



DELIBERATION N° 2021-274

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 septembre 2021 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

En application des points 1° et 4° de l'article L.134-2 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) « précise [...] les règles concernant [...] les missions des gestionnaires de réseaux de transport [...] de gaz naturel en matière d'exploitation et de développement de ces réseaux » ainsi que « les conditions d'utilisation des réseaux de transport [...] de gaz naturel ».

La présente délibération dresse un bilan après deux ans et demi de fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France et fait évoluer certaines de ses modalités, notamment relatives aux capacités d'entrée et de sortie du réseau de transport principal. Elle modifie et complète les délibérations du 26 octobre 2017¹ et suivantes² relatives au fonctionnement de la zone de marché unique.

Concernant en particulier la capacité actuellement interruptible en sortie à l'interconnexion avec l'Espagne à Piri-neos, la CRE avait proposé dans la consultation publique d'expérimenter son affermissement sur l'hiver 2021-2022. Du fait des fortes tensions observées sur le marché du gaz depuis plusieurs mois, la CRE décide de ne pas mener cette expérimentation cet hiver, mais pourra réexaminer sa mise en œuvre pour l'hiver suivant.

La CRE a mené une consultation publique du 10 juin au 11 juillet 2021³ sur ces sujets. 12 contributions ont été adressées à la CRE. Les réponses non confidentielles sont publiées sur le site internet de la CRE.

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 octobre 2017 relative à la création d'une zone de marché unique du gaz en France au 1er novembre 2018

² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2018-171 du 24 juillet 2018 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2019-120 du 29 mai 2019 portant décision de modification de la délibération du 26 octobre 2017 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2019-276 du 12 décembre 2019 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

³ Consultation publique N° 2021-020 du 10 juin 2021 relative au fonctionnement de la *Trading Region France* (TRF) et à l'affermissement de capacités supplémentaires en hiver vers l'Espagne

SOMMAIRE

1. SYNTHÈSE DU RETOUR D'EXPERIENCE APRES DEUX ANS ET DEMI DE FONCTIONNEMENT DE LA ZONE DE MARCHÉ UNIQUE.....	3
1.1 SYNTHÈSE DU BILAN ETABLI DANS LA CONSULTATION PUBLIQUE	3
1.2 SYNTHÈSE DES REPONSES A LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	3
1.3 ANALYSE DE LA CRE.....	3
2. EXPERIMENTATION DE L’AFFERMISSEMENT DES CAPACITES AU PIV PIRINEOS VERS L’ESPAGNE EN HIVER	4
2.1 PROPOSITION DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	4
2.2 SYNTHÈSE DES REPONSES A LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	4
2.3 ANALYSE DE LA CRE.....	4
3. AUTRES EVOLUTIONS AUX POINTS D’ENTREE ET DE SORTIE DU RESEAU PRINCIPAL	5
3.1 PITS NORD-EST ET ATLANTIQUE.....	5
3.1.1 Proposition de la consultation publique.....	5
3.1.2 Synthèses des réponses à la consultation publique	5
3.1.3 Analyse de la CRE	6
3.2 EVOLUTION DES MODALITES DE NOMINATION AUX PIR.....	6
3.2.1 Propositions de la consultation publique	6
3.2.2 Synthèse des réponses à la consultation publique	7
3.2.3 Analyse de la CRE	8
4. MAINTENANCES	8
4.1 PROPOSITION DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	8
4.2 ANALYSE DES REPONSES A LA CONSULTATION PUBLIQUE	8
4.3 ANALYSE DE LA CRE.....	9
DECISION DE LA CRE	11
CAPACITES EN SORTIE AUX PITS.....	11
EVOLUTION DES MODALITES DE NOMINATION AUX PIR	11
EVOLUTION DU SEUIL DE DECLENCHEMENT DES RESTRICTIONS DE CAPACITE POUR MAINTENANCE.....	12
ANNEXE 1 – RETOUR D’EXPERIENCE APRES DEUX ET DEMI DE FONCTIONNEMENT DE LA TRF.....	13
LE MARCHÉ DE GROS	13
LES FLUX DE GAZ	14
La sécurité d’approvisionnement de la France est assurée.....	14
Les interconnexions avec les marchés européens aval (Espagne, Suisse, Italie) sont plus utilisées.....	14
LES CONGESTIONS	16
Une situation hivernale satisfaisante.....	16
Des congestions résiduelles en été	16
ANNEXE 2 – TABLEAU RECAPITULATIF DES CAPACITES AUX POINTS D’ENTREE ET DE SORTIE DU RESEAU PRINCIPAL	19

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

1.1 Synthèse du bilan établi dans la consultation publique

La zone de marché unique du gaz, ou *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 comparable, voire avantageux, aux prix de gros dans l'ensemble de l'Europe : 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 en 2019 et 2020. 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, et ont eu lieu lorsque les injections dans les stockages et les sorties vers l'Espagne étaient importantes. Les mesures prises par la CRE et les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel (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.

Le bilan détaillé de ces deux ans et demi de fonctionnement figure dans l'**annexe 1** de la présente délibération.

1.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

La totalité des répondants à la consultation publique partage le bilan positif dressé par la CRE après deux ans et demi de fonctionnement de la zone de marché unique.

Un expéditeur souligne en particulier que le resserrement des *spread bid-ask* – écart entre les prix à la vente et à l'achat - et entre le prix du PEG et celui du TTF montrent le renforcement de l'attractivité et de la liquidité du marché français.

Concernant le *spread* localisé, un expéditeur demande une plus grande transparence sur les résultats des appels d'offres et un assouplissement des conditions d'éligibilité des centrales électriques au gaz.

Un acteur industriel rappelle que la résolution des congestions via les mécanismes de marché représente un coût supporté par le consommateur final et que ce coût doit être maîtrisé en toutes circonstances.

Un expéditeur regrette le manque d'éléments chiffrés et remet en cause le fait que les stockages ont été fortement sollicités lors de l'hiver 2020-2021. Il regrette également que le contexte de la crise du COVID n'ait pas été évoqué.

