

DÉLIBÉRATION N°2025-263

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 1^{er} décembre 2025 relative à la gestion des congestions de la zone de marché unique du gaz (TRF) pour l'hiver gazier 2025-2026

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL, 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 de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) des 26 octobre 2017¹, 24 juillet 2018², 29 mai 2019³, 12 décembre 2019⁴, 13 décembre 2022⁵, 12 octobre 2023⁶, 4 juillet 2024⁷, 10 octobre 2024⁸ et du 24 septembre 2025⁹ ont défini les modalités de mise en œuvre et les règles de fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France.

Dans sa délibération du 13 novembre 2025 portant décision relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France pour réduire le risque de congestions sur les réseaux de transport de NaTran et de Teréga entre le 1^{er} décembre 2025 et le 31 mars 2026¹⁰, la CRE a décidé :

- de suspendre la commercialisation des capacités fermes mensuelles pour les mois de décembre 2025, janvier, février et mars 2026, au PIR Pirineos en entrée. Elle a indiqué qu'elle

¹ Délibération n°2017-246 du 26 octobre 2017 relative à la création d'une zone de marché unique du gaz en France au 1^{er} novembre 2018.

² Délibération n°2018-171 du 24 juillet 2018 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France.

³ Délibération n°2019-120 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 du 12 décembre 2019 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France.

⁵ Délibération n°2022-352 du 13 décembre 2022 portant décision relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France.

⁶ Délibération n°2023-318 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 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 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).

⁹ Délibération n°2025-221 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.

¹⁰ Délibération n°2025-248 du 13 novembre 2025 portant décision relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France pour réduire le risque de congestions sur les réseaux de transport de NaTran et de Teréga entre le 1^{er} décembre 2025 et le 31 mars 2026.

pourrait décider de la reprise des ventes de capacités fermes mensuelles au cours de l'hiver gazier en fonction de l'évolution du risque de congestions ;

- de suspendre la commercialisation des capacités fermes mensuelles au PIR Oltingue en sortie, pour les mois de décembre 2025, janvier, février et mars 2026. Elle a indiqué qu'elle pourrait décider de la reprise des ventes de capacités fermes mensuelles au cours de l'hiver gazier en fonction de l'évolution du risque de congestions ou si les autorités publiques italiennes, suisses ou allemandes en font la demande pour préserver leur sécurité d'approvisionnement.

Dans cette même délibération, la CRE avait demandé aux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de gaz naturel de présenter aux acteurs de marché, dans le cadre des instances de concertation, leurs propositions concernant :

- les critères de suspension des ventes de capacités journalières fermes, et l'horaire auquel cette suspension doit intervenir en J-1 pour limiter les congestions du lendemain ;
- la non-application du mécanisme de restriction mutualisée ou anticipée au point d'interface transport terminaux méthaniers (PITTM) de Fos (en deçà des restrictions déjà existantes).

NaTran et Teréga ont présenté leurs propositions aux acteurs de marché lors de la réunion de concertation du 19 novembre 2025. Les GRT ont saisi la CRE le 25 novembre 2025 d'une demande de mise en œuvre de ces deux mesures.

La présente délibération de la CRE précise les modalités de fonctionnement de la zone de marché unique de gaz en France pour l'hiver gazier 2025-2026.

1. Contexte

1.1. Décision de la CRE sur les mécanismes de gestion des congestions depuis 2023

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

L'ensemble des mécanismes de gestion des congestions introduits en 2023 est rappelé dans le tableau ci-dessous :

	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 ¹¹
	3. Interruption des capacités en sortie aux PITS au-delà des niveaux nominaux		
	4. Non-commercialisation des capacités fermes disponibles		
			5. Swap stockage
	6. Spread localisé		
En cas d'échec des mécanismes susmentionnés	7. Restriction mutualisée		
	8. Restriction anticipée		

Tableau 1 : Mécanismes de gestion des congestions, présentés dans l'ordre de priorisation

Dans sa délibération du 10 octobre 2024, la CRE a décidé de la reconduction du mécanisme de *swap* stockage pour l'hiver gazier 2024-2025, limité au périmètre des capacités commercialisées par Storengy et opéré par l'opérateur de stockage.

