité et a optimisé ses méthodes de calcul pour les maintenances.

En conséquence, les restrictions appliquées ont diminué de 10 % entre 2016 et 2017. L'objectif annoncé était une réduction de 20 %, mais certaines restrictions de l'année 2017 sont dues à de grands projets de développement, dont l'impact était moindre en 2016. Parmi ces projets, plusieurs sont en lien avec la préparation de la zone unique : le rebours à Cruzy et la réparation d'une artère et construction de l'artère de Val de Saône, mais aussi les projets liés à l'obsolescence des automatismes des stations et les projets liés à la nouvelle offre commerciale de rebours à Oltingue. En faisant abstraction de ces travaux, les restrictions auraient diminué de 30 % environ entre 2016 et 2017.

### **2.3.2 Programmation des travaux**

Les règles définies par l'ENTSO<sup>14</sup> imposent aux GRT de publier leurs programmes de travaux accompagnés de taux de restriction à la maille mensuelle en novembre de l'année précédente.

GRTgaz publie un programme prévisionnel au mois d'août de l'année précédente, puis la publication engageante a lieu en novembre, et fait l'objet d'une mise à jour en février de l'année N.

TIGF publie son programme en novembre de l'année précédente et le met à jour en mars, en même temps qu'est publié le programme de travaux des PITS.

Ces programmes de travaux informent les expéditeurs sur les restrictions qui seraient appliquées aux capacités interruptibles et fermes. Ils permettent aux expéditeurs de mettre en place, au besoin, des solutions d'acheminement alternatives.

Les GRT envisagent de maintenir inchangés leur processus d'information au marché.

<sup>14</sup> L'ENTSO a travaillé, depuis 2011, à l'harmonisation des formats et des plannings de publication des travaux sur les réseaux des GRT européens.

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

#### 2.3.3 Fonctionnement des « superpoints »

A l'heure actuelle, les travaux réalisés sur les réseaux des GRT affectent la disponibilité des capacités interruptibles, et, dans un second temps, des capacités fermes.

Sur le réseau de GRTgaz, cela se traduit par une réduction des capacités sur chacun des points et notamment sur l'interruptible Nord-Sud lorsque la maintenance concerne le « cœur de réseau ».

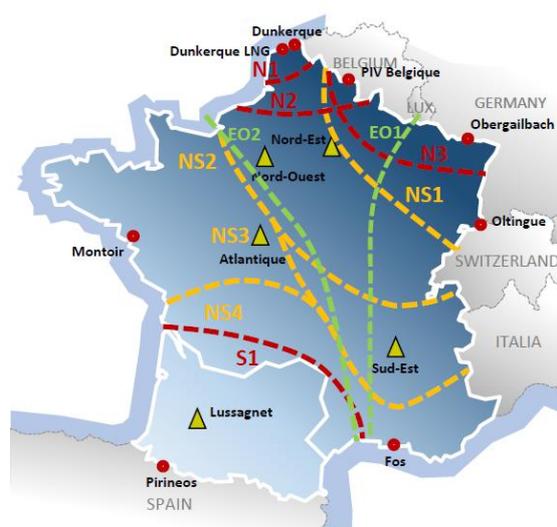
A la création de la zone TRS en 2015, TIGF a fait évoluer son offre en introduisant le principe de superpoint regroupant le PITS Lussagnet et le PIR Pirineos.

Le superpoint consiste en un regroupement de plusieurs points (PIR, PITS ou PITTM). La restriction de capacité est alors mutualisée sur l'ensemble des points constituant un superpoint, au lieu d'être appliquée sur chacun des points. Ainsi, un expéditeur qui détiendrait des capacités sur tous les points formant le superpoint pourrait choisir de nommer à hauteur des capacités qui lui sont disponibles sur un seul des points dans la limite de ses capacités souscrites sur ce point, ou bien répartir sa nomination sur plusieurs d'entre eux. Une fois que les expéditeurs détenant de la capacité sur le superpoint ont nommé à hauteur de leur besoin, la capacité restante au sein d'un superpoint est rendue disponible et peut être allouée par surnomination (ou UIOLI)<sup>15</sup> pour les expéditeurs qui souhaiteraient utiliser de la capacité au-delà de leur souscription. Les superpoints fonctionnent comme des vases communicants, pour maximiser la capacité disponible en fonction des choix des expéditeurs, au lieu d'imposer des taux de restrictions sur chaque point du réseau.

Quatre superpoints travaux sont en cours de création par GRTgaz et seront mis en place progressivement à l'été 2017. Ces superpoints regroupent les interconnexions suivantes :

- PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque
- PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque + PIR Virtualys<sup>16</sup>
- PIR Taisnières H + PIR Obergailbach
- PIR Taisnières H + PIR Obergailbach – PIR Oltingue

A compter du 1<sup>er</sup> novembre 2018, les GRT proposent de créer de nouveaux superpoints selon le schéma ci-dessous. La composition de chaque superpoint est détaillée au paragraphe suivant. A noter que les GRT prévoient des superpoints qui seraient activés dans le cas où des maintenances affecteraient les flux d'est en ouest de son réseau.



<sup>15</sup> L'UIOLI permet à un expéditeur de nommer de la capacité au-delà de ses souscriptions. Si la capacité surnominée est disponible (soit en invendue soit parce qu'elle a été souscrite mais n'est pas utilisée par son primo-détenteur), elle lui est allouée.

<sup>16</sup> Point d'interconnexion virtuel regroupant les points Taisnières H et Alveringem, introduit par la [délibération de la CRE du 2 février 2017 portant décision sur la création d'un point d'interconnexion virtuel \(PIV\) entre la France et la Belgique et l'introduction d'une offre de substitution des capacités groupées par des capacités non groupées](#)

**2.3.4 Répercussion des maintenances**

GRTgaz propose de répercuter les maintenances selon les règles suivantes :

- si les travaux touchent un point en particulier, la restriction de capacité porte sur le point concerné ;
- si les travaux sont localisés sur les ouvrages du Nord du réseau de GRTgaz (limites N1, N2, N3, NS1 décrites dans le tableau ci-dessous), la restriction mutualisée porte sur les superpoints à l'amont de celle-ci.
- si les travaux sont localisés sur les ouvrages du Sud du réseau de GRTgaz ou sur les ouvrages de TIGF (limites NS2, NS3, NS4, S1 décrites dans le tableau ci-dessous), la restriction mutualisée porte sur les superpoints à l'aval de la limite concernée.

Les « restrictions mutualisées » s'appliquent au prorata des capacités souscrites. Les expéditeurs en sont informés l'année précédente, selon le calendrier de publication des programmes travaux décrit au paragraphe 2.3.2. Elles sont effectives dès le premier cycle de nomination.

En outre, dans les cas exceptionnels où des travaux sont réalisés hors de la période estivale, cette règle doit être déclinée en fonction du niveau de consommation. En effet, lorsque les consommations sont très élevées, restreindre la totalité des capacités aval ne suffit pas à résoudre les congestions pour travaux sur les limites NS2, NS3, NS4 et S1 :

Consommation France (GWh/j)	Eté à hiver doux (consommation inférieure à 1750 GWh/j)	Hiver moyen à froid (consommation comprise entre 1750 et 2800 GWh/j)	Hiver très froid (consommation supérieure à 2800 GWh/j)
N1/2/3 et NS1	Amont		
NS2 et NS3	Aval	Amont	
NS4 et S1	Aval		Amont

Le tableau ci-dessous détaille l'ensemble des limites étudiées ainsi que pour chaque limite, la composition des superpoints amont et aval.

Limites	Superpoint amont	Superpoint aval
<b>N1</b>	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque LNG	
<b>N2</b>	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque LNG + PIR Virtualys	
<b>N3</b>	PIR Virtualys + PIR Obergailbach	
<b>NS1</b>	PIR Virtualys + PIR Obergailbach + PIR Oltingue	
<b>NS2</b>	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque LNG + PIR Virtualys + PIR Obergailbach + PIR Oltingue + PITS Nord-Est + PITS Nord-Ouest	PITTM Fos + PITTM Montoir + PIR Pirineos + PITS Lussagnet + PITS Atlantique + PITS Sud Est
<b>NS3</b>	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque LNG + PIR Virtualys + PIR Obergailbach + PIR Oltingue + PITS Nord-Est + PITS Nord-Ouest + PITS Sud Est	PITTM Fos + PITTM Montoir + PIR Pirineos + PITS Lussagnet + PITS Atlantique
<b>NS4</b>	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque LNG + PIR Virtualys + PIR Obergailbach + PIR Oltingue + PITS Nord-Est + PITS Nord-Ouest + PITS Sud Est + PITS Atlantique	PITTM Fos + PIR Pirineos + PITS Lussagnet
<b>S1</b>	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque LNG + PIR Virtualys + PIR Obergailbach + PIR Oltingue + PITS Nord-Est + PITS Nord-Ouest + PITS Sud Est + PITS Atlantique + PITTM Fos	PIR Pirineos + PITS Lussagnet

E01	PIR Obergailbach + PIR Oltingue + PITS Sud Est + PITTM Fos	PIR Virtualys + PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque LNG + PITTM Montoir + Pir Pirineos + PITS Nord-Est + PITS Nord-Ouest + PITS Atlantique + PIR Lussagnet
E02	PIR Obergailbach + PIR Oltingue + PITS Sud Est + PITTM Fos + PITS Nord Est + PITS Nord-Ouest + PITTM Dunkerque LNG + PIR Dunkerque + PIR Virtualys	PITTM Montoir + PIR Pirineos + PITS Atlantique + PITS Lussagnet

TIGF considère que l'application des restrictions à l'aval des limites conduit à une répartition des impacts travaux hétérogène sur les capacités des PITS du Sud de la France. Il souhaite donc que le principe d'équité des restrictions amont et aval serve de référence et qu'il guide l'établissement des plannings de travaux pluriannuels.

En conséquence, TIGF propose de construire les plans de maintenances au moyen d'une gouvernance commune visant la bonne équité de traitement entre l'amont et aval et entre les stockages à l'aval quantifiable à l'aide de 3 indicateurs distincts :

- répartition équivalente des occurrences de maintenance à l'amont et à l'aval ;
- répartition équivalente des volumes de capacités restreintes à l'amont et à l'aval ;
- répartition équivalente des volumes de capacités restreintes à l'aval entre tous les PITS

S'il s'avérait que cette équité n'était pas respectée, TIGF proposerait une modification de la clé de répartition de la restriction au sein des superpoints travaux, en vue de garantir que les capacités effectives aux PITS du Sud offrent suffisamment de souplesse pour assurer le bon remplissage des stockages.

### 2.3.5 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère que la mise en œuvre de superpoints est une avancée pour les expéditeurs, en ce qu'elle leur permet de jouir d'une disponibilité accrue des capacités sur les points qui ont leur préférence. Ce système est favorable aux expéditeurs qui détiennent des capacités sur plusieurs points d'un superpoint. Il est également utile à ceux qui n'en détiennent qu'à un point, puisqu'il peut dégager de nouvelles capacités via le mécanisme de sur-nomination (ou d'UIOLI). La CRE est donc favorable à la mise en œuvre de nouveaux superpoints pour gérer l'impact des travaux sur les réseaux de GRTgaz et TIGF.

Concernant les règles de répercussion des restrictions mutualisées à l'amont ou à l'aval proposées par les GRT, la CRE rappelle que la création d'une place de marché unique doit permettre d'une part, de garantir la disponibilité des capacités fermes, et d'autre part, de faire bénéficier l'ensemble des consommateurs français d'un prix du gaz unique, reflétant l'équilibre entre l'offre et la demande.

Les chiffres présentés par GRTgaz en Concertation Gaz montrent que la répartition amont/aval des restrictions telle que proposée par GRTgaz permet une répercussion équilibrée des maintenances entre les points amont et les points aval du réseau français. Par ailleurs, la restriction des capacités en un point amont donné est susceptible de conduire à une hausse du prix du gaz. Pour prévenir la création d'écarts de prix importants entre la zone TRF et les places de marchés du Nord de l'Europe, la CRE considère que la règle de répercussion doit permettre de minimiser le volume de capacité restreinte aux points d'entrée du gaz sur le réseau français.

La CRE prend note de l'inquiétude de TIGF quant à la disponibilité des PITS du sud ; elle souhaite que les GRT présentent en Concertation gaz un bilan des interruptions. Pour ce faire, les indicateurs proposés par TIGF pourront être utilisés pour informer les expéditeurs de l'impact des maintenances sur la disponibilité des capacités aux PITS du Sud de la France. La CRE suivra par ailleurs, au moyen de l'indicateur de qualité de service portant sur la disponibilité des capacités, les taux de réduction appliqués aux PITS en zone TIGF<sup>17</sup>.

Dans un premier temps, la CRE juge pertinente la répercussion des maintenances telle que proposée par GRTgaz. Une éventuelle modification ultérieure de la règle de répartition pourrait être envisagée en fonction du retour d'expérience et des demandes du marché.

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

<sup>17</sup> La CRE a créé cinq indicateurs portant sur les programmes travaux des GRT et la disponibilité des capacités. [Les résultats pour TIGF sont disponibles sur le site internet du GRT.](#)

## 2.4 Traitement des maintenances dont l'impact est inférieur à 30 GWh/j

### 2.4.1 Proposition des GRT

Dans le cadre des programmes travaux, le volume de restriction publié tient compte, d'une part, de l'intervention sur les ouvrages, et de l'autre, de l'anticipation des schémas de flux pour un jour donné. Dans certains cas, les GRT restreignent ainsi les capacités de manière préventive, car ils ne pensent pas être en mesure de garantir les capacités dans une configuration de flux estivale, en tenant compte des travaux en cours.

Or, une part importante des travaux menés sur les réseaux de transport ont un impact inférieur à 30 GWh/j, qui ne se matérialise aujourd'hui que sur une réduction la veille pour le lendemain de la disponibilité des capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud. A titre d'exemple, GRTgaz estime la part de ces « petits travaux » à 50 % de l'ensemble des jours de maintenance sur les programmes travaux de 2016 et 2017.

Les GRT proposent de ne pas appliquer de restriction mutualisée préventive lorsque l'impact de la maintenance est inférieur à 30 GWh/j. Ils considèrent que cela générerait un trop grand nombre de restrictions (entre 50 % et 80 % des jours). Ils proposent toutefois d'afficher, dans leurs programmes travaux, le volume de capacité qui ne sera pas disponible, mais sans y appliquer de restriction *a priori*, lors de la définition du programme annuel. Le jour J, si une congestion survenait effectivement, celle-ci serait traitée par des mécanismes de levée des congestions, même si elle est en partie due aux maintenances.

### 2.4.2 Analyse préliminaire de la CRE

Actuellement, la restriction des capacités s'impose en cas de travaux, même lorsque leur impact est faible.

