

DÉLIBÉRATION N°2025-221

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 septembre 2025 portant décision sur les modalités de gestion des congestions du Sud vers le Nord sur les réseaux de transport de gaz

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, commissaires.

La zone de marché unique du gaz en France, *Trading Region France* (TRF), est entrée en fonctionnement le 1^{er} novembre 2018, en remplacement des deux précédentes places de marché, le PEG Nord et la *Trading Region South* (TRS). Elle a permis la création d'un prix unique pour l'ensemble des consommateurs français, l'accès à des sources d'approvisionnement variées et compétitives en fonction des configurations du marché mondial, et le renforcement de la liquidité et de l'attractivité du marché français du gaz.

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 ».

Les délibérations des 26 octobre 2017¹, 24 juillet 2018², 29 mai 2019³, 12 décembre 2019⁴, 13 décembre 2022⁵, 12 octobre 2023⁶, 4 juillet 2024⁷ et du 10 octobre 2024⁸ 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 faire évoluer les mécanismes de gestion des congestions Sud vers Nord. Elle complète la délibération n° 2024-181 du 10 octobre 2024.

¹ 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

² 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

³ 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

⁴ 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

⁵ 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

⁶ Délibération n° 2023-318 de la Commission de régulation de l'énergie du 12 octobre 2023 portant décision relative aux modalités de gestion des congestions Sud vers Nord dans le cadre du fonctionnement de la Trading Region France (TRF)

⁷ Délibération n° 2024-132 de la Commission de régulation de l'énergie du 4 juillet 2024 portant décision relative à la modification du seuil des petits travaux de GRTgaz et de Teréga (fonctionnement de la TRF)

⁸ Délibération n° 2024-181 de la Commission de régulation de l'énergie du 10 octobre 2024 portant décision relative aux modalités de gestion des congestions Sud vers Nord dans le cadre du fonctionnement de la Trading Region France (TRF)

1. Contexte

1.1. Réduction des flux du Nord vers le Sud

L'arrêt des exportations de gaz russe vers l'Europe depuis l'automne 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 français dans une configuration de flux allant du Sud vers le Nord en hiver.

1.2. Conséquences pour le fonctionnement de la TRF et décisions de la CRE

1.2.1. Hiver 2022-2023

Cette configuration de flux gazier allant du Sud vers le Nord s'est accentuée pendant l'hiver gazier 2022-2023 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).

Ainsi, en décembre 2022 et en janvier 2023, la réduction importante des flux d'entrée au nord de la TRF, le maintien d'arrivées importantes de gaz au sud, 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 atteinte⁹.



Source : NaTran

Pour répondre à cette situation, les 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 interruptibles ;
- 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€) ;
- et 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

⁹ Voir Annexe 2 : Définitions des limites SN0, SN1, SN2, SN3, SN4

précédemment depuis 2018). En cumulé, les GRT ont coupé environ 6 TWh de gaz sur l'ensemble des points d'entrée concernés de la TRF.

Les congestions de l'hiver 2022-2023 ont été coûteuses pour le système gazier français, et le recours répété au mécanisme de restriction mutualisé a fait courir un risque opérationnel sur certaines infrastructures, non conçues pour subir des changements de débit rapides et répétés.

1.2.1.1. Décision de la CRE sur la TRF en 2023

Prenant en compte le retour d'expérience de l'hiver 2022-2023, la CRE, dans sa délibération du 12 octobre 2023, a décidé de mettre en place de nouveaux mécanismes de gestion des congestions et de préciser leur ordre d'activation, afin de prendre en compte les nouveaux schémas de flux observés sur la TRF depuis 2022.

