



Immeuble BORA  
6, rue Raoul Nordling  
92277 Bois Colombes Cedex

téléphone 01 55 66 40 00  
télécopie 01 55 66 44 12

www.grtgaz.com

## Propositions d'amélioration du fonctionnement de la TRF en schéma de flux Sud vers Nord

Vf

Juin 2023

A l'attention de la CRE

**Objet :** ce document décrit les mesures proposées par GRTgaz pour adapter le fonctionnement de la TRF en schéma de flux Sud vers Nord, suite aux congestions rencontrées pendant l'hiver 2022/23. Il remplace le document déjà envoyé en janvier 2023, en ajoutant de nouvelles mesures et en ajustant les mesures déjà proposées.

### Synthèse :

Depuis l'hiver 2022/23 et l'arrêt des approvisionnements depuis Virtualys et Obergailbach, les GRT font face à des situations inédites de congestion Sud vers Nord en France, ayant généré plus de 50 M€ et 5 TWh de spread localisé ce dernier hiver. Cette situation se rencontre particulièrement lorsque le climat est froid en France et en Europe, générant des flux des stockages (majoritairement situés au Sud de la France) vers les consommations (majoritairement situées au Nord) qui peuvent être combinés à des flux bas au PIR Dunkerque. Ainsi, cette situation pourrait se reproduire les prochains hivers malgré l'arrivée du FSRU du Havre (favorablement situé par rapport aux congestions), et générer de l'ordre de 1 à 6 TWh de congestions par an. Ce volume de congestions devrait cependant décroître au fil des années, en raison des baisses de consommations et de la hausse des injections de biométhane.

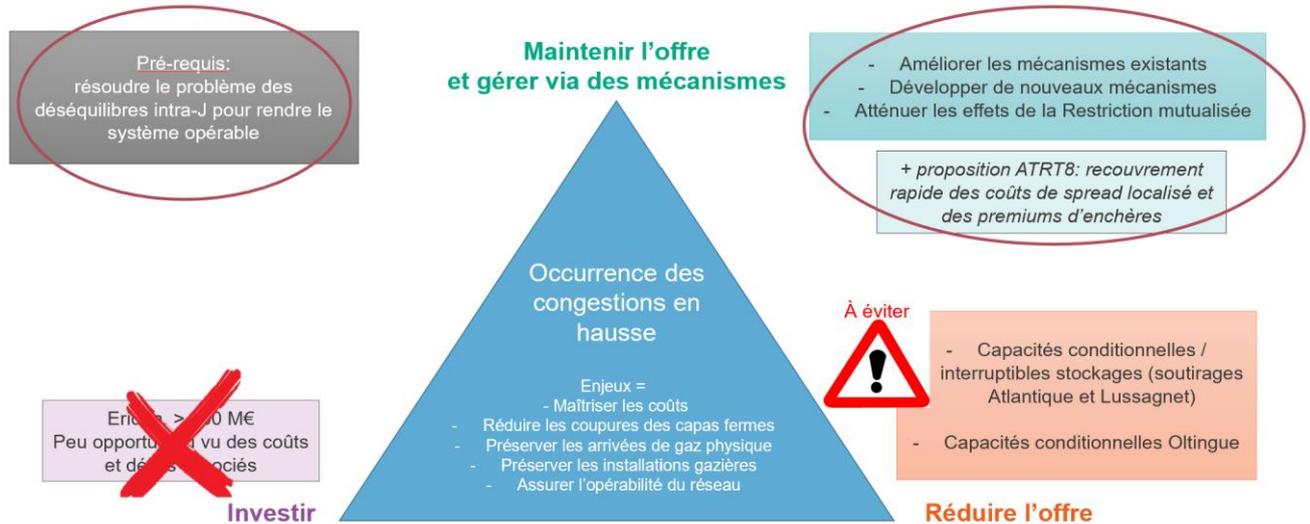
Pour rappel, la TRF a été construite pour des schémas de flux durablement orientés du Nord vers le Sud, en combinant des investissements raisonnés améliorant le transit Nord vers Sud et des mécanismes pour gérer les congestions résiduelles du réseau. En revanche, si les schémas de flux sont orientés en sens Sud vers Nord, les infrastructures sont moins bien dimensionnées pour réaliser toute l'offre offerte aux expéditeurs, et les coûts de gestion des congestions peuvent être bien supérieurs.

Dès lors, trois types de solutions existent pour gérer cette inversion des flux en France :

- Réaliser des investissements : renforcer le réseau pour transporter davantage de gaz du Sud vers le Nord : cette solution est écartée car estimée trop coûteuse par rapport aux gains réalisés et trop longue à mettre en œuvre par rapport au besoin ;
- Réduire l'offre (en entrée à l'amont des limites – au Sud –, ou en sortie à l'aval – au Nord) ; cette solution pourrait être pertinente, par exemple en rendant les capacités de

soutirage des stockages Atlantique et Lussagnet fermes conditionnelles. En revanche elle pourrait nuire à l'attractivité des stockages français, et a donc été mise de côté pour l'instant.

- Maintenir l'offre et optimiser les mécanismes de décongestion pour gérer les limites : c'est la solution que GRTgaz privilégie pour l'hiver prochain.



Des évolutions sont proposées à tous les étages du merit order des mécanismes TRF :

- Nouveau mécanisme de swap stockage, opéré par les opérateurs de transport et de stockage.
- Ouverture du UIOLI sur le PIR Dunkerque afin de maximiser l'efficacité du spread localisé ;
- Optimisation de l'arrêt des ventes et de la coupure de l'interruptible, à réaliser des 2 côtés des limites Sud vers Nord ;
- Atténuation des effets de la restriction mutualisée : prolongation des mesures actuelles pour préserver les arrivées de gaz aux frontières à Pirineos, Montoir et Fos ; création d'un nouveau superpoint {Atlantique + Lussagnet} pour donner davantage de flexibilité aux clients ; et restriction anticipée en dernier recours, en cas de restrictions mutualisées répétées, afin de préserver l'intégrité des installations et l'opérabilité du système.

Ces mesures devraient permettre d'améliorer l'efficacité économique du système. Néanmoins, les coûts de gestion des congestions pourront rester élevés certaines années. GRTgaz propose donc (cf dossier ATRT8) un recouvrement rapide (mensuel) des coûts de gestion des congestions ainsi que des premiums d'enchères, ce qui est dans l'intérêt commun des transporteurs et des expéditeurs.

Par ailleurs, il convient en premier lieu de résoudre le problème des déséquilibres importants observés en cours de journée gazière, qui rendent le système difficilement opérable et nuisent à l'efficacité des mécanismes. Pour cela, GRTgaz propose de couper le UIOLI stockage au soutirage d'Atlantique et Lussagnet en cas de congestion Sud vers Nord. Par ailleurs GRTgaz rappelle aux expéditeurs qu'ils doivent nommer de façon équilibrée même à l'intérieur de la journée gazière, et si ce n'est pas le cas des mesures dissuasives pourraient être mises en place.

Cette nouvelle situation de flux Sud vers Nord a également des conséquences sur la publication des travaux (habituellement faite pour des schémas de flux Nord vers Sud). GRTgaz propose de ne pas mettre en place de restrictions en sens Sud>Nord en plus des restrictions en sens Nord>Sud ; cette proposition pourrait générer des coûts de spread

localisé jugés acceptables, et permet de préserver la sécurité d'approvisionnement de la France.

Enfin, GRTGaz propose de créer deux nouvelles limites (SN0 et SN4) dans le suivi de la vigilance, ce qui est nécessaire pour la gestion opérationnelle de la TRF et a peu d'impact pour les clients.

Un retour d'expérience sera fait en fin d'hiver 2023/24 afin d'évaluer l'effet de ces différentes mesures, et de les ajuster si nécessaire.

## 1 Table des matières

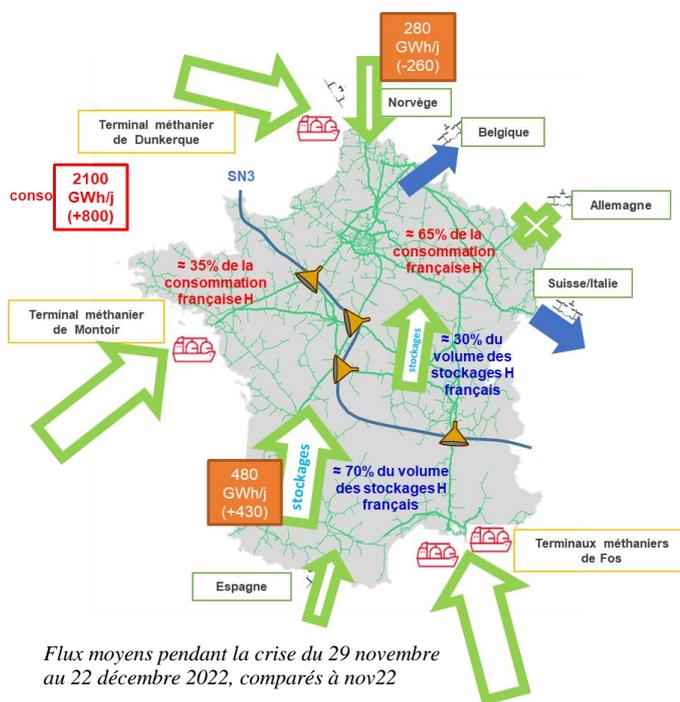
2	Contexte, causes et conséquences .....	4
2.1	Rappel de la situation et de ses causes .....	4
2.2	Conséquences .....	5
2.3	Mesures déjà mises en œuvre .....	6
3	Occurrence d'atteinte des limites sud vers nord, enjeux associés et mesures souhaitables	7
3.1	Occurrence d'atteinte des limites Sud vers Nord .....	7
3.2	Enjeux .....	8
3.3	Mesures souhaitables .....	9
4	Réduction des déséquilibres intra-journaliers .....	11
4.1	Interrompre le « UIOLI stockage » au soutirage en amont des congestions Sud vers Nord	11
4.2	Inciter les expéditeurs à assumer leur responsabilité en matière d'équilibrage .....	14
5	Améliorer les mécanismes de décongestion.....	15
5.1	Swap stockages.....	15
5.2	Arrêt des ventes et coupure de l'interruptible : application des deux côtés de la limite en cas de congestion Sud/Nord .....	18
5.3	Ouvrir le UIOLI sur le PIR Dunkerque pour maximiser l'effet du spread localisé ..	20
5.4	Restriction anticipée en dernier recours .....	21
5.5	Création d'un superpoint {Lussagnet + Atlantique} à l'amont des limites Sud/Nord	22
6	Autres mesures .....	24
6.1	Gérer les impacts des maintenances sur les limites Sud/Nord sans restriction de capacités .....	24
6.2	Référentiel TRF : ajout de deux nouvelles limites Sud/Nord, SN0 et SN4.....	28
7	Recouvrement rapide des coûts de spread localisé et des recettes d'enchère .....	31
8	Conclusion et prochaines étapes .....	31

## 2 Contexte, causes et conséquences

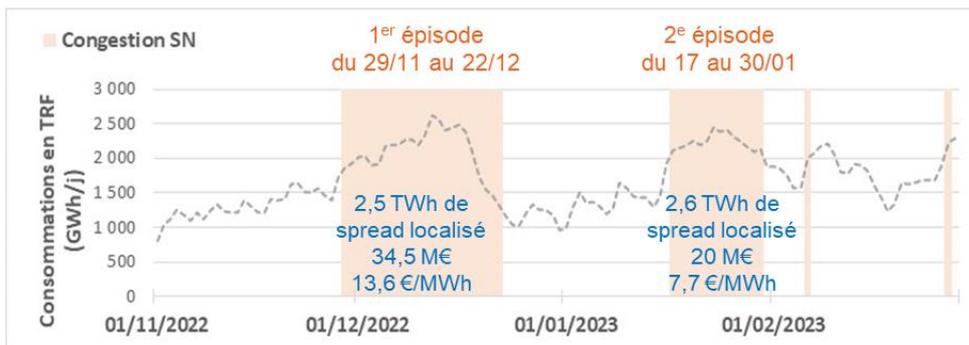
### 2.1 Rappel de la situation et de ses causes

Depuis l'hiver 2022/23, les GRT font face à des situations inédites de congestion Sud vers Nord en France. En effet, l'interruption des exportations de gaz russe vers l'Europe a depuis l'automne 2022 presque entièrement arrêté les entrées de gaz H en France depuis l'Allemagne et la Belgique, mettant le réseau dans une configuration de flux Sud vers Nord en hiver. Or, le 28 novembre dernier cette situation s'est accentuée, car les importations de gaz norvégien *via* le Point d'Interconnexion Réseau (PIR) Dunkerque ont fortement diminué, créant un déficit significatif de gaz dans le Nord de la France et un excédent dans le Sud, bien approvisionné par les stockages, les terminaux méthaniers et l'Espagne. La configuration actuelle du réseau ne permet pas de faire remonter l'intégralité de l'excédent de gaz du Sud vers le Nord, créant une situation de congestion (atteinte de la limite « SN3 »).