Sur le retour d'expérience relatif aux maintenances, un expéditeur souligne l'importance de la coordination entre opérateurs d'infrastructures, notamment avec les terminaux méthaniers.

1.3 Analyse de la CRE

La CRE constate que le fonctionnement de la TRF satisfait globalement l'ensemble des acteurs.

Concernant la sollicitation des stockages lors de l'hiver 2020-2021, la CRE confirme que les stockages ont été fortement utilisés, avec un soutirage net de 102 TWh sur l'ensemble de l'hiver, soit le 3^e hiver depuis 2010-2011 (le premier pour lequel des données publiques sont disponibles), contre une moyenne de 95 TWh par hiver sur cette période. Si l'hiver 2020-2021 n'a pas été particulièrement froid, avec tout de même une forte consommation sur le mois de janvier, la forte utilisation des stockages a compensé des imports aux interconnexions terrestres à un bas niveau (152 TWh) et des imports de GNL plus réduits que lors des deux hivers précédents (59 TWh).

La crise du COVID, qui a marqué les années 2020 et 2021, a fait l'objet de délibérations spécifiques de la CRE⁴, et est également au cœur du rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel pour l'année 2020⁵. Cette crise s'est traduite par une baisse des consommations sur le printemps 2020 du fait du fort ralentissement de l'activité industrielle, qui, couplée avec l'abondance de GNL, a généré un excès de gaz et une baisse des prix, engendrant de fortes injections dans les stockages. Pour autant, celles-ci n'ont pas généré de congestion car les sorties vers l'Espagne étaient faibles. La forte baisse de prix (avec des prix historiquement bas inférieurs à 8 €/MWh pendant 6 mois au PEG en 2020) consécutive au ralentissement de la demande en Europe et dans le monde a bénéficié aux consommateurs français.

Si le bilan des deux premières années et demie de la TRF est positif, la CRE sera vigilante à son évolution, avec une attention particulière sur les congestions. Elle continue de suivre et d'encourager les travaux collectifs des opérateurs d'infrastructure, dans une optique d'amélioration continue. Des améliorations à la marge des modalités du *spread* localisé pourront être étudiées dans ce cadre en Concertation Gaz.

Enfin, si la crise du COVID a permis de tester et de constater le bon fonctionnement de la TRF dans un contexte de prix bas, les mois qui viennent seront également l'occasion de vérifier que ce fonctionnement est également satisfaisant dans un contexte de remontée forte des prix et de tensions accrues sur les capacités d'approvisionnement.

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

2.1 Proposition de la consultation publique

Les capacités en sortie du réseau français vers l'Espagne au point d'interconnexion virtuel (PIV) Pirineos sont actuellement de 165 GWh/j de capacités fermes (175 GWh/j en été) et 60 GWh/j de capacités interruptibles (50 GWh/j en été). La totalité de ces capacités est ferme en entrée du réseau 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, les capacités interruptibles sous forme de produits trimestriels et mensuels quand 98 % de la capacité ferme est déjà souscrite.

Dans la consultation publique, la CRE a proposé d'affermir à titre expérimental la capacité actuellement interruptible au PIV Pirineos pour l'hiver 2021-2022.

2.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

La majorité des acteurs sont favorables à l'affermissement des capacités en hiver au PIV Pirineos. Le GRT espagnol accueille favorablement cette proposition et indique qu'elle augmentera l'intégration des marchés français et espagnols.

Des expéditeurs soulignent que la capacité ferme, quand elle peut être techniquement assurée, est préférable à la capacité interruptible, car elle constitue une option stable permettant aux acteurs de marché de couvrir leurs positions pour faire transiter le gaz à travers les frontières.

Cependant, plusieurs acteurs estiment que cette mesure ne doit être mise en œuvre que sous réserve de ne pas créer de congestion supplémentaire, et qu'un retour d'expérience devra être mené à ce titre.

Par ailleurs, un expéditeur indique n'être favorable à l'affermissement que si l'offre de conversion pour les expéditeurs possédant de la capacité non groupée d'un côté du point d'interconnexion est préalablement étendue aux produits journaliers et infra-journaliers.

Un expéditeur estime qu'il n'y a pas assez de recul pour affermir les capacités et préfère attendre un hiver supplémentaire.

Enfin, une association d'industriels indique ne pas être opposée à l'affermissement mais que les bénéfices apportés pour le consommateur français sont faibles alors que les risques en termes de congestions et de sécurité d'approvisionnement semblent sous-évalués.

2.3 Analyse de la CRE

L'étude d'impact sur les congestions de l'affermissement de 60 GWh/j en sortie à Pirineos en hiver réalisé par les GRT fait apparaître un risque limité, même dans un scénario avec de faibles arrivées de GNL pendant l'hiver.

⁴ Délibération N° 2020-071 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 mars 2020 portant communication sur les mesures en faveur des fournisseurs prenant en compte des effets de la crise sanitaire sur les marchés d'électricité et de gaz naturel & Délibération N° 2021-105 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 mars 2021 portant communication sur les effets pour l'année 2020 de la crise COVID-19 pour les opérateurs de réseaux

⁵ Rapport 2020 - Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel

Par ailleurs, l'étude d'impact sur la sécurité d'approvisionnement de la France en hiver montre que celle-ci ne serait pas remise en cause par cette capacité ferme supplémentaire en sortie du réseau. En effet, si l'augmentation de capacités fermes fait mécaniquement apparaître un besoin supplémentaire, les capacités du réseau français (imports terrestres, soutirages des stockages, imports GNL) semblent suffisantes pour couvrir ce besoin. Ainsi, le passage d'une pointe hivernale P2 (telle qu'il s'en produit statistiquement tous les 50 ans) pourrait toujours être théoriquement assuré, même en tenant compte d'un flux de sortie à Pirineos de 225 GWh/j, notamment grâce à des arrivées de GNL suffisantes, en plus de l'utilisation des interconnexions en entrée (Dunkerque, Virtualys, Ober-gailbach) et avec des stockages remplis en début d'hiver.