	NS1	NS2 à NS4 E02 et S1	SN0 à SN4
En cas de contrainte journalière	1. Si possible, mise en œuvre de mécanismes inter-opérateurs 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 ¹⁰
	3. Interruption des capacités en sortie aux PITS au-delà des niveaux nominaux		
	4. Non-commercialisation des capacités fermes disponibles		
			5. Swap stockage (pour SN3 et SN4)
	6. Spread localisé		
En cas d'échec des mécanismes susmentionnés	7. Restriction mutualisée		
	8. Restriction anticipée		

Par cette même délibération, les mécanismes suivants ont été créés ou modifiés par rapport aux mécanismes préexistants :

- le *swap* stockage : réalisé à titre expérimental pour l'hiver 2023/2024 par Storengy et NaTran, il permet de limiter certaines congestions¹¹ en stockant un peu plus de gaz en aval des congestions avant qu'elles se produisent ;
- 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^{er} novembre 2023 ;
- le mécanisme d'interruption du UIOLI Stockage en J-1 avant 13h, par les opérateurs de stockage à la demande des GRT de gaz naturel, sur les stockages en amont des congestions et à compter du 1^{er} novembre 2023 ;

¹⁰ Pour les points aggravant la congestion.

¹¹ SN3 et SN4, voir définition des limites en Annexe 2

- la restriction anticipée : elle est mise en œuvre dans l'hypothèse où des restrictions mutualisées seraient déclenchées cinq jours d'affilée au moins, le dernier jour étant ouvré, et à compter du 1^{er} novembre 2023 ;
- l'ouverture du mécanisme UIOLI au PIR Dunkerque en cas d'appel de *spread* localisé pour l'hiver 2023/2024 par NaTran.

1.2.2. Hiver 2023-2024

L'hiver 2023-2024 a également été marqué par de faibles entrées de gaz au PIR Dunkerque (environ 360 GWh/j, contre 500 GWh/j auparavant), couplées à des consommations en augmentation. Ces baisses d'entrée de gaz à Dunkerque résultaient d'un arbitrage des arrivées de gaz norvégien en faveur du Royaume Uni notamment, en raison d'un prix du PEG inférieur aux autres places de marché d'Europe du Nord.

Cette configuration a conduit à 28 jours de congestions sur les limites SN1 et SN3 sur deux périodes (42 jours en hiver 2022-2023) :

- 1^{re} vague du 22 novembre au 15 décembre 2023 ;
- 2^e vague du 8 janvier au 18 janvier 2024.

Les mécanismes de gestion des congestions prévus dans la délibération de la CRE du 12 octobre 2023, ont fonctionné et contribué positivement à la gestion des congestions en hiver 2023-2024.

Le volume total des congestions traitées par les mécanismes de *spread* localisé ou de *swap* stockage s'élèvent à 2,5 TWh en cumulé (contre 5,1 TWh en hiver 2022-23), pour un montant d'environ 9,6 M€ (54,6 M€ en hiver 2022-23).

Contrairement à l'année précédente, il n'y a eu aucune restriction mutualisée de capacité au cours de l'hiver 2023-2024.

1.2.2.1. Décision de la CRE sur la TRF en 2024

Les GRT ont présenté un retour d'expérience de ces mécanismes de gestion des congestions en Concertation gaz le 31 mai 2024. A cette occasion, les utilisateurs des réseaux de transport se sont exprimés favorablement sur le fonctionnement de ces mécanismes.

A cette occasion, les GRT ont présenté des demandes d'évolution mineures sur le *swap* stockage et sur l'ouverture du UIOLI au PIR Dunkerque pour l'hiver 2023-2024.

Dans sa délibération du 10 octobre 2024, la CRE a décidé de reconduire le mécanisme de *swap* stockage pour l'hiver 2024-2025. La CRE a également décidé de mettre fin au dispositif prévu par la délibération n° 2023-318 du 12 octobre 2023, d'ouverture du mécanisme UIOLI au PIR Dunkerque pour l'allocation de capacités supplémentaires en infra-quotidien en cas d'appel de *spreads* localisés par NaTran. La CRE a décidé de remplacer ce dispositif, à compter du 1^{er} novembre 2024, par l'ouverture, dès le 1^{er} novembre de chaque année N, du mécanisme UIOLI au PIR Dunkerque pour l'allocation de capacités supplémentaires en infra-quotidien, par NaTran. Ce dispositif est dorénavant suspendu chaque année à la fin de la campagne de soutirage ou à la demande de la CRE

1.2.3. Hiver 2024-2025 et printemps 2025

L'hiver 2024-2025 a montré une répartition plus équilibrée des sources d'approvisionnement sur la TRF (environ 400 GWh/j au PIR Dunkerque en moyenne), ainsi qu'une bonne disponibilité des capacités de transit Sud/Nord depuis la remise en service de la station d'interconnexion d'Ars-sur-Formans en 2024.