Cette situation semble se produire lorsque le niveau de consommation de gaz est élevé en France et en Europe : le prix du PEG étant l'un des moins élevés d'Europe, le gaz Norvégien part préférentiellement dans les autres pays au détriment de la France, ce qui explique la chute des flux au PIR Dunkerque (la tension due à la congestion n'apparaît qu'en intra-J via les spreads localisés et ne se reflète pas sur le prix day-ahead). Par ailleurs, au niveau français, 2/3 des consommations sont situées au Nord, alors que plus de 2/3 des volumes de stockage sont situés au Sud. Or, une augmentation des consommations a tendance à se répercuter sur la demande de soutirage des stockages, ce qui accentue le besoin de remonter du gaz du Sud vers le Nord, et ce qui contribue également à la congestion.



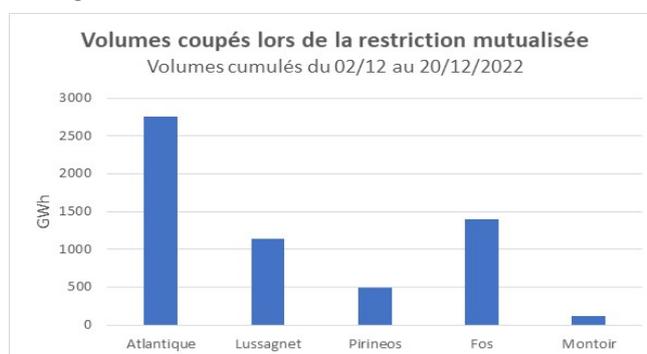
Ces épisodes se sont produits 2 fois au cours de l'hiver 2022/23 : du 29 novembre au 22 décembre 2022, puis du 17 au 30 janvier 2023. Trois autres occurrences de congestion Sud vers Nord ponctuelles ont par ailleurs été rencontrées en février/mars 2023.



## 2.2 Conséquences

Pour gérer cette situation inédite, les GRT ont actionné l'ensemble des mécanismes prévus dans le fonctionnement de la TRF :

- Arrêt des ventes de capacités quotidiennes France vers Allemagne (presque 4 TWh non vendus)
- Coupure de l'interruptible en entrée Pirineos et du UIOLI transport au soutirage Lussagnet
- Déclenchement du spread localisé (1 à 6 appels par jour pour un volume total de 5,1 TWh et un coût de 54,6 M€)
- Déclenchement de la restriction mutualisée à 16 reprises (contre 2 en 4 ans depuis 2018), coupant les capacités fermes des clients en intra-journalier sur les points d'entrée en amont de la congestion. Il est à noter que ce mécanisme de dernier recours, déclenché fréquemment en décembre 2022, ne s'est pas avéré nécessaire sur la suite de l'hiver pour résoudre les congestions.



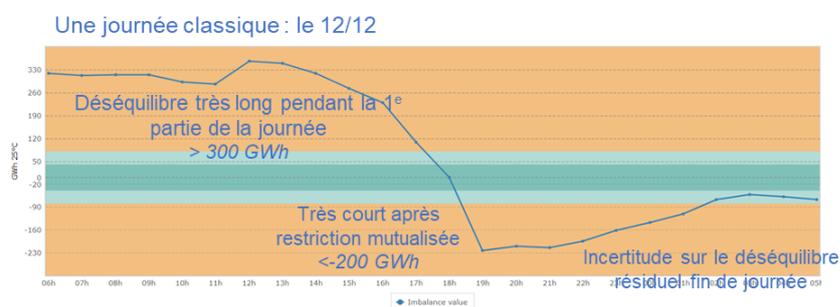
### Focus sur l'épisode de congestions de décembre 2022 :

Les restrictions mutualisées appliquées, inhabituellement fortes et fréquentes, sortent du cadre initialement prévu pour la TRF et ont des conséquences néfastes :

- Sur le marché : restrictions de capacités (cf. ci-dessus) d'autant plus problématiques qu'elles sont découvertes au dernier moment en intra-J ;
- Sur les infrastructures gazières : les variations fortes de débit et répétées en intra-journalier peuvent endommager les ouvrages, à la fois sur le réseau de transport, les stockages et les terminaux méthaniers ;
- Sur l'équilibrage du réseau, avec un risque sur la continuité d'alimentation des clients : la réduction des entrées en cours de journée génère un déficit de gaz important sur la TRF et induit un risque que le réseau termine la journée en position « courte », les possibilités de rééquilibrage des clients s'amenuisant au cours de la journée gazière ;
- Sur la sécurité d'approvisionnement : des entrées de gaz physique en France sont nécessaires pour assurer le bilan sur l'hiver et limiter le besoin de remplissage des stockages l'été suivant.

Il est à noter que la restriction mutualisée, bien qu'étant un mécanisme de gestion des congestions de dernier recours, ne peut ainsi pas être déclenchée tardivement au cours de la journée gazière sans mettre en risque la sécurité du réseau et la continuité d'alimentation des clients : plus la restriction est tardive, plus les variations de régime mettant en risque les infrastructures sont amplifiées, et plus les possibilités de rééquilibrage du système sont limitées.

Par ailleurs, des déséquilibres très importants (plus de 200 GWh/j en moyenne en première partie de journée gazière, soit plus de 10% de la consommation française, et jusqu'à 400 GWh/j) ont été observés tous les jours pendant les situations de congestion du mois de décembre 2022 :



Ces très forts déséquilibres ont des effets :

- Sur la gestion des congestions : ils rendent le mécanisme du spread localisé insuffisamment efficace, car il ne permet pas de résoudre la congestion dans des délais raisonnables. En effet, même si le premier appel de la journée est fructueux, la congestion peut s'accroître en cours de journée lors du rééquilibrage des clients (cela a été le cas systématiquement en décembre). Or, si la congestion reste importante à un niveau trop avancé de la journée gazière, il existe un risque que d'autres appels au spread localisé ne permettent pas de la résoudre, et les GRT en opérateurs prudents et raisonnables doivent déclencher la restriction mutualisée qu'il ne serait plus possible de déclencher plus tard, pour les raisons explicitées ci-avant ;
- Sur l'équilibrage du réseau : du fait de ces déséquilibres exceptionnels, et de la fluctuation importante de ces déséquilibres en cours de journée en cas de restriction mutualisée, les GRT ne sont plus à même d'assurer leur mission d'équilibrage résiduel du réseau avec les mécanismes d'équilibrage à leur disposition (par exemple, impossibilité de vendre du gaz le matin alors que le réseau est très excédentaire, pour éviter d'en manquer en seconde partie de journée en cas de restriction mutualisée) ;
- Sur l'opérabilité du système : avec des demandes d'acheminement des clients en cours de journée nettement décorréées, d'une part, des possibilités du réseau et, d'autre part, de leurs demandes d'acheminement finales, les GRT ne disposent plus des informations suffisantes pour piloter physiquement le réseau.

Il est à noter que des déséquilibres aussi excessifs n'ont été rencontrés qu'au mois de décembre 2022. Sur la suite de l'hiver, avec des déséquilibres en cours de journée moins importants, et certainement avec l'aide des mesures mises en place (cf §2.3), les spreads localisés ont permis de résoudre les congestions sans recours à la restriction mutualisée.

## 2.3 Mesures déjà mises en œuvre

La CRE, via sa délibération du 13 décembre 2022 (n°2022-352), a décidé que la restriction mutualisée s'applique en priorité sur le soutirage des stockages (Atlantique et Lussagnet), afin de ne pas contraindre les arrivées de gaz physique via Pirineos et les terminaux méthaniers de Fos et Montoir. Cela permet également de préserver l'intégrité des terminaux méthaniers.

➔ GRTgaz souhaite que cette mesure soit prolongée. En effet, en cette période de crise russe, il est primordial de préserver les arrivées de gaz physique en France, à la fois pour couvrir le bilan en hiver mais aussi pour limiter les besoins de re-remplissage des stockages en été.

Par ailleurs, GRTgaz a encouragé tous les clients à participer au spread localisé afin de maximiser son efficacité. Des nouveaux contrats ont ainsi été signés durant l'hiver. Le plafond financier journalier de recours au spread localisé a également été augmenté.

Enfin, des communications ont été faites aux clients pour les inciter à maximiser leurs approvisionnements par le Nord, à participer au spread localisé et à nommer de façon équilibrée dès le début de journée gazière.

### 3 Occurrence d'atteinte des limites sud vers nord, enjeux associés et mesures souhaitables

#### 3.1 Occurrence d'atteinte des limites Sud vers Nord

GRTgaz a réalisé une étude afin d'évaluer si la situation de congestion de l'hiver 2022/23 pourrait se reproduire ou bien était exceptionnelle. Différents hivers du passé (représentant différentes conditions climatiques), corrigés de la baisse de consommation observée ces derniers mois ont été rejoués, en faisant varier les points d'entrée utilisés par les expéditeurs (terminaux méthaniers, Pirineos et Dunkerque ; l'arrivée du FSRU du Havre a été prise en compte) ainsi que le niveau de stock atteint en fin d'hiver. Les points de sortie sont supposés utilisés à leur maximum (hormis la sortie Obergailbach, non commercialisée en cas de congestion).

Température	Taux d'utilisation des PITTM et Pirineos	Niveau de stocks fin d'hiver / PIR Dunkerque
Hiver froid (2010-11), doux (2018-19) ou moyen (2017-18) avec effet sobriété (-20% sur les clients industriels, -13% sur les distributions publiques)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Même volume quotidien moyen importé qu'en 22-23 (avant grèves): 1 150 GWh/j, soit 73% d'utilisation avec Le Havre</li> <li>OU 90% utilisation</li> </ul> <p>% augmenté si nécessaire pour couvrir le bilan</p>	<p>Dunkerque ~ 500 GWh/j quand conso &lt; 1700 GWh/j, ~300 sinon.</p> <p>Ajusté si nécessaire pour:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Respecter les portes fin d'hiver (hors augmentation 2023)</li> <li>OU atteindre 10% de stock fin d'hiver (scénario gaz norvégien peu dispo)</li> </ul>
<p>Stock initial à 90%</p> <p>Sorties Alveringem et Oltingue à 100%</p>		

Les résultats sont les suivants pour l'hiver 23/24 :

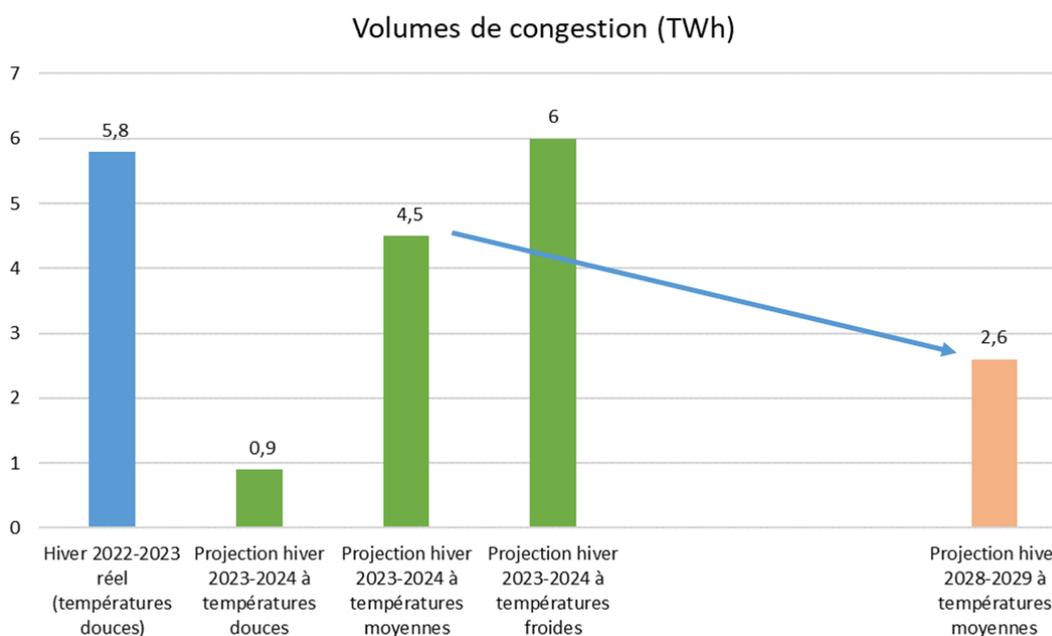
Hiver	GNL et Pirineos	Stock final max	Stock final	Jours de congestion	Volume de congestion (GWh)	Congestion max (GWh)	Congestion moyenne (GWh)	Nb Rmut	Dunkerque moyen (GWh/j)
Froid	90%	Respect portes	7%	65	6 276	314	97	2	380
Froid	91%	Respect portes	10%	52	5 823	283	112	3	379
Moyen	90%	10% VU	10%	72	5 391	222	75	2	229
Moyen	90%	Respect portes	33%	39	4 648	190	119	0	411
Moyen	82%	Respect portes	18%	49	4 454	198	91	0	421
Moyen	82%	10% VU	10%	47	3 308	176	70	0	353
Doux	90%	Respect portes	41%	26	1 962	190	75	0	298
Doux	73%	10% VU	10%	27	1 551	125	57	0	326
Doux	73%	Respect portes	24%	18	837	125	46	0	433

(colonne nb Rmut = nombre de jours où la congestion dépasse 200 GWh/j)

1 à 6 TWh de congestions sont ainsi possibles en fonction des hivers, les hivers moyens générant de l'ordre de 4 TWh de congestion. Les hivers les plus froids provoquent le plus de congestions car ils nécessitent de fortes arrivées de GNL ainsi que de forts soutirages sur les stockages. Il est à noter que l'hiver 22/23 était plutôt doux, et que les simulations ne prennent pas en compte l'effet du déséquilibre début de journée des expéditeurs.

