



La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2021-06 DU 10 JUIN 2021 RELATIVE AU FONCTIONNEMENT DE LA TRADING REGION FRANCE (TRF) ET A L'AFFERMISSEMENT DE CAPACITES SUPPLEMENTAIRES EN HIVER VERS L'ESPAGNE

La zone de marché unique, *Trading Region France* (TRF), a été mise en œuvre le 1^{er} novembre 2018. Depuis cette date, il existe en France une zone d'entrée/sortie unique, et un seul point d'échange virtuel de gaz, le Point d'Echange Gaz (PEG), concentrant les achats/ventes de gaz pour la TRF.

Après deux années et demie de fonctionnement, la CRE fait le bilan d'un fonctionnement d'ensemble satisfaisant, et de l'atteinte des objectifs visés par ce projet : création d'un prix unique pour l'ensemble des consommateurs français, accès à des sources d'approvisionnement variées et compétitives en fonction des configurations du marché mondial, renforcement de la liquidité et de l'attractivité du marché français et meilleure intégration dans le marché européen.

La création de la zone de marché unique a été permise grâce à un investissement optimisé, ajoutant des capacités de transport mais sans lever toutes les congestions. Le bilan des congestions est positif : le système gazier français ne présente aucune tension en hiver, et les mécanismes de gestion des congestions ont fait preuve de leur efficacité en été. En particulier, les mesures prises en réaction aux congestions fréquentes au printemps 2019 (décisions de la CRE et actions des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel (GRT)) ont permis de maîtriser globalement les congestions par la suite, avec un coût limité.

Ce résultat est notamment permis par la réforme des modalités d'accès aux stockages souterrains de 2018 qui assure un remplissage optimal des capacités. **Ce remplissage renforce la sécurité d'approvisionnement et permet aujourd'hui d'envisager l'affermissement en hiver de 60 GWh/j supplémentaires de capacités vers l'Espagne.**

Par ailleurs, dans une optique d'amélioration continue du fonctionnement de la TRF, les opérateurs d'infrastructures ont proposé plusieurs adaptations des règles de son fonctionnement concernant :

- l'affermissement de capacités interruptibles aux points d'interface transport stockage (PITS) Nord-Est et Atlantique ;
- l'évolution des modalités de surréservations de capacité aux points d'interconnexions réseau (PIR), UBI et *netting* ;
- l'augmentation du seuil des « petites maintenances » en octobre et novembre pour les travaux sur les infrastructures de transport.

L'objet de la présente consultation est de présenter les analyses de la CRE sur ces propositions et d'interroger les acteurs de marché sur les évolutions proposées par les opérateurs d'infrastructures.

Paris, le 10 juin 2021.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le Président,

Jean-François CARENCO

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 11 juillet 2021 en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

SOMMAIRE

1. SYNTHÈSE DU RETOUR D'EXPERIENCE APRES DEUX ANS ET DEMI DE FONCTIONNEMENT DE LA ZONE DE MARCHÉ UNIQUE.....	4
2. EXPERIMENTATION DE L'AFFERMISSEMENT DES CAPACITES AU PIV PIRINEOS VERS L'ESPAGNE EN HIVER	4
3. AUTRES EVOLUTIONS AUX POINTS D'ENTREE ET DE SORTIE DU RESEAU PRINCIPAL	6
3.1 PITS NORD-EST ET ATLANTIQUE	6
3.2 EVOLUTION DES MODALITES DE NOMINATION AUX PIR : <i>NETTING</i> ET UBI DOUBLE-SENS	8
3.2.1 Mise en œuvre du <i>netting</i> au PIV Pirineos	9
3.2.2 Mise en œuvre de l'UBI dans les deux sens aux PIR Virtualys, Obergailbach et Oltingue	10
4. MAINTENANCES	11
4.1 RAPPEL SUR LE FONCTIONNEMENT DES MAINTENANCES EN TRF	11
4.2 PROPOSITION D'AUGMENTATION DU SEUIL « PETITES MAINTENANCES » EN OCTOBRE ET NOVEMBRE	12
5. LISTE DES QUESTIONS.....	15
ANNEXE 1 – RETOUR D'EXPERIENCE APRES DEUX ANS ET DEMI DE FONCTIONNEMENT DE LA TRF.....	16
LE MARCHÉ DE GROS	16
LES FLUX DE GAZ.....	17
La sécurité d'approvisionnement de la France est assurée.....	17
Les interconnexions avec les marchés européens aval (Espagne, Suisse, Italie) sont plus utilisées	17
LES CONGESTIONS.....	19
Une situation hivernale satisfaisante	19
Des congestions résiduelles en été	19
LES MAINTENANCES	21

1. SYNTHÈSE DU RETOUR D'EXPERIENCE APRES DEUX ANS ET DEMI DE FONCTIONNEMENT DE LA ZONE DE MARCHÉ UNIQUE

La zone de marché unique, *Trading Region France* (TRF), a été mise en œuvre le 1^{er} novembre 2018 conformément au calendrier établi par la CRE en 2014. Depuis cette date, il existe en France une zone d'entrée/sortie unique, et un seul point d'échange de gaz virtuel, le Point d'Echange Gaz (PEG), concentrant les achats/ventes de gaz pour l'ensemble de la TRF. Après deux années et demie de fonctionnement, la CRE fait le bilan d'un fonctionnement d'ensemble satisfaisant, et de l'atteinte des objectifs visés par ce projet d'ampleur : création d'un prix unique pour l'ensemble des consommateurs français, accès à des sources d'approvisionnement variées et compétitives en fonction des configurations du marché mondial, renforcement de la liquidité et de l'attractivité du marché français et meilleure intégration dans le marché européen.

Le marché de gros français, PEG, est plus attractif et plus liquide. Le consommateur français bénéficie aujourd'hui d'un prix de gros unique du gaz, à un niveau compétitif : depuis la mise en place de la fusion des zones, le prix au PEG est en moyenne inférieur au prix TTF, prix du marché néerlandais qui sert de référence en Europe.

La sécurité d'approvisionnement est assurée en hiver grâce aux capacités de transport supplémentaires et à la suppression de la séparation Nord/Sud. La zone Sud n'est ainsi plus isolée et dépendante des arrivées de GNL de Fos. Les effets de la fusion des zones se combinent avec la réforme du stockage qui assure le remplissage des stockages en hiver. De plus, la France a pu profiter pleinement du retour du GNL en Europe. Le marché français bénéficie de sources d'approvisionnement diversifiées, grâce à ses infrastructures complémentaires.

Les marchés en aval de la TRF (péninsule ibérique, Suisse, Italie) bénéficient d'un transit optimisé et les interconnexions de Pirineos et d'Oltingue ont été plus fortement utilisées.

Comme prévu au moment de la fusion des zones, des congestions résiduelles ont lieu épisodiquement. Ces congestions se sont concentrées en été, notamment en début d'été gazier et en aout. Les mesures prises par la CRE et les GRT à la suite des congestions importantes d'avril et mai 2019 ont permis de réduire les coûts de congestion. La situation hivernale est satisfaisante, aucun *spread* localisé n'ayant jamais été déclenché.

La CRE dresse un bilan détaillé de ces deux ans et demi de fonctionnement dans l'**annexe 1** de la présente consultation.

Question 1 Avez-vous des remarques concernant le bilan après deux ans et demi de fonctionnement de la TRF ?

2. EXPERIMENTATION DE L'AFFERMISSEMENT DES CAPACITES AU PIV PIRINEOS VERS L'ESPAGNE EN HIVER

Les capacités en sortie du réseau français vers l'Espagne au point d'interconnexion virtuel (PIV) Pirineos sont actuellement de 165 GWh/j de capacité ferme et 60 GWh/j de capacité interruptible. La totalité de ces capacités est ferme du côté espagnol.

Les capacités interruptibles sont commercialisées par Teréga sous forme de produits journaliers, *via* les enchères sur PRISMA, et de produits infrajournaliers, *via* de la surnomination. Teréga commercialise également, depuis janvier 2021, la capacité interruptible sous forme de produits trimestriels et mensuels quand 98 % de la capacité ferme est déjà souscrite.

L'interconnexion de Pirineos est davantage accessible et davantage utilisée depuis l'entrée en fonctionnement de la TRF. Les investissements réalisés dans le cadre de la fusion des zones, d'un montant total de près de 900 M€ pour les projets Val de Saône et Gascogne-Midi, ont permis de garantir la fermeté des capacités d'acheminement des points d'entrée du nord de la France vers les sorties du Sud, au bénéfice notamment du transit de gaz vers l'Espagne.

La réforme du stockage de gaz a permis d'assurer un remplissage renforcé des stockages français. Le réseau gazier est donc moins sous tension en hiver, la sécurité d'approvisionnement étant renforcée. Cela permet d'assurer davantage de disponibilité à la sortie vers l'Espagne. Ainsi, le flux en sortie à Pirineos a atteint le niveau maximum possible (225 GWh/j) pendant la quasi-totalité du mois de janvier 2021.

Affermir en hiver la capacité actuellement interruptible à Pirineos permettrait d'améliorer le transit vers l'Espagne, au bénéfice du marché gazier de la péninsule ibérique (y compris le Portugal). Les expéditeurs bénéficieraient d'opportunités d'optimiser les flux entre la France et l'Espagne avec une capacité qui leur est garantie, donc sans avoir à intégrer un risque d'interruption. Teréga a transmis une proposition en ce sens à la CRE.

