

## DELIBERATION N° 2023-318

# Délibération de la Commission de l'énergie du 12 octobre 2023 portant décision sur les modalités de gestion des congestions Sud vers Nord dans le cadre du fonctionnement de la Trading Region France (TRF)

Participaient à la séance : Emmanuelle Wargon, présidente, Anthony Cellier, Ivan Fauchaux, Valérie Plagnol et Lova Rinel, commissaires.

En application des dispositions de l'article L. 134-2 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) « précise [...] les règles concernant [...] les missions des gestionnaires de réseaux de transport [...] de gaz naturel en matière d'exploitation et de développement de ces réseaux », « les missions [...] des opérateurs de stockages souterrains de gaz naturel » ainsi que « les conditions d'utilisation des réseaux de transport [...] de gaz naturel ».

La présente délibération porte sur les conditions de fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France, *Trading Region France* (TRF). Elle modifie et complète les délibérations du 26 octobre 2017<sup>1</sup>, 24 juillet 2018<sup>2</sup>, 29 mai 2019<sup>3</sup>, 12 décembre 2019<sup>4</sup> et 13 décembre 2022<sup>5</sup> qui ont défini les modalités de mise en œuvre et les règles de fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France.

La présente délibération vise à dresser un bilan du fonctionnement de la TRF dans un contexte de flux orientés du Sud au Nord en hiver et à faire évoluer les mécanismes de gestion des congestions sud vers nord.

La CRE a mené une consultation publique du 15 juin au 6 septembre 2023<sup>6</sup> sur ces sujets. 21 contributions ont été adressées à la CRE.

- 2 proviennent d'associations professionnelles ;
- 11 proviennent d'expéditeurs ;
- 6 proviennent de gestionnaires d'infrastructures ;
- 2 proviennent d'autres acteurs.

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

<sup>1</sup> Délibération n° 2017-246 de la Commission de régulation de l'énergie du 26 octobre 2017 relative à la création d'une zone de marché unique du gaz en France au 1er novembre 2018

<sup>2</sup> Délibération n° 2018-171 de la Commission de régulation de l'énergie du 24 juillet 2018 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

<sup>3</sup> Délibération n° 2019-120 de la Commission de régulation de l'énergie du 29 mai 2019 portant décision de modification de la délibération du 26 octobre 2017 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

<sup>4</sup> Délibération n° 2019-276 de la Commission de régulation de l'énergie du 12 décembre 2019 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

<sup>5</sup> Délibération n° 2022-352 de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2022 portant décision relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

<sup>6</sup> Consultation publique n° 2023-05 du 15 juin 2023 relative aux modalités de gestion des congestions Sud→Nord sur les réseaux de transport de gaz

# SOMMAIRE

<b>1. CONTEXTE.....</b>	<b>4</b>
1.1 REDUCTION DES FLUX DU NORD VERS LE SUD.....	4
1.2 CONSEQUENCES POUR LE FONCTIONNEMENT DE LA TRF EN HIVER 2022-2023.....	4
1.3 RISQUES OPERATIONNEL ET PHYSIQUE POUR LES INFRASTRUCTURES .....	6
1.4 CONSEQUENCES POUR LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT.....	6
1.5 OCCURRENCE D'ATTEINTE DES LIMITES SUD VERS NORD (ETUDE GRTGAZ) .....	6
1.5.1 Synthèse des réponses à la consultation publique .....	7
1.6 ANALYSE DE LA CRE SUR LE MARCHE GAZIER FRANÇAIS .....	7
1.6.1 Synthèse des réponses à la consultation publique .....	8
1.6.2 Analyse de la CRE .....	8
<b>2. PRESENTATION ET ANALYSE DES PROPOSITIONS DES GRT.....</b>	<b>8</b>
2.1 MESURES DE LA DELIBERATION DE LA CRE DU 13 DECEMBRE 2022 ET PROPOSITION DE NOUVEAUX SUPERPOINTS.....	8
2.1.1 Proposition de la consultation publique.....	8
2.1.2 Synthèse des réponses à la consultation publique.....	9
2.1.3 Analyse de la CRE .....	10
2.2 INTERRUPTION DU MECANISME « UIOLI STOCKAGE » AU SOUTIRAGE EN AMONT DES CONGESTIONS.....	10
2.2.1 Proposition de la consultation publique.....	10
2.2.2 Synthèse des réponses à la consultation publique.....	10
2.2.3 Analyse de la CRE .....	11
2.3 MODIFICATION DES NOMINATIONS DESEQUILIBREES EN PERIODE DE CONGESTION .....	11
2.3.1 Proposition de la consultation publique.....	11
2.3.2 Synthèse des réponses à la consultation publique.....	12
2.3.3 Analyse de la CRE .....	12
2.4 SWAP STOCKAGE .....	13
2.4.1 Proposition de la consultation publique.....	13
2.4.2 Synthèse des réponses à la consultation publique.....	13
2.4.3 Analyse CRE .....	14
2.5 OUVERTURE DU UIOLI SUR LE PIR DUNKERQUE.....	14
2.5.1 Proposition de la consultation publique.....	14
2.5.2 Synthèse des réponses à la consultation publique.....	14
2.5.3 Analyse CRE .....	15
2.6 RESTRICTION ANTICIPEE EN DERNIER RECOURS.....	15
2.6.1 Proposition de la consultation publique.....	15
2.6.2 Synthèse des réponses à la consultation publique.....	15
2.6.3 Analyse de la CRE .....	15
2.7 CHANGEMENT DE CALCUL DU TAUX DES RESTRICTIONS MUTUALISEES SUR LES STOCKAGES .....	16
2.7.1 Proposition de la consultation publique.....	16
2.7.2 Synthèse des réponses à la consultation publique.....	16
2.7.3 Analyse de la CRE .....	16
2.8 REFERENTIEL TRF : AJOUT DE DEUX NOUVELLES LIMITES SUD/NORD : SNO ET SN4.....	17
2.8.1 Proposition de la consultation publique.....	17

2.8.2 Synthèse des réponses à la consultation publique ..... 17

2.8.3 Analyse de la CRE ..... 17

2.9 ARRET DES VENTES ET COUPURE DE L'INTERRUPTIBLE : APPLICATION DES DEUX COTES DE LA LIMITE EN CAS DE CONGESTION SUD/NORD ..... 17

2.9.1 Proposition de la consultation publique ..... 17

2.9.2 Synthèse des réponses à la consultation publique ..... 18

2.9.3 Analyse de la CRE ..... 18

**3. AUGMENTATION DE LA CAPACITE DE SORTIE AUX INTERCONNEXIONS EN AVAL DES CONGESTIONS SUD→NORD ..... 19**

3.1 PROPOSITION DE LA CONSULTATION PUBLIQUE ..... 19

3.2 SYNTHESE DES REPONSES A LA CONSULTATION PUBLIQUE..... 19

3.3 ANALYSE DE LA CRE..... 19

**DECISION DE LA CRE ..... 20**

**ANNEXES ..... 22**

ANNEXE 1 : RAPPEL SUR LE FONCTIONNEMENT DE LA TRF..... 22

**LIMITES DU RESEAU EN TRF ..... 22**

**MECANISMES DE LEVEE DES CONGESTIONS JOURNALIERES ..... 22**

ANNEXE 2 : DEFINITIONS DES LIMITES SN0, SN1, SN2, SN3 ET SN4 ..... 24

ANNEXE 3 : EXEMPLE DE FONCTIONNEMENT DU SUPERPOINT {S-O + ATL + PIR} ..... 25



## 1. CONTEXTE

### 1.1 Réduction des flux du nord vers le sud

L'interruption des exportations de gaz russe par gazoducs vers l'Europe en 2022 a interrompu les entrées de gaz depuis l'Allemagne au point d'interconnexion d'Obergailbach et depuis la Belgique au point d'interconnexion de Virtualys mettant le réseau de transport dans une configuration inédite de flux allant du sud vers le nord en hiver.

Cette situation s'est accentuée lors de deux épisodes de baisse significative des importations de gaz norvégien au point d'interconnexion de Dunkerque, alors que le prix du gaz sur le marché français était inférieur aux prix des autres marchés du nord de l'Europe (y compris le marché britannique).

### 1.2 Conséquences pour le fonctionnement de la TRF en hiver 2022-2023

En décembre 2022 et en janvier 2023, la réduction très importante des flux d'entrée au nord et le maintien d'arrivées importantes de gaz au sud de la TRF, combinés à des consommations importantes générant des flux de soutirage des stockages, ont entraîné deux épisodes de congestion où la limite dite « Sud-Nord 3 » ou « SN3 » a été atteinte<sup>7</sup>.

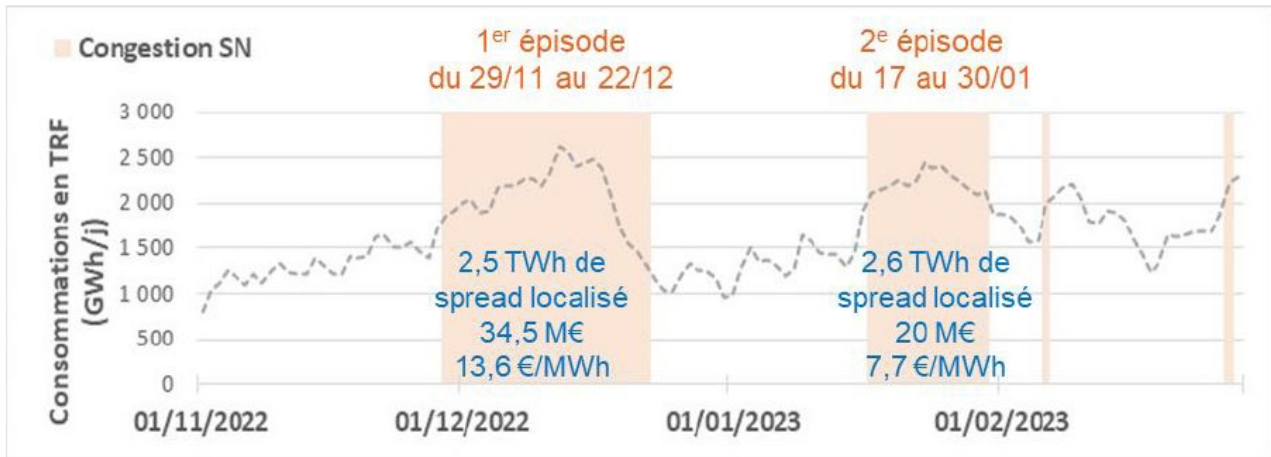


Source : GRTgaz

Pour répondre à cette situation, les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) ont utilisé les mécanismes de levée des congestions dans l'ordre de préséance prévu par les précédentes délibérations de la CRE :