Le coût associé dépendra fortement du coût unitaire des spreads localisés, d'autant plus élevé que les spreads de marché seront élevés. Le coût moyen pour l'hiver dernier était de l'ordre de 10 €/MWh (et moins de 8 €/MWh en janvier).

Il est donc probable que ces épisodes de congestions Sud vers Nord se reproduisent régulièrement dans les années à venir dans cette nouvelle configuration de flux liée à la crise russe, malgré l'arrivée du FSRU du Havre, qui est positionné de manière favorable par rapport aux limites. Néanmoins, 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. Ainsi, on atteindrait de l'ordre de 2 à 3 TWh/an de congestions en hiver moyen en 2028/29, sans le FSRU du Havre :



Ces simulations ont été réalisées sur la base de scénarios de baisse de consommation (226 TWh consommés hors CCG en 2028/29 en hiver moyen (et 27 TWh consommés par les CCG), ce qui correspond au niveau consommé en hiver 22/23, qui était doux. La part de biométhane produite est de 18 TWh sur l'hiver 28/29 (+14 TWh par rapport à l'hiver 23/24). L'utilisation des terminaux méthaniers est de 80% (et le terminal du Havre est déconnecté), comme pour l'hiver 22/23. Les sorties vers la Suisse et la Belgique sont à leur maximum, et les sorties vers l'Allemagne sont coupées. Le bilan est bouclé sur le PIR Dunkerque, dont l'utilisation est en moyenne de 296 GWh/j sur l'hiver. Malgré la baisse de plus de 100 GWh/j du PIR Dunkerque par rapport à l'hiver 23/24, qui vient compenser une partie des baisses de consommation, les congestions sont en baisse car la majeure partie des consommations est située au Nord de la France, ainsi :

- Moins de gaz doit être transité des stockages du Sud vers le Nord ;
- Le biométhane est majoritairement produit au Nord de la France et ne traverse donc pas le front de congestion pour approvisionner les consommations.

### 3.2 Enjeux

Il est donc nécessaire de mettre en place des mesures permettant d'améliorer la gestion de ces congestions Sud vers Nord. Les enjeux sont les suivants :

- Préserver l'intégrité des installations gazières ;
- Assurer l'opérabilité de la TRF, en réduisant le déséquilibre en cours de journée gazière et en résolvant la congestion plus tôt dans la journée gazière ;
- Assurer la sécurité d'approvisionnement, en permettant l'arrivée de gaz aux frontières, à la fois en hiver mais aussi en été pour permettre le remplissage des stockages ;
- Maximiser l'efficacité économique du système ;
- Minimiser l'impact et l'incertitude sur les capacités fermes des clients.

### 3.3 Mesures souhaitables

La TRF a été construite pour des schémas de flux durablement orientés du Nord vers le Sud, en combinant des investissements raisonnés améliorant le transit Nord vers Sud et des mécanismes pour gérer les congestions résiduelles du réseau. Le coût de ces mécanismes (en sens Nord vers Sud) avait été évalué autour de 15 M€/an, et a été en pratique de moins d'un million d'euros par an (sauf la première année de la TRF, 7 M€/an).

En revanche, si les schémas de flux sont orientés en sens Sud vers Nord, les infrastructures sont moins bien dimensionnées pour réaliser toute l'offre offerte aux expéditeurs, et les coûts de gestion des congestions pourraient être bien supérieurs (jusqu'à 50 M€/an dans les cas défavorables : 6 TWh/an avec un coût moyen de spread localisé de 8 €/MWh).

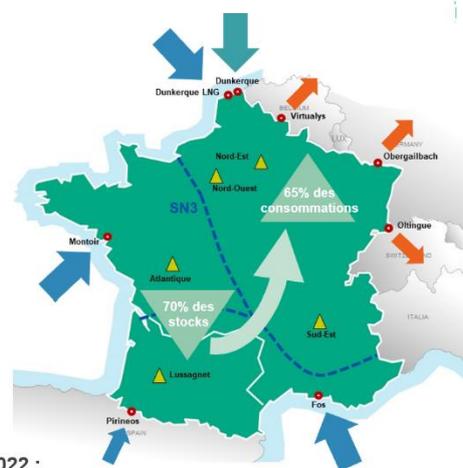
#### A la création de la TRF :

- Une fusion des zones optimisée combinant des investissements raisonnés et des mécanismes pour gérer les congestions résiduelles du réseau



#### Configuration de flux historique :

- Des flux du **Nord vers le Sud**, résultant d'approvisionnements majoritairement depuis les entrées terrestres au Nord
- Un risque de congestion essentiellement en été, durant la campagne d'injection des stockages

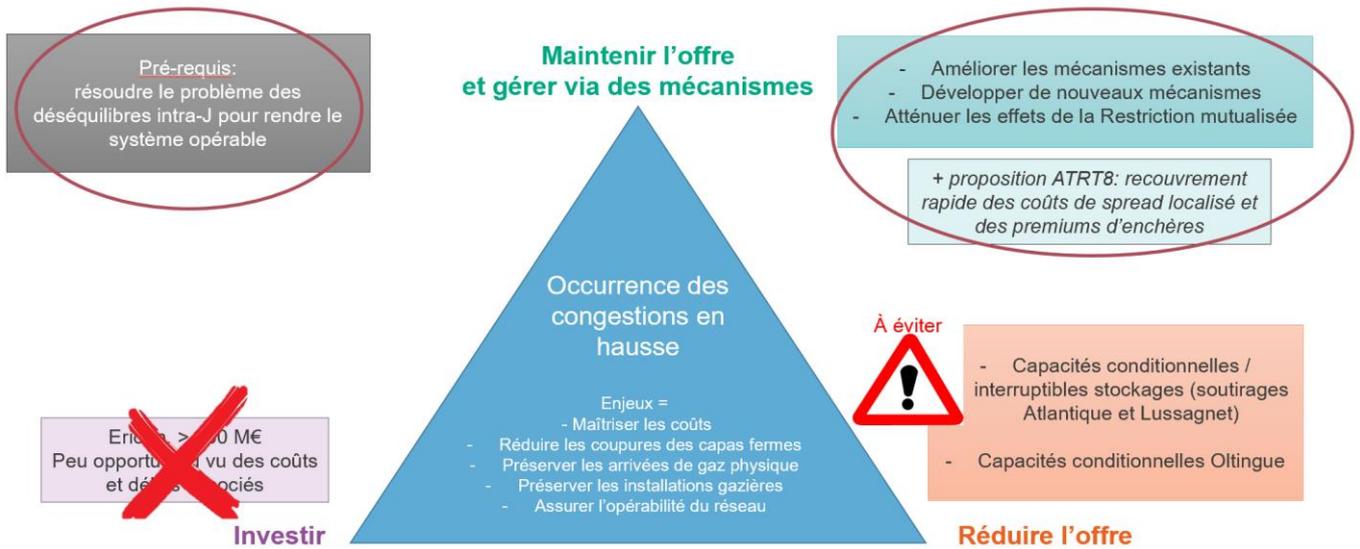


#### Depuis 2022 :

- Les nouveaux schémas d'approvisionnement et d'exportation reconfigurent les flux au sein de la TRF
- Exposant la TRF à un risque de congestion dans le sens **Sud vers Nord**, principalement en hiver

Dès lors, trois types de solutions existent pour gérer cette inversion des flux :

- Réaliser des investissements : renforcer le réseau pour transporter davantage de gaz du Sud vers le Nord ;
- Réduire l'offre (en entrée à l'amont des limites – au Sud –, ou en sortie à l'aval – au Nord) ;
- Maintenir l'offre et optimiser les mécanismes de décongestion pour gérer les limites.



### Investir

Les renforcements de réseau nécessaires pour augmenter le transit du Sud vers le Nord sont les suivants :

- Projet Eridan en diamètre 1050 : le coût est de l'ordre de 800 M€ (+20% si H2 ready) , pour 125 GWh/j de transit supplémentaire (cela ne résout pas toutes les situations de congestion) ;
- Pour transiter jusqu'à 300 GWh/j en plus, il faudrait réaliser Eridan en diamètre 1200, et soit réaliser le projet Est Lyonnais (total des investissements : 1,4 Md€ ; H2Ready), soit rajouter une station de compression sur la canalisation existante Est Lyonnais (total des investissements : plus de 1 Md€). Cela résoudrait la plupart des congestions en Sud vers Nord.

De tels projets de renforcement de réseau prennent 6 à 7 ans à être réalisés (donc, pas prêts avant 2030, alors qu'à cette période-là les congestions auront diminué). D'autre part, les coûts d'investissement seraient surdimensionnés par rapport aux coûts évités de traitement des congestions. Ces investissements ne paraissent donc pas souhaitables, à la fois pour des raisons de délai et d'optimum économique.

### Réduire l'offre

Réduire l'offre à l'aval : il s'agirait de couper les sorties fermes en cas de congestion (donc, rendre ces capacités fermes conditionnelles : coupées en cas de congestion). En hiver, cela concernerait essentiellement les sorties Virtualys et Oltingue. Cependant, cela ne résoudrait pas complètement le problème, notamment si le gaz correspondant provenait de points d'entrée en aval de la limite (par exemple Dunkerque, le Havre...).

Réduire l'offre à l'amont : il s'agirait de couper les entrées fermes en cas de congestion, en excluant les points apportant du gaz physique en France, indispensables pour la sécurité d'approvisionnement française ; donc, couper les soutirages des stockages Atlantique et Lussagnet en cas de congestion.

- Cette mesure serait a priori plus efficace que la précédente, car les volumes sont plus importants, et la majeure partie de ces soutirages sert à alimenter des consommations ou points de sortie au Nord, ils traversent donc le front de congestion et créent la congestion ; si ces entrées sont coupées, les clients se ré-équilibreront en majorité à

l'aval de la congestion (à l'amont, ce serait possible essentiellement sur Pirineos, la flexibilité de Fos et Montoir étant limitée en intra-J) ;

- Cette mesure ne ferait qu'anticiper des mouvements qui sont de toute façon réalisés pendant la journée gazière via les réponses au spread localisé. Les expéditeurs répondent en effet essentiellement au spread localisé à l'amont sur Atlantique et Lussagnet. La différence est que ces mouvements ne seraient pas réalisés sur la base du volontariat et que les expéditeurs ne seraient pas rémunérés pour cela.
- Cette mesure constituerait ainsi une perte économique pour les expéditeurs, qu'ils pourraient répercuter via leur chiffrage des stockages aux enchères. L'attractivité des stockages Lussagnet et Atlantique se trouverait donc diminuée, et la compensation stockage devrait augmenter.

Cette solution de convertir les capacités de soutirage d'Atlantique et Lussagnet en capacités « fermes conditionnelles » (coupées en cas de congestion) serait donc efficace, mais pourrait nuire à l'attractivité de ces stockages, rendant l'équilibre économique difficile à évaluer.

Nous proposons donc, pour l'hiver prochain, de ne pas réduire l'offre, mais de travailler plutôt à maximiser l'efficacité des mécanismes de décongestion. Un REX pourra être fait en fin d'hiver prochain pour évaluer si ces mesures sont suffisantes ou bien s'il est nécessaire de réduire l'offre.

### Améliorer les mécanismes de décongestion

GRTgaz propose, pour l'hiver prochain, d'améliorer les mécanismes de décongestion en :

- Améliorant les mécanismes existants : notamment, en maximisant l'efficacité du spread localisé (ouverture du UIOLI sur le PIR Dunkerque) et en optimisant l'arrêt des ventes et la coupure de l'interruptible (application des 2 côtés des limites Sud/Nord) ;
- Créant de nouveaux mécanismes : swap stockages ;
- Atténuant les effets de la restriction mutualisée : création d'un nouveau superpoint {Atlantique + Lussagnet} pour donner davantage de flexibilité aux clients ; et restriction anticipée en dernier recours, en cas de restrictions mutualisées répétées, afin de préserver l'intégrité des installations et l'opérabilité du système.

Ces mesures devraient permettre de maximiser l'efficacité économique du système. Néanmoins, les coûts de gestion des congestions pourront rester élevés certaines années. Nous proposons donc (cf dossier ATRT8 de GRTgaz) un recouvrement rapide (mensuel) des coûts de gestion des congestions ainsi que des premiums d'enchères, ce qui est dans l'intérêt commun des transporteurs et des expéditeurs.

