



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](http://www.grtgaz.com)



Espace Volta  
40 avenue de l'Europe, CS 20522  
64010 Pau Cedex

Téléphone : 05 59 13 34 00  
Téléfax : 05 59 13 35 60

[www.tigf.fr](http://www.tigf.fr)

|  |              |  |
|--|--------------|--|
| <p><b>PROPOSITION RELATIVE À LA CREATION<br/>D'UNE ZONE DE MARCHÉ UNIQUE EN<br/>FRANCE AU 1<sup>ER</sup> NOVEMBRE 2018</b></p> |              |  |
| <b>V5</b>  | Juillet 2017 |  |

## Table des matières

|        |   |    |
|--------|---|----|
| A.     | La Trading Region France (La TRF).....  | 5  |
| A.1.   | Une zone Entrée/Sortie nationale.....   | 5  |
| A.1.1. | Accès aux réseaux.....  | 5  |
| A.1.2. | Suppression de la liaison Nord-Sud et produits associés .....                             | 6  |
| A.1.3. | Regroupement de PITS.....   | 6  |
| A.2.   | Deux zones d'équilibrage .....  | 6  |
| A.2.1. | Une zone GRTgaz et une zone TIGF.....   | 7  |
| A.2.2. | Répartition des déséquilibres commerciaux.....  | 7  |
| A.2.3. | Comptes de neutralité financière.....   | 7  |
| A.3.   | Un Point d'Echange de Gaz (le PEG).....   | 7  |
| A.3.1. | Suppression du PEG nord et du PEG TRS.....  | 7  |
| A.3.2. | Création d'un seul PEG .....  | 8  |
| A.4.   | Nouvelle carte commerciale .....  | 8  |
| B.     | Gestion des limites opérationnelles.....  | 9  |
| B.1.   | Limites opérationnelles.....  | 9  |
| B.1.1. | Schémas de flux et identification des limites.....  | 9  |
| B.1.2. | Analyse des occurrences et des nouvelles capacités du réseau dans le schéma Nord>Sud..... | 11 |
| B.2.   | Les mécanismes pour résorber les limites .....  | 16 |
| B.2.1. | Le principe de Superpoint .....   | 16 |
| B.2.2. | Le swap stockage.....   | 16 |
| B.2.3. | Le flow commitment .....  | 17 |
| B.2.4. | Le spread localisé .....  | 18 |
| B.2.5. | Coûts du spread localisé et du swap stockage.....   | 20 |
| B.2.6. | La restriction mutualisée des nominations .....   | 22 |
| B.2.7. | Game of Flows .....   | 22 |
| B.2.8. | Autres dispositifs .....  | 23 |
| B.3.   | Proposition des transporteurs.....  | 23 |
| B.3.1. | Méthodologie globale pour le choix des mécanismes .....                                   | 23 |
| B.3.2. | Les mécanismes retenus .....  | 24 |
| B.3.3. | Choix amont/aval .....  | 25 |
| B.3.4. | Surveillance des limites du réseau .....  | 26 |
| B.3.5. | Chronologie des événements avec niveaux d'alerte.....                                     | 31 |
| B.3.6. | Modalités de recouvrement des coûts.....  | 33 |
| C.     | Gestion des travaux en zone TRF .....   | 34 |

|        |   |    |
|--------|---|----|
| C.1.   | Rappel de l'existant .....  | 34 |
| C.1.1. | Publication .....   | 34 |
| C.1.2. | Localisation des travaux et Points/Superpoints impactés .....                                   | 36 |
| C.2.   | Impact de la création de la TRF .....   | 36 |
| C.2.1. | Suppression de la liaison Nord>Sud / Restrictions de capacités à reporter à l'amont ou à l'aval | 36 |
| C.2.2. | Superpoints Travaux en zone TRF .....   | 38 |
| C.3.   | Proposition des transporteurs.....  | 39 |
| C.3.1. | Restriction mutualisée de capacités sur un Superpoint.....                                      | 39 |
| C.3.2. | Publication.....  | 39 |

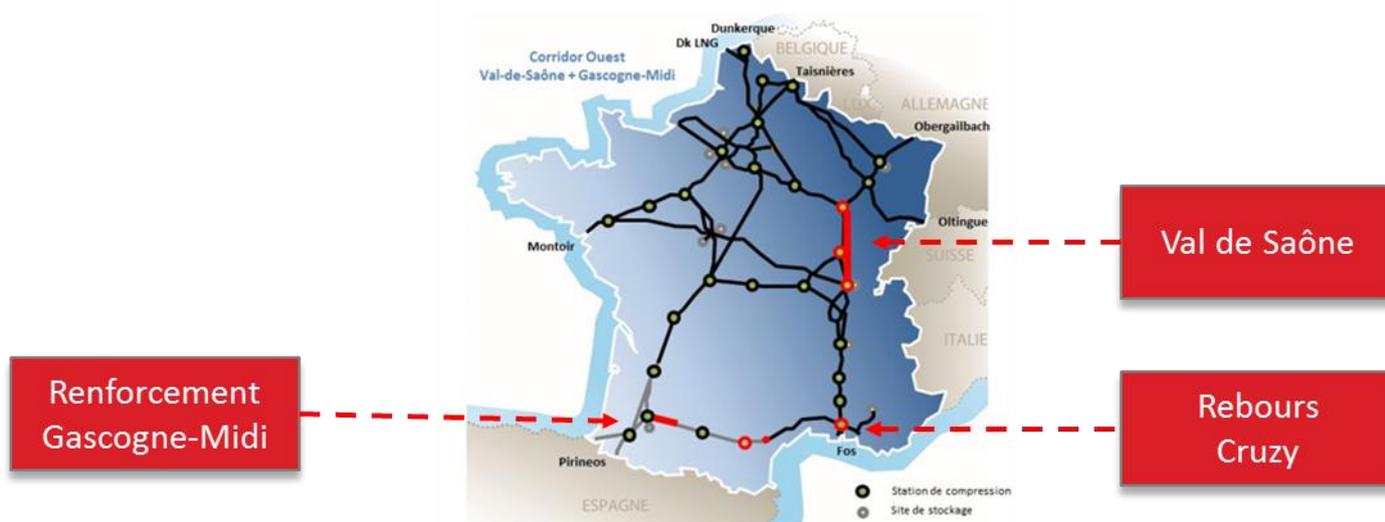
## Introduction

Conformément aux orientations de la CRE, GRTgaz et TIGF ont travaillé ensemble à la création d'une zone de marché unique en France, dont les principaux enjeux sont l'émergence d'un prix unique au sein d'un marché national attractif et intégré au marché européen. L'objectif principal est ainsi de faire bénéficier tous les consommateurs de gaz, notamment ceux situés dans le sud de la France, du prix du gaz le plus compétitif possible.

Une première étape a été franchie le 1<sup>er</sup> avril 2015 avec la création de la TRS (Trading Region South) rassemblant la zone GRTgaz Sud et la zone TIGF. Réalisée sans investissements sur les 2 réseaux de transport, cette création a aussi été rendue possible par la mise en œuvre par les 2 transporteurs de règles d'équilibrage similaires et conformes au Code de Réseau Equilibrage (règlement européen n°312/2014).

Les études menées depuis 2013 sous l'égide de la CRE et en concertation avec les acteurs du marché ont conduit à valider (délibération de la CRE du 7 mai 2014) une solution mixte :

- des investissements d'infrastructures raisonnés et partagés avec le marché
- des mécanismes à construire pour gérer les situations non couvertes par les réseaux futurs



De fait, Les investissements retenus sont le résultat de l'étude coûts-bénéfices commanditée par la CRE. Ces nouveaux ouvrages répondront à un large ensemble de schémas de flux mais ne permettront pas de couvrir toutes les situations.

Les travaux de construction des nouvelles infrastructures sont en cours. Les plannings conduisent à une mise en service industrielle pour le 1<sup>er</sup> novembre 2018 même si des imprévus restent possibles.

Soucieux de leur devoir de transparence, les transporteurs informent régulièrement, a minima trimestriellement, le marché via leurs sites internet de l'avancement de ces travaux.

- Pour TIGF : <https://www.tigf.fr/nos-projets/projets-transport/projets-en-cours/renforcement-gascogne-midi-rgm.html>)
- Pour GRTgaz : <http://www.grtgaz.com/grands-projets/le-programme-val-de-saone/presentation.html>

En cas de risque de décalage de la date du 1<sup>er</sup> novembre 2018, qu'il soit lié aux travaux d'infrastructures ou à la préparation de la mise en œuvre du fonctionnement de la TRF objet de cette présente note, les transporteurs informeront de manière spécifique les acteurs du marché.

Depuis 2016, GRTgaz et TIGF ont travaillé ensemble pour identifier les limites résiduelles et proposer des mécanismes de gestion de ces limites.

Ce travail a été effectué dans le cadre de la Concertation Gaz avec la création d'un sous-groupe de travail du GT « Structure du Marché » : le GT « Place de Marché Unique ». Le GT « Place de Marché Unique » s'est réuni 10 fois<sup>1</sup> entre octobre 2016 et juin 2017, alternant séances plénières et ateliers d'approfondissement.

GRTgaz et TIGF ont développé et mis à disposition des participants de ce GT un serious game « Game of Flows », afin de présenter les mécanismes, de permettre aux joueurs d'appréhender leurs avantages et inconvénients, de les combiner et de proposer des modifications.

Les autres opérateurs d'infrastructures, Storengy et Elengy, pour lesquels des règles particulières<sup>2</sup> sont en vigueur, ont aussi été associés aux travaux dans le cadre de la Concertation Gaz.

Tous ces échanges aboutissent à des propositions co-construites avec les acteurs du marché présentées dans la suite de ce document.

## A. La Trading Region France (La TRF)

Le 1<sup>er</sup> avril 2015, TIGF et GRTgaz ont fusionné leurs deux zones de marché situées dans le sud de la France suivant un modèle dit de « Trading Region ». Ce modèle a permis la création d'une zone de marché commune, appelée Trading Region South (TRS), caractérisée par une seule zone Entrée/Sortie comportant un point d'échange de gaz commun et deux zones d'équilibrage indépendantes.

TIGF et GRTgaz s'appuient sur l'expérience réussie de cette première fusion. Les principes de la TRS seront étendus à la zone de marché unique qui prendra dorénavant le nom de « Trading Region France » (TRF). Tout comme la TRS, la TRF sera caractérisée par une zone Entrée/Sortie comportant un point d'échange de gaz et deux zones d'équilibrage indépendantes, l'une pour TIGF et l'autre pour GRTgaz. . Le Point d'Echange de Gaz sera également désigné par son acronyme : PEG.

### A.1. Une zone Entrée/Sortie nationale

La TRF sera caractérisée par une zone Entrée/Sortie à la maille nationale. Les points commerciaux d'entrée et de sortie sont indiqués sur la carte commerciale présentée un peu plus loin. Le gaz sera acheminé par les transporteurs entre les points commerciaux conformément aux modalités des contrats d'acheminement.

#### A.1.1. Accès aux réseaux

Les contrats d'acheminement souscrits auprès des transporteurs perdurent. Les conditions générales et particulières seront adaptées au nouvel environnement.

---

<sup>1</sup>3 octobre, 7 et 15 novembre 2016, 23 janvier, 27 février, 2 et 23 mars, 2 mai, 1<sup>er</sup> et 20 juin 2017

<sup>2</sup> Règles particulières de détermination quotidienne des capacités et de traitement des nominations (matching) différentes des règles en vigueur sur les points d'interconnexion transfrontaliers (telles que définies par l'ENTSOG),

Un client ayant uniquement souscrit un contrat d'acheminement chez l'un des opérateurs devra souscrire chez l'autre opérateur s'il veut bénéficier d'un acheminement qui comprend les points commerciaux de ce dernier.

#### A.1.2. Suppression de la liaison Nord-Sud et produits associés

La création de la TRF implique la suppression de la liaison Nord-Sud, point d'interface commercial entre les zones de marché PEG nord et TRS et de tous les produits associés comme le Market Coupling ou JTS.

Concrètement :

- les produits Market Coupling et JTS étant des produits Day-ahead, ils seront commercialisés pour la dernière fois le 30 octobre 2018 pour la journée gazière du 31 octobre 2018 ;
- les capacités souscrites au-delà du 31 octobre 2018 sur la liaison Nord-Sud ne seront plus facturées.

Pour rappel :

- les dernières échéances de commercialisation (sous PRISMA, selon calendrier et modalités CAM) des capacités de la liaison Nord-Sud qui couvrent le mois d'octobre 2018 sont les suivantes :
  - Juillet 2018 pour le produit annuel 1/10/2018 -> 30/09/2019 ;
  - Août 2018 pour le produit trimestriel 1/10/2018 -> 31/12/2018 ;
  - Septembre 2018 pour le produit mensuel 1/10/2018 -> 30/10/2018 ;
- La commercialisation des capacités quotidiennes restantes est réalisée :
  - En day ahead, via le Market Coupling sous PEGAS ou via le JTS sous Prisma ;
  - En Within day, en surnomination via le mécanisme d'UBI.

#### A.1.3. Regroupement de PITS

Actuellement le PITS Nord-Atlantique est rattaché à la zone de marché PEG Nord et le PITS Sud-Atlantique est rattaché à la TRS alors qu'il s'agit de stockages situés géographiquement au même endroit.

La fusion des zones rend caduc le besoin d'avoir 2 PITS séparés.

Toutefois, cette fusion intervenant au 1er novembre 2018, c'est-à-dire au milieu de l'année stockage, il apparaît plus pertinent pour les utilisateurs du stockage de leur laisser la possibilité de conserver 2 PITS distincts sur l'ensemble de l'année stockage. A compter du 1er novembre 2018, GRTgaz précise qu'il n'y aura plus de restrictions individuelles sur Nord et Sud Atlantique.

GRTgaz et Storengy proposent donc :

- pour l'année stockage 1er avril 2018-31 mars 2019, de maintenir les 2 PITS actuels en l'état,
- de regrouper à compter du 1er avril 2019 ces 2 PITS en un seul : le PITS Atlantique.

#### A.2. Deux zones d'équilibrage

La TRF sera caractérisée par deux zones d'équilibrage, l'une pour TIGF et l'autre pour GRTgaz.

### A.2.1. Une zone GRTgaz et une zone TIGF

Le périmètre TRF sera constitué de deux zones d'équilibrage distinctes : une zone GRTgaz issue de la fusion des zones GRTgaz nord et GRTgaz sud et une zone TIGF.

Chaque transporteur gère l'équilibrage de son réseau de manière indépendante en fonction de son indicateur de Stock de gaz en conduite projeté (SEC projeté). GRTgaz publiera un seul SEC projeté pour la zone GRTgaz, rassemblant les deux indicateurs actuels (GRTgaz sud et GRTgaz nord). Les actions d'équilibrage sont propres à chaque transporteur.

Pour autant, les coefficients de réconciliation k0 relatifs à la publication des informations continueront à être diffusés suivant la même répartition qu'actuellement (quatre indicateurs en France : Nord H, Nord B, Sud, TIGF)

### A.2.2. Répartition des déséquilibres commerciaux

Les déséquilibres en fin de journée des expéditeurs seront calculés sur le périmètre global de la TRF. Ils seront ensuite partagés entre GRTgaz et TIGF afin d'être facturés.

