

TRF & PEG actu

NUMÉRO DE PRINTEMPS : BILAN DE L'HIVER ET PERSPECTIVES POUR L'ÉTÉ



Le premier hiver de fonctionnement de la Trading Region France s'est particulièrement bien passé : les résultats en terme de prix et de liquidité du PEG sont satisfaisants, et les limites du réseau, rares cet hiver, ont été gérées avec les mécanismes en vigueur. Les arrivées massives de GNL ont relâché les tensions du Nord vers le Sud de la France.

L'été s'annonce également bien, avec peu de tensions prévues pour remplir les stockages.

Prix et liquidité du PEG

0,11€
/MWh

de spread moyen end-of-day entre le PEG et la place de marché néerlandaise TTF. Ce spread est très faible, au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français. Cette tendance se confirme sur les « futures ».

PEGN-TTF :
0,00€/MWh*
TRS-TTF :
1,68€/MWh*

* : de janvier 2017 à octobre 2018

2 697
GWh

échangés sur le PEG chaque jour, comparables aux volumes échangés précédemment sur le PEG Nord et la TRS réunis.

PEGN :
2 382 GWh*
TRS :
551 GWh*

* : de novembre 2017 à mars 2018

122

acteurs actifs au PEG en mars 2019, en constante augmentation.

105*

* : moyenne des acteurs actifs de janvier 2017 à octobre 2018



Focus prix et liquidité p.2-3

Flux et limites du réseau

Bilan Hiver

Cet hiver a été marqué par le retour du GNL.

Seules deux limites ont été atteintes : S1 puis NS4. Elles ont pu être gérées grâce aux mécanismes en vigueur sans faire appel au spread localisé.



Focus flux et limites hiver p3-4

- 2 jours en alerte rouge*, soit 1% du temps
- 0 spread localisé**
- 0€ de coût total des spreads localisés
- 0 restriction mutualisée***

Perspectives Été

Peu de tensions sont attendues cet été pour remplir les stockages, sous l'effet combiné du niveau de stock élevé en début d'été, du programme travaux optimisé et des probables arrivées de GNL.

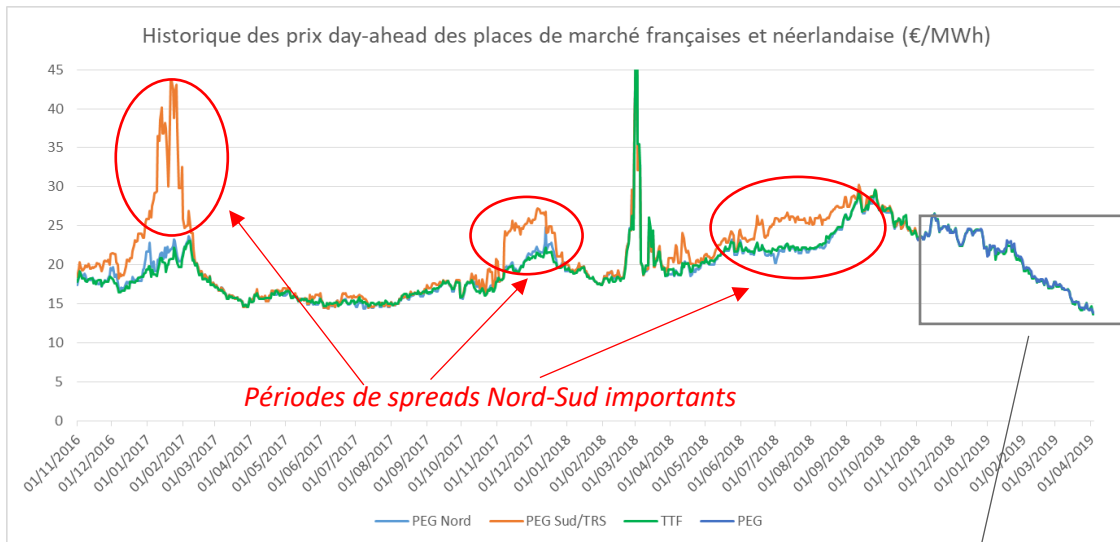


Focus perspectives été p.5-6

FOCUS PRIX ET LIQUIDITÉ DU PEG

Un prix du PEG bas et proche de TTF

Depuis le 1^{er} novembre 2018, la naissance du PEG a fait disparaître les écarts de prix entre le Nord et le Sud de la France, de l'ordre précédemment de 1,5 à 2 €/MWh en moyenne et jusqu'à 20 €/MWh ponctuellement.



Le prix du PEG est très proche de celui des places de marché du Nord de l'Europe, tout comme l'était l'ex-PEG Nord : le spread end-of-day entre le PEG et TTF a été de 0,11 €/MWh en moyenne sur l'hiver, malgré une légère hausse de 0,4 €/MWh environ entre mi-janvier et mi-février. Cette hausse est probablement en partie due aux restrictions sur les stockages, ayant contraint physiquement les soutirages, ainsi qu'à la vague de froid en France en janvier.