La CRE a en effet constaté que la capacité interruptible est disponible presque la totalité du temps en hiver (de novembre à mars) depuis la mise en place de la TRF. La CRE propose donc que les 60 GWh/j de capacité interruptible deviennent fermes lors de l'hiver 2021-2022, à l'issue duquel un retour d'expérience sera mené. Il y aurait ainsi 225 GWh/j de capacités fermes à Pirineos dans le sens sortie (France vers Espagne) sur les mois de novembre à mars. Les 60 GWh/j de capacités fermes seraient commercialisés en produit trimestriel pour le premier trimestre janvier-mars, en produits mensuels pour les mois de novembre, décembre, janvier, février et mars, et également en produits journaliers et infrajournaliers sur cette période.

Cette capacité ferme supplémentaire bénéficierait aux expéditeurs, qui auraient la garantie de pouvoir utiliser leurs capacités. De plus, la possibilité de souscrire directement l'ensemble de la capacité ferme en trimestriel et mensuel permettrait aux expéditeurs de bénéficier de conditions de marché attractives et optimiser au mieux leurs flux de gaz entre la France et l'Espagne.

Teréga a estimé le gain de recettes que pourrait représenter l'affermissement à partir de l'historique des souscriptions sur les trois hivers qui ont eu lieu depuis la création de la TRF (novembre 2018-mars 2019, novembre 2019-mars 2020 et novembre 2020-mars 2021). La seule conversion en ferme des capacités interruptibles souscrites représente un gain de 584 k€/an en moyenne sur ces trois ans.

Teréga estime que l'affermissement permettra également des souscriptions supplémentaires. En effet, lors de certaines enchères de capacité ferme infra-annuelle des dernières années (produits trimestriels pour le 4^e trimestre 2018 et 1^{er} trimestre 2019, et produits mensuels pour les mois de décembre 2020, janvier et février 2021), la totalité de la capacité commercialisée a été souscrite.

Au total, sur la base de l'historique depuis la mise en place de la TRF, Teréga estime les recettes supplémentaires à 1,45 M€/an en moyenne.

Par ailleurs, Teréga a également mené une analyse pour calculer l'impact potentiel sur les congestions d'une telle mesure, confirmée par les analyses de GRTgaz. En effet, la sortie à Pirineos étant située à l'aval du réseau dans le schéma de flux principal Nord-Sud, l'augmentation de la capacité ferme pourrait augmenter les congestions même si le risque de congestion en TRF en hiver est globalement faible (aucune congestion n'ayant été constatée lors des trois hivers depuis sa mise en œuvre, voir en annexe 1).

Teréga a rejoué l'historique des flux sur ces trois hivers en maximisant l'utilisation de Pirineos. Ainsi, Teréga a réalisé un scénario en augmentant le flux à Pirineos de 60 GWh en sortie (en ne dépassant pas la limite technique de 225 GWh/j de capacité), les jours où cette sortie était fortement sollicitée, avec un niveau observé supérieur au flux journalier moyen de 123 GWh/j. Le résultat est une seule congestion en mars 2019 pour un volume de 48 GWh, qui occasionnerait un coût de 100 k€¹. Par ailleurs, le nombre de jours de vigilance orange, où le système est proche de la congestion sans l'atteindre, serait en augmentation de 7 jours en moyenne par an. Les GRT ont également réalisé un scénario « extrême » sur l'hiver 2020-2021, en abaissant les arrivées de GNL à 100 GWh/j à Montoir et Fos. Dans ce scénario extrême, la hausse des flux à Pirineos n'a pas d'impact significatif.

Les recettes supplémentaires auront un effet à la baisse sur le tarif moyen, au bénéfice de l'ensemble des utilisateurs du réseau, et notamment des consommateurs français. Le risque de coût de congestion supplémentaire apparaît limité. Ainsi, les risques de congestion sont globalement faibles en hiver, avec une configuration de flux bien moins tendue qu'en été, même en cas de faibles entrées de GNL.

Enfin, le risque de hausse des prix du gaz sur le marché français apparaît faible, les flux vers l'Espagne ayant déjà été élevés les hivers précédents.

A ce stade, la CRE propose l'affermissement pour l'hiver 2021-2022.

Question 2 Êtes-vous favorable à l'affermissement des 60 GWh/j de capacité interruptible vers l'Espagne au PIV Pirineos pour l'hiver 2021-2022 ?

¹ coût de spread localisé avec une hypothèse de prix de spread localisé à 2 €/MWh

3. AUTRES EVOLUTIONS AUX POINTS D'ENTREE ET DE SORTIE DU RESEAU PRINCIPAL

Après plus de deux années gazières, le bilan de la mise en œuvre de la place de marché unique française est donc positif. D'un point de vue systémique, il ressort également de ces deux années et demie d'expérience que les niveaux de capacités fermes commercialisés aux différents points du réseau constituent un aspect majeur de cet équilibre d'ensemble. Dans une optique d'amélioration continue du fonctionnement de la TRF, les opérateurs ont proposé des évolutions relatives à ces niveaux de capacités fermes, qui sont présentées dans cette partie. Par ailleurs les GRT ont également émis des propositions d'évolutions relatives aux mécanismes opérationnels de sur-réservation de capacités par les expéditeurs.

3.1 PITS Nord-Est et Atlantique

Dans sa délibération du 12 décembre 2019, afin de tenir compte des limites physiques du réseau français et de limiter les congestions estivales, la CRE a fixé pour chaque PITS des niveaux nominaux de capacités de sortie, au-delà desquels les capacités deviennent interruptibles en période de tension. Ces niveaux nominaux actuellement en vigueur sont les suivants :

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

Storengy demande de revenir sur ces niveaux pour les PITS Nord-Est et Atlantique. Afin d'évaluer l'impact de ces propositions, l'opérateur a demandé une analyse coûts-bénéfices aux gestionnaires du réseau de transport Teréga et GRTgaz au cours du premier trimestre 2021. Les conclusions de cette étude ont été présentées en Concertation Gaz le 4 mai 2021.

Demande de Storengy

Afin de tenir compte de l'évolution des caractéristiques de ses produits de stockage Serene Nord et Serene Atlantique, Storengy propose de réévaluer à la hausse le niveau nominal de capacité ferme en sortie des PITS Nord-Est et Atlantique, pour les fixer respectivement à 124 GWh/j et 371 GWh/j.

Du fait d'une baisse des performances physiques de ses deux sites de stockage, Storengy a en effet dû réviser à la hausse la durée de soutirage des produits Serene Nord (+16 jours) et Serene Atlantique (+26 jours). Ce rallongement contraint de la période de soutirage hivernal réduit mécaniquement la période disponible pour remplir les capacités de stockage durant l'été. Afin de dégager plus de temps et garantir l'opérabilité de ses produits sur une année complète, l'opérateur en a donc également augmenté les capacités à l'injection (pour compenser une période d'injection raccourcie de 22 jours pour les deux Serene). Cette flexibilité accrue en été vise également à compenser pour partie la perte de valorisation de ces stockages par les expéditeurs. L'évolution des caractéristiques des produits Serene Nord et Serene Atlantique est résumée dans les tableaux suivants :

	Produit Serene Nord 2020-2021	Produit Serene Nord 2021-2022
Durée réelle de soutirage (jours)	149	165
Durée réelle d'injection (jours)	151	129
Débit nominal à l'injection (GWh/j)	111	124
Volume utile total (TWh)	15	15

	Produit Serene Atlantique 2020-2021	Produit Serene Atlantique 2021-2022
Durée réelle de soutirage (jours)	138	164
Durée réelle d'injection (jours)	151	129
Débit nominal à l'injection (GWh/j)	333	371
Volume utile total (TWh)	45	45

Ces nouvelles spécificités impliquent l'atteinte de débits maximums d'injection plus élevés, supérieurs aux valeurs de 115 GWh/j et 340 GWh/j de capacités fermes fixées par la délibération du 12 décembre 2019 pour les PITS Nord-Est et Atlantique. Storengy souhaiterait donc une révision de ces valeurs à la hausse, à 124 GWh/j et 371 GWh/j, afin de pouvoir garantir la fermeté des capacités d'injection commercialisées, et ainsi s'assurer à la fois de l'opérabilité de ses produits de stockage sur une année et d'une meilleure valorisation par les expéditeurs à l'occasion des enchères annuelles.

Analyse de la CRE

Le bon dimensionnement des niveaux fermes d'injection nécessite de trouver le juste équilibre entre un niveau de flexibilité générant de la valeur pour le système gazier et un niveau tenant compte des limites physiques du réseau afin d'éviter des congestions trop fréquentes et trop coûteuses. La CRE considère qu'il est pertinent de s'interroger sur les niveaux nominaux fixés précédemment lorsque les caractéristiques d'un produit de stockage ont sensiblement évolué, sous réserve de mener une analyse coûts-bénéfices globale.

La CRE accueille donc favorablement la démarche effectuée par Storengy auprès des gestionnaires du réseau de transport afin d'établir une étude d'impact sur ces propositions.

S'agissant du PITS Nord-Est, comme présenté aux acteurs de marché en Concertation Gaz, les GRT considèrent que du point de vue des congestions l'impact de l'évolution proposée serait très faible, voire nul. Le PITS Nord-Est est en effet à l'amont de toutes les limites usuelles de la TRF (S1, NS4, NS3, NS2, E02), dont les congestions apparaissent selon un schéma de type Nord>Sud. Dans une telle configuration, la hausse de 9 GWh/j du débit d'injection au PITS Nord-Est pourrait au contraire avoir un effet bénéfique : à l'amont des limites, tout nouveau débouché permettant de diminuer le gaz en surplus tend à soulager les congestions estivales. La configuration inverse, soit un scénario de congestion Sud>Nord, n'a jamais été observée à ce stade en deux années et demie d'historique.