Dans sa délibération du 24 septembre 2025, la CRE a décidé de la reconduction du mécanisme de *swap* stockage pour les années gazières 2025-2026, 2026-2027 et 2027-2028 à partir du 1^{er} octobre 2025, limité au périmètre des capacités commercialisées par Storengy et opéré par l'opérateur de stockage.

1.2. Incident survenu à Saint-Rémy-de-Provence

Le 26 septembre 2025, une fuite a eu lieu sur une canalisation du réseau de grand transport de NaTran, située à Saint-Rémy-de-Provence. Elle a entraîné l'interruption du transit de gaz sur l'artère du Rhône et a eu, à la date de la présente délibération, les conséquences suivantes sur les capacités de transport de gaz au sein de la TRF :

- l'abaissement des capacités d'entrée sur le réseau de transport de gaz de NaTran depuis les terminaux Fos à un niveau minimum de 200 GWh/j, ajustable à la hausse en J-1 ;

¹¹ Pour les points aggravant la congestion.

- l'abaissement de - 160 GWh/j des limites SN1, SN3, NS3 et NS4¹² ;
- l'abaissement d'au plus - 50 GWh/j des capacités d'entrée sur le réseau de transport de gaz de NaTran depuis les stockages de Storengy et Géométhane regroupés au sein du PITS Sud-Est.

Les publications de NaTran sur le site *ENTSOG Transparency Platform* indiquent une date de fin de ces limitations au 31 août 2026¹³.

1.3. Décision de la CRE sur la TRF pour l'hiver gazier 2025-2026

Compte tenu du risque élevé de congestion dans le sens Sud vers Nord lors de l'hiver gazier 2025-2026 en raison de l'indisponibilité de l'artère du Rhône, la CRE a organisé une consultation publique du 31 octobre 2025 au 10 novembre 2025 relative à la non-commercialisation de certaines capacités fermes de transport de gaz et au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France pour réduire le risque de congestions sur les réseaux de transport de NaTran et de Teréga entre le 1^{er} décembre 2025 et le 31 mars 2026.

A la suite de cette consultation, la CRE a décidé dans sa délibération du 13 novembre 2025 :

- de suspendre la commercialisation des capacités fermes mensuelles pour les mois de décembre 2025, janvier, février et mars 2026, au PIR Pirineos en entrée. Elle a indiqué qu'elle pourrait décider de la reprise des ventes de capacités fermes mensuelles au cours de l'hiver gazier en fonction de l'évolution du risque de congestions ;
- de suspendre la commercialisation des capacités fermes mensuelles au PIR Oltingue en sortie, pour les mois de décembre 2025, janvier, février et mars 2026. Elle a indiqué qu'elle pourrait décider de la reprise des ventes de capacités fermes mensuelles au cours de l'hiver gazier en fonction de l'évolution du risque de congestions ou si les autorités publiques italiennes, suisses ou allemandes en font la demande pour préserver leur sécurité d'approvisionnement.

En réponse à la consultation publique, les GRT ont également proposé deux ajustements supplémentaires s'agissant des mécanismes de gestion des congestions :

- la modification des critères de suspension des ventes de capacités journalières fermes aux interconnexions, et l'horaire auquel cette suspension doit intervenir en J-1 pour limiter les congestions du lendemain ;
- la non-application du mécanisme de restriction mutualisée ou anticipée au PITTM de Fos (en deçà des restrictions déjà existantes).

Dans sa délibération du 13 novembre 2025, la CRE a demandé aux GRT de présenter leurs propositions aux acteurs de marché dans le cadre des instances de concertation.

Les GRT ont présenté ces propositions aux acteurs de marché lors de la réunion de concertation du 19 novembre 2025. Les GRT ont saisi la CRE le 25 novembre 2025 d'une demande de mise en œuvre de ces deux mesures.

2. Présentation et analyse des demandes des GRT

2.1. Suspension des ventes de capacités journalières fermes aux points d'interconnexion des réseaux en cas de risque de congestion

Proposition des GRT

Selon les règles jusqu'à présent en vigueur, en cas de congestion, les ventes de capacités fermes quotidiennes et intra-quotidiennes sont interrompues au moment où la congestion est avérée. Les capacités fermes journalières sont déclarées par les GRT sur la plateforme PRISMA à 13h00 en J-1 pour une vente à 16h30 en J-1.

¹² Les points d'entrée et de sortie associés à ces limites sont détaillés en annexe.