En continuation des règles appliquées sur la TRS, GRTgaz et TIGF proposent de calculer la clé de répartition chaque jour, en fonction des quantités livrées :

- le déséquilibre d'un expéditeur ayant livré du gaz à des clients finals est réparti entre les deux transporteurs au prorata des allocations aux points de livraison ;
- le déséquilibre d'un expéditeur n'ayant pas livré de gaz à des clients finals mais ayant des quantités allouées sur les autres points de la TRF est réparti au prorata des allocations en entrée et sortie de la TRF (PIR, PITTM, PITS) ;
- le déséquilibre d'un expéditeur n'ayant réalisé des transactions qu'au PEG est affecté à GRTgaz, excepté pour ceux qui seraient uniquement clients de TIGF.

Le prix de règlement des déséquilibres est identique chez TIGF et GRTgaz, chacun conservant par ailleurs son service d'équilibrage SET ou Alizés.

### A.2.3. Comptes de neutralité financière

Chaque transporteur continue à tenir un compte de neutralité financière de son activité d'équilibrage.

Le compte de neutralité au titre de l'équilibrage est apuré en M+2 pour le mois M.

La redistribution du solde du compte de neutralité se fait au prorata des quantités livrées, conformément à la délibération CRE du 15 janvier 2015 portant approbation des règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de GRTgaz et TIGF aux 1er avril et 1er octobre 2015. Elle est ainsi fonction des allocations des expéditeurs aux points de sortie (distributions publiques et clients raccordés au réseau de transport).

## A.3. Un Point d'Echange de Gaz (le PEG)

La TRF sera caractérisée par un point d'échange de gaz commun qui portera le nom de PEG.

### A.3.1. Suppression du PEG nord et du PEG TRS

A compter de la journée gazière commençant le 1er novembre 2018 à 6h, le PEG nord et le PEG TRS ne seront plus actifs. Les expéditeurs devront notifier les quantités échangées pour cette journée-là et celles qui suivent sur le PEG de la TRF.

### A.3.2. Création d'un seul PEG

#### A.3.2.1 Conditions d'accès au PEG

L'accès au PEG peut être souscrit auprès de GRTgaz et/ou TIGF.

Les clients notifient les échanges de gaz au PEG via le portail Trans@ctions de GRTgaz.

En revanche, les nominations sur les points contractuels des zones GRTgaz et TIGF sont propres à chaque réseau.

Pour les clients exclusivement de TIGF, un code contrat GRTgaz leur sera attribué pour nommer sur le portail Trans@ctions.

#### Bascule au 1<sup>er</sup> Novembre 2018 :

Les clients déjà souscripteurs aux PEG de la zone GRTgaz nord et/ou au PEG de la TRS bénéficient automatiquement de l'accès au PEG nouvellement créé de la TRF au prix fixe de 500 euros/mois et variable de 1c€/MWh (base tarifaire ATRT6 de 6000€/an).

### A.4. Nouvelle carte commerciale



## B. Gestion des limites opérationnelles

### B.1. Limites opérationnelles

Les différentes études menées depuis 2009 avec le marché sous l'égide de la CRE ont conduit à retenir une solution mixte pour la création d'une Place de Marché Unique en France. Il a ainsi été décidé de procéder à des investissements raisonnés dans les infrastructures, complétés par des mécanismes contractuels visant à garantir l'ensemble des situations sur le réseau de transport.

Les investissements réalisés dans les infrastructures ne couvrant pas l'ensemble des schémas de flux qui pourraient être demandés par les utilisateurs du réseau de transport, il subsiste des limites opérationnelles, qui ont été identifiées par les transporteurs pour différentes configurations de flux.

Une limite opérationnelle se traduit par une ou plusieurs saturations d'ouvrages dans un sens de flux donné, qui ne permettent plus de transiter du gaz depuis une zone amont - en excès de gaz - vers une zone aval - en déficit.

#### B.1.1. Schémas de flux et identification des limites

Trois schémas de flux traduisant des scénarios économiques ont été analysés. Dans le cadre du réseau français tel que prévu au 1<sup>er</sup> novembre 2018 (points d'interconnexion terrestres, terminaux méthaniers et parc actuel de stockages) et d'un fonctionnement climatique des stockages, GRTgaz et TIGF ont identifié les limites présentées ci-dessous.

##### B.1.1.1 Schéma Nord > Sud

Il s'agit de la situation de marché qui a justifié la fusion des zones et qui a déjà été rencontrée au cours de ces dernières années. Le scénario économique sous-jacent peut se traduire par une tendance de fond avec peu de GNL en Méditerranée (Espagne et Fos) et des places de marché d'Europe du Nord très attractives (que ce soit pour le gaz pipe ou pour le GNL).

D'autres éléments ou aléas, comme une crise algérienne ou une tempête en Méditerranée, peuvent générer ponctuellement ce genre de situation de marché.

Quatre limites principales du Nord au Sud ont été identifiées dans ce scénario :



### B.1.1.2 Schéma Sud > Nord

Il s'agit du schéma inverse au précédent. Le scénario économique sous-jacent correspondrait à du GNL bon marché et abondant en Méditerranée (Espagne et Fos), alors que les places de marché d'Europe du Nord seraient moins attractives.

Des aléas pourraient également générer ponctuellement ce genre de situation, comme une crise d'approvisionnement du gaz russe ou une crise de production en Mer du Nord.

Cette situation de marché est théoriquement possible, mais n'a jamais été rencontrée par le passé.

Trois limites principales du Sud au Nord ont été identifiées dans ce scénario :



### B.1.1.3 Schéma Est > Ouest

Le troisième schéma de flux identifié est plus difficile à rattacher à une situation de marché. Il s'agirait d'un cas où les approvisionnements en GNL seraient dé-corrélés entre Fos et l'Espagne, avec beaucoup de déchargements à Fos pour alimenter l'Espagne, et entre Dunkerque LNG et Montoir.

Cette situation de marché paraît théoriquement peu probable et n'a jamais été rencontrée par le passé.

Deux limites pourraient dans ce cas potentiellement apparaître :



#### B.1.1.4 Conclusion sur le schéma retenu (scenario macro-économique correspondant)

Au final, l'ensemble des parties prenantes des concertations gaz de la place de marché unique ont décidé de retenir le schéma Nord -> Sud comme scénario de référence pour étudier le fonctionnement du réseau en schéma fusionné, ce qui reste à ce jour la configuration la plus probable.

Dans la suite de cette note, les résultats concernant les risques d'occurrences des limites ou le dimensionnement des mécanismes ont été obtenus suivant ce schéma Nord -> Sud. Les mécanismes sont toutefois conçus pour fonctionner quel que soit le scénario rencontré et seront en mesure de gérer également les autres situations de marché.

#### B.1.2. Analyse des occurrences et des nouvelles capacités du réseau dans le schéma Nord>Sud

Pour analyser les occurrences des limites, les transporteurs sont partis de l'historique des 5 dernières années, du 01/09/2011 au 31/08/2016. Les consommations et l'usage des stockages ont été repris de l'historique, alors que l'utilisation des points d'entrée/sortie a été modifiée selon différents paramètres pour obtenir des schémas Nord > Sud plus ou moins tendus. Le principe de base consiste à diminuer les approvisionnements au Sud et augmenter les sorties vers l'Espagne, tout en équilibrant le réseau par des approvisionnements supplémentaires au Nord.

La sensibilité des résultats à différents paramètres a par ailleurs été regardée :

- Niveaux d'émission des terminaux GNL ;
- Fonctionnement des CCCG ;
- Utilisation des capacités limitée ou pas au souscrit.

##### B.1.2.1 Choix d'un scénario de référence

Dans le cadre d'un marché de plus en plus court-terme, les schémas de flux sont de plus en plus imprévisibles. Après différents échanges avec le marché au travers des différentes réunions du GT

« Place de marché unique » sur les hypothèses à retenir pour les différents paramètres, un scénario dit « de référence » a été établi.

#### Hypothèse sur le GNL :

Les terminaux de Fos et de Montoir sont désormais dans la même zone d'équilibrage et se comportent de manière similaire. La référence retenue se rapproche de l'utilisation du PITTMM de Montoir en zone Nord ces dernières années, à savoir un niveau d'émission moyen proche du minimum technique. Le scénario de référence fait donc l'hypothèse d'une émission de **chacun des deux PITTMM** limitée à **40 GWh/j tous les jours**.

#### Hypothèse sur les sorties Espagne :

Le scénario Nord > Sud correspond à un scénario de GNL cher. L'Espagne étant très dépendante de l'approvisionnement GNL, il est vraisemblable que la liaison France > Espagne soit fortement utilisée dans un tel scénario économique. L'hypothèse retenue consiste à considérer **tous les jours une utilisation minimum de la liaison de sortie vers l'Espagne au niveau des capacités souscrites long terme, soit 146 GWh/j**.

#### Hypothèse sur les reports d'approvisionnement :

En cohérence avec l'hypothèse sur l'utilisation des capacités du point Pirineos, il est considéré pour le scénario de référence que les capacités souscrites aux PIR Nord restent au niveau des capacités souscrites long terme actuel. En conséquence, **les reports d'approvisionnement sur les points du Nord sont limités à ces capacités souscrites de long terme**. Les capacités excédentaires sont reportées sur le PITTMM de Dunkerque, puis de Montoir si nécessaire pour maintenir l'équilibre global du réseau.

#### Hypothèse sur le fonctionnement des CCCG :

Sur la période considérée dans l'analyse, l'année 2016 présente la particularité d'une augmentation significative de la sollicitation des CCCG. Afin de tenir compte de cette orientation du marché vers un recours plus important aux CCCG pour les besoins de production électrique, le scénario de référence considère un fonctionnement tous les jours au niveau atteint au moins 10% du temps sur l'été et l'hiver 2016 (une valeur été et une valeur hiver). Cette hypothèse correspond à un fonctionnement à 62% de charge en été et 71% de charge en hiver.

#### Hypothèse de consommations :

Les consommations autres que les CCCG sont maintenues chaque jour à leur niveau historique.

#### Hypothèse d'utilisation des stockages :

Les opérateurs et les expéditeurs partagent l'analyse que le nouveau schéma tarifaire aura un impact sur l'utilisation des stockages. C'est pourquoi les transporteurs ont cherché à modéliser différents usages possibles des stockages qui s'écartaient de l'usage historique. Les opérateurs n'ont toutefois pas réussi à proposer un modèle pertinent d'usage des stockages en schéma de zone unique. C'est pourquoi le scénario de référence maintient l'usage historique comme hypothèse d'utilisation des stockages.

#### Hypothèse sur les maintenances

Les taux de restriction pour maintenance qui se sont appliqués lors des cinq dernières années sur les points qui formeront la future TRF ont été considérés dans le modèle. Les travaux au PIR Midi sur la

période avant création de la TRS ont été reportés sur les points aval. Les restrictions de la liaison Nord/Sud n’ont pas été reportées sur les points amont ou aval. En première approche, les GRTs ont considérés qu’une restriction pour travaux s’appliquerait sur toutes les limites Nord/Sud les jours de restriction de la liaison Nord/Sud. Une estimation plus précise des reports des maintenances Nord/Sud sur les différents superpoints est prévue dans une seconde phase de la concertation.

#### B.1.2.2 Scénario crash test

Les hypothèses retenues pour construire le scénario de référence aboutissent à un scénario plutôt conservateur et tendu dans le sens Nord > Sud. Notamment, une hypothèse très conservatrice consiste à considérer que ce scénario se produirait tous les jours de l’année.

Malgré tout, certains expéditeurs ont fait valoir que les principes économiques pouvaient tout-à-fait conduire à ce genre de scénario, voire à des scénarios encore plus contraignants avec des terminaux sans GNL sur de longues périodes, et des sorties vers l’Espagne utilisées au maximum des capacités commercialisables tous les jours, selon la même logique qui conduit aujourd’hui à la saturation de la liaison Nord>Sud. C’est pourquoi il a été convenu dans les analyses des transporteurs de maintenir un éclairage sur un scénario de type « crash test », qui reprend les hypothèses du scénario de référence en poussant à l’extrême les trois hypothèses suivantes :

- 0 GNL à Fos et Montoir ;
- Sorties Espagne au maximum de la capacité ferme commercialisable à Pirineos tous les jours ;
- Report d’approvisionnement au Nord jusqu’au niveau de capacités ferme commercialisables sur tous les points au Nord.

#### B.1.2.3 Les résultats

Les résultats des analyses présentent pour chaque scénario et pour chaque limite le nombre d’occurrences d’atteinte de la limite, et donc de déclenchement d’un mécanisme.

Les résultats, en termes d’occurrences et de dépassements, ne tiennent pas compte des occurrences qui sont « masquées » par les restrictions pour travaux programmés en période de maintenance, y compris les restrictions liées au report sur les différentes limites des restrictions de la liaison Nord Sud.

Les résultats, en termes d’analyse en volume, tiennent compte d’une analyse plus précise du report des restrictions de la liaison Nord Sud pour les deux années 2016 et 2017.

#### (1) Les occurrences et dépassements

Les tableaux suivants présentent les occurrences et les dépassements de chaque limite pour le scénario de référence et le scénario « crash test ».

##### Scénario de référence

|           | % d'occurrence | Dépassement moyen (GWh/j) | Dépassement maximum (GWh/j) | Répartition des occurrences    |
|-----------|----------------|---------------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| NS1       | 3,8%           | 25                        | 76                          | été : 70% / hiver : 30%        |
| NS2       | 3,2%           | 50                        | 131                         | été : 81% / hiver : 19%        |
| NS3       | 7,4%           | 55                        | 189                         | été : 90% / hiver : 10%        |
| NS4       | 3,7%           | 29                        | 105                         | été : 85% / hiver : 15%        |
| <b>NS</b> | <b>10,5%</b>   | <b>n.a.</b>               | <b>n.a.</b>                 | <b>été : 77% / hiver : 23%</b> |

Où NS est le pourcentage d’occurrence de l’atteinte d’au moins une limite (plusieurs limites pouvant être atteintes sur la même journée gazière)

## Scénario « crash test »

|           | % d'occurrence | Dépassement moyen (GWh/j) | Dépassement maximum (GWh/j) | Répartition des occurrences    |
|-----------|----------------|---------------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| NS1       | 20,4%          | 73                        | 293                         | été : 36% / hiver : 64%        |
| NS2       | 10,3%          | 67                        | 206                         | été : 70% / hiver : 30%        |
| NS3       | 15,4%          | 85                        | 271                         | été : 74% / hiver : 26%        |
| NS4       | 15,2%          | 42                        | 164                         | été : 64% / hiver : 36%        |
| <b>NS</b> | <b>30,1%</b>   | <b>n.a.</b>               | <b>n.a.</b>                 | <b>été : 46% / hiver : 54%</b> |

Où NS est le pourcentage d'occurrence de l'atteinte d'au moins une limite (plusieurs limites pouvant être atteintes sur la même journée gazière)

La construction de ces scénarios, le détail des résultats et notamment l'estimation des volumes nécessaires à la gestion des limites ont été présentés lors des réunions du GT « Place de Marché Unique » des 23 janvier, 27 février et 2 mars 2017.