Quant aux bénéfices attendus, l'adéquation entre le niveau ferme au PITS et les débits d'injection commercialisés assurerait aux expéditeurs la non-interruption de leurs capacités en période estivale, et générerait donc de la valeur pour les utilisateurs de ce stockage. L'augmentation du niveau de capacités fermes en sortie du réseau constituera également une source de revenus annuels supplémentaires pour l'opérateur de transport (GRTgaz). L'analyse coûts-bénéfices de cette évolution apparaît donc favorable pour l'ensemble des acteurs de marché.

La CRE est favorable à la fixation du niveau de capacités fermes en sortie du réseau au PITS Nord-Est à 124 GWh/j.

Question 3 Êtes-vous favorable à la fixation du niveau des capacités fermes en sortie du réseau au PITS Nord-Est à 124 GWh/j ?

S'agissant du PITS Atlantique, le rôle de celui-ci vis-à-vis des occurrences de congestions est plus important que celui du PITS Nord-Est : le PITS Atlantique est en effet situé tantôt à l'amont des limites usuelles de la TRF (en configurations NS4 et S1, voir carte en annexe 1, et tantôt à leur aval (en configurations NS3, NS2 et E02). Lorsqu'il est situé à l'aval, toute flexibilité additionnelle à l'injection tend à aggraver l'ampleur de la congestion et augmente mécaniquement les coûts de *spread* localisés nécessaires à sa résorption. L'historique observé depuis l'entrée en vigueur de la TRF indique que les congestions les plus coûteuses correspondent à ce cas de figure, car les volumes de *spread* localisés appelés sont plus conséquents. Les chiffres issus de cet historique sont les suivants :

	Fréquence d'occurrence
PITS Atlantique à l'amont de la congestion	59 %
PITS Atlantique à l'aval de la congestion	41 %

	Poids relatif en coûts de <i>spread localisé</i>
PITS Atlantique à l'amont de la congestion	24 %
PITS Atlantique à l'aval de la congestion	76 %

Dans leur étude conjointe, présentée aux acteurs de marché en Concertation Gaz, les GRT ont estimé l'impact d'une hausse à 371 GWh/j du niveau ferme de capacité en sortie du PITS Atlantique en termes de coûts additionnels de levée des congestions, en jouant les deux dernières années d'historique selon un scénario favorable pour les congestions (approvisionnement en GNL élevé et flux vers l'Espagne bas), et selon un scénario plus extrême pour les limites (approvisionnement en GNL de Fos et Montoir capés à 100 GWh/j et flux vers l'Espagne élevés).

En regard de ces coûts, l'affermissement de 31 GWh/j de capacités supplémentaires en sortie du PITS apporterait des recettes tarifaires limitées à GRTgaz. L'adéquation entre le niveau ferme au PITS et les débits d'injection commercialisés générerait également de la valeur pour les expéditeurs et pourrait permettre d'améliorer la valorisation du produit de stockage lors des ventes aux enchères annuelles.

Dans un scénario de flux favorable en termes d'occurrences de congestions, proche de l'historique, l'analyse coûts-bénéfices estimée par les GRT atteint l'équilibre. Un scénario plus défavorable en termes de limites implique en revanche des coûts additionnels non négligeables de levée des congestions, de l'ordre de deux millions d'euros par période estivale. S'agissant des bénéfices attendus, l'estimation de la valorisation additionnelle du produit de stockage lors des enchères annuelles est par ailleurs délicate dans la mesure où les expéditeurs valorisent avant tout les performances des stockages au soutirage, afin de pouvoir alimenter leur portefeuille de clients en période de pointe de froid, et seulement en second lieu leurs performances à l'injection. La CRE rappelle que des schémas de flux entraînant des épisodes de congestion coûteux ne peuvent être exclus à l'avenir, les niveaux de flux estivaux vers l'Espagne et d'approvisionnement en GNL étant par nature volatils car dépendants de conditions de marché extérieures.

S'agissant de l'opérabilité sur une saison complète du stockage Atlantique, la CRE considère que les performances à l'injection du produit Serene Atlantique permettent le remplissage dans les temps impartis des capacités commercialisées, y compris pour un niveau ferme de 340 GWh/j en sortie du PITS Atlantique et pour des scénarios de maintenances élevées durant l'été.

La CRE est donc à ce stade défavorable à la fixation du niveau de capacités fermes en sortie du réseau au PITS Atlantique à 371 GWh/j.

Question 4 Etes-vous favorable au maintien du niveau des capacités fermes en sortie du réseau au PITS Atlantique à 340 GWh/j ?

3.2 Evolution des modalités de nomination aux PIR : *netting* et UBI double-sens

Dans une optique d'amélioration continue du fonctionnement de la zone de marché unique, les GRT souhaiteraient également proposer des évolutions relatives aux processus de commercialisation des capacités, essentiellement aux points d'interconnexion des réseaux (PIR). Ces évolutions, présentées dans cette partie, ne concernent pas les principes généraux de mise aux enchères des capacités d'interconnexion, régies par le code européen CAM, mais plutôt les mécanismes opérationnels de surréservation de capacités par les expéditeurs.

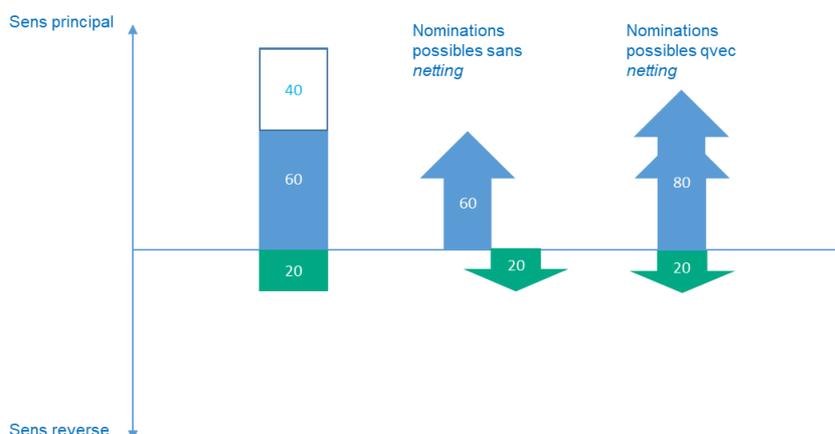
3.2.1 Mise en œuvre du *netting* au PIV Pirineos

Proposition de Teréga

Au PIV Pirineos, Teréga propose la mise en œuvre du mécanisme de *netting*, actuellement en vigueur aux PIR Virtualys, Obergailbach et Oltingue opérés par GRTgaz.

Ce mécanisme, disponible uniquement en période de travaux restreignant les capacités disponibles aux PIR, permet à un expéditeur qui nomme dans le sens rebours de libérer une quantité identique de capacité dans le sens principal du flux (pour rappel au PIV Pirineos le sens principal alterne régulièrement entre la sortie vers l'Espagne et l'entrée vers la France, selon la journée gazière considérée). Le *netting* consiste uniquement en un rejeu virtuel des nominations et n'apporte pas de changement aux flux physiques sur le réseau. Il permet aux expéditeurs de nommer davantage dans le sens principal, et ainsi de faciliter le respect de leurs engagements de *Take or Pay* inclus dans les contrats d'acheminement de long terme.

Le schéma suivant explicite les différentes possibilités offertes aux expéditeurs, avec ou sans dispositif de *netting*, pour une période de travaux imposant une restriction de 40% dans le sens principal. Le cas considéré est celui d'un expéditeur détenant 100 MWh/j de capacités dans le sens principal des flux et 20 MWh/j dans le sens rebours :



Pour un expéditeur disposant de capacités souscrites dans les deux sens d'un PIR, le mécanisme de *netting* consiste donc en la priorisation de ses droits de surnomination en sens principal, par le biais de ses propres capacités détenues en sens inverse. En l'absence de *netting*, cette surnomination en sens principal en période de travaux passe nécessairement par un achat de capacité additionnelle *via* le mécanisme de *Use It and Buy It*, proratisé entre l'ensemble des expéditeurs en faisant la demande.

D'un point de vue tarifaire, le recours à ce mécanisme de *netting* en lui-même est gratuit, sous réserve pour l'expéditeur de détenir des capacités suffisantes dans les deux sens du PIV.

Cette proposition d'évolution a été présentée aux acteurs de marché en Concertation Gaz du 11 mai 2021.

Analyse de la CRE

La CRE considère que la mise en œuvre du mécanisme de *netting* pourrait présenter un intérêt au PIV Pirineos. D'une part, il s'agit d'un point fortement souscrit à la fois dans le sens entrée (Espagne vers France) et dans le sens sortie (France vers Espagne). Le mécanisme nécessitant la détention de capacités dans les deux sens d'un même PIR pour être opérationnel, sa mise en œuvre semble donc adaptée dans le cas de Pirineos. D'autre part, l'interconnexion entre la France et l'Espagne est un important point de transit de gaz naturel, en partie par le biais de contrats d'acheminement de long terme dans le cadre desquels le non-respect des contraintes de *Take or Pay* peut être pénalisant pour les expéditeurs. Dans ce cadre, le dispositif de *netting* permettrait aux expéditeurs en période de restrictions pour travaux d'honorer plus facilement leurs contrats de long terme sans être pénalisés financièrement.

La CRE n'est pas opposée à la mise en œuvre du mécanisme de *netting* au PIV Pirineos.