¹³ Dans les publications sur l'abaissement des limites SN1, SN3, NS3 et NS4, NaTran a mentionné que celui-ci durerait jusqu'à nouvel ordre.

Jusqu'à présent, les GRT ne déclenchaient ce mécanisme qu'après avoir constaté un état de congestion sur la base des nominations des expéditeurs. Les nominations des expéditeurs sont généralement incomplètes à 16h30 et ne permettent pas aux GRT, sur cette base, de suspendre les enchères à temps. Ainsi, des capacités journalières fermes sont, selon les règles jusqu'à présent en vigueur, susceptibles d'être mises en vente alors qu'une congestion journalière pourrait survenir le lendemain.

En Concertation Gaz, le 19 novembre 2025, NaTran et Teréga ont présenté aux acteurs de marché une proposition de suspension des ventes de capacités journalières fermes aux points d'interconnexion des réseaux en J-1 avant 13h00 pour l'hiver gazier 2025-2026 en cas de risque de congestion pour le lendemain.

Lors de cette réunion de concertation, les acteurs de marché s'étant exprimés ont soutenu la proposition des GRT, dans la mesure où elle permettrait de limiter le recours aux mécanismes de restriction de capacités en cas de niveau de congestion élevé. Un acteur a recommandé aux GRT de ne pas faire preuve d'un conservatisme excessif et ne pas systématiquement suspendre les ventes de capacités journalières fermes durant l'hiver gazier 2025-2026. Un autre acteur a attiré l'attention des GRT sur la nécessité de communiquer clairement lorsque des ventes de capacités journalières fermes sont suspendues.

Analyse CRE

Les mécanismes de gestion des congestions jusqu'à présent en vigueur prévoient que les GRT peuvent suspendre la vente des capacités fermes disponibles en J-1 pour J. Les critères de déclenchement actuel de ce mécanisme ont été définis en Concertation Gaz par les GRT.

La CRE estime que les GRT ont les moyens d'anticiper une congestion en J-1 et devraient être en mesure de pouvoir suspendre à 13h00 les ventes de capacités journalières fermes en cas de risque important de congestion projeté pour le lendemain.

Compte tenu des limitations du réseau induite par l'interruption du transit sur l'artère du Rhône, la CRE estime nécessaire de minimiser le niveau des congestions et le risque de recourir aux mécanismes de restriction de capacités.

Aussi, la CRE décide que les GRT pourront, à compter de l'entrée en vigueur de cette délibération et jusqu'au 31 mars 2026, suspendre à 13h00 en J-1 les ventes de capacités journalières fermes aux points d'interconnexion des réseaux en cas de risque important de congestion projeté pour le lendemain, lorsque cela est strictement nécessaire pour ne pas aggraver les congestions et sur la base de leurs prévisions de congestion pour le lendemain.

Cet ajustement ne modifie pas l'ordre de priorisation des mécanismes de gestion des congestions (voir le tableau 1), mais peut conduire à ce que la suspension des ventes de capacités fermes (mécanisme 4) survienne chronologiquement avant l'interruption des capacités interruptibles (mécanismes 1 à 3) lorsque cela est strictement nécessaire pour ne pas aggraver les congestions et sur la base de leurs prévisions de congestion pour le lendemain.

Les GRT devront publier sur leurs sites internet respectifs les principes de déclenchement du mécanisme de « Non-commercialisation des capacités fermes disponibles » applicables durant l'hiver gazier 2025-2026.

Par ailleurs, les GRT devront informer les expéditeurs de chaque non-commercialisation de capacités journalières fermes. A ce titre, la CRE rappelle que les GRT sont soumis au règlement n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT) tel que modifié par le règlement (UE) n° 2024/1106 du Parlement européen et du Conseil du 11 avril 2024.

2.2. Non-application des mécanismes de restriction mutualisée ou anticipée au PITTM de Fos

Proposition des GRT

En Concertation Gaz le 19 novembre 2025, NaTran a présenté sa proposition de ne pas appliquer le mécanisme de restriction mutualisée ou anticipée aux capacités d'entrée au PITTM de Fos afin de ne pas les restreindre davantage que la restriction de capacité déjà en place du fait de l'indisponibilité de l'artère du Rhône.