Par ailleurs, il convient en premier lieu de résoudre le problème des déséquilibres importants observés en cours de journée gazière, qui rendent le système difficilement opérable et nuisent à l'efficacité des mécanismes.

## **4 Réduction des déséquilibres intra-journaliers**

### **4.1 Interrompre le « UIOLI stockage » au soutirage en amont des congestions Sud vers Nord**

L'une des causes des déséquilibres très longs qui ont été observés en première partie de journée gazière s'avère être le comportement de certains expéditeurs qui soutirent très fortement des stockages en début de journée, au-delà de leurs droits pour capter des volumes au titre du UIOLI offert par le stockage, et attendent d'avoir sécurisé ces volumes

soutirés via UIOLI avant de les vendre au PEG. Ils sont donc déséquilibrés « longs » sur leurs quantités programmées au périmètre TRF en début de journée gazière et tant qu'ils ne se sont pas rééquilibrés au PEG.

Ce phénomène s'accroît sur les stockages touchés par la restriction mutualisée lorsque le recours à ce mécanisme devient récurrent, car certains clients de ces stockages anticipent une possible restriction mutualisée sur la journée en cours et cherchent à maximiser les quantités acquises au soutirage avant déclenchement de la restriction, là aussi au-delà de leurs droits si possible, sans pour autant s'équilibrer sur les autres points de leur portefeuille (points physiques ou PEG).

Sur son réseau, GRTgaz a ainsi pu observer ce phénomène à l'amont de la congestion sur le PITS Atlantique, avec de fortes nominations au soutirage en début de journée dont une part programmée au titre du UIOLI, et diminuant significativement en seconde partie de journée.

Compte tenu du niveau important des capacités de soutirage des stockages à l'amont des limites Sud/Nord (capacités nominales – hors facteur de réduction – de l'ordre de 550 GWh/j pour Lussagnet et plus de 600 GWh/j pour Atlantique), les capacités souscrites non utilisées sur ces stockages, accessibles via UIOLI, peuvent représenter des volumes importants.

Les quantités programmées au soutirage au titre du UIOLI à l'amont de la congestion ont donc en réalité pour double effet :

- D'aggraver la congestion ;
- De générer un déséquilibre TRF, de par la nature même du UIOLI et le comportement des expéditeurs qui accompagne son utilisation, contribuant par là-même au manque d'efficacité des mécanismes de décongestion : à ce titre, il convient pour restaurer l'efficacité de ces mécanismes d'interrompre ce UIOLI.

### Solution proposée

GRTgaz propose que le UIOLI au soutirage de l'offre des stockages soit intégralement interrompu dans les conditions suivantes :

- En cas de congestion Sud/Nord (les modalités de gestion des congestions Nord/Sud ne sont pas remises en cause, ayant correctement fonctionné depuis la création de la TRF) ;
- En amont de la limite en congestion, donc sur Lussagnet en cas de congestion au niveau de la limite SN1, et sur Lussagnet et Atlantique en cas de congestion au niveau de SN3 : il s'agit ainsi de n'interrompre que les quantités de UIOLI qui à la fois génèrent du déséquilibre et contribuent à l'aggravation de la congestion (le UIOLI à l'aval, qui contribue à réduire la congestion, n'est pas interrompu).

Par rapport au fonctionnement actuel, cela implique les évolutions suivantes :

- Sur le stockage Atlantique :

Il n'y a aujourd'hui pas d'action sur le soutirage de ce stockage en cas de congestion.

Si les évolutions SI ad hoc peuvent être mises en place par Storengy (moyennant alors également une modification du SI GRTgaz), l'interruption du UIOLI stockage pourra être déclenchée au moment où la congestion Sud/Nord passe au niveau de vigilance rouge (en J-1 ou intra-J).

Dans le cas contraire, ou pour pouvoir être mise en œuvre à brève échéance, l'interruption du UIOLI stockage devra être décidée et communiquée par GRTgaz à

Storengy avant 13h en J-1 pour être compatible avec le SI en place. Elle sera alors déterminée sur la base du niveau de congestion projeté à ce moment-là pour la journée du lendemain. GRTgaz propose d'utiliser le même critère que celui déjà utilisé pour l'affermissement des capacités interruptibles ou la commercialisation des capacités quotidiennes France-Allemagne, à savoir une interruption du UIOLI stockage en cas de vigilance orange ou rouge sur l'une des limites Sud/Nord du réseau français avant 13h J-1.

- Sur le stockage Lussagnet :

Teréga interrompt déjà le « UIOLI transport » (UIOLI attribué au PITS par le transporteur pour les quantités programmées pour un client au-delà de sa capacité de transport souscrite) dès que la congestion Sud/Nord passe au niveau de vigilance rouge, si les mécanismes de décongestion – et notamment, la non-commercialisation des capacités non souscrites – s'appliquent à l'amont de la limite ce jour-là.

Il s'agira désormais d'interrompre l'intégralité du « UIOLI stockage » (UIOLI attribué au titre de l'offre stockage, pour les quantités programmées pour un client au-delà de ses droits sur le stockage), et ce quel que soit le côté de la limite où s'appliquent les mécanismes de décongestion.

### Coûts et bénéfices

La mise en œuvre de cette mesure sur Atlantique ne nécessite pas de développement SI, mais seulement une modification des processus opérationnels de GRTgaz et Storengy.

D'un point de vue commercial, elle représente une perte de revenu pour GRTgaz (correspondant aux capacités de UIOLI non allouées sur le PITS Atlantique), et une perte de flexibilité pour les utilisateurs des produits de stockage concernés. Ces pertes seront néanmoins limitées aux occurrences de congestion Sud/Nord, et très faibles en comparaison des conséquences du maintien du UIOLI sur le traitement des congestions (coûts de SL, restriction des capacités fermes sur ces mêmes stockages).

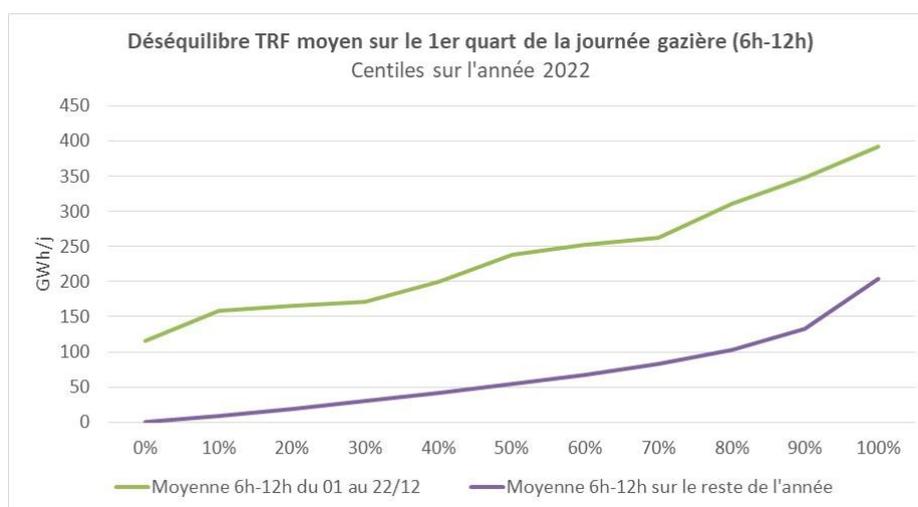
Le bénéfice principal pour les clients est de réduire le déséquilibre observé en début de journée en période de congestion, et ainsi de maximiser l'efficacité du spread localisé et réduire les occurrences des restrictions mutualisées. Cette réduction des déséquilibres intra-journaliers permettra également une meilleure gestion opérationnelle du réseau par les transporteurs.

Afin d'évaluer le potentiel de cette mesure sur le PITS Atlantique, GRTgaz a évalué les quantités programmées en début de journée gazière sur le PITS Atlantique au-delà des capacités de transport souscrites, représentant en quelque sorte le « UIOLI transport » alors utilisé, sachant que la part de UIOLI stockage est supérieure dès lors que le facteur de réduction applicable dans le cadre de l'offre stockage limite les droits clients sur le stockage par rapport au niveau nominal souscrit côté transport. Ces quantités programmées au-delà des capacités de transport souscrites représentent sur 14 journées un volume compris entre 30 et 90 GWh, de 50 GWh en moyenne. L'interruption du UIOLI stockages représenterait un volume supérieur, que seuls les stockeurs peuvent évaluer, et qui devrait constituer une part significative de la réduction des déséquilibres intra-J.

## 4.2 Inciter les expéditeurs à assumer leur responsabilité en matière d'équilibrage

Afin de mettre en perspective le niveau de déséquilibre observé en décembre 2022, on peut noter que :

- Sur la période du 01 au 22/12, le déséquilibre TRF moyen observé sur le 1er quart de la journée gazière a été supérieur à 150 GWh/j 95% du temps, avec une moyenne de 240 GWh/j et un maximum de près de 400 GWh/j (représentant de l'ordre de 20% de la consommation sur la zone TRF) ;
- Contre une valeur moyenne de 65 GWh/j le reste de l'année 2022, et inférieure à 150 GWh/j 92% du temps.



GRTgaz considère que l'ampleur exceptionnelle des déséquilibres de décembre 2022 reflète le manquement de certains expéditeurs par rapport à leur responsabilité d'équilibrage du réseau. Il est rappelé que conformément au code de réseau européen sur l'équilibrage, « il 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 » (Art.4).

### Solution proposée

GRTgaz considère que les déséquilibres intra-journaliers aujourd'hui observés sont la plupart du temps proportionnés par rapport aux possibilités physiques du réseau, et qu'il est souhaitable de continuer d'offrir cette souplesse au marché. Par conséquent, il n'est pas envisagé à court terme de modifier les règles d'équilibrage en France.

Néanmoins, une utilisation abusive de cette tolérance, telle qu'observée en décembre 2022, avec des risques pour la continuité d'alimentation et d'acheminement, ne peut être admise. La condition du maintien du cadre d'équilibrage actuel est donc que l'ensemble des expéditeurs assument leur responsabilité d'équilibrage de leur portefeuille. En ce sens, GRTgaz propose que :

- Cette responsabilité d'équilibrage soit renforcée par une délibération de la CRE et dans le contrat d'acheminement des GRT ;
- Une surveillance accrue des déséquilibres individuels soit mise en place, et que les GRT transmettent à la surveillance des marchés de la CRE les éléments relatifs au comportement individuel des expéditeurs.

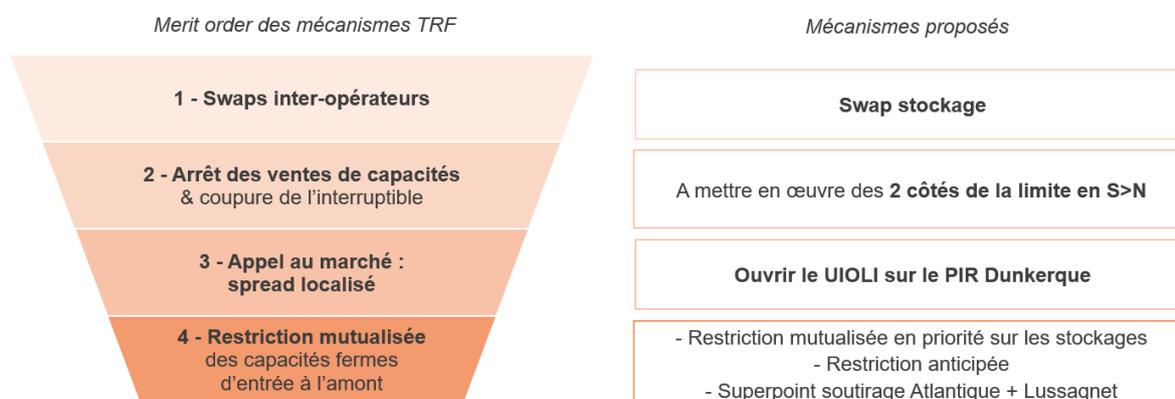
Si, malgré tout, des déséquilibres intra-journaliers excessifs étaient à nouveau rencontrés à l'avenir, des mesures complémentaires devraient être mises en place pour dissuader ces comportements.

Le code de réseau sur l'équilibrage prévoit notamment la possibilité, pour un gestionnaire de réseau de transport, d'appliquer des obligations intra-journalières d'équilibrage, dans le but « d'inciter les utilisateurs de réseau à gérer leur position intra-journalière de manière à garantir l'intégrité du système dans son réseau de transport et à réduire au minimum la nécessité de procéder à des actions d'équilibrage » (Art.24). Cette obligation intra-journalière peut par exemple prendre la forme, pour un expéditeur, d'une incitation à être équilibré au niveau de son portefeuille d'équilibrage, avec application d'une redevance fondée sur sa position intra-journalière individuelle.