Question 5 Êtes-vous favorable à la mise en œuvre du mécanisme de *netting* au PIV Pirineos ?**3.2.2 Mise en œuvre de l'UBI dans les deux sens aux PIR Virtualys, Obergailbach et Oltingue****Proposition de GRTgaz**

GRTgaz propose de mettre en œuvre le mécanisme de *Use it and Buy It (UBI)* simultanément dans les deux sens des flux aux PIR Virtualys, Obergailbach, et Oltingue.

Lorsque l'ensemble des capacités fermes d'un PIR sont souscrites, et lorsque les ventes sont coupées en période de travaux impactant un PIR, le mécanisme de *Use it and Buy It (UBI)* permet aux expéditeurs d'acquérir de la capacité quotidienne supplémentaire en cours de journée gazière, en mettant à leur disposition les capacités souscrites par d'autres expéditeurs mais non utilisées par leurs propriétaires. A chaque cycle de nomination d'une journée gazière, GRTgaz détermine la capacité *UBI* disponible à un point donné en calculant la différence entre la capacité opérationnelle disponible et la somme des nominations à ce même point. Pour obtenir de la capacité *UBI*, un expéditeur nomme au-delà de ses droits.

Actuellement, l'offre *UBI* n'est disponible à chaque PIR que dans le sens principal du flux, soit en entrée des PIR Virtualys et Obergailbach et en sortie du PIR Oltingue. Pour chacun des trois PIR, GRTgaz souhaiterait mettre en œuvre ce dispositif dans les deux sens des flux, principal et non principal, au cours d'une même journée gazière.

GRTgaz observe en effet de plus en plus régulièrement sur ces trois PIR des souscriptions de court terme (quotidiennes et infraquotidiennes) dans le sens non principal des flux, de la part d'expéditeurs cherchant à capter ponctuellement des opportunités de marché dans les pays frontaliers. Dans un tel contexte, l'opérateur considère qu'il est essentiel de mettre en œuvre un dispositif de secours en cas de défaillance de la plateforme européenne de commercialisation PRISMA ou du système d'information de GRTgaz relatif aux ventes de capacités. Le mécanisme d'*UBI* permet précisément de garantir aux expéditeurs la possibilité d'acquérir de la capacité additionnelle en cas de défaillance des systèmes informatiques de vente, par le simple biais de surnominations dans le sens souhaité.

Sur une journée, la mise en œuvre de l'*UBI* dans les deux sens, proposée par l'opérateur, ne peut cependant ni coexister avec le mécanisme de *netting* ni avec la mise en œuvre opérationnelle de superpoints, permettant aux expéditeurs de mutualiser l'impact des travaux sur plusieurs points du réseau.

GRTgaz indique que le mécanisme de *Netting* n'a été utilisé sur les trois PIR que durant deux journées en 2019 et aucune en 2020. GRTgaz considère que la mise en œuvre de l'*UBI* dans les deux sens générerait davantage de valeur pour les expéditeurs que de maintenir le mécanisme de *netting*.

En revanche, l'opérateur estime que le dispositif de superpoints génère beaucoup de valeur pour les expéditeurs, et ne souhaite pas revenir sur ce dispositif pour instaurer de l'*UBI* dans les deux sens.

La proposition de GRTgaz est donc la suivante :

- lorsque les superpoints ne sont pas actifs, l'*UBI* dans les deux sens est activé sur ces trois PIR si l'une des trois conditions suivantes est remplie : si toute la capacité a été vendue, si des travaux impactent les PIR concernés, en cas de défaillance du système d'information de GRTgaz ou de la plateforme PRISMA ;
- lorsque le dispositif de superpoints est activé, l'offre de *netting* par point est maintenue et l'*UBI* n'est actif que dans le sens principal du flux (système actuel).

Cette proposition d'évolution a été présentée aux acteurs de marché en Concertation Gaz du 11 mai 2021. Elle serait mise en œuvre par GRTgaz à la mise en service du nouveau système d'information, estimée par GRTgaz à fin d'année 2022.

Analyse de la CRE

La CRE souscrit globalement à l'analyse de GRTgaz. En outre, elle constate l'incompatibilité entre l'offre d'UBI dans les deux sens des flux et le mécanisme de *netting*. Pour les PIV Virtualys, Obergailbach et Oltingue, la proposition de GRTgaz implique donc de revenir sur l'existence de ce mécanisme, par ailleurs proposé par Teréga pour le PIR Pirineos.

La CRE souligne cependant la différence entre ces interconnexions : contrairement à Pirineos, pleinement bidirectionnel, les trois PIR concernés sont essentiellement souscrits dans le sens principal des flux. Le mécanisme de *netting*, qui nécessite de disposer de capacités souscrites dans les deux sens de l'interconnexion, semble dès lors moins utile. La CRE souligne cependant qu'en tout état de cause, la proposition de GRTgaz pourrait constituer une perte de service pour un expéditeur disposant de capacités souscrites dans les deux sens de l'un de ces trois PIR, notamment lorsque des travaux ont lieu spécifiquement à ce PIR.

La CRE n'est pas opposée à la mise en œuvre de l'UBI dans les deux sens des flux aux PIR Virtualys, Obergailbach et Oltingue, tel que proposé par GRTgaz.

Question 6 Êtes-vous favorable à la mise en œuvre de l'offre *Use it and Buy It* (UBI) dans les deux sens des flux aux PIR Virtualys, Obergailbach et Oltingue, telle que proposée par GRTgaz ?

4. MAINTENANCES

Les maintenances ont un rôle important dans le fonctionnement de la TRF. En effet, des maintenances ont lieu chaque année et sont indispensables au maintien en bon état des infrastructures et donc au bon fonctionnement du réseau. Elles ont néanmoins pour impact la diminution des capacités du réseau de transport et conduisent par conséquent, soit à des restrictions de capacités disponibles *ex-ante*, soit à une augmentation du risque de congestions. Elles doivent donc être optimisées afin de minimiser les impacts sur les utilisateurs du réseau (contraintes d'utilisation des capacités pour les expéditeurs et coûts de congestion).

4.1 Rappel sur le fonctionnement des maintenances en TRF

Les GRT publient chaque année un programme de maintenance, avec des restrictions de capacités durant une partie de l'été gazier, afin de réaliser des travaux d'ampleur sur le réseau. La disponibilité des capacités en période de maintenance dépend de l'impact des travaux, mais également du schéma de flux et des consommations au cours de cette période. En effet, les GRT tiennent compte d'hypothèses de consommation lorsqu'ils établissent les niveaux de restrictions pour maintenance. Ainsi, dans le cas des maintenances affectant le cœur du réseau, plus les consommations de la zone située à l'aval des travaux (respectivement à l'amont) sont fortes (respectivement faibles), plus l'indisponibilité des capacités sera forte. L'aléa climatique peut induire une incertitude importante sur les consommations, particulièrement pour les maintenances programmées en inter-saison. L'incertitude peut donc être forte sur le niveau de disponibilité des capacités liées à ce type de maintenance.

Afin de garantir le fonctionnement du réseau en évitant de laisser disponible des capacités qui ne sont en réalité pas disponibles à cause des travaux, les GRT devraient établir les taux de restriction prévisionnels en retenant les niveaux de consommations prévisionnels extrêmes (les plus faibles à l'amont et les plus forts à l'aval) sur la période considérée. Or, cette approche conservatrice aboutirait à restreindre beaucoup de capacités inutilement et à remettre sur le marché quasi systématiquement ces capacités finalement disponibles les jours de maintenance.

Sur proposition des GRT et après consultation du marché, la CRE a donc décidé dans la délibération du 24 juillet 2018 que les GRT ne tiendront pas compte des 10 % des cas les plus extrêmes sur les hypothèses de niveaux de consommations lorsqu'ils établiront les restrictions de capacités liées au programme de travaux. Les restrictions publiées sont donc moins importantes que si 100 % des cas étaient couverts. Les mécanismes de gestion des congestions permettent de couvrir ces 10 % de cas les plus extrêmes, dans lesquels des capacités non restreintes à l'avance s'avèrent finalement non disponibles. Depuis la mise en place de la TRF, aucun de ces cas extrêmes ne s'est produit et n'a donné lieu à des congestions.

Par ailleurs, toujours afin d'éviter la multiplication des restrictions de capacités au détriment de leur utilisation par les expéditeurs, la CRE a décidé dans la délibération du 26 octobre 2017, que les GRT n'appliqueraient pas de restriction *a priori* lorsque l'impact prévisionnel d'une maintenance est inférieur à 30 GWh/j (dite « petite maintenance »). Le jour où a lieu une petite maintenance, si une congestion survient effectivement, celle-ci est traitée par les mécanismes de levée des congestions, même si elle est en partie due aux maintenances. La CRE a confirmé le fonctionnement des petites maintenances dans la délibération du 12 décembre 2019 et a également décidé que les GRT devraient publier l'impact des petites maintenances (en GWh) au lendemain de la survenue d'une congestion, à des fins d'information du marché et de suivi du fonctionnement de la TRF.

Enfin, la CRE a décidé dans la délibération du 12 décembre 2019 que les opérateurs doivent publier un programme de maintenance commun. Une première publication conjointe aux GRT de transport et aux opérateurs de stockage doit être réalisée en octobre de chaque année, afin de donner la meilleure visibilité aux expéditeurs en vue des enchères des capacités de stockage. Un programme définitif doit être publié en février de chaque année, intégrant les éléments pour les terminaux méthaniers. L'ensemble des opérateurs doivent publier sur leur site internet respectif ce document unique.

Afin de respecter cette obligation de publication commune, les opérateurs d'infrastructures gazières publient désormais l'ensemble des restrictions de capacités pour maintenance dans un tableau unique sur une page de la plateforme *open data* réseaux énergies².