Etant donné que des mécanismes de levée des congestions vont être introduits lors de la création de la zone de marché unique, la CRE considère à ce stade qu'il serait pertinent de les utiliser pour réduire l'impact des petites maintenances sur les expéditeurs pour lesquelles une restriction mutualisée *a priori* serait trop contraignante. La CRE considère à ce stade que le seuil de 30 GWh/j est pertinent.

En outre, la CRE juge indispensable que les programmes travaux continuent de donner aux expéditeurs les informations relatives à toutes les maintenances, même si le choix est fait d'en traiter certaines par des mécanismes de levée des congestions.

Par ailleurs, la CRE souligne l'importance d'une bonne coordination entre les opérateurs d'infrastructures (GRT-gaz, TIGF, Storengy, Elengy, Dunkerque LNG et les opérateurs des réseaux de transport adjacents) pour minimiser l'impact des travaux sur la disponibilité des capacités.

Enfin, la CRE juge indispensable qu'un retour d'expérience soit présenté en Concertation gaz afin de mesurer le coût de cette disposition et d'éventuellement réévaluer le seuil de 30 GWh/j.

- |            |  |
|------------|--|
| Question 5 | Etes-vous favorable à ce qu'aucune restriction mutualisée ne soit appliquée <i>a priori</i> , les jours où les travaux ont un petit impact ? |
| Question 6 | Etes-vous favorable au seuil de 30 GWh/j au-delà duquel les travaux ne seraient plus traités par des mécanismes de levée des congestions ?   |

## 3. EVALUATION DES CONGESTIONS RESIDUELLES

### 3.1 Identification des limites du réseau

Après la mise en service des ouvrages Val-de-Saône et Gascogne-Midi, certaines congestions résiduelles continueront à exister selon les situations de flux. Elles peuvent être de trois types : les congestions Nord-Sud, les congestions Est-Ouest et les congestions Sud-Nord.



Les congestions Nord-Sud correspondent à une situation dans laquelle le prix du GNL est supérieur à celui du gaz en provenance des champs russes et norvégiens. Cela se traduit par une faible utilisation des terminaux méthaniérisés, notamment de Fos, et par un intérêt pour l'Espagne à importer du gaz depuis la France.

Les congestions Sud-Nord pourraient être rencontrées dans le cas d'un GNL peu cher et très disponible par rapport au gaz venant par tuyaux qui amènerait à un afflux massif de GNL dans les terminaux du Sud de la France et depuis l'Espagne. Ce type de schéma d'approvisionnement n'a jamais été rencontré, à ce jour.

Enfin, les congestions Est-Ouest ne pourraient se produire que si des arrivées massives de GNL à Fos et à Dunkerque étaient corrélées à une pénurie de GNL à Montoir et en Espagne. Aucun scénario économique n'a été identifié qui produirait ce résultat.

**3.1.1 Sens actuel des flux et situation la plus probable à l'avenir.**

En collaboration avec les expéditeurs, les GRT considèrent que les congestions les plus probables lors des prochaines années sont les congestions dans le sens Nord vers Sud. Elles se décomposent en 4 fronts : NS1, NS2, NS3, NS4, tels que décrits sur la carte ci-dessous.



GRTgaz et TIGF ont établi, sous certaines hypothèses, la quantité maximale pouvant transiter par chacun des fronts de congestions. En comparant ces quantités définies aux flux historiques modifiés selon différents scénarios, les GRT sont parvenus à quantifier les occurrences des congestions résiduelles selon ces scénarios.

**3.2 Analyse préliminaire de la CRE**

La CRE partage l'analyse des GRT sur les congestions les plus probables dans un contexte de zone de marché unique. En effet, bien que plusieurs types de congestions soient théoriquement possibles, un scénario avec peu de GNL dans les terminaux français et dans la péninsule ibérique, induisant des congestions dans le sens nord vers sud est le plus susceptible de se produire dans les prochaines années.



Les expéditeurs s'étant prononcés dans le cadre de la Concertation gaz ont partagé cette vision. En conséquence, l'analyse des congestions résiduelles effectuée par les GRT a été centrée uniquement sur des congestions dans le sens nord vers sud.

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

### 3.3 Quantification des congestions journalières résiduelles

#### 3.3.1 Description de l'étude

L'objectif de la modélisation est d'analyser les occurrences et les niveaux de congestion en fonction des schémas d'approvisionnement des expéditeurs. Les capacités de transport du nord vers le sud restant limitées, les GRT ont choisi de modéliser des scénarios à la fois possibles économiquement et susceptibles de mettre en évidence les congestions résiduelles. Aussi, pour l'étude, les GRT ont retenu exclusivement des scénarios d'approvisionnement impliquant des flux particulièrement importants du Nord vers le Sud, les nombreux autres scénarios d'approvisionnement probables ne présentant pas de risque de congestion.

Les scénarios de flux sont construits sur les données historiques de consommation et de flux aux PIR, PITS et PITTM des années 2012 à 2016. Ces flux sont ensuite déformés selon des hypothèses, comme les entrées aux PITTM, la consommation des CCCG et les sorties vers l'Espagne. Afin de respecter le bilan à la maille France, lorsque les hypothèses considérées conduisent à plus de sorties du réseau, les flux aux PIR du Nord de la France sont augmentés d'autant.

Afin de permettre aux parties prenantes de visualiser les occurrences des congestions avec d'autres hypothèses que celles retenues dans ces deux scénarios, la CRE a publié un simulateur sur son site internet<sup>18</sup>. Le simulateur publié par la CRE donne des résultats proches de ceux obtenus par les GRT. Les différences sont dues, d'une part, au fait que la période d'observation prise par les GRT est du 1<sup>er</sup> septembre 2011 au 31 août 2016 alors que la CRE a considéré des années pleines, et d'autre part, au fait que la CRE a dû faire certaines approximations, notamment sur la consommation des CCCG, afin de ne pas divulguer d'informations commercialement sensibles dans le fichier publié.

Plusieurs scénarios de flux avec des niveaux de tension différents ont été modélisés et présentés par les GRT aux expéditeurs. Pour la suite des travaux en Concertation Gaz, les GRT ont décidé de retenir un scénario dit de référence, qui correspond à une situation tendue du système gaz.

#### 3.3.2 Scénario de référence

##### 3.3.2.1 Hypothèses et résultats

Le scénario dit « scénario de référence » représente une situation tendue. Ce scénario a été retenu dans l'objectif de dimensionner les mécanismes visant à lever les congestions. Ce modèle est « pessimiste » car il place le réseau dans une situation tendue qui ne s'est jamais produite par le passé :

	Scénario tendu (dit de référence)
Description	GNL cher et rare, forte utilisation des CCCG
Hypothèses	<p><b>GNL = minimum technique :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Fos : <b>40 GWh/j</b> contre 164 GWh/j en 2016</li> <li>Montoir : <b>40 GWh/j</b></li> </ul> <p><b>Flux vers l'Espagne = capacités souscrites :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Pirineos hiver : <b>146 GWh/j</b> contre environ 120 GWh/j historiquement</li> <li>Pirineos été : <b>146 GWh/j</b> contre environ 88 GWh/j historiquement</li> </ul> <p><b>CCCG = moyenne des plus fortes consommations :</b></p>

<sup>18</sup> L'outil de simulation est disponible sur le site de la CRE

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• CCCG hiver : <b>71 %</b> contre environ 26 % historiquement</li> <li>• CCCG été : <b>62 %</b> contre environ 12 % historiquement</li> </ul>
Occurrence des congestions (résultats présentés en Concertation)	<b>10,5 %</b> : 38 jours par an (29 jours en été, 9 jours en hiver)

Dans le scénario de référence, une congestion est observée environ 1 jour sur 10. La répartition des occurrences des limites est hétérogène selon les saisons et les années :

- les limites sont atteintes majoritairement au printemps, en début de période d'injection ;
- pour l'année 2012, des congestions apparaîtraient seulement 3 % des jours, alors qu'en 2016, elles auraient concerné près d'un quart des journées.

Les résultats de ce modèle de flux sont sensibles aux approvisionnements en gaz, à l'utilisation des CCCG et aux injections dans les stockages. Globalement, même dans le cadre du scénario de référence, qui considère des hypothèses tendues, les limites ont une occurrence relativement faible et apparaissent principalement l'été.

Les GRT proposent de mettre en place des mécanismes permettant de traiter ces congestions résiduelles. Le dimensionnement de ces mécanismes dépend du scénario de flux étudié. Dans ce contexte, le scénario tendu dit « scénario de référence » décrit dans le tableau ci-dessus, a été jugé pertinent par les GRT et les expéditeurs en Concertation gaz.

### 3.3.2.2 Analyse préliminaire de la CRE

Les résultats du scénario tendu, dit « scénario de référence », sont rassurants sur le fait que les congestions résiduelles seraient peu fréquentes et concentrées l'été en période d'injection dans les stockages. De ce fait, elles n'affecteront pas directement l'approvisionnement en gaz des consommateurs. Cependant, certains expéditeurs devront différer leurs injections dans les stockages et supporter les éventuels surcoûts associés.

Le scénario dit « scénario de référence » décrit une situation de marché où le GNL est cher, la capacité ferme souscrite à long terme en sortie au PIR Pirineos est utilisée à 100 %, et les CCCG fonctionnent au risque saisonnier de 90 %. La CRE considère que cette situation est bien plus tendue que ce qui a été observé historiquement. Toutefois, une telle situation est possible en zone fusionnée. La CRE considère à ce stade qu'étant donné que les dynamiques de marché au sein de la place de marché unique sont incertaines, choisir comme scénario dimensionnant un scénario tendu est un choix prudent. La CRE est favorable au scénario tendu dit « scénario de référence » retenu par les GRT en Concertation gaz.

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

### 3.3.3 Scénario extrême ou « crash test »

Le scénario extrême dit « scénario *crash test* », représente une situation extrême. Ce scénario a été paramétré pour tester les limites du système pour prévenir les situations de rupture d'acheminement. Il vise notamment à tester la capacité du système à faire face à l'absence totale de GNL pendant des périodes prolongées couplée à des niveaux d'exportation vers l'Espagne particulièrement élevés.

	Scénario extrême (dit <i>crash test</i> )
Description	Aucune arrivée de GNL en France, forte utilisation des CCCG, sorties Espagne exceptionnellement élevées.

Hypothèses	<p><b>GNL = absence :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Fos : 0 GWh/j</li> <li>Montoir : 0 GWh/j</li> </ul> <p><b>Flux vers l'Espagne = capacités fermes techniques :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Pirineos hiver : 165 GWh/j</li> <li>Pirineos été : 165 GWh/j</li> </ul> <p><b>CCCG = moyenne des plus fortes consommations :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>CCCG hiver : 71 %</li> <li>CCCG été : 62 %</li> </ul>
Occurrence des congestions (résultats présentés en Concertation)	<b>30,1 %</b> : 110 jours par an (51 jours en été, 69 jours en hiver)

Il vise à tester la capacité du système à faire face à l'absence totale de GNL pendant des périodes prolongées couplée à des niveaux d'exportation vers l'Espagne particulièrement élevés.

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

### 3.4 Remplissage des stockages en aval des congestions en été

#### 3.4.1 Synthèse de l'étude menée par les GRT et présentée en Concertation gaz

Les nouveaux ouvrages devraient permettre d'augmenter les capacités d'injection dans les stockages du Sud de la France (Lussagnet, Saline et Atlantique) d'en moyenne 50 TWh.

Dans le scénario de référence, les capacités mises à disposition tous les jours en été permettent d'injecter plus dans les stockages du Sud de la France que les quantités historiquement injectées (2016) à l'aval de chaque limite. Les quantités injectées en été dans les stockages du Sud de la France sont suffisantes pour éviter la survenue de congestions en hiver, ou pour permettre leur résolution via les appels au marché, sans risque sur la continuité de l'acheminement.

Dans le scénario extrême, les capacités disponibles permettent d'injecter dans les stockages en été autant qu'en 2016, pas plus. Toutefois cette étude prend comme hypothèse que les expéditeurs utilisent l'intégralité des capacités d'injection disponibles, alors qu'en réalité, les expéditeurs font des arbitrages économiques au quotidien.

Ainsi, dans le scénario extrême (sans GNL à Fos, CCCG fonctionnant à plein et flux ferme vers l'Espagne durablement à son niveau maximal), les capacités sur le réseau de transport pourraient ne pas être suffisantes pour remplir les stockages du Sud de la France à un niveau équivalent à ceux observés dans le passé.

#### 3.4.2 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère qu'il est du ressort des expéditeurs d'effectuer les arbitrages économiques pour privilégier ou non le remplissage des stockages en été. L'étude des GRT est rassurante dans la très grande majorité des cas, toutefois elle montre que dans des scénarios extrêmes les stockages en aval des limites (sud de la France) peuvent être, en début d'hiver, peu remplis.

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

## 4. MECANISMES DE LEVEE DES CONGESTIONS

### 4.1 Principes

En cas de survenue ou d'anticipation d'une congestion, des mécanismes seront mis en place par les GRT. L'objectif de ces mécanismes est de garantir l'utilisation de l'ensemble des capacités fermes souscrites par les

clients expéditeurs. Ces mécanismes s'appuient sur les flexibilités à disposition des GRT eux-mêmes, des GRT adjacents, des opérateurs de stockage et des expéditeurs.

Le principe de fonctionnement est, en cas d'apparition d'une congestion, de modifier, sur une base volontaire, les flux prévus en amont et/ou en aval de la congestion pour les déplacer dans le temps ou dans l'espace.

Le choix de ces mécanismes doit répondre à un équilibre coût-bénéfice. De ce fait, le plus grand soin doit être apporté au choix des mécanismes, à leur dimensionnement, aux critères de déclenchement et aux conditions de rémunération des acteurs.

Pour définir ces mécanismes, les GRT ont effectué un travail dans le cadre de la Concertation Gaz avec la création d'un sous-groupe de travail du GT « Structure du Marché » : le GT « Place de Marché Unique ». Le GT « Place de Marché Unique » s'est réuni 10 fois entre octobre 2016 et juin 2017, alternant séances plénières et ateliers d'approfondissement.

Les GRT ont également développé et mis à disposition des participants à ce groupe de travail un simulateur « *Game of Flows* »<sup>19</sup>, afin de présenter les mécanismes, de permettre aux expéditeurs d'en apprécier leurs avantages et inconvénients, de les combiner et de proposer des modifications.

Les chapitres suivants présentent, pour chaque mécanisme envisagé, les principes de fonctionnement, les modalités de mise en œuvre et leur pertinence économique.