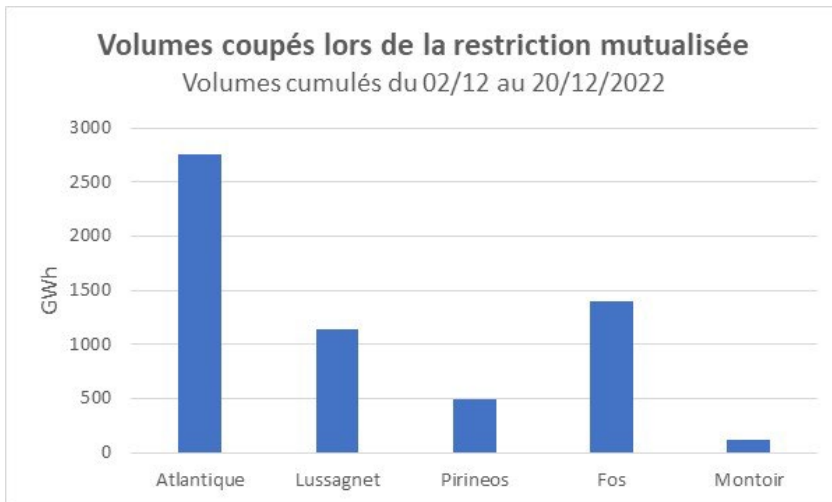
- en suspendant la commercialisation des capacités encore disponibles et en coupant les capacités interrompibles ;
- en achetant des *spreads* localisés auprès des acteurs de marché (pour un volume total de 5,1 TWh et un coût de 54,6 M€) ;

<sup>7</sup> Voir Annexe 2 : Définitions des limites SN0, SN1, SN2, SN3, SN4



Source : GRTgaz

- en dernier recours, en appliquant des restrictions mutualisées aux différents points d'entrée au sud du front de congestion (16 restrictions mutualisées pour l'hiver 2022-2023, contre 2 précédemment depuis 2018), ayant coupé en cumulé environ 6 TWh de gaz sur l'ensemble des points d'entrée concernés de la TRF.



Source : GRTgaz

Durant l'épisode de congestions de décembre 2022 en particulier, des déséquilibres intrajournaliers très importants ont été constatés. L'enchaînement des restrictions mutualisées en décembre a accentué ce phénomène, incitant certains expéditeurs à nommer de manière très déséquilibrée en cours de journée gazière.

Ce comportement s'explique notamment par la volonté de ces expéditeurs d'obtenir des capacités supplémentaires de soutirage depuis les stockages du sud de la France au titre du mécanisme UIOLI (*use it or lose it*), afin de s'assurer de disposer d'une quantité de gaz maximale avant le déclenchement d'une restriction mutualisée en milieu de journée gazière. En programmant en début de journée gazière des entrées sur le réseau bien supérieures aux volumés sortants puis en programmant, en seconde partie de journée gazière, des nominations en sortie du réseau excédant largement les nominations en entrée, il a pu en résulter une aggravation de la congestion en raison des déséquilibres intrajournaliers et un accroissement de la nécessité de recourir au mécanisme des restrictions mutualisées par les GRT.



Source : GRTgaz

### 1.3 Risques opérationnel et physique pour les infrastructures

GRTgaz a alerté la CRE sur le risque de défaillance de certaines stations de compression, contraintes d'inverser le sens des flux en pleine journée gazière pour prendre en compte ces déséquilibres intrajournaliers très importants (très longs en première partie de journée, puis très courts après restriction mutualisée).

Elengy a également alerté la CRE sur les risques induits par l'application de restrictions mutualisées aux terminaux méthaniers. Selon Elengy, les terminaux méthaniers ne sont pas conçus pour subir des changements rapides et répétés de débits en cours de journée tels que provoqués par les restrictions mutualisées déclenchées par les GRT.

### 1.4 Conséquences pour la sécurité d'approvisionnement

Même si ce risque opérationnel ne s'est pas matérialisé et si aucun dégât sur les infrastructures n'a été constaté, les restrictions mutualisées appliquées aux points d'entrée au sud de la France ont conduit à réduire les importations françaises, par gazoduc depuis l'Espagne (au point d'interconnexion Pirineos) et par méthaniers aux terminaux de Fos et de Montoir. Certains navires de gaz naturel liquéfié (GNL) ont été prévenus très tard qu'ils ne pourraient pas être déchargés et ont dû être redirigés vers d'autres destinations. La répétition de telles situations pourrait nuire à l'attractivité du marché français pour les expéditeurs de GNL et conduire à la fois à un renchérissement du prix de gaz et à une sécurité d'approvisionnement dégradée.

### 1.5 Occurrence d'atteinte des limites sud vers nord (étude GRTgaz)

GRTgaz a réalisé une étude (présentée lors de la Concertation Gaz du 2 juin 2023) afin d'évaluer si la situation de congestion de l'hiver 2022-2023 pourrait se reproduire à l'avenir.

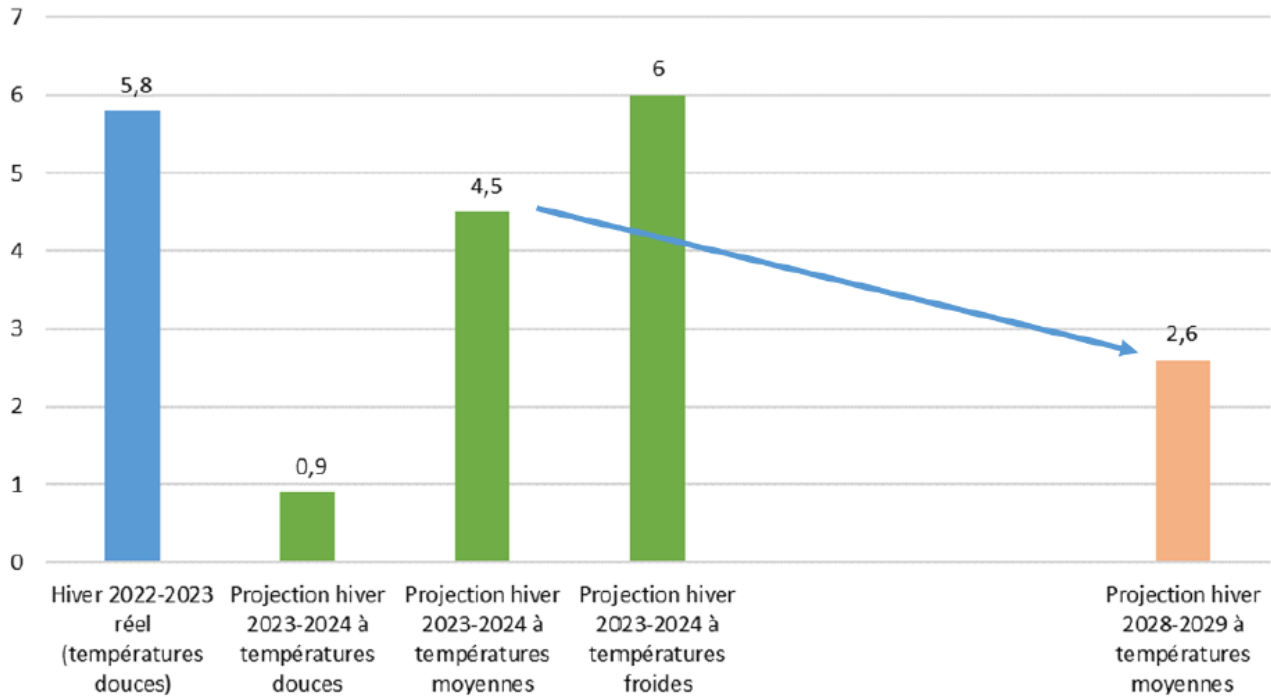
GRTgaz a simulé différents hivers, avec différentes hypothèses de température, de taux d'utilisation des terminaux méthaniers, des interconnexions Pirineos et Dunkerque permettant respectivement d'importer du gaz depuis l'Espagne et la Norvège, ainsi que de niveaux de stock atteint en fin d'hiver. Le raccordement d'un terminal méthanier flottant (FSRU) au Havre a été pris en compte dans ces simulations ainsi que la remise en service du poste d'interconnexion d'Ars-sur-Formans. Dans cette étude, il a été considéré que les points de sortie fonctionnent à leur maximum, hormis la sortie vers l'Allemagne à Obergailbach, non commercialisée en cas de congestion.

Selon ces scénarios, les résultats obtenus par GRTgaz montrent un niveau de congestion variant de 1 à 6 TWh, et de l'ordre de 4,5 TWh pour des hivers moyens.

Le coût associé dépendra fortement du coût unitaire des *spreads* localisés. Le coût moyen pour l'hiver dernier était de l'ordre de 10 €/MWh (et moins de 8 €/MWh en janvier).

Dans cette nouvelle configuration de flux liée à la guerre en Ukraine, GRTgaz conclut qu'il est probable que ces épisodes de congestions sud vers nord se reproduisent régulièrement dans les années à venir. Le raccordement d'un FSRU au Havre, localisé de manière favorable par rapport aux limites de la TRF, contribuera très utilement au bon fonctionnement du réseau, mais ne sera pas suffisant pour éviter toute congestion. D'après GRTgaz, la fréquence et le volume des congestions devraient diminuer en moyenne avec le temps, en raison des baisses de consommation en France et en Europe et de l'augmentation de la production de biométhane.

### Volumes de congestion (TWh)



Source : GRTgaz

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

Les répondants à la consultation publique sont globalement en accord avec les hypothèses de GRTgaz pour son étude d'occurrence des congestions.

