



DELIBERATION N° 2019-276

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

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, 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 ».

En application du point 4° de l'article L.134-3 du code de l'énergie, la CRE approuve « les règles techniques et financières élaborées par les opérateurs et relatives à l'équilibrage des réseaux de gaz naturel [...] ».

La présente délibération porte sur les conditions de fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France, *Trading Region France* (TRF) inaugurée le 1^{er} novembre 2018. Elle modifie et complète les délibérations du 26 octobre 2017 relative à la création d'une zone de marché unique du gaz en France au 1^{er} novembre 2018¹, celle du 24 juillet 2018 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France² et celle du 29 mai 2019 portant décision de modification de la délibération du 26 octobre 2017³.

Dans le cadre de la zone de marché unique, dans certaines configurations d'utilisation du réseau, des congestions résiduelles peuvent apparaître. Les délibérations de la CRE du 26 octobre 2017 et du 24 juillet 2018 ont notamment défini les mécanismes de levée des congestions journalières. La délibération du 29 mai 2019 a modifié celle du 27 octobre 2017 en ajoutant aux mécanismes de levée des congestions l'interruption des capacités en sorties aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS)⁴ au-delà de niveaux nominaux.

La présente délibération vise à dresser un bilan de la première année de fonctionnement de la TRF et à faire évoluer à la marge les mécanismes de gestion des congestions.

Par ailleurs, à la suite de plusieurs cas de fraudes suspectées à l'équilibrage dans plusieurs pays européens, les GRT ont proposé, à la demande de la CRE, des renforcements des modalités de sécurisation financière.

La CRE a mené une consultation publique du 24 octobre au 18 novembre 2019⁵ sur ces sujets.

21 contributions ont été adressées à la CRE :

- 8 proviennent d'expéditeurs ou d'associations d'expéditeurs ;
- 3 proviennent d'industriels ou d'associations d'industriels ;
- 5 proviennent de gestionnaires d'infrastructures ;
- 5 proviennent d'autres acteurs.

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 1^{er} novembre 2018

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

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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

⁴ Correspondant aux injections dans les stockages

⁵ Consultation publique N° 2019-020 du 24 octobre 2019 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

SOMMAIRE

1. RETOUR D'EXPERIENCE A L'ISSUE DE LA PREMIERE ANNEE D'EXISTENCE DE LA ZONE DE MARCHÉ UNIQUE.....	3
1.1 PREMIER BILAN DE FONCTIONNEMENT DE LA ZONE UNIQUE.....	3
1.2 RETOUR SUR LA DELIBERATION DU 29 MAI 2019	3
1.2.1 Une délibération prise en réaction à des épisodes de congestion exceptionnels.....	3
1.2.2 Synthèse des réponses à la consultation publique	4
1.2.3 Analyse de la CRE	4
2. EVOLUTIONS DU FONCTIONNEMENT DE LA TRF	4
2.1 REVISION A LA BAISSSE DES NIVEAUX EN SORTIE AUX PITS SUD-OUEST ET ATLANTIQUE	5
2.1.1 Rappel des propositions envisagées par la CRE dans la consultation publique	5
2.1.2 Synthèse des réponses à la consultation publique	5
2.1.3 Analyse de la CRE	6
2.2 MESURES SUR LES MAINTENANCES	8
2.2.1 Impact des maintenances inférieures à 30 GWh/j	8
2.2.2 Programme de maintenance commun.....	9
2.3 INCLUSION DU POINT DE CONVERSION DE GAZ B EN GAZ H DANS LES POINTS ELIGIBLES AUX MECANISMES DE GESTION DE LA CONGESTION.....	9
3. SECURISATION FINANCIERE : GARANTIES FINANCIERES ET SUSPENSION DU CONTRAT D'ACHEMINEMENT	9
3.1 RAPPEL DES REGLES EN VIGUEUR CONCERNANT LA GARANTIE FINANCIERE ET LES ACTIONS DES GRT RELATIVES AU TAUX D'ENTAME QUOTIDIEN AU TITRE DE L'EQUILIBRAGE.....	10
3.2 PROPOSITION RELATIVE A LA SUSPENSION DU CONTRAT D'ACHEMINEMENT.....	10
3.2.1 Proposition des GRT reprise dans la consultation publique de la CRE	10
3.2.2 Synthèse des réponses à la consultation publique	10
3.2.3 Analyse de la CRE	11
3.3 PROPOSITION RELATIVE AU CALCUL DU MONTANT MINIMUM DE LA GARANTIE FINANCIERE	11
3.3.1 Proposition des GRT reprise dans la consultation publique de la CRE	11
3.3.2 Synthèse des réponses à la consultation publique	11
3.3.3 Analyse de la CRE	11
DECISION.....	12

1. RETOUR D'EXPERIENCE A L'ISSUE DE LA PREMIERE ANNEE D'EXISTENCE DE LA ZONE DE MARCHÉ UNIQUE

1.1 Premier bilan de fonctionnement de la zone unique

Dans sa consultation publique du 24 octobre 2019, la CRE a dressé un bilan positif du fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France :

- la bascule des deux zones à la zone unique a été réalisée au 1^{er} novembre 2018 avec succès ;
- elle a amélioré la sécurité d'approvisionnement du système gazier français et permis au consommateur français de bénéficier d'un prix de gros unique ;
- les mécanismes de levée des congestions, et notamment le *spread* localisé, ont bien fonctionné ;
- les possibilités d'optimisation offertes aux expéditeurs se traduisent cependant par des congestions en été dont les conséquences et les coûts pour la collectivité doivent être mesurés.

La grande majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique partage le bilan positif de la CRE sur la 1^{ère} année de fonctionnement de la zone de marché unique.