## **4.2 Congestions journalières**

### **4.2.1 Mécanismes que les GRT proposent de retenir**

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

- **Principes de fonctionnement**

Les GRT commercialisent des capacités interruptibles (capacités de transport de gaz pouvant être interrompues par les GRT). Les critères d'interruption reposent sur les schémas de flux et les contraintes réseaux ; ils sont énoncés dans les Codes Opérationnels de Réseau (CORE), consultables sur les sites internet des GRT<sup>20</sup>.

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.

- **Modalités de mise en œuvre**

Sur le réseau de GRTgaz, la capacité technique effective est mise à disposition des expéditeurs à 15h en J-1. Les détenteurs de capacités interruptibles sont donc informés la veille de l'interruption de leurs capacités. Sur le réseau de TIGF, le taux de réduction éventuel est mis à jour à chaque cycle de programmation.

Les règles de calcul des interruptions pourraient être modifiées afin de tenir compte des nouveaux schémas de flux. En particulier, dans le cas où la survenue d'une congestion en J est constatée en J-1 avant 14h, l'interruptible serait interrompu dans la limite de l'ampleur de la congestion anticipée.

- **Analyse préliminaire de la CRE**

Les capacités interruptibles sont commercialisées à un tarif inférieur aux capacités fermes, en contrepartie du risque de voir la capacité interrompue. La CRE considère qu'il serait injustifié de déclencher des mécanismes ayant un coût pour la collectivité avant d'interrompre les capacités interruptibles. La CRE considère donc à ce stade que l'interruption des capacités interruptibles doit être privilégiée avant le recours à tout autre mécanisme.

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

#### **4.2.3 Non-commercialisation des capacités non-souscrites en J-1 et J**

- **Principes de fonctionnement**

<sup>19</sup> Accès au *serious game* [game of flows](#)

<sup>20</sup> Le code opérationnel de réseau de GRT est disponible [ici](#), celui de TIGF [ici](#)

Dans le cas où un front de congestion apparaît, les GRT pourraient ne pas commercialiser les capacités non-souscrites sur les points en lien avec la congestion. En effet, dans une telle situation, ces capacités nouvellement vendues ne pourraient pas être garanties par les GRT. De surcroît, si l'augmentation des flux physiques aux points concernés était de nature à aggraver la congestion, ne pas vendre des capacités fermes disponibles est un moyen efficace de la limiter.

- **Modalités de mise en œuvre**

La commercialisation des capacités non-souscrites, en J-1 ou en cours de journée serait annulée en cas de besoin. Les GRT devront alerter les expéditeurs des raisons de l'annulation de la vente de court terme, conformément au règlement européen REMIT.

Cependant, l'ensemble des capacités souscrites mais non utilisées resterait disponible notamment au titre du mécanisme d'UBI (*Use it or buy it*), qui permet à d'autres expéditeurs d'utiliser la capacité souscrite qui n'a pas fait l'objet d'une nomination par son détenteur.

- **Analyse préliminaire de la CRE**

Annuler la commercialisation des capacités journalières disponibles peut entraîner une perte de recettes pour les GRT, et une perte d'opportunité pour les expéditeurs. Toutefois, les recettes découlant de la vente de capacité journalière sont théoriquement inférieures au coût de la mise en œuvre d'un autre mécanisme de marché visant à lever la congestion. Par ailleurs, un expéditeur achetant une telle capacité a de forte chance de ne pas pouvoir l'utiliser. La CRE considère donc préférable de ne pas commercialiser les capacités non-souscrites susceptibles d'aggraver une congestion avant de mettre en œuvre des mécanismes de marché.

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

#### 4.2.4 Spread localisé

- **Principes de fonctionnement**

A la différence des produits notionnels, livrés à un point d'échange virtuel (PEG Nord, TRS), les produits localisés consistent en un achat ou une vente de gaz livré à un point précis du réseau (par exemple, la transaction porte sur l'achat d'une quantité de 20 GWh, livrée physiquement au PITS Sud-Est). La contrepartie à la transaction doit donc modifier sa nomination à un point donné, dans un temps limité, pour garantir un flux physique de gaz à l'endroit attendu. Aujourd'hui, GRTgaz utilise déjà, de manière expérimentale, ces produits pour couvrir ses besoins en cas de déséquilibre critique du réseau, conformément à la délibération de la CRE du 10 septembre 2015<sup>21</sup>.

Le *spread* localisé est une déclinaison de ce principe, afin de le rendre applicable aux congestions, qui consisterait, pour le GRT, à contractualiser simultanément un achat de gaz à l'aval de la congestion et une vente de gaz à l'amont. Ces deux opérations résulteraient en une réduction de la quantité transitant à travers le front de congestion. Les deux « jambes » du *spread* localisé pourraient être réalisées avec des expéditeurs différents. L'achat et la vente de gaz étant compensés au PEG entre l'acheteur et le vendeur, les nominations réalisées par les expéditeurs dans le cadre du *spread* localisé entrent dans leurs périmètres d'équilibrage mais sont neutres sur celui-ci : aucun rééquilibrage n'est nécessaire lors d'une participation au *spread* localisé pour autant que pour le contractant, le mouvement physique soit égal à la quantité achetée ou vendue. En effet, la nomination d'un expéditeur en entrée ou en sortie d'un côté ou de l'autre de la congestion est compensé par un mouvement au PEG du ou des GRT qui servent d'intermédiaires avec les nominations réalisées de l'autre côté, strictement identiques en quantité. Ainsi, le mécanisme est neutre sur l'équilibrage de chaque contractant et sur l'équilibrage du réseau dans son ensemble.

- **Modalités de mise en œuvre**

##### *Cadre contractuel*

En premier lieu, les expéditeurs intéressés concluraient un contrat cadre avec les GRT, sur le modèle de celui mis en œuvre pour les transactions portant sur des produits localisés utilisés pour l'équilibrage du réseau de GRTgaz. Ce contrat stipulerait les obligations de chacune des parties. Les expéditeurs contractants devraient par ailleurs être habilités auprès de la plateforme de Powernext. Afin de simplifier les démarches, les GRT proposent que les

<sup>21</sup> Délibération de la CRE du 10 septembre 2015 relative à l'évolution des règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de gaz au 1er octobre 2015

expéditeurs d'ores et déjà titulaires d'un contrat au titre des produits localisés dans le cadre de l'équilibrage pourraient, via un simple avenant au contrat, soumettre des offres pour des *spreads* localisés.

*Déroulé des appels d'offres*

En cas de risque de congestion dès la veille pour le lendemain et jusqu'en cours de journée, les GRT envisagent de lancer un appel d'offres pour un *spread localisé*, en spécifiant les points appelés à l'amont et à l'aval (ces deux ensembles de points formeront des superpoints), et la quantité appelée en MWh/h.

Les GRT proposeraient que ces appels d'offres puissent être lancés tout au long de la journée J concernée par la congestion et dès J-1, mais qu'ils soient lancés dans la mesure du possible, en horaires ouvrables, afin de permettre au plus grand nombre de participants de soumettre des offres.

Les expéditeurs habilités soumettraient des offres, constituées d'un volume et d'un prix (en €/MWh/h), à l'achat en amont de la congestion et/ou à la vente en aval de la congestion. Ces offres seraient soumises de façon anonyme via un écran dédié de la plateforme Powernext.

Si en début de cycle, après traitement des nominations, l'indicateur de congestion confirme le besoin des GRT, ceux-ci avertissent les expéditeurs que l'appel d'offres va être activé. Les expéditeurs disposent alors d'un délai pour ajuster ou proposer de nouvelles offres. Les transporteurs sélectionneront les offres les moins chères, jusqu'à atteindre le volume nécessaire. Enfin, les expéditeurs retenus disposeraient de la fin du cycle de renomination pour modifier leur programme. La chambre de compensation ECC jouerait le rôle de contrepartie de chacune des transactions.

*Contraintes de renomination*

A compter du moment où son offre est retenue, la somme des nominations d'un expéditeur aux points visés ne doit pas :

- en cas d'achat au GRT à l'amont de la congestion : excéder le niveau initial de nomination diminué de la quantité achetée au GRT ;
- en cas de vente au GRT à l'aval de la congestion : passer en dessous d'un niveau défini comme la somme du niveau initial de la nomination et de la quantité vendue au GRT.

Cette contrainte de renomination, imposée jusqu'à la fin de la journée gazière, est indispensable pour assurer l'efficacité du dispositif : l'expéditeur sélectionné ne peut pas à la fois céder du gaz au GRT et en amener en créant la congestion.

Pour cela, après attribution d'un lot d'achat au GRT de molécule à l'amont de la congestion, la somme des nominations aux points en amont de la congestion est inférieure ou égale à la programmation du cycle précédent, à laquelle est soustrait le volume acheté au GRT.

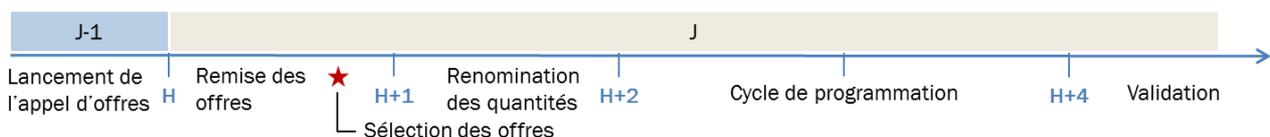
De même, après attribution d'un lot de vente au GRT à l'aval de la congestion, la somme des nominations aux points en aval de la congestion est supérieure ou égale à la programmation du cycle précédent, à laquelle on ajoute volume vendu au GRT.

*Délai de lancement de l'appel d'offres et de renomination*

Les GRT détectent le besoin d'activer le mécanisme après traitement des nominations en début de cycle. Ils avertissent alors les expéditeurs que le mécanisme est activé. Le temps restant du cycle en cours est partagé en deux périodes égales :

- Une première période pour permettre aux expéditeurs d'ajuster ou de poster de nouvelles offres ; cette période s'achève par la sélection des meilleures offres par les GRT ;
- Une deuxième période jusqu'à la fin du cycle pour permettre aux expéditeurs sélectionnés de nommer les quantités contractualisée en conséquence.

Les quantités contractualisées sont ainsi prises en compte au cycle suivant l'activation du mécanisme et programmées deux heures plus tard. Les GRT devront donc intégrer dans leur processus un besoin de stock en conduite pour maintenir le réseau en conditions opérationnelles au moins deux heures, délai entre l'arrivée de la congestion et l'effet du mécanisme.



*Pénalités en cas de non-respect des contraintes*



Les GRT proposent d'appliquer une pénalité au cas où un expéditeur allocataire de l'appel d'offres ne respecterait pas les modalités susmentionnées. Cette pénalité serait proportionnelle au volume concerné et valorisée au prix de la transaction majoré de 25 %.

*Analyse préliminaire de la CRE*

La CRE considère que l'intérêt du *spread localisé* repose en grande partie sur sa simplicité d'utilisation. Ainsi, la remise d'offres en MWh/h permet aux acteurs de mettre une offre plusieurs heures à l'avance sans se soucier du *prorata temporis*. De même, privilégier la mise en œuvre du mécanisme en heures ouvrables, et de préférence entre 10 h et 18 h est de nature à concentrer le maximum de répondants. La plateforme Pownext est bien connue de la plupart des acteurs de marché, l'utilisation de sa chambre de compensation permet le transfert de l'énergie d'un acteur à l'autre anonymement et sans risque.

La CRE considère que la contrainte sur la renomination est essentielle pour permettre l'efficacité du mécanisme : elle permet d'assurer que le gaz va effectivement être livré en aval de la congestion et non pas en amont.

La CRE est à ce stade favorable au fonctionnement proposé par les GRT.

- Question 13** Etes-vous favorable aux modalités opérationnelles relatives à l'appel des *spreads localisés* telles qu'elles sont proposées par les GRT ? Avez-vous des remarques à formuler pour en améliorer l'efficacité ?
- Question 14** Etes-vous favorable à ce que les GRT informent les expéditeurs du risque d'atteinte d'une limite dès J-1, et leur donne la possibilité de déposer une offre en même temps que cette notification ? Quel serait le meilleur horaire pour une telle notification ?

*Fonctionnement selon le front de congestion*

Le *spread localisé* peut porter sur tous les points d'entrée du réseau : injection aux PITS, émissions aux PITTM, entrée aux PIR, et un grand nombre de points de sortie : soutirage aux PITS et sortie aux PIR. De ce fait, ce dispositif est efficace sur les quatre fronts de congestion identifiés :

	<b>Offre possible à l'amont de la congestion</b>	<b>Offre possible à l'aval de la congestion</b>
Congestion NS1	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diminution des entrées au PIR Taisnières H</li> <li>- Diminution des entrées au PIR Obergailbach</li> <li>- Augmentation de la consommation des CCCG situées en amont du front de congestion (Blénod, Saint-Avold, Pont-sur-Sambre, Toul, Bouchain)</li> <li>- Augmentation des sorties au PIR Oltingue</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En été : diminution des injections aux PITS Nord-Est, Nord-Ouest, Atlantique, Sud-Est ou TIGF. En hiver : augmentation des soutirages aux PITS Nord-Est, Nord-Ouest, Atlantique, Sud-Est ou TIGF.</li> <li>- Augmentation des entrées au PIR Dunkerque</li> <li>- Augmentation des émissions aux PITTM de Dunkerque LNG, Montoir ou de Fos</li> <li>- Diminution des sorties aux PIR Jura et Pirineos</li> <li>- Réduction de la consommation des CCCG situées en aval du front de congestion (Bayet, Combigoles, Cycofos, DK6, Martigues, Montoir, Gennevilliers, Montereau)</li> </ul>
Congestion NS2	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diminution des entrées au PIR Taisnières H</li> <li>- Diminution des entrées au PIR Obergailbach</li> <li>- Diminution des entrées au PIR Dunkerque</li> <li>- Augmentation des sorties au PIR Oltingue</li> <li>- En été : augmentation des injections aux PITS Nord-Est et Nord-Ouest. En hiver : diminution des soutirages aux PITS Nord-Est et Nord-Ouest.</li> <li>- Diminution des émissions aux PITTM de</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En été : diminution des injections aux PITS Atlantique, Sud-Est ou TIGF. En hiver : augmentation des soutirages aux PITS Atlantique, Sud-Est ou TIGF.</li> <li>- Augmentation des émissions aux PITTM de Montoir ou de Fos</li> <li>- Diminution des sorties au PIR Pirineos</li> <li>- Réduction de la consommation des CCCG situées en aval du front de congestion (Bayet, Combigoles, Cycofos, Martigues,</li> </ul>

