

DÉLIBÉRATION N°2026-85

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 avril 2026 portant décision sur le fonctionnement de la zone de marché du gaz

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Nadia FAURE et Didier REBISCHUNG, 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 ».

La présente délibération porte sur :

- les modalités de publication des restrictions des capacités fermes de transport liées aux maintenances sur la TRF.
Elle modifie la délibération du 4 juillet 2024 portant décision sur la modification du seuil des petits travaux de GRTgaz et de Teréga (fonctionnement de la TRF)¹ ;
- la prise en compte de la conversion du stockage de Gournay du gaz B au gaz H. En effet, la conversion du stockage de Gournay s'accompagne de modifications de l'offre aux points d'interface transport-stockage (PITS) de la TRF, ainsi que de modifications de l'offre de stockage ;
- la prise en compte des propositions des acteurs de marché relatives au fonctionnement de la TRF, formulées dans la délibération du 13 décembre 2025² et présentées lors de la Concertation gaz de février 2026.

¹ [Délibération de la CRE du 4 juillet 2024 portant décision sur la modification du seuil des petits travaux de GRTgaz et de Teréga \(fonctionnement de la TRF\)](#)

² [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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 1er décembre 2025 et le 31 mars 2026.](#)

Sommaire

1. Augmentation du plafond du seuil petits travaux.....	3
1.1. Contexte et historique des décisions de la CRE	3
1.2. Demande des GRT	4
1.3. Analyse de la CRE.....	4
2. Evolution de l'offre de commercialisation du produit de stockage aux PITS Nord-Ouest et PITS Nord-B.....	5
3. Retour sur les propositions des acteurs de marché relatives aux modifications des règles de fonctionnement de la TRF	6
3.1. Contexte.....	6
3.2. Analyse des GRT.....	7
3.3. Analyse de la CRE.....	8
Décision de la CRE.....	9
Annexe 1 : Volumes et coûts de recours au mécanisme de spread localisé	10
Annexe 2 : Niveau des capacités de sortie ferme aux PITS	11

1. Augmentation du plafond du seuil petits travaux

1.1. Contexte et historique des décisions de la CRE

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

La délibération de la CRE du 26 octobre 2017³ a précisé que les petites maintenances pourraient être traitées par les mécanismes de levée des congestions afin de réduire leur impact sur la disponibilité des capacités fermes. Dans un premier temps, la CRE a fixé le seuil en deçà duquel les GRT n'appliquent pas de restriction de capacité ferme *a priori* à 30 GWh/j. Ainsi, toute maintenance dont l'impact sur une limite est inférieur à 30 GWh/j pourrait ne pas faire l'objet de publication de restriction, mais serait traitée par les mécanismes de gestion des congestions.

Cette décision reposait sur le fait qu'une importante part des travaux menés sur les réseaux de transport ont un impact limité, mais génèrent un nombre important de restrictions (environ 50 % de l'ensemble des jours de maintenance en 2017 étaient dus à des maintenances dont l'impact est inférieur à 30 GWh/j).

En 2021, la délibération de la CRE du 16 septembre 2021⁴ a fait relever ce seuil à 75 GWh/j en octobre pour l'ensemble des limites, et 75 GWh/j en novembre pour les limites autres que NS4 et S1. En effet, la CRE avait constaté que les risques de congestion sur cette période reposaient sur la conjonction peu probable de plusieurs facteurs (injection tardive dans les stockages, flux de sortie élevés à Pirineos et imports de GNL limités à Fos), et estimait que le relèvement des seuils bénéficierait au marché.

Dans sa délibération du 12 octobre 2023⁵, a considéré 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, tels que les appels de spread localisé. Cette décision prenait en compte les changements de schémas d'approvisionnement de la TRF consécutifs au conflit en Ukraine depuis 2022. Elle visait à limiter l'application de restrictions sur les limites Sud vers Nord durant l'été, qui auraient entraîné des conséquences négatives sur les importations de gaz et le remplissage des stockages. Ainsi, depuis le 12 octobre 2023, il n'y a plus de seuils petits travaux pour l'ensemble des limites Sud-Nord. Les seuils petits travaux fixé à compter de cette date s'appliquent uniquement aux limites Nord-Sud⁶.