Néanmoins, les conditions de marché ont fortement évolué depuis la consultation publique. Le prix de marché du gaz en France et en Europe est à un niveau historiquement haut (supérieur à 50 €/MWh) et, si les stockages français sont correctement remplis, les stockages sont à des niveaux très bas en Europe, particulièrement en Allemagne. Dans ce contexte, la CRE considère que l'augmentation des capacités fermes en sortie du réseau pourrait accroître les tensions sur le marché cet hiver. Eu égard à ces nouvelles conditions de marché, elle considère préférable d'attendre le passage de cet hiver et de réétudier la pertinence d'une telle mesure pour l'hiver suivant.

La CRE décide donc de ne pas affirmer à titre expérimental pour l'hiver à venir les 60 GWh/j de capacités actuellement interruptibles en sortie au PIV Pirineos.

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

3.1 PITS Nord-Est et Atlantique

Dans sa délibération du 12 décembre 2019⁶, afin de tenir compte des limites physiques du réseau français et de limiter les congestions estivales, la CRE a fixé pour chaque point d'interface transport-stockage (PITS) des niveaux fermes de capacités de sortie, au-delà desquels les capacités deviennent interruptibles en période de tension. Dans la consultation publique, Storengy a proposé de revenir sur ces niveaux pour les PITS Nord-Est et Atlantique, actuellement fixés à respectivement 115 et 340 GWh/j.

3.1.1 Proposition de la consultation publique

Afin de tenir compte de l'évolution des caractéristiques de ses produits de stockage Serene Nord et Serene Atlantique, Storengy a proposé 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). Cet allongement 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). 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.

Dans la consultation publique, la CRE s'est prononcée en faveur du rehaussement du niveau nominal pour le PITS Nord-Est mais en défaveur du rehaussement du PITS Atlantique, sur la base notamment de l'étude des possibles congestions engendrées par l'évolution des niveaux aux PITS sur le réseau de transport.

3.1.2 Synthèses des réponses à la consultation publique

L'ensemble des répondants à la consultation publique est favorable à l'évolution à la hausse du niveau ferme en sortie du PITS Nord-Est.

Un acteur industriel souligne que cette évolution ne semble pas augmenter le risque de congestion. Les expéditeurs apprécient l'adéquation entre les capacités d'injection commercialisées par les stockeurs et les capacités fermes à l'interface transport-stockage. Ils soulignent que cela génère de la valeur à la fois pour les expéditeurs et pour les gestionnaires d'infrastructures. Ces derniers sont également favorables à cette évolution dans la mesure où les études menées en amont de la consultation publique démontrent que l'augmentation des capacités fermes en sortie du réseau aurait un faible impact sur le niveau de congestion, tout en générant une source de revenus annuels supplémentaires pour GRTgaz.

Dans sa réponse, Storengy rappelle cependant que des évolutions à la hausse pourraient de nouveau s'avérer nécessaire dans les années à venir, et préconise de retenir *in fine* un niveau de 130 GWh/j supérieur aux 124 GWh/j initialement proposés. Par ailleurs, l'opérateur souligne que la fin prochaine de travaux de longue durée sur les sites de stockage du PITS Nord-Ouest, situé lui-aussi à l'amont de l'ensemble des fronts de congestion

⁶ Délibération de la CRE du 12 décembre 2019 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

usuels de la TRF, entraînera des remises en service qui pourraient nécessiter un rehaussement du niveau ferme en sortie de ce PITS : il propose ainsi de prendre en compte dès la présente délibération cette évolution en fixant le niveau ferme au PITS Nord-Ouest à 165 GWh/j.

S'agissant du PITS Atlantique, la majorité des répondants à la consultation publique est favorable au maintien du niveau nominal actuellement en vigueur.

Un acteur industriel rappelle que les coûts de levée des congestions sont portés par le consommateur final, et qu'à ce titre une évolution à la hausse du niveau ferme en sortie du PITS Atlantique semble prématurée. Les expéditeurs sont partagés. Certains considèrent que les capacités fermes commercialisées doivent correspondre aux capacités que le réseau peut supporter effectivement, et notent qu'une évolution à la hausse du niveau nominal pourrait conduire à des risques de congestion selon les études effectuées par les GRT. D'autres, au contraire, sont attachés à la cohérence entre performance physique des groupements de stockage et niveaux de capacités fermes aux PITS, que cela entraîne ou non des congestions. Les gestionnaires d'infrastructures sont eux aussi partagés. L'un d'eux rappelle cependant que l'analyse coût-bénéfice menée en amont de la consultation est globalement défavorable.

3.1.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à la hausse du niveau ferme en sortie du PITS Nord-Est. Comme souligné par de nombreux acteurs, les études menées par les gestionnaires de réseaux indiquent que l'impact de cette évolution en termes de congestion serait faible voire nul, dans la mesure où ces stockages sont situés à l'amont des limites usuelles de la zone unique. Par ailleurs, une adéquation entre niveau ferme en sortie du PITS et débits d'injection commercialisés assure aux expéditeurs la non-interruption de leurs capacités en période estivale, générant de la valeur pour les utilisateurs du stockage. L'augmentation du niveau de capacités fermes en sortie du réseau constitue également une source de revenus annuels supplémentaires pour l'opérateur de transport.

S'agissant du niveau du PITS Nord-Ouest, bien que le sujet n'ait pas été abordé explicitement en consultation publique, la CRE considère que la prise en compte dès à présent de futurs besoins à l'injection est pertinente dans la mesure où la conclusion des études d'impact menées par les gestionnaires de réseau sur le PITS Nord-Est est également vérifiée pour le cas du PITS Nord-Ouest. Aucune congestion additionnelle n'est donc attendue par suite d'une hausse du niveau ferme en sortie de cette interface. Dans les deux cas, le besoin étant de nature certaine, la CRE estime que l'anticipation du niveau requis au PITS pourrait être bénéfique à l'ensemble du marché, car elle permettrait aux expéditeurs de se positionner sur les futures enchères annuelles de ces produits de stockage en toute connaissance de cause, sans préjudice d'une incertitude sur d'éventuelles évolutions non anticipées.