### (2) Analyse en volume

Les graphiques suivants présentent :

- la capacité du réseau avec ses nouvelles infrastructures à injecter dans les stockages en aval des limites ;
- le besoin de stock dans ces stockages en aval des limites pour permettre de gérer les différentes limites lors d'un hiver froid comme il s'en est produit en 2012.

La première barre (réalisé 2016) représente ce qui a été réalisé pendant la campagne d'injection 2016 en indiquant le stock résiduel à la sortie de l'hiver (talon au 1<sup>er</sup> avril).

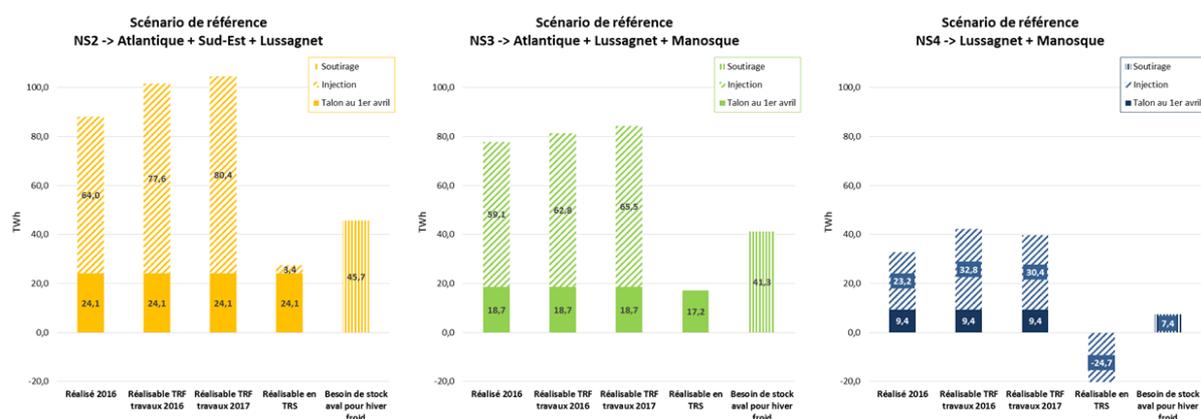
La seconde barre (réalisable TRF travaux 2016) représente ce qui pourrait être injecté dans les stockages avec le nouveau réseau de la TRF si les consommations et les travaux de maintenance étaient identiques à celles et ceux observés en 2016 et si les approvisionnements et les consommations des CCCG étaient ceux et celles du scénario mentionné (référence ou crash test).

La troisième barre (réalisable TRF travaux 2017) est similaire à la précédente en prenant comme référence l'année 2017 au lieu de 2016.

La quatrième barre (réalisable en TRS) représente ce qui se serait passé en 2016 si les approvisionnements et les consommations des CCCG avaient été ceux et celles du scénario mentionné (référence ou crash test) avec le réseau existant de la TRS et le maintien de la liaison nord / sud. Un résultat négatif ou inférieur au talon du 1<sup>er</sup> avril signifie qu'il n'aurait été pas possible d'injecter et même qu'il aurait fallu soutirer compte-tenu des flux simulés par le scénario mentionné.

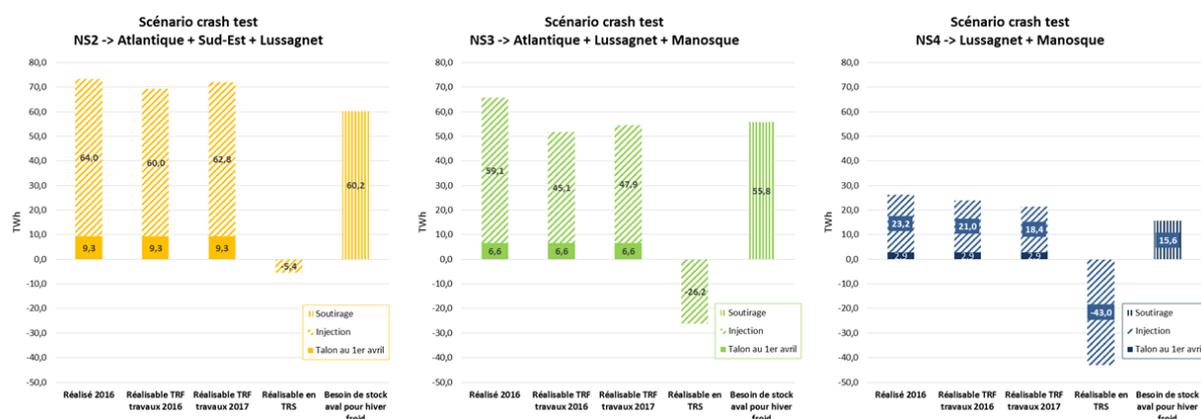
La cinquième et dernière barre représente le besoin de stock dans les stockages mentionnés pour permettre de gérer les différentes limites lors d'un hiver froid comme il s'en est produit en 2012 selon le scénario mentionné (référence ou crash test).

## Scenario de référence



- Dans le scénario de référence, les écarts entre la barre n°2 et la barre n°1 et entre la barre n°3 et la barre n°1 montrent que l'utilisation des capacités mises à disposition tous les jours permet d'injecter plus que les quantités historiquement injectées (2016) à l'aval de chaque limite.
- A scénario de référence équivalent, il est possible d'injecter entre 65 et 75 TWh de plus avec les nouvelles infrastructures (écart entre la barre n°2 et la barre n°4). Cela indique qu'il y a plus de possibilités d'arbitrage entre du gaz venant du nord et du gaz provenant du sud pour injecter dans les stockages du Sud.
- Les quantités injectables sont suffisantes pour permettre aux expéditeurs de soutirer les quantités nécessaires pour éviter l'atteinte des limites ou de répondre aux appels du mécanisme de marché court-terme lors d'un hiver froid comme il s'en est produit en 2012.

## Scenario crash test



- Dans le scénario « crash test », l'utilisation des capacités mises à disposition tous les jours ne permet pas d'injecter plus que les quantités historiquement injectées (2016) à l'aval de chaque limite.
- Néanmoins, les quantités injectables sont suffisantes pour permettre aux expéditeurs de répondre aux appels du mécanisme de marché court-terme lors d'un hiver froid comme il s'en est produit en 2012.

En conclusion, le nouveau réseau de la TRF permet de mieux remplir les stockages qu'aujourd'hui dans des scénarios d'approvisionnement avec peu de GNL. Les quantités injectables sont suffisantes

pour permettre aux expéditeurs de répondre aux appels du mécanisme de marché court-terme lors d'un hiver froid comme il s'en est produit en 2012.

Toutefois, l'étude fait l'hypothèse que les capacités mises à disposition dans le scénario NS sont optimisées tous les jours par les expéditeurs. Or, le marché peut choisir un usage différent des points d'approvisionnement, qui n'optimise pas les capacités de transit du réseau. L'application stricte du scénario de référence nécessite d'utiliser à plein les capacités disponibles de transit, ce qui laisse peu de souplesse pour décaler dans le temps de façon significative les injections.

#### B.1.2.4 *Le simulateur probabiliste*

L'ensemble des résultats sont issus du fichier de simulation annexé à la consultation.

## B.2. Les mécanismes pour résorber les limites

Seuls les mécanismes retenus dans le catalogue (cf B.3) sont décrits dans ce chapitre.

### B.2.1. Le principe de Superpoint

Les limites du réseau caractérisent les transits possibles depuis une zone amont vers une zone aval. Elles définissent deux superpoints amont et aval complémentaires.

L'expression de la limite sur le superpoint amont (resp. aval) indique pour un niveau de consommation donné l'utilisation maximale (resp. minimale) possible de la somme des entrées moins les sorties du superpoint amont (resp. aval).

Ces deux façons d'exprimer la limite aboutissent au même niveau de transit possible sur le réseau.

Les limites et leurs superpoints associés ont été présentés lors des ateliers des 27 février et du 2 mars.

### B.2.2. Le swap stockage

#### B.2.2.1 *Principe et dimensionnement*

Il s'agit d'un mécanisme inter-opérateurs (stockeurs + transporteurs) qui consiste en cas d'atteinte d'une limite à créer un contre-flux en soutirant d'un stockage en aval de la limite pour injecter dans un stockage en amont de la limite.

Pour ce faire, les transporteurs réserveraient auprès de stockeurs des capacités de stockage en amont et en aval de la limite considérée avec des vitesses d'injection et de soutirage identiques pour que le mécanisme n'ait pas d'impact sur l'équilibrage global du réseau (les quantités soutirées en aval de la limite seront strictement identiques aux quantités injectées en amont de la limite).

Comme il s'agit d'un mécanisme inter-opérateurs, il n'a pas d'impact sur les nominations des expéditeurs et donc pas d'impact non plus sur leur équilibrage individuel. Le gaz utilisé est la propriété des transporteurs, qui devront en faire l'acquisition préalable.

Ce mécanisme serait dimensionné pour un certain stock qui permettrait de traiter un certain nombre d'occurrences d'atteinte des limites, tant en débit qu'en volume. Ce mécanisme fonctionnera si un stock suffisant est positionné en aval des limites considérées. Quand le stock en aval a baissé, il est envisageable de le « recharger » en soutirant du stockage en amont pour injecter dans le stockage en aval les journées pour lesquelles les limites ne sont pas atteintes.

Le swap stockage ne peut être utilisé pour résorber la limite NS1 car il n'existe pas de PITS en amont de cette limite (le PITS Nord-Est situé à l'aval regroupe des sites de stockages dont l'un est toutefois localisé à l'amont de NS1).

Ce mécanisme pourrait traiter les cas d'atteinte de NS2, NS3 et NS4, voire de plusieurs limites en même temps si les points d'injection et de soutirage sont choisis suffisamment éloignés l'un de l'autre.

Il est à noter que ce mécanisme peut fonctionner dans un schéma de flux Nord > Sud ou Sud > Nord, si tant est que le gaz soit bien positionné à l'avance.

#### B.2.2.2 Modalités opérationnelles

Les transporteurs décideraient de l'activer en fonction des droits contractualisés avec les stockeurs.

### B.2.3. Le flow commitment

#### B.2.3.1 Principe et dimensionnement

Le flow commitment permet de garantir une arrivée physique de gaz en aval des limites. Les transporteurs estiment qu'il n'est pas nécessaire de lancer des flows commitment *a priori* pour gérer les atteintes de limite en périodes froides. En effet, le gaz nécessaire pourra être mobilisé depuis les stocks aval par le mécanisme de court terme si besoin.

Toutefois, dans certains schémas de flux estimés exceptionnels (en particulier, une sur-utilisation des stocks aval en début d'hiver), il se pourrait que les stocks aval soient insuffisants pour que les mécanismes de court terme soient efficaces en fin d'hiver.

Les transporteurs proposent donc de conserver le flow commitment dans le catalogue comme mécanisme de réserve et de mettre en œuvre un monitoring des stocks aval.

Ce monitoring pourrait fonctionner ainsi : chaque jour, les transporteurs projettent l'évolution du stock aval restant selon un scénario d'approvisionnement donné, et évaluent si ce stock sera suffisant pour répondre au scénario de consommation à couvrir pour le reste de l'hiver. Ils déterminent ainsi le risque de ne pas couvrir le scénario consommation par le stock aval sur le reste de l'hiver. En cas de risque avéré, un Flow Commitment est dimensionné à un horizon déterminé (de l'ordre d'une semaine à un mois).

Les modalités de déclenchement restent à définir avec le marché.

#### B.2.3.2 Modalités opérationnelles

Le Flow Commitment s'appliquerait sur les entrées en aval de la limite pour laquelle un risque de déficit de stock a été détecté.

L'engagement des clients volontaires se fait sur un groupe de points et non sur un point prédéterminé, pour une période prédéterminée par les transporteurs.

Les expéditeurs remettent leurs offres de prix pour une quantité donnée ; ils sont ensuite informés de la quantité retenue.

L'expéditeur doit nommer son engagement sur le groupe de points aval sur la période contractualisée.

## B.2.4. Le spread localisé

### B.2.4.1 Principe

Afin de gérer au mieux les potentielles situations de congestion au sein de la TRF, les transporteurs proposent de mettre en place un mécanisme de marché incitatif. Il s'agit du Spread Localisé, consistant en la réalisation de deux interventions simultanées sur la bourse :

- un achat localisé sur les points situés en aval de la limite ;
- une vente localisée sur des points en amont de celle-ci.

Ce faisant, le coût du produit est fondé sur la différence de prix (ou « spread ») entre ces deux interventions.

Ce mécanisme de marché court terme permet de valoriser le gaz supplémentaire amené en aval d'une limite ainsi que les moindres approvisionnements en amont, et par conséquent de contribuer à sa résolution. De plus, en traitant l'aval et l'amont simultanément, il est sans impact sur l'équilibrage de la TRF et des expéditeurs.

Le mécanisme de Spread Localisé sera testé dès l'hiver 2017/2018 sur la base de modalités très proches du produit Locational utilisé pour l'équilibrage.

À l'horizon de la fusion des zones, les modalités seraient les suivantes :

- Appels réalisables sur tous les cycles de la journée gazière en cours, bien que nécessairement limités dans le temps par le déclenchement du mécanisme de restriction mutualisée ; dans la mesure du possible, des appels en horaires ouvrables seront privilégiés ;
- Consultation envoyée par les transporteurs, précisant la raison de la consultation (limite) et le besoin (volume de gaz et les superpoints amont et aval de la limite concernée). Le vecteur de notification reste à déterminer ;
- Produit « Within Day » ;
- Remise des offres par les expéditeurs sur la plateforme qui sera développée à cet effet ;
- Sélection par les transporteurs des offres de Spread Localisé (qui pourront être explicites ou implicites) ;
- Les expéditeurs sélectionnés doivent effectuer le mouvement pour lequel ils ont été sélectionnés à la maille du superpoint appelé ;
- Contrôle des renominations à la maille du superpoint appelé des expéditeurs dont les offres ont été sélectionnées (pénalités applicables en cas d'inexécution du service et de renomination ultérieure dans le sens inverse)

Ce mécanisme serait activé dès l'atteinte d'une des limites définies au paragraphe B.1. et selon la procédure décrite au paragraphe B.5.

### B.2.4.2 Orientations fonctionnelles :

Le mouvement (et donc sa pénalisation éventuelle) serait à réaliser par rapport aux programmations valides à l'heure pile avant la sélection des offres par GRTgaz.

Afin de favoriser la profondeur de ce marché, les transporteurs viseront à augmenter la durée de validité d'une offre :

- Qu'une offre remise la veille puisse automatiquement être convertie en cours de journée afin d'ouvrir cette possibilité aux expéditeurs qui le souhaitent ;

- Faire des appels d'offre en MWh/h (au lieu de MWh/j) dans le but que les offres remises puissent perdurer tout au long de la journée gazière (le volume d'une offre étant dans ce cas automatiquement décrémente des heures échues de la journée gazière). Le cas échéant les appels pour le produit Locational pour l'équilibrage seraient également réalisés dans cette unité.