Ainsi, les consommateurs industriels considèrent la zone de marché unique comme une avancée majeure, le projet ayant pleinement répondu aux objectifs prioritaires de maîtrise des coûts pour les consommateurs et de maintien de la sécurité d'approvisionnement en France. Un acteur considère que la mise en place de la zone unique bénéficie à tous, notamment aux consommateurs établis dans le sud de la France, et considère que la gestion des congestions par des mécanismes spécifiques est une bonne solution car elle permet d'éviter des surinvestissements disproportionnés. Un autre consommateur explique toutefois rester vigilant quant au coût important engendré par les mécanismes de levée des congestions et estime que la collectivité ne doit pas supporter des coûts additionnels générés dans l'intérêt économique de certains acteurs.

Les expéditeurs partagent le bilan positif de la CRE et soulignent la plus grande attractivité du marché français et sa plus grande liquidité. Un expéditeur met en avant l'instauration de la zone unique qui s'est effectuée sans aucun problème technique, et le fait que l'ensemble des acteurs de marché était bien préparé à cette évolution. Un autre expéditeur constate que les mécanismes de gestion des congestions élaborés en Concertation Gaz ont démontré leur robustesse dans la plupart des situations et permis un bon fonctionnement de la zone unique. Cependant, plusieurs expéditeurs soulignent que l'occurrence des deux restrictions mutualisées au cours de la première année est un point d'attention. Par ailleurs, un expéditeur indique que les programmes de maintenances, les superpoints et les différentes limites de congestion apportent de la complexité pour les nouveaux entrants.

Les gestionnaires d'infrastructures partagent eux aussi le bilan positif et soulignent que les mécanismes de la TRF fonctionnent conformément aux attentes.

Plusieurs acteurs tempèrent néanmoins ce constat en indiquant que les conditions de marché la première année ont été favorables, avec un hiver relativement doux et des arrivées de GNL élevées, et que le réseau français n'a ainsi pas encore été mis sous tension dans la nouvelle configuration en zone unique.

1.2 Retour sur la délibération du 29 mai 2019

1.2.1 Une délibération prise en réaction à des épisodes de congestion exceptionnels

Les 25 et 26 mai 2019, des quantités importantes de *spread* localisé ont été appelées pour décongestionner le réseau, respectivement de 146 GWh et 172 GWh sur ces deux journées. Les réponses des expéditeurs n'ont permis de couvrir que 142 GWh pour chacun de ces appels, à des prix élevés de 12,2 et 14,0 €/MWh, engendrant un coût total de 3,7 M€ sur ce seul week-end, et une restriction mutualisée le 26 mai.

Après analyse, la CRE a constaté que l'utilisation des flexibilités supplémentaires à l'injection dans les stockages dont bénéficient les expéditeurs, via des souscriptions additionnelles en sortie PITS, a contribué à mettre en risque le bon fonctionnement du réseau.

C'est pourquoi, dans sa délibération du 29 mai 2019, la CRE a ajouté à la liste des mécanismes de levée des congestions l'interruption des capacités en sortie aux PITS au-delà de leurs niveaux nominaux. A compter de cette date, en journée de congestion, les capacités fermes aux PITS Sud-Ouest et Atlantique ont donc été plafonnées à respectivement 330 GWh/j et 355 GWh/j, ce qui garantissait la fermeté des capacités nominales qui avaient été commercialisées aux enchères par les opérateurs de stockage et rendait interruptible l'utilisation de certains services additionnels.

Dans la consultation publique du 24 octobre 2019, la CRE a invité les acteurs de marché à formuler leurs remarques sur cette délibération prise dans des temps restreints.

1.2.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont majoritairement favorables aux mesures prises par la CRE pour limiter les capacités fermes aux PITS Sud-Ouest et Atlantique dans le cadre de la délibération du 29 mai 2019.

Les positions sont en revanche partagées sur le processus de décision associé. Certains acteurs saluent la réactivité de la CRE. D'autres regrettent le fait que les acteurs de marché n'aient pas été inclus dans le processus de décision. Un acteur indique que l'impact économique pour les expéditeurs a été faible mais rappelle son attachement au principe de visibilité des offres.

1.2.3 Analyse de la CRE

La CRE partage pleinement l'importance du travail de concertation auprès de l'ensemble des acteurs de marché concernés par ses prises de décision, et rappelle son attachement à un cadre de régulation prévisible afin de permettre à chaque acteur de se positionner sur le marché selon des règles claires et connues de tous.

Toutefois, au vu du contexte exceptionnel du week-end des 25 et 26 mai, qui a engendré 3,7 M€ de coûts de levée des congestions en deux jours, la CRE a considéré nécessaire de réagir rapidement afin d'éviter d'éventuelles dérives futures des coûts portés par la collectivité et constate qu'une majorité des répondants à la consultation publique partage les raisons de fond de cette prise de décision et considère comme adaptées les mesures délibérées le 29 mai.

2. EVOLUTIONS DU FONCTIONNEMENT DE LA TRF

Comme indiqué dans les paragraphes précédents, les renforcements réalisés dans les réseaux ont permis d'approvisionner le sud du territoire sans difficultés durant l'hiver 2018-2019, ce qui était le premier objectif attendu. En été, comme prévu lors du dimensionnement des investissements, le niveau de congestions est plus élevé notamment du fait des importants volumes à injecter dans les stockages.

Ainsi, dans la consultation publique du 24 octobre 2019, la CRE a constaté les difficultés de la zone unique à délivrer l'ensemble de ses capacités commercialisées sans recours aux mécanismes de levées des congestions en été.

En effet, en 2019, les mois d'avril-mai (début de la période d'injection dans les stockages) et août (reprise du programme d'injection après la période des maintenances) ont connu 45 jours de congestion sur 92 (soit 49% du temps), dont 36 avec recours au *spread* localisé. Le coût total des recours au *spread* localisé pour lever ces congestions s'est élevé à 7,2 M€ pour ce premier été en TRF. Par ailleurs, deux journées de congestion ont nécessité une restriction mutualisée des capacités fermes détenues par les expéditeurs.