Certains acteurs souhaitent ajouter des scénarios :

- un expéditeur considère qu'une hypothèse de 50 % de souscription du FSRU situé au Havre serait plus réaliste (contre 100 % dans l'étude de GRTgaz) ;
- un expéditeur et un opérateur d'infrastructure considèrent que les hypothèses de niveaux de remplissage des stockages pourraient être relevées (95 ou 100 % du volume utile, contre 90 % dans l'étude)

#### 1.6 Analyse de la CRE sur le marché gazier français

La CRE, dans sa délibération du 16 septembre 2021<sup>8</sup>, faisait le bilan d'un fonctionnement satisfaisant et de l'atteinte des objectifs visés par la TRF : création d'un prix unique pour l'ensemble des consommateurs situés en France, accès à des sources d'approvisionnement variées et compétitives en fonction des configurations du marché mondial, renforcement de la liquidité et de l'attractivité du marché.

La TRF a fonctionné de façon satisfaisante alors que la France a cessé de recevoir du gaz depuis la Belgique et l'Allemagne à la suite de l'arrêt des importations de gaz russe et s'est au contraire mise à exporter vers la Belgique, l'Allemagne et l'Italie grâce à ses importations de GNL (terminaux utilisés à plus de 90 % sur l'année 2022).

En revanche, la TRF n'a pas été conçue pour fonctionner sans aucune entrée de gaz au nord du territoire. La diminution des importations de gaz norvégien a imposé une nouvelle configuration de flux, générant un niveau très élevé de congestion et contraint les GRT à recourir à tous les mécanismes prévus par les délibérations de la CRE relatives à la zone TRF.

La CRE considère que le modèle de marché français est bénéfique pour le système gazier, tout en considérant que de nouveaux mécanismes doivent être mis en œuvre pour en assurer la résilience.

<sup>8</sup> Délibération n° 2021-274 de la Commission de régulation de l'énergie du 16 septembre 2021 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France



### 1.6.1 Synthèse des réponses à la consultation publique

Les répondants à la consultation partagent très largement l'analyse de la CRE sur le marché gazier français. La plupart des répondants s'expriment en faveur de l'initiative de la Concertation Gaz de proposer de nouveaux mécanismes de gestion des congestions Sud → Nord (S → N). Plusieurs répondants rappellent l'importance de recourir en priorité aux mécanismes de marché existants avant d'envisager l'activation de mécanismes hors marché complémentaires.

### 1.6.2 Analyse de la CRE

Les réponses à la consultation publique confirment la volonté des acteurs de marché de conserver les principes de fonctionnement de la TRF et d'adapter les mécanismes de gestion des congestions dans le sens S → N.

La CRE maintient son analyse selon laquelle les mécanismes de marché (comme le recours au *spread* localisé) doivent intervenir après les mécanismes de moindre coût pour la collectivité (coupure des capacités interruptibles).

La CRE considère qu'une possible inversion des flux allant aujourd'hui de la France vers la Suisse en hiver est peu probable.

La CRE considère, comme Teréga et plusieurs répondants, qu'une nouvelle étude sur le fonctionnement de la TRF devra être conduite par les GRT en 2024.

## 1.7 Impact des maintenances supérieures à 30 GWh/j sur les limites S/N

Dans sa proposition de nouvelles modalités de gestion des congestions S → N (annexe 3 de la consultation publique n° 2023-05 du 15 juin 2023), GRTgaz propose de ne pas publier de restriction de capacités pour couvrir les impacts des maintenances sur les limites Sud/Nord. Les congestions qui pourraient découler des maintenances seraient résorbées en utilisant l'ensemble des mécanismes de décongestion prévus pour assurer le bon fonctionnement de la TRF.

Pour rappel, la délibération de la CRE n° 2021-274 du 16 septembre 2021<sup>9</sup>, prévoit pour un sens de flux globalement orienté du Nord vers le Sud, que toute maintenance dont l'impact serait supérieur à 30 GWh/j, doit faire l'objet d'une restriction de capacité.

La CRE considère souhaitable que les GRT n'aient pas recours à des restrictions de capacités pour couvrir les impacts des maintenances sur les limites Sud vers Nord, mais uniquement aux mécanismes de gestion des congestions comme les appels de *spreads* localisés. Ce traitement se justifie car les maintenances affectant les limites sud vers nord ont lieu en été et dépassent généralement le seuil de 30 GWh/j (« seuil de petites maintenances »). Si ces maintenances devaient faire l'objet de restrictions de capacité, la restriction pourrait durer de l'ordre 2 à 3 mois selon les étés et entraînerait des conséquences négatives sur les importations de gaz en France et le remplissage des stockages.

## 2. PRESENTATION ET ANALYSE DES PROPOSITIONS DES GRT

### 2.1 Mesures de la délibération de la CRE du 13 décembre 2022 et proposition de nouveaux superpoints

#### 2.1.1 Proposition de la consultation publique

D'une part, la délibération du 13 décembre 2022<sup>10</sup> relative à l'adoption de mécanismes d'urgence pour la gestion de la congestion SN3 pendant l'hiver 2022-2023 prévoit que GRTgaz et Teréga doivent n'appliquer les restrictions mutualisées sur les points d'entrée depuis les terminaux méthaniens (points d'interface transport terminaux méthaniens (PITTM) Fos et Montoir) et depuis l'Espagne (points d'interconnexion des réseaux (PIR) Pirineos) qu'en dernier recours, si les autres restrictions mutualisées ne suffisent pas ou si les minimums techniques des autres infrastructures ne sont plus respectés.

<sup>9</sup> Délibération n° 2021-274 de la Commission de régulation de l'énergie du 16 septembre 2021 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

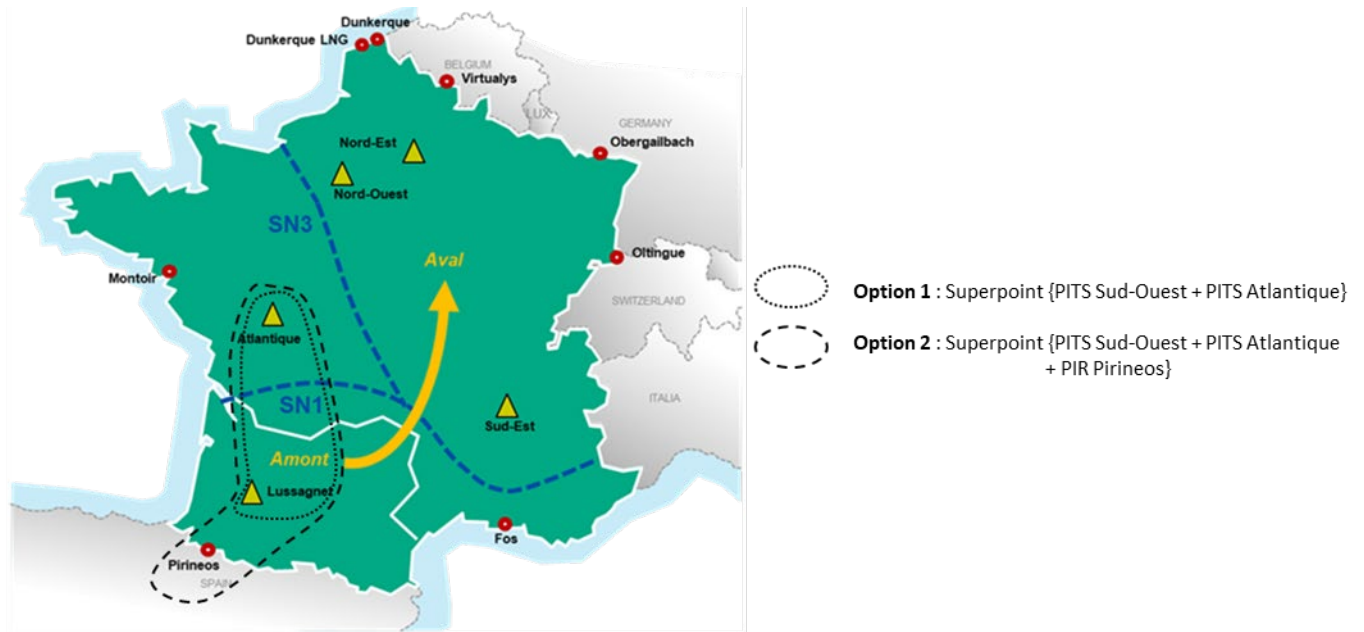
<sup>10</sup> Délibération n° 2022-352 de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2022 portant décision relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France



D'autre part, les superpoints existants jusqu'ici ont été conçus pour gérer des congestions N→S. Les GRT ont proposé la création de nouveaux superpoints (option 1 ou option 2) à l'amont des limites S→N, qui seraient utilisés en cas de restriction mutualisée. Pour rappel, en cas de restriction mutualisée, le GRT peut demander une restriction d'entrée de gaz sur un superpoint, ce qui permet aux expéditeurs de choisir eux-mêmes la répartition de la restriction entre les points constitutifs du superpoint.

Teréga a proposé l'option 2 et GRTgaz a proposé les options 1 et 2 et n'a pas émis de préconisation sur l'option à privilégier :

- l'option 1 consiste à créer un superpoint incluant les points d'interface transport-stockage (PITS) Atlantique et Sud-Ouest (amont SN3) ; ou
- l'option 2 consiste à créer deux superpoints, le superpoint amont SN1 incluant le PITS Sud-Ouest et l'interconnexion Pirineos avec l'Espagne, et le superpoint amont SN3 incluant les PITS Atlantique et Sud-Ouest ainsi que l'interconnexion Pirineos avec l'Espagne.



### 2.1.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

La grande majorité des répondants est favorable à l'option 2, qui offre, selon eux, plus de flexibilité aux expéditeurs pour répartir l'impact d'une restriction mutualisée.

Certains expéditeurs s'interrogent sur l'impact d'un superpoint incluant Pirineos sur les importations de gaz depuis l'Espagne. En ce sens :

- un expéditeur souhaiterait que soit publique la méthode de calcul des taux différenciés proposée par Teréga ;
- un expéditeur est favorable à l'option 1 par rapport à l'option 2, car l'option 1 préserve davantage les entrées à Pirineos ;
- un opérateur d'infrastructure ne se prononce pas ;
- un autre opérateur d'infrastructure, favorable à l'option 2, propose d'appliquer un taux de restriction différenciée entre les PITS et Pirineos.