Les transporteurs viseront une répartition 50/50 du temps disponible entre la durée de consultation de l'appel d'offres et le temps laissé aux expéditeurs pour renommer les quantités sélectionnées.

#### B.2.4.3 *Questions en suspens*

##### Prix Plafond d'intervention des GRT :

À tout instant t, les règles de marché imposent à chaque participant (dont les transporteurs) de provisionner suffisamment de liquidités afin de couvrir les interventions de ce participant jusqu'au prochain réapprovisionnement (il y a nécessairement un délai de quelques jours entre chaque réapprovisionnement). Ce fonctionnement implique qu'il devra forcément être fixé un prix ou un montant journalier plafond d'intervention pour les GRTs sur ce produit, garantissant à la fois :

- L'efficacité du mécanisme, même en cas de prix élevé ;
- La limitation des liquidités des GRTs confiées à des tiers, relevant de la bonne gestion financière d'une entreprise.

Compte tenu de la procédure de gestion des limites (paragraphe B.5.) ce plafond interviendrait comme une limite de prix entre le recours à du Spread Localisé et la Restriction Mutualisée. Son niveau ne devrait pas être connu des expéditeurs afin d'éviter toute manipulation (dans un sens ou dans l'autre) de cette procédure. Il doit néanmoins être convenu avec la CRE afin de prévenir les transporteurs de tout recours suite à l'atteinte de celui-ci.

Sans pour autant spécifier de montant, les transporteurs proposent de poser la question lors de la Consultation afin de recueillir l'avis des expéditeurs quant au niveau adéquat auquel il pourrait être fixé (conciliant à la fois les objectifs d'efficacité et de prévention de comportements manipulateurs).

##### Préparation (notification d'un risque d'appel d'offres) :

Dans un souci de favoriser la profondeur de ce marché, en cas de besoin avéré d'activation du mécanisme pour le lendemain, les transporteurs souhaitent ouvrir la possibilité pour les expéditeurs de pouvoir remettre des offres sur la plateforme dès la veille (ce qui est conditionné à la faisabilité de la conversion automatique d'une offre Day-Ahead en offre Within-Day sur ce marché, cf. paragraphe B2.2.2.). Dans ce contexte, l'horaire à partir duquel les GRT seraient autorisés à lancer un tel appel pose question. En effet, lancer l'appel avant 18h la veille favorise la présence de traders chez les expéditeurs permettant de valoriser au mieux leur flexibilité. Cependant cela pourrait se heurter au fait que les marchés Day-Ahead ne sont pas encore clôturés, ce qui implique qu'un impact sur leur prix (et notamment les indices de fin de journée) ne pourrait être complètement écarté. Ne pouvant mesurer les impacts potentiels, les transporteurs proposent de soumettre cette question à la Consultation.

##### Participation des consommateurs :

Toujours dans un souci d'accroître la profondeur du marché de Spread Localisé, permettre à certains consommateurs de taille significative d'offrir leur flexibilité (à la hausse ou à la baisse) à leur expéditeur autoriserait ce dernier à pouvoir proposer plus de volumes sur ce marché.

Cette possibilité qui serait offerte aux consommateurs étant complètement nouvelle dans le monde du gaz, les GRTs sont convaincus que les modalités de participation doivent être co-construites avec

les acteurs pour garantir leur efficacité. Les transporteurs proposent donc la création d'un atelier spécifique à l'horizon du 4<sup>ème</sup> trimestre 2017. Les sujets évoqués seraient, entre autres, les suivants :

- Comment les expéditeurs pourraient communiquer aux transporteurs les points de consommation de leur portefeuille qu'ils souhaitent pouvoir faire participer à ce mécanisme ;
- Comment les transporteurs peuvent s'assurer qu'un(e) effacement (hausse) de consommation d'un consommateur valorisé sur le mécanisme correspond bien à une modification du programme dudit consommateur ;

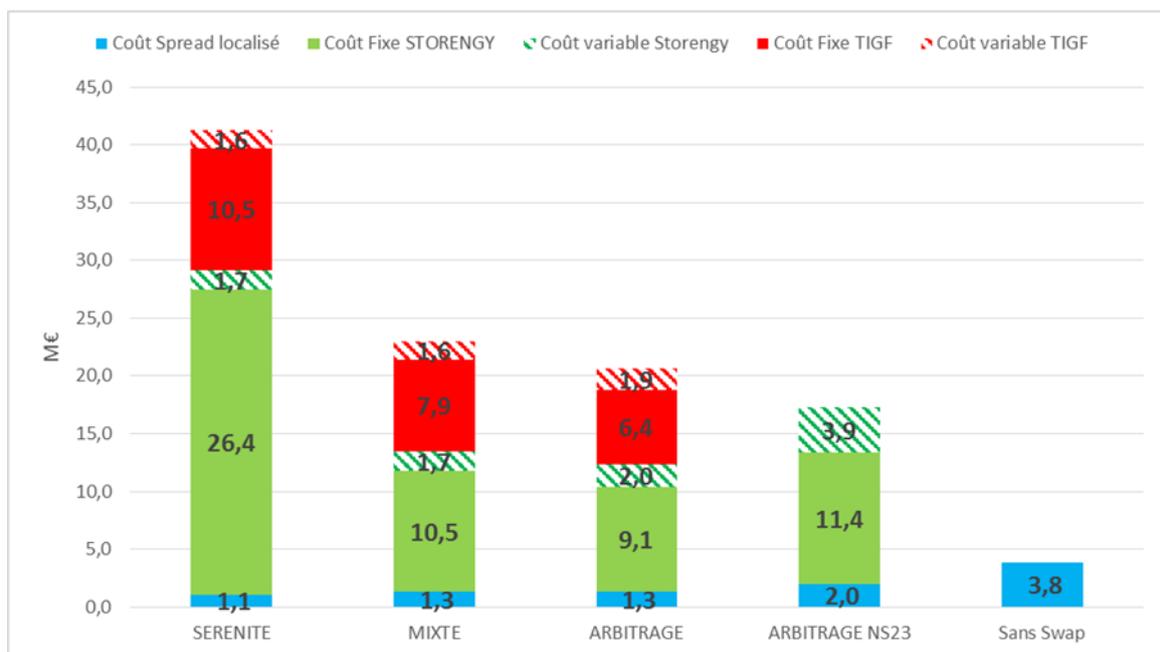
En effet dans l'absolu, les transporteurs estiment nécessaire la transmission par l'expéditeur d'un programme (ou d'une nomination) **fiable** et ce de manière **engageante** sur les sites de consommations participants au mécanisme afin de garantir l'efficacité d'une telle contribution.

## B.2.5. Coûts du spread localisé et du swap stockage

### B.2.5.1 Comparaison entre spread localisé et swap stockage

Une analyse des coûts du spread localisé et des différentes versions de swap stockage proposées par les stockeurs a conduit à écarter le swap stockage pour la période 2018/2019.

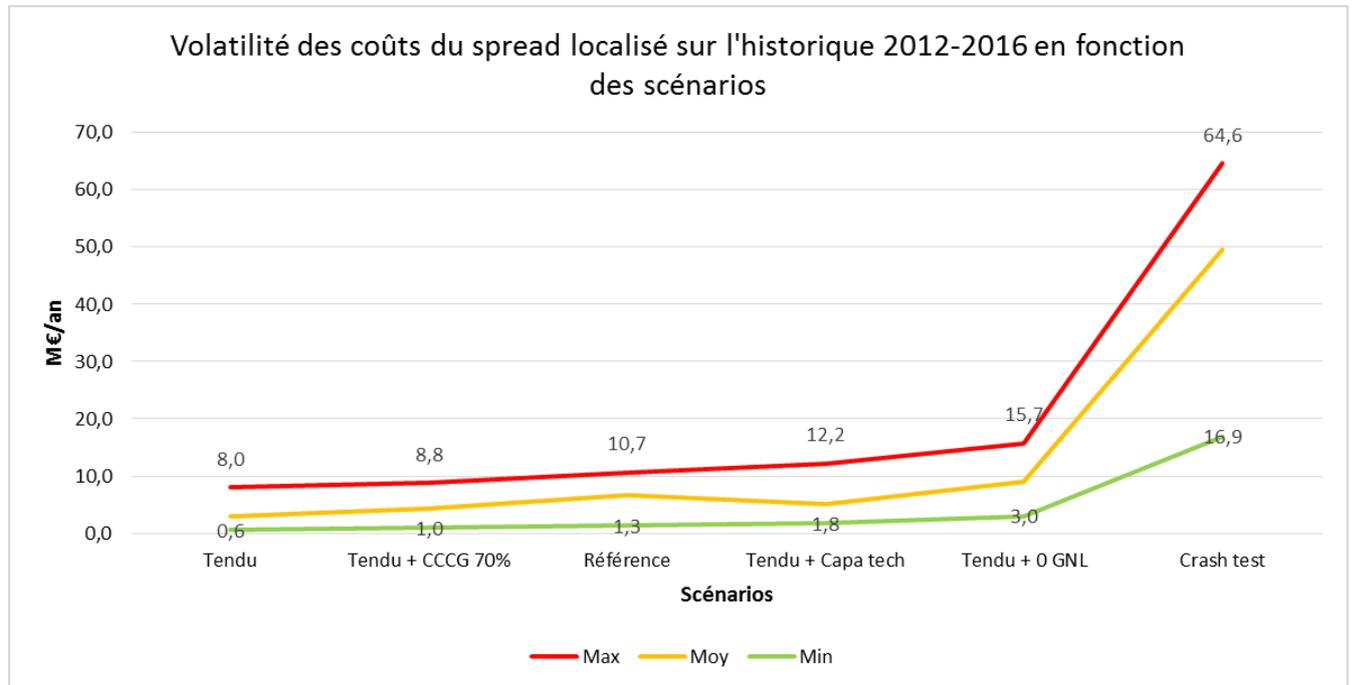
Coûts des différentes formules de swap stockages et coût du spread localisé pour gérer le volume de dépassement des limites NS2, NS3 et NS4 généré par le scénario de référence :



Spread été : 3€/MWh – Spread hiver : 10€/MWh

### B.2.5.2 Sensibilité du choix par rapport à différents scénarii

La courbe ci-dessous représente les coûts de gestion des limites par le mécanisme de marché de court terme, le spread localisé, pour différents scénarios Nord>Sud plus ou moins tendus sur l'historique entre 2012 et 2016.



Les résultats présentés ont été obtenus avec le paramétrage suivant :

- Coût du spread localisé été : 3 €/MWh
- Coût du spread localisé hiver : 10 €/MWh

Ces résultats montrent une grande volatilité des coûts selon les années. Pour le scénario de référence par exemple, l'année la moins contrainte aurait nécessité une dépense de 1,3 M€ environ de spread localisé pour gérer les limites, alors que l'année la plus contrainte aurait nécessité environ 10,7 M€ de dépense dans ce mécanisme. L'écart de coût entre l'année la plus chère et l'année la moins chère monte même au-delà des 45 M€ en scénario crash test.

Pour mémoire, les différents scénarios testés sont définis dans le tableau ci-dessous :

| Scénario          | Utilisation des PIR Nord                      | Utilisation de Pirineos | GNL à Fos et Montoir | CCCG            |
|-------------------|---|-------------------------|----------------------|-----------------|
| Tendu             | Au niveau des capacités souscrites long terme | -146 GWh/j              | 40 GWh/j             | historique      |
| Tendu + CCCG 70%  | Au niveau des capacités souscrites long terme | -146 GWh/j              | 40 GWh/j             | Risque 30% 2016 |
| Tendu + Capa tech | Au niveau des capacités techniques            | -165 GWh/j              | 40 GWh/j             | historique      |
| Référence         | Au niveau des capacités souscrites long terme | -146 GWh/j              | 40 GWh/j             | Risque 10% 2016 |
| Tendu + 0 GNL     | Au niveau des capacités souscrites long terme | -146 GWh/j              | 0 GWh/j              | historique      |

|            |                                    |            |         |                 |
|------------|------------------------------------|------------|---------|-----------------|
| Crash test | Au niveau des capacités techniques | -165 GWh/j | 0 GWh/j | Risque 10% 2016 |
|------------|------------------------------------|------------|---------|-----------------|

### B.2.6. La restriction mutualisée des nominations

La restriction mutualisée est un mécanisme de dernier recours, elle ne sera utilisée que si les autres mécanismes n'ont pas été efficaces pour résorber la limite.

Les transporteurs appliquent au cours de la journée gazière une restriction sur les capacités des points qui se situent d'un côté de la limite. Les clients doivent alors se rééquilibrer avec les points situés de l'autre côté de la limite ou au PEG. Certains pourront bénéficier de la souplesse offerte par le mécanisme de superpoint, qui sera activé du côté de la limite où la restriction est appliquée.

La restriction doit ensuite être respectée pour le reste de la journée gazière.

Les transporteurs n'envisagent pas de compensation financière pour ce mécanisme qui a pour vocation à n'être appelé qu'en dernier recours si le marché n'a pas permis de faire fonctionner les mécanismes précédents.

### B.2.7. Game of Flows

GRTgaz et TIGF ont développé un serious game qui permet de simuler les différents mécanismes de manière didactique.

Le mécanisme du spread localisé, co-construit avec le marché lors des réunions de concertation, a été intégré au jeu en juin 2017.



L'accès au jeu est soumis à la création d'un compte utilisateur, qui peut être créé sur demande auprès de GRTgaz et TIGF.

### B.2.8. Autres dispositifs

Certains dispositifs existants seront également adaptés la veille et en cours de journée pour participer à la gestion des limites du réseau, en particulier :

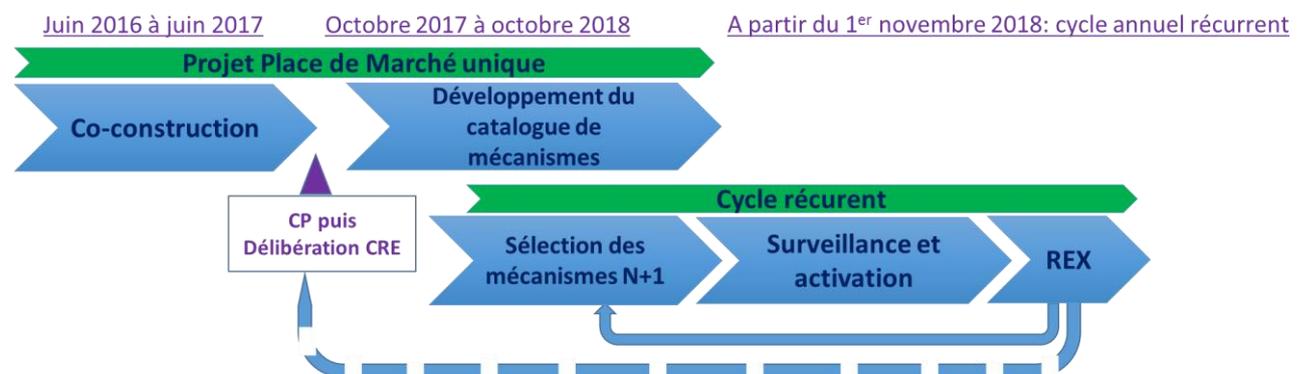
- les modalités de mise en vente des capacités interruptibles ;
- l'interruption des capacités interruptibles ;
- les modalités de mise en vente des capacités fermes en cours de journée.