En comparaison, le scénario tendu de référence élaboré en Concertation Gaz entre 2016 et 2017 afin de dimensionner les mécanismes de levée des congestions de la future zone unique anticipait seulement 29 jours de recours aux *spreads* localisés en été (et aucune restriction mutualisée) malgré des paramètres moins favorables que ceux observés en 2019 (arrivées de GNL à Fos et Montoir à leur minimum technique, sorties à Pirineos vers l'Espagne au niveau des capacités souscrites et taux d'utilisation des CCCG à la moyenne des plus fortes consommations historiques).

Dans la consultation publique, la CRE constatait deux raisons principales expliquant les difficultés de la zone unique à délivrer ses capacités aval :

- Les niveaux actuellement commercialisés en ferme à l'injection aux PITS Sud-Ouest et Atlantique (respectivement de 330 et 355 GWh/j) semblent trop importants par rapport à ce que le réseau est effectivement capable de délivrer sur certains mois d'été, compte tenu de la fermeté des capacités à Pirineos.

L'analyse de la CRE dans la consultation publique du 24 octobre 2019 montre ainsi une corrélation entre les niveaux d'injections élevés au PITS Sud-Ouest et l'apparition des congestions. Sur les 38 journées pour lesquelles le marché a démontré un intérêt pour des injections au PITS Sud-Ouest supérieures à 300 GWh/j, 30 ont vu les GRT faire appel au *spread* localisé, conduisant *in fine* à des nominations acceptables pour le réseau au PITS Sud-Ouest à un niveau le plus souvent inférieur à 300 GWh/j (80% des cas). Les capacités fermes actuellement commercialisées à l'injection au PITS Sud-Ouest semblent donc trop élevées par rapport à ce que le réseau est effectivement capable de délivrer sans provoquer de congestions. En outre, un niveau de 300 GWh/j en ferme au PITS Sud-Ouest n'est pas limitant pour le remplissage du stockage durant la période.

S'agissant du PITS Atlantique, son impact sur les congestions est moins systématique que le PITS Sud-Ouest car il est situé parfois à l'amont et parfois à l'aval des fronts de congestion observés depuis l'instauration de la zone unique. Néanmoins, il s'agit d'un groupement de stockage de capacités importantes, avec le débit de sortie au PITS le plus important du réseau français. Dans les cas des congestions les plus significatives pour

le réseau, il est en aval du front de congestion NS3. Ce fut le cas en particulier lors du week-end du 25 et 26 mai. Avec des conditions de marché moins favorables que celles de cette année, il devrait donc être plus fréquemment à l'aval des congestions.

- Par ailleurs, les maintenances courantes et petits travaux (restrictions de capacités inférieures à 30 GWh/j) effectuées dans le cœur du réseau et traitées par les mécanismes de levée des congestions ont un impact non négligeable sur les capacités disponibles à l'aval et donc sur les occurrences des congestions dans la zone unique.

2.1 Révision à la baisse des niveaux en sortie aux PITS Sud-Ouest et Atlantique

2.1.1 Rappel des propositions envisagées par la CRE dans la consultation publique

La délibération du 29 mai 2019 a révisé l'ordre de préséance des mécanismes de levée des congestions, en introduisant l'interruption des capacités en sorties aux PITS (injections dans les stockages) au-delà de leurs niveaux nominaux. L'ordre de priorisation des mécanismes de levée des congestions actuellement en vigueur est donc le suivant :

	Mécanismes de levée des congestions
En cas de contrainte journalière	<ol style="list-style-type: none"> 1. Si possible, mise en œuvre de mécanismes inter-opérateurs (notamment avec Fluxys pour NS1) 2. Interruption des capacités interruptibles 3. Interruption des capacités en sortie aux PITS au-delà des niveaux nominaux 4. Non commercialisation des capacités fermes disponibles 5. <i>Spread</i> localisé
En cas d'échec des mécanismes susmentionnés	Restriction mutualisée

La délibération a également fixé pour chaque PITS la valeur de ces niveaux nominaux. L'analyse de la CRE dans la consultation publique du 24 octobre 2019, et notamment le focus opéré sur la corrélation entre injections élevées aux PITS Atlantique et Sud-Ouest et occurrences des congestions, tend à montrer que le réseau n'est pas en mesure de délivrer ces niveaux retenus pour ces PITS.

Dans la consultation publique du 24 octobre 2019, la CRE a proposé de réviser à la baisse les niveaux nominaux des PITS Atlantique et Sud-Ouest, actuellement fixés respectivement à 355 et 330 GWh/j, à 340 et 300 GWh/j.

2.1.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

Les contributeurs à la consultation publique sont partagés concernant la proposition de la CRE de baisser les niveaux nominaux des PITS Sud-Ouest et Atlantique.

Ainsi, la totalité des consommateurs y sont favorables, mais également une partie des expéditeurs et des opérateurs d'infrastructures. Ils considèrent effectivement nécessaire de fixer un niveau de capacités que le réseau est capable de délivrer et d'éviter des congestions coûteuses pour les utilisateurs pour assurer des débits de remplissage qui ne sont pas indispensables pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Ils considèrent que les niveaux proposés par la CRE permettent de laisser une flexibilité suffisante pour le remplissage des stockages durant l'été gazier.

Certains expéditeurs et opérateurs d'infrastructures s'opposent à de telles modifications. Ils considèrent nécessaire d'avoir un retour d'expérience supplémentaire, ou *a minima* de ne pas impacter les capacités déjà vendues aux enchères de stockage. Ainsi plusieurs acteurs alertent sur le fait que des enchères de stockage pour la saison 2020-2021 ont déjà eu lieu aux mois de juin et de novembre sur la base des niveaux fixés dans la délibération du 29 mai 2019.

Plusieurs acteurs, dont Storengy et GRTgaz, considèrent qu'il n'est pas pertinent de baisser le niveau en sortie au PITS Atlantique, qui n'est pas toujours en aval des congestions. De plus, un opérateur souligne qu'un ralentissement de ce produit à 170 jours de durée réelle d'injection pourrait ne plus garantir son remplissage complet selon les durées de maintenances observées.