En effet, du fait de l'indisponibilité de l'artère du Rhône, la zone Sud-Est du réseau de NaTran se trouve contrainte en termes d'approvisionnement et de flexibilité intra-journalière.

Lors de la Concertation Gaz du 19 novembre 2025, les acteurs de marché s'étant exprimés ont soutenu la proposition de NaTran presque unanimement. Un seul acteur s'est montré défavorable à cette mesure, considérant que si les restrictions de capacités ne peuvent s'appliquer au PITTM de Fos, elles affecteront davantage les capacités aux points d'interface entre le réseau de transport et les stockage (PITS).

Analyse CRE

La CRE partage l'analyse de NaTran et considère que, dans le contexte actuel, la gestion du réseau pour l'approvisionnement de la zone Sud-Est, contrainte en flexibilité du fait de l'indisponibilité de l'artère du Rhône, ne doit pas être davantage perturbée. En effet, l'artère du Rhône représente habituellement l'une des ressources principales de stock en conduite permettant à NaTran d'assurer l'équilibrage de son réseau dans la zone Sud-Est.

La CRE rappelle que, conformément à sa délibération n° 2023-318 du 12 octobre 2023, en cas de congestion Sud-Nord ne pouvant être résorbée par les autres mécanismes, les restrictions de capacités, mutualisées ou anticipées, s'appliquent déjà en priorité aux PITS, avant d'être appliquées aux points d'importation (notamment les PITTM de Fos et de Montoir et le PIR Pirineos). La proposition de NaTran ne change pas cet ordre de priorité.

En conséquence, la CRE décide que les mécanismes de restriction mutualisée ou anticipée ne s'appliqueront pas au PITTM de Fos à compter de l'entrée en vigueur de cette délibération et jusqu'au 31 mars 2026.

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 qui complète la délibération n° 2025-248 du 13 novembre 2025, la CRE précise les modalités de fonctionnement de la zone de marché unique de gaz en France pour l'hiver gazier 2025-2026.

Suspension des ventes de capacités journalières fermes aux points d'interconnexion des réseaux en cas de risque de congestion

La CRE décide que les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) pourront, à compter de l'entrée en vigueur de cette délibération et jusqu'au 31 mars 2026, suspendre à 13h00 en J-1 les ventes de capacités journalières fermes aux points d'interconnexion des réseaux en cas de risque important de congestion projeté pour le lendemain, lorsque cela est strictement nécessaire pour ne pas aggraver les congestions et sur la base de leurs prévisions de congestion le lendemain. En revanche, la CRE ne modifie pas l'ordre de priorisation des mécanismes de gestion des congestions.

Les GRT devront publier sur leurs sites internet respectifs les principes de déclenchement du mécanisme de « Non-commercialisation des capacités fermes disponibles ». Par ailleurs, les GRT devront informer les expéditeurs de chaque non-commercialisation de capacités journalières fermes.

Non-application des mécanismes de restriction mutualisée ou anticipée au PITTM de Fos

La CRE décide que les mécanismes de restriction mutualisée ou anticipée ne s'appliqueront pas au point d'interface transport terminaux méthaniers (PITTM) de Fos à compter de l'entrée en vigueur de cette délibération et jusqu'au 31 mars 2026.

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, Storengy et Géométhane.

Délibéré à Paris, le 1^{er} décembre 2025.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
La présidente,
Emmanuelle WARGON

Annexes

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 gazier 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 gazier 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.



Limites Nord -> Sud et Est -> Ouest



Limites Sud -> Nord

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	<p>Diminution des entrées au PIR Taisnières H</p> <p>Diminution des entrées au PIR Obergailbach</p> <p>Diminution des entrées au PIR Dunkerque</p> <p>Augmentation des sorties aux PIR Oltingue et Jura</p> <p>Augmentation des injections aux PITS Nord-Est, Nord-Ouest et Sud-Est.</p> <p>Diminution des émissions aux PITTM de Dunkerque LNG ou de Montoir.</p> <p>Augmentation de la consommation des CCCG situées en amont du front de congestion.</p>	<p>Diminution des sorties au PIR Pirineos</p> <p>Diminution des injections aux PITS Atlantique ou Sud-Ouest.</p> <p>Augmentation des émissions au PITTM de Fos.</p> <p>Réduction de la consommation des CCCG situées en aval du front de congestion.</p>

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
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
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
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
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