	<p>Dunkerque LNG</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Augmentation de la consommation des CCCG situées en amont du front de congestion (Blénod, DK6, Saint-Avold, Pont-sur-Sambre, Toul, Bouchain, Gennevilliers, Montereau)</li> </ul>	<p>Montoir)</p>
Congestion NS3	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diminution des entrées au PIR Taisnières H</li> <li>- Diminution des entrées au PIR Obergailbach</li> <li>- Diminution des entrées au PIR Dunkerque</li> <li>- Augmentation des sorties aux PIR Oltingue et Jura</li> <li>- En été : augmentation des injections aux PITS Nord-Est, Nord-Ouest et Sud-Est. En hiver : diminution des soutirages aux PITS Nord-Est, Nord-Ouest et Sud-Est.</li> <li>- Diminution des émissions aux PITTM de Dunkerque LNG ou de Montoir</li> <li>- Augmentation de la consommation des CCCG situées en amont du front de congestion (Blénod, DK6, Saint-Avold, Pont-sur-Sambre, Toul, Bouchain, Gennevilliers, Montereau)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En été : diminution des injections aux PITS Atlantique ou TIGF. En hiver : augmentation des soutirages aux PITS Atlantique ou TIGF.</li> <li>- Augmentation des émissions au PITTM de Fos</li> <li>- Diminution des sorties aux PIR Jura et Pirineos</li> <li>- Réduction de la consommation des CCCG situées en aval du front de congestion (Bayet, Combigoles, Cycofos, Martigues, Montoir)</li> </ul>
Congestion NS4	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diminution des entrées au PIR Taisnières H</li> <li>- Diminution des entrées au PIR Obergailbach</li> <li>- Diminution des entrées au PIR Dunkerque</li> <li>- Augmentation des sorties aux PIR Oltingue et Jura</li> <li>- En été : augmentation des injections aux PITS Nord-Est, Nord-Ouest, Atlantique et Sud-Est. En hiver : diminution des soutirages aux PITS Nord-Est, Nord-Ouest, Atlantique et Sud-Est</li> <li>- Diminution des émissions aux PITTM de Dunkerque LNG ou de Montoir</li> <li>- Augmentation de la consommation des CCCG situées en amont du front de congestion (Blénod, DK6, Saint-Avold, Pont-sur-Sambre, Toul, Montoir, Bouchain, Gennevilliers, Montereau)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En été : diminution des injections au PITS TIGF En hiver : augmentation des soutirages aux PITS TIGF</li> <li>- Augmentation des émissions au PITTM de Fos</li> <li>- Diminution des sorties au PIR Pirineos</li> <li>- Réduction de la consommation des CCCG situées en aval du front de congestion (Bayet, Combigoles, Cycofos, Martigues)</li> </ul>

*Participation des opérateurs d'infrastructures et des consommateurs*

Le tableau ci-dessus comprend également les CCCG. En effet, les GRT proposent de les inclure dans les appels d'offres, sous réserve de l'accord de RTE et de la faisabilité technique par les sites eux-mêmes et GRTgaz. Ces sites soumettent d'ores et déjà un programme horaire, qui servirait de repère pour contrôler la réduction ou l'augmentation de leur consommation, mais ne font pas l'objet de nominations.

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

De même, les GRT proposent d'étudier la possibilité pour les expéditeurs en charge de la fourniture de gaz pour les sites industriels de participer aux appels d'offres portant sur des *spreads* localisés. Leur offre consisterait à réduire la consommation de gaz d'un site situé à l'aval de la congestion, sans modifier les nominations en entrée. A l'heure actuelle, ces sites ne soumettent pas de programme horaire de consommation. Les modalités de mises en œuvre devront donc être précisées dans le cadre de la Concertation gaz et soumises à la CRE.

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

Enfin, un opérateur de stockage a fait état, en Concertation Gaz, de son souhait de participer aux appels d'offres portant sur le *spread* localisé. A ce stade, la CRE juge que l'apport des opérateurs de stockage au bon fonctionnement de ce mécanisme doit en priorité passer par une offre commerciale dynamique, qui permet aux expéditeurs souscripteurs de capacités de stockage de valoriser leur flexibilité. Il n'est pas, en théorie, économiquement justifié de conserver des capacités ou des flexibilités pour le seul usage des congestions, une valeur supérieure pouvant être atteinte en les commercialisant. La CRE est donc défavorable, à ce stade, à la participation des opérateurs de stockage aux appels d'offres portant sur le *spread* localisé.

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

#### *Coût du mécanisme*

Le coût annuel du *spread* localisé est fortement variable, en fonction :

- du nombre de jours de congestion ;
- du volume des congestions ;
- des prix proposés par les expéditeurs.

Les simulations ci-dessous s'appuient sur les simulations de fréquence et de volume réalisées au moyen de l'outil mis à disposition des expéditeurs sur le site de la CRE. Elles prennent pour hypothèse la couverture complète du volume nécessaire pour lever les congestions simulées par un *spread* localisé. Le prix utilisé est uniformément de 3€/MWh en été et de 10€/MWh en hiver, une approximation validée par les travaux en Concertation bien qu'elle soit très schématique.

Scénario considéré	Coût annuel estimé du <i>spread</i> localisé
Scénario tendu dit « de référence » (38 jours de congestion par an)	3,8 M€
Scénario extrême (110 jours de congestion par an)	40,6 M€

#### *Plafond de prix*

Les GRT proposent de mettre en place un plafond de prix, au-delà duquel les offres ne pourraient être sélectionnées même si le besoin n'est pas couvert. Si le prix des offres dépassait ce prix plafond, les GRT seraient contraints d'avoir recours à la restriction mutualisée pour résoudre la congestion.

#### *Analyse préliminaire de la CRE*

La CRE considère à ce stade qu'il est nécessaire de fixer un prix plafond afin de limiter le risque, d'une part, d'une erreur de saisie, d'autre part, que le recours au *spread* localisé entraîne un coût trop important pour la communauté des expéditeurs, au bénéfice d'un seul acteur en position dominante lors d'un appel d'offres. Ce plafond doit être suffisamment élevé pour faire émerger un signal prix reflétant les tensions du réseau et constituer un réel attrait pour les participants potentiels. Les GRT souhaitent que soit également fixé un plafond de dépense totale sur une journée, afin de refléter leurs contraintes de trésorerie.

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

- **Analyse préliminaire de la CRE**

La CRE observe que le *spread* localisé est un outil efficace sur l'ensemble des fronts de congestion. Il est ouvert à un grand nombre d'expéditeurs, ce qui, par le jeu de l'offre et de la demande, peut contribuer à en faire apparaître le juste prix.

A titre de comparaison, l'utilisation des produits localisés à six reprises au cours des hivers 2015-2016 et 2016-2017 n'a pas fait apparaître de prix aberrants et s'est déroulée dans des conditions satisfaisantes. L'expérience acquise par les acteurs permet une mise en œuvre plus facile et plus rapide du dispositif de *spread* localisé.

Toutefois, la CRE note également que ce mécanisme n'est efficace qu'à la condition qu'un nombre suffisant d'expéditeurs y participe. Elle encourage les GRT à trouver le meilleur compromis en termes d'heures de fonctionnement et de contraintes opérationnelles pour permettre au plus grand nombre d'acteurs à proposer leur flexibilité (CCCG, industriels). Le recours à la restriction mutualisée doit être exceptionnel.

Dans cette optique, la CRE considère également que le plafond de prix doit être suffisamment élevé pour garantir que les expéditeurs trouveront un intérêt à participer aux appels d'offres portant sur les *spreads* localisés.

La CRE souhaite que les GRT poursuivent leur travail de concertation afin d'associer les expéditeurs à la mise en œuvre opérationnelle du *spread* localisé.

**Question 19** Etes-vous favorable au recours à des *spreads* localisés pour lever les congestions résiduelles ?

#### 4.2.5 Accords avec les opérateurs d'infrastructures adjacents

- **Principes de fonctionnement**

Pour un même schéma contractuel, la répartition des flux entre différents points physiques peut avoir un impact sur la gestion du réseau, c'est pourquoi, GRTgaz a parfois recours à des optimisations (« *swaps* ») entre opérateurs, sur la base des efforts raisonnables de chacun. Ce principe pourrait être utilisé pour résoudre, au moins partiellement, une congestion.

En particulier, GRTgaz pourrait solliciter Fluxys pour réduire les flux en entrée à Taisnières H et faire passer un flux équivalent en entrée à Alveringem, en cas de survenue d'une congestion NS1. Le front de congestion étant situé de part et d'autre des deux PIR, cet accord permettrait de lever/soulager la congestion NS1. L'utilisation d'un tel mécanisme serait sans incidence sur les autres limites, puisque les quantités livrées à l'amont de NS2, NS3 et NS4 demeurerait inchangées.

De même, un tel accord pourrait être imaginé avec Storengy lorsque des sites d'un même PITS sont à cheval sur des fronts de congestion : PITS Nord-Est pour NS1, PITS Sud-Est pour NS3 et NS4.

- **Modalités de mise en œuvre**

La possibilité de réaliser de tels *swaps* inter-opérateurs dépend des capacités nominées au point contractuel et des contraintes propres à chacun des deux opérateurs. Il n'est donc pas garanti dans toutes les conditions.

- **Analyse préliminaire de la CRE**

Ce mécanisme s'inscrit dans le cadre d'un accord inter-opérateurs. Sans contrepartie financière, il est conditionné aux efforts raisonnables des deux parties.

La CRE considère que l'accord avec Fluxys est efficace pour lever la congestion NS1 sans contraindre les expéditeurs ni générer de surcoût pour la communauté. De ce fait, la CRE est favorable à son utilisation prioritaire dans le cas où une congestion NS1 surviendrait, sous réserve de sa faisabilité au moment considéré.

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

#### 4.2.6 Restriction mutualisée des nominations en situation de congestion

- **Principes de fonctionnement**

Dans le cas où l'ensemble des autres mécanismes sollicités ne parviendrait pas à lever la congestion, les GRT ne seraient pas en mesure d'assurer les acheminements et seraient contraints de procéder à des restrictions de capacités fermes. Dans ces cas de dernier recours, les capacités fermes devraient être partiellement interrompues. A défaut, les conditions normales d'opération du réseau n'étant pas respectées, les GRT seraient

contraints de mettre en place les mesures d'urgence établie dans le Plan d'urgence gaz<sup>22</sup>, et en dernier recours de délester certains clients.

- **Modalités de mise en œuvre**

Ce mécanisme permet de garantir le non-dépassement d'une limite, soit en restreignant les entrées en amont de la limite, soit en restreignant les sorties à l'aval de la limite.

Ce mécanisme s'appliquerait seulement en cas de nécessité et en dernier recours, c'est-à-dire après l'échec des autres mécanismes. Les GRT appliqueraient une restriction de nominations globale mutualisée, au prorata des capacités souscrites, sur les points d'entrée en amont de la limite, ou sur les points de sortie à l'aval de la limite (maille superpoint). Les expéditeurs seraient alors libres d'utiliser leurs capacités, dans leur limite individuelle sur chaque point et dans leur limite globale sur la somme des points.

Le recours à ce mécanisme aurait lieu en cours de journée, une fois que l'échec des autres mécanismes à lever la congestion serait constaté. Tant que les réponses aux appels d'offres permettent de couvrir le besoin exprimé, la restriction mutualisée n'est pas utilisée. Lorsqu'un appel demeure sans réponse, où lorsque les réponses ne suffisent pas à couvrir le besoin, alors les GRT cessent le processus et déclenchent une restriction mutualisée des nominations lors du cycle suivant.

Les GRT ont présenté les volumes (en GWh/j) qui devraient être interrompus pour traiter les congestions, en fonction du choix d'interrompre les capacités en amont ou en aval, et en fonction de la consommation France. L'objectif des GRT est de limiter le volume des capacités à interrompre pour résoudre une congestion. Toutefois, cette règle doit être déclinée en fonction du niveau de consommation. En effet, à partir d'un certain niveau de consommations, restreindre la totalité des capacités aval ne suffit pas à résoudre les congestions NS2, NS3 et NS4. Il apparaît alors que :

- pour la NS1, la restriction mutualisée porterait sur les points situés en amont de la congestion ;
- pour la NS2, la restriction mutualisée porterait sur les points situés en aval de la congestion de l'été à l'hiver doux, à l'amont de l'hiver moyen à l'hiver très froid ;
- pour la NS3, la restriction mutualisée porterait sur les points situés en aval de la congestion de l'été à l'hiver doux, à l'amont de l'hiver moyen à l'hiver très froid ;
- pour la NS4, la restriction mutualisée porterait sur les points situés en aval de la congestion.

Consommation France (GWh/j)	Eté à hiver doux (consommation inférieure à 1750 GWh/j)	Hiver moyen à froid (consommation comprise entre 1750 et 2800 GWh/j)	Hiver très froid (consommation supérieure à 2800 GWh/j)
NS1	Amont		
NS2 et NS3	Aval	Amont	
NS4	Aval		Amont

- **Rémunération**

Les GRT souhaitent qu'en cas de restriction mutualisée, aucune compensation financière ne soit accordée aux expéditeurs pénalisés.

- **Analyse préliminaire de la CRE**

La CRE considère à ce stade que l'interruption partielle des capacités fermes est une solution efficace et préférable au délestage des clients du réseau.

En outre, la mutualisation des restrictions présente l'avantage de laisser à chaque expéditeur disposant de capacités à plusieurs points en amont ou en aval de la congestion une marge de décision quant aux points à privilégier. De même, un expéditeur ne disposant de capacité qu'à un point du superpoint peut bénéficier d'un taux de disponibilité supérieur, en utilisant le mécanisme de surnomination (ou l'UIOLI), si les autres points du superpoint sont moins sollicités par d'autres expéditeurs.

Par ailleurs, la CRE considère qu'indemniser les expéditeurs concernés par la restriction mutualisée pourrait concurrencer les appels d'offres sur le *spread* localisé : un expéditeur pourrait préférer le niveau d'indemnisation définie *ex ante* aux prix fixés par l'appel d'offres. D'autre part, si la restriction mutualisée devait faire l'objet d'une

<sup>22</sup> Le plan d'urgence gaz, adopté par l'arrêté du 28 novembre 2013, a été pris en application du règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE du Conseil

indemnisation, il conviendrait de déterminer quels expéditeurs en bénéficient. En l'état, la CRE considère que la proposition des GRT est pertinente, s'agissant d'un mécanisme de dernier recours, pour résorber la congestion.

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

**4.2.7 Mécanismes que les GRT proposent d'écarter**

**4.2.8 Swap stockage**

- Principes de fonctionnement**

Le swap stockage consiste à injecter et soutirer du gaz dans les stockages situés de part et d'autre du front de congestion.

Les GRT concluent un contrat avec les opérateurs de stockage, portant sur un produit annuel constitué de capacités de soutirage ultra rapides. Le gaz est acheté ou loué par les GRT.