4.2 Proposition d'augmentation du seuil « petites maintenances » en octobre et novembre

Proposition de GRTgaz

Dans le cadre de ses réflexions sur le programme de maintenance, GRTgaz propose, une augmentation du seuil de déclenchement des restrictions de capacités pour maintenances pour les mois d'octobre et de novembre, différenciée par limite du réseau (correspondant à un front géographique de congestion, voir la carte des limites dans l'annexe 1). La proposition de GRTgaz est de faire évoluer ce seuil de 30 GWh/j à 90 GWh/j en octobre sur NS4 et S1 (les limites les plus fréquemment atteintes), et de 30 GWh/j à 120 GWh/j en octobre et novembre sur le reste des limites.

Cette mesure permettrait la programmation des travaux de maintenance de grande ampleur sur le cœur du réseau sans restreindre les capacités *ex ante*, pendant des mois au cours desquels les risques de congestion sont moindres. Ainsi, à programme annuel de maintenance donné, les restrictions pour les expéditeurs diminueraient, sans que les congestions n'augmentent considérablement.

Le bénéfice d'une telle mesure est difficile à chiffrer car il dépend du programme de maintenance qui change chaque année, mais GRTgaz donne comme exemple des travaux sur les artères du Berry, de Sologne Nord et de Centre-Est, et sur la station de compression de Chazelles. Les travaux sur les artères donnent lieu à la fois à des restrictions de capacités dans le cadre du programme de maintenance annuelle, mais également à des petites maintenances lorsque les travaux sont longs. C'est le cas par exemple de l'artère Centre-Est, dont les travaux représentent en moyenne 140 jours par an entre 2019 et 2021.

Avoir un seuil « petite maintenance » élevé en octobre et novembre sur des limites au cœur du réseau permettrait d'y programmer ces travaux avec des impacts conséquents et sur des durées longues, sans restreindre de capacités pour les expéditeurs. La proposition de GRTgaz conduirait donc à moins de capacités restreintes sur le reste de l'année. Avoir plus de disponibilité des capacités globalement sur l'été pourrait permettre une meilleure répartition des nominations aux différents points d'entrée et de sortie du réseau principal, et potentiellement moins de concentrations des sorties en aval du réseau sur certains jours de l'été, réduisant les congestions. Cela peut être illustré pour les deux premiers étés en TRF : avec moins de restrictions en juin et juillet, les expéditeurs auraient moins de contraintes sur le remplissage rapide des stockages en avril et mai pour pouvoir passer la porte de remplissage au 31 juillet. Il y aurait donc moins de tension sur le réseau en avril et mai.

GRTgaz a estimé les congestions supplémentaires qui résulteraient de sa proposition à partir de l'historique des flux des mois d'octobre et novembre en TRF (les trois dernières années). L'impact estimé est de 1 jour supplémentaire de congestion par an en moyenne, représentant 25 GWh et 30 k€ de coût de *spread* localisé, avec des hypothèses de prix de *spread* localisé identiques à celles de l'étude sur la hausse capacité ferme au PITS Atlantique présentée au 3.2.

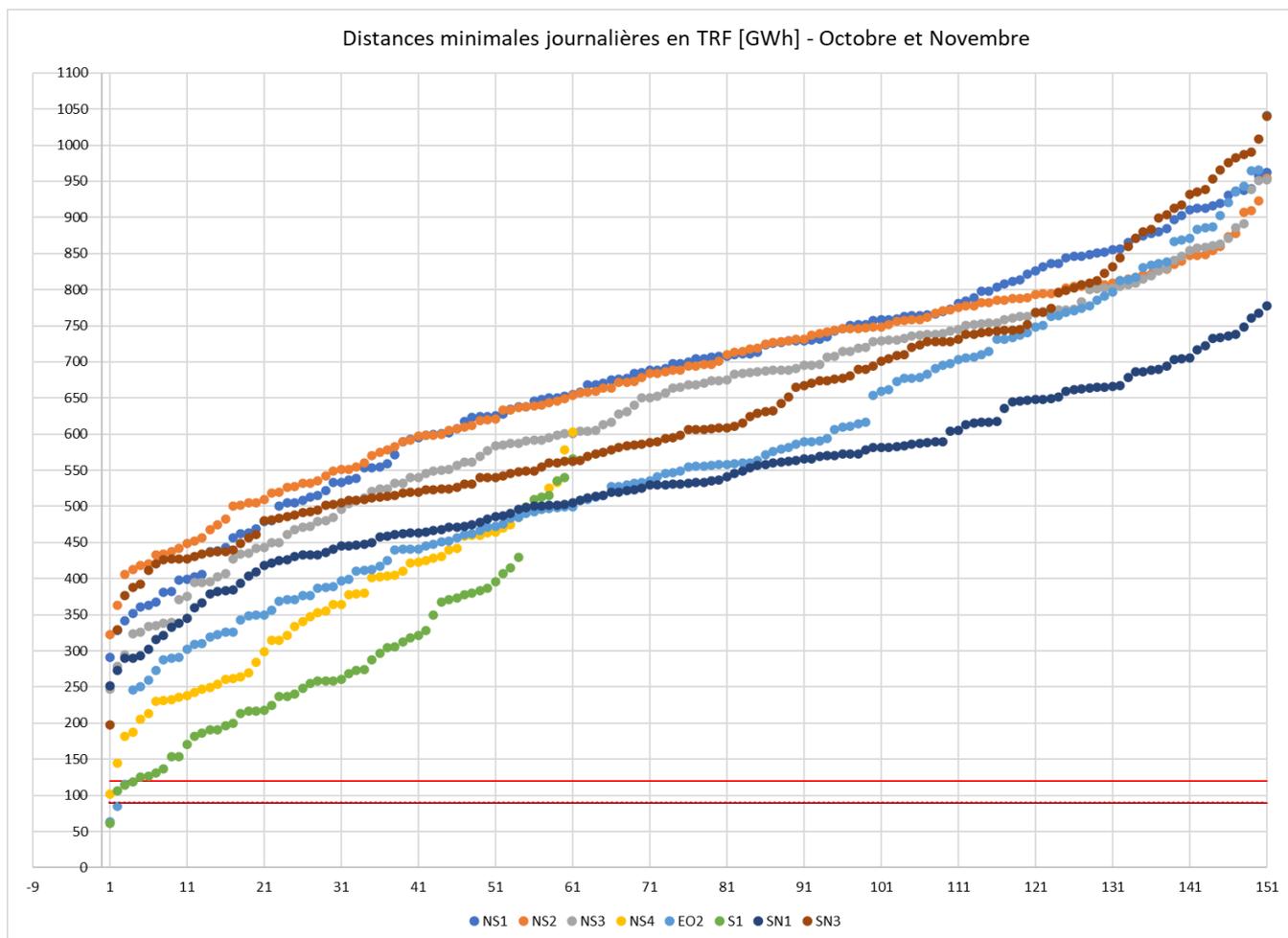
² https://opendata.reseaux-energies.fr/explore/dataset/joint-maintenance-schedule-of-french-gas-operators-for-the-period-20202021/information/?disjunctive.calendar_date

La proposition de GRTgaz résulte d'une recherche d'optimisation des règles existantes par rapport aux flux observés et aux limites du réseau. GRTgaz a ainsi étudié les distances rencontrées entre les flux et ce dont le réseau est capable, à chaque limite du réseau. La distance à la limite, pour chaque limite et pour chaque journée gazière, est la différence entre :

- la capacité du réseau à acheminer du gaz à travers cette limite au cours de cette journée ;
- le flux de gaz à acheminer à travers cette limite au cours de cette journée.

Par exemple, une valeur de 90 sur une journée J sur EO2 signifie que le réseau aurait été en mesure de faire transiter 90 GWh/j supplémentaires de la zone amont d'EO2 à la zone aval. A l'inverse, une valeur négative signifie que le flux dépasse la limite au cours de cette journée, entraînant une congestion. La distance à la limite correspond ainsi à la marge de manœuvre du réseau : Par exemple, une distance à la limite de 100 GWh sur NS4 le jour J permet de réaliser une maintenance qui réduit la capacité de 90 GWh de capacité sur NS4 sans créer de congestion.

Les distances journalières à la limite observées depuis la mise en place de la TRF au 1^{er} novembre 2018, au cours des mois d'octobre et de novembre (et octobre seul pour NS4 et S1), par limite, sont les suivantes :



(en rouge foncé le niveau à 90 GWh/j et en rouge clair le niveau à 120 GWh/j)

Il n'y a jamais eu de congestions au cours des mois d'octobre et de novembre depuis la mise en place de la TRF, et donc aucune valeur négative. Sur les limites NS1, NS2, NS3, SN1 et SN3, la distance n'est jamais descendue en-dessous de 200 voire 250 GWh/j. Sur EO2, en-dehors d'occurrences rares entre 60 et 120 GWh/j, la distance journalière à la limite est supérieure à 250. Sur S1 et NS4, les distances minimales observées en octobre ont été respectivement d'environ 60 GWh et 100 GWh sur une journée, mais s'élèvent rapidement au-delà de 100 puis 150 GWh pour S1 et 150 puis 200 GWh pour NS4.