Un gestionnaire d'infrastructure ne se prononce pas en faveur d'une option, mais rappelle l'importance de limiter l'impact des restrictions mutualisées sur les terminaux méthaniers.

Un seul fournisseur n'est favorable ni à l'option 1, ni à l'option 2, aucune n'apporterait selon lui une amélioration au système de gestion de la congestion.

### 2.1.3 Analyse de la CRE

La CRE considère que l'option 2 offre davantage de flexibilité aux expéditeurs pour gérer les conséquences des congestions sur leurs approvisionnements.

La CRE est favorable à l'application d'un taux de restriction différenciée entre les PITS et Pirineos, dans le prolongement de la délibération du 13 décembre 2022<sup>11</sup>, cette dernière privilégiant des restrictions en priorité sur les stockages, afin de préserver les points d'importations de gaz et de minimiser les variations de débit de forte amplitude sur les terminaux méthaniers.

Le mécanisme de taux de restriction différenciés entre Pirineos et les PITS dans l'option 2 s'appliquera comme suit :

1. les GRT calculent la réduction nécessaire des entrées de gaz en amont de la congestion et la répartissent :
  - en priorité sur les PITS en amont de la limite S→N (dans la limite des minimums techniques des stockages en soutirage) ;
  - puis de manière homogène sur les points restants, c'est-à-dire aux points d'importation Pirineos et les PITTM ;
2. chaque expéditeur applique ces taux de restrictions à ses capacités souscrites respectivement aux PITS et aux points d'importation, mais peut ensuite répartir la restriction au sein du superpoint.

Un exemple de fonctionnement du superpoint est donné en annexe 3 de la présente délibération.

GRTgaz et Terega ont informé la CRE que la mise en place de ce superpoint ne pourra être effective qu'à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2024, en raison des délais de développement du système informatique (SI) des GRT.

Ainsi, pour une congestion de sens S→N, la CRE décide de conserver un calcul de taux de restriction différencié entre les PITS (où la restriction s'applique en priorité), puis sur les points restants, dans la continuité de la délibération du 13 décembre 2022<sup>12</sup>.

La CRE décide également de mettre en place le superpoint (Sud-Ouest + Atlantique + Pirineos) à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2024.

## 2.2 Interruption du mécanisme « UIOLI stockage » au soutirage en amont des congestions

### 2.2.1 Proposition de la consultation publique

Les différentes réunions de concertation organisées par les GRT ont permis d'établir que l'une des causes des déséquilibres intrajournaliers observés en période de congestion est la surnomination par des expéditeurs dans le but d'obtenir des capacités de soutirage supplémentaires depuis les stockages en amont de la congestion via le mécanisme UIOLI. Pour rappel, le mécanisme de UIOLI permet à un expéditeur de souscrire des capacités supplémentaires en surnominant au-delà des capacités qu'il a déjà réservées si des capacités sont inutilisées par d'autres expéditeurs.

Les deux GRT proposent de suspendre le mécanisme de UIOLI Stockage au soutirage dans les conditions suivantes :

- en cas de vigilance rouge<sup>13</sup> ;
- sur les stockages en amont de la limite de congestion ;
- uniquement en cas de congestion Sud/Nord.

Le UIOLI stockage serait interrompu par les opérateurs de stockage à la demande des GRT. GRTgaz propose une interruption en J-1 avant 13h, Terega propose une interruption en cours de journée.

### 2.2.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

La grande majorité des répondants est favorable à la suspension du UIOLI Stockage au soutirage en amont des congestions.

La plupart des expéditeurs sont favorables à une interruption en J-1 avant 13h.

<sup>11</sup> Délibération n° 2022-352 de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2022 portant décision relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

<sup>12</sup> Délibération n° 2022-352 de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2022 portant décision relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

<sup>13</sup> Un système d'alerte continu de l'état du réseau « info vigilance » est publié sur le site des GRT, pour les 5 jours à venir, pour chaque front potentiel de congestion (limites NS1, NS2...). La situation du réseau est classée dans l'une des 4 couleurs, représentant un niveau de vigilance. Une vigilance rouge correspond à une congestion avérée

Une association d'expéditeurs précise que pour des raisons d'égalité concurrentielle, la mesure devrait s'appliquer aux stockages des deux côtés du front de congestion (en amont et à l'aval). Un autre acteur estime que la mesure proposée est disproportionnée, si les très forts déséquilibres constatés en décembre 2023 sur la TRF n'ont été causés que par un nombre réduit d'expéditeurs.

Un opérateur d'infrastructure n'est pas favorable à la suspension du UIOLI Stockage, mais considère que si la mesure devait être mise en œuvre, elle devrait être appliquée de manière homogène entre les deux opérateurs de stockage.

### 2.2.3 Analyse de la CRE

Hors période de congestion, le mécanisme de UIOLI permet aux expéditeurs d'acquiescer efficacement de nouvelles capacités. Ce mécanisme peut générer des déséquilibres en cours de journée, puisqu'il s'agit d'une surnomination par rapport aux capacités fermes déjà souscrites.

La CRE considère comme nécessaire l'interruption du UIOLI Stockage au soutirage en amont des congestions car une grande partie des déséquilibres de nomination constatés l'hiver dernier a été causée par les surnominations résultant de ce mécanisme. La CRE est favorable à l'interruption du mécanisme en J-1 avant 13h, ce qui donnera davantage de visibilité aux expéditeurs qu'une interruption en cours de journée.

Par ailleurs, la suspension du UIOLI Stockage en aval des congestions réduirait les capacités disponibles et aggraverait les congestions. La CRE n'y est pas favorable.

La CRE décide donc d'introduire le mécanisme d'interruption, par les opérateurs de stockage à la demande des GRT de gaz naturel, du UIOLI Stockage en J-1 avant 13h, sur les stockages en amont des congestions, dans les conditions cumulatives suivantes et à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2023 :

- en cas de vigilance rouge<sup>14</sup> ;
- sur les stockages en amont de la limite de congestion ;
- uniquement en cas de congestion S→N.

## 2.3 Modification des nominations déséquilibrées en période de congestion

### 2.3.1 Proposition de la consultation publique

Dans une situation normale, les GRT disposent de suffisamment de stock en conduite pour que les déséquilibres intrajournaliers transitoires des expéditeurs restent sans conséquence significative sur la gestion du réseau. Dans ses différentes délibérations relatives aux règles d'équilibrage des réseaux de transport de gaz naturel, la CRE n'a imposé aux utilisateurs du réseau que des contraintes journalières d'équilibrage. L'équilibrage journalier offre une grande souplesse de gestion aux utilisateurs en leur laissant jusqu'à la fin de la journée gazière pour ajuster le bilan des quantités de gaz qu'ils font entrer et sortir du réseau.

Ce principe d'équilibrage journalier a donné pleine satisfaction durant de nombreuses années, tant aux GRT pour gérer leur réseau qu'aux acteurs de marché (les règles actuelles reposent sur la délibération de la CRE du 15 septembre 2016, mais le principe d'équilibrage journalier a été retenu par la CRE et les GRT depuis plus de 10 ans). Les épisodes de congestions de la TRF constatés en décembre 2022 et janvier 2023 ont montré pour la première fois que ce principe peut s'avérer insuffisant pour assurer une gestion efficace et prudente du réseau.

La CRE considère que l'équilibre intrajournalier du réseau repose sur un comportement responsable de l'ensemble des expéditeurs. La CRE rappelle en effet que l'article 4 du règlement (UE) n° 312/2014<sup>15</sup> (ci-après « code de réseau équilibrage ») dispose que « [i]l incombe aux utilisateurs de réseau d'équilibrer leurs portefeuilles afin de réduire au minimum le nombre d'actions d'équilibrage devant être effectuées par les gestionnaires de réseau de transport au titre du présent règlement ».

<sup>14</sup> Un système d'alerte continu de l'état du réseau « info vigilance » est publié sur le site des GRT, pour les 5 jours à venir, pour chaque front potentiel de congestion (limites NS1, NS2...). La situation du réseau est classée dans l'une des 4 couleurs, représentant un niveau de vigilance. Une vigilance rouge correspond à une congestion avérée

<sup>15</sup> Règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz

Teréga a proposé de renforcer les actions commerciales de prévention et d'anticipation auprès des expéditeurs dans les périodes de congestion où leurs déséquilibres intrajournaliers créent et/ou aggravent les congestions. Teréga a également proposé de préciser et d'informer le marché des circonstances les plus susceptibles d'entraîner la modification de nominations, notamment :

- en cas de vigilance rouge ;
- lorsque le déséquilibre long TRF est supérieur à 150 GWh. Ce seuil de 150 GWh pourrait être ajusté par les GRT.

Dans sa proposition, Teréga considèrerait nécessaire de tenir compte des spécificités des portefeuilles de clients des utilisateurs de réseau avant d'appliquer les modifications des nominations :

- les expéditeurs livrant des consommateurs en France pourraient voir leurs nominations en entrée en amont de la limite corrigées lorsque leur déséquilibre intrajournalier est long, c'est-à-dire que trop de gaz est nominé en entrée, et dépasse un seuil allant de 10 GWh et à 30 GWh selon la taille de leur portefeuille<sup>16</sup>;
- les autres expéditeurs, qui en principe ne devraient avoir aucun déséquilibre, pourraient quant à eux voir leurs nominations en entrée en amont de la limite modifiées à partir de 5 GWh de déséquilibre long.

### 2.3.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

Les répondants partagent tous la position de la CRE sur le maintien d'un équilibrage journalier.

Les opérateurs d'infrastructures sont favorables à une intervention des GRT sur les nominations très déséquilibrées dans des circonstances exceptionnelles et définies avec la CRE.

Plusieurs répondants, dont des expéditeurs et des opérateurs s'expriment favorablement et sans réserve aux propositions de Teréga, et notamment considèrent qu'il est pertinent de différencier le seuil d'application des modifications de nomination en fonction du portefeuille de clients des expéditeurs.

Deux associations de professionnels et un opérateur sont favorables au mécanisme, mais souhaitent que les modalités soient étudiées en concertation avec les acteurs de marché.