- Modalités de mise en œuvre**

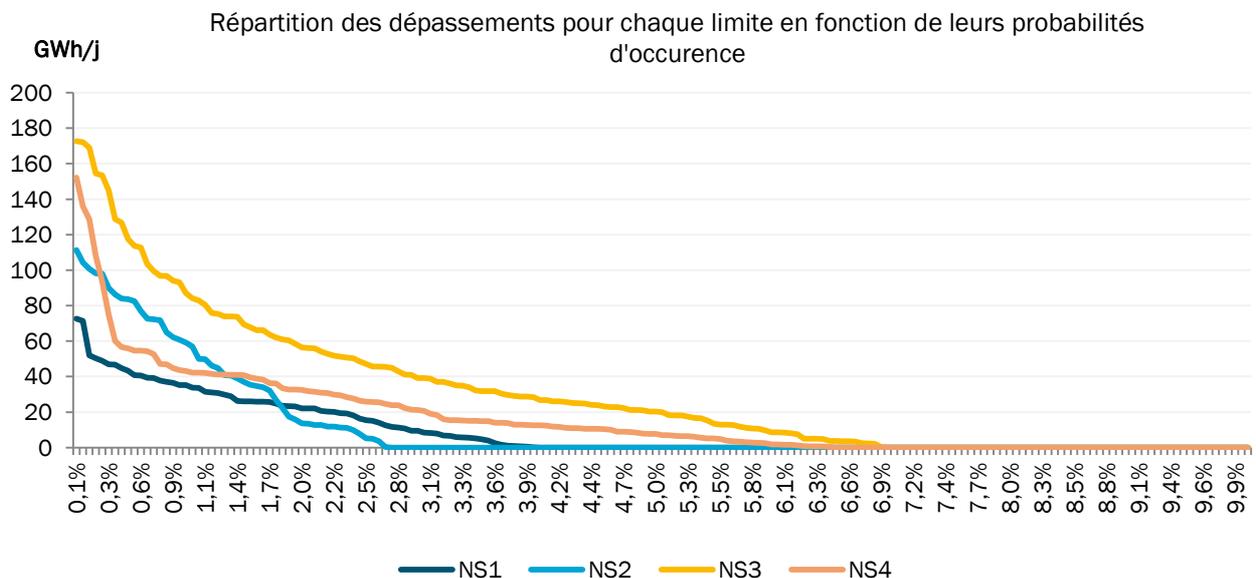
Les capacités d'injection ou de soutirage disponibles au titre du swap stockage sont affermies en J-1 voire en cours de journée en fonction du degré de fermeté de l'offre choisie :

- l'option 100 % ferme assure une disponibilité totale du service. La quantité est ajustable en cours de journée ;
- les options interruptibles prévoient que les capacités soient affermies en J-1, en fonction des capacités physiques disponibles et de celles non utilisées par leurs détenteurs. Les GRT doivent déterminer la veille à 20h les quantités à déplacer d'un stockage à un autre.

Lorsqu'une limite apparaît, les GRT soumettent aux opérateurs de stockage leur demande d'activer le service à un point donné, pour un volume défini. Les opérateurs de stockage injectent du gaz en aval de la congestion et en soutirent en amont de la congestion.

Avec le dimensionnement envisagé, les GRT peuvent utiliser le service 10 jours d'affilée, puis ils doivent reconstituer leur stock avant de le réutiliser. Un dimensionnement d'un débit de 50 et 35 GWh/j couvrirait respectivement 63 % et 50 % des dépassements des limites NS2, NS3 et NS4 dans le scénario tendu de référence. Le volume proposé est de 500 GWh, ce qui permettrait d'utiliser le swap stockage 10 jours d'affilée.

Le graphique ci-dessous présente le volume des congestions pour chaque limite, distribué en fonction de la probabilité d'occurrence. L'outil de simulation mis à disposition sur le site internet de la CRE permet de mettre à jour ce graphique en fonction des paramètres des scénarios (émissions aux terminaux méthaniers, consommation des CCCG, exports vers l'Espagne).



- Analyse préliminaire de la CRE**



*Efficacité selon le front de congestion*

Le swap stockage est efficace sur les limites NS2, NS3 et NS4. Toutefois, en l'absence d'un PITS complet en amont de NS1, le swap stockage ne pourrait pas être utilisé pour la lever. En effet, bien qu'une partie du PITS Nord-Est soit localisée en amont de la NS1, cela n'offre pas assez de flexibilité pour le swap stockage.

Alternativement, Storengy propose une offre dimensionnée exclusivement pour traiter les limites NS2 et NS3.

Dans tous les cas, le dimensionnement proposé par les GRT (50 GWh ou 35 GWh) ne permettrait pas de couvrir l'intégralité des congestions, puisque certaines atteignent 180 GWh, selon le modèle. De ce fait, le swap stockage, s'il était retenu, ne suffirait pas à lui seul, et devrait être complété par un mécanisme de court terme.

*Éléments de prix*

Le coût du swap stockage dépend :

- de son dimensionnement : en volume, et en nombre de sites de stockage mobilisés ;
- de sa disponibilité : du 100 % ferme au 100 % interruptible.

Pour en limiter le coût, les GRT proposent de le limiter à un volume de 35 à 50 GWh/j, ce qui ne permettrait pas de couvrir l'intégralité du besoin en cas de limite supérieure.

Dimensionnement	100 % ferme	50 % ferme	100 % interruptible	100 % interruptible, NS2 et NS3 seulement
Part fixe pour 50 GWh/j	Storengy : 26,4 M€ TIGF : 10,5 M€ <b>Total fixe : 36,9 M€</b>	Storengy : 10,5 M€ TIGF : 7,9 M€ <b>Total fixe : 18,4 M€</b>	Storengy : 9,1 M€ TIGF : 6,4 M€ <b>Total fixe : 15,5 M€</b>	Storengy : 11,4 M€  <b>Total fixe : 11,4 M€</b>
Part fixe pour 35 GWh/j	Storengy : 18,5 M€ TIGF : 7,4 M€ <b>Total fixe : 25,9 M€</b>	Storengy : 7,6 M€ TIGF : 5,6 M€ <b>Total fixe : 13,2 M€</b>	Storengy : 6,7 M€ TIGF : 4,5 M€ <b>Total fixe : 11,2 M€</b>	Storengy : 8,2 M€  <b>Total fixe : 8,2 M€</b>
Part variable	Storengy : 0,47 €/MWh/cyclage TIGF : 0,45 €/MWh/cyclage			Storengy : 0,94€/MWh/cyclage

Le swap stockage tire parti de la localisation des sites de stockage pour lever les congestions sans contraindre les expéditeurs. Néanmoins, son efficacité sur les congestions NS2, NS3 et NS4 est imparfaite, car le volume à contractualiser serait très important pour couvrir l'intégralité des congestions.

En outre, le swap stockage exige d'être souscrit à l'avance, ce qui pose, d'une part, un problème de coût, et de l'autre, la question de son dimensionnement. Par définition, celui-ci sera imparfait : sur-dimensionné, il constituerait un coût inutile pour la collectivité, sous-dimensionné, il conduirait au recours obligatoire à d'autres mécanismes de court-terme.

Le swap stockage tel qu'il est proposé par les opérateurs de stockage représente en outre une désoptimisation du fonctionnement des stockages. En effet, le mécanisme envisagé consiste à réserver un produit à une unique utilisation en cas de congestion, privant ces capacités de leur valeur pour d'autres usages (équilibre, sécurité d'approvisionnement). Pour ces raisons la CRE est défavorable à l'utilisation du swap stockage tel qu'envisagé par les GRT et les opérateurs de stockage.

Toutefois, la CRE considère que l'utilisation du stockage pourra être réétudiée si les conditions de l'offre des opérateurs de stockage venaient à évoluer, notamment en fonction du cadre réglementaire, ou si le *spread* localisé ne permettait pas de résoudre de manière satisfaisante les congestions.

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

#### 4.2.9 Rachat de nomination

- **Principes de fonctionnement**

Le rachat de nomination permet de gérer l'atteinte d'une limite en sollicitant les capacités d'arbitrage des expéditeurs pour modifier leur schéma d'approvisionnement d'un jour donné. Le rachat de nomination par les GRT concernerait tous les points d'entrée situés à l'amont d'une limite ou tous les points de sortie situés à l'aval d'une limite.

- **Modalités de mise en œuvre**

Les offres pourraient être soumises à l'avance par les expéditeurs, en cas d'alerte émise par les GRT. Les expéditeurs proposeraient des prix de rachat de leurs nominations. Lorsque la congestion apparaît, les GRT activeraient les offres les mieux disantes, jusqu'à atteindre le volume nécessaire à lever la congestion. En pratique, ils «rachèteraient», donc baisseraient, une partie des nominations demandées par les expéditeurs, en fonction des offres les moins chères, jusqu'à ce que le total des nominations respecte la limite physique du réseau.

Le mécanisme intégrerait une interdiction de se rééquilibrer sur un point situé du même côté de la limite considérée. Ce mécanisme a été écarté en Concertation gaz au profit du *spread localisé* car jugé trop complexe.

- **Analyse préliminaire de la CRE**

L'efficacité de ce mécanisme est incertaine. En effet, le rachat de nomination n'agit que d'un côté de la limite. En outre, ce mécanisme présente un risque en cas de rééquilibrage au PEG si la contrepartie achemine le gaz depuis le même point d'entrée. Ces deux écueils sont évités par le *spread localisé*, qui s'appuie sur une logique similaire à celle du rachat de nomination : rémunérer un acteur pour qu'il modifie son acheminement. De ce fait, le rachat de nomination n'apparaît pas efficace, et la CRE considère à ce stade que sa mise en œuvre doit être écartée au profit de celle du *spread localisé*.

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

#### 4.2.10 Conversion de capacités fermes en capacités conditionnelles ou en capacités « point à point »

- **Principes de fonctionnement**

L'offre de capacité des GRT comporte des capacités fermes et des capacités interruptibles, en fonction des conditions d'utilisation du réseau de transport. Deux nouveaux types de capacité pourraient être introduits : les capacités conditionnelles pouvant être interrompues en cas de congestion ; les capacités « point-à-point », ne pouvant être utilisées que pour certaines routes d'acheminement.

- **Modalités de mise en œuvre**

Les GRT convertiraient une partie des capacités fermes existantes en capacités conditionnelles, dont la fermeté serait intermédiaire entre celle des capacités fermes et celle des capacités interruptibles. La disponibilité de ces capacités serait fonction de paramètres prévisibles et déterminée au plus tard la veille pour le lendemain. Par exemple : prévision de température, prévision de consommation, nomination de la veille à 14h. Les capacités ne seraient interrompues que lorsqu'une limite est atteinte.

Alternativement, les GRT pourraient convertir des capacités fermes en capacités conditionnelles « point à point ». Les capacités « point à point » ne sont fermes qu'à condition que l'entrée et la sortie soient du même côté de la congestion, et conditionnelles pour accéder aux autres points commerciaux de la zone de marché unique. La disponibilité de la part conditionnelle (accès à la place de marché unique) de ces capacités est fonction de paramètres prévisibles et déterminée au plus tard la veille pour le lendemain. Elles ne seraient interrompues que si l'entrée et la sortie sont de part et d'autres d'un front de congestion et que la limite est atteinte pour un jour donné.

Les GRT lanceraient un appel d'offres, auquel les expéditeurs intéressés répondraient en soumettant le volume de capacité qu'ils sont en mesure de rendre conditionnelles, et le prix qu'ils jugent pertinent. Les GRT sélectionneraient les offres les mieux-disantes dans la limite du volume cible. Le coût du dispositif dépendrait du résultat des enchères.

- **Analyse préliminaire de la CRE**

La conversion de capacités fermes en capacités conditionnelles est possible sur le plan opérationnel, sur les points amont, sur les capacités d'injection-soutirage au stockage et aux capacités d'exports : PIR Oltingue et Piri-neos. Pour être efficace, ce mécanisme exigerait de convertir un volume important de capacité, puisque son dimensionnement ne se fait pas en fonction de l'utilisation un jour donné (les nominations) mais de façon théorique, *a priori*, pour contraindre les flux afin de lever une hypothétique congestion. En conséquence, l'intégralité

des capacités existantes non souscrites et une partie des capacités existantes déjà souscrites devraient être converties en capacités conditionnelles. Plus on s'éloigne des points d'entrée, plus le volume de capacité à convertir pour assurer l'efficacité du dispositif est grand.

Le coût du mécanisme et la contrainte pour les utilisateurs du réseau seraient donc disproportionnés si ce mécanisme devait être retenu pour les congestions localisées loin des points d'entrée du réseau (NS2, NS3 et NS4). En conséquence, la conversion de capacités fermes en capacités conditionnelles ne pourrait raisonnablement s'appliquer que pour traiter la NS1.

Sur le principe, les GRT et la CRE ne sont pas favorables à la création de nouvelle typologie de capacité, en plus des capacités fermes et interruptibles. En effet, un nouveau type de capacité dont l'affermissement serait fonction de nouveaux critères entrainerait une complexité accrue pour les utilisateurs du réseau. De plus, le choix de contraindre *a priori*, sur le long terme, l'utilisation du réseau, n'est pas privilégié par la CRE. Le modèle de la zone de marché unique est de permettre aux expéditeurs d'acheminer du gaz de toute provenance dans toute la zone, sans écart de prix. En conséquence, la CRE considère à ce stade que la conversion de capacités fermes en capacités conditionnelles ou point-à-point doit être écartée.

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

**4.2.11 Synthèse**

La CRE considère à ce stade que les mesures à disposition des GRT, permettant de résorber les congestions sans surcoût pour la communauté des expéditeurs et sans dégrader l'offre de capacité ferme, doivent être mises en œuvre de manière prioritaire. Aussi, en cas de survenue d'une congestion qui pourrait être aggravée par l'augmentation des flux à un point donné, les capacités interruptibles doivent être interrompues. Puis, les capacités fermes disponibles ne doivent pas être commercialisées. Néanmoins, si la congestion est localisée en NS1 et si les conditions le permettent, la CRE privilégie le recours au mécanisme inter-opérateur avec Fluxys, également sans coût pour la collectivité.

Si nécessaire une fois ces mesures mises en œuvre, et pour tous les fronts de congestion, la CRE est à ce stade favorable au recours par les GRT au *spread* localisé. La CRE considère que le *spread* localisé permet en théorie de résoudre l'ensemble des congestions pour autant que les acteurs de marché y répondent. Dans cette optique l'unicité du mécanisme de marché permet de ne pas disperser la liquidité.

Enfin, en cas d'échec à couvrir leur besoin par le *spread* localisé, les GRT procéderont à une restriction mutualisée, sur les points amont ou aval selon le tableau présenté au 4.2.4. Ce mécanisme est le dernier recours des GRT avant d'être contraints de déclencher des mesures de délestages telles que prévues dans le plan urgence gaz.