Teréga est opposé à la baisse des niveaux aux PITS qui représente dégradation de l'offre de stockage à l'aval du réseau, considérant que les congestions viennent essentiellement des petites maintenances en amont.



Un opérateur estime qu'il faudrait baisser le niveau au PITS Sud-Ouest au-dessous de 300 GWh/j, afin d'éviter des congestions plus nombreuses si les conditions de marché devenaient moins favorables (entrées de GNL plus basses qu'en 2019).

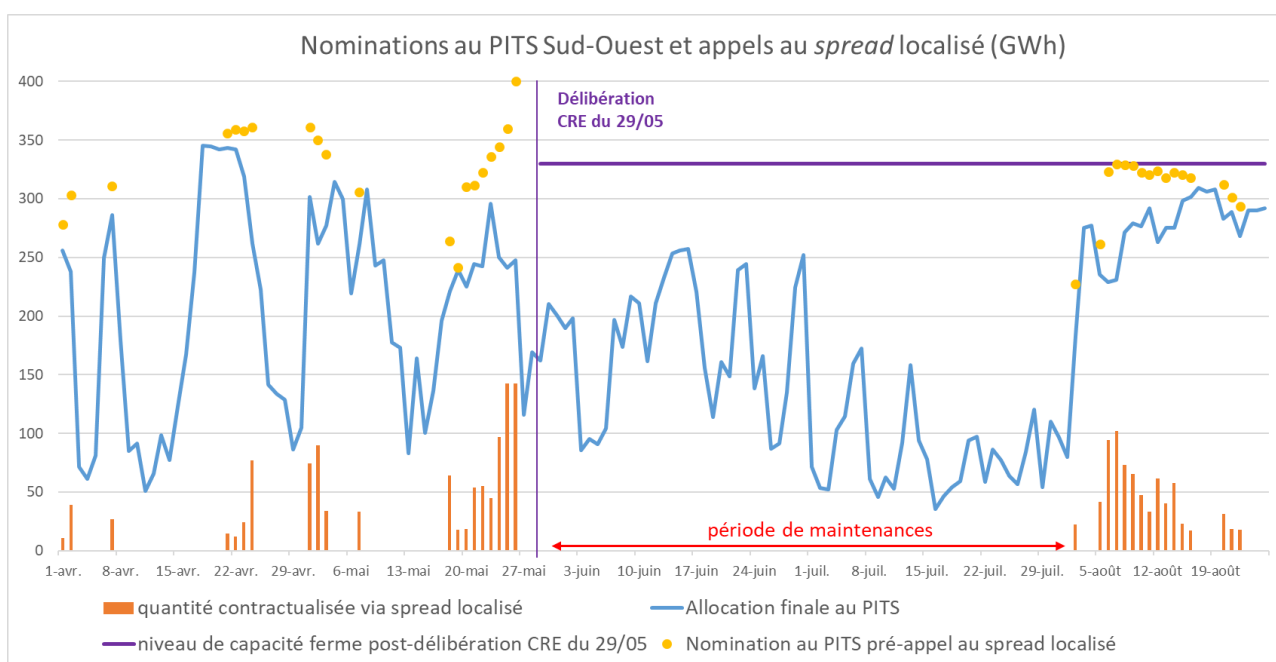
2.1.3 Analyse de la CRE

L'analyse exposée dans la consultation publique du 24 octobre 2019, fondée sur les chiffres observés durant la première saison d'injection en zone unique, met en évidence que le réseau est difficilement en mesure de délivrer les niveaux de capacités fermes actuellement commercialisés aux PITS Atlantique et Sud-Ouest sans conduire à l'apparition de congestions.

Ainsi, la CRE a étudié l'historique des nominations par les expéditeurs et des capacités finalement allouées à ces deux PITS pour la saison d'injection 2019.

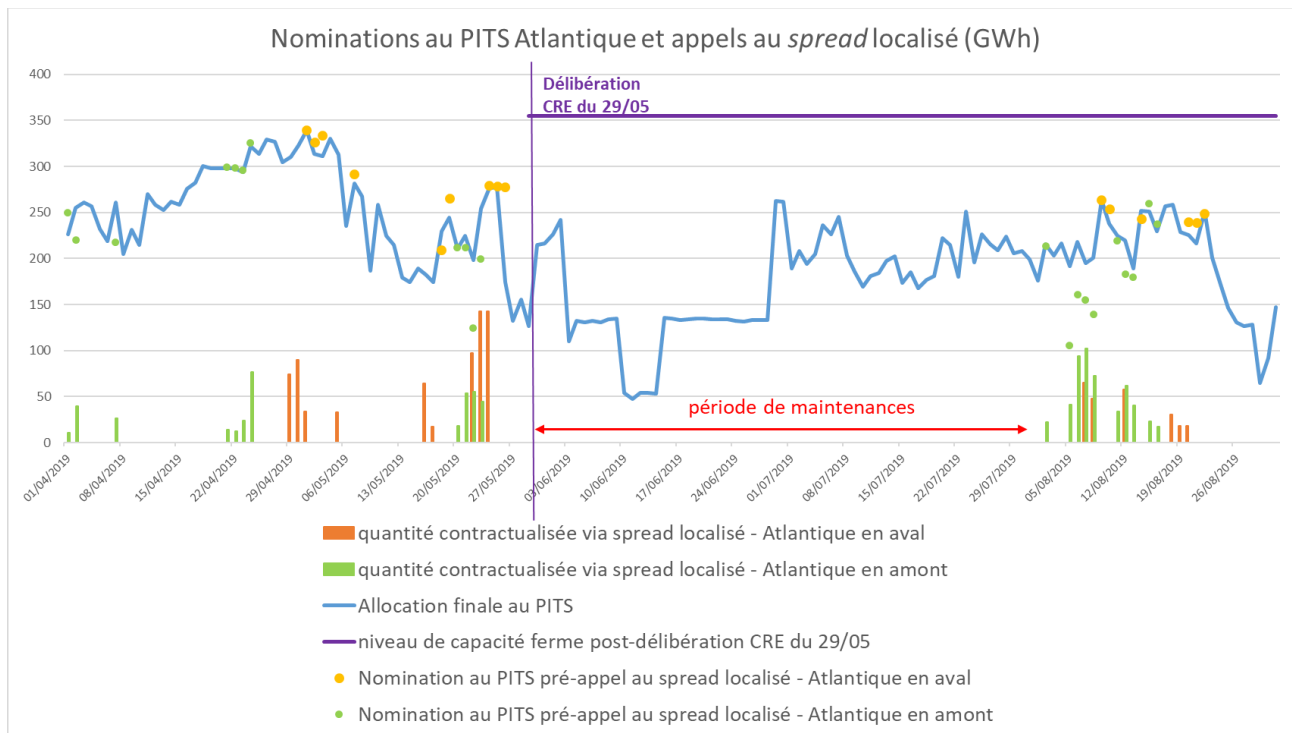
Le graphique suivant présente, pour le PITS Sud-Ouest :