Un opérateur estime que certaines modalités ne devraient pas être publiques et devraient être validées bilatéralement entre la CRE et l'opérateur de transport.

Plusieurs expéditeurs s'opposent à l'intervention des GRT sur les nominations des expéditeurs et considèrent que fixer des modalités de modification des nominations des expéditeurs intégrant des règles différentes en fonction du portefeuille de clients des expéditeurs est discriminatoire.

### 2.3.3 Analyse de la CRE

La CRE estime préférable de conserver le système actuel d'équilibrage journalier, qui a donné satisfaction depuis de nombreuses années et qui n'a été mis en défaut que très exceptionnellement l'hiver dernier. La CRE considère néanmoins que les expéditeurs sont responsables en premier lieu du bon équilibre de leurs nominations, y compris en cours de journée, dans le but d'éviter toute action d'équilibrage à l'initiative des GRT.

La CRE rappelle qu'elle surveille les marchés de gros de l'énergie, et notamment l'activité d'équilibrage des acteurs, dans le cadre du règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 (REMIT) et qu'elle peut, en application de l'article L. 135-3, procéder aux enquêtes nécessaires pour l'accomplissement de ses missions. Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDs), qui peut notamment être saisi par la présidente de la CRE à la suite de telles enquêtes, peut sanctionner les manquements au REMIT en application de l'article L. 134-25 du code de l'énergie.

La CRE rappelle également que les GRT peuvent, en vertu du paragraphe 4 de l'article 17 du code réseau équilibrage, « modifier la quantité de gaz demandée au titre d'une nomination et d'une renomination que dans des cas exceptionnels ainsi que dans des situations d'urgence mettant manifestement en danger la sécurité et la stabilité du réseau ».

Sans que cela remette en cause la responsabilité des expéditeurs dans l'équilibrage de leurs nominations, la CRE est favorable à ce que les GRT modifient les nominations dans des situations exceptionnelles ou dans des situations d'urgence mettant manifestement en danger la sécurité et la stabilité du réseau.

<sup>16</sup> La différenciation du seuil en fonction de la taille de portefeuille repose sur le principe suivant : plus un fournisseur a de clients (aux profils variés), plus ils s'équilibreront entre eux.

Compte tenu des réponses à la consultation publique, la CRE comprend le besoin de clarification des règles de modification des nominations déséquilibrées par les GRT en cas de situation d'urgence.

La CRE demande en conséquence aux GRT de concerter sur des règles précises d'application d'ici l'hiver 2024-2025.

## **2.4 Swap stockage**

### **2.4.1 Proposition de la consultation publique**

GRTgaz et Teréga ont proposé un mécanisme de *swap* (échange) entre sites de stockage, qui se déroulerait en deux phases.

La première phase aurait lieu en début d'hiver avant l'apparition d'éventuelles congestions, en sursoutirant des stockages situés en amont des congestions Sud-Nord (PITS Sud-Ouest et Atlantique), et en sous-soutirant des stockages en aval. Ce mécanisme permettrait de générer un écart entre le stock physique réel et le stock client localisé sur un stockage donné.

L'objectif est de constituer une réserve de gaz dans les stockages au nord de la France. En situation de congestion, cette réserve serait utilisée pour résorber en partie la congestion, dans la limite des quantités sursoutirées au sud avant la congestion.

Phase 1 : Avant la période de congestion, le transfert de gaz des stockages situés en amont des congestions S→N vers les stockages en aval n'est réalisé qu'après les actions prioritaires suivantes :

- la réalisation des nominations des utilisateurs des stockages et de l'offre des opérateurs de stockage ;
- l'optimisation des mouvements de gaz des stockages.

Le mécanisme de *swap* serait mis en œuvre par les stockeurs et serait interruptible (y compris en cours de journée dans le cas de renominations des utilisateurs des stockages).

Phase 2 : En cas de congestion, la réserve constituée en aval serait utilisée en opérant les actions symétriques à celles de la phase 1 avec un sursoutirage sur les stockages du nord et un moindre soutirage sur ceux du sud. Le mécanisme serait activé en J-1 pour J (et si opportun en intra-J) à la demande des GRT, lorsqu'ils anticipent un niveau de congestion non résorbable par l'arrêt des ventes et coupure de l'interruptible. Comme lors de la phase 1, le *swap* ne pourrait être activé qu'après les actions prioritaires suivantes :

- la réalisation des nominations des utilisateurs des stockages et de l'offre des opérateurs de stockages ;
- l'optimisation des mouvements de gaz des stockages.

Le mécanisme serait, là encore, opéré par les stockeurs et interruptible (y compris en cours de journée).

Avec ce mécanisme, les stockages contribueront à résorber les congestions, ils auront en conséquence une capacité physique disponible réduite pour répondre à un appel de *spreads* localisés. Les GRT déduiront de l'appel au *spread* localisé, les capacités des stockages déjà utilisées par le mécanisme de *swap* stockage.

Ces règles de fonctionnement doivent permettre de ne pas affecter l'offre commerciale des opérateurs de stockage. En particulier, les quantités de gaz ayant été mobilisées par le mécanisme de *swap* devront être entièrement restituées au stockage d'origine avant la fin du mois de mars, pour notamment maintenir la performance des sites concernés.

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

Un opérateur est favorable au mécanisme, à la triple condition :

- que ce *swap* soit à la main du stockeur, afin de ne pas mettre à risque son offre commerciale ;
- que ce *swap* reste au périmètre de Storengy ;
- que ce *swap* soit rémunéré de façon à en couvrir les coûts.

Des expéditeurs, un opérateur d'infrastructure, et un autre acteur sont favorables au mécanisme et à sa limitation au périmètre des installations de stockage de Storengy dans un premier temps. Ils s'interrogent néanmoins sur l'impact potentiel du mécanisme sur l'offre commerciale des stockeurs.

Une association d'expéditeurs, un opérateur et des fournisseurs sont favorables au mécanisme et souhaitent l'étendre aux sites de stockage de Teréga.

Par ailleurs, un opérateur d'infrastructure note qu'au sein du PITS Sud-Est (Manosque, Etrez-Tersanne/Hauterives), Manosque se situe en aval de la limite SN3/SN4, ce qui réduit l'efficacité de l'appel aux *spreads* localisés.

Un autre opérateur d'infrastructure, favorable au mécanisme, propose d'exclure de l'appel aux *spreads* localisés les points utilisés en aval pour le swap stockage.

Plusieurs expéditeurs ne sont pas favorables au mécanisme car ils craignent qu'il nuise à la valeur commerciale des stockages.

### 2.4.3 Analyse CRE

La CRE a noté, dès la Concertation Gaz du 2 juin 2023, que certains expéditeurs s'inquiètent de l'impact du swap stockage sur la réalisation de l'offre commerciale des opérateurs de stockage. Des interrogations similaires ont été formulées en réponse à la consultation publique.

Dans l'attente d'un retour d'expérience de ce mécanisme en 2023-2024, et pour ne pas affecter l'offre commerciale des opérateurs de stockages, la CRE considère comme pertinent de limiter, dans un premier temps, l'expérimentation du swap stockage au périmètre des capacités de stockages commercialisées par Storengy.

Ainsi, en début d'hiver, Storengy dimensionnera le swap en fonction des capacités disponibles sur ses stockages en amont des limites de congestions SN3 à SN4 et des nominations sur ses stockages en aval. Dans un second temps, lorsque d'éventuelles congestions surviennent sur le réseau de transport de gaz, GRTgaz demandera à Storengy d'activer le swap. Storengy y répondra dans la limite des possibilités des stockages et sans affecter son offre commerciale.

En cas de congestion, le swap utilisera tout ou partie des capacités de soutirage des stockages dédiés au mécanisme. Ces capacités dédiées au mécanisme de swap seront en conséquence exclues d'un éventuel appel aux *spreads* localisés.

La CRE décide de mettre en œuvre le swap stockage de façon expérimentale pour l'hiver 2023/2024. Le swap stockage se limitera donc pour l'hiver 2023-2024 au périmètre des capacités commercialisées par Storengy et sera opéré par l'opérateur de stockage.

Un suivi du mécanisme de swap sera effectué par Storengy et GRTgaz et partagé avec la CRE. Un premier retour d'expérience sera présenté en Concertation Gaz à la fin du premier semestre 2024. La CRE étudiera à la suite de ce retour d'expérience d'éventuelles évolutions du fonctionnement et du dimensionnement du mécanisme de swap.

Par ailleurs, la CRE demande aux GRT et aux opérateurs de stockage d'étudier l'impact du regroupement de Manosque sous le PITS Sud-Est lors d'une congestion de type SN3/SN4 dans leur étude de fonctionnement de la TRF. En effet, ce point est géographiquement en amont des congestions SN3/SN4, contrairement aux autres stockages du groupement.

## 2.5 Ouverture du UIOLI sur le PIR Dunkerque

### 2.5.1 Proposition de la consultation publique

GRTgaz et Teréga ont proposé que, en cas d'appel de *spread* localisé pour résorber une congestion S→N, un mécanisme de UIOLI soit utilisé pour permettre aux acteurs de souscrire des capacités supplémentaires en entrée au PIR Dunkerque.

Ce mécanisme permettrait aux expéditeurs d'acquérir de la capacité d'entrée en dehors des enchères PRISMA, dont les horaires de vente sont fixes et ne permettent pas aux acteurs importants du gaz depuis le PIR Dunkerque de répondre de façon optimale aux appels de *spreads* localisés.

Dans le contexte de l'hiver 2022-2023, les GRT estiment que ce mécanisme aurait pu permettre aux expéditeurs acheminant du gaz norvégien de prendre en compte le *spread* localisé en plus du prix du PEG avant d'arbitrer la répartition de leurs flux entre les différents marchés européens du nord de l'Europe.

### 2.5.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

Tous les répondants sont favorables sans réserve à cette proposition.

### 2.5.3 Analyse CRE

Compte tenu du caractère fixe des horaires des enchères PRISMA, ce mécanisme permettrait effectivement aux acteurs acheminant du gaz norvégien de répondre davantage aux appels de *spreads* localisés en augmentant les entrées de gaz au PIR Dunkerque. Ce mécanisme augmenterait l'efficacité des appels de *spreads* localisés pour résoudre une congestion S→N. Il permettrait d'éviter que seuls les expéditeurs ayant réservé des capacités de stockage en aval de la congestion répondent aux appels de *spreads* localisés.