A l'issue d'une première étude d'opportunité, GRTgaz a mis en veille cette possibilité qui implique un remaniement en profondeur du système d'équilibrage français, avec des conséquences sur l'équilibrage de l'ensemble des expéditeurs, une modification des process et des SI lourde à la fois pour les GRT et leurs clients, pour traiter des cas aujourd'hui exceptionnels.

## 5 Améliorer les mécanismes de décongestion

GRTgaz propose d'optimiser toute la chaîne des mécanismes prévus pour gérer les congestions, en améliorant l'efficacité en situation de congestion Sud/Nord des mécanismes déjà existants et en en créant de nouveaux :

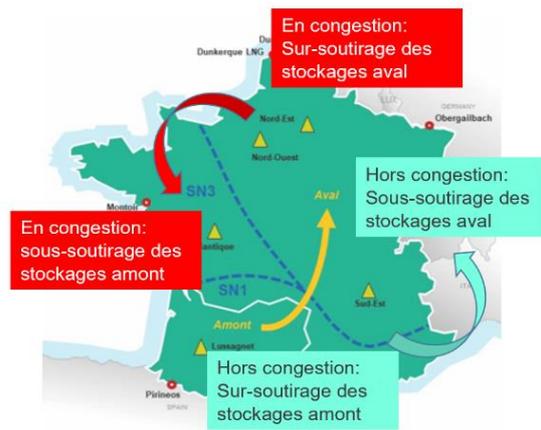


### 5.1 Swap stockages

Le swap stockage est un nouveau mécanisme qui serait déclenché, comme les autres swap inter-opérateurs, préalablement aux autres mécanismes. Il serait transparent pour le marché et mis en œuvre par les opérateurs de transport et de stockage pour réduire l'impact sur le marché des congestions Sud/Nord.

Solution proposée

Le swap stockage consisterait à déplacer du stock clients stockage de manière à atténuer les congestions : une « prise d'avance » devrait d'abord être effectuée en début d'hiver hors période de congestion, via un sur-soutirage des stockages amont (au Sud) et un sous-soutirage des stockages aval (au Nord). En situation de congestion, le mouvement inverse serait réalisé, créant un contre-flux soulageant la congestion.



Ces mouvements correspondraient donc à un déplacement physique de stock transparent pour le marché, générant un écart entre le stock physique réel et le stock client localisé sur un stockage donné. Le swap stockage ne doit pas mettre en risque la réalisation de l'offre des stockeurs, ainsi chaque stockeur doit être capable de garantir son offre quel que soit le niveau de stock déplacé. De plus le swap stockage intervient « après » la réalisation de l'offre des stockeurs, ainsi les nominations des clients ou les optimisations des mouvements des stockeurs sont prioritaires, et le swap stockage est interruptible y compris en intra-J.

La prise d'avance (hors période de congestion) ne peut se faire que si les stockages du Nord ne sont pas pleins, et les quantités journalières et cumulées sont à définir chaque jour avec les stockeurs.

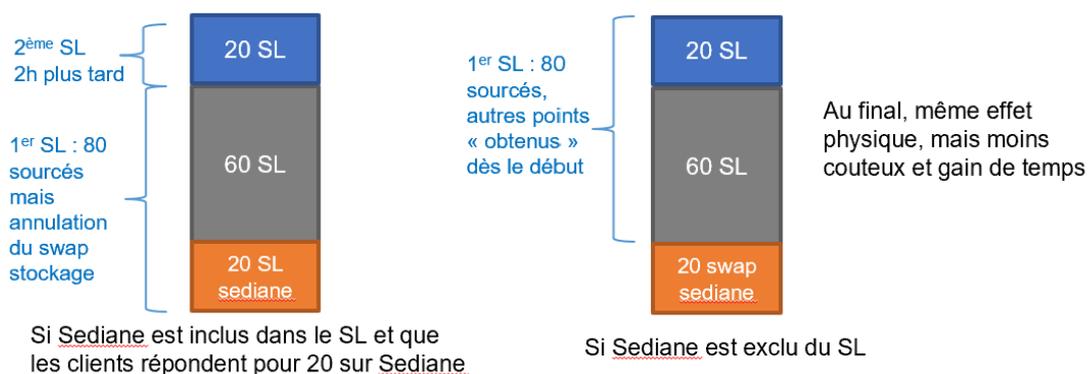
En cas de congestion, le mécanisme serait activé en J-1 pour J, préalablement aux autres mécanismes. Toutefois il serait réservé aux congestions « importantes », pour garantir son utilité et éviter de le « gâcher ». Par exemple, le swap stockage ne doit pas venir à la place de la coupure des capacités interruptibles, et ne serait donc pas utilisé si l'on anticipe que la coupure de l'interruptible suffirait à résoudre la congestion.

De plus, en cas de renominations clients en intra-J ne permettant plus de réaliser le swap (par exemple suite à participation au spread localisé), ce dernier serait annulé, et engendrerait le lancement d'un autre spread localisé. Pour éviter que cela ne se produise suite à un spread localisé, GRTgaz propose que, dans les cas où le swap stockage « utiliserait » une part importante des capacités de soutirage disponibles sur un PITS aval SN3, ce PITS ne soit pas inclus dans les spreads localisés de la journée. Cette disposition n'est envisagée que pour les PITS en aval de SN3 : en effet seul le sur-soutirage des stockages aval SN3 pourrait être limitant ; il serait a priori toujours possible de sous-soutirer des stockages amont. De cette manière, les mécanismes seraient optimisés, le swap stockage permettant de réaliser un premier contre-flux en utilisant un PITS, et le spread localisé venant compléter les quantités sur les autres points non accessibles via le swap stockage.

Exemple avec un swap stockage sur Sediane: on suppose que la « place disponible » est de 20. La congestion est de 100. Appel SL de 80.



Place utilisée pour réaliser un swap stockage de 20



En fin d'hiver, il s'agira de résorber l'avance prise, ce qui paraît faisable car cela crée un mouvement dans le sens inverse des congestions.

### Coûts et bénéfices

Bénéfices	Coûts et risques
<p>Réduction des coûts SL et réduction du risque RMUT:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Evaluation sur la base de l'hiver dernier: au max 0,5 à 1 TWh de volume de SL en moins, soit 15 à 30 % des SL</li> <li>- (rappel: 5 TWh de congestions hiver 22/23, coût moyen de 10 €/MWh; jusqu'à 6 TWh possibles)</li> </ul> <p>Dépend notamment de la possibilité de prendre de l'avance dès novembre (limité par la place disponible au Nord).</p> <p>Optimisation/lissage des mouvements sur les stockages en intra-J</p>	<p>OPEX de sur ou sous cyclage des stockages: 0,3 à 0,4 €/MWh de stock déplacé dans les 2 sens (donc, à ne payer qu'une seule fois). À inclure dans les coûts de gestion des congestions (idem SL)</p> <p>Coût SI pour les transporteurs.</p> <p>Non réalisation de l'offre des stockeurs: risque maîtrisé car le swap stockage est dimensionné de manière à la garder réalisable.</p>

Des simulations ont été faites entre transporteurs et stockeurs pour évaluer les économies de spread localisé possibles grâce au swap stockage. Le gain estimé est de l'ordre de 15 à 30% (0,5 à 1 TWh de spreads localisés en moins), hors optimisations opérationnelles des stockages et renominations des clients (qui sont prioritaires). Toutefois, cette estimation a été réalisée sur l'historique de l'hiver 2022/23, où aucune avance n'aurait pu être prise en novembre car les stockages Nord étaient pleins.

Les gains potentiels sont donc incertains, mais les coûts et risques sont faibles ; les principaux coûts seraient le coût de sur- et sous- cyclage des stockages, que les stockeurs répercuteraient sur les transporteurs, et qui seraient intégrés au coût de gestion des congestions au même titre que le spread localisé. Il paraît donc opportun de tester ce mécanisme, dont les bénéfices seront variables d'une année à l'autre. GRTgaz propose donc de faire une expérimentation pour l'hiver 23/24.

La question se pose, pour cette expérimentation, d'inclure ou non le stockage Lussagnet. En effet, inclure Lussagnet suppose d'opérer le mécanisme avec 2 stockeurs, induisant des risques juridiques de déplacement du gaz des clients d'un stockeur à l'autre, ainsi qu'une complexité opérationnelle. D'autre part, les études de Storengy montrent que ce sont les stockages du Nord (aval SN3) qui sont limitants et non ceux du Sud (donc avoir Lussagnet en plus d'Atlantique n'est pas indispensable pour le fonctionnement du swap stockage). Enfin, Atlantique est certes en aval de SN1, mais il est en amont de SN3, qui était la limite la plus contraignante l'hiver dernier. Ainsi, dans la mesure où le stockage Atlantique semble

suffisant pour faire le swap stockage, nous proposons de lancer l'expérimentation uniquement avec les stockages de Storengy le premier hiver, puis en fonction du REX nous pourrions envisager de l'étendre si opportun.

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

Le merit order des mécanismes de décongestion prévoit que plusieurs actions soient déclenchées lors de l'apparition d'une congestion (passage en vigilance rouge), préalablement au recours au spread localisé. Elles comprennent :

- L'interruption des capacités interruptibles dites « court terme », c'est-à-dire qui ne sont pas affermies en J-1 à 14h mais restent interruptibles à tout moment en J-1 et J, qui concernent le point Pirineos de Teréga et les capacités rebours de GRTgaz (rebours Virtualys et Obergailbach) ;
- L'interruption des capacités en sortie aux PITS au-delà des niveaux nominaux délibérés par la CRE, c'est-à-dire les capacités d'injection interruptibles aux PITS ;
- La non-commercialisation des capacités fermes disponibles, incluant l'arrêt des ventes de capacités et la non-activation des mécanismes de type UBI.

Ces mécanismes sont déclenchés d'un seul côté de la limite en congestion :

- Soit à l'amont : ils s'appliquent alors aux points d'entrée à l'amont ;
- Soit à l'aval : ils s'appliquent alors aux points de sortie à l'aval.

Le côté d'application de ces mécanismes est défini chaque jour en fonction du niveau des consommations France.

### Solution proposée

Afin d'éviter d'aggraver le niveau de la congestion qui serait à résoudre par un recours au spread localisé, il est proposé, dans le cas de congestions Sud/Nord, d'appliquer le mécanisme d'arrêt des ventes et coupure de l'interruptible systématiquement des deux côtés de la limite en congestion.

Les modalités d'application de ce mécanisme en cas de congestions Nord/Sud ne sont pas remises en cause, ayant correctement fonctionné depuis la création de la TRF. De plus, la configuration des points entrée/sortie du réseau de part et d'autre des limites Nord/Sud et Sud/Nord est différente, et généraliser la mesure proposée aux congestions Nord/Sud risquerait de pénaliser le système de façon disproportionnée.

Dans le cas des congestions Sud/Nord, le mécanisme agirait donc systématiquement sur l'ensemble des points suivants :

	Congestion SN1	Congestion SN3
Interruption des capacités interruptibles « court terme »	Entrées : Pirineos Sorties : rebours Virtualys et Obergailbach	
Interruption des capacités de sortie PITS interruptibles	Sorties : Nord-Est, Nord-Ouest, Sud-Est, Atlantique	Sorties : Nord-Est, Nord-Ouest, Sud-Est
Arrêt des ventes, non-activation du UBI	Entrées : Pirineos Sorties : Virtualys, Obergailbach et Oltingue	

Le délai de réalisation des modifications de SI des opérateurs nécessaires reste à évaluer pour définir une date de mise en œuvre au plus tôt.

### Coûts et bénéfices

Par rapport au fonctionnement actuel, où les mécanismes de décongestion sont déclenchés :

- Systématiquement à l'amont en cas de congestion SN1,
- Le plus souvent à l'amont en cas de congestion SN3 (le cas d'une application à l'aval ne pouvant se produire qu'en été, hors cas de travaux sur la limite),

les impacts supplémentaires de la mesure porteront donc principalement sur :

- Les capacités de sortie Virtualys, Obergailbach, Oltingue ;
- Les capacités de sortie sur les PITS de GRTgaz.

L'objectif de cette mesure est de limiter l'utilisation des sorties aval au niveau des capacités fermes déjà souscrites, pour éviter des coûts de spread localisé additionnels.

Si cette mesure n'est pas mise en œuvre, des congestions supplémentaires pourraient être générées :

- Si des capacités quotidiennes en sortie restent disponibles (par exemple en sortie Oltingue, à ce jour, seulement 205 sur 260 GWh/j sont souscrits pour la fin 2023), leur vente en quotidien ou en intra-J viendrait aggraver la congestion, ce qui n'est pas souhaitable ;
- Si les capacités sont entièrement souscrites, l'ouverture du UBI aggraverait également la congestion. Ce mécanisme a pu permettre en sortie Oltingue jusqu'à 47 GWh/j de flux de sortie en 2022, et jusqu'à 15 GWh/j durant l'hiver 2022-23.
- Compte tenu de la volatilité des nominations Virtualys, il se peut également que des capacités rebours soient mises à disposition sur ce point (pouvant représenter quelques dizaines de GWh selon l'historique 2022).