- les nominations dans la demi-heure précédent les appels au *spread* localisé ;
- les volumes de *spread* localisé contractualisés ;
- les allocations finales.



Ce graphique montre une forte corrélation entre des nominations élevées au PITS Sud-Ouest en début de journée de congestion (points orange) et le recours aux *spreads* localisés (barres orange). Ainsi, on constate que sur les 38 journées pour lesquelles le marché a démontré un intérêt pour des injections à Lussagnet supérieures à 300 GWh/j, 30 ont vu les GRT faire appel au *spread* localisé conduisant *in fine* à délivrer un niveau inférieur à 300, soit 79 % du temps. On retrouve par ailleurs un ratio identique au-delà de 330 GWh/j, avec 11 journées de recours au *spread* localisé pour 14 jours d'intérêt du marché (soit 79% du temps).

La CRE a par ailleurs mené une analyse similaire sur le PITS Atlantique. Le graphique obtenu est le suivant :



Le graphique pour le PITS Atlantique est moins révélateur que celui obtenu pour le PITS Sud-Ouest. On constate cependant que dans certaines configurations du réseau, par exemple sur les premières journées du mois de mai, des niveaux d'injection élevés au PITS Atlantique ont concouru au déclenchement de *spreads* localisés.

Ces niveaux aux PITS Sud-Ouest et Atlantique n'avaient pas été anticipés lors des études menées avant la fusion pour évaluer le niveau des congestions résiduelles et définir les mécanismes de levée des congestions.

La CRE considère nécessaire de tenir compte des limites existantes du réseau de transport afin d'en assurer le bon fonctionnement.

En outre la CRE considère que les niveaux de sortie qu'elle fixe aux PITS Sud-Ouest et Atlantique laissent suffisamment de marge pour remplir les stockages au cours de l'été gazier.

En particulier, au PITS Sud-Ouest, un niveau à 300 GWh/j permet de remplir le stockage en 117 jours, sur les 214 que compte la période d'injection (du 1^{er} avril au 31 octobre). Une telle évolution laisse donc une marge de manœuvre importante pour le remplissage de ce stockage qui fait partie des plus flexibles de la zone unique.

Au PITS Atlantique, un abaissement du niveau de sortie à 340 GWh/j réduit la flexibilité disponible pour remplir ce stockage. Cependant, la durée de remplissage de 170 jours hors maintenances des opérateurs (sur 214 jours de période estivale) correspond au remplissage d'un volume total de 47,5 TWh, tel que prévu par la PPE pour le stockage Atlantique, à partir d'un niveau vide en début de saison d'injection. Historiquement, les stocks initiaux à partir desquels démarrent les campagnes d'injection ont toujours été non nuls. Par ailleurs à ce stade Storengy ne commercialise que 45 TWh au titre de la saison 2020-2021. La CRE considère donc que les expéditeurs disposeront de marges de manœuvre suffisantes pour assurer le remplissage des stockages à 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
Nord B	115
Nord-Ouest	145
Nord-Est	115
Sud-Est	145
Atlantique	340
Sud-Ouest	300



Le reste des capacités techniquement disponibles aux PITS au-delà de ces niveaux sont commercialisées en interruptible.

Comme explicité dans la consultation publique, les niveaux définis dans la présente délibération pourraient évoluer de nouveau si les volumes de stockage commercialisés par les opérateurs venaient à évoluer à l'avenir, notamment à la hausse.

2.2 Mesures sur les maintenances

2.2.1 Impact des maintenances inférieures à 30 GWh/j

2.2.1.1 Proposition de la consultation publique

Dans la décision du 26 octobre 2017, la CRE a décidé que les GRT n'appliqueraient pas de restriction mutualisée a priori lorsque l'impact prévisionnel d'une maintenance est inférieur à 30 GWh/j (dite « petite maintenance »), afin d'éviter la multiplication des restrictions de capacités. 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 indiqué ne pas envisager de modifier ce traitement, dans la mesure où cela reviendrait à publier à nouveau de nombreuses restrictions de capacités qui seraient pénalisantes pour les expéditeurs.

Néanmoins, la CRE a proposé de demander aux GRT de publier, à chaque fois qu'une congestion survient alors qu'il y a une « petite maintenance », *a posteriori*, l'impact de cette petite maintenance sur le volume de gaz faisant défaut à l'aval du front de congestion.

En fonction des résultats observés, un indicateur pourrait être introduit dans la régulation incitative de la qualité de service des opérateurs.

2.2.1.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

La quasi-totalité des répondants à la consultation publique est favorable à la publication par les GRT de l'impact d'une petite maintenance sur la capacité ayant fait défaut du fait de la maintenance dès lors qu'une congestion est survenue.