GRTgaz relève ainsi qu'il y a une marge existante entre les flux qui ont été observés jusqu'à présent et les capacités du réseau lors des mois d'octobre et de novembre. GRTgaz indique qu'un seuil différencié entre NS4 et S1 et les autres limites permettrait d'optimiser la mesure afin de ne pas augmenter significativement la fréquence des congestions. Ainsi GRTgaz propose de ne pas faire évoluer la limite de 30 GWh/j pour NS4 et S1 en novembre. En effet, si la mesure d'affermissement des capacités interruptibles en hiver à Pirineos était mise en œuvre (voir la proposition dans la partie 2), la marge de manœuvre serait moindre avec l'augmentation de la capacité de sortie à l'aval du réseau dans le sens Nord vers Sud.

Par ailleurs, le seuil proposé par GRTgaz dépasse certaines des valeurs de distance à la limite : ainsi le seuil de 120 GWh/j est près du double du minimum observé en octobre sur EO2, et le seuil de 90 GWh/j pour S1 dépasse également le minimum observé en octobre sur cette limite. Cependant, comme l'indique le résultat de l'étude d'impact sur les congestions réalisé par GRTgaz, ces occurrences sont rares et la distance à la limite resterait globalement importante sur la grande majorité des jours.

De plus, la proposition de GRTgaz n'a d'intérêt que si l'augmentation du seuil est suffisamment importante pour réaliser des maintenances conséquentes sans déclencher de restriction de capacité. Par exemple, augmenter le seuil de 30 GWh/j à 50 GWh/j sur certaines limites en octobre et novembre ne permettrait pas d'y programmer des maintenances importantes sans déclencher de nouvelles restrictions de capacités *ex ante*.

Teréga a été sollicité par GRTgaz pour envisager une telle évolution et est favorable à cette proposition.

Analyse de la CRE

La CRE considère qu'il serait bénéfique de profiter des capacités offertes par le réseau et de limiter les restrictions de capacités sans augmenter considérablement les congestions.

L'objectif est de trouver un optimum global pour la TRF, en profitant des configurations où des maintenances peuvent être gérées sans restriction de capacité et sans augmenter les congestions. L'analyse coût-bénéfice présentée par GRTgaz va dans ce sens.

La CRE note ainsi que l'étude de GRTgaz sur les distances à la limite montre que les risques de congestion sur l'ensemble des limites en octobre, et sur les limites autres que NS4 et S1 en novembre, apparaissent très limités.

La CRE estime cependant que l'étude doit être complétée avec un scénario dans lequel les expéditeurs injecteraient le gaz au plus tard dans la saison de remplissage pour arriver à un stockage entièrement rempli au 1^{er} novembre, en tenant compte des facteurs de réduction applicable à l'offre des opérateurs de stockage.

La CRE est, à ce stade, favorable à la proposition de GRTgaz, sous réserve que l'étude du scénario de remplissage tardif des stockages confirme l'absence d'un risque trop élevé d'augmenter significativement les congestions.

Question 7 Êtes-vous favorable à la proposition d'augmenter le seuil des « petites maintenances » de 30 GWh/j à 90 GWh/j en octobre pour NS4 et S1 et à 120 GWh/j en octobre et novembre pour les autres limites ?

5. LISTE DES QUESTIONS

- Question 1** Avez-vous des remarques concernant le bilan après deux ans et demi de fonctionnement de la TRF ?
- Question 2** Êtes-vous favorable à l'affermissement des 60 GWh/j de capacité interruptible vers l'Espagne au PIV Pirineos pour l'hiver 2021-2022 ?
- Question 3** Êtes-vous favorable à la fixation du niveau des capacités fermes en sortie du réseau au PITS Nord-Est à 124 GWh/j ?
- Question 4** Êtes-vous favorable au maintien du niveau des capacités fermes en sortie du réseau au PITS Atlantique à 340 GWh/j ?
- Question 5** Êtes-vous favorable à la mise en œuvre du mécanisme de *netting* au PIV Pirineos ?
- Question 6** Êtes-vous favorable à la mise en œuvre de l'offre *Use it and Buy It* (UBI) dans les deux sens des flux aux PIR Virtualys, Obergailbach et Oltingue, telle que proposée par GRTgaz ?
- Question 7** Êtes-vous favorable à la proposition d'augmenter le seuil des « petites maintenances » de 30 GWh/j à 90 GWh/j en octobre pour NS4 et S1 et à 120 GWh/j en octobre et novembre pour les autres limites ?

ANNEXE 1 – RETOUR D'EXPERIENCE APRES DEUX ANS ET DEMI DE FONCTIONNEMENT DE LA TRF

Le marché de gros

Le Point d'Echange Gaz (PEG), point unique d'échange virtuel de gaz en France né de la fusion des places de marché antérieures PEG Nord et TRS (*Trading Region South*), est entré en service le 1^{er} novembre 2018. Cette avancée pour les échanges de gaz naturel en France s'est traduite par un marché de gros plus attractif, plus liquide et plus intégré dans l'ensemble Nord-Ouest européen.

Ainsi, au premier trimestre 2021, les GRT dénombrent 127 acteurs actifs au PEG, contre une moyenne de 105 acteurs actifs sur les places de marchés françaises sur la période pré-TRF (2017 - 2018). Les volumes échangés quotidiennement sont également en augmentation, avec 2649 GWh échangés en 2020, contre 2565 GWh en 2019. A titre de comparaison, la moyenne des volumes échangés quotidiennement sur la période 2017-2018 sur les places de marché PEG Nord et TRS était respectivement de 2169 GWh et 537 GWh. Une part importante de ces échanges était cependant consacrée au transit interne *via* la liaison Nord-Sud. Le *spread bid-ask* moyen en clôture de journée sur le contrat *day-ahead*, marqueur de l'écart de prix entre l'offre et la demande, est quant à lui passé de respectivement 0,08 et 0,18 €/MWh en moyenne sur PEG Nord et TRS en période « pré-TRF » à une moyenne au PEG de 0,06 €/MWh en 2020. Sur le contrat *month-ahead*, cet écart est passé de respectivement de 0,13 et 0,43 €/MWh sur PEG Nord et TRS à 0,07€/MWh sur le PEG depuis l'instauration de la TRF. L'instauration de la zone unique a donc permis une amélioration de la liquidité de la place de marché gazière française.

S'agissant de l'intégration de cette place de marché dans l'ensemble Nord-Ouest européen, l'écart des prix par rapport à la place de marché de référence en Europe, le TTF néerlandais, s'est nettement restreint depuis deux années et demie, avec un *spread* moyen de - 0,3 €/MWh. A titre de comparaison la moyenne de ce *spread* était de -1,8 €/MWh pour la TRS et de - 0,1 €/MWh pour le PEG Nord sur la période 2016 - 2018.



Enfin, cette liquidité et cette profondeur des débouchés offerts par la TRF, avec notamment d'importantes capacités de stockages souterrains, couplée à la position géographique avantageuse de la France disposant de terminaux méthaniers sur les façades de la mer du Nord, l'Atlantique et la Méditerranée, ont permis à la place de marché française d'attirer une partie importante de l'excédent mondial de GNL lors du mouvement de retour de ce dernier en Europe depuis 2019. Depuis le 1^{er} novembre 2018, la France représente ainsi avec 461 TWh émis, 19 % des émissions européennes de GNL, en deuxième position derrière l'Espagne (520 TWh, 22%).

Après deux années et demie de fonctionnement, la CRE constate que la mise en œuvre de la zone de marché unique a bénéficié au marché de gros français, avec une amélioration notable de la liquidité et de la profondeur du PEG qui est désormais pleinement intégré dans l'espace gazier Nord-Ouest européen. La place de marché française s'avère également très attractive vis-à-vis du marché mondial du GNL. Cette amélioration générale bénéficie *in fine* aux consommateurs français qui bénéficient de prix du gaz naturel plus compétitifs.

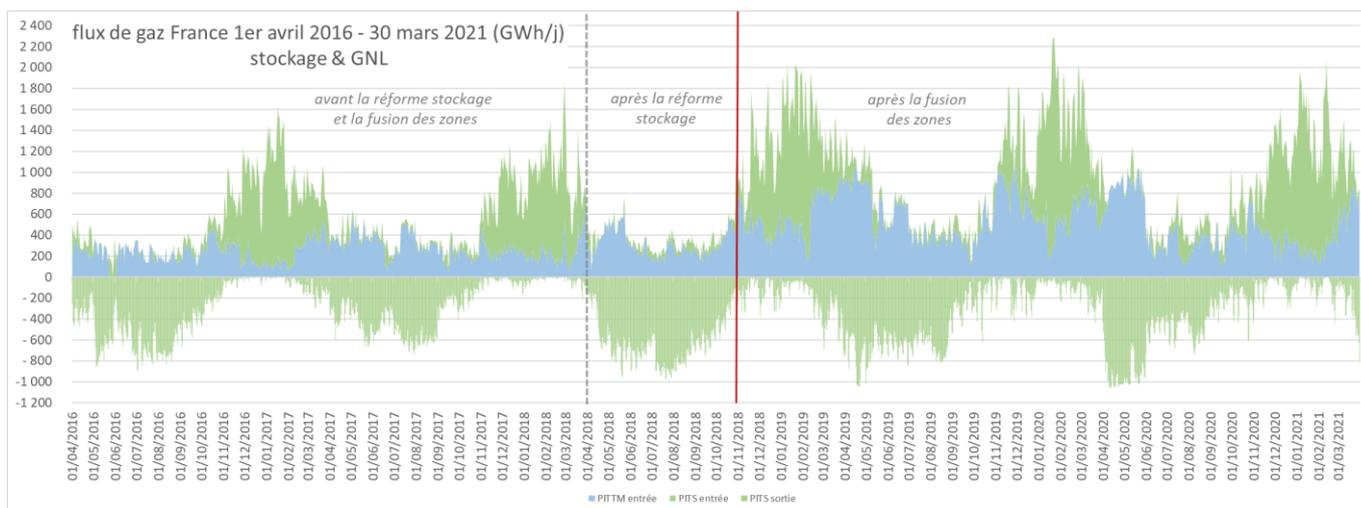
Les flux de gaz

La sécurité d’approvisionnement de la France est assurée

Dans la consultation publique du 24 octobre 2019 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France, la CRE avait fait un premier retour d’expérience et considéré que : « le retour d’expérience sur la période hivernale confirme la robustesse du système mis en œuvre pour le fonctionnement de la TRF qui, couplé à la réforme du stockage, assure un haut niveau de disponibilité des capacités et donc la sécurité d’approvisionnement. »

Les deux derniers hivers ont confirmé ce retour d’expérience, renforcé par la réforme de l’accès des tiers aux stockages de gaz naturel. Ainsi, l’approvisionnement lors des hivers 2019-2020 et 2020-2021 a eu lieu sans difficulté, grâce notamment à des stockages pleins et des émissions significatives depuis les terminaux méthaniers. De plus, le niveau de remplissage des stockages en fin d’hiver reste élevé, ce qui permet d’envisager sereinement la reconstitution du stock jusqu’à l’hiver suivant. A fin mars 2021, après avoir été fortement sollicités au cours de l’hiver, le volume encore présent dans les stockages était de 25 TWh, soit 19% de la capacité totale de stockage.