	NS1	NS2	NS3	NS4
En cas de contrainte journalière	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Si possible, mise en œuvre de mécanismes inter-opérateurs notamment avec Fluxys</li> <li>2. Interruption des capacités interruptibles</li> <li>3. Non commercialisation des capacités fermes disponibles</li> <li>4. <i>Spread</i> localisé</li> </ol>			<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Interruption des capacités interruptibles</li> <li>2. Non commercialisation des capacités fermes disponibles</li> <li>3. <i>Spread</i> localisé</li> </ol>
En cas d'échec des mécanismes susmentionnés	Restriction mutualisée			

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

### 4.3 Règles de déclenchement des mécanismes

#### 4.3.1 Système d'alerte continue

- Prévission J+5

Les GRT proposent de publier une prévision à cinq jours, pour informer le marché des risques identifiés d'occurrence des congestions. Cette prévision serait actualisée tous les jours, en fonction des données météorologiques, des prévisions de consommation et des programmes d'émission aux terminaux méthaniens.

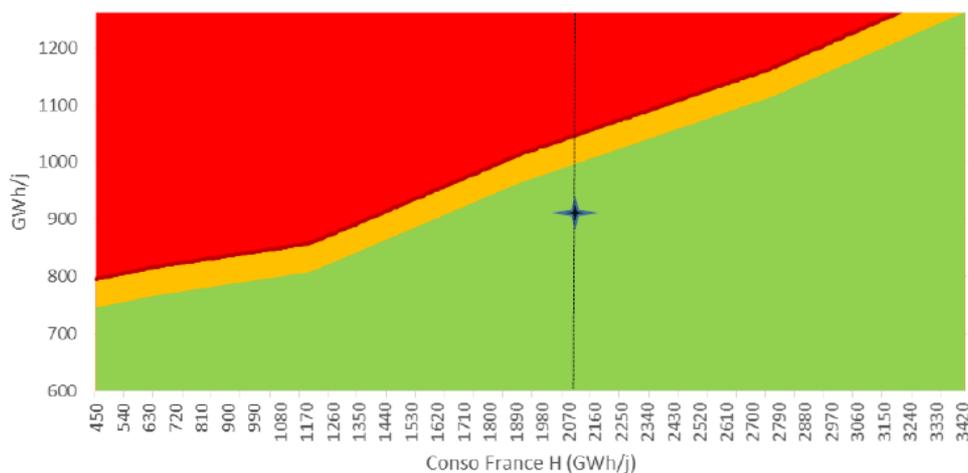
- Alerte de court terme

Les GRT proposent qu'à chaque cycle de nomination, une surveillance soit menée pour qualifier la situation en fonction des prévisions de consommation et des outils inter-opérateurs disponibles.

L'indicateur de congestion prend en compte le dernier cycle de nomination, les prévisions de consommation telles qu'établies par les GRT et l'état du réseau (disponibilité des accords inter-opérateurs, maintenances, qui déterminent le niveau de l'alerte rouge).

- Si la situation ne présente aucun risque imminent de survenue d'une congestion, elle est classée vert.
- Si les GRT anticipent la survenue proche (environ 50 GWh/j) d'une congestion, elle est classée orange.
- Si la congestion est avérée, l'alerte rouge est donnée.
- Si les GRT ne sont pas en mesure d'assurer la continuité de l'acheminement à cause de la congestion identifiée, l'alerte noire est déclenchée.

Le diagramme ci-dessous serait donc mis à jour à chaque cycle de nomination, pour refléter les meilleures prévisions de consommation des GRT, et publié sur les sites publics des GRT, smart GRTgaz et Datagas TIGF.



#### 4.3.2 Actions associées par niveau d'alerte en J-1

Les GRT proposent que les actions suivantes soient déclenchées, en fonction du niveau d'alerte :

- La veille (J-1) à 14h, lorsque les nominations des expéditeurs sont fiables, si le niveau d'alerte est rouge, les capacités interruptibles aux points affectés par la congestion sont interrompues.
- La veille (J-1) après 14h, si l'alerte est orange, les GRT lancent un appel d'offres portant sur le *spread* localisé. Les expéditeurs soumettent leurs offres mais les GRT ne les sélectionnent pas encore, dans l'attente d'une évolution favorable de la congestion. Si l'alerte est rouge, les capacités interruptibles sont interrompues et les capacités non-souscrites ne sont pas commercialisées pour la journée à venir.

#### 4.3.3 Actions associées par niveau d'alerte en J

Les GRT proposent que les actions suivantes soient déclenchées, en fonction du niveau d'alerte :

- Le jour même (J), à partir de 6h, si l'alerte est orange, les GRT lancent un appel d'offres portant sur le *spread* localisé. Si l'alerte est rouge, les GRT appellent les expéditeurs à finaliser leurs offres puis sélectionnent les offres transmises au préalable par les expéditeurs.
- En cas d'alerte noire, les GRT procèdent à la restriction mutualisée des capacités sur les superpoints concernés. Ce niveau d'alerte ne devrait être atteint qu'en cas d'échec des mécanismes de levée des congestions.

	J-1		J
	14h	Après 14h	
Vert	Pas d'action		
Orange	Pas d'action	Lancement d'un appel d'offre <i>spread</i> localisé	Lancement d'un appel d'offre <i>spread</i> localisé
Rouge	Coupure de l'inter-ruptible	- Lancement d'un appel d'offre <i>spread</i> localisé - Non commercialisation des capacités non-souscrites	Appel à mise à jour des offres <i>spread</i> localisé puis sélection des offres sur le <i>spread</i> localisé
Noir	Pas d'action		Restriction mutualisée

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

#### 4.4 Informations mises à disposition des expéditeurs pour évaluer le risque de congestion

##### 4.4.1 Un an à l'avance : programmation des maintenances

Le programme travaux de GRTgaz est publié en août de l'année précédente puis mis à jour en novembre de l'année N-1 pour l'année N. Celui de TIGF est publié en novembre de l'année N-1 pour l'année N. Les programmes travaux de référence sont publiés en février de l'année N pour GRTgaz et en mars pour TIGF, et peuvent être aménagés jusqu'à deux mois avant la date des travaux. Chaque mois M, les taux journaliers de réduction de capacité sont publiés pour le mois M+2. Ces taux sont ensuite actualisés jusqu'en J-5 sous la forme d'une fourchette. Le taux de restriction final est connu en J-1 à 15h.

Ces publications seront maintenues inchangées. Les programmes affichent le volume de capacité qui sera restreint aux points et aux superpoints correspondants. En outre, la CRE souhaite que les GRT préparent et présentent des plannings de maintenance coordonnés. En effet, en zone unique, les maintenances de chaque GRT auront des répercussions sur l'offre des opérateurs adjacents.

Les travaux dont l'impact sur la disponibilité des capacités est inférieur à 30 GWh/j figureront dans ces programmes, bien qu'il soit envisagé qu'ils ne donnent pas lieu à la publication des restrictions mutualisées.

##### 4.4.2 En prévision de l'hiver, publication saisonnière du « *winter outlook* »

Jusqu'en 2016, les opérateurs publiaient au mois d'octobre une prévision des conditions d'exploitation du réseau pour l'hiver. Dès 2017, et pour les années suivantes, les GRT ont anticipé cette publication en l'avançant au mois de mai, afin de donner une meilleure visibilité au marché pendant la campagne d'injection des stockages. La publication du « *winter outlook* » en date du 31 mai 2017 est disponible sur les sites internet de GRTgaz<sup>23</sup> et de TIGF<sup>24</sup>. Cette publication sera ensuite mise à jour en octobre afin d'affiner la prévision au regard du taux de remplissage des stockages et des prévisions climatiques.

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

<sup>23</sup> [Winter outlook 2017](#)

<sup>24</sup> [Winter outlook 2017 sur le site de TIGF](#)

## 4.5 Suivi du niveau de remplissage des stocks à l'aval des congestions et moyens d'actions éventuels

### 4.5.1 Proposition des GRT

#### 4.5.1.1 Objectif d'un suivi du niveau de remplissage des stockages en 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 au jour le jour aux GRT de mobiliser ces moyens.

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 GNL est disponible en cuve. De ce fait, la seule flexibilité sur laquelle les GRT pourraient compter est le stockage, dans la limite du débit correspondant au remplissage des sites situés à l'aval des congestions.

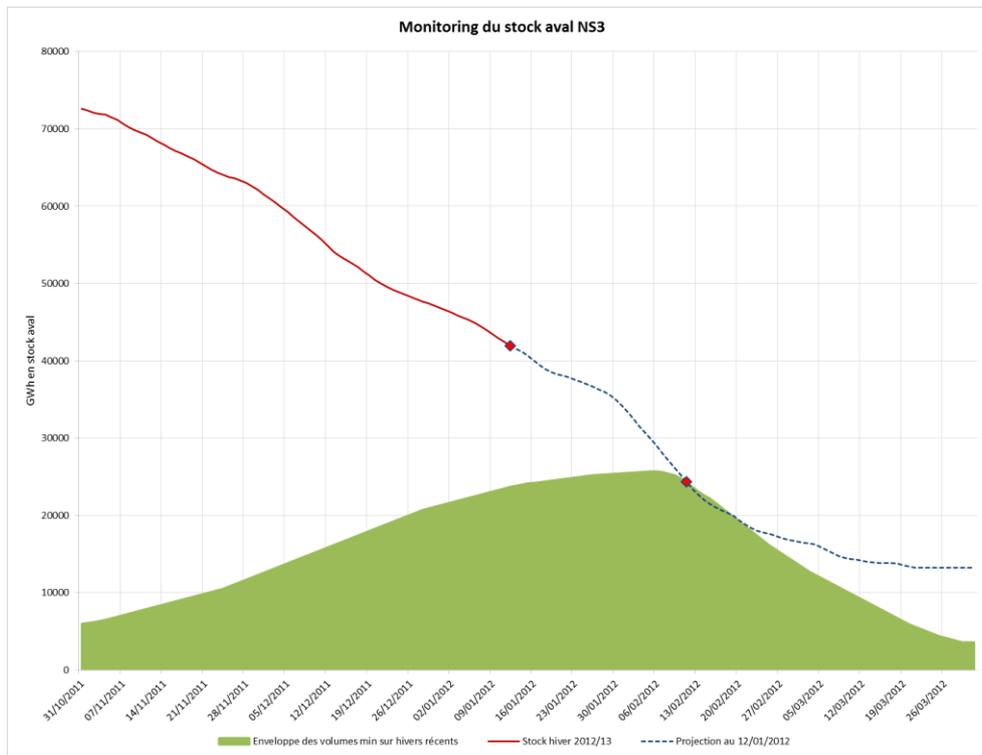
Dans ce contexte, les GRT proposent de mettre en œuvre un suivi quotidien du niveau des stockages en aval de chaque front de congestions, pour s'assurer de la disponibilité effective, à court terme, d'offres de *spread* localisé.

Ce suivi permettrait d'anticiper un niveau de remplissage des stockages insuffisant pour garantir le débit nécessaire à traiter les congestions qui pourraient survenir à court-terme. Le niveau de remplissage ainsi suivi correspondrait au volume permettant d'assurer le débit journalier nécessaire à lever une congestion, et en aucun cas à celui nécessaire à assurer la continuité d'alimentation, qui relève de la responsabilité des fournisseurs.

#### 4.5.1.2 Principes du suivi du remplissage des stocks avals

Les GRT envisagent de fonder un tel suivi sur les principes décrits ci-dessous, qui devront être précisés en Concertation gaz :

- En début d'hiver, les GRT établissent, pour chaque jour de l'hiver, le débit minimal qui doit pouvoir être soutiré des stockages afin de pouvoir acheminer le gaz à l'aval des congestions, en l'absence de tout GNL à Fos et dans une situation d'exportations soutenues vers l'Espagne. Ce débit permet de calculer un niveau de stock minimal nécessaire. Dans la mesure où le volume de gaz en stock est supérieur à ce volume minimal, en cas de survenue de congestion, les GRT savent qu'ils pourront disposer d'offres en réponse à un éventuel *spread* localisé. Ce volume minimal est figuré par la courbe verte dans le graphe ci-dessous.
- Chaque jour de l'hiver, compte tenu du gaz effectivement en stock à date (ligne rouge ci-dessous), les GRT proposent de calculer une projection des volumes de gaz en stock sur le reste de l'hiver à l'aval de chaque congestion, dans un scénario « extrême ». Cette projection, figurée par la ligne en pointillés bleus, tient compte :
  - à court terme, des consommations prévues en fonction de le météo, du programme d'émission des terminaux GNL et sur les stocks de GNL présents ;
  - à long terme, d'un scénario « extrême » (hiver très froid, forte consommation des CCCG, pénurie de GNL, fortes exportations vers l'Espagne).



#### 4.5.1.3 Actions mises en œuvre pour assurer le niveau de remplissage des stocks aval nécessaire à la levée des congestions

Si, au-delà d'un mois, les volumes projetés de gaz en stock sont inférieurs aux volumes minimaux calculés par les GRT, les GRT envisagent alors de manière simultanée :

- d'avoir éventuellement recours à des *spreads* localisés pour limiter le soutirage des stockages en aval du front de congestion ;
- d'interrompre, de manière temporaire, la commercialisation des capacités interruptibles en aval des congestions (PIR Pirineos). Cette situation serait figurée par un croisement à horizon supérieur à 1 mois de la courbe verte et de celle en pointillés bleus.

Ces mesures seraient maintenues tant que les projections de volumes de gaz en stock au-delà d'un mois sont inférieures aux volumes minimaux de gaz en stock calculés en début d'hiver par les GRT.

Enfin, si la projection du niveau de remplissage anticipe, à horizon 1 mois, que le niveau de remplissage sera insuffisant à assurer le débit nécessaire en sortie des stockages, les GRT pourraient déclencher un appel d'offres pour contractualiser un *flow commitment* afin d'assurer l'arrivée de gaz en aval des congestions (GNL à Fos ou imports Espagne vers France). Cette situation serait figurée par un croisement à horizon inférieur à 1 mois de la courbe verte et de celle en pointillés bleus.

#### 4.5.2 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère que le dispositif proposé par les GRT est de nature à prévenir les situations critiques de congestions à moyen terme mettant en risque la continuité de l'acheminement. Une telle situation, même très peu probable, doit être anticipée, c'est pourquoi la CRE est favorable à ce qu'un suivi soit mis en œuvre.

Elle considère que le dispositif doit être travaillé en Concertation Gaz et détaillé afin de définir son fonctionnement exact.

Elle partage l'analyse des GRT sur l'inutilité de mettre en œuvre des mesures avant le début de l'hiver, mais considère que le suivi doit pouvoir déclencher des mesures adéquates en cas de risques pour la continuité d'acheminement liés au dimensionnement du réseau.