Compte tenu des délais de développements SI, GRTgaz a informé la CRE que l'ouverture du UIOLI sur le PIR Dunkerque en cas de congestion tel que décrit dans la consultation publique n° 2023-05 du 15 juin 2023 ne sera possible qu'au 1<sup>er</sup> novembre 2024.

En attendant, une solution provisoire sera mise en œuvre pour l'hiver 2023-2024<sup>17</sup> à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2023. Le UIOLI sur le PIR Dunkerque sera ouvert dès le premier appel de *spreads* localisés et suspendu à la fin de la campagne de soutirage ou à la demande de la CRE.

## 2.6 Restriction anticipée en dernier recours

### 2.6.1 Proposition de la consultation publique

A la suite des recours répétés aux restrictions mutualisées (16 fois pendant l'hiver 2022-2023) et aux risques induits sur l'intégrité de certaines infrastructures gazières, GRTgaz propose la mise en place de restrictions anticipées en solution de dernier recours.

La restriction anticipée serait mise en œuvre dans l'hypothèse où des restrictions mutualisées seraient déclenchées cinq jours d'affilée. Dans ce cas :

- le marché serait informé que les GRT basculent vers un mode de gestion des congestions par restriction anticipée tant que le système subit des congestions ;
- une restriction serait appliquée la veille pour le lendemain. Le niveau de capacité disponible sur la journée serait le même qu'en cas de restriction mutualisée.
- dans le même temps, les GRT donneraient aux expéditeurs de la visibilité sur les taux de restriction possibles durant les jours suivants si la gestion par restriction anticipée se prolongeait (ces taux dépendent en particulier du niveau de consommation et des arrivées de GNL à Montoir et Fos) ;
- dès que le niveau de vigilance J+1 repasse au vert, la restriction ne serait plus appliquée pour le lendemain. Les GRT cesseraient de mettre en œuvre les restrictions anticipées et une éventuelle congestion serait traitée avec l'ensemble des mesures permettant de résorber les congestions dans l'ordre de préséance défini par la CRE.

### 2.6.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

La majorité de répondants est favorable au mécanisme tel que décrit dans la consultation publique.

Certains acteurs sont favorables avec réserve : un fournisseur s'interroge sur les modalités de mise en œuvre et se demande en particulier si les expéditeurs pourront proposer des *spreads* localisés dans de telles circonstances. Un autre note également la moindre liquidité du marché des *spreads* localisés les weekends.

Certains acteurs, défavorables au mécanisme, précisent que si le mécanisme devait être mis en place, il faudrait prendre en compte la moindre liquidité du marché des *spreads* localisés les jours fériés et les weekends. Un opérateur d'infrastructure estime que cette mesure désoptimisera le fonctionnement du réseau, au détriment de ses utilisateurs.

### 2.6.3 Analyse de la CRE

En cas d'échecs répétés de tous les dispositifs en vigueur (dont les restrictions mutualisées), la CRE considère que, en dernier recours, les restrictions anticipées doivent être possibles pour mettre le système en sécurité malgré l'impact économique et l'atteinte lourde aux capacités du marché.

Par ailleurs, la CRE partage l'avis de certains répondants sur la nécessité de prendre en compte la moindre liquidité du marché des *spreads* localisés le weekend et jours fériés. En conséquence, la CRE décide que le déclenchement d'une restriction anticipée ne pourra avoir lieu qu'après un délai d'au moins 5 jours consécutifs de restriction

<sup>17</sup> Du 1<sup>er</sup> novembre 2023 au 31 mars 2024.

mutualisée, le dernier de ces jours étant ouvré<sup>18</sup> (une restriction anticipée ne pourra pas être déclenchée un week-end ou un jour férié<sup>19</sup>).

Ainsi, la CRE décide que la restriction anticipée sera mise en œuvre dans l'hypothèse où des restrictions mutualisées seraient déclenchées cinq jours d'affilée au moins, le dernier jour étant ouvré.

Dans ce cas :

- le marché sera informé que les GRT basculent vers un mode de gestion des congestions par restriction anticipée tant que le système subit des congestions ;
- une restriction sera appliquée la veille pour le lendemain. Le niveau de capacité disponible sur la journée serait le même qu'en cas de restriction mutualisée ;
- dans le même temps, les GRT donneront aux expéditeurs de la visibilité sur les taux de restriction possibles durant les jours suivants si la gestion par restriction anticipée se prolongeait ;
- dès que le niveau de vigilance J+1 repasse au vert, la restriction ne sera plus appliquée pour le lendemain. Les GRT cesseront de mettre en œuvre les restrictions anticipées et une éventuelle congestion serait traitée avec l'ensemble des mesures permettant de résorber les congestions dans l'ordre de préséance défini par la CRE.

## **2.7 Changement de calcul du taux des restrictions mutualisées sur les stockages**

### **2.7.1 Proposition de la consultation publique**

La restriction mutualisée aux PITS est appliquée à la capacité d'entrée du réseau de transport qui est fixe dans le temps. Elle correspond au maximum théorique des capacités de soutirage des stockages et non aux capacités de soutirage réelles qui diminuent à mesure que baisse la pression dans le réservoir.

Teréga propose d'établir le taux de restriction mutualisée appliqué aux PITS sur l'exigible commercial journalier de l'offre de stockage, qui dépend du niveau en stock et correspond mieux à la capacité de soutirage réelle, plutôt que sur la capacité nominale souscrite afin de prendre en compte l'évolution des performances des stockages en fonction du niveau de gaz en stock.

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

Une majorité des répondants s'oppose à ce changement, considérant qu'il met en risque le cyclage des produits Serene Atlantique.

### **2.7.3 Analyse de la CRE**

Les profils de performance des stockages du PITS Sud-Ouest (Teréga) et Atlantique (Storengy) sont différents en raison de facteurs techniques :

- les stockages de Teréga maintiennent un plateau de performance maximal entre 100 % et 45 % du volume utile, intervalle dans lequel la mesure proposée n'impacterait pas le taux de restriction mutualisée appliqué au PITS Sud-Ouest ;
- les stockages du PITS Atlantique perdent en performance tout au long du soutirage et se verraient appliquer une restriction plus importante dès que le niveau du stockage commencera à diminuer.

La mesure proposée augmenterait fortement l'impact des restrictions mutualisées sur les stockages du PITS Atlantique. Ces restrictions plus importantes pourraient compromettre le cyclage du stockage de Storengy, c'est-à-dire la capacité des utilisateurs à soutirer l'intégralité du gaz en stock avant la fin mars.

Cette mesure aurait donc un impact négatif sur la sécurité d'approvisionnement.

En conséquence, la CRE décide de ne pas changer le calcul du taux des restrictions mutualisées sur les stockages.

<sup>18</sup> Dans un cas où le 5<sup>e</sup> jour consécutif de restriction mutualisée est un samedi, un dimanche ou un jour férié la restriction anticipée ne sera activée que si une restriction mutualisée est déclenchée le jour ouvré suivant.

<sup>19</sup> Une restriction anticipée est activée la veille pour une application le lendemain.



**2.8 Référentiel TRF : ajout de deux nouvelles limites Sud/Nord : SNO et SN4**

**2.8.1 Proposition de la consultation publique**

En plus des limites SN1 et SN3 qui ont constitué les principaux fronts de congestion en hiver 2022-2023, deux autres limites Sud/Nord ont été mises en évidence : SNO (atteinte début 2023) et SN4 (atteinte fin 2022).

Ces limites correspondent respectivement aux limites SN1 et SN3, à la différence que le PITTM de Fos est localisé à l'aval et non à l'amont.



Source : GRTgaz

GRTgaz propose de rajouter SNO et SN4 aux limites résiduelles TRF faisant l'objet d'un *monitoring* (publication d'une infovigilance et recours aux mécanismes de résorption des congestions en cas de congestion sur ces limites).

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

Tous les répondants sont favorables sans réserve à cette proposition.

**2.8.3 Analyse de la CRE**

La CRE est favorable à la création de ces deux limites supplémentaires pour mieux refléter certaines congestions physiques du réseau constatées l'hiver dernier.

Compte tenu des délais de développement SI chez GRTgaz et Téréga, la création des limites SNO et SN4 sera effective au 1<sup>er</sup> novembre 2024.

**2.9 Arrêt des ventes et coupure de l'interruptible : application des deux côtés de la limite en cas de congestion Sud/Nord**

**2.9.1 Proposition de la consultation publique**

Le mécanisme actuellement en place d'interruption des capacités interruptibles et de non-commercialisation des capacités fermes disponibles, mobilisable d'un seul côté de la congestion, est rappelé en annexe 1.

GRTgaz propose, dans le cas de congestions S→N, d'appliquer ce mécanisme de non-commercialisation et de coupure de l'interruptible systématiquement des deux côtés de la limite en congestion sur les points aggravant la congestion.

Dans le cas des congestions S→N, le mécanisme agirait donc systématiquement sur l'ensemble des points suivants (dans l'état actuel de l'offre des GRT) :



Source : GRTgaz

	Congestion SN1	Congestion SN3
Interruption des capacités interruptibles « court terme »	<u>Entrées</u> : Pirineos <u>Sorties</u> : rebours Virtualys et Obergailbach	
Interruption des capacités de sortie PITS interruptibles	<u>Sorties</u> : Nord-Est, Nord-Ouest, Sud-Est, Atlantique	<u>Sorties</u> : Nord-Est, Nord-Ouest, Sud-Est
Arrêt des ventes, non-activation du UBI <sup>20</sup> « Use it and Buy it »	<u>Entrées</u> : Pirineos <u>Sorties</u> : Virtualys, Obergailbach et Oltingue	

### 2.9.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

La majorité des répondants est favorable à cette mesure.

Certains expéditeurs, une association d'expéditeurs et un opérateur d'infrastructure sont favorables à l'appliquer aux congestions N→S.

Un expéditeur n'est pas favorable à la mesure, qui aurait, selon lui, un impact négatif sur la disponibilité des capacités à Oltingue.