En conséquence, le suivi pendant l’hiver par les GRT du niveau de remplissage des stockages à l’aval de chaque front de congestion, tel que décidé par la CRE dans ses délibérations du 26 octobre 2017 puis du 24 juillet 2018, n’a jamais donné lieu à une alerte. La réforme du stockage intervenue postérieurement à la création de ce mécanisme, et notamment la commercialisation des capacités aux enchères, ont permis d’assurer leur remplissage quasi-total, ne rendant donc pas nécessaire de recourir aux mesures préventives qui auraient pu répondre en cas de déficit de gaz en stock en aval des fronts de congestion (*flow commitment, etc.*). L’accroissement conjoncturel des approvisionnements GNL en Europe depuis 2018 a accompagné cette évolution au bénéfice du marché français du gaz. La hausse des imports de GNL est un révélateur de l’attractivité du marché français. En effet, si le phénomène a concerné toute l’Europe, en raison d’une baisse du prix en Asie, la France a particulièrement bénéficié de cet afflux de GNL en Europe grâce aux débouchés offerts par la TRF.



Du côté de la demande, la consommation française depuis la fusion des zones a été globalement stable par rapport aux cinq années précédentes, alors que la tendance de long terme est en légère baisse. Les mois de janvier 2019 et 2021 ont été marqués par une forte consommation liée aux vagues de froid, avec plus de 70 TWh, un niveau qui n’avait été dépassé qu’une seule fois depuis 2013 (en janvier 2017). Ces épisodes témoignent de la résilience du système gazier français en hiver.

Les interconnexions avec les marchés européens aval (Espagne, Suisse, Italie) sont plus utilisées

L’abondance du gaz sur le marché français a permis un transit soutenu vers l’Espagne via le PIV Pirineos et vers la Suisse et l’Italie via le PIR Oltingue.

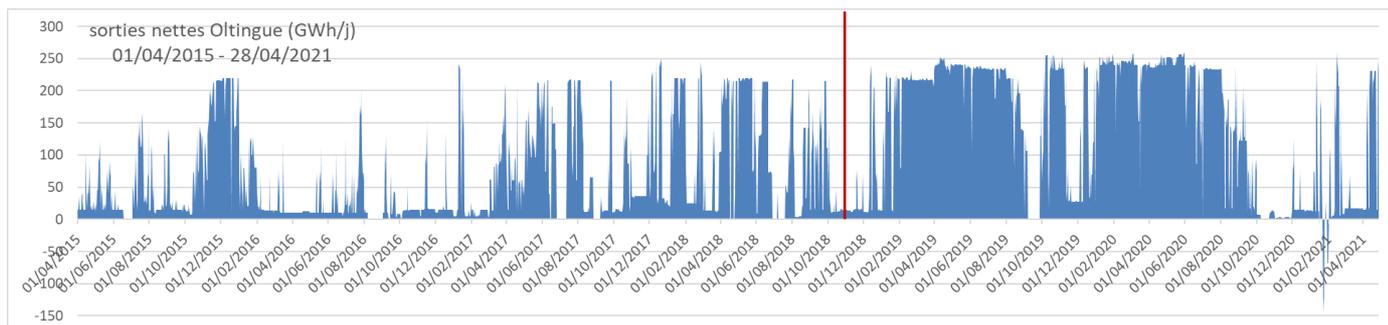
L’interconnexion de Pirineos avec l’Espagne a été utilisée à des niveaux qui n’avaient jamais été atteints avant la mise en place de la TRF dans le sens historique de la France vers l’Espagne.

Les GRT qui opèrent cette interconnexion, Enagas du côté espagnol et Teréga du côté français, proposent au marché depuis le 1^{er} décembre 2015 une capacité additionnelle de 60 GWh/j en plus de la capacité ferme de 165 GWh/j déjà commercialisée. Si cette capacité est interruptible du côté français, sa disponibilité s'est nettement améliorée depuis la mise en place de la TRF, principalement en hiver, permettant aux expéditeurs d'optimiser leur arbitrage entre les marchés français et espagnol. Avant la mise en place de la TRF, sur la période du 1^{er} décembre 2015 au 31 octobre 2018, le flux journalier de sortie du réseau français vers l'Espagne à Pirineos avait dépassé 165 GWh sur 2 % des jours et n'avait qu'épisodiquement dépassé 175 GWh/j, atteignant au maximum 194 GWh sur une journée. Depuis la mise en place de la TRF, sur la période du 1^{er} novembre 2018 au 31 mars 2021, le niveau journalier de 165 GWh a été dépassé 18 % des jours, et l'interconnexion a été utilisée au maximum (225 GWh/j) lors de l'hiver 2018-2019 et en continu sur la période du 5 au 21 janvier 2021.

Par ailleurs, le flux à Pirineos ne s'était inversé exceptionnellement que lors d'une pointe de froid brève et intense en France, du 28 février au 2 mars 2018, du gaz en provenance d'Espagne approvisionnant alors la France. Depuis la mise en place de la TRF, il y a eu plusieurs périodes de flux de gaz entrant en France depuis l'Espagne : en début d'hiver 2019-2020 (novembre et décembre), en inter-saison gazière en octobre et début novembre 2020, puis à nouveau en hiver en février et mars 2021.



L'interconnexion d'Oltingue avait déjà été régulièrement utilisée au maximum de la capacité ferme (223 GWh/j jusqu'au 30 octobre 2018) avant la TRF. La capacité ferme a été augmentée à 253 GWh/j au 1^{er} novembre 2018 puis 260 GWh/j à partir du 1^{er} octobre 2019. Depuis la mise en place de la TRF, elle a été beaucoup plus fréquemment utilisée au maximum ou à un niveau proche de son maximum. Elle a ainsi servi de relais pour approvisionner la Suisse et l'Italie pendant les longues maintenances sur l'interconnexion de Wallbach, qui relie l'Allemagne et la Suisse. Son taux d'utilisation a ensuite diminué en fin d'année 2020 à la suite de l'entrée en service du Trans-Adriatic Pipeline (TAP).



La fusion des zones de marché et la réforme du stockage de gaz en France ont donc également bénéficiés aux marchés du Sud de l'Europe situés en aval de la TRF sur les principales routes gazières.



Les congestions

La CRE a retenu, dans sa délibération du 7 mai 2014, un schéma d'investissement associant le renforcement de l'artère de Val-de-Saône et le projet Gascogne-Midi. Ces nouvelles infrastructures ont été dimensionnées de manière à permettre la création d'une zone unique à un coût optimisé. Il était donc prévu que dans certaines configurations d'utilisation du réseau des congestions résiduelles pourraient apparaître, notamment en période estivale. La réforme du stockage initiée en 2018 a en effet permis de garantir la pérennité du système en hiver, la hausse des souscriptions de capacités de stockage françaises permettant d'assurer le passage de la pointe hivernale. Après deux ans et demi de fonctionnement de la TRF, soit trois hivers et deux été gaziers complets, la CRE dresse un bilan de ces congestions.

Une situation hivernale satisfaisante

Depuis 1^{er} novembre 2018, on ne constate pas de congestions majeures observées lors des trois premiers hivers gaziers. Depuis la mise en œuvre de la TRF, seules six journées ont en effet connu des schémas de flux déclenchant un niveau de vigilance rouge en hiver, entraînant la coupure préventive des capacités interruptibles. Ce premier niveau d'anticipation des congestions a suffi à chaque occurrence : aucun *spread* localisé n'ont contraint les capacités souscrites par les expéditeurs durant l'hiver gazier, période d'approvisionnement cruciale où les consommations françaises atteignent leurs maximums.

Ce résultat est d'autant plus notable que des flux de transit très élevés vers l'Espagne ont été observés à de multiples reprises en période hivernale. Ces flux élevés à l'aval de la TRF auraient théoriquement pu provoquer des congestions de type Nord-Sud, mais le système a fait la preuve de sa robustesse et de la complémentarité de ses infrastructures, grâce notamment aux importantes capacités de stockage françaises permettant de soutirer au sein même du territoire une partie conséquente du gaz consommé en hiver.