La mesure pourrait également avoir des effets sur l'injection dans les stockages (cas jugés rares) : il s'agit alors d'un cas de congestion survenant plutôt l'été, où les stockages seraient orientés à l'injection et alimentés principalement depuis le Sud du réseau, avec des approvisionnements limités depuis le Nord (cas de maintenances sur les entrées Nord notamment). Dans ce cas, il semble pertinent de limiter les injections aux niveaux qui ont été délibérés par la CRE, à savoir (chiffres en vigueur selon la délibération N°2021-274 du 16 septembre 2021) :

PITS	Capacité de sortie ferme en GWh/j
Nord B	115
Nord-Ouest	165
Nord-Est	130
Sud-Est	145
Atlantique	340
Sud-Ouest	300

Avec les niveaux de souscription actuels pour 2023, cela représenterait environ 30 GWh/j de capacités interruptibles sur Atlantique et 10 GWh/j sur Nord-Est.

Dans un contexte où les niveaux de congestion sont potentiellement élevés, les bénéfices de la mesure paraissent supérieurs aux impacts pour les expéditeurs (moindre disponibilité de leurs capacités interruptibles) voire pour GRTgaz (pertes de revenus liés au UBI). Il faut cependant avoir à l'esprit que cette mesure ne sera efficace que dans les cas où les entrées correspondant à ces sorties se situent à l'amont.

La mise en œuvre de cette mesure impliquera des développements SI qui semblent limités à date, mais l'impact reste à approfondir.

### 5.3 Ouvrir le UIOLI sur le PIR Dunkerque pour maximiser l'effet du spread localisé

Les clients répondent traditionnellement au spread localisé en priorité sur les stockages, qui offrent davantage de flexibilité. Mais il est également important que les expéditeurs répondent sur les PIR : d'une part, cela augmente la concurrence et donc les chances d'avoir des prix plus bas ; d'autre part, cela permet d'avoir des entrées physiques de gaz et de préserver les stocks au Nord de la France (d'ailleurs suite aux actions lancées par GRTgaz l'hiver dernier, de nouveaux clients présents également sur les PIR ont souscrit des contrats spread localisé).

Or, un frein à l'efficacité du spread localisé sur les PIR est l'incompatibilité entre l'horaire des ventes Prisma intra-J et l'horaire nécessaire de nomination suite à participation au spread localisé. Par exemple, pour un spread localisé lancé à 9h, le client sait que son offre est acceptée après 9h30 pour une renomination nécessaire avant 10h. Si le client n'a pas déjà la capacité correspondante, il doit l'acheter aux enchères Prisma de 10h à 10h30, et il peut ensuite la nommer pour le cycle débutant à 12h. Il y a donc 2h de décalage avec l'horaire nécessaire pour le spread localisé. Certains clients prennent le risque d'acheter la capacité dès la veille, en pariant sur le fait qu'il y aura un spread localisé et sur le volume pour lequel ils seront retenus. Mais pour d'autres le risque est trop important, et cela les empêche de participer au spread localisé sur les PIR.

#### Solution proposée

GRTgaz propose qu'en cas de spread localisé sur les limites Sud/Nord, le UIOLI sur le PIR Dunkerque soit ouvert (et les ventes intra-J sur Prisma fermées), ce qui permettrait aux expéditeurs d'accéder à la capacité directement par sur-nomination dès le cycle suivant. Cette mesure ne peut pas être proposée sur les autres PIR, qui sont des points « CAM » (devant respecter le code réseau sur l'allocation des capacités).

Cette mesure pourrait être mise en œuvre de manière automatique après un développement informatique dans un délai de plusieurs mois après parution de la délibération de la CRE. En attendant, cela nécessiterait des opérations manuelles et ne pourrait pas être fait de manière automatique à chaque fois qu'un spread localisé est lancé. L'ouverture du UIOLI aurait donc lieu dès le premier spread localisé (suivant la délibération de la CRE) jusqu'au 31 mars 2024 (ou plus tôt si le développement SI est prêt avant). Les ventes Prisma intra-J seraient fermées sur cette période, mais les ventes Prisma quotidiennes seraient maintenues.

#### Coûts et bénéfices

Cette mesure nécessite un développement informatique chez GRTgaz. Côté clients expéditeurs, l'ouverture du UIOLI implique que la capacité achetée en intra-J ne serait plus ferme mais interruptible. Cependant, la probabilité d'interruption paraît faible car dans cette situation de flux à Dunkerque bas, la capacité disponible est importante.

Le bénéfice principal est d'améliorer l'efficacité du spread localisé et de générer des arrivées physiques de gaz en France, préservant les stockages du Nord.

#### 5.4 Restriction anticipée en dernier recours

Comme expliqué précédemment, les situations de restrictions mutualisées répétées appliquées en cours de journée gazière sont très problématiques, à la fois pour les expéditeurs et pour les opérateurs gaziers. En particulier, elles menacent l'intégrité des installations gazières et rendent la TRF difficilement opérable.

GRTgaz propose donc, dans les cas où les restrictions mutualisées ont lieu tous les jours malgré toutes les mesures précédentes, une solution de dernier recours visant à éviter ces situations non gérables telles que rencontrées en décembre 2022.

##### Solution proposée

GRTgaz propose que si des restrictions mutualisées sont déclenchées 5 jours d'affilée, alors une « restriction anticipée » soit déclenchée :

- Le marché serait informé que les GRT basculent vers un mode de gestion des congestions par restriction anticipée tant que le système reste en congestion ;
- Une restriction serait appliquée la veille pour le lendemain selon les règles habituelles, en J 14h pour J+1, le niveau de capacité disponible sur la journée serait le même qu'en cas de restriction mutualisée, avec la même répartition définie par la délibération de la CRE n°2022-352 : restriction en priorité des stockages Atlantique et Lussagnet ;
- Dans le même temps, une visibilité serait donnée aux expéditeurs sur les taux de restriction possibles des jours suivants si la gestion par restriction anticipée se prolongeait (taux qui 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 pas appliquée pour le lendemain. Le système rebasculerait dans le mode classique de gestion des congestions.

Concrètement, si l'on rejoue cette solution sur le mois de décembre : les 5 jours de restriction mutualisée d'affilée ont été observés du 5 au 9 décembre. Cela signifie donc qu'une restriction anticipée aurait été appliquée sur les entrées amont à partir du 10 décembre pour la journée gazière du 11 décembre, ceci jusqu'au 22 décembre. Soient 12 jours de restriction anticipée.

	Niveau de vigilance	Coupure interruptible / UIOLI et arrêt des ventes	Spread localisé	Restriction mutualisée
02/12/2022		Oui	Oui	Oui
03/12/2022		Oui	Oui	Non
04/12/2022		Oui	Oui	Non
05/12/2022		Oui	Oui	Oui
06/12/2022		Oui	Oui	Oui
07/12/2022		Oui	Oui	Oui
08/12/2022		Oui	Oui	Oui
09/12/2022		Oui	Oui	Oui
10/12/2022		Oui	Oui	Oui
11/12/2022		Oui	Oui	Oui
12/12/2022		Oui	Oui	Oui
13/12/2022		Oui	Oui	Oui
14/12/2022		Oui	Oui	Non
15/12/2022		Oui	Oui	Oui
16/12/2022		Oui	Oui	Oui
17/12/2022		Oui	Oui	Oui
18/12/2022		Oui	Oui	Oui
19/12/2022		Oui	Oui	Oui
20/12/2022		Oui	Oui	Oui
21/12/2022		Oui	Oui	Non
22/12/2022		Oui	Oui	Non

### Coûts et bénéfices

Certes cette solution présente un inconvénient pour les clients expéditeurs, puisque l'on contraint directement tous les clients, alors que le spread localisé permet de réduire sur la base du volontariat ceux à qui cela coûte le moins cher. Cependant, si cette restriction anticipée a été déclenchée, c'est justement car le spread localisé a prouvé son inefficacité pendant 5 jours d'affilée auparavant.

En revanche, la restriction anticipée présente comme principal avantage pour les clients de leur donner de la visibilité : ils peuvent, en ayant à l'avance une vision des capacités disponibles, anticiper d'autres approvisionnements et générer des arrivées de gaz physique au Nord. Cela est donc bénéfique en termes de sécurité d'approvisionnement.

Par ailleurs, le niveau de capacité disponible pour la journée gazière est le même en cas de restriction anticipée et en cas de restriction mutualisée ; c'est la répartition de cette capacité entre les différents expéditeurs qui change :

- en cas de restriction mutualisée : ce sont les expéditeurs qui nominent le plus sur les heures précédant le déclenchement de la restriction (donc ceux qui déclenchent le déséquilibre et la congestion et ainsi pénalisent le système) qui obtiennent le plus de capacité ;
- en cas de restriction anticipée : le niveau de capacité est équitablement réparti entre tous les expéditeurs.

Le taux de restriction horaire est également moins important dans le cas d'une restriction anticipée, car en cas de restriction mutualisée, la restriction est appliquée sur moins d'heures et doit en plus compenser les quantités nominées au-delà de la congestion durant les premières heures de la journée.

Du point de vue du réseau, la restriction anticipée permet de préserver l'intégrité des ouvrages et de garantir l'opérabilité de la TRF, à la fois en termes de gestion des déséquilibres (qui reviendront à un niveau raisonnable) et de risque sur la continuité d'alimentation.

Enfin, il est probable que cette solution de dernier recours ne soit déclenchée que rarement, et pour une durée moins importante que ce qui aurait été observé en décembre 2022 (12 jours) : les mesures proposées précédemment devraient en effet augmenter l'efficacité des mécanismes de la TRF.

## **5.5 Création d'un superpoint {Lussagnet + Atlantique} à l'amont des limites Sud/Nord**

Un superpoint à l'amont des limites Sud/Nord permettrait de mutualiser la contrainte de restriction sur plusieurs points d'entrée à l'amont de ces limites, et apporterait les flexibilités suivantes :

- Souplesse sur la répartition des capacités disponibles entre les différents points du superpoint, pour un client disposant de capacités sur plusieurs de ces points ;
- Possibilité pour l'ensemble des expéditeurs d'accéder aux capacités disponibles non utilisées sur ces points (UIOLI superpoint) ;
- Optimisation des capacités disponibles grâce aux « bonus » : des mouvements en sortie (soit, à l'amont des limites Sud/Nord, des injections aux PITS ou des sorties France > Espagne) augmentent la disponibilité des entrées restreintes.

La création d'un superpoint est donc envisagée, mais la question de la géométrie de ce superpoint se pose. Deux configurations ont été comparées :

- Option 1 : création d'un superpoint comprenant les deux PITS Lussagnet et Atlantique, qui serait activé en cas de restriction mutualisée appliquée à l'amont de SN3 ;
- Option 2 : création d'un superpoint « amont SN3 » comprenant Lussagnet, Atlantique et Pirineos et d'un superpoint « amont SN1 » comprenant Lussagnet et Pirineos, à l'intérieur desquels des taux de restriction différenciés seraient appliqués aux PITS d'une part, et à Pirineos d'autre part.

Il est à noter que les PITTM de Fos et Montoir sont incompatibles avec l'intégration dans un superpoint, du fait de l'offre des terminaux qui ne permet pas aux clients de modifier leurs nominations en cours de journée.

Pour rappel, concernant les principes de détermination des restrictions des différents points d'entrée à l'amont de la limite :

- L'application d'une restriction, avec ou sans superpoint, prévoit normalement un traitement équitable des différents points d'entrée : taux de restriction des capacités souscrites homogène ;
- Dans le cas des congestions Sud/Nord, la CRE, par sa délibération n°2022-352 du 13/12/2022, a prévu des taux de restriction différenciés avec restriction prioritaire du soutirage des stockages (jusqu'au minimum technique de ces stockages) par rapport aux autres points d'entrée ;
- Dans le cas des congestions Sud/Nord en été (stockages à l'injection), dans la même logique, on appliquerait la restriction prioritairement au soutirage des stockages, jusqu'à 100% de restriction, avant de limiter les autres points d'entrée.

#### Comparaison des deux options

Fonctionnellement, l'option 1 (création d'un superpoint comprenant uniquement les deux PITS) garantit l'étanchéité entre les capacités des deux PITS et de Pirineos, là où l'alternative d'un superpoint {Atlantique + Lussagnet + Pirineos} (option 2) permet un transfert de capacités entre les deux types de points, et donc de privilégier le soutirage des stockages au détriment des entrées Pirineos, allant ainsi à l'encontre des principes de la délibération CRE n°2022-352, qui vise à préserver les arrivées de gaz aux frontières dans un but de sécurité d'approvisionnement de la France. L'option 2 ne peut donc s'envisager que dans la mesure où les cas d'utilisation en hiver resteraient ponctuels, et nécessitera dans tous les cas un aménagement des principes de la délibération mentionnée.