Les modalités de mise en œuvre de ces dispositifs sont décrits plus précisément dans la partie B.4 « processus de gestion des limites ».

### B.3. Proposition des transporteurs

#### B.3.1. Méthodologie globale pour le choix des mécanismes

Le schéma suivant représente la méthodologie proposée par les transporteurs pour sélectionner les mécanismes qui permettront de gérer l'atteinte des limites :



##### B.3.1.1 La phase projet

En phase de co-construction, les transporteurs ont cherché à évaluer le fonctionnement de différents types de mécanismes, en partant notamment de l'analyse du scénario de référence sur l'historique 2011-2016.

Les avantages et inconvénients de chaque mécanisme ont été évalués lors de ce processus, pour aboutir finalement à une proposition de catalogue des mécanismes les plus efficaces. Une analyse des coûts des mécanismes a également conduit à sélectionner parmi ce catalogue les mécanismes qui semblaient les plus efficaces pour faire fonctionner la TRF au 1<sup>er</sup> novembre 2018.

A noter que tous les mécanismes ne nécessitent pas un dimensionnement : seuls les mécanismes de long terme doivent faire l'objet d'un dimensionnement préalable. Pour ces derniers, les transporteurs n'ont pas cherché à couvrir systématiquement l'ensemble des occurrences, y compris celles avec les dépassements les plus élevés, mais ont cherché le dimensionnement qui présentait *a priori* la meilleure efficacité

##### B.3.1.2 Le cycle récurrent

Les projections et analyses réalisées par les transporteurs tentent de simuler le fonctionnement de la TRF, mais la mise en œuvre de ce nouveau schéma avec des mécanismes de marché reste difficile à appréhender.

C'est pourquoi les transporteurs proposent de mettre en place un cycle récurrent d'évaluation du fonctionnement de la TRF. Il est proposé d'évaluer l'efficacité des mécanismes à chaque fin de saison. Un retour d'expérience serait ainsi présenté en concertation, avec les préconisations pour la saison suivante. Ces préconisations pourront être de trois ordres :

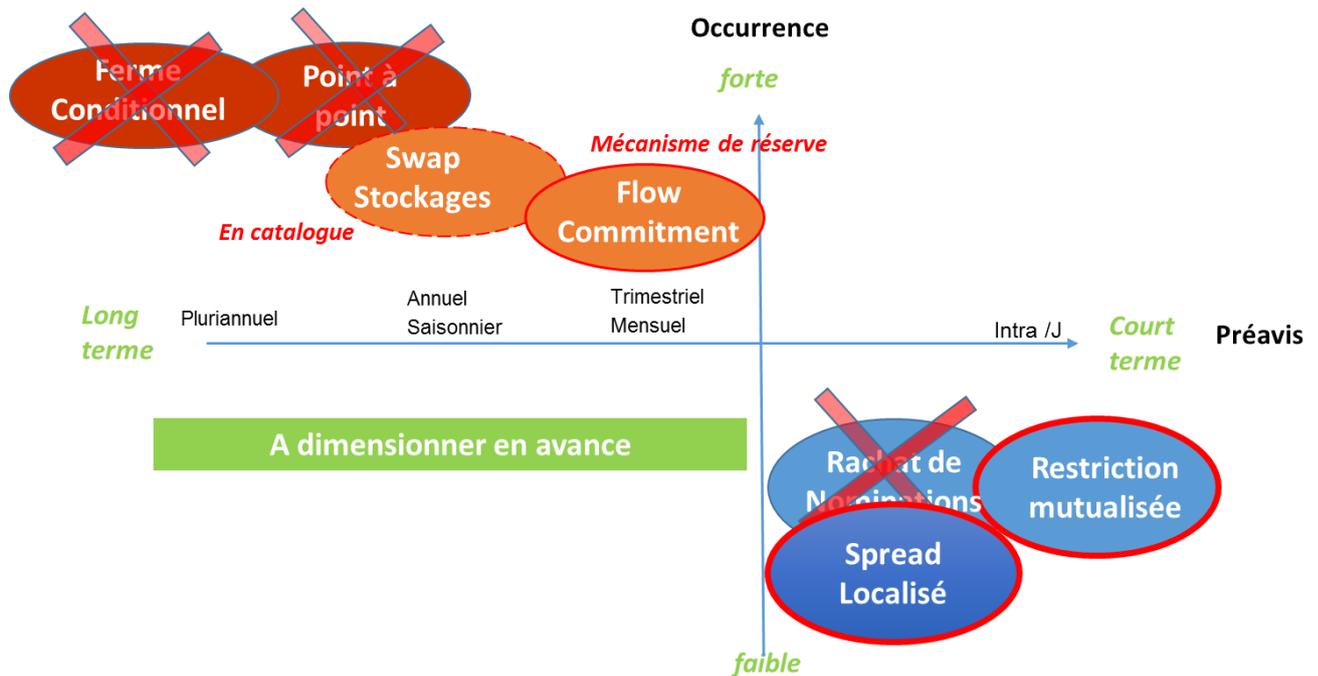
- désactivation d'un mécanisme jugé inefficace ou coûteux ;
- activation d'un nouveau mécanisme déjà au catalogue ;
- ou proposition d'intégrer un nouveau mécanisme au catalogue.

### B.3.2. Les mécanismes retenus

Sept mécanismes ont été étudiés par le groupe de travail, ces mécanismes devant permettre de résorber efficacement les limites, et devant être simples, flexibles, peu coûteux et opérables avec les clients. Voici un bref descriptif de ces mécanismes ainsi que le positionnement retenu par les transporteurs et le groupe de travail sur chacun d'entre eux :

| Mécanisme                        | Descriptif   | Retenu dans le catalogue              | Retenu dès la saison 2018/19   |
|----------------------------------|--|---------------------------------------|--------------------------------|
| Capacités fermes conditionnelles | Création d'une nouvelle nature de capacité ; les nominations correspondant à ces capacités peuvent être écrêtées en cas d'atteinte d'une limite.   | Non                                   | Non                            |
| Capacités point à point          | C'est une forme de ferme conditionnel. Les capacités point à point sont fermes uniquement pour le transit d'un seul côté de la limite.   | Non                                   | Non                            |
| Swap stockage                    | Mécanisme inter-opérateurs (transporteurs et stockeurs) permettant de repousser les limites en créant un contre-flux physique de gaz par injection et soutirage de gaz de part et d'autres de la limite          | Oui                                   | Non                            |
| Flow commitment                  | Les expéditeurs volontaires s'engagent à l'avance à apporter une certaine quantité de gaz en aval des limites, sur une période pré-déterminée  | Oui                                   | Oui (si niveau stock trop bas) |
| Rachat de nominations            | Les expéditeurs volontaires voient leurs nominations écrêtées en entrée à l'amont d'une limite (resp en sortie à l'aval d'une limite).   | Non (remplacé par le spread localisé) | Non                            |
| Spread localisé                  | Les expéditeurs volontaires vendent du gaz aux Transporteurs à l'aval d'une limite, et/ou achètent du gaz aux Transporteurs à l'amont d'une limite.  | Oui                                   | Oui                            |
| Restriction mutualisée           | Mécanisme de dernier recours, utilisé uniquement si les autres mécanismes n'ont pas fonctionné. Les nominations des expéditeurs sont écrêtées selon un taux de restriction de leurs capacités sur le superpoint. | Oui                                   | Oui                            |

Afin de ne pas créer un nouveau type de capacité, les mécanismes de capacités fermes conditionnelles et point à point ont été éliminés par le groupe de travail. Le rachat de nomination a quant à lui été remplacé par le spread localisé, co-construit avec les clients participant au groupe de travail.



Graphique : Représentation des mécanismes en fonction de la durée de préavis (préparation court terme ou plus long terme) ; les mécanismes à préavis long étant plus adaptés pour les limites à plus forte occurrence.

En synthèse de ces analyses, les transporteurs proposent de retenir trois mécanismes pour gérer la première année gazière en schéma fusionné :

- le flow commitment, mécanisme de moyen/long terme associé à un monitoring des stocks en aval des limites NS, déclenché en cas de projection d'une pénurie de gaz à l'aval des limites qui mettrait en risque le fonctionnement du spread localisé à court terme ;
- le spread localisé, mécanisme de court terme déclenché à l'apparition du besoin ;
- associé à la restriction mutualisée en cas de réponse insuffisante du marché à l'appel des transporteurs.

Un quatrième mécanisme, le swap stockage, serait également intégré au catalogue sans toutefois être actif au 1<sup>er</sup> novembre 2018. Sa mise en œuvre sera réexaminée en cas d'évolution du contexte qui permettrait de le proposer au coût marginal du stockage.

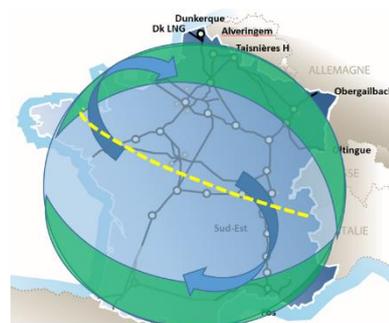
Les différents produits proposés par les stockeurs ont été présentés en GT le 23 mars.

### B.3.3. Choix amont/aval

La restriction mutualisée peut être appliquée soit à l'amont soit à l'aval.

Le fait d'appliquer la restriction mutualisée à l'amont ou à l'aval n'a pas d'impact sur les flux physiques globaux qui traversent la France, en revanche :

- Cela peut avoir un impact par expéditeur, en fonction des capacités détenues ;
- Et surtout cela peut avoir un impact direct sur le prix du PEG de par son usage en dernier recours : une restriction à l'aval entraînerait des ventes en cours de journée sur le PEG et



donc une baisse du prix spot du PEG (créant du même coup un spread avec l'Espagne) ; et une restriction à l'amont entraînerait des achats sur le PEG et donc une hausse du prix spot du PEG (créant un spread avec les places de marché du nord de l'Europe).

Afin de préserver le prix du gaz en France, GRTgaz propose d'appliquer la restriction mutualisée à l'aval tant que cela est possible : c'est-à-dire tant qu'écrêter les sorties peut permettre d'assurer le fonctionnement physique du réseau. Le positionnement suivant est donc proposé :

| Conso France (GWh/j) | Eté (450-1000) | Intersaison injection (≈ 1000) | Intersaison soutirage (≈ 1300) | Hiver doux (≈ <1750) | Hiver moyen (≈ >1750) | Hiver froid (≈ < 2800) | Hiver très froid (≈ > 2800) |
|----------------------|----------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------------|
| NS1                  | Amont          |                                |                                |                      |                       |                        |                             |
| NS2 + NS3            | Aval           |                                |                                |                      | Amont                 |                        |                             |
| NS4                  | Aval           |                                |                                |                      |                       |                        | Amont                       |

Dans le cadre de la gestion amont/aval, GRTgaz précise que ses propositions permettent d'assurer aux PITS raccordés au réseau de GRTgaz un accès ferme sans condition climatique ni saisonnière..

TIGF est favorable à la proposition de GRTgaz de choix amont/aval sur le mécanisme de restriction mutualisée dans un cadre i) de gestion des limites opérationnelles n'intégrant pas le report des restrictions de la liaison N/S et ii) de fonctionnement satisfaisant du mécanisme premier de spread localisé.

#### B.3.4. Surveillance des limites du réseau

Le processus de surveillance des limites a plusieurs objectifs :

- À moyen terme : de surveiller la présence suffisante de gaz dans les stockages en aval des limites, pour garantir l'efficacité des mécanismes de court terme en cas d'atteinte des limites du réseau ;
- A court terme : de surveiller l'atteinte des limites du réseau et le cas échéant de déclencher les mécanismes nécessaires.

Ce processus se déroule en trois étapes :



#### B.3.4.1 *Le Season Outlook*

Le Season Outlook est effectué plusieurs fois dans l'année. Son objectif est de surveiller que des quantités suffisantes de gaz sont positionnées en aval des limites du réseau, ce qui permet de garantir l'efficacité des mécanismes de court terme en cas d'atteinte des limites du réseau.

- Pour l'été, les transporteurs proposent d'évaluer les volumes de gaz injectables sur la saison en considérant notamment les restrictions dues au programme prévisionnel des maintenances et en les comparant aux besoins estimés pour atteindre les quantités souscrites dans les stockages selon différents scénarios (risque climatique, consommations des CCCG, sorties Espagne, entrées GNL)
- Pour l'hiver, les transporteurs proposent d'évaluer les besoins de stock de gaz à l'aval des limites selon différents scénarios (risque climatique, consommations des CCCG, sorties Espagne, entrées GNL) et de les comparer aux souscriptions ou aux volumes injectés dans les stockages pour la saison.

#### B.3.4.2 *L'info vigilance*

Les transporteurs proposent de mettre en place un monitoring des stocks en aval des limites :

- En cas de stock aval suffisant, les mécanismes de court terme pourront être efficaces ;
- En cas de stock aval insuffisant, cela pourra donner lieu à la préparation puis au déclenchement d'un flow commitment (cf partie sur le flow commitment).

#### **Principe du monitoring des stocks aval**

Le monitoring des stocks aval consiste, pour chaque limite du réseau et chaque jour de l'hiver, à comparer le niveau projeté de gaz en stock à l'aval de la limite à un niveau minimal de référence jugé nécessaire pour garantir un scénario donné. Si le stock projeté est inférieur au stock minimal de référence, les transporteurs peuvent déclencher un mécanisme préventif pour garantir le besoin de gaz à l'aval de la limite dans le scénario considéré.

#### **Définition du scénario à couvrir**

Le monitoring des stocks aval nécessite en premier lieu de définir un ou plusieurs scénarios à couvrir, à convenir en concertation. A titre d'exemple, le scénario retenu dans la suite de ce document est le suivant :

- Consommations de l'hiver 2011/12 ;
- Fonctionnement des CCCG au risque 10% ;
- Pas de GNL à Fos et Montoir ;
- Sorties Pirineos à 165 GWh/j.

#### **Détermination du volume minimal en stock nécessaire à l'aval de la limite**

Le stock minimal nécessaire à l'aval des limites est défini tel que chaque jour de l'hiver, les stockages soient en mesure d'émettre les quantités qui couvrent le scénario retenu. Ces quantités correspondent au complément des transits à travers la limite et des entrées aval limite (GNL s'il y en a dans le scénario) pour alimenter toutes les consommations et sorties aval dans le scénario considéré. Ce débit nécessaire est ensuite converti en volume minimal dans les stockages aval.