La CRE considère que les mécanismes de marché visent à assurer exclusivement la continuité de l'offre d'acheminement ferme. De ce fait, la CRE juge à ce stade qu'il n'est pas envisageable de recourir à un *flow commitment* pour assurer l'offre interruptible, notamment au PIR Pirineos. En conséquence, il convient, dans un premier temps, de suspendre la commercialisation du produit interruptible de manière préventive. Dans un se-

cond temps, lorsque cela est possible, notamment les jours où le réseau n'est pas congestionné, le recours à un *spread* localisé pour limiter le soutirage des stockages en aval du front de congestion est également de nature à permettre de retarder une situation critique. Enfin, le *flow commitment* serait réservé à la résolution d'une telle situation à horizon un mois.

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

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

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

#### 4.5.3 Principes de l'engagement de flux (*Flow commitment*)

- **Principes de fonctionnement**

L'engagement de flux (*flow commitment*) est un mécanisme de moyen terme qui consiste en un contrat entre les GRT et un ou plusieurs expéditeurs, qui s'engageraient à livrer une quantité de gaz déterminée à un endroit donné du réseau. Les flux seraient garantis pendant une période déterminée à l'avance.

- **Modalités de mise en œuvre**

A la différence du *spread localisé*, le *flow commitment* est un mécanisme de moyen terme. Il vise à permettre l'amenée de gaz en aval des fronts de congestion avec un préavis long (environ 1 mois) et sur une durée prédéfinie (par exemple 1 mois également).

Le *flow commitment* serait contractualisé sur la base d'un appel d'offre auprès des contreparties susceptibles d'amener physiquement du gaz à moyen terme en aval des congestions.

Le gaz livré dans ce cadre resterait propriété de l'expéditeur, qui ne serait rémunéré que pour l'amener au point donné dans le délai imparti. Il resterait ainsi dans le périmètre d'équilibrage de l'expéditeur, qui pourrait l'utiliser à sa guise (consommation sur la zone, injection dans les stockages, export vers un pays voisin, revente au PEG).

- **Analyse préliminaire de la CRE**

L'intérêt du *flow commitment* est de disposer d'une garantie de livraison du gaz sur une zone, de façon anticipée, à un prix convenu à l'avance. En particulier, cette anticipation pourrait permettre de cibler ce mécanisme sur les émissions de GNL à Fos ou sur les flux au PIR Pirineos. En effet, les mécanismes de court terme, sollicités soit le jour même soit la veille pour le lendemain, ne s'appuient que sur la flexibilité immédiatement mobilisable par les expéditeurs. Au contraire, l'engagement de flux est compatible avec les délais propres à la chaîne d'approvisionnement du GNL.

Comme précisé, sur la base de l'historique de remplissage des stockages du Sud de la France, situés à l'aval de toutes les congestions, les GRT estiment que, dans le scénario de référence, il y aura suffisamment de gaz pour répondre aux appels de *spread localisés*. Néanmoins, dans l'hypothèse d'un niveau de remplissage particulièrement bas des stockages, si nécessaire, un appel au *flow commitment* pourrait permettre d'assurer la continuité d'acheminement à horizon 1 mois.

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

## 5. COUVERTURE FINANCIERE DES MECANISMES DE LEVEE DES CONGESTIONS

### 5.1 Propositions des GRT : création d'un compte de neutralité à recouvrement rapide

#### 5.1.1 Coûts induits par la gestion des congestions

Les opérateurs proposent que les coûts induits par la gestion des congestions soient comptabilisés dans un compte de recouvrement, le compte de neutralité congestion. Celui-ci serait facturé aux expéditeurs à une fréquence mensuelle, en M+2, sur la base d'une clé de répartition journalière dépendant des quantités livrées en France et transitées aux interconnexions.

Les GRT proposent que cette clef de répartition s'appuie sur l'utilisation du réseau principal. Les coûts engagés pour chaque journée gazière seraient répartis au prorata des flux net de sortie du réseau principal vers les PIR et vers le réseau régional.

GRTgaz propose également une option alternative dans laquelle les flux en sortie vers les PITS seraient intégrés au calcul de la clé de répartition pour les mécanismes de court terme.

### 5.1.2 Coûts induits par la gestion des congestions les jours de « petits travaux »

GRTgaz souhaite que les coûts de gestion des congestions les jours de travaux soient couverts de la même façon que les coûts de gestion des congestions hors travaux. TIGF considère au contraire que les coûts doivent être isolés et traités séparément.

### 5.1.3 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère à ce stade que l'utilisation d'un compte de neutralité présente l'avantage d'une couverture rapide des dépenses des GRT au titre des congestions. Elle considère néanmoins qu'un tel compte de neutralité avec facturation mensuelle rajoute de la complexité pour les expéditeurs.

## 5.2 Alternative : couverture des coûts dans le tarif ATRT6

### 5.2.1 Principe de fonctionnement

Le tarif ATRT6 prévoit 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. »

Les coûts supportés par les GRT pourraient ainsi être intégrés au tarif, sous la forme d'une trajectoire annuelle. Cette trajectoire serait définie dans la délibération portant mise à jour tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2018, en tenant compte de l'évaluation du coût des mécanismes et des estimations de leur fréquence d'occurrence. Les acteurs de marché seraient appelés à se prononcer sur la fixation de la trajectoire dans le cadre de la consultation publique qui sera lancée à l'automne 2017.

Dans un premier temps, les écarts à la trajectoire seraient intégrés à 100 % au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), afin de lisser la charge en cas de variation forte des coûts d'une année sur l'autre. Ce compte est apuré annuellement, du montant des écarts lissé sur quatre ans.

### 5.2.2 Analyse préliminaire de la CRE

La couverture des coûts dans le tarif ATRT se justifie par leur nature : les mécanismes mis en œuvre permettent de réduire l'investissement dans le développement de nouveaux ouvrages. Ces dépenses évitées auraient été couvertes par le tarif, de ce fait, il apparaît pertinent de les couvrir de la même façon.

De surcroît, à ce jour, les expéditeurs n'ont pas d'obligation contractuelle de contribuer à lever les congestions et ne disposent pas toujours des moyens nécessaires pour ce faire. Il n'y a donc pas lieu de leur répercuter les coûts induits de façon individuelle, comme le permet le compte de neutralité utilisé pour l'équilibrage.

Enfin, cette solution a l'avantage de la simplicité. Elle permet aux GRT de recouvrer les coûts induits par la gestion des congestions tout en protégeant les expéditeurs d'une forte variation, les montants étant lissés sur quatre ans. La CRE y est donc favorable.

**Question 32** Etes-vous favorable à la couverture des coûts dans le tarif ATRT6 ?

**Question 33** Dans le cas où un compte de neutralité ad hoc est mis en place, la clé de répartition entre expéditeurs proposée par les GRT vous paraît-elle convenir ?

## **6. MESURES SPECIFIQUES A L'HIVER 2017-2018**

La configuration actuelle du réseau de transport ne permet pas d'alimenter le Sud-Est du territoire par l'Espagne ou la zone TIGF. En hiver, la consommation de la zone Sud-Est est telle que l'artère du Rhône n'est pas suffisante pour couvrir toute la consommation : des flux depuis Fos et les stockages du Sud-Est sont nécessaires. En l'absence de flux en provenance de Fos ou des stockages, la zone Sud-Est peut être congestionnée : GRTgaz ne peut y acheminer tout le gaz nécessaire, même s'il y a suffisamment de gaz en zone TRS.

### **6.1 Une congestion Sud-Est s'est produite au cours de l'hiver 2016-2017**

L'hiver 2016-2017 a été marqué par une congestion Sud-Est, provoquée par de faibles approvisionnements en GNL dans le Sud de la France, couplés avec une consommation importante dans cette zone.

Pour compenser ce manque de GNL, les stockages du Sud-Est ont été fortement utilisés, d'autant plus que les températures sont devenues très basses dès la fin du mois de décembre. Les stockages salins ont ainsi atteint un niveau de remplissage inférieur à ce qui était observé les autres années.

Bien que la pénurie de GNL ait entraîné une hausse des prix au Sud de la France en janvier 2017 et qu'in fine l'approvisionnement GNL ait été plus important en février et mars, un certain nombre de jours en janvier, GRTgaz a alerté les expéditeurs d'une congestion Sud-Est mettant en péril l'alimentation des clients localement.

Pour résoudre cette congestion, GRTgaz a eu recours à des Avis d'Instructions Opérationnelles à six reprises (pour un total de 188 GWh). Le stock de sécurité a été utilisé durant 11 jours (pour 210 GWh au total).

### **6.2 Evaluation du risque de congestion pour l'hiver 2017-2018**

La construction des ouvrages permettant de fusionner les zones Nord et Sud de GRTgaz n'étant pas achevée, le risque de congestion Sud-Est pour l'hiver 2017-2018 subsiste.

En outre, les GRT anticipent un risque de congestion Nord. La congestion Nord se traduit par un déficit local qui apparaît en cas de :

- forts approvisionnements au Nord (PIR et PITTM Dunkerque, Obergailbach, Taisnières H) ;
- faibles soutirages aux PITS Nord-Ouest et Nord-Atlantique ;
- faibles émissions depuis le terminal de Montoir ;
- forte sollicitation de la liaison Nord-Sud.

Une telle congestion conduit à saturer les transits au sein de la zone Nord dans le sens nord vers sud. Deux fronts de congestion peuvent apparaître, en amont et en aval de la région parisienne.

Les fronts de congestion qui pourraient apparaître à l'hiver 2017-2018 figurent sur la carte ci-dessous :



### 6.3 Solutions envisagées pour faire face au risque de congestion

#### 6.3.1 Une information renforcée des acteurs

Les GRT souhaitent améliorer l'information donnée aux acteurs de marché sur la situation de tension du réseau, afin de leur permettre de prendre des mesures adéquates.

GRTgaz et TIGF ont publié conjointement leur observatoire des conditions de marché à l'hiver (*Winter Outlook*) en mai 2017 au lieu de novembre habituellement. Cette première publication sera mise à jour en novembre.

Si des tensions apparaissent sur le réseau, les GRT communiqueraient, d'une part, via leur site public (Smart GRTgaz et Datagas TIGF), et simultanément par des communiqués envoyés à leurs clients expéditeurs (ShipOnline).

#### 6.3.2 Les GRT disposent de leviers pour éviter une situation de congestion

En cas de survenue d'une congestion à l'hiver 2017-2018, GRTgaz procéderait de façon similaire au déroulé envisagé pour la zone unique, en premier lieu à l'interruption des capacités interruptibles là où cette réduction des flux est utile. En cas de congestion Sud-Est ou Nord, la part interruptible des capacités à la liaison Nord-Sud serait donc tout ou partie interrompue si elle permet de réduire la congestion.

Dans un second temps, les GRT pourraient modifier le flux à Cruzy. Les dérogations à la règle de répartition des flux à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF seront poursuivies en tant que de besoin. Pour créer un flux rebours à Cruzy, certaines infrastructures réalisées pour préparer la zone de marché unique pourraient être utilisées – ces flux pourraient atteindre au maximum 35 GWh/j. Des essais de performance des installations devront être conduits. Cette offre de TIGF n'est disponible que sous réserve des conditions climatiques. Son coût est estimé à 20 k€/jour.

#### 6.3.3 Utilisation du *spread* localisé pour l'hiver 2017-2018

Les GRT proposent, en cas de survenue d'une congestion à l'hiver 2017-2018, d'avoir recours à l'achat de *spread* localisé. Ce mécanisme, décrit au paragraphe 4.2.1.3, consiste en un achat-vente simultané d'un produit localisé de part et d'autre du front de congestion. Ce produit garantit donc que le gaz excédentaire en amont du front de congestion soit enlevé et que simultanément, la même quantité de gaz soit acheminée en aval du front de congestion.

Les GRT proposent que les conditions opérationnelles de déclenchement et de sélection des offres soient identiques à celles proposées dans le cadre de la création d'une zone de marché unique, telles que décrites au paragraphe 4.2.1.3. De même les contraintes et pénalités applicables aux candidats seraient les mêmes que celles proposées ci-avant. Les modalités d'appel d'offres et les obligations de renomination seraient identiques à celles du produit localisé pour l'équilibrage. Les points appelés diffèrent néanmoins de ceux prévus à compter du

1<sup>er</sup> novembre 2018. A l'hiver 2017-2018, GRTgaz propose que les appels d'offres sur les *spreads* localisés portent sur les points figurant dans le tableau ci-dessous :

Congestion	Variante	Aval (= achat par GRTgaz)	Amont (= vente par GRTgaz)
Congestion Nord	Nord 1	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque + PITTM Montoir + PITS Nord-Est* + PITS Nord-Ouest + PITS Nord-Atlantique (+ liaison Nord-Sud)	PIV Virtualys+ PIR Obergaibach + PIR Oltingue + PITS Nord-Est*
	Nord 2	PITTM Montoir + PITS Nord-Est* + PITS Nord-Ouest + PITS Nord-Atlantique (+ liaison Nord-Sud)	PIR Dunkerque + PITTM Dunkerque + PIV Virtualys + PIR Obergaibach + PIR Oltingue + PITS Nord-Est*
Congestion Sud-Est	Sud-Est 1	PTTM Fos + PITS Sud-Est**	PITS Sud-Est** + PIR Jura + PITS Sud-Atlantique + PITS Lussagnet + PIR Pirineos (+ liaison Nord-Sud)
	Sud-Est 2	PITTM Fos + PITS Sud-Est + PIR Jura	Sud-Atlantique + Lussagnet + Pirineos (+ liaison Nord-Sud)

\* : le PITS Nord-Est, à cheval sur les congestions Nord 1 & 2 (Cerville à l'amont et Germigny à l'aval) pourrait être positionné à l'amont ou à l'aval des congestions Nord en fonction des souplesses opérationnelles sur chacun des stockages disponibles le jour J et convenues avec Storengy.

\*\* : le PITS Sud-Est, à cheval sur la congestion Sud-Est 1 (Etrez/Tersanne à l'amont et Manosque à l'aval) pourrait être positionné à l'amont ou à l'aval de la congestion Sud-Est 1 en fonction des souplesses opérationnelles sur chacun des stockages disponibles le jour J et convenues avec Storengy.

En cas de congestion Sud Est, les appels d'offres ne porteront, à l'aval de la congestion, que sur deux points : le PITS Sud-Est et le PITTM de Fos.

De ce fait, pour maximiser la couverture du besoin, les GRT proposent que 2 à 3 créneaux soient utilisés pour faire appel au marché, en heures ouvrables et hors des créneaux d'intervention des GRT au titre de leur besoin d'équilibrage, dans la mesure du possible.

Distinguer les interventions portant sur les *spreads* localisés des fenêtres d'équilibrage actuelles (10h25, 14h25, 17h25 et 23h25) permet un séquençage des activités du GRT sur les marchés et limite donc la complexité opérationnelle des premiers *spreads* localisés, pour les GRT comme pour les expéditeurs.