### 2.9.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à ce mécanisme, qui permet de limiter l'utilisation des sorties en aval de la congestion au niveau des capacités fermes déjà souscrites, pour éviter des coûts de *spreads* localisés additionnels.

La CRE n'est pas favorable à appliquer ces modalités pour des congestions de sens N→S, car dans ce sens de flux, les mécanismes de gestion des congestions sont suffisants. La CRE n'identifie pas d'impact négatif de ce mécanisme sur les capacités d'importation de gaz en France et la sécurité d'approvisionnement.

La CRE décide de l'interruption des capacités interruptibles et de la non-commercialisation des capacités fermes disponibles systématiquement des deux côtés de la limite en cas de congestion S→N, soit, dans l'état actuel de l'offre des GRT :

<sup>20</sup> L'UBI consiste à offrir à la vente de manière interruptible, la capacité ferme souscrite, mais non-nominée, sur une base journalière (*day-ahead*) ou infra-journalière (*within-day*)

	Congestions SNO à SN1	Congestions SN2 à SN4
Interruption des capacités interruptibles « court terme »	<u>Entrées</u> : Pirineos <u>Sorties</u> : rebours Virtualys et Obergailbach	
Interruption des capacités de sortie PITS interruptibles	<u>Sorties</u> : Nord-Est, Nord-Ouest, Sud-Est, Atlantique	<u>Sorties</u> : Nord-Est, Nord-Ouest, Sud-Est
Arrêt des ventes, non-activation du UBI <sup>21</sup> « Use it and Buy it »	<u>Entrées</u> : Pirineos <u>Sorties</u> : Virtualys, Obergailbach et Oltingue	

### **3. AUGMENTATION DE LA CAPACITE DE SORTIE AUX INTERCONNEXIONS EN AVAL DES CONGESTIONS SUD→NORD**

#### **3.1 Proposition de la consultation publique**

À la suite de l'arrêt des importations de gaz russe, les interconnexions du Nord de la France, le PIR Obergailbach avec l'Allemagne, le PIR Virtualys avec la Belgique, le PIR Oltingue avec la Suisse et d'autres points d'interconnexion régionaux avec la Suisse sont tous devenus des points d'exportation de gaz depuis le réseau de transport français.

Au-delà de ventes quotidiennes, les congestions de l'hiver 2022-2023 ont montré que le réseau n'est pas physiquement en mesure d'assurer sur aucun de ces points des capacités fermes supplémentaires, au-delà des capacités existantes au 1<sup>er</sup> janvier 2023.

En conséquence, la CRE a envisagé dans sa consultation publique qu'à court terme toute nouvelle capacité de sortie vers un pays voisin situé en aval des congestions Sud-Nord ne puisse être commercialisée qu'en tant que capacité interruptible en hiver pour les maturités mensuelles, trimestrielles et annuelles. Au-delà de l'hiver 2023-24, la CRE considère que l'analyse coût-bénéfice précédant toute création de capacité de sortie transfrontalière devrait prendre compte la persistance des congestions S→N anticipée par GRTgaz à l'horizon 2028-29, leurs coûts et le risque induit pour la sécurité d'approvisionnement.

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

Presque tous les répondants sont favorables sans réserve à cette proposition.

Certains considèrent cependant que cette position pourra être révisée à la suite du retour d'expérience de l'hiver 2023-24, afin d'augmenter les capacités aux frontières, notamment à la suite de l'augmentation des capacités de réception de GNL. D'autres acteurs sont opposés à la proposition, la considérant dommageable pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse.

#### **3.3 Analyse de la CRE**

La CRE considère qu'à court terme toute nouvelle capacité de sortie vers un pays voisin situé en aval des congestions S→N ne devrait être commercialisée qu'en tant que capacité interruptible en hiver pour les maturités mensuelles, trimestrielles et annuelles ou en tant que capacité ferme journalière. Au-delà de l'hiver 2023-24, l'analyse coût-bénéfice précédant toute création de capacité de sortie transfrontalière devra prendre en compte la persistance des congestions S→N anticipée par GRTgaz à l'horizon 2028-29, leurs coûts et les risques induits pour la sécurité d'approvisionnement.

La CRE considère en particulier que les capacités existantes (vendues ou disponibles) au 1<sup>er</sup> janvier 2023 doivent être intégralement maintenues. Dans le cas spécifique de la Suisse, il n'y aura donc pas de dégradation de la sécurité d'approvisionnement qui serait causée par une réduction de la capacité d'interconnexion avec la France.

Sans une analyse coût-bénéfice relative à la création de capacité de sortie transfrontalière prenant en compte la persistance des congestions S→N anticipée par GRTgaz à l'horizon 2028-29, leurs coûts et les risques induits pour la sécurité d'approvisionnement, la CRE décide de ne pas autoriser la création de nouvelles capacités fermes mensuelles, trimestrielles, durant l'hiver 2023-2024 aux interconnexions du Nord de la France, au PIR Obergailbach avec l'Allemagne, au PIR Virtualys avec la Belgique, au PIR Oltingue avec la Suisse et d'autres points d'interconnexion régionaux avec la Suisse. La création de nouvelles capacités fermes quotidiennes et de nouvelles capacités interruptibles est en revanche permise.

<sup>21</sup> L'UBI consiste à offrir à la vente de manière interruptible, la capacité ferme souscrite, mais non-nominée, sur une base journalière (*day-ahead*) ou infra-journalière (*within-day*)



**DECISION DE LA CRE**

En application des dispositions de l'article L. 134-2 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) « précise [...] les règles concernant [...] les missions des gestionnaires de réseaux de transport [...] de gaz naturel en matière d'exploitation et de développement de ces réseaux », « les missions [...] des opérateurs de stockages souterrains de gaz naturel » ainsi que « les conditions d'utilisation des réseaux de transport [...] de gaz naturel ».

Par la présente délibération, la CRE précise les modalités de fonctionnement de la zone de marché unique de gaz en France.

**Mécanismes de levée des congestions**

La CRE décide de la mise en place des mécanismes de gestion des congestions, dont les modalités figurent dans la partie 2 de la présente délibération, et de l'ordre d'activation suivant :

	<b>NS1</b>	<b>NS2 à NS4 E02 et S1</b>	<b>SNO à SN4</b>
En cas de contrainte journalière	1. Si possible, mise en œuvre de mécanismes interopérateurs notamment avec Fluxys		1. Coupure du UIOLI Stockage au soutirage en amont
	2. Interruption des capacités interruptibles		2. Interruption des capacités interruptibles des deux côtés de la limite <sup>22</sup>
	3. Interruption des capacités en sortie aux PITS au-delà des niveaux nominaux		
	4. Non-commercialisation des capacités fermes disponibles <sup>23</sup>		
			5. Swap stockage
	6. Spread localisé		
En cas d'échec des mécanismes susmentionnés	7. Restriction mutualisée		
	8. Restriction anticipée		

Les mécanismes suivants sont créés ou modifiés par rapport aux mécanismes préexistants :

- le *swap* stockage, qui sera mis en œuvre de façon expérimentale pour l'hiver 2023/2024, et qui se limitera pour l'hiver 2023-2024 au périmètre des capacités commercialisées par Storengy et sera opéré par ce dernier ;
- l'interruption des capacités interruptibles et la non-commercialisation des capacités fermes disponibles systématiquement des deux côtés de la limite en cas de congestion sud vers nord (S→N) à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2023 ;
- le mécanisme d'interruption du UIOLI Stockage en J-1 avant 13h, par les opérateurs de stockage à la demande des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel, sur les stockages en amont des congestions et à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2023 ;
- la restriction anticipée, mise en œuvre dans l'hypothèse où des restrictions mutualisées seraient déclenchées cinq jours d'affilée au moins, le dernier jour étant ouvert, et compter du 1<sup>er</sup> novembre 2023.

**UIOLI PIR Dunkerque**

La CRE décide de l'ouverture du mécanisme UIOLI au PIR Dunkerque en cas d'appel de *spreads* localisés, par GRTgaz, à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2023<sup>24</sup>.

**Référentiel TRF**

La CRE demande à GRTgaz d'ajouter les limites SNO et SN4 aux limites résiduelles TRF faisant l'objet d'un *monitoring* pour le 1<sup>er</sup> novembre 2024 (publication d'une infovigilance et recours aux mécanismes de résorption des congestions en cas de congestion sur ces limites).

<sup>22,21</sup> Pour les points aggravant la congestion, c.f. partie 2.9.3

<sup>24</sup> Compte tenu des délais de développement SI, une solution dégradée sera mise en œuvre par GRTgaz pour l'hiver 2023-2024.



## Superpoint

Pour une congestion de sens S→N, la CRE décide de conserver un calcul de taux de restriction différencié entre les points d'interface transport-stockage (PITS) (où la restriction s'applique en priorité), puis sur les points restants, dans la continuité de la délibération du 13 décembre 2022<sup>25</sup>.

La CRE décide également de mettre en place le superpoint (Sud-Ouest + Atlantique + Pirineos) à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2024.

## Sécurisation du système d'équilibrage

La CRE rappelle qu'en vertu du règlement (UE) n° 312/2014 du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz, les GRT peuvent modifier des nominations dans des cas exceptionnels ainsi que dans des situations d'urgence mettant manifestement en danger la sécurité et la stabilité du réseau, cela dès l'hiver 2023-2024<sup>25</sup>.

Pour améliorer la visibilité des acteurs de marché, les modalités d'intervention des GRT sur des nominations très déséquilibrées seront échangées en Concertation Gaz.

## Capacités en sortie aux PIR

Sans une analyse coût-bénéfice relative à la création de capacité de sortie transfrontalière prenant en compte la persistance des congestions S→N anticipée par GRTgaz à l'horizon 2028-29, leurs coûts et les risques induits pour la sécurité d'approvisionnement, la CRE décide de ne pas autoriser la création de nouvelles capacités fermes mensuelles, trimestrielles, durant l'hiver 2023-2024 aux interconnexions du Nord de la France, au PIR Obergailbach avec l'Allemagne, au PIR Virtualys avec la Belgique, au PIR Oltingue avec la Suisse et d'autres points d'interconnexion régionaux avec la Suisse. La création de nouvelles capacités fermes quotidiennes et de nouvelles capacités interruptibles est en revanche permise.