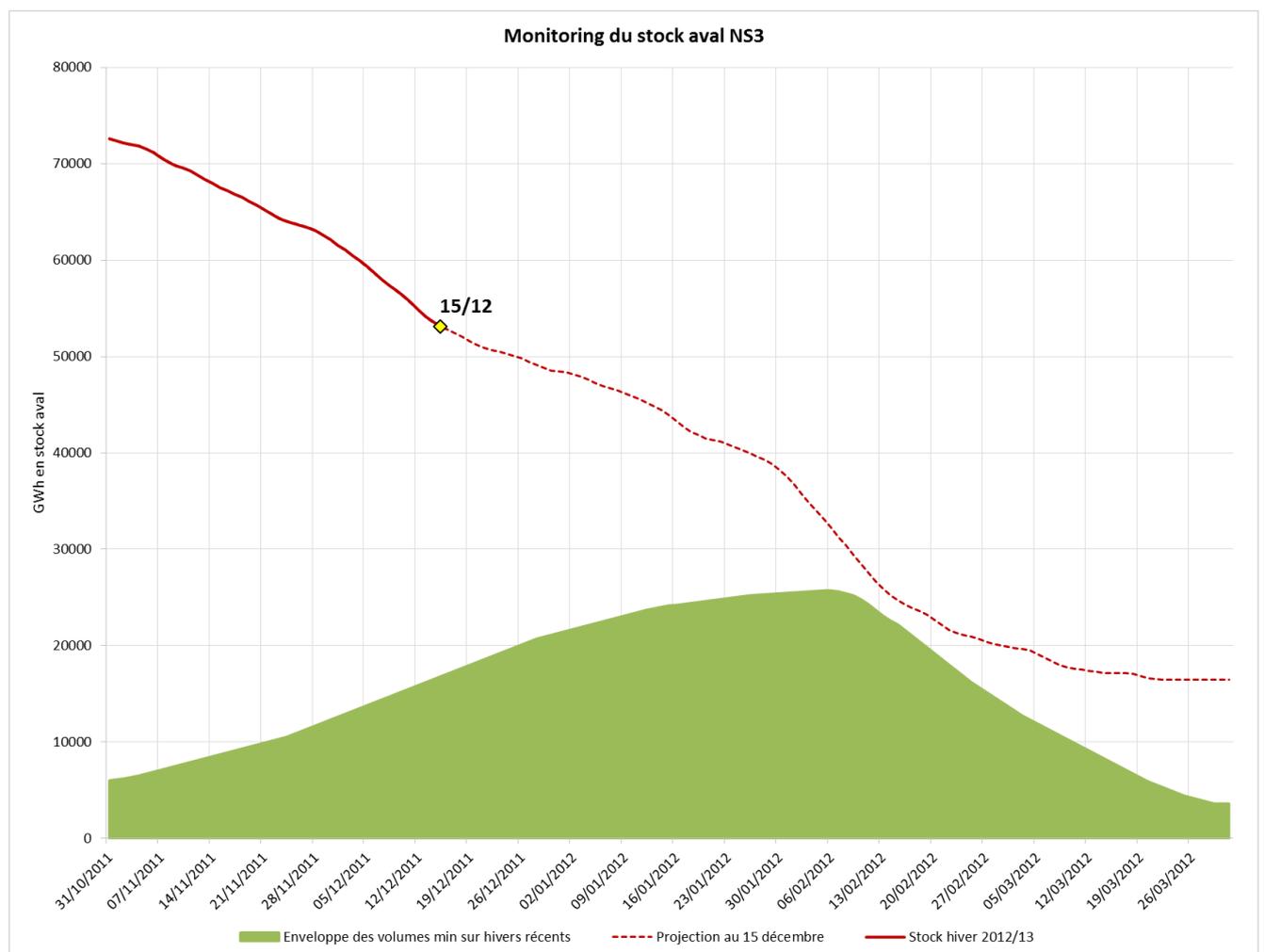
L'exemple dans la suite du document porte sur le monitoring des stocks à l'aval de NS3.

Il est possible d'évaluer le volume minimal de stock aval nécessaire en début d'hiver pour couvrir le scénario retenu : un peu plus de 58 TWh.

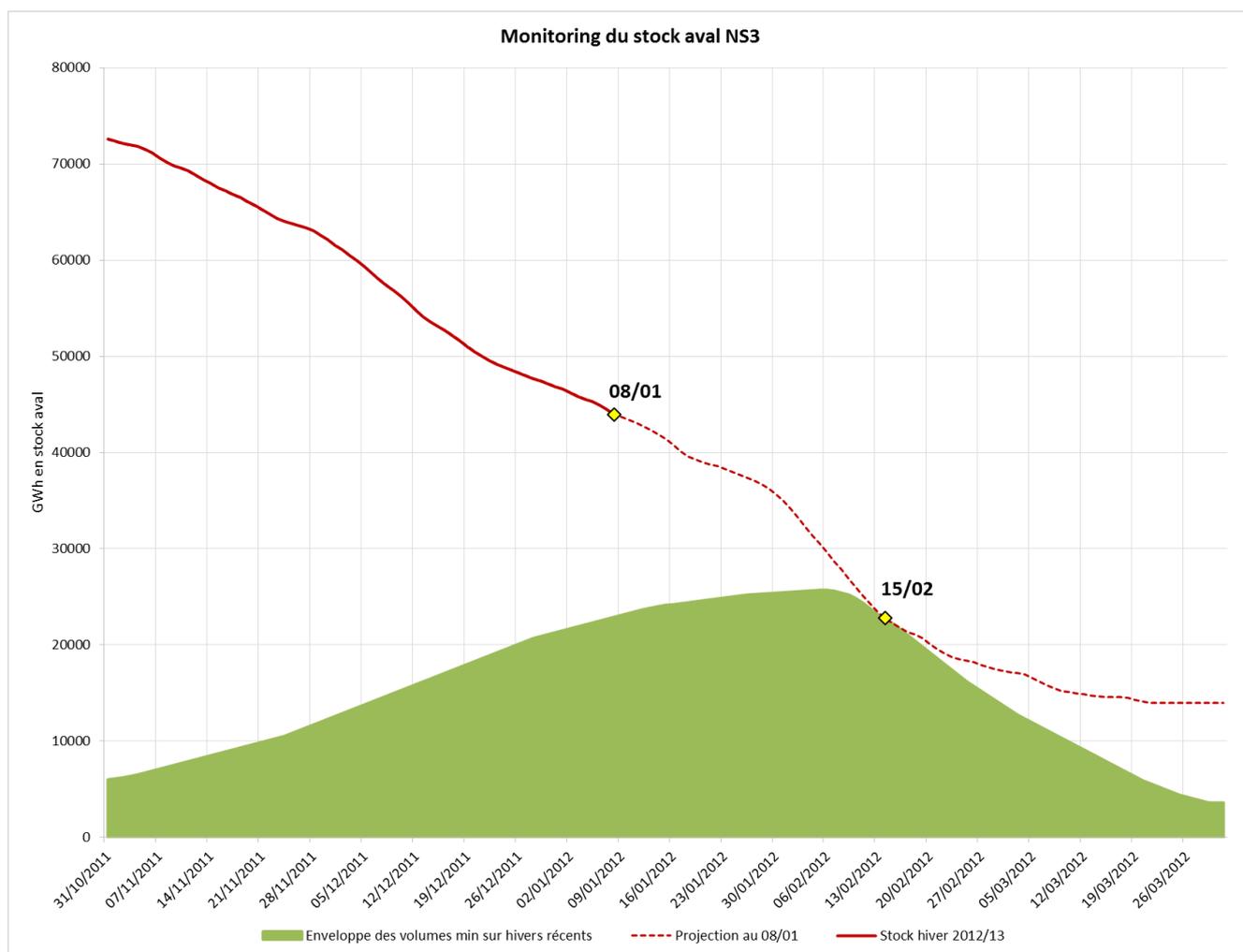
### **Suivi de l'évolution des stocks au cours de l'hiver et déclenchement de mécanismes préventifs**

Dans l'exemple ci-après, l'évolution du stock aval NS3 de l'hiver 2012/13 a été confronté au scénario proposé.

Chaque jour de l'hiver, les transporteurs suivent l'évolution des stocks situés à l'aval de la limite et réalisent la projection de ce stock sur le reste de l'hiver dans le scénario à couvrir. Tant que cette projection ne croise pas la courbe de stock minimal (courbe verte dans le graphe ci-dessous), les stockages seront en mesure de fournir les quantités nécessaires au scénario. Il n'y a pas lieu d'intervenir (exemple de projection du stock aval au 15 décembre ci-dessous).



En revanche, dès que cette projection de stock aval croise le stock minimal du scénario, se pose la question du déclenchement et du dimensionnement d'un flow commitment.



Dans l'exemple, la projection du scénario au 8 janvier touche le niveau minimal de stock le 15 février.

Faut-il déclencher un flow commitment ?

Le risque apparaît ici à un horizon J+38. A cet horizon, le scénario peut encore évoluer, favorablement ou non, et modifier le besoin de flow commitment. Le déclenchement ne devrait intervenir qu'à partir du moment où il devient indispensable de le contractualiser pour garantir sa mise en œuvre à l'horizon du risque identifié.

Comment dimensionner un flow commitment ?

Cela dépend de l'usage à venir des stockages par les expéditeurs. Idéalement, si les stockages en aval sont sollicités à ce qui est juste nécessaire, le flow commitment serait dimensionné à 0 et donc inutile.

Pour limiter le risque de déclenchement inutile et de dimensionnement trop important d'un flow commitment, voire de son inefficacité, il apparaît indispensable d'avoir des règles pour gérer le recours aux stockages en fonction des capacités de transit mises à disposition.

Ces règles pourraient être :

- limiter les sorties des stocks aval aux quantités nécessaires pour servir les capacités fermes et les consommations qui ne peuvent être acheminées depuis l'amont par un mécanisme de type restriction mutualisée des nominations en soutirage des stockages ;
- inciter les expéditeurs à maximiser les capacités de transit mises à disposition par un mécanisme de marché, de type spread localisé « inversé » (acheter du gaz à l'amont de la limite pour le vendre sur les stockages aval).

**Les transporteurs proposent d'étudier ces questions dans le cadre de la concertation gaz**

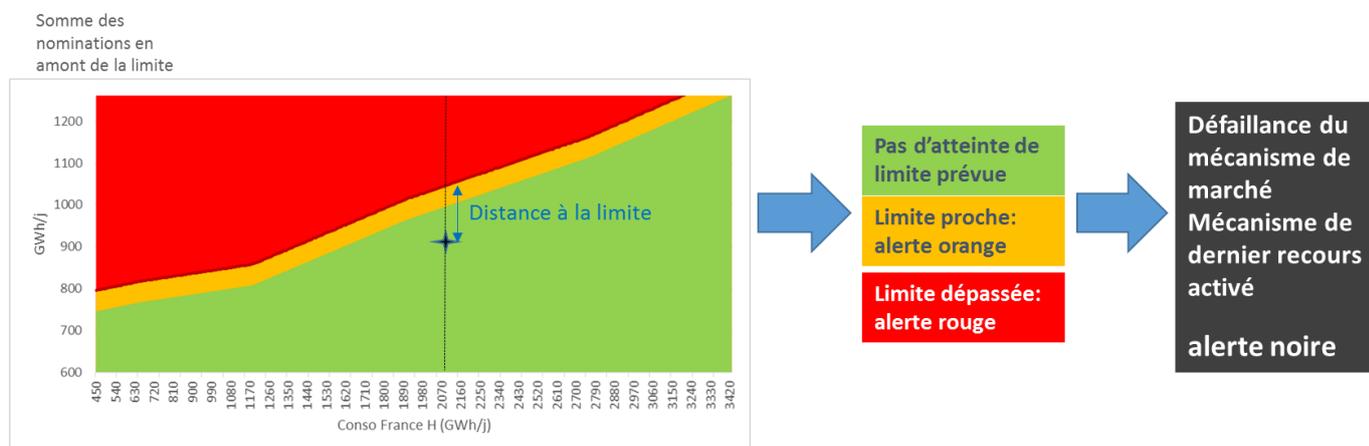
### L'info-vigilance

A plus court terme, une surveillance sous forme d'Info vigilance, de S-1 à J-1 par exemple, sera mis en place sur la base des meilleures prévisions à ces échéances (prévisions météo, programmes d'émission des terminaux méthaniers). Le code couleur actuel semble adapté. Cette surveillance donnera lieu si nécessaire à des conseils aux expéditeurs.

#### B.3.4.3 La surveillance de l'atteinte des limites en J-1 et J

A partir de la veille de la journée gazière, et pour chaque cycle de nominations, l'atteinte des limites du réseau sera surveillée de manière plus précise, afin de déterminer pour chaque limite la « distance à la limite ». Cette distance à la limite dépend :

- ✓ Du dernier ensemble de nominations reçu (en ordonnée du graphe ci-dessous) ;
- ✓ De la dernière prévision de consommations (en abscisse du graphe ci-dessous) ;
- ✓ De l'état du réseau pour cette journée gazière: disponibilité des secours, optimisations inter-opérateurs ...(déterminant le niveau de la limite rouge pour un niveau de consommation donnée).



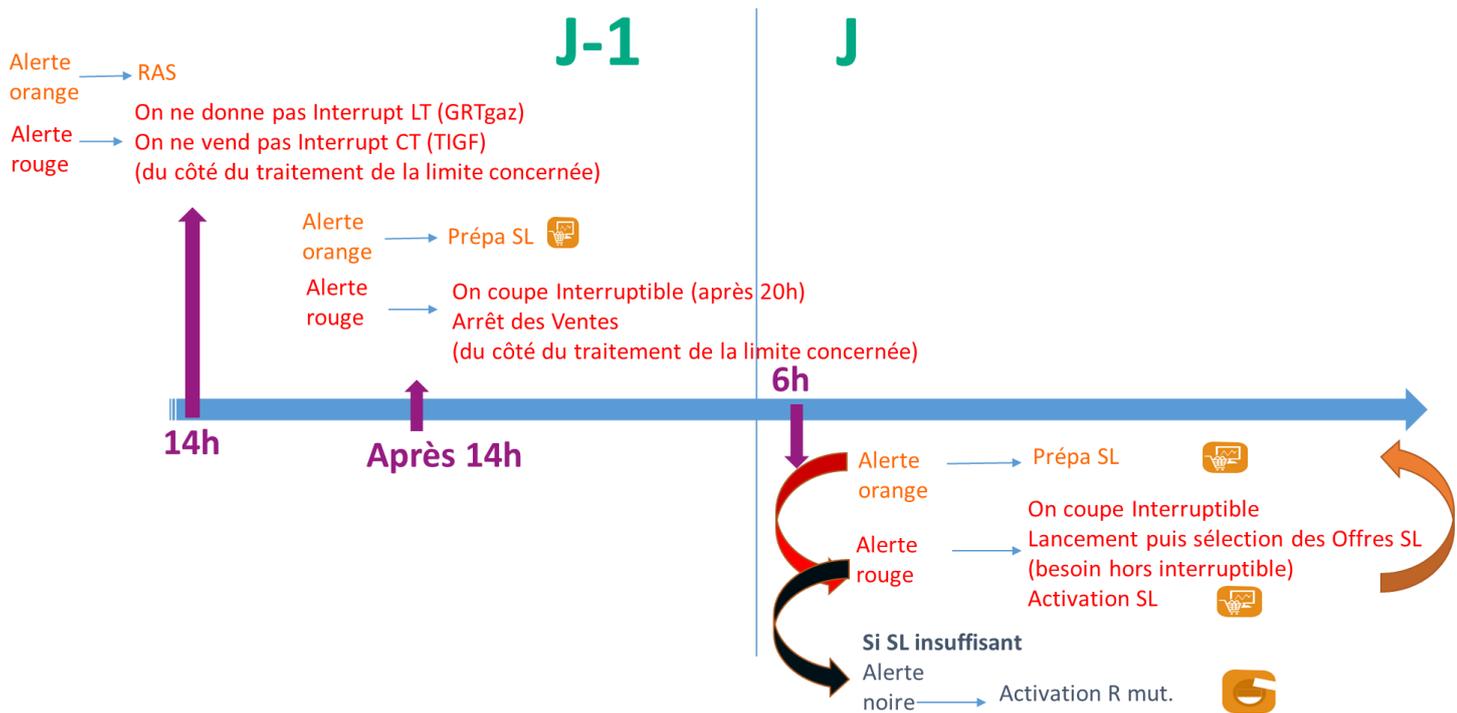
Le calcul de la distance à la limite détermine différents niveaux d'alerte :

- ✓ Zone verte : distance à la limite suffisante, pas d'atteinte de limite prévue ;
- ✓ Alerte orange : limite proche (environ 50 GWh/j) ;
- ✓ Alerte rouge : la limite est dépassée (distance à la limite négative) ;
- ✓ Alerte noire : les mécanismes de marché n'ont pas été suffisants, le mécanisme de dernier recours (restriction mutualisée) est activé.