Cette configuration a conduit à 25 jours de congestions sur les limites SN1 et SN3 sur quatre périodes (42 jours en hiver 2022-2023 et 28 jours en hiver 2023-2024) :

- 1^{re} vague du 13 novembre au 22 novembre 2024 ;
- 2^e vague du 10 janvier au 18 janvier 2025 ;

- 3^e vague du 31 janvier au 14 février 2025 ;
- 4^e vague du 21 mai au 24 mai 2025.

Les mécanismes de gestion des congestions prévus dans les délibérations de la CRE du 12 octobre 2023 et du 10 octobre 2024 ont fonctionné et contribué positivement à la gestion des congestions en hiver 2024-2025 et printemps 2025.

Le volume total des congestions en hiver 2024-2025 traitées par les mécanismes de *spread* localisé ou de *swap* stockage s'élève à 0,8 TWh en cumulé (contre 5,1 TWh en hiver 2022-2023 et 2,5 TWh en hiver 2023-2024), pour un montant d'environ 1,6 M€ (54,6 M€ en hiver 2022-2023 et 9,6 M€ en hiver 2023-2024).

Comme durant l'hiver 2023-2024, il n'y a eu aucune restriction mutualisée de capacité au cours de l'hiver 2024-2025.

Le volume total des congestions au printemps 2025 traité par le mécanisme de *spread* localisé s'élève à 0,2 TWh, pour un montant d'environ 0,4 M€.

Les GRT ont présenté un retour d'expérience de ces mécanismes de gestion des congestions en Concertation gaz le 3 juillet 2025, ainsi que leur demande de reconduire le mécanisme de *swap* stockage dans les conditions de l'hiver 2024-2025. A cette occasion, les utilisateurs des réseaux de transport se sont exprimés favorablement sur le fonctionnement de ces mécanismes.

Cette demande fait l'objet de cette délibération.

2. Présentation et analyse des demandes des gestionnaires d'infrastructures

2.1. Swap stockage

NaTran et Storengy demandent de reconduire un mécanisme de *swap* (échange) stockage pour les années gazières 2025-2026, 2026-2027 et 2027-2028.

2.1.1. Rappel du mécanisme

Le mécanisme se déroule en deux phases :

- La première phase a lieu avant l'apparition d'éventuelles congestions de sens Sud-Nord. Storengy augmente légèrement le niveau physique des stockages situés en aval des congestions probables, au-delà du niveau commercial. Symétriquement, Storengy diminue légèrement le niveau physique des stockages situés en amont des congestions par rapport au niveau commercial. L'objectif est de constituer une réserve de gaz (ci-après appelée « stock de *swap* ») dans les stockages au nord des congestions attendues.
- Dans une deuxième phase, lorsqu'une congestion Sud → Nord se produit, le mouvement inverse est réalisé afin de pouvoir la résorber dans la limite du stock de *swap* préalablement constitué.

Ces règles de fonctionnement doivent permettre de ne pas compromettre l'offre commerciale des opérateurs de stockage. En particulier, les quantités de gaz ayant été mobilisées par le mécanisme de *swap* sont restituées au stockage d'origine, afin que les opérateurs de stockage puissent respecter leurs engagements contractuels ainsi que les conditions de maintien de la performance des sites concernés.