En conséquence, la CRE fixe le niveau ferme en sortie des PITS Nord-Est et Nord-Ouest à respectivement 130 et 165 GWh/j (contre 115 et 145 GWh/j précédemment).

La CRE est favorable au maintien du niveau ferme actuellement en vigueur au PITS Atlantique soit 340 GWh/j. Contrairement aux PITS Nord-Est et Nord-Ouest, l'interface Atlantique est en effet située tantôt à l'amont des limites usuelles de la TRF, et tantôt à leur aval. En conséquence, comme l'indiquent les études menées par les gestionnaires de réseaux en amont de la consultation publique, l'impact d'une évolution à la hausse du niveau ferme pourrait entraîner des coûts de levée des congestions non négligeables selon le scénario de flux observé durant la période estivale, pouvant aller jusqu'à plusieurs millions d'euros par saison d'injection. En ligne avec de nombreux acteurs, la CRE considère que les capacités fermes commercialisées aux PITS doivent correspondre aux capacités que le réseau peut effectivement supporter, et rappelle que des scénarios de flux défavorables (faibles approvisionnements en GNL et sorties vers l'Espagne élevées) ne peuvent être exclus pour l'avenir. S'agissant des bénéfices attendus d'une éventuelle évolution, la CRE considère ceux-ci comme incertains dans la mesure où l'estimation de la valorisation additionnelle induite par les performances à l'injection d'un produit de stockage lors des enchères annuelles est délicate. En conséquence, la CRE estime une réévaluation du niveau au PITS Atlantique comme prématurée à ce stade.

La CRE maintient le niveau ferme en sortie du PITS Atlantique à 340 GWh/j.

3.2 Evolution des modalités de nomination aux PIR

Dans une optique d'amélioration continue du fonctionnement de la zone de marché unique, les GRT ont proposé des évolutions relatives aux processus de commercialisation des capacités aux points d'interconnexion des réseaux (PIR). Ces évolutions concernent les mécanismes opérationnels de surréservation de capacités par les expéditeurs.

3.2.1 Propositions de la consultation publique

Proposition de Teréga pour le PIV Pirineos

Teréga a proposé la mise en œuvre au PIV Pirineos 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 mécanisme de *netting* serait mis en œuvre à compter de l'été 2022.

Proposition de GRTgaz pour les PIR Virtualys, Oltingue et Obergailbach

GRTgaz a proposé 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 d'UBI permet aux expéditeurs d'acquies 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 détenteurs. 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. En cas de défaillance des systèmes informatiques de vente, l'*UBI* permet également de garantir aux expéditeurs la possibilité d'acquies de la capacité additionnelle, par le simple biais de surnominations dans le sens souhaité. Actuellement, l'offre *UBI* n'est disponible à chaque PIR que dans le sens principal du flux.

Sur une journée, la mise en œuvre de l'*UBI* dans les deux sens 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.

En conséquence, la proposition de GRTgaz est 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 évolution serait mise en œuvre à la mise en service du nouveau système d'information, estimée par GRTgaz pour la fin d'année 2022.

3.2.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

D'une part, l'ensemble des répondants à la consultation publique est favorable à la mise en œuvre du mécanisme de *netting* au PIV Pirineos.

Les expéditeurs apprécient la flexibilité offerte par ce dispositif dans l'usage de leurs capacités en période de travaux, et soulignent que le *netting* n'a pas d'impact sur les flux physiques alloués sur le réseau.

Les gestionnaires d'infrastructures sont également favorables à la mesure. L'un d'eux rappelle que les maintenances peuvent entraîner des surcoûts significatifs pour certains expéditeurs dans le cadre de la gestion de leurs contrats long terme.

Un acteur s'interroge cependant sur l'impact de cette évolution sur le processus de nomination unique entre Teréga et Enagas.

D'autre part, la majorité des répondants à la consultation publique est favorable à la mise en œuvre du mécanisme *UBI* dans les deux sens des flux aux PIR Virtualys, Obergailbach et Oltingue.

De nombreux expéditeurs notent les opportunités supplémentaires d'achat offertes par le mécanisme, et apprécient particulièrement la possibilité de réserver des capacités en cas de défaillance des systèmes informatiques.

Un acteur souligne que l'*UBI* dans les deux sens peut contribuer à la convergence de prix entre places de marché, augmentant la liquidité des deux côtés d'une interconnexion. Un autre regrette cependant que cette évolution favorise l'arbitrage en places de marché au détriment de l'alimentation physique de clients finaux. Les gestionnaires de réseaux sont en faveur de cette évolution.

Enfin, un expéditeur rappelle les épisodes récents de défaillances du système d'information commercial de GRTgaz, et demande qu'une solution de contournement soit mise en place dès à présent, sans attendre la livraison du nouveau système d'information, prévue fin 2022.

3.2.3 Analyse de la CRE

La CRE est favorable à la mise en œuvre du mécanisme de *netting* au PIV Pirineos. Comme souligné par de nombreux acteurs, le dispositif permettra aux expéditeurs d'honorer plus facilement leurs contrats de long terme en période de restrictions pour travaux, et ainsi d'éviter d'être pénalisés financièrement. L'interconnexion Pirineos étant fortement souscrite à la fois dans les sens France vers Espagne et Espagne vers France, la mise en œuvre de ce dispositif nécessitant la détention de capacités dans les deux sens d'un même PIR semble particulièrement adaptée. Par ailleurs, le *netting* consistant en un rejeu virtuel des nominations sans impact sur les flux physiques alloués sur le réseau, la CRE souligne que cette évolution n'aura pas d'impact sur les schémas de flux estivaux de la zone unique et sera donc neutre en termes de congestions. Enfin, s'agissant des modalités de nomination unique mise en œuvre entre les opérateurs Teréga et Enagas, la CRE rappelle que les expéditeurs sont toujours tenus de nommer en entrée et en sortie du réseau français. Les nominations incluant l'effet du *netting* seront donc transférées en second lieu à Enagas, pour un impact nul sur le processus de nomination unique.