## Etude sur le fonctionnement de la TRF

Une étude de fonctionnement de la TRF dans un nouveau contexte d'organisation de flux entrant sera présentée par les GRT, en Concertation Gaz, avant la fin du premier semestre 2024.

Cette étude présentera en particulier un retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de swap stockage, ainsi qu'un bilan des demandes d'augmentation de capacité ferme en sortie au niveau des PIR en aval des congestions S→N.

## Impact des maintenances supérieures à 30 GWh/j sur les limites Sud/Nord

Toutes les maintenances affectant les limites S→N seront gérées avec les mécanismes de gestion des congestions de la TRF et ne feront pas l'objet de restriction de capacités. Les GRT publieront sur leur site le niveau d'impact de ces maintenances sur le volume de *spread* localisé éventuellement généré par ces travaux un jour donné.

\*\*\*\*\*

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et sur le site internet de la CRE. Elle sera transmise à la ministre de la transition énergétique et notifiée à GRTgaz, Teréga, Elengy, Fosmax LNG, Dunkerque LNG, TELSIF, Storengy et Géométhane.

Délibéré à Paris, le 12 octobre 2023.

Pour la commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle Wargon

<sup>25</sup> Délibération n° 2022-352 de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2022 portant décision relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

## ANNEXES

### Annexe 1 : Rappel sur le fonctionnement de la TRF

#### LIMITES DU RESEAU EN TRF

Les ouvrages Val-de-Saône et Gascogne-Midi correspondant à un schéma d'investissements optimisé, certaines congestions résiduelles continuent à exister sur la zone TRF, en fonction des schémas de flux observés. Elles peuvent théoriquement être de trois types : les congestions Nord-Sud, les congestions Est-Ouest et les congestions Sud-Nord.

Ces scénarios de congestion correspondent chacun à des schémas de flux différents, principalement liés à la compétitivité comparée du GNL et du gaz arrivant par tuyaux depuis le Nord de la France.

Ainsi, les congestions Nord-Sud correspondent à une situation dans laquelle le réseau connaît une surabondance de gaz venant du Nord. Le sous-jacent économique est un prix du GNL supérieur à celui du gaz en provenance des champs russes et norvégiens, ce qui se traduit par une utilisation moyenne ou faible des terminaux méthaniers, notamment de Fos, et par un intérêt pour la péninsule ibérique à importer du gaz depuis la France. Du fait de la configuration des entrées et sorties du réseau français ainsi que l'historique des prix mondiaux du GNL, ce type de congestion était le plus probable avant l'hiver 2022-2023.

Les congestions Est-Ouest peuvent apparaître si des arrivées importantes de GNL à Fos et à Dunkerque sont concomitantes à une absence de GNL à Montoir et à des niveaux d'injection particulièrement élevés dans les stockages de l'Ouest de la France (PITS Atlantique et Sud-Ouest).

Enfin, les congestions Sud-Nord correspondent à une situation dans laquelle le réseau connaît une surabondance de gaz venant du Sud. Ce type de limite, initialement jugée peu probable par les GRT, a été observée cette saison en raison notamment de la chute d'approvisionnement en gaz russe, ainsi qu'à quelques épisodes de baisse des arrivées de gaz norvégien au PIR Dunkerque en hiver 2022-2023.

Selon les niveaux des nominations aux différents points du réseau (entrées et sorties aux PIR, PITTM, PITS, mais également centrales à cycle combiné gaz (CCCG)), chacun de ces scénarios peut être atteint de manière plus ou moins aggravée. Durant une journée de congestion, selon la limite atteinte et son ampleur, chacun de ces points peut donc se retrouver du côté du réseau où le gaz est en surplus (à l'amont du front de congestion) ou du côté où le gaz fait défaut (à l'aval du front). Les moyens choisis par les GRT pour résorber une congestion dépendent en conséquence de la limite atteinte.



Limites Nord -> Sud et Est -> Ouest



Limites Sud -> Nord

#### MECANISMES DE LEVEE DES CONGESTIONS JOURNALIERES

##### Spread localisé

Une congestion se matérialise par un surplus de gaz dans le réseau à l'amont d'une limite et par un déficit à l'aval de celle-ci. Le *spread* localisé consiste donc en la contractualisation simultanée par le GRT d'une vente de gaz à l'amont de la congestion et d'un achat de gaz à l'aval. Ces deux opérations résultent en une réduction de la quantité transitant à travers le front de congestion.

Ce mécanisme de marché étant un produit localisé, l'achat et la vente ciblent chacun un point précis du réseau. L'expéditeur, en tant que contrepartie à la transaction, doit donc modifier sa nomination en un point donné, dans un temps limité, pour garantir un flux physique de gaz à l'endroit attendu. A l'amont des limites la réduction du gaz en transit peut être obtenue via une renomination à la baisse des entrées aux PIR et PITTM, une hausse des injections dans les stockages ou une révision à la hausse du programme d'une CCCG. A l'aval il s'agit au contraire de remettre du gaz en circulation, via une renomination à la baisse des injections dans les stockages et des sorties vers l'Espagne, une hausse des entrées aux PITTM, ou une révision à la baisse du programme d'une CCCG.

A titre d'exemple, le tableau suivant explicite les mouvements possibles en cas de survenue d'une congestion de type NS3 :

	<b>Offre possible à l'amont de la congestion</b>	<b>Offre possible à l'aval de la congestion</b>
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>- Augmentation des injections 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.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diminution des sorties au PIR Pirineos</li> <li>- Diminution des injections aux PITS Atlantique ou Sud-Ouest.</li> <li>- Augmentation des émissions au PITTM de Fos.</li> <li>- Réduction de la consommation des CCCG situées en aval du front de congestion.</li> </ul>

Les deux « jambes » amont et aval du spread localisé peuvent être contractualisées auprès d'un unique expéditeur ou bien séparément auprès de deux expéditeurs différents. D'un point de vue opérationnel, la sélection des offres en prix et en volumes remises par les expéditeurs est réalisée par cycles successifs à l'aide d'un robot opéré par la plateforme Powernext. Les modalités de sélection de ce robot ont été conjointement définies par GRTgaz et Teréga.

Quelle que soit la jambe considérée, la réponse au *spread* localisé oblige l'acteur à revoir les arbitrages initialement prévus pour sa journée (apport de gaz *via* un PIR ou injection dans les stockages pour profiter d'un *spread* avantageux, démarrage d'une CCCG...). Le prix remis par les expéditeurs pour chaque transaction reflètera cette contrainte.

Le mécanisme de *spread* localisé fait partie intégrante du fonctionnement général de la TRF, l'objectif prioritaire de la zone unique étant d'éviter au maximum les restrictions mutualisées des capacités détenues par les expéditeurs dès lors qu'une limite pourrait être atteinte.

Son coût annuel peut cependant varier, en fonction du nombre de jours de congestion observé, du volume de ces congestions et des prix proposés par les expéditeurs.

**Annexe 2 : Définitions des limites SN0, SN1, SN2, SN3 et SN4**

Limite	Amont	Aval
<b>SN0</b>	PIR Pirineos PITS Sud-Ouest	PIR Dunkerque PIR Virtualys PIR Obergailbach PIR Oltingue PITTM Montoir PITTM Dunkerque GNL PITS Nord Ouest PITS Nord Est PITS Atlantique PITS Sud Est PITTM Fos
<b>SN1</b>	PIR Pirineos PITS Sud-Ouest PITTM Fos	PIR Dunkerque PIR Virtualys PIR Obergailbach PIR Oltingue PITTM Montoir PITTM Dunkerque GNL PITS Nord Est PITS Nord Ouest PITS Sud Est PITS Atlantique
<b>SN2</b>	PIR Pirineos PITS Sud-Ouest PITS Atlantique PITTM Fos	PIR Dunkerque PIR Virtualys PIR Obergailbach PIR Oltingue PITTM Montoir PITTM Dunkerque GNL PITS Nord Est PITS Nord Ouest PITS Sud Est
<b>SN3</b>	PIR Pirineos PITS Sud-Ouest PITS Atlantique PITTM Montoir PITTM Fos	PIR Dunkerque PIR Virtualys PIR Obergailbach PIR Oltingue PITTM Dunkerque GNL PITS Nord Est PITS Nord Ouest PITS Sud Est
<b>SN4</b>	PIR Pirineos PITS Sud-Ouest PITS Atlantique PITTM Montoir	PIR Dunkerque PIR Virtualys PIR Obergailbach PIR Oltingue PITTM Dunkerque GNL PITS Nord Est PITS Nord Ouest PITS Sud Est PITTM Fos



**Annexe 3 : Exemple de fonctionnement du superpoint {S-O + ATL + PIR}**

Exemple de fonctionnement du superpoint :

On considère trois expéditeurs ayant des capacités sur les sous-points du superpoint données ci-dessous :

Capacités souscrites	PITS Sud-Ouest	PITS Atlantique	PIV Pirineos
Expéditeur A			10 GWh
Expéditeur B		10 GWh	10 GWh
Expéditeur C	10 GWh	10 GWh	10 GWh

Lors du déclenchement de la restriction mutualisée, les volumes coupés sur les stockages représentent 80 % de la capacité souscrite. Le restant à couper sur Pirineos et les terminaux méthaniers représente 10 % de la capacité souscrite.

Les capacités disponibles, point par point, après restriction pour les expéditeurs seraient donc :

Capacités souscrites	PITS Sud-Ouest	PITS Atlantique	PIV Pirineos
Expéditeur A			9 GWh
Expéditeur B		2 GWh	9 GWh
Expéditeur C	2 GWh	2 GWh	9 GWh

Ainsi, les expéditeurs B et C, disposant de capacités sur au moins deux sous-points du superpoint S-O+ATL+PIR, pourront bénéficier de flexibilité dans la répartition de leurs capacités :

Capacités souscrites	PITS Sud-Ouest	PITS Atlantique	PIV Pirineos
Expéditeur A			9 GWh
Expéditeur B		11 GWh à répartir*	
Expéditeur C	13 GWh à répartir*		

\*quantités à répartir dans la limite des capacités souscrites initialement sur chaque point (ici 10 GWh)