Des congestions résiduelles en été

La période estivale est caractérisée par de fortes injections dans les stockages souterrains, les expéditeurs cherchant à remplir les capacités acquises lors des enchères annuelles avant la période de soutirage hivernal suivante. Lorsque ces fortes injections sont couplées à des flux de transit vers l'Espagne élevés, ainsi qu'à des approvisionnements limités en GNL aux terminaux méthaniens de Fos et de Montoir, des congestions de type Nord-Sud apparaissent, dont la configuration et l'ampleur du volume faisant défaut dépendent des niveaux de flux observés aux différents points du réseau. Le cas de figure inverse, soit des schémas de congestion de type Sud-Nord, n'a jamais été observée à ce stade depuis l'instauration de la zone unique.

Les différentes limites observées à ce jour en TRF et le positionnement des différents points du réseau par rapport à celles-ci sont récapitulées dans le schéma suivant :



L'historique de la répartition de l'atteinte des différentes limites à ce jour est le suivant :

Répartition des congestions par limite	
Limite Nord-Sud 2 (NS2)	3 %
Limite Est-Ouest 2 (EO2)	16 %
Limite Nord-Sud 3 (NS3)	17 %
Limite Nord-Sud 4 (NS4)	42 %
Limite Sud 1 (S1)	22 %

Lorsque les congestions sont particulièrement fortes, les GRT n'ont d'autre choix que de forcer un rejeu des nominations des expéditeurs, par le biais de l'appel au *spread* localisé, afin de redéfinir le schéma de flux de la journée gazière en cours. En particulier, les mois d'avril et mai, marquant le début de la période d'injection dans les stockages, puis d'août, une fois passées les restrictions de capacités pour la maintenance des infrastructures, concentrent à eux trois l'essentiel des occurrences de congestion. A ce jour, 80 journées gazières ont fait l'objet d'une vigilance rouge en période estivale depuis la mise en œuvre de la TRF, dont 48 ont nécessité un recours au *spread* localisé et 2 un recours aux restrictions mutualisées.

L'historique à date de ces occurrences de limites et des coûts induits par les mécanismes de levée des congestions estivales est le suivant :

	Eté 2019	Eté 2020	Eté 2021 (au 20 mai)
Nombre de jours de congestion	57	19	4
Nombre de jours de congestion sans appel au <i>spread</i> localisé	21	8	3
Nombre de jours de congestion avec appel au <i>spread</i> localisé	36	11	1
Fréquence d'occurrence des journées avec congestion (%) ³	27 %	9 %	8 %
Volumes de SL appelés (GWh)	1880 GWh	659 GWh	17 GWh
Prix moyen pondéré du SL (€/MWh)	3,99 €/MWh	1,29 €/MWh	0,99 €/MWh
Coût total (M€)	7,2 M€	0,85 M€	0,02 M€
Nombre de Restrictions mutualisées	2	0	0

Ainsi, si la zone unique semble particulièrement robuste en hiver, lorsque les fortes consommations sont réparties sur l'ensemble du territoire, l'été gazier et ses fortes injections dans les stockages à l'aval du réseau s'avère être une période plus tendue en termes de congestions. Dans certaines configurations de flux, le réseau peut atteindre ses limites pour délivrer l'ensemble des capacités commercialisées auprès des expéditeurs et nécessiter de monter un rejeu des nominations par le biais de l'appel au *spread* localisé.

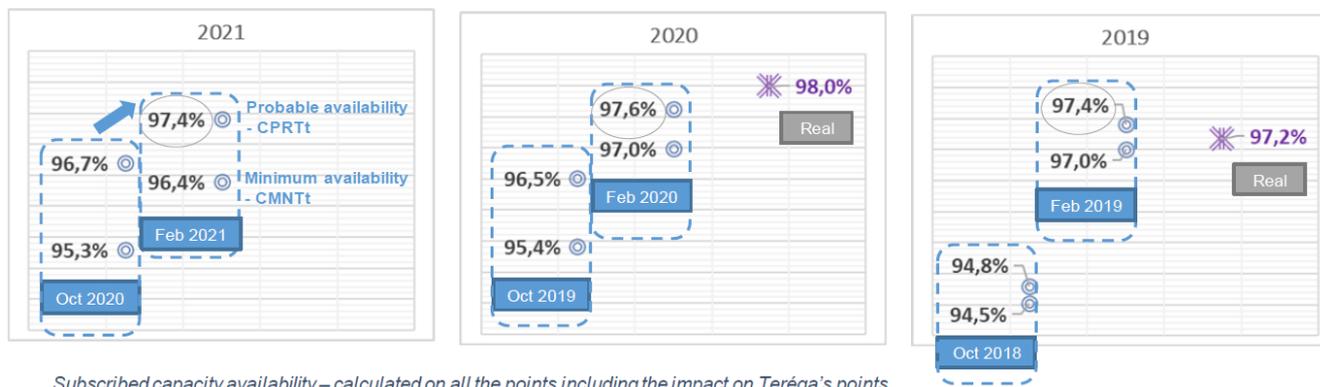
³ Pour les années 2019 et 2020 ces fréquences sont calculées sur la période 1^{er} avril-31 octobre, soit 214 jours. Pour l'année 2021 elles est calculée sur la période 1^{er} avril-20 mai, soit 50 jours.

Le juste dimensionnement des capacités fermes commercialisées aux différents points du réseau (PIR, PITS, PITTM) constitue donc un élément déterminant du bon fonctionnement de la zone de marché unique : des niveaux élevés de capacités fermes permettent de dégager le maximum de valeur pour les expéditeurs dans leurs activités (export aux frontières, utilisation des stockages, import de GNL...), mais la prise en compte des limites physiques des infrastructures est essentielle afin de limiter l'occurrence des congestions et les coûts induits.

Les maintenances

Le taux de disponibilité des capacités fermes souscrites par les expéditeurs a été de 97,2 % en 2019 (dans la fourchette donnée lors de la publication du programme définitif de maintenance en février 2019) et de 98 % en 2020, légèrement plus élevé que la fourchette fournie dans le programme de maintenance de février 2020.

Pour 2021, le taux de disponibilité prévisionnel est inférieur à celui de 2020, et proche de celui de 2019.



Source : présentation des GRT en Concertation gaz le 4 mai 2021

Les taux présentés ci-dessus sont calculés globalement sur l'année civile. Ils ne montrent pas la disparité entre les périodes de l'année, les maintenances étant réalisées à des périodes ciblées sur certains mois de l'été gazier. Les capacités souscrites sont donc disponibles à 100 % pendant l'hiver gazier, et fortement en début et fin d'été gazier. Les maintenances se concentrent au cœur de l'été gazier, quand elles sont moins pénalisantes pour le réseau, mais à des niveaux de restrictions qui sont alors significatifs.

Les modalités de fonctionnement de la zone de marché unique, et notamment la création des superpoints, rendent difficiles les comparaisons avec la période précédant sa mise en place. La CRE note cependant que les taux de restrictions ne connaissent pas de dégradation et que les capacités souscrites sont globalement disponibles pour les expéditeurs. Elle continuera à suivre avec attention les indicateurs de qualité de service relatifs aux maintenances prévus par le tarif ATR7.

Par ailleurs, depuis la mise en place de la TRF, les petites maintenances qui ne donnent pas lieu à une publication de restriction (impact prévisionnel inférieur à 30 GWh/j) ont été importantes.

Elles sont peu nombreuses pendant l'hiver. Ainsi, il n'y en a quasiment pas eu au cours des trois hivers en TRF, en dehors du mois de novembre 2019. En revanche, il y a eu des petites maintenances lors des étés 2019 et 2020 la totalité des jours où les capacités n'avaient pas été restreintes dans le cadre du programme de maintenance. Il y a ainsi eu, sur la période d'été de 214 jours, en 2019, des restrictions pour maintenance pendant 67 jours, principalement en juin et juillet, et des petites maintenances sans restriction sur 139 jours d'avril à octobre. En 2020, il y a eu des restrictions pour maintenance pendant 58 jours, principalement en août et septembre, et des petites maintenances sans restriction sur 154 jours d'avril à octobre. La même tendance est observée depuis le début d'été 2021. Au 18 mai 2021, il y avait eu 12 jours de maintenance et 36 jours de petits travaux depuis le 1^{er} avril.

GRTgaz réalise donc des petites maintenances de manière permanente en été, qui ont de ce fait un impact significatif sur les congestions. En août 2020, 77% des quantités qui ont fait l'objet d'un recours au *spread* localisé sont attribuables aux petites maintenances (soit 508 GWh/660 GWh), et 79 % des coûts (670 k€/850 k€).

La CRE note le rôle important des petites maintenances dans la création des congestions, à un coût qui s'est avéré acceptable sur l'été 2020. Ces petites maintenances permettent d'éviter des restrictions de capacités plus importantes pour les expéditeurs. Le retour d'expérience sur les petites maintenances reste limité au seul été 2020, ce qui est insuffisant pour dégager une tendance. La CRE n'envisage donc pas à ce stade de revoir le seuil global de 30 GWh/j. Une adaptation pourrait néanmoins être réalisée sur une partie de l'été (voir la proposition de GRTgaz au 4.3).

10 juin 2021

De plus, les GRT continuent à travailler à une optimisation, à la fois des petits travaux et du calcul des limites. Sur ce point, qui repose sur une bonne coordination entre GRTgaz et Teréga, les travaux portent notamment sur l'interdépendance entre les limites NS3 et NS4, selon les niveaux d'injection dans le stockage Atlantique et la capacité mise à disposition à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et Teréga à Castillon. En conséquence, depuis cette année, les limites NS3 et NS4 ont été optimisées et des premiers gains – en termes de volumes de congestions évités - ont été réalisés en avril et en mai 2021.