La CRE décide de mettre en œuvre le mécanisme de *netting* au PIV Pirineos à compter du 1^{er} juin 2022.

La CRE est favorable à la mise en œuvre du mécanisme UBI dans les deux sens des flux aux PIR Oltingue, Virtualys et Obergailbach. Comme souligné par de nombreux acteurs, l'existence d'un dispositif de secours permettant d'acquiescer de la capacité en cas de défaillance des systèmes de vente traditionnels semble importante pour ces trois PIR. Ceux-ci sont en effet de plus en plus régulièrement souscrits en court terme par des expéditeurs cherchant à capter ponctuellement des opportunités de marché dans les pays frontaliers. A ce titre, la CRE prend note de l'inquiétude d'un des répondants de la consultation publique quant à l'échéance lointaine de mise en œuvre de la proposition de GRTgaz, dépendant de la mise en service d'un nouveau système d'information actuellement prévue pour fin 2022.

La CRE décide de mettre en œuvre le mécanisme d'UBI dans les deux sens des flux aux PIR Oltingue, Obergailbach et Virtualys selon les modalités proposées par GRTgaz. Cette évolution sera effective à compter de la mise en service du nouveau système d'information de GRTgaz, estimée par l'opérateur pour la fin d'année 2022.

Compte tenu du délai de mise en service du nouveau système d'information de l'opérateur qui conditionne la commercialisation de l'UBI dans les deux sens, la CRE demande à GRTgaz de mettre à disposition des expéditeurs un dispositif de vente de capacités en mode dégradé, par exemple par voie manuelle, permettant de proposer une continuité de service en cas de défaillance des systèmes d'information.

4. MAINTENANCES

4.1 Proposition de la consultation publique

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.

Dans la consultation publique, la CRE a envisagé, sur proposition de GRTgaz, d'augmenter le seuil de déclenchement de restrictions de capacités pour maintenance de 30 GWh/j à 90 GWh/j en octobre sur les limites NS4 et S1, et à 120 GWh/j en octobre et novembre sur les autres limites.

La CRE avait cependant estimé que l'étude de l'impact d'une telle mesure sur les congestions devait 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.

4.2 Analyse des réponses à la consultation publique

L'ensemble des acteurs sont favorables à la proposition de la consultation publique. Plusieurs d'entre eux soulignent l'intérêt pour les expéditeurs et pour le système gazier de réduire les restrictions de capacités. De plus, un acteur indique que cette mesure permettrait de réduire la pression pour remplir les stockages pour les expéditeurs car ils auront ainsi plus de temps.

Plusieurs acteurs, notamment des expéditeurs, soulignent l'importance de maintenir les congestions à un niveau raisonnable et soutiennent la demande d'étude supplémentaire demandée par la CRE. Ils indiquent aussi qu'un suivi de la mesure sera nécessaire.

Un acteur industriel indique n'être favorable qu'à condition que le scénario « d'injections tardives » dans les stockages demandé par la CRE ne dépasse pas 50 k€ de coûts de *spread* localisé. Il demande également que l'évolution se fasse par étapes, en raison de l'historique encore relativement court de la zone de marché unique.

Un expéditeur souligne que, hors limites NS4 et S1, les distances historiques aux autres limites présentées dans la consultation publique présentent un risque quasi inexistant dans le cas d'un seuil à 120 GWh/j d'impact. Pour éviter les risques de congestion en cas d'injections tardives, il suggère de conditionner le seuil de 120 GWh/j au remplissage des stockages.

Un autre expéditeur demande que l'augmentation des seuils permettant de programmer des grosses maintenances sans déclencher de restrictions ne se fasse pas au détriment de la transparence sur les maintenances et les perturbations pour le réseau qu'elles peuvent occasionner.

GRTgaz souligne que, dans un scénario d'injection tardive, et avec une maximisation des maintenances en octobre/novembre, il est probable qu'il n'y ait pas ou peu de congestions précédemment durant l'été, la pression sur le remplissage des stockages ne s'étant ainsi pas fait ressentir auparavant et n'ayant pas donné lieu à l'occurrence de congestions.

4.3 Analyse de la CRE

La proposition est soutenue par l'ensemble des acteurs et devrait bénéficier au système gazier dans son ensemble, en limitant les restrictions de capacités, avec néanmoins une vigilance sur les congestions potentielles engendrées.

En réponse à la demande de la CRE d'études additionnelles d'un remplissage plus tardif des stockages sur les congestions, les GRT ont procédé à deux jeux de simulation.

D'une part, les GRT ont rejoué les mois d'octobre et novembre des années 2019 et 2020, comme dans les études précédemment réalisées, avec des niveaux d'injections dans les stockages identiques au maximum historiquement observé lors de l'année 2012. Cette étude révèle un coût de congestion, avec les seuils proposés, d'environ 800 k€, concentré sur le mois d'octobre 2019, année où le flux de sortie à Pirineos était le plus élevé (155 GWh/j en 2019). Le coût de congestion avec le seuil existant (30 GWh/j) est de 100 k€, l'augmentation des seuils occasionnant donc un surcoût de 700 k€. L'impact est nul en octobre 2020 où le flux à Pirineos était majoritairement dans le sens entrant vers la France (20 GWh/j en moyenne), et le surcoût de congestion moyen dû à l'augmentation des seuils sur 2019 et 2020 est donc de 350 k€/an.