Phase 1 de constitution du stock de *swap* : Avant la période de congestion, le transfert de gaz des stockages situés en amont des congestions Sud vers Nord vers les stockages en aval n'est réalisé que si les actions prioritaires suivantes peuvent être menées à bien :

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

Phase 2 d'utilisation de la prestation de *swap* : En cas de congestion, le stock de *swap* constitué est utilisé en opérant les actions symétriques à celles de la phase 1, avec physiquement un sur-soutirage sur les stockages en aval et un moindre soutirage en amont par rapport aux nominations. Le mécanisme est activé en J-1 pour J ou en cours de journée, à la demande des GRT, lorsqu'ils anticipent un niveau de congestion non résorbable par l'arrêt des ventes et coupure des capacités interruptibles. Comme lors de la phase 1, le *swap* ne peut être activé que si les actions prioritaires suivantes peuvent être menées à bien :

- 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 est à la main des stockeurs et interruptible (y compris en cours de journée).

Avec ce mécanisme, les stockages contribuent à résorber les congestions, ils ont en conséquence une capacité physique disponible réduite pour répondre à un appel de *spread* localisé. Les GRT adaptent leur demande de *spread* localisé pour en tenir compte.

2.1.2. Bilan du mécanisme de *swap* stockage

2.1.2.1. Hiver 2023-2024

Un bilan du mécanisme de *swap* stockage en hiver 2023-2024 a été présenté en Concertation Gaz par NaTran le 31 mai 2024.

En novembre 2023, les stockages de Storengy étaient pleins avec peu de nominations de soutirage sur les stockages du nord. Aucun transfert de gaz entre les stockages du Nord et du Sud n'était donc possible. Aucun stock de *swap* n'a pu être constitué avant la première vague de congestion entre fin novembre et mi-décembre 2023.

Durant la dernière semaine de décembre 2023 et les deux premières semaines de janvier 2024, Storengy a pu constituer un stock de *swap* au nord (sur le groupement de stockages Sédiane Nord) d'environ 800 GWh (en diminuant symétriquement le niveau du groupement de stockages Serene Atlantique au Sud). Ce stock de *swap* a pu être utilisé durant la deuxième vague de congestion. NaTran a fait 5 fois appel au *swap*, pour un volume cumulé de 130 GWh.

Le coût de la prestation de *swap* fournie par Storengy à NaTran s'est élevé à 33 k€. Sans cette prestation, NaTran aurait dû recourir à des *spreads* localisés pour un montant estimé à 405 k€.

Storengy estime qu'il n'y a pas eu suffisamment d'utilisations pour déterminer définitivement les modalités du mécanisme et demande de reconduire le dispositif pour l'hiver 2024-2025.

Lors de la Concertation Gaz du 31 mai 2024, les acteurs ont considéré que ce mécanisme devait être maintenu.

2.1.2.2. Hiver 2024-2025

Un bilan du mécanisme de *swap* stockage en hiver 2024-2025 a été présenté en Concertation Gaz par NaTran le 3 juillet 2025.

Storengy a constitué un *stock de swap* de 500 GWh entre octobre et décembre.

Ce stock de *swap* a pu être utilisé durant les deux premières vagues de congestion. NaTran a fait appel au *swap*, pour un volume cumulé de 95 GWh.

Le coût de la prestation de *swap* fournie par Storengy à NaTran s'est élevé à 98 k€. Sans cette prestation, NaTran aurait dû recourir à des *spreads* localisés pour un montant estimé à 200 k€.

Lors de la Concertation Gaz du 3 juillet 2025, les acteurs ont considéré que ce mécanisme devait être maintenu.

2.1.3. Demande des opérateurs

NaTran et Storengy souhaitent reconduire la prestation de *swap* fournie par Storengy à NaTran pour les années gazières 2025-2026 à 2027-2028. Ils proposent quelques évolutions marginales pour tenir compte du retour d'expérience de l'hiver 2024-2025 :

- Le mécanisme de *swap* stockage pourra être utilisé à partir du 1^{er} octobre de l'année N (au lieu du 1^{er} novembre auparavant), afin d'anticiper des bascules au soutirage dès le mois d'octobre.
- NaTran communiquera à Storengy après le 1^{er} octobre et avant le 1^{er} novembre de l'année N le niveau maximum de stock de *swap* souhaité pour la campagne de soutirage N/N+1, afin de limiter le risque de constitution d'un stock de *swap* trop élevé, qui risquerait de ne pas être utilisé.