L'option 2 permet en revanche d'optimiser l'utilisation des capacités disponibles à l'amont des limites Sud/Nord. Les gains d'optimisation de capacités de l'option 2 par rapport à l'option 1 se situent principalement en été, lorsqu'il y a des nominations à l'injection qui permettent de relâcher la contrainte sur le point d'entrée Pirineos. En hiver, le bénéfice recherché avec la création d'un superpoint est d'apporter de la souplesse sur la répartition de la restriction entre les deux stockages, utile notamment du fait des caractéristiques très différentes des deux produits de stockage ; les deux options répondent à ce besoin.

Par ailleurs, il est probable que l'option 2 induise une complexité supplémentaire pour les expéditeurs, à la fois :

- en termes de compréhension du fonctionnement du superpoint, qui représenterait un cas particulier par rapport aux superpoints existants, avec l'introduction d'une notion de taux de restriction différencié au sein du superpoint ; et
- de développements SI, avec l'intégration de deux superpoints (respectivement pour l'amont SN1 et l'amont SN3) au lieu d'un.

### Position de GRTgaz

Le choix de la géométrie du superpoint est à remettre dans le contexte des cas d'usage envisagés : dans la mesure où il n'est pas envisagé d'appliquer des restrictions de capacités à l'amont des limites Sud/Nord pour les travaux (cf. §6.1), le superpoint serait activé uniquement en cas de restriction mutualisée. La restriction mutualisée est un mécanisme de dernier recours dont l'occurrence d'utilisation doit rester rare – l'ensemble des propositions contenues dans cette note doit permettre d'y concourir – et devrait être particulièrement rare en été, où les risques de congestion Sud/Nord sont plus rares et les niveaux de congestion moindres.

GRTgaz a comparé les développements SI associés aux deux options en considérant qu'ils doivent rester proportionnés par rapport aux cas d'usage envisagés. Une solution est en cours d'instruction avec Teréga, qui conduirait pour GRTgaz à des développements limités et de même ordre dans les deux options proposées. Si la faisabilité de cette solution n'est pas confirmée, l'option 2 représenterait pour GRTgaz des développements SI lourds qui ne se justifient absolument pas au regard de la probabilité d'occurrence très faible envisagée.

GRTgaz recommande la création d'un superpoint mais, sous réserve de confirmation de la faisabilité de la solution SI à l'étude, n'émet pas de préconisation sur la géométrie à privilégier, et souhaite connaître l'avis des acteurs de marché sur les deux options présentées. Les avantages et inconvénients présentés ci-avant, sur le plan fonctionnel et celui de la complexité pour les expéditeurs, devront s'apprécier au regard des cas d'usage rappelés.

Le délai de réalisation des modifications de SI des opérateurs nécessaires reste à évaluer pour définir une date de mise en œuvre au plus tôt.

## **6 Autres mesures**

### **6.1 Gérer les impacts des maintenances sur les limites Sud/Nord sans restriction de capacités**

Les nouveaux schémas d'approvisionnement de la TRF observés depuis début 2022, avec une part importante d'importations GNL et une utilisation du point Pirineos comme entrée depuis l'Espagne, modifient également les schémas de flux sur le réseau en été : auparavant fortement polarisés en sens Nord vers Sud, les flux en été sont désormais plus mitigés, orientés du Nord vers le Sud ou du Sud vers le Nord en fonction des jours (selon les choix de nominations des expéditeurs) et des zones du réseau (les flux du Sud vers le Nord étant plutôt rencontrés au Sud du réseau).

Cette nouvelle tendance interroge les risques d'atteinte des limites Sud/Nord en été, en particulier durant les périodes où ces limites sont dégradées du fait des maintenances, et les modalités de gestion des impacts des maintenances sur ces limites.

Pour mémoire, le cadre de fonctionnement de la TRF qui a été mis en place prévoit, concernant les maintenances dégradant les limites résiduelles de la TRF :

- Qu'en cas d'impact inférieur à un « seuil de petites maintenances » fixé par la CRE, d'éventuelles congestions sur ces limites soient traitées avec les mécanismes de décongestion de la TRF ;
- Qu'en cas d'impact supérieur, les maintenances fassent l'objet de restrictions de capacités permettant de limiter le risque de congestion à des cas limites.

Ces restrictions de capacités sont alors appliquées :

- Préférentiellement, sur les sorties à l'aval de la limite ;
- Si une restriction à l'aval n'est pas possible (car insuffisante pour couvrir le risque d'atteinte de la limite), elle est appliquée sur les entrées à l'amont.

Ces restrictions de capacités sont dès que possible appliquées sur un superpoint, afin d'optimiser la disponibilité des capacités impactées.

Les règles décrites ont été imaginées dans le contexte de flux connu précédemment, et sont appliquées, depuis la création de la TRF, pour publier les impacts des travaux sur les limites Nord/Sud du réseau.

Il est pourtant à noter que la plupart des travaux réalisés sur le cœur de réseau ont en réalité un impact à la fois sur les limites Nord/Sud et sur les limites Sud/Nord. Néanmoins, le choix avait été fait de ne publier de restrictions de capacités que pour le sens de flux jugé plus probable à l'horizon de publication, et de ne pas publier simultanément de restrictions dans les deux sens de flux, afin d'éviter de surcharger les publications et de complexifier les contraintes pour les expéditeurs. Ce choix, pertinent dans un contexte de flux fortement orientés en sens Nord/Sud, doit désormais être questionné, et les modalités de traitement en TRF des impacts des maintenances devront être adaptées pour couvrir le cas des nouvelles configurations de flux rencontrées.

A titre de repère concernant l'atteinte des limites Sud/Nord en été, on peut noter que :

- Hors cas de travaux, les limites Sud/Nord ne peuvent globalement pas être atteintes dès lors que les stockages à l'amont (Lussagnet à l'amont de SN1 et SN3, Atlantique à l'amont de SN3) sont orientés à l'injection ;
- Les impacts des travaux sur ces limites sont globalement toujours supérieurs au « seuil de petites maintenances », et devraient donc conduire à des restrictions de capacités s'ils étaient pris en compte.

*Option étudiée (non retenue) : application de restrictions de capacités pour couvrir les impacts des maintenances sur les limites Sud/Nord (au-delà du seuil de petites maintenances)*

Les cas de maintenance étudiés, issus des programmes travaux 2022 et 2023, montrent que des restrictions de capacités à l'aval ne seraient pas efficaces : pour couvrir les impacts sur les limites Sud/Nord des travaux, des restrictions de capacités devraient donc être appliquées sur les entrées amont, à savoir :

- A l'amont de SN1 : le PITT Fos, le PITT Pirineos et le soutirage du PITS Lussagnet ;
- Et à l'amont de SN3 : en plus, le PITT Montoir et le soutirage du PITS Atlantique.

Concernant les PITT de Fos et Montoir :

- Ces points ne peuvent pas être restreints via un superpoint. Par conséquent, ils ne pourront pas bénéficier des flexibilités correspondantes (rappelées au §5.5). Cela peut conduire à des restrictions importantes sur les PITT (avec des taux de restriction de plusieurs dizaines de %), sans souplesses pour en diminuer l'impact.
- Compte tenu des délais de la chaîne GNL, les clients des terminaux ne pourront pas bénéficier des relâchements de capacités qui pourraient être appliqués la veille pour le lendemain : notamment, le niveau des consommations influe sur le niveau des restrictions et permet des relâchements significatifs sur les restrictions de capacités liées aux travaux sur les limites. Par ailleurs, certains travaux comportent par nature des incertitudes importantes sur leurs impacts qui peuvent également conduire à des relâchements de capacités en J-1.

La contrainte de restriction de capacités portée par les PITT pourrait ainsi être très importante dans l'absolu, et plus contraignante que l'impact réel des travaux sur les capacités en amont des limites Sud/Nord le jour J.

Concernant le PITT de Pirineos :

- Selon la géométrie de superpoint qui sera retenue pour l'amont des limites Sud/Nord (cf. §5.5), le point pourrait ne pas être inclus dans un superpoint, ne pouvant alors pas non plus bénéficier des souplesses correspondantes ;
- Par ailleurs, même s'il était inclus dans un superpoint, l'utilisation de ce point étant liée au marché espagnol fortement dépendant du GNL, il n'est pas non plus assuré que les expéditeurs puissent bénéficier des relâchements de capacités la veille pour le lendemain en augmentant leurs entrées Pirineos.

En complément, il faut noter que les limites Sud/Nord sont dégradées par les travaux une partie importante de l'été. En première approche, en considérant que les travaux publiés sur EO2 (resp. S1) en Nord/Sud génèrent également des impacts sur SN3 (resp. SN1), le programme travaux consolidé pour 2023 impliquerait de l'ordre de 2 mois de restriction à l'amont de SN1, et plus de 3 mois à l'amont de SN3.

Les contraintes fortes sur les PITT voire Pirineos explicitées ci-avant s'appliqueraient donc sur des périodes longues, avec un impact important sur la sécurité d'approvisionnement, en limitant de façon importante, et au-delà du strict impact des travaux sur les capacités du réseau, les importations de gaz sur ces trois points très utilisés et nécessaires au remplissage des stockages en été dans le contexte actuel. Ces contraintes pourraient également empêcher les terminaux méthaniers d'émettre la totalité des capacités de regazéification annuelles qu'ils ont commercialisées.

Pour finir, cette solution impliquerait de publier simultanément sur les mêmes points des restrictions en Nord/Sud (sur les sorties) et en Sud/Nord (sur les entrées). La complexité pour les expéditeurs de telles restrictions et les implications SI (notamment liées à l'optimisation des superpoints) n'ont pas été étudiées.

En tout état de cause, et principalement pour les risques importants induits sur la sécurité d'approvisionnement, GRTgaz recommande de proscrire cette solution.

*Solution proposée : ne pas appliquer de restrictions de capacités pour les impacts des maintenances sur les limites Sud/Nord, et traiter d'éventuelles congestions sur ces limites avec les mécanismes TRF*

Les études réalisées sur la base des programmes travaux 2022 et 2023 montrent que le risque de congestion Sud/Nord en été est essentiellement porté non pas par la dégradation des limites Sud/Nord du fait des maintenances, mais plutôt par le cumul avec des limitations des entrées à l'aval (au Nord) qui conduisent les expéditeurs à solliciter les stockages les plus rapides au soutirage.

A titre d'exemple, durant l'été 2022 :

- Les travaux ont eu des impacts importants sur les limites Sud/Nord pendant 2 mois environ ;
- Mais seules 2 occurrences de congestion ont été rencontrées : les 09 et 10/06 sur SN1, avec un recours au spread localisé de 11 GWh (37 k€) le 1<sup>er</sup> jour. Ces journées correspondent à la période d'interruption totale des entrées à Dunkerque et de limitation des émissions du terminal de DK LNG pour maintenances, durant laquelle le stockage Lussagnet a été fortement sollicité au soutirage pour couvrir le bilan et maintenir quelques injections sur les autres stockages.

Par conséquent, le risque de congestion Sud/Nord est plutôt lié à une utilisation au soutirage des stockages situé à l'amont, et en particulier de Lussagnet qui a une durée bien moindre. Cette utilisation au soutirage ne peut être prolongée durant l'été compte tenu de la nécessité de remplir les stockages, conduisant à un risque de congestion relativement ponctuel et limité en volume.

Elle se produit plutôt lorsque des maintenances limitent les approvisionnements au Nord, qu'il s'agisse de maintenances sur le réseau français ou des conséquences de maintenances dans les pays voisins (ex : possible impact sur les entrées à Dunkerque de maintenances sur les champs de production norvégiens).

Il est difficile d'estimer les impacts d'éventuelles congestions Sud/Nord en été. Des études ont été réalisées sur la base du programme travaux 2023 pour tenter d'évaluer le coût de spread localisé en l'absence de restrictions de capacités pour couvrir les impacts Sud/Nord des travaux, mais les résultats sont difficiles à interpréter :

- Etude sur l'utilisation des points en amont des limites Sud/Nord :  
En simulant une utilisation à des niveaux élevés des points d'entrée Fos, Montoir et Pirineos, des consommations faibles sur le réseau (cas le plus pénalisant), et en rejouant l'historique des flux de l'été 2022 sur les stockages Lussagnet et Atlantique, le besoin de spread localisé cumulé sur la saison reste inférieur à 200 GWh (1 M€ avec une hypothèse de 5 €/MWh) ;
- Etude basée sur le bilan France :  
En considérant les points d'entrée en amont des limites Sud/Nord (Fos, Montoir et Pirineos) et les sorties TRF (tous les stockages sauf Lussagnet, ainsi que les sorties vers la Suisse, l'Allemagne et la Belgique) à un niveau élevé, et pour une utilisation donnée des points d'entrée à l'aval, on peut en déduire une position de Lussagnet pour boucler le bilan TRF, et vérifier si elle conduit à une congestion Sud/Nord.

Cette étude très conservatrice n'est pas représentative (notamment, l'utilisation de Lussagnet qui en résulte ne permet de remplir que faiblement le stockage), mais permet de vérifier que les congestions se produisent principalement lorsque le stockage passe au soutirage en réaction à la baisse des entrées à l'aval. Notamment, les cas de congestion dus à une dégradation des limites Sud/Nord alors que le stockage est à l'injection restent ponctuels.

Suite à ces observations, il convient de préciser que les nouvelles configurations de flux découvertes en 2022 sont désormais intégrées par les GRT dans leur planification des travaux afin de limiter, autant que possible, le risque de congestion Sud/Nord (ex : dans le programme travaux 2023, les maintenances indisponibilisant les capacités de sorties à Oltingue ont été programmées en parallèle des travaux de Gassco qui interrompent les entrées à Dunkerque, pour limiter les besoins de transit Sud vers Nord).

Enfin, la question se pose de la transparence vis-à-vis du marché sur l'impact de ces maintenances sur les limites et les congestions. Il est donc proposé d'adapter les modalités de publication des impacts des maintenances sur le site de transparence des GRT de la façon suivante :

- Publication de la valeur de l'impact des travaux sur la limite, de la même façon que l'impact des travaux en sens NS est publié en cas de « petite maintenance » (autrement dit, même canal de publication, mais la notion de « petite maintenance » est supprimée pour les limites Sud/Nord) ;
- Publication de l'impact de ces travaux sur les spreads localisés réalisés : intégration de ces travaux dans la valeur publiée (cette disposition est déjà mise en œuvre en réalité).

Le délai de réalisation des modifications de SI des opérateurs nécessaires reste à évaluer pour définir une date d'adaptation des publications au plus tôt.

#### En synthèse

GRTgaz propose :

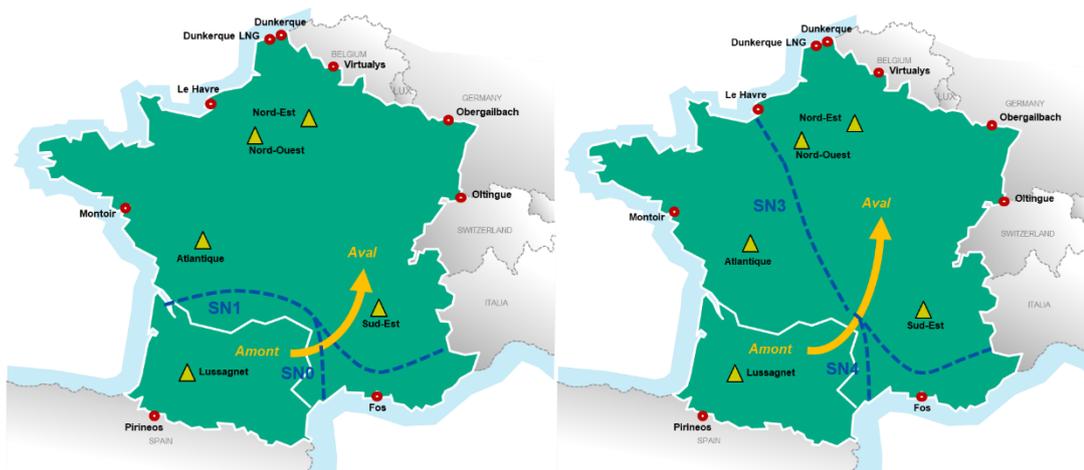
- De ne pas publier de restriction de capacités pour couvrir les impacts des maintenances sur les limites Sud/Nord ; la notion de « petite maintenance » disparaît donc dans ce sens de flux, les congestions éventuelles sur ces limites sont systématiquement traitées avec les mécanismes de décongestion TRF ;
- Que les GRT publient sur leur site de transparence respectif le niveau d'impact de ces maintenances sur les limites, et le volume de spread localisé éventuellement généré par ces travaux un jour donné.

En effet, les analyses menées montrent que cette solution induit un risque de recours au spread localisé contenu, et qu'elle est dans tous les cas préférable à l'application de restrictions de capacités qui impacteraient fortement les entrées à l'amont des limites sur des périodes longues et avec des risques importants sur la sécurité d'approvisionnement.

## **6.2 Référentiel TRF : ajout de deux nouvelles limites Sud/Nord, SNO et SN4**

Parmi les limites résiduelles du réseau identifiées lors de la création de la TRF, suivies dans le cadre de l'info-vigilance et pouvant conduire au déclenchement de mécanismes de décongestion, deux limites Sud/Nord ont été intégrées : SN1 et SN3. D'autres limites du réseau existent, mais la probabilité d'occurrence d'atteinte de ces limites avait été jugée très faible et ne nécessitant donc pas la mise en place de mécanismes pour les gérer.

Avec l'apparition de flux Sud/Nord depuis 2022, deux autres limites Sud/Nord ont été mises en évidence : SNO et SN4. 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.



Plus précisément, la probabilité d'atteinte des limites Sud/Nord à l'origine avait été jugée faible dans l'absolu, et était associée à des scénarios de flux combinant une forte attractivité du GNL – et donc des entrées élevées simultanément sur les trois points de Fos, Montoir et Pirineos – et une utilisation au soutirage des stockages. Dans ces circonstances, les congestions Sud/Nord se produisent au niveau des limites SN1 et SN3.

Toutefois, l'expérience a montré qu'en restant globalement dans le même scénario de flux, si les émissions au PITTM de Fos sont ponctuellement plus faibles, la congestion Sud/Nord se produira à l'amont de Fos : la limite SN0 (resp. SN4) est atteinte avant la limite SN1 (resp. SN3).

L'atteinte de la limite SN0 par rapport à la limite SN1 d'une part, et celle de la limite SN4 par rapport à la limite SN3 d'autre part, dépend donc principalement du niveau des entrées au PITTM Fos. Le débit d'émission à Fos en dessous duquel les limites SN0 et SN4 sont atteintes avant les limites SN1 et SN3 dépend du niveau des consommations en France, et se situe en fonction de la période de l'année approximativement au niveau suivant :

	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc
Entrées Fos (GWh/j)	155	160	135	85	75	70	70	55	70	80	120	150

En été, le niveau des entrées Fos en-dessous duquel se produit la transition des limites SN1/SN3 vers les limites SN0/SN4 est bas et moins probable (hors cas travaux). En hiver en revanche, ce seuil est plus élevé et il est possible d'observer des émissions inférieures.

A titre d'illustration, les limites SN0 et SN4 ont été rencontrées durant l'hiver 2022/23 dans les situations suivantes :

- SN0 : la limite a été atteinte début 2023, lorsque les entrées au PITTM de Fos étaient faibles à nulles (terminaux en force majeure), et alors que les entrées à Pirineos et Lussagnet étaient importantes ;
- SN4 : la limite a été rencontrée fin 2022, lorsque des restrictions mutualisées ont été appliquées pour traiter les congestions au niveau de la limite SN3. En effet, la restriction mutualisée a alors parfois eu pour effet de restreindre les entrées Fos à un niveau inférieur au seuil indiqué dans le tableau ci-dessus.

Ces limites avaient déjà été approchées ponctuellement au cours des précédents hivers. Elles pourraient également être rencontrées en été en cas de limitation des entrées au Nord du réseau (Dunkerque, DK GNL) – cf. §6.1 – couplée à des entrées Fos faibles, avec une probabilité plus forte sur SN0.

Solution proposée

GRTgaz souhaite intégrer les limites SNO et SN4 aux limites résiduelles TRF faisant l'objet d'un monitoring (publication d'une info-vigilance), afin de pouvoir déclencher les mécanismes TRF prévus à cet effet en cas de congestion à leur niveau. L'effet de ces mécanismes serait proche de ceux déjà activés aujourd'hui pour traiter les limites SN1/SN3 :

Mécanisme	Activation sur SNO (resp. SN4)
Arrêt des ventes et coupure de l'interruptible	Mêmes effets qu'en cas d'activation sur SN1 (resp. SN3), intégrant si elle est retenue l'adaptation du mécanisme proposée au §5.2
Spread localisé	Mêmes points à l'amont et à l'aval de la congestion, à l'exception du PITTM Fos qui sera appelé comme point d'entrée à l'aval
Restriction mutualisée	<p>Côté d'application de la restriction :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Toujours à l'amont pour SNO (idem SN1)</li> <li>- A l'amont ou à l'aval selon le niveau des consommations pour SN4 (idem SN3) : notamment, application à l'amont en hiver.</li> </ul> <p>En cas d'application de la restriction à l'amont (restrictions des entrées amont) : restriction calculée selon les modalités définies par la délibération CRE n°2022-352 du 13/12/2022, à la seule nuance que le PITTM Fos ne fait pas partie des entrées à l'amont, et appliquée individuellement sur chaque point d'entrée amont et/ou en utilisant le superpoint amont proposé au §5.5, selon les conclusions qui seront retenues sur ce sujet.</p> <p>En cas d'application de la restriction à l'aval de SN4 (restrictions des sorties aval) : les points se trouvant à l'aval de SN4 sont le PITTM Fos, et l'ensemble des points situés à l'aval de SN3.</p> <p>Le PITTM Fos constitue un « bonus » pour les sorties à l'aval de SN4 : des quantités émises au PITTM sont, dans une certaine limite (correspondant à l'atteinte de SN3), des quantités supplémentaires qui pourront être livrées au niveau des points de sortie aval.</p> <p>Par conséquent, une restriction à l'aval de SN4 pourra être appliquée en utilisant le superpoint existant « aval SN3 » (SPSN3D), et en intégrant le bonus généré par les émissions Fos dans le calcul de la restriction appliquée sur le superpoint.</p> <p>Remarque : cette solution est possible car les nominations au PITTM Fos sont stables en cours de journée gazière. La même méthode est déjà appliquée en Nord/Sud dans le cas de maintenances sur NS3 (resp. NS4) : la restriction de capacité est appliquée sur le superpoint aval EO2 (resp. S1), en intégrant le bonus généré par les émissions Fos dans le calcul de la restriction appliquée sur le superpoint.</p>

Le délai de réalisation des modifications de SI des opérateurs nécessaires reste à évaluer pour définir une date de mise en œuvre au plus tôt.

Coûts et bénéfices

Cette adaptation du référentiel des limites résiduelles TRF est nécessaire pour opérer convenablement le système. En l'absence de mécanismes pour traiter les congestions sur

SNO et SN4, la seule possibilité pour les GRT est de recourir à une assistance opérationnelle auprès des opérateurs adjacents, qui n'est pas forcément possible, ou pas forcément à la hauteur requise pour traiter la congestion, et induit des risques sur la continuité d'alimentation et d'acheminement.

Il est à noter que l'ajout de ces limites ne correspond pas à une augmentation du risque de congestion Sud/Nord : il permet seulement aux GRT de disposer des bons supports pour gérer opérationnellement l'atteinte des limites.

Cette évolution peut être mise en œuvre sans développements SI significatifs pour les GRT, et aura un impact nul ou négligeable pour les clients (notamment : pas de nouveau superpoint à intégrer dans leur système).

## **7 Recouvrement rapide des coûts de spread localisé et des recettes d'enchères**

Même avec les améliorations proposées, permettant d'optimiser l'efficacité économique du système, il pourra subsister des années où les coûts de gestion des congestions seront aussi importants que l'hiver passé ; en particulier en cas d'hiver froid. De tels coûts n'étaient pas prévus à la création de la TRF. Aujourd'hui, ces coûts sont intégrés au CRCP et sont donc facturés au marché l'année d'après (voire les années d'après).

GRTgaz propose un recouvrement plus rapide de ces coûts, par exemple mensuel, reprenant les principes de la facturation de la neutralité financière de l'équilibrage (au prorata des flux de sortie vers les clients industriels et les distributions publiques). GRTgaz propose dans le même temps la redistribution plus rapide des premiums d'enchères auprès des clients, avec la même clé de répartition. A titre illustratif, pour 2022, le surcoût des spreads localisés au CRCP de GRTgaz a été de 25,8 M€ et les excédents de revenus pour les premiums d'enchères ont été de 215 M€. Cette solution est ainsi gagnant-gagnant pour les transporteurs et les clients, puisque les premiums d'enchères viendront réduire la facture liée au spread localisé ; cela est d'autant plus pertinent que les coûts des spreads localisés et les recettes des premiums sont tous les deux d'autant plus élevés que les spreads de marché sont importants.

Toutes ces propositions ont été intégrées au dossier ATRT8 de GRTgaz.

## **8 Conclusion et prochaines étapes**

En conclusion, les simulations montrent que les situations de congestions telles que rencontrées l'hiver 2022/23 pourront se reproduire à l'avenir, malgré l'arrivée du FSRU.

GRTgaz propose un ensemble de mesures permettant de garantir l'opérabilité du système, préserver les installations gazières, assurer la sécurité d'approvisionnement, et optimiser l'efficacité économique du système tout en préservant les capacités fermes des clients.

Le choix a été fait de ne pas réduire l'offre des expéditeurs, mais plutôt d'améliorer encore les mécanismes de décongestion. Il conviendra de réaliser un REX en fin d'hiver 2023/24 pour évaluer l'efficacité des mesures mises en place.