La CRE a décidé, dans sa délibération du 4 juillet 2024, de permettre aux GRT de fixer le seuil de petits travaux dans la limite de 150 GWh/j pour les limites Nord-Sud, pour les programmes travaux des années 2025 et 2026. Elle avait aussi demandé aux GRT d'effectuer un retour d'expérience de cette mesure en Concertation gaz, présenté dans la partie 1.2. Cette décision faisait suite à la demande des GRT de fixer librement le seuil petits travaux, sans limite, dans un contexte de potentiel de congestion Nord-Sud limité.

Pour l'année 2025, les GRT ont retenu un seuil de 150 GWh/j, égal au plafond autorisé par la CRE, pour les limites NS1 et NS2, et un seuil de 120 GWh/j pour les limites EO2, NS3, S1 et NS4. Les GRT ont considéré que ces seuils permettaient d'atteindre un équilibre entre le risque d'imposer trop de restrictions aux utilisateurs, et le risque d'un recours trop coûteux aux mécanismes de gestions des congestions.

³ 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

⁴ 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 en France

⁵ Délibération de la Commission de régulation 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)

⁶ Limites S1, EO2, NS1, NS2, NS3 et NS4.

Pour l'année 2026, les GRT ont fait évoluer le seuil petits travaux de 120 GWh/j à 100 GWh/j pour les limites EO2, NS3, S1 et NS4 pour tenir compte d'une augmentation du risque de congestion induite par l'interruption du transit sur l'artère du Rhône. Le seuil petits travaux de 150 GWh/j a été conservé pour les limites NS1 et NS2, moins exposées à ce risque.

1.2. Demande des GRT

NaTran et Teréga estiment que la mesure prise par la délibération du 4 juillet 2024 a été bénéfique. En effet, les GRT ont pu rehausser sensiblement les niveaux de seuils petits travaux, à 150 GWh/j ou 120 GWh/j selon les limites (voire partie précédente), sans pour autant constater de congestions lors de l'été 2025.

Les GRT soulignent ainsi que, grâce au rehaussement du seuil petits travaux, ils ont pu limiter le nombre de jours de restrictions, sans pour autant avoir recours au mécanisme de spread localisé. Ils notent également que le nombre de jours avec restrictions a diminué par rapport à 2024, alors que l'année 2025 était une année soumise à plus de travaux.

Ces constats ont été présentés lors de la Concertation gaz de février 2026. Le tableau ci-dessous quantifie ce phénomène pour les deux limites S1 et EO2, qui sont les limites Nord-Sud les plus sujettes aux congestions et aux restrictions.

	2025 (seuil petits travaux de 120 GWh/j)	2024 (seuil petits travaux de 30 GWh/j ⁷)	2025 (contrefactuel, avec seuil petits travaux de 30 GWh/j ⁶)
Nombre de jours de restrictions, limite EO2	124	172	209
Nombre de jours de restrictions, limite S1	125	144	207

Les GRT demandent ainsi que le seuil petits travaux soit entièrement déterminé par eux-mêmes, sans plafond, au regard de l'appréciation qu'ils feront de l'arbitrage entre coût de gestion des congestions et quantité de restrictions pour les programmes de travaux. Le seuil retenu serait communiqué dans le cadre de la publication du programme travaux. Les GRT continueraient par ailleurs de publier une information sur l'existence de petits travaux et leur impact éventuel sur le volume de spread localisé traité.

1.3. Analyse de la CRE

Pour les mêmes raisons que détaillées en 1.1, et dans la continuité de ses décisions depuis le 12 octobre 2023, la CRE considère souhaitable de ne pas retenir de seuil petits travaux pour les limites Sud-Nord⁸. Le seuil petits travaux ne s'applique donc que pour les limites Nord-Sud.

Pour la CRE, la détermination du seuil petits travaux consiste à faire un compromis entre, d'une part, le risque de restrictions subies par les utilisateurs de certains points du réseau rendus indisponibles et, d'autre part, le coût de gestion des congestions payé par l'ensemble des utilisateurs à travers l'ATRT.

La CRE note que le rehaussement du seuil petits travaux lors de l'été 2025 n'a pas induit de coûts de congestion pour les limites Nord-Sud, et a permis de limiter le nombre de jours de restrictions.

⁷ Seuil historique pour les limites EO2 et S1, sauf en octobre et novembre, pour lesquels le seuil retenu est de 75 GWh/j, conformément à ce qui est décrit en 1.1.