#### 6.3.4 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE est favorable à la mise en œuvre anticipée du mécanisme de *spread localisé*. Ce mécanisme permet, à la différence des Avis d'Instruction Opérationnelle, d'augmenter les flux au PITS Sud-Est et à Fos sur la base du volontariat et de rémunérer les acteurs pour le service.

Néanmoins, ce mécanisme ne sera pleinement efficace que si du gaz est présent dans les stockages du Sud-Est ou à Fos.

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

## 6.4 Couverture des coûts

Les GRT proposent que les coûts qu'entraînerait le recours au *spread* localisé soient apurés au moyen d'un compte de neutralité identique à celui proposé au paragraphe 6.1.

Alternativement, les coûts pourraient être couverts par l'ATRT, dans les mêmes conditions que celles décrites au paragraphe 6.2.

Par souci de simplicité et de cohérence, la CRE souhaite que le moyen de couverture des coûts soit le même pour l'hiver 2017-2018 et pour la levée des congestions postérieure à la création d'une place de marché unique.

## 6.5 Augmentation du stock de sécurité de GRTgaz

GRTgaz dispose d'un stock de sécurité auprès de Storengy, dans le stockage salin de Tersanne. L'Etat a demandé à GRTgaz de constituer avant l'hiver 2017-2018 à titre de précaution un stock supplémentaire de 1 TWh de gaz naturel, localisé dans les salins afin de contribuer le cas échéant à la sécurité d'approvisionnement. Sa localisation, permettant à GRTgaz de disposer de gaz à Manosque, constitue un outil supplémentaire dans le sud-est de la France au cas où les appels au marché ne suffiraient pas à lever les congestions.

## 6.6 Risque d'insuffisance du bilan en volume

A l'issue de la campagne de commercialisation des capacités de stockage pour l'hiver 2017-2018, les niveaux de souscriptions sont historiquement faibles.

Les GRT ont présenté en Concertation gaz et dans la publication du « *winter outlook* » plusieurs scénarios de consommation élevée :

- Dans le cas d'une pointe de froid au risque 2 % (3 jours consécutifs aussi froids qu'il s'en produit un hiver tous les 50 ans), le niveau de souscription de capacités actuel en entrée aux points frontières et aux terminaux méthaniers ne suffirait pas : une réduction significative des exportations et/ou une augmentation des souscriptions en entrée seraient indispensables à garantir l'approvisionnement en gaz de la France.
- Dans le cas d'une pointe de froid sur 10 jours consécutifs (exemple de 2012), l'approvisionnement en gaz de la France ne serait pas assuré en l'absence d'arrivée rapide de GNL, si les niveaux de souscription dans les stockages constatés à date n'augmentent pas.
- Dans le cas d'un hiver froid au risque 2 % (tout l'hiver aussi froid qu'il s'en produit tous les 50 ans), une très forte augmentation des importations de GNL serait nécessaire pour assurer l'approvisionnement en gaz naturel des consommateurs, si les niveaux de souscription dans les stockages constatés à date n'augmentent pas.

Les GRT estiment le déficit global à 341 GWh/j. Cette situation pourrait être aggravée par de faibles apports en GNL.

## 6.7 Evolution des règles d'équilibrage en vue de l'hiver 2017-2018

Le niveau faible de souscription des stockages pourrait résulter en des déséquilibres importants ou récurrents de certains expéditeurs. De ce fait, la CRE considère qu'il est nécessaire de donner aux GRT davantage de latitude pour couvrir leur besoin d'équilibrage résiduel, que ce soit avec des produits notionnels ou des produits localisés. Les coûts engagés devront être intégrés dans le prix de règlement des déséquilibres afin que le signal prix reflète correctement les tensions du réseau.

### 6.7.1 Modalités d'intervention des GRT sur les marchés au titre de leur équilibrage

A l'heure actuelle, GRTgaz dispose de 4 créneaux d'interventions (10h25, 15h25, 17h25, 23h25) et de la latitude d'intervenir en dehors de ces créneaux pour optimiser le résultat de ses interventions. Les interventions de GRTgaz sont réalisées par le moyen d'un automate exploité par l'opérateur de bourse Powernext.

TIGF a recours au même automate, pour intervenir pendant le créneau horaire de 17h25 exclusivement, tous les jours y compris non ouvrés.

Bien que les GRT puissent acheter ou vendre en même temps les jours de déséquilibres, le mode de répartition des déséquilibres entre les deux zones d'équilibrage rend impossible qu'un GRT vende et l'autre achète. De ce fait, la CRE considère que les fenêtres d'intervention des GRT peuvent rester inchangées.

Toutefois, afin de refléter les tensions sur le réseau, la CRE souhaite que les paramètres d'achat-vente du robot, aujourd'hui bornés pour éviter que des prix trop élevés à l'achat ou trop bas à la vente, soient modifiés. S'il convient de maintenir une limite, la CRE souhaite que celle-ci soit plus souple, afin de permettre aux GRT de satisfaire leurs besoins en cas de situation de déséquilibre critique. La liquidité suffisante et l'amélioration des méthodes d'intervention permettent aujourd'hui de relâcher la contrainte prix sans redouter de manipulation ou d'erreur.

### 6.7.2 Prix de règlement des déséquilibres

La CRE a autorisé GRTgaz, par la délibération du 10 septembre 2015<sup>25</sup>, à avoir recours à des produits localisés pour l'équilibrage de son réseau, en cas d'échec des produits notionnels à répondre à son besoin. Depuis, le GRT a fait appels à ces produits à 6 reprises, au cours des hivers 2015-2016 et 2016-2017. 15 fournisseurs sont habilités à participer à ces appels d'offres ; 4 ont effectivement soumis des offres à l'occasion des appels susmentionnés. Les prix d'achat résultant de ces appels d'offres ont été de 10 % supérieurs aux prix de marché du jour. La CRE a étendu à TIGF la possibilité d'avoir recours à des produits localisés.

En outre, l'utilité des produits localisés sera d'autant plus importante si des tensions apparaissent au cours de l'hiver prochain. A la lumière de ces éléments, la CRE considère qu'il convient de pérenniser l'expérimentation. Etant donné que les produits localisés pourront être appelés par les GRT, et plus à titre expérimental, la CRE considère que les prix d'intervention doivent être intégrés au prix de règlement des déséquilibres, les jours où le GRT a procédé à un achat-vente de produit localisé. Cette intégration favorisera l'émergence d'un signal prix clair, via le prix de règlement des déséquilibres, les jours de forte tension.

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

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

## 6.8 Suppression du service de gaz circulant

### 6.8.1 Proposition de GRTgaz

GRTgaz propose que le dispositif de gaz circulant, prévu par la délibération de la CRE du 25 septembre 2014<sup>26</sup>, ne soit pas reconduit l'hiver prochain.

Ce système permet à GRTgaz de lisser la disponibilité de la capacité interruptible Nord-Sud. Ainsi, dans les périodes de faible disponibilité de la liaison Nord-Sud, le stock de GRTgaz en cuve de GNL au terminal de Fos est soutiré pour améliorer la disponibilité de la liaison. Dans les périodes de forte disponibilité de la liaison Nord-Sud, la disponibilité de la liaison est réduite pour reconstituer le stock de gaz naturel liquéfié (GNL) depuis le stockage en amont de la congestion. Le stock physique de GNL en cuve est reconstitué en limitant les émissions depuis les terminaux de Fos.

GRTgaz considère que l'objet même de ce dispositif est contradictoire avec l'effet recherché en cas de congestion Sud-Est : il permet d'accroître le transit du Nord vers le Sud, alors qu'en cas de congestion Sud-Est, il est souhaitable d'augmenter les soutirages des stockages du Sud et les émissions aux terminaux de Fos.

En outre, l'efficacité de ce mécanisme est conditionnée à la disponibilité de la liaison Nord-Sud en début d'hiver. Au cours des hivers 2015-2016 et 2016-2017, la liaison Nord-Sud étant saturée, GRTgaz n'a pas été en mesure d'acheminer le gaz au Sud en début de période. De ce fait, le service de gaz circulant était inopérant les deux derniers hivers, et une incertitude demeure sur son efficacité l'hiver prochain.

### 6.8.2 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère, sur la base de l'analyse de GRTgaz, que le dispositif de gaz circulant n'a pas atteint son objectif. De surcroît, la CRE partage l'analyse de GRTgaz, qui considère qu'en cas de survenue d'une congestion Sud-Est, la capacité interruptible à la liaison Nord-Sud devrait être interrompue pour encourager les expéditeurs à acheminer le gaz au Sud par les PITS et le PITTM de Fos.

<sup>25</sup> Délibération de la CRE du 10 septembre 2015 relative à l'évolution des règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de gaz au 1er octobre 2015

<sup>26</sup> Délibération de la CRE du 25 septembre 2014 portant projet de décision relative à l'évolution du tarif ATRT5 concernant les mesures transitoires avant la création d'un PEG unique à l'horizon 2018.

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

## 7. SYNTHÈSE DES QUESTIONS

- Question 1 Etes-vous favorable aux conditions proposées d'utilisation des réseaux dans le cadre de la zone unique ?
- Question 2 Etes-vous favorable aux modalités de répartition du déséquilibre au sein de la TRF, entre les zones d'équilibrage de TIGF et de GRTgaz ?
- Question 3 Etes-vous satisfait de la qualité et des dates de publication des programmes de travaux des GRT ?
- Question 4 Etes-vous favorable à la règle proposée par GRTgaz de répartition des restrictions mutualisées en amont ou en aval de la congestion ?
- Question 5 Etes-vous favorable à ce qu'aucune restriction mutualisée ne soit appliquée *a priori*, les jours où les travaux ont un petit impact ?
- Question 6 Etes-vous favorable au seuil de 30 GWh/j au-delà duquel les travaux ne seraient plus traités par des mécanismes de levée des congestions ?
- Question 7 Partagez-vous l'analyse des GRT et de la CRE sur le sens le plus probable des congestions au sein de la place de marché unique ?
- Question 8 Le scénario de référence proposé par les GRT pour dimensionner les mécanismes de levée des congestions vous semble-t-il pertinent ?
- Question 9 Le scénario de flux extrême proposé par les GRT vous semble-t-il pertinent ?
- Question 10 Partagez-vous les conclusions des GRT et de la CRE sur les conditions de remplissage en été des stocks en aval des limites de congestion ?
- Question 11 Etes-vous favorable à l'interruption des capacités interruptibles avant le déclenchement de tout autre mécanisme de levée des congestions ayant un coût pour la collectivité ?
- Question 12 Etes-vous favorable à ne pas commercialiser des capacités non-souscrites, lorsqu'une congestion survient qui serait aggravée par l'augmentation des flux aux points concernés ?
- Question 13 Etes-vous favorable aux modalités opérationnelles relatives à l'appel des *spreads* localisés telles qu'elles sont proposées par les GRT ? Avez-vous des remarques à formuler pour en améliorer l'efficacité ?
- Question 14 Etes-vous favorable à ce que les GRT informent les expéditeurs du risque d'atteinte d'une limite dès J-1, et leur donne la possibilité de déposer une offre en même temps que cette notification ? Quel serait le meilleur horaire pour une telle notification ?
- Question 15 Etes-vous favorable à la participation des CCCG aux appels d'offres portant sur le *spread* localisé ?
- Question 16 Etes-vous favorable à la mise à l'étude de la participation des sites industriels raccordés au réseau de transport aux appels d'offres portant sur le *spread* localisé ?
- Question 17 Etes-vous, comme la CRE, défavorable à la participation des opérateurs de stockage aux appels d'offres portant sur le *spread* localisé ?
- Question 18 Etes-vous favorable à la fixation d'un prix plafond ? Si oui, quel niveau considérez-vous comme pertinent ?

- Question 19 Etes-vous favorable au recours à des *spreads* localisés pour lever les congestions résiduelles ?
- Question 20 Etes-vous favorable à l'utilisation d'optimisations avec des opérateurs adjacents pour lever certaines congestions ?
- Question 21 Etes-vous favorable au recours aux restrictions mutualisées en cas d'échec des autres mécanismes à résorber la congestion ?
- Question 22 Considérez-vous, comme la CRE, que le *swap* stockage ne doit pas être retenu à ce stade ?
- Question 23 Considérez-vous, comme la CRE, que le mécanisme de rachat de nomination ne doit pas être retenu à ce stade ?
- Question 24 Considérez-vous, comme la CRE, que la conversion de capacités fermes en capacités conditionnelles ou point-à-point ne doit pas être retenue ?
- Question 25 Etes-vous favorable aux mécanismes de levée des congestions envisagés à ce stade par la CRE et leur priorisation ?
- Question 26 Etes-vous favorable à la proposition de déroulé des actions en fonction du niveau d'alerte, la veille et le jour-même ?
- Question 27 Etes-vous satisfait du dispositif d'information proposé par les GRT ?
- Question 28 Etes-vous favorable au suivi du niveau de remplissage des stockages aval au cours de l'hiver ?
- Question 29 Etes-vous favorable aux mécanismes que la CRE propose de retenir et d'étudier ?
- Question 30 Etes-vous favorable aux priorités proposées par la CRE pour y recourir ?
- Question 31 Souhaitez-vous, comme la CRE, que l'engagement de flux (*flow commitment*) soit étudié pour les cas de menace sur la continuité d'acheminement à moyen terme, notamment en raison d'un niveau de remplissage des stockages en aval des congestions trop faible ?
- Question 32 Etes-vous favorable à la couverture des coûts dans le tarif ATRT6 ?
- Question 33 Dans le cas où un compte de neutralité ad hoc est mis en place, la clé de répartition entre expéditeurs proposée par les GRT vous paraît-elle convenir ?
- Question 34 Etes-vous favorable au recours à l'achat-vente de *spread* localisés en cas de congestion à l'hiver 2017-2018 ?
- Question 35 Etes-vous favorable à la pérennisation de l'expérimentation portant sur les produits localisés ?
- Question 36 Etes-vous favorable à l'intégration des prix d'achat-vente de produits localisés dans le prix de règlement des déséquilibres ?
- Question 37 Etes-vous favorable, comme la CRE, à la fin du dispositif de gaz circulant ?

## 8. MODALITES DE REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 15 septembre 2017 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : [dr.cp2@cre.fr](mailto:dr.cp2@cre.fr) ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE ([www.cre.fr](http://www.cre.fr)), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;

27 Juillet 2017

- en s'adressant à la Direction des Réseaux : + 33.1.44.50.41.90 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE, merci d'indiquer les éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité. Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions suivantes en argumentant leurs réponses.

### Annexes :

Note technique des GRT en date du 17 juillet 2017