### B.3.5. Chronologie des événements avec niveaux d'alerte

Le déclenchement des mécanismes en fonction des niveaux d'alerte est différent en fonction des moments de la journée gazière. On distingue trois phases :

- ✓ Premières nominations de 14h
- ✓ Nominations en day-ahead après 14h
- ✓ Nominations en intra-day



#### B.3.5.1 Nominations de 14h :

En cas d'alerte orange, rien n'est déclenché, les nominations étant encore trop peu fiables.

En cas d'alerte rouge :

- ✓ On ne donne pas les capacités interruptibles lors du calcul de la capacité technique effective (pour les points GRTgaz sur lesquels de l'interruptible est commercialisé :

Dunkerque, Virtualys, Obergailbach). Ceci du côté du traitement de la limite concernée (amont ou aval).

- ✓ On ne vend pas les capacités interruptibles pour cette journée lors des enchères quotidiennes (actuellement interruptible Pirineos en schéma Nord vers Sud et rebours Virtualys et Obergailbach en schéma Sud vers Nord). Ceci du côté du traitement de la limite concernée (amont ou aval).

#### B.3.5.2 *Nominations en day-ahead après 14h :*

En cas d'alerte orange : on invite les expéditeurs à commencer à remettre leurs offres pour le spread localisé.

En cas d'alerte rouge :

- ✓ On coupe l'interruptible (à partir de 20h). Ceci concerne uniquement les capacités interruptibles pouvant être interrompues en cours de journée, à savoir actuellement Pirineos et les capacités rebours de GRTgaz ;
- ✓ On arrête les ventes de capacités fermes WD pour la journée concernée sur les points du côté du traitement de la limite concernée (amont ou aval). Le UBI est alors ouvert, dans la limite de la capacité déjà souscrite sur les points considérés.

#### B.3.5.3 *Nominations en intra-day :*

En cas d'alerte orange : on invite les expéditeurs à commencer à remettre leurs offres pour le spread localisé.

En cas d'alerte rouge (par exemple pour le cycle débutant à l'heure H):

- ✓ On coupe l'interruptible et on arrête les ventes de capacités fermes WD pour la journée concernée. Du côté du traitement de la limite concernée (amont ou aval).
- ✓ On active le spread localisé : appel au marché pour la dernière remise des offres, sélection des offres (au cours de l'heure commençant en H+1), déclenchement. Les expéditeurs devront alors renominer les quantités correspondantes au cycle commençant en H+2.

Si les réponses au spread localisé sont insuffisantes (ce qui est évalué au cours de l'heure commençant en H+1): alors le niveau d'alerte noir est donné et la restriction mutualisée est déclenchée au cycle débutant en H+2. Aucune heure limite n'est fixée pour le déclenchement de la restriction mutualisée.

Le spread localisé est mis en œuvre plusieurs fois au cours de la journée si nécessaire, tant que les réponses du marché sont suffisantes. En revanche, dès que les réponses du marché sont insuffisantes, ceci dès la première tentative si nécessaire, la restriction mutualisée est déclenchée au cycle suivant.

### B.3.6. Modalités de recouvrement des coûts

#### B.3.6.1 Contexte

Le tarif ATRT6 prévoit la couverture des coûts de de traitement des schémas de flux non couverts par le programme d'investissement retenu pour créer la Trading Region France<sup>3</sup>, mais sans intégrer d'hypothèse de trajectoire au tarif, et ne précise pas les modalités de recouvrement.

Or, comme l'équilibrage, le traitement des congestions :

- présente des coûts qui ne peuvent être anticipés, et très variables : de 0 à plusieurs dizaines de millions d'euros par an, avec des pics certains mois (cf. graphique du B.2.5.2),
- est fortement dépendant des choix retenus par les expéditeurs (estimation des consommations pour l'équilibrage, choix du schéma d'approvisionnement pour les congestions).

Les GRT considèrent donc nécessaire de mettre en place un compte de neutralité congestion sur le modèle du compte de neutralité équilibrage.

Le recouvrement des montants cumulés dans ce compte de neutralité serait réparti selon une clé de répartition définie spécifiquement et adaptée à la problématique des congestions.

#### B.3.6.2 Dispositif préconisé par les GRT

Le compte de neutralité congestion serait créé lors de la création de la zone unique. Comme pour l'équilibrage, chaque transporteur aurait son compte de neutralité.

Il serait mis en place de manière anticipée si des mesures transitoires de traitement des congestions sont validées pour l'hiver 2017/2018.

L'assiette de répartition a vocation à rendre compte du « taux d'utilisation » du réseau principal de chacun de ses utilisateurs :

- Comme pour l'équilibrage, les calculs se fondent sur les flux et non sur les souscriptions
- Les flux sont mesurés en sortie du réseau uniquement pour ne pas être décomptés plusieurs fois
  - Option 1, proposée par les 2 GRT : utilisation des flux en sorte des PIR<sup>4</sup> et vers le réseau régional. Ceci permet:
    - de favoriser le stockage, qui a un impact globalement positif sur les congestions,
    - d'avoir la même définition de la clé de répartition pour recouvrir les mécanismes court et long terme ; en effet, pour les mécanismes long terme, il n'est pas pertinent de comptabiliser les flux vers les PITS, cela reviendrait à facturer deux fois une même quantité ;
  - Option 2, proposée par GRTgaz : les flux en sortie vers les PITS sont intégrés au calcul de la clé pour recouvrir les coûts des mécanismes de court terme, mais pas dans la clé pour les mécanismes de long terme. Ceci a l'avantage de supprimer tout risque de manipulation de marché pendant la phase de remplissage des stockages, mais nécessite d'avoir deux clés différentes pour

---

<sup>3</sup> Par soucis de concision, les « coûts de traitement des schémas de flux non couverts par le programme d'investissement retenu pour créer la Trading Region France » sont appelés dans le reste de cette partie « coûts de congestion »

<sup>4</sup> hors flux « rebours contractuels », qui nettent les entrées aux PIR non bi-directionnels (à ce jour : PIR Taisnières H, Taisnières B et Obergailbach)

les mécanismes de court terme et de long terme ; GRTgaz n'exprime pas de préférence pour l'une ou l'autre option.

⇒ Le recours à cette clé permet de facturer les expéditeurs selon leur taux d'utilisation du réseau principal, ce qui apparaît plus pertinent pour répartir ces coûts que d'utiliser le CRCP, qui impacte très majoritairement les utilisateurs du réseau régional (à ~50% en temps normal, mais à plus de 70% jusque 2020, l'évolution des tarifs aux PIR/PITTM étant figée sur cette période)

- Facturation mensuelle en M+2 :

Ceci permet aux expéditeurs de mesurer directement l'impact de leur choix en matière de schéma d'approvisionnement, et d'adapter celui-ci plus rapidement si cela est pertinent économiquement.

Il y aurait donc un caractère incitatif à tenir compte des charges de congestion dans la définition des schémas d'approvisionnement.

Avantage annexe du compte de neutralité congestion, la clé proposée permet de répartir « en une seule fois » les coûts entre les deux GRT et au sein de chaque GRT entre les différents utilisateurs. L'utilisation du CRCP nécessiterait d'abord que la CRE définisse une clé de répartition des coûts entre les GRT, puis qu'on utilise le mécanisme du CRCP pour répartir les coûts de chaque GRT entre les différents utilisateurs.

Pas de temps du calcul :

Que le calcul se fonde sur une assiette identique pour tous les mécanismes de couverture des congestions ou non, il semble nécessaire qu'il s'adapte à leur pas de temps.

Ainsi, les coûts variables (« à l'utilisation ») seraient répartis selon les allocations de l'heure à laquelle les GRT ont déclenché le mécanisme, et facturés par chaque GRT aux expéditeurs de sa zone.

Et si des mécanismes de long terme étaient retenus, leurs coûts fixes seraient répartis selon la clé cumulée basée sur les allocations réalisées en fin de journée pour chaque jour du mois, et facturés par chaque GRT aux expéditeurs de sa zone.

## C. Gestion des travaux en zone TRF

La première période de travaux en zone TRF commencera après l'hiver 2018/2019. Les travaux de préparation débuteront courant de l'été 2018.

### C.1. Rappel de l'existant

#### C.1.1. Publication

##### C.1.1.1 GRTgaz :

GRTgaz publie son programme travaux annuel au plus tard en février de l'année en cours.

GRTgaz publie aussi une première version prévisionnelle de ce programme travaux annuel dès août de l'année N-1 et une 2<sup>nd</sup> version en novembre de l'année N-1.

Le programme travaux de GRTGaz comprend pour chaque jour de l'année N et pour chaque point contractuel du réseau les Capacités Techniques Effectives (CTE, CMNTt, CMXTt) et les Taux de restrictions de capacités prévues (TRI et TRF sous format min, max).

#### C.1.1.2 TIGF :

##### Programme de travaux annuels

Le programme de travaux annuel est publié par TIGF sur son site internet : <https://www.tigf.fr/nos-publications/publications-transport/taux-de-reduction-et-maintenances-programmees.html>

En respect des exigences de publication de l'ENTSOG sur les points CAM, TIGF publie dès novembre de l'année N-1 le programme travaux annuel de PIRINEOS du 1er janvier au 31 décembre de l'année N. Cette publication est remise à jour en mars de l'année N.

Pour le PITS, le programme travaux est publié Le 15 mars de l'année N pour la période du 1er avril au 31 décembre de l'année N.

Les programmes travaux annuels de TIGF comprennent :

- une fourchette min et max de taux de réduction mensuels
- les périodes de maintenance en indiquant le libellé de la maintenance

Qu'il y ait ou non impact, TIGF publie pour chaque maintenance un libellé descriptif.

##### Programme de travaux mensuel

Le programme de travaux mensuel est publié par TIGF sur la plateforme DATAGAS : <https://tetra.tigf.fr/SBT/public/Travaux.do?action=liste>

La publication d'une fourchette min /max et local de taux de réduction journaliers pour PIRINEOS et le PITS Lussagnet se fait :

- Le 15 novembre de l'année N-1 pour le mois de janvier de l'année N
- Puis le 1er jour du mois M-2 pour le mois M
- Avec une révision de ces taux en J-5 pour le jour J avec les nouvelles prévisions de consommation

Le jour J-1, les taux de restriction sont fixés au cours du premier cycle de nomination. Les taux de restriction sont calculés sur la base des capacités souscrites. Les taux de disponibilité par rapport à la capacité commercialisée sont également mentionnés.

#### C.1.1.3 ENTSOG

TIGF et GRTgaz publient également les travaux sur la plateforme européenne d'ENTSOG :

<https://transparency.entso.eu/>

#### C.1.1.4 Les Superpoints Travaux

GRTgaz (à compter de l'été 2017) et TIGF (depuis avril 2015) ont intégré dans leur méthode de publication et de gestion des restrictions de capacités pour travaux le concept de Superpoint.

Il s'agit, pour les maintenances cœur de réseau qui impactent simultanément plusieurs points du réseau, de considérer la capacité disponible sur cet ensemble de point, et ainsi de laisser le maximum de souplesse aux clients dans l'utilisation de leurs points contractuels en période de travaux. (Cf § B.2.1)

Les cartes ci-dessous représentent les différents Superpoints Travaux, au Nord sur le réseau de GRTgaz (service Optiflow) et au Sud sur le réseau de TIGF :

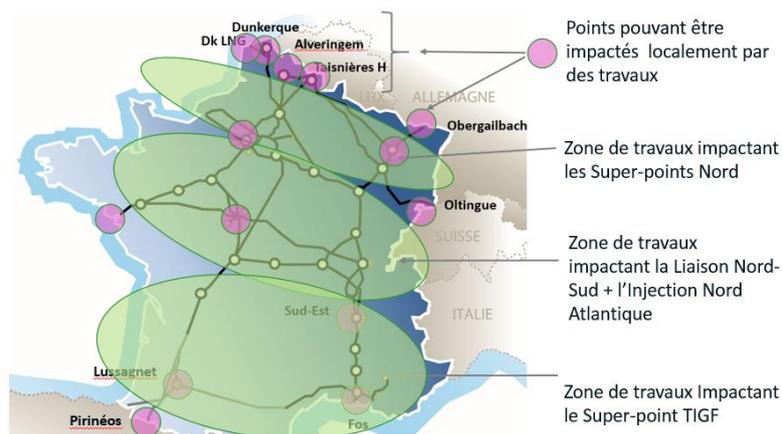
## GRTgaz: 4 super-points entrées, à partir de l'été 2017 TIGF: 1 super-point sorties, depuis 2015



### C.1.2. Localisation des travaux et Points/Superpoints impactés

La carte ci-dessous permet de définir, selon la zone de localisation géographique des ouvrages en maintenance/travaux, le point ou l'ensemble de points contractuels impactés par une restriction de capacité :

Points ou Super-points impactés selon la localisation des travaux en 2 zones :



## C.2. Impact de la création de la TRF

### C.2.1. Suppression de la liaison Nord>Sud / Restrictions de capacités à reporter à l'amont ou à l'aval

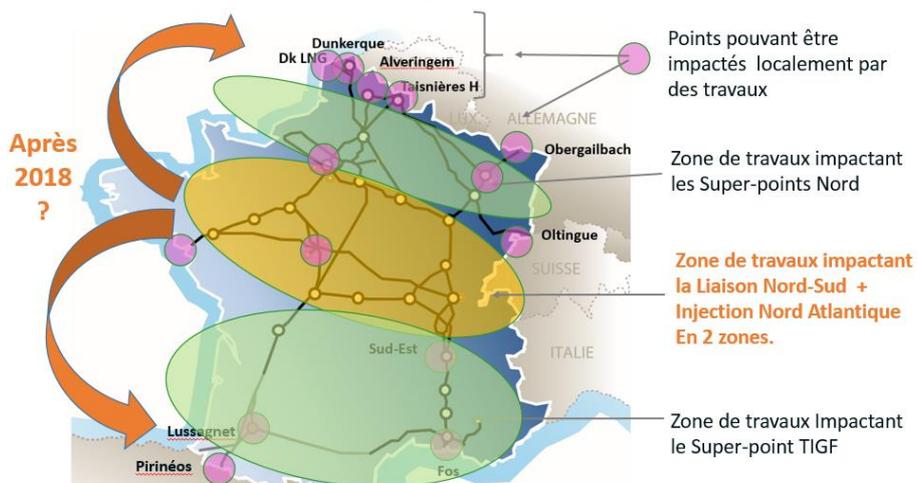
La création de la TRF implique la suppression de la liaison Nord-Sud.

Or, en 2 zones, la liaison Nord-Sud (et l'injection Nord-Atlantique en été) sont les points contractuels qui portent les restrictions de capacités dues aux maintenances cœur de réseau de GRTgaz (zone centrale orangée dans le graphe ci-dessous).

Ces restrictions de capacités doivent donc être reportées sur d'autres points contractuels.

**Les GRTs proposent de les reporter via le concept de Superpoints.**

### Report des impacts des travaux cœur de réseau sur les Superpoints amont ou aval :



## C.2.2. Superpoints Travaux en zone TRF

TIGF et GRTgaz ont identifié des limites opérationnelles orientées selon différents schémas de flux et qui sont occasionnées par les travaux sur leurs réseaux. Chacune de ces limites partage le réseau en une zone aval et une zone amont et définit un superpoint amont et un superpoint aval.

Les différents schémas de flux identifiés sont décrits au § B.1.1.

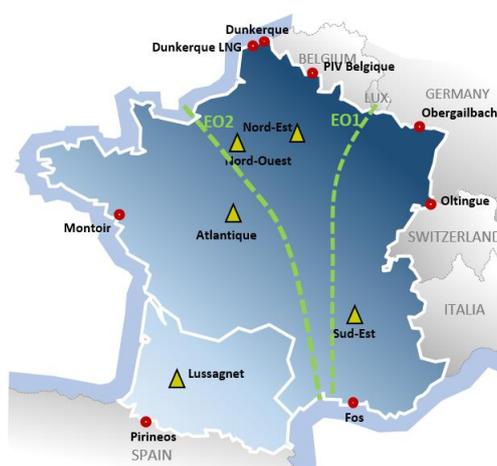
### C.2.2.1 Cas Nord > Sud

| Nom de la limite | Liste des Points du SP Amont           | Liste des Points du SP Aval                | Travaux | Hors travaux |
|------------------|--|--|---------|--------------|
| <b>N1</b>        | DK+DKLNG                               | Fos+Mont+Pir+Lus+Atl+SE+NO+NE+Ober+Olt+PIV | X       | -            |
| <b>N2</b>        | DK+DKLNG + PIV                         | Fos+Mont+Pir+Lus+Atl+SE+NO+NE+Ober+Olt     | X       | -            |
| <b>N3</b>        | PIV+Ober                               | Fos+Mont+Pir+Lus+Atl+SE+NO+NE+DK+DKLNG+Olt | X       | -            |
| <b>NS1</b>       | PIV+Ober+Olt                           | Fos+Mont+Pir+Lus+Atl+SE+NO+NE              | X       | X            |
| <b>NS2</b>       | DK+DKLNG+PIV+Ober+Olt+NE+NO            | Fos+Mont+Pir+Lus+Atl+SE                    | X       | X            |
| <b>NS3</b>       | DK+DKLNG+PIV+Ober+Olt+NE+NO+SE         | Fos+Mont+Pir+Lus+Atl                       | X       | X            |
| <b>NS4</b>       | DK+DKLNG+PIV+Ober+Olt+NE+NO+SE+Atl     | Fos+Pir+Lus                                | X       | X            |
| <b>S1</b>        | DK+DKLNG+PIV+Ober+Olt+NE+NO+SE+Atl+Fos | Pir+Lus                                    | X       | -            |



### C.2.2.2 Cas Est > Ouest

| Nom de la limite | Liste des Points du SP Amont                        | Liste des Points du SP Aval          | Travaux | Hors travaux |
|------------------|---|--------------------------------------|---------|--------------|
| EO1              | Ober + Olt + SE + Fos                               | PIV+DK+DKLNG+Mont+Pir+NE+NO+At I+Lus | X       | X            |
| EO2              | Ober + Olt + SE + Fos + NE + NO + DK LNG + DK + PIV | Mont+Pir+Atl+Lus                     | X       | X            |



### C.2.2.3 Cas Sud > Nord

Les limites travaux Sud>Nord n'ont pas été approfondies à ce stade des travaux de concertation.

## C.3. Proposition des transporteurs

### C.3.1. Restriction mutualisée de capacités sur un Superpoint

Les restrictions de capacités dues aux maintenances seront appliquées sur les superpoints amont ou sur les superpoints aval de façon mutualisée. **Les principes des Superpoints Travaux (§ C.1.2.1) actuels sont étendus à la gestion des maintenances cœur de réseau en schéma fusionné.**

Ces maintenances seront publiées à l'avance via les programmes travaux de GRTgaz et TIGF, en plus des restrictions de capacités actuelles (cas des restrictions de capacités isolées sur les PIR, PITS, PITTM).

D'un point de vue opérationnel, le mécanisme mis en œuvre pour gérer ces restrictions mutualisées de capacités en période de travaux fonctionne de façon rigoureusement identique au mécanisme de restrictions mutualisées des nominations (mécanisme de gestion des limites de dernier recours), à la différence près que pour la gestion des travaux, le mécanisme est mis en œuvre de façon préventive dès le premier cycle de nomination (comme le sont les restrictions pour travaux sur des points contractuels isolés).

A noter que le Serious Game « Game Of Flows » permet de comprendre les modalités opérationnelles de ce mécanisme : amont/aval, nominations bonus, COE sp (= capacité opérationnelle effective superpoint), ...

### C.3.2. Publication

#### C.3.2.1 Cas particuliers des « Petits Travaux »

Les « petits travaux » cœur de réseau impactent en schéma 2 zones les capacités interruptibles de la liaison N>S. Ils ne sont donc pas publiés dans le programme travaux annuel.

En zone TRF, ces « petits travaux » impacteront les capacités fermes des superpoints amont ou aval. De plus, même si ces travaux ont un faible impact en termes de transit sur le réseau, ils auront

néanmoins un fort impact en termes de taux de restriction et de publication. Comme il a été démontré lors du GT du 20 juin 2017, l'effet des travaux vient s'ajouter à l'effet de la limite résiduelle sur les capacités fermes du Superpoint.

Les « petits travaux » peuvent représenter jusqu'à 50% des jours de maintenances (analyse réalisée sur les programmes travaux des années 2016 et 2017).

Le traitement des « petits travaux » par les mécanismes de gestion des limites résiduelles aurait pour conséquence :

- d'une part de réduire fortement les publications de restriction pour maintenance (jusqu'à 50% de baisse en nombre de jours de publication et en volume restreint sur l'été sur l'année 2016 prise en exemple)
- d'autre part, d'augmenter le risque d'occurrence des limites à traiter par des mécanismes de gestion des limites (+ 1,7 TWh sur 2016, soit 1,7 M€ avec un spread localisé à 1€/MWh).

**Les transporteurs proposent :**

- **de ne pas publier de restrictions au titre de ces « petits travaux » (seuil à déterminer, pris à 30 GWh/j dans les simulations présentées en GT) ;**
- **de les traiter par l'utilisation des mécanismes de gestion des limites résiduelles ;**
- **de publier l'information de ces « petits travaux » dans le Programme Travaux (libellé et impact sur la limite) ;**
- **de recouvrir entièrement les coûts :**
  - **GRTgaz propose que les coûts soient recouverts par le même compte de neutralité que celui proposé pour les limites résiduelles puisque les effets de la limite résiduelle et des travaux se confondent.**
  - **TIGF propose que les coûts liés à la gestion des petites maintenances et à celle des limites résiduelles soient recouverts de manière séparée. TIGF estime que les éléments de coûts liés à la maintenance n'ont pas le même caractère volatile que ceux liés à gestion des limites résiduelles.**

**Compte-tenu de la nouveauté de cette méthode de traitement des « petits travaux », les transporteurs proposent qu'un retour d'expérience soit mené pour évaluer si cette méthode de traitement des petites maintenances doit être poursuivie, voire étendue ou au contraire stoppée.**

### *C.3.2.2 Choix amont/aval*

#### **Proposition de GRTgaz**

**GRTgaz souhaite que les Clients consommateurs français bénéficient prioritairement des avantages de la fusion.**

Dans ce but, en cas de restrictions de capacités, GRTgaz propose d'appliquer le même principe que lors de la mise en place de la TRS (délibération du 22/05/2014) : répercuter les contraintes sur les « superpoints aval ». En effet, cela permet de :

- ne pas impacter les capacités d'entrée amont des expéditeurs alimentant les clients consommateurs (France entière) ;

- et donc de maintenir le prix du PEG en France au prix des places de marchés d'Europe du Nord (sens N>S).

**A noter que même en appliquant ce principe, les expéditeurs présents sur les points aval bénéficieront aussi fortement de la fusion des zones :**

- les capacités de transit des points amont vers leurs points de sorties aval sont accrues par les nouveaux ouvrages ;
- Le principe du superpoint leur permet de mutualiser leur capacité disponible, voire de l'augmenter via le principe des entrées bonus à l'aval (GNL, entrées Pirineos ou soutirage stockage) ;
- Le coût de transport d'accès aux ex-consommateurs de TRS, aux stockages du sud et à l'Espagne est nettement diminué via la disparition de la liaison Nord>Sud ;

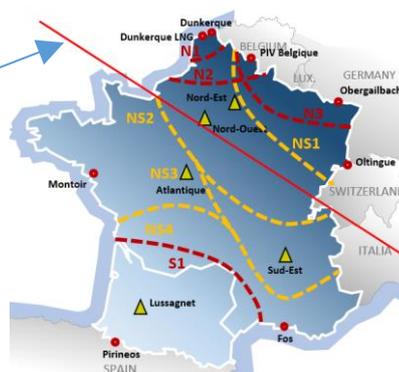
À noter que les points de sorties aval sont moins nombreux (1 PIR + 1 à 3 PITS) et représentent moins de volume de capacité à restreindre (dont 80% de capacités stockages en injection l'été).

La proposition de GRTgaz peut être résumée via le tableau de synthèse suivant :

| Conso France (GWh/j) | Période de Travaux |                                |                                |                      |                       |                        |                             |
|----------------------|--------------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------------|
|                      | Eté (450-1000)     | Intersaison injection (≈ 1000) | Intersaison soutirage (≈ 1300) | Hiver doux (≈ <1750) | Hiver moyen (≈ >1750) | Hiver froid (≈ < 2800) | Hiver très froid (≈ > 2800) |
| SP 1/2/3 + NS1       | Amont              |                                |                                |                      |                       |                        |                             |
| NS2 + NS3            | Aval               |                                |                                |                      | Amont                 |                        |                             |
| NS4 + S1             | Aval               |                                |                                |                      |                       |                        | Amont                       |

Ligne de partage des reports des contraintes cœur de réseau **en période de Travaux** :

Amont ou Aval



**Amont**

**Aval**

Une analyse de la répartition du report des restrictions des travaux cœur de réseau entre l'amont ou l'aval sur le programme travaux 2016 (dans le cas d'une publication dans le sens prévisionnel du flux Nord>Sud et en considérant que les « petits travaux » ne sont pas publiés) a été réalisée. Cette analyse permet de constater qu'en appliquant la méthodologie proposée par GRTgaz, les restrictions pour

travaux entre l'amont et l'aval sont équilibrées en nombre de jours avec impact et en volume de capacités restreintes :

| Localisation des restrictions dues à des travaux cœur de réseau | Nombre de jours avec impacts | Volume de capacités restreintes (TWh) |
|---|------------------------------|---------------------------------------|
| Superpoints Amont   | 103                          | 50,6                                  |
| Superpoints Aval  | 90                           | 53,1                                  |

### **Proposition de TIGF**

TIGF estime que la publication des restrictions liées aux travaux de maintenance n'a pas d'impact direct sur le prix en France, qu'il soit à l'amont ou à l'aval, car elle intervient à l'avance et permet aux expéditeurs de s'organiser en conséquence. Seule la publication de restrictions sur des points congestionnés en dehors des périodes de maintenance pourrait avoir un effet.

TIGF part du principe qu'il faut considérer globalement l'impact de restrictions liées aux travaux de maintenance, qu'il soit à l'amont ou à l'aval, en recherchant systématiquement un optimum équilibré qui prend en compte simultanément l'importance de la restriction suivant les points où elle s'applique et son impact sur le prix.

Les transporteurs devront notamment s'assurer que l'impact sur les points de sortie PITS reste compatible avec l'indispensable flexibilité d'accès en période d'injection, étape cruciale dans la constitution des stocks de sécurité d'approvisionnement.

Hors traitement des petits travaux par les mécanismes de gestion des limites résiduelles, TIGF a fait le constat lors du GT du 20 juin que :

- les superpoints amont et aval étaient impactés de manière équilibrée
- mais que quelle que soit la méthode utilisée, la répartition au sein même des superpoints pouvait présenter des disparités importantes, notamment sur les superpoints situés dans la partie sud de la France.

TIGF propose donc d'acter le principe d'équité de traitement amont et aval (50%/50%) en établissant 3 indicateurs de contrôle :

- Répartition équivalente des occurrences de maintenance à l'amont et à l'aval
- Répartition équivalente des volumes de capacités restreintes à l'amont et à l'aval
- Répartition équivalente des volumes de capacités restreintes à l'aval entre tous les PITS

Cet optimum est à construire conjointement par les transporteurs en amont de la publication des restrictions pour maintenance

Cette construction passe par un pilotage commun des programmes de travaux sur la base d'un plan pluriannuel.

S'il s'avère que cet optimum n'est pas respecté, les transporteurs mettront en place le cas échéant des mécanismes de réajustement tels que l'optimisation des super-points travaux (mécanisme de

plafonnement de la restriction au PITS) comme présenté au GT place de marché unique du 20 juin 2017.

#### *C.3.2.3 Proposition des GRT pour les sens Sud>Nord et Est>Ouest*

Les analyses des sens Sud>Nord et Est>Ouest n'ont pas été poussées au même niveau que le sens Nord>Sud lors de la concertation. Chaque transporteur propose de transposer les principes développés dans sa proposition pour le sens Nord>Sud à ces autres sens de flux.