⁸ Ce choix implique de gérer les diminutions de capacité de transit Sud-Nord dues à des travaux par des mécanismes de résolution des congestions autres que les restrictions. Le coût de ces mécanismes et la part due au programme travaux pour les années 2024 et 2025 sont rappelés en annexe 1.

La CRE note également que plusieurs participants à la Concertation gaz de février 2026 ont soutenu la proposition des GRT, et qu'aucun ne s'y est opposé. Les acteurs de marché s'étant prononcés en Concertation gaz sont donc favorables à ce que les GRT aient plus de marges de manœuvre sur le niveau du seuil petits travaux.

La CRE remarque que de nombreux participants à la Concertation gaz ont souligné l'impératif de transparence relatif à la communication du seuil petits travaux.

La CRE analyse que, lors des jours de petits travaux de l'été 2025, les flux étaient inférieurs à la capacité réduite, traduisant l'absence de congestion Nord-Sud sur cette période. En particulier, la CRE a constaté que, chaque jour de petits travaux de l'été 2025, les flux étaient, quelle que soit la limite considérée, inférieurs *a minima* de ~170 GWh à la capacité réduite. Cela indique qu'il aurait été possible de relever le seuil petits travaux pour l'année 2025 sans induire de congestions, et suggère qu'il serait possible de faire de même pour les prochaines années.

La CRE note cependant que :

- les schémas d'approvisionnement de l'été 2025 (entrées plus élevées au Sud, sorties plus importantes au Nord) étaient propices à un volume limité de congestion Nord-Sud ;
- les GRT n'ont pas produit d'analyse prospective prenant en compte les schémas d'approvisionnement probables et les programmes de maintenance des prochains étés ;
- les coûts de spread localisé sont couverts à 100 % au CRCP, ce qui n'incite pas financièrement les GRT à limiter leur ampleur lors du calcul du seuil petits travaux.

En tenant compte des différents éléments précédemment évoqués, la CRE décide de ne pas retenir la demande des GRT. Elle décide en revanche de relever le plafond du seuil petits travaux à partir de l'année 2027, pour l'ensemble des limites NS1, NS2, NS3, NS4, EO2 et S1, de 150 GWh/j à 250 GWh/j. Le niveau du seuil petits travaux est fixé par les GRT, dans la limite du plafond de 250 GWh/j.

Ce relèvement du plafond du seuil petits travaux octroie aux GRT une marge de manœuvre plus importante, sans augmenter sensiblement le risque de congestions Nord-Sud.

La CRE pourra réviser le plafond du seuil petits travaux. A cette fin, elle demande aux GRT de fournir chaque année un retour d'expérience. Ce retour d'expérience inclura, *a minima*, le niveau du seuil petits travaux retenu par les GRT, la méthode retenue pour le déterminer, le niveau de congestions et de restrictions constaté. La CRE pourra également prendre en compte la programmation éventuelle de travaux d'ampleur non récurrents ainsi que les évolutions ou prévisions d'évolution des schémas de flux. A ce titre, la CRE demande aux GRT de lui fournir tout élément prospectif pertinent.

2. Evolution de l'offre de commercialisation du produit de stockage aux PITS Nord-Ouest et PITS Nord-B

La zone B est une zone de consommation de gaz B dans le Nord de la France. Le gaz B est un gaz à bas pouvoir calorifique, contrairement au gaz H consommé dans le reste de la France. Comme le prévoit le plan de conversion associé, la zone B est progressivement convertie en gaz H, avec une conversion totale prévue en mars 2028.

Le stockage de Gournay, desservant actuellement la zone B, correspond :

- au produit de stockage Sediane B, commercialisé par Storengy ;
- au produit de capacité PITS Nord B, commercialisé par NaTran.

La conversion du stockage de Gournay au gaz H est prévue pour le 1^{er} avril 2027. A partir de cette date, le stockage de Gournay fonctionnera au gaz H. En conséquence, les produits Sediane B et PITS Nord B ne seront plus commercialisés, respectivement par Storengy et par NaTran.

En conséquence, la CRE décide que l'offre de capacité de transport sur la TRF sera modifiée comme suit à partir du 1^{er} avril 2027 : les capacités d'injection et de soutirage dans le stockage de Gournay seront rattachées au PITS Nord-Ouest⁹. Le PITS Nord B cessera d'exister.