2.1.4. Analyse de la CRE

La CRE estime que le *swap* stockage est un mécanisme efficace et peu coûteux pour le système, au vu des coûts évités de *spread* localisés en hiver 2023-2024 et 2024-2025. De plus, il n'a pas eu d'impact sur la réalisation de l'offre commerciale de Storengy.

Les conditions de fonctionnement du *swap* dépendent des nominations et ne sont pas reproductibles d'une campagne à l'autre.

Compte tenu du retour d'expérience positif de ces deux dernières années et des échanges avec les acteurs de marché en Concertation gaz le 3 juillet 2025, la CRE est favorable à la reconduction du mécanisme de *swap* stockage pour trois ans et aux évolutions proposées par les opérateurs, qui permettront un meilleur dimensionnement du mécanisme de *swap* stockage pour les années gazières 2025-2026 à 2027-2028.

Le mécanisme de *swap* se limitera au périmètre des capacités commercialisées par Storengy et sera opéré par l'opérateur de stockage.

Un suivi du mécanisme de *swap* stockage sera effectué par Storengy et NaTran. Un retour d'expérience sera présenté en Concertation Gaz à la fin de chaque hiver 2025-2026, 2026-2027 et 2027-2028. A l'issue de ces trois années de retour d'expérience, la CRE décidera de sa reconduction sur les années suivantes.

Décision 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.

Swap stockage

La CRE décide de la reconduction du mécanisme de *swap* stockage, tel que décrit dans la partie 2.1 de la présente délibération, pour les années gazières 2025-2026, 2026-2027 et 2027-2028 à partir du 1^{er} octobre 2025 et qui se limitera au périmètre des capacités commercialisées par Storengy et sera opéré par l'opérateur de stockage.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et transmise au ministre chargé de l'énergie. Elle sera par ailleurs publiée sur le site internet de la CRE et notifiée à NaTran, Teréga, Elengy, Fosmax LNG, Dunkerque LNG, TELSIF, Storengy et Géométhane.

Délibéré à Paris, le 24 septembre 2025.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Annexe 1 : Rappel sur le fonctionnement de la TRF

Limites du réseau en TRF

Les ouvrages Val-de-Saône et Gascogne-Midi correspondant à un schéma d'investissements optimisé, certaines congestions résiduelles continuent d'exister sur la zone TRF, en fonction des schémas de flux observés. Elles peuvent 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 prix 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 de l'évolution passée 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 des approvisionnements en gaz russe, ainsi qu'à quelques épisodes de baisse des arrivées de gaz norvégien au PIR Dunkerque durant l'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 se réaliser 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). En conséquence, les moyens choisis par les GRT pour résorber une congestion dépendent de la limite atteinte.



Mécanismes de levée des congestions journalières

Le 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 permettent de réduire la quantité de gaz 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 illustre les mouvements possibles en cas de survenue d'une congestion de type NS3 :

	Offre possible à l'amont de la congestion	Offre possible à l'aval de la congestion
Congestion NS3	Diminution des entrées au PIR Taisnières H Diminution des entrées au PIR Obergaillbach Diminution des entrées au PIR Dunkerque Augmentation des sorties aux PIR Oltingue et Jura Augmentation des injections aux PITS Nord-Est, Nord-Ouest et Sud-Est. Diminution des émissions aux PITTM de Dunkerque LNG ou de Montoir. Augmentation de la consommation des CCCG situées en amont du front de congestion.	Diminution des sorties au PIR Pirineos Diminution des injections aux PITS Atlantique ou Sud-Ouest. Augmentation des émissions au PITTM de Fos. Réduction de la consommation des CCCG situées en aval du front de congestion.

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 NaTran 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
SN0	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 PITTM Le Havre
SN1	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 PITTM Le Havre
SN2	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 PITTM Le Havre

SN3	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 PITTM Le Havre
SN4	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 PITTM Le Havre