Un consommateur indique que si l'impact s'avère important, le seuil de 30 GWh/j pour la publication de restrictions pour maintenance *ex-ante* devrait être revu à la baisse. Un opérateur d'infrastructures demande que ces « petites maintenances » fassent de nouveau l'objet d'une publication de restrictions dans le cadre des maintenances programmées, pour réduire les congestions.

Un expéditeur demande une publication *ex ante* de l'impact prévu des petites maintenances, pour donner plus de visibilité aux expéditeurs. D'autres acteurs indiquent expressément souhaiter uniquement une publication *a posteriori*, selon une périodicité à déterminer. Sur ce point, un opérateur d'infrastructures considère intéressant de mesurer l'impact des petits travaux mais souhaite qu'il soit uniquement l'objet d'un retour d'expérience à l'issue de l'été, plutôt qu'une publication après chaque congestion. L'opérateur met en garde contre les coûts de développement de systèmes d'information élevés qu'une telle publication engendrerait.

Plusieurs expéditeurs indiquent être favorables au suivi du nombre et du volume des petits travaux via un indicateur dans le tarif ATRT7.

Un autre acteur craint que l'incitation des GRT à minimiser les maintenances se fasse au détriment de la sécurité du réseau.

2.2.1.3 Analyse de la CRE

Les petites maintenances peuvent avoir des conséquences importantes sur la capacité du réseau à assurer les flux attendus. Dès lors, il apparaît nécessaire de renforcer la transparence et d'avoir un suivi précis de leur impact lorsqu'une congestion est survenue. La CRE demande donc aux GRT de publier, le lendemain de la survenue d'une congestion, l'impact des petites maintenances sur la capacité ayant fait défaut (en GWh/j). Les GRT devront également présenter en Concertation un bilan de l'impact des petites maintenances sur les capacités du réseau (y compris les jours pour lesquels il n'y a pas eu de congestion).

Comme indiqué dans la consultation publique, la CRE maintient le traitement des petites maintenances inférieures à 30 GWh/j prévu dans la délibération du 26 octobre 2017 pour éviter la publication de nombreuses restrictions de capacités qui entravent le bon fonctionnement de la zone de marché unique. De plus, les GRT publient actuellement déjà *ex ante* dans le cadre de l'information sur l'état du réseau les jours pour lesquels des petits travaux sont prévus et quelles limites sont concernées.

2.2.2 Programme de maintenance commun

2.2.2.1 Proposition de la consultation publique

En complément de la coordination existante entre les opérateurs des différentes infrastructures (réseaux de transport, stockages et terminaux méthaniers) pour l'établissement des programmes de maintenance, la CRE a proposé de demander à ces opérateurs de publier un unique programme annuel de maintenance conjoint. Ce programme conjoint donnerait une meilleure visibilité aux acteurs de marché.

2.2.2.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

La totalité des acteurs de marché est très favorable à la publication d'un programme annuel conjoint entre tous les opérateurs régulés liés à la TRF, que certains estiment même indispensable. Une telle mesure permettra de renforcer la coordination entre les opérateurs et la visibilité pour le marché.

Un acteur souligne que cette publication permettra de mettre en évidence la problématique des maintenances dans sa globalité.

Plusieurs expéditeurs soulignent que le programme conjoint devrait être publié dans un délai compatible avec le calendrier des enchères de stockage, et qu'il ne se traduise pas par un délai de publication supplémentaire par rapport au calendrier actuel.

2.2.2.3 Analyse de la CRE

La CRE considère que la publication d'un programme conjoint de maintenance à l'ensemble des opérateurs régulés contribuera au bon fonctionnement de la zone de marché unique.

Actuellement, les programmes de maintenance des stockages sont publiés en octobre N, avant les guichets d'enchère de novembre N, janvier et février N+1, affectant les capacités injectées à partir d'avril N+1. De même, afin de donner de la visibilité dans le cadre de ces enchères de stockage, les GRT publient désormais un premier programme en octobre N, puis un programme définitif en février N+1. Les terminaux ont pour leur part une meilleure visibilité au moment de l'établissement des programmes annuels de l'année N+1, en décembre N.

En tenant compte de ces calendriers pour les différentes structures, une première publication conjointe aux gestionnaires de réseau de transport et aux opérateurs de stockage devra être réalisée en octobre, afin de donner la meilleure visibilité aux expéditeurs en vue des enchères des capacités de stockage.

Un programme définitif devra être publié en février, intégrant les éléments pour les terminaux méthaniers.

L'ensemble des opérateurs devront publier sur leur site internet respectif ce document unique, dont ils devront faire leurs meilleurs efforts afin qu'il soit le plus clair et cohérent possible, et sous un format convivial pour les utilisateurs. Les maintenances de l'ensemble des infrastructures devront être regroupées dans un calendrier unique optimisé.

2.3 Inclusion du point de conversion de gaz B en gaz H dans les points éligibles aux mécanismes de gestion de la congestion

Pour augmenter les possibilités de réponse au *spread* localisé, la CRE a indiqué envisager d'ajouter, dans les points qui peuvent répondre à l'amont, le point virtuel correspondant au service de conversion de gaz B en gaz H. Ce point virtuel serait alors aussi concerné par le mécanisme de dernier recours, la restriction mutualisée, si le *spread* Localisé est infructueux.

La majorité des répondants est favorable à cette proposition, car favorable à toute possibilité supplémentaire de réduire les congestions.

Néanmoins, plusieurs mettent en avant la spécificité de la gestion de la zone B, avec la prestation de conversion pour approvisionner la zone. De plus, GRTgaz indique que la gestion opérationnelle de la zone est très contrainte, notamment dans le cadre de la conversion progressive de la zone en gaz H.

Compte tenu des réserves opérationnelles exprimées par GRTgaz, et dans un contexte où la gestion de la zone B est amenée à se réduire progressivement et répond déjà à des contraintes de gestion spécifiques, la CRE décide de ne pas inclure le point de conversion de gaz B en gaz H dans les points éligibles aux mécanismes de gestion de la congestion.