D'autre part, les GRT ont étudié le scénario extrême demandé par la CRE dans la consultation publique, d'injections les plus fortes possible en octobre, notamment à Lussagnet et Atlantique, soit 300 GWh/j sur l'ensemble du mois d'octobre à Lussagnet et 297 GWh/j pendant 15 jours à Atlantique. Cette chronique d'injection correspond à 14 TWh injectés durant le mois d'octobre, soit près du triple du maximum historiquement réalisé en 2012. Dans ce scénario, le coût de congestion moyen avec le seuil existant est de 6 M€/an, et 15,6 M€/an avec les seuils proposés par GRTgaz, soit près de 10 M€/an supplémentaires. Il s'agit d'un scénario extrême, avec des maintenances au maximum sur l'ensemble de la période, dont la probabilité apparaît très faible. En effet, des injections au maximum en octobre n'auraient potentiellement lieu que dans des conditions de marché très spécifiques, avec une faible incitation à injecter durant l'ensemble de l'été gazier, ne s'inversant qu'au mois d'octobre. De tels niveaux d'injections mensuelles à Lussagnet et Atlantique n'ont été observés que trois fois (avril et mai 2020, août 2018), au cours de mois plus en amont dans la période d'injection où la capacité d'injection offerte à Atlantique était supérieure.

De plus, la sensibilité marginale aux niveaux d'injections les plus élevés est très forte, avec pour résultat une envolée du coût estimé des congestions exponentielle. Ainsi, même avec des niveaux d'injections élevés, jamais observés sur le mois d'octobre, soit 200 GWh/j à Lussagnet et 150 GWh/j pendant 15 jours à Atlantique, le coût moyen de congestion n'est plus que de 1 M€/an en moyenne, soit 15 fois moins que dans le scénario extrême.

Les principaux facteurs d'apparition des congestions sont les injections fortes dans les stockages aval, ainsi que des flux de sortie élevés à Pirineos et des imports de GNL limités à Fos. Il faut une conjonction de ces 3 facteurs pour observer de fortes congestions en cas de hausse du seuil de déclenchement de restriction de capacités pour maintenances.

Par ailleurs, comme le souligne GRTgaz, dans un scénario de remplissage tardif des stockages avec de fortes injections en octobre, et des maintenances importantes sur ce même mois, il n'y aurait pas ou peu de congestions sur le reste de l'été gazier, les injections plus faibles de l'été n'ayant pas engendré de congestion. De plus, la diminution des restrictions de capacités pour les expéditeurs permet une meilleure optimisation des flux, engendrant des gains néanmoins difficiles à chiffrer.

16 septembre 2021

La CRE constate qu'il existe donc une marge actuellement en octobre et novembre et qu'une augmentation des seuils devrait être bénéficiaire pour le marché. L'historique reste néanmoins limité et des congestions pourraient se matérialiser en octobre en cas d'injections élevées dans les stockages à l'aval combinées à un flux de sortie élevé à Pirineos. Il n'y aurait alors pas ou peu de congestion sur le reste de l'été gazier.

La CRE considère ainsi prudent d'augmenter plus progressivement les seuils que proposé initialement par les GRT. La CRE décide en conséquence de fixer un seuil de 75 GWh en octobre pour l'ensemble des limites, et 75 GWh en novembre pour les limites autres que NS4 et S1. Ce seuil pourra être adapté selon le retour d'expérience.

DECISION DE LA CRE

En application des points 1° et 4° de l’article L. 134-2 du code de l’énergie, la Commission de régulation de l’énergie (CRE) « précise [...] les règles concernant [...] les missions des gestionnaires de réseaux de transport [...] de gaz naturel en matière d’exploitation et de développement de ces réseaux » ainsi que « les conditions d’utilisation des réseaux de transport [...] de gaz naturel ».

Par la présente délibération, la CRE précise les modalités de fonctionnement de la zone de marché unique de gaz en France et de commercialisation des capacités à différents points d’entrée et de sortie du réseau principal de transport de gaz.

Capacités en sortie aux PITS

La CRE fait évoluer le seuil des capacités fermes aux PITS Nord-Est et Nord-Ouest, à des valeurs respectives de 130 GWh/j pour Nord-Est et 165 GWh/j pour Nord-Ouest. Le seuil de capacités fermes au PITS Atlantique reste fixé à 340 GWh/j pour Atlantique.

En conséquence, en cas de congestion, les capacités en sortie aux PITS peuvent être interrompus au-delà des niveaux suivants :

Capacité de sortie au PITS, en GWh/j	Capacité de sortie ferme (au 1 ^{er} avril 2022)
Nord B	115
Nord-Ouest	165
Nord-Est	130
Sud-Est	145
Atlantique	340
Sud-Ouest	300

Le reste des capacités techniquement disponibles aux PITS au-delà de ces niveaux est commercialisé sous forme de produits interruptibles.

Evolution des modalités de nomination aux PIR

A compter du 1^{er} juin 2022, le mécanisme de *netting* devient disponible pour les expéditeurs au PIV Pirineos. En période de travaux restreignant les capacités disponibles au PIV Pirineos, une nomination par un expéditeur dans le sens rebours des flux libérera une quantité identique de capacité dans le sens principal du flux.

A compter de la mise en service du nouveau système d’information de GRTgaz, estimée actuellement à fin 2022, le mécanisme *Use It and Buy It* (UBI) sera disponible simultanément dans les deux sens des flux aux PIR Virtualys, Obergailbach, et Oltingue. Quel que soit le sens des flux considéré, un expéditeur pourra acquérir de la capacité quotidienne supplémentaire en cours de journée gazière, *via* la mise à disposition par GRTgaz des capacités sous-critées par d’autres expéditeurs mais non utilisées par leurs propriétaires.

L’UBI dans les deux sens flux sera disponible aux PIR Virtualys, Obergailbach et Oltingue dans les cas de figure suivants :

- lorsque les superpoints ne sont pas actifs, l’UBI dans les deux sens sera 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).

En attendant la mise en œuvre de cette mesure, GRTgaz devra adopter un dispositif de secours en cas de défaillance de la plateforme européenne de commercialisation PRISMA ou de son propre système d’information commercial, afin de pouvoir proposer une continuité du service des vente des capacités aux expéditeurs.



Evolution du seuil de déclenchement des restrictions de capacité pour maintenance

Les GRT n'appliqueront plus de restrictions de capacités *a priori* pour les maintenances dont l'impact prévisionnel en octobre sur les limites NS4 et S1 est inférieur à 75 GWh/j, et dont l'impact prévisionnel en octobre et novembre sur les autres limites est inférieur à 75 GWh/j.

Le jour où a lieu une telle 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.

Le seuil de déclenchement de restrictions de capacité pour maintenance est maintenu à 30 GWh/j par ailleurs.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE ainsi qu'au *Journal officiel* de la République française. Elle sera transmise à la ministre de la transition écologique et solidaire et notifiée à GRTgaz, Teréga et Storengy.

Délibéré à Paris, le 16 septembre 2021.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE 1 – RETOUR D’EXPERIENCE APRES DEUX 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.

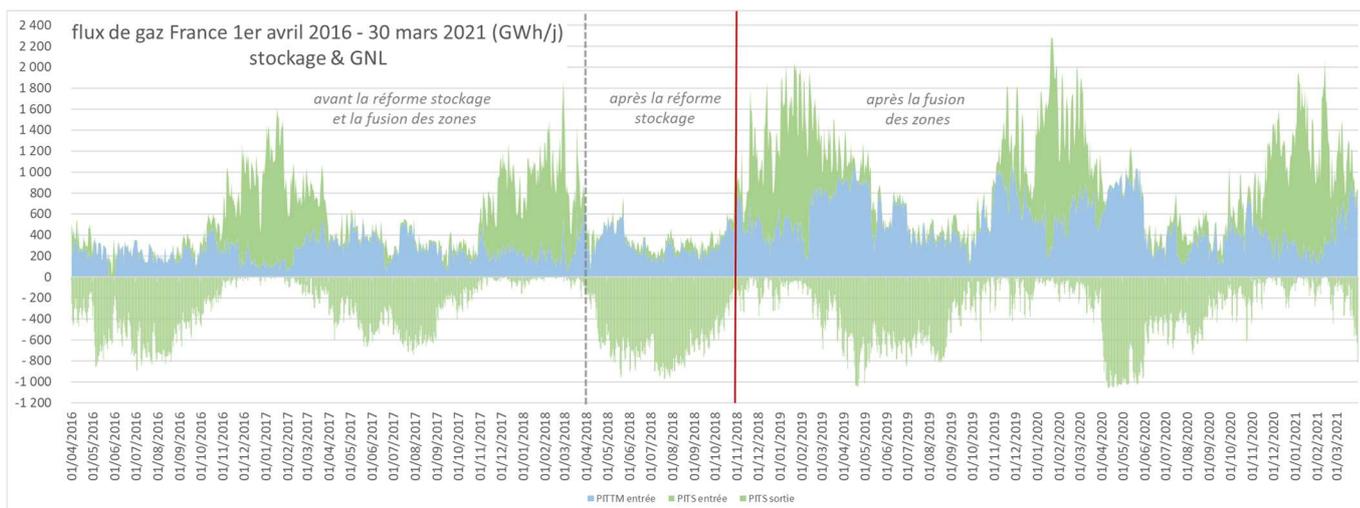
Les flux de gaz

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.

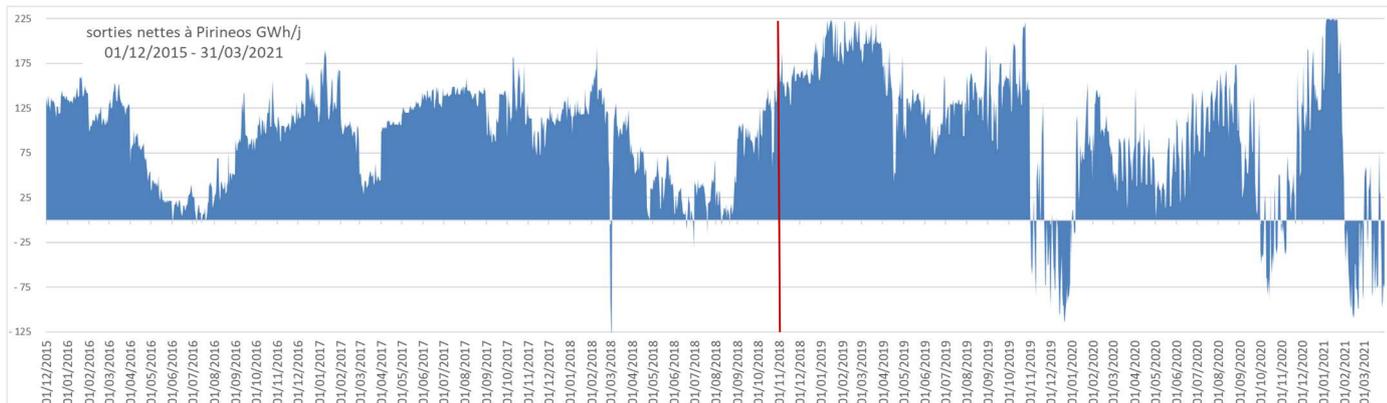
Les interconnexions avec les marchés européens aval (Espagne, Suisse, Italie) sont plus utilisées

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.

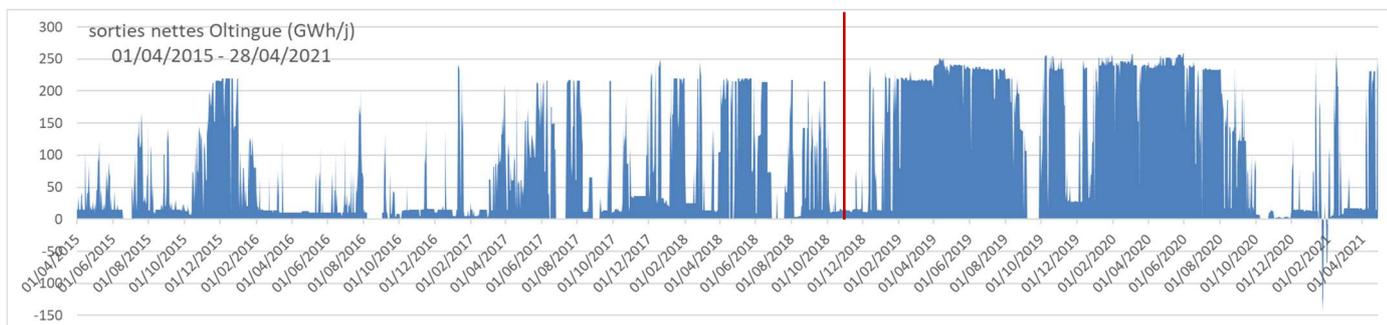
L’interconnexion de Pirineos avec l’Espagne a été utilisée à des niveaux qui n’avaient jamais été atteints avant la mise en place de la TRF dans le sens historique de la France vers l’Espagne.

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 :

	Été 2019	Été 2020	Été 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 (%) ⁷	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 monnayer un rejeu des nominations par le biais de l'appel au *spread* localisé.

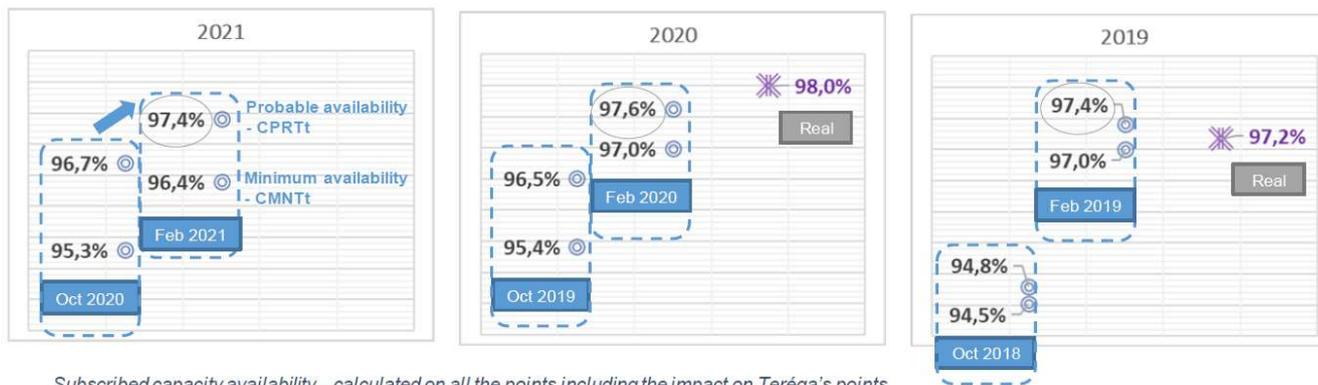
Le juste dimensionnement des capacités fermes commercialisées aux différents points du réseau (PIR, PITS, PITTM) constitue donc un élément déterminant du bon fonctionnement de la zone de marché unique : des niveaux élevés de capacités fermes permettent de dégager le maximum de valeur pour les expéditeurs 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.

⁷ 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.

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.



Subscribed capacity availability – calculated on all the points including the impact on Teréga's points

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).

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.

ANNEXE 2 – TABLEAU RECAPITULATIF DES CAPACITES AUX POINTS D’ENTREE ET DE SORTIE DU RESEAU PRINCIPAL

Sur le réseau de transport principal, des capacités sont commercialisées aux différents points d’entrées et de sortie : les PIR, les PITS, les PITTM et la sortie vers le réseau régional.

Les GRT commercialisent des capacités fermes dont la disponibilité est garantie, en-dehors, d’une part, des restrictions pour maintenance (voir partie 4), et d’autre part, des restrictions mutualisées en dernier recours lorsqu’une congestion est survenue et que l’ensemble des mécanismes mis en oeuvre n’ont pas permis de lever cette congestion.

Les GRT commercialisent également de la capacité interruptible dont la disponibilité n’est pas garantie tout le temps. En effet, notamment en cas de congestion avérée ou anticipée, la capacité interruptible est interrompue et ne peut-être utilisée par les expéditeurs.

Les GRT commercialisent également de la capacité rebours, dans le sens inverse du flux.

Le niveau des capacités aux PIR est le suivant :

en GWh/j	Capacité d’entrée			Capacité de sortie			
	PIR	ferme	interruptible	rebours	ferme	interruptible	rebours
Dunkerque	570	35	n.a	n.a			
PIV Virtualys (Taisnières H + Alveringem)	640	0	4	270	- DKB*	0	200
Taisnières B	230	50	n.a	0	0	7,5	
Obergailbach	620	30	n.a	0	0	250	
Oltingue	100**	100	n.a	260	0	n.a	
PIV Pirineos	225	0	n.a	Novembre-mars : 165 Avril-octobre : 175	Novembre-mars : 60 Avril-octobre : 50	n.a	

(n.a = non applicable) ; *DKB = capacité souscrite d’entrée sur le réseau de transport belge depuis le terminal méthanier de Dunkerque ; **La capacité d’entrée à Oltingue est « quasi-ferme » : la capacité ferme commercialisée pour Oltingue dépend de la capacité souscrite en entrée à Virtualys et Obergailbach, la somme des capacités fermes d’entrée de ces 3 points ne pouvant excéder 1 260 GWh/j

Le niveau de capacité nominal ferme en sortie du réseau de transport au PITS (injection dans le stockage) fixé par la CRE est le suivant :

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

Toute capacité commercialisée au-delà de ce niveau est interruptible. La capacité d’entrée au PITS (soutirage depuis les stockages) n’est pas limitée.

La capacité ferme aux différents PITTM est la suivante :

En GWh/j	Capacité d'entrée ferme	
	hiver	été
Dunkerque	519	
Montoir	400	370
Fos	428	399

Aux PITTM de Montoir et Fos, la capacité journalière mise à disposition à ces PITTM est variable en fonction des conditions sur le réseau et peut dépasser la capacité ferme saisonnière. Elle est communiquée par GRTgaz à l'opérateur du terminal méthanier en J-1 pour J. La capacité communiquée en J-1 est ferme. En cas de congestion, elle n'est pas interrompue et ne peut être restreinte que dans le cadre d'une restriction mutualisée.