Cette modification de l'offre aux PITS ne modifiera ni les modalités de souscription et de nomination, ni la tarification, ni la gestion des maintenances. La valeur de la capacité ferme de sortie du réseau de transport associée au PITS Nord-Ouest nouvellement modifiée est de 320 GWh/j. Les capacités de sortie au-delà de ce seuil seront commercialisées en tant que capacités interruptibles. Les capacités d'entrée sur le réseau de transport depuis le PITS Nord-Ouest seront exclusivement commercialisées en tant que capacités fermes et leur niveau ne contraindra pas l'offre de stockage.

Le rattachement des capacités de Gournay au PITS Nord-Ouest induira une modification de l'offre de stockage. Les caractéristiques de celle-ci seront publiées par Storengy lors des campagnes de souscriptions concernées.

La CRE souligne que cette modification de l'offre de la TRF n'augmente pas les risques de congestions car le stockage de Gournay est situé du même côté des limites TRF que le PITS Nord-Ouest existant.

Par ailleurs, la CRE rappelle que l'injection dans les stockages du Nord a peu d'impact sur l'atteinte des limites TRF. En effet, elle diminue le risque de congestion Nord-Sud en été, car elle augmente les sorties à l'amont des limites, et diminue les congestions Sud-Nord en hiver car elle augmente les entrées en aval. La CRE note cependant qu'une augmentation des capacités des stockages du Nord augmente les risques de congestion Sud-Nord en été, mais considère que ces situations restent ponctuelles.

3. Retour sur les propositions des parties prenantes relatives aux modifications des règles de fonctionnement de la TRF

3.1. Contexte

A la suite des accidents survenus sur l'artère du Rhône, les GRT avaient communiqué à la CRE l'existence d'un risque accru de congestions Sud vers Nord pour l'hiver gazier 2025-2026.

Dans ce contexte, la CRE a mené une consultation publique du 31 octobre au 10 novembre 2025¹⁰, dans laquelle elle présentait au marché les mesures envisagées pour limiter le risque de congestion durant l'hiver gazier 2025-2026. Cette consultation a donné lieu aux délibérations du 13 novembre 2025¹¹ et du 1^{er} décembre 2025¹² permettant d'ajuster les mécanismes de gestion des congestions durant l'hiver gazier 2025-2026. Ces ajustements (principalement la suspension de la commercialisation des capacités fermes mensuelles en entrée au point d'interconnexion Pirineos et en sortie au point d'interconnexion Oltingue) ont contribué efficacement à limiter les congestions pendant l'hiver gazier 2025-2026.

En réponse à la consultation publique de la CRE, plusieurs acteurs de marché avaient proposé des pistes d'évolution des mécanismes de gestion des congestions. Ces propositions étaient les suivantes :

- deux associations professionnelles souhaitaient que le mécanisme de spread localisé soit optimisé pour mieux inciter financièrement l'arrivée de gaz au nord de la TRF ;
- un gestionnaire de réseau indiquait étudier des solutions pour limiter le recours aux mécanismes de restrictions mutualisées ou anticipées, comme l'exclusion temporaire des stockages en aval des congestions pour répondre aux appels de spreads localisés ;

⁹ Le PITS Nord-Ouest est actuellement composé des stockages de de Beynes et de Saint-Illiers-la-Ville.

¹⁰ [Consultation publique n°2025-12 du 29 octobre 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.](#)

¹¹ [Délibération de la CRE 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 1er décembre 2025 et le 31 mars 2026.](#)

¹² [Délibération de la CRE du 1er décembre 2025 relative à la gestion des congestions de la zone de marché unique du gaz \(TRF\) pour l'hiver gazier 2025-2026.](#)

- un gestionnaire de réseau recommandait de modifier le critère de déclenchement de la restriction anticipée (5 jours consécutifs de restrictions mutualisées, le dernier étant ouvré), qu'il estimait inefficace du fait des fluctuations de consommation entre jours ouvrés et weekends. Il suggérait de réduire le critère de déclenchement à 2 jours consécutifs avec des restrictions mutualisées ;
- un acteur de marché proposait l'introduction d'un mécanisme « buy-back », en complément des appels de spreads localisés, et permettant aux GRT de racheter aux expéditeurs des capacités déjà souscrites pour limiter le risque de congestion ;
- un acteur de marché suggérait d'étudier le rôle des 3 centrales électriques à gaz présentes dans la région Sud- Est pour réduire le risque de congestion Sud-Nord durant l'hiver gazier 2025-2026 ;
- un gestionnaire de réseau adjacent et un autre acteur proposaient une modification de l'ordre de préséance des mécanismes de gestion des congestions. Ils souhaitent que la suspension des ventes de capacités fermes journalières ne s'applique qu'aux capacités internes au système français. La suspension des ventes des capacités aux points d'interconnexion transfrontaliers ne serait envisagée qu'après le déclenchement des restrictions mutualisées.

Dans sa délibération du 13 novembre 2025, la CRE avait demandé aux GRT, dans le cadre des instances de concertation, de communiquer leurs analyses concernant ces différentes évolutions des règles de fonctionnement de la TRF proposées par les répondants à la consultation publique menée du 31 octobre au 10 novembre 2025.

3.2. Analyse des GRT

Lors de la Concertation gaz de février 2026, les GRT ont présenté leurs analyses concernant les différentes propositions d'évolution des règles de gestion de la TRF mentionnées au 3.1 :

- concernant l'amélioration du mécanisme de spread localisé, l'exclusion des stockages en aval de l'appel au spread localisé et la modification du critère de déclenchement des restrictions mutualisées : les GRT considèrent que les règles en vigueur de la TRF sont satisfaisantes et permettent un fonctionnement efficace. Les GRT notent que l'exclusion des stockages en aval diminuerait l'efficacité du mécanisme de spread localisé car ils représentent la majorité des répondants en volume aux spreads localisés.

Ainsi, les GRT préconisent de ne pas retenir ces propositions.

- concernant l'introduction d'un mécanisme de « buy-back » : les GRT ont fait part de difficultés pratiques de mise en œuvre d'une telle mesure. Par exemple, l'application d'un mécanisme de « buy-back » aux PITTM ou aux PITS nécessiterait une interaction complexe avec les opérateurs adjacents. De même, l'application de ce mécanisme avant J-1 n'apporte pas de plus-value car les congestions sont difficilement prévisibles à cette échéance, et l'introduction en cours de journée ralentirait la résolution de la congestion par les délais de rachat de capacité puis de renomination. De plus, les GRT constatent que ce mécanisme est limité à un point, alors que le mécanisme de spread localisé met en concurrence davantage de points de la TRF, permettant une meilleure optimisation des coûts. Par ailleurs, les GRT soulignent que le mécanisme de « buy-back » est susceptible d'être inefficace, puisqu'il n'existe pas de garantie que les capacités rachetées soient utilisées en situation de congestion.

Pour toutes ces raisons, les GRT considèrent que le mécanisme de spread localisé est plus efficace et moins coûteux pour résoudre les congestions, et ne souhaitent pas introduire un mécanisme de « buy-back » ;

- concernant le rôle des centrales électriques à gaz présentes dans le sud-est de la France : les GRT considèrent que toute disposition visant à modifier de façon plus dynamique la consommation de gaz des centrales électriques à gaz concernées rencontrerait des difficultés majeures de mise en œuvre, et nécessiterait une collaboration étroite avec RTE, et des développements SI importants. Il faudrait notamment évaluer l'interaction d'un tel mécanisme avec le fonctionnement de l'équilibrage, en temps réel, du système électrique. Par ailleurs, les

GRT relèvent que les centrales électriques à gaz peuvent déjà participer à la résolution des congestions, via le mécanisme de spreads localisés.

Ainsi, les GRT préconisent de ne pas retenir cette proposition ;

- concernant la modification de l'ordre de préséance des mécanismes de résolution des congestions : les GRT soulignent que tout mécanisme déclenché après les mécanismes de restrictions mutualisées ou anticipées n'a pas d'impact pour la résolution des congestions. C'est la raison pour laquelle restrictions mutualisées ou anticipées sont les derniers dans l'ordre de préséance. Il n'y a donc pas d'avantage à suspendre les ventes de capacités aux PIR après le déclenchement des restrictions mutualisées.

Par ailleurs, les GRT soulignent que limiter la suspension de ventes de court terme aux capacités internes au système français, telles que les capacités des PITS ou des PITTM, aurait un impact très limité, voire nul, car les stockages et les terminaux méthaniers situés sur le territoire français sont généralement souscrits entièrement en annuel.

Pour ces raisons, les GRT ne souhaitent pas modifier l'ordre de préséance des mécanismes de résolution des congestions.

Aucun participant à la Concertation gaz n'a émis de remarque quant aux analyses des GRT.

3.3. Analyse de la CRE

La CRE rappelle que les mesures qu'elle avait proposées au marché dans sa consultation publique du 29 octobre 2025⁹ visaient à limiter les congestions Sud-Nord pour l'hiver gazier 2025-2026, alors que le risque de congestion était accru à la suite des accidents sur l'artère du Rhône. La CRE, dans sa délibération du 10 février 2026¹³ a mis fin à ces mesures temporaires à partir du 1^{er} mars 2026, considérant que les règles de gestion des congestions habituelles permettaient un fonctionnement satisfaisant de la TRF durant l'été gazier 2026.

La CRE reste toutefois attentive à tout événement susceptible d'engendrer un risque accru de congestion et considère que les règles de gestion des congestions devraient, le cas échéant, être ajustées en conséquence, après consultation des parties prenantes.

La CRE partage l'analyse des GRT selon laquelle les propositions de modifications des règles de fonctionnement de la TRF rappelées dans la partie 3.1 ne permettraient pas d'améliorer le fonctionnement de la TRF.

La CRE note que les acteurs de marché n'ont pas émis d'objection lorsque les GRT ont présenté cette analyse durant la Concertation gaz de février 2026.

En conséquence, la CRE décide de ne pas retenir les propositions mentionnées dans la partie 3.1.

¹³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 février 2026 portant décision relative à la reprise de la commercialisation des capacités mensuelles de mars 2026 en entrée à l'interconnexion Pirineos entre l'Espagne et la France et en sortie à l'interconnexion Oltingue entre la Suisse et la France.

Décision de la CRE

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

Augmentation du plafond du seuil petits travaux

La CRE précise que, pour les planifications des travaux à partir de l'année 2027, les GRT pourront fixer le niveau du seuil petits travaux dans la limite de 250 GWh/j, pour couvrir les impacts des maintenances sur les limites Nord-Sud.

La CRE pourra réviser ce plafond à l'avenir, à la hausse, comme à la baisse. A cet effet, elle demande aux GRT d'effectuer, chaque année, un retour d'expérience concernant le seuil petits travaux retenu.

La CRE demande aux GRT de publier avec leurs programmes de travaux, le niveau des seuils petits travaux retenus. Les opérateurs pourront fournir ces informations au marché lors des publications des programmes travaux d'octobre et février.

Les GRT continueront de publier comme actuellement une information sur l'existence de petits travaux ainsi que leur impact éventuel sur le volume de spread localisé.

Evolution de l'offre de commercialisation du produit de stockage aux PITS Nord-Ouest et PITS Nord-B

La conversion du stockage de Gournay du gaz B au gaz H est prévue pour le 1^{er} avril 2027. Ainsi, à compter du 1^{er} avril 2027, le produit de capacité PITS Nord-B n'est plus commercialisé et le stockage de Gournay est rattaché au produit de capacité PITS Nord-Ouest.

La capacité ferme de sortie du réseau de transport associée au PITS Nord-Ouest nouvellement modifiée est de 320 GWh/j. Les capacités de sortie au-delà de ce seuil seront commercialisées en tant que capacités interruptibles. Les capacités d'entrée sur le réseau de transport depuis le PITS Nord-Ouest seront exclusivement commercialisées en tant que capacités fermes et leur niveau ne contraindra pas l'offre de stockage.

Les caractéristiques de l'offre de stockage au PITS Nord-Ouest seront publiées par Storengy lors des campagnes de souscriptions concernées.

Retour sur les propositions des acteurs de marché relatives aux modifications des règles de fonctionnement de la TRF

La CRE décide de ne pas retenir les propositions mentionnées dans la partie 3.1.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française. Elle sera transmise aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Elle sera également publiée sur le site internet de la CRE et transmise à NaTran et Teréga.

Délibéré à Paris, le 16 avril 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Annexe 1 : Volumes et coûts de recours au mécanisme de spread localisé

Spreads localisés	2024		2025	
	Total	Part due aux travaux	Total	Part due aux travaux
Volume (GWh)	454	267	1016	388
Coût (M€)	1,5	0,8	1,9	0,7

Annexe 2 : Niveau des capacités de sortie ferme aux PITS

Le niveau de capacité nominal ferme en sortie du réseau de transport au PITS (injection dans le stockage) fixé par la CRE est le suivant à partir du 1^{er} avril 2027 :

PITS	Capacité de sortie ferme en GWh/j
Nord-Ouest	320
Nord-Est	130
Sud-Est	145
Atlantique	340
Sud-Ouest	300