3. SECURISATION FINANCIERE : GARANTIES FINANCIERES ET SUSPENSION DU CONTRAT D'ACHEMINEMENT

En fin d'année 2018 et au premier semestre 2019, plusieurs cas de fraudes suspectées à l'équilibrage se sont produits dans différents pays européens (Allemagne, Pays-Bas, Espagne, Pologne), pour des montants significatifs (plusieurs dizaines de millions d'euros).

La CRE a demandé aux GRT d'analyser le risque qu'une telle situation se produise en France, avec les modalités de sécurisation financière en vigueur : ils ont conclu qu'un renforcement de ces modalités était nécessaire pour faire face à ce type de comportement, et ont à ce titre adressé à la CRE des propositions d'évolutions du dispositif visant, d'une part, à en améliorer la réactivité dans le cas d'une situation à risque, et d'autre part, à mieux adapter le montant de la garantie financière. Ces propositions d'évolution ont été présentées en Concertation gaz le 30 septembre 2019 ainsi que dans la consultation publique du 24 octobre 2019.

3.1 Rappel des règles en vigueur concernant la garantie financière et les actions des GRT relatives au taux d'entame quotidien au titre de l'équilibrage

Actuellement, la garantie financière d'un expéditeur actif sur le réseau de transport français est égal à la somme des deux factures mensuelles d'acheminement, hors règlements des déséquilibres, les plus élevées des douze derniers mois, si celle-ci sont supérieures. Le montant de la garantie financière n'est révisé que tous les 6 mois, en octobre et avril. Enfin les expéditeurs ont la possibilité d'ajuster volontairement le niveau de leur garantie à un niveau supérieur à celui exigé. En contrepartie, cet ajustement volontaire à la hausse leur permet mécaniquement de pouvoir réduire leur taux d'entame de cette garantie.

Le calcul quotidien du taux d'entame de la garantie financière au titre de l'équilibrage, exprimé en pourcentage, est fondé sur le ratio entre :

- la somme des déséquilibres journaliers multipliés par le prix de règlement des déséquilibres de la journée ;
- le niveau de garantie financière ou le niveau théorique de garantie financière, qui correspond à la garantie ou au dépôt en espèces que l'expéditeur a versé sauf s'il est exempté au titre de sa notation financière (dans ce dernier cas, le taux d'entame est calculé par rapport à un montant théorique de garantie).

En fonction de l'atteinte de différents seuils de ce taux d'entame quotidien, les actions suivantes sont mises en place par les GRT :

- le premier seuil d'alerte, défini et paramétré par le GRT, déclenche un rappel à l'expéditeur des mesures ultérieures, par téléphone ou par mail ;
- le deuxième seuil, fixé à 50 % d'entame de la garantie, entraîne une information formelle de l'expéditeur du dépassement du seuil ;
- au-delà du troisième seuil, fixé à 90 % d'entame de la garantie, le GRT peut demander à l'expéditeur de payer une facture d'acompte sur le déséquilibre constaté, de manière anticipée, sous 2 jours ouvrables ;
- à partir de trois jours successifs au-delà de 100 % d'entame de la garantie, le GRT a la possibilité de suspendre le contrat d'acheminement, après une mise en demeure de payer restée sans effet sous deux jours. La suspension du contrat interdit à l'expéditeur de souscrire de nouvelles capacités et de nommer toute quantité sur les réseaux des GRT mais ne le délie pas de ses obligations contractuelles et notamment celle de payer les factures dont il est débiteur. Elle est appliquée sans préjudice de l'exercice des autres droits ouverts au titre du contrat d'acheminement.

3.2 Proposition relative à la suspension du contrat d'acheminement

3.2.1 Proposition des GRT reprise dans la consultation publique de la CRE

Afin de permettre une plus grande réactivité en cas de déséquilibre exceptionnel laissant présumer un cas de fraude et de protéger les GRT et la communauté des expéditeurs, les GRT ont proposé que la suspension soit possible dès qu'un en-cours de l'entame d'équilibrage supérieur à 100% est constaté et sans mise en demeure préalable. Il sera ainsi possible de suspendre le contrat d'acheminement d'un expéditeur ayant une activité suspecte dès le 1^{er} jour avec effet immédiat.

De plus, les GRT ont proposé de pouvoir suspendre partiellement le contrat d'acheminement, permettant par exemple de limiter la suspension du contrat d'acheminement dont l'en-cours d'équilibrage est excessif aux nominations de l'expéditeur concerné en sortie du PEG pour éviter qu'il puisse aggraver son déséquilibre tout en lui laissant la possibilité d'alimenter ses clients.

3.2.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

Les répondants à la consultation publique sont globalement favorables à la proposition relative à l'évolution des modalités de suspension du contrat d'acheminement. Ils estiment positif le renforcement de la sécurisation financière et l'introduction de la possibilité d'une suspension partielle du contrat.

Un acteur souligne la nécessité de tenir compte de l'impact potentiel de la suspension du contrat d'un expéditeur sur la fourniture de ses clients.

Un répondant demande à ce que le GRT informe rapidement le marché, et notamment les plateformes de trading, après la suspension du contrat d'un expéditeur.

Enfin, un acteur demande à ce que ces évolutions et leurs conséquences soient présentées plus en détail à l'occasion d'un groupe de travail spécifique dans le cadre de la Concertation Gaz.

3.2.3 Analyse de la CRE

La CRE considère que l'évolution proposée permettra de renforcer la sécurisation financière du système et donc d'améliorer sa fiabilité, au bénéfice non seulement des utilisateurs finaux mais également des acteurs de marché ainsi que des opérateurs.

En particulier, la CRE considère nécessaire que les GRT puissent réagir rapidement lorsqu'un potentiel cas de fraude survient. La suspension dès le dépassement journalier de 100% du taux d'entame de la garantie financière apparaît pertinente. Les actions précédentes mises en place par les GRT en fonction de l'augmentation graduelle du taux d'entame de la garantie financière doivent déjà permettre aux expéditeurs de se rééquilibrer :

- le premier seuil d'alerte, défini et paramétré par le GRT, déclenche un rappel à l'expéditeur des mesures ultérieures, par téléphone ou par mail ;
- le deuxième seuil, fixé à 50 % d'entame de la garantie, entraîne une information formelle de l'expéditeur du dépassement du seuil ;
- au-delà du troisième seuil, fixé à 90 % d'entame de la garantie, le GRT peut demander à l'expéditeur de payer une facture d'acompte sur le déséquilibre constaté, de manière anticipée, sous 2 jours ouvrables ;

L'expéditeur aura donc déjà été plusieurs fois contacté par le GRT et informé de la dégradation de son taux d'entame. L'absence de préavis pour la suspension du contrat lorsque le taux de 100% est atteint n'apparaît donc pas problématique.

Par ailleurs, la suspension partielle proposée par les GRT permet de maintenir la fourniture des consommateurs de l'expéditeur concerné (ainsi que des potentiels nominations qui iraient dans le sens de réduire le déséquilibre de l'expéditeur).

En conséquence, la CRE fait évoluer les règles conformément à la proposition des GRT.

3.3 Proposition relative au calcul du montant minimum de la garantie financière

3.3.1 Proposition des GRT reprise dans la consultation publique de la CRE

Les GRT ont également proposé de modifier le montant minimum de la garantie financière en y intégrant le montant des factures d'équilibrage payées, pour que la garantie financière soit cohérente avec le risque relatif au déséquilibre de l'expéditeur, dont ils cherchent à se prémunir.

3.3.2 Synthèse des réponses à la consultation publique

La plupart des répondants qui s'expriment sur ce point sont contre cette proposition. En particulier, certains acteurs pointent la volatilité des prix sur le marché sur lesquels sont calculés les règlements des déséquilibres. Ainsi, les factures réglées par les expéditeurs au titre des déséquilibres peuvent varier fortement d'un mois sur l'autre. Prendre en compte les règlements des déséquilibres passés ne permettrait donc pas de préjuger des montants pour l'avenir et complexifierait fortement la gestion des niveaux de garantie. Au global, cette évolution ne permettrait pas de mieux prémunir le marché contre des risques de fraude.

3.3.3 Analyse de la CRE

La CRE partage les analyses des répondants à la consultation publique concernant l'intégration des factures d'équilibrage payées dans le calcul de la garantie financière. En effet, les évolutions des factures d'équilibrage conduiraient alors à une hausse ou à une baisse du montant de la garantie financière d'un expéditeur, notamment en fonction de l'évolution des prix de marché, indépendamment du poids financier et des engagements de l'expéditeur vis-à-vis du réseau et du marché.

Elles n'apparaissent donc pas pertinentes pour déterminer la garantie financière d'un expéditeur. A ce titre, elles ne sont pas non plus prises en compte pour déterminer la garantie financière pour les responsables d'équilibre en électricité.

La CRE ne retient donc pas la proposition des GRT d'évolution du calcul du montant minimum de la garantie financière.

DECISION

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 ».

En application du point 4° de l'article L.134-3 du code de l'énergie, la CRE approuve « les règles techniques et financières élaborées par les opérateurs et relatives à l'équilibrage des réseaux de gaz naturel [...] ».

Par la présente délibération, la CRE précise les modalités de fonctionnement de la zone de marché unique de gaz en France :

Capacités en sortie aux PITS

Les niveaux de capacité fermes en sortie aux PITS sont fixés à respectivement 340 GWh/j pour Atlantique et 300 GWh/j pour Sud-Ouest à compter du 1^{er} avril 2020. 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
Nord B	115
Nord-Ouest	145
Nord-Est	115
Sud-Est	145
Atlantique	340
Sud-Ouest	300

Le reste des capacités techniquement disponibles aux PITS au-delà de ces niveaux sont commercialisées en interruptible.

L'interruption des capacités en sortie aux PITS est réalisée selon l'ordre de priorisation des mécanismes de levée des congestions suivants :

	Mécanismes de levée des congestions
En cas de congestion journalière	<ol style="list-style-type: none"> 1. Si possible, mise en œuvre de mécanismes inter-opérateurs (notamment avec Fluxys pour NS1) 2. Interruption des capacités interruptibles 3. Interruption des capacités en sortie aux PITS au-delà des niveaux de capacité ferme 4. Non commercialisation des capacités fermes disponibles 5. Spread localisé
En cas d'échec des mécanismes susmentionnés	Restriction mutualisée

Publication des impacts des petites maintenances inférieures à 30 GWh/j

Le lendemain de la survenue d'une congestion, les GRT devront publier l'impact des petites maintenances sur la capacité ayant fait défaut (en GWh/j).

Publication d'un programme de maintenances commun à tous les opérateurs

A compter d'octobre 2020, les opérateurs devront publier un programme de maintenance commun. Une première publication conjointe aux gestionnaires de réseau de transport et aux opérateurs de stockage devra 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 devra être publié en février de chaque année, intégrant les éléments pour les terminaux méthaniers.

L'ensemble des opérateurs devront publier sur leur site internet respectif ce document unique.

Sécurisation financière du système d'équilibrage

La CRE approuve la proposition des GRT de modifier les modalités de suspension du contrat d'acheminement. Elle ne retient pas la modification du calcul du montant minimum de la garantie financière.

Les GRT pourront suspendre le contrat d'acheminement d'un expéditeur, totalement ou partiellement, dès le dépassement journalier de 100% du taux d'entame de la garantie financière.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et transmise à la ministre de la Transition écologique et solidaire. Elle sera également publiée sur le site internet de la CRE et notifiée à GRTgaz, Teréga, Elengy, Fosmax LNG, Dunkerque LNG, Storengy et Géométhane.

Délibéré à Paris, le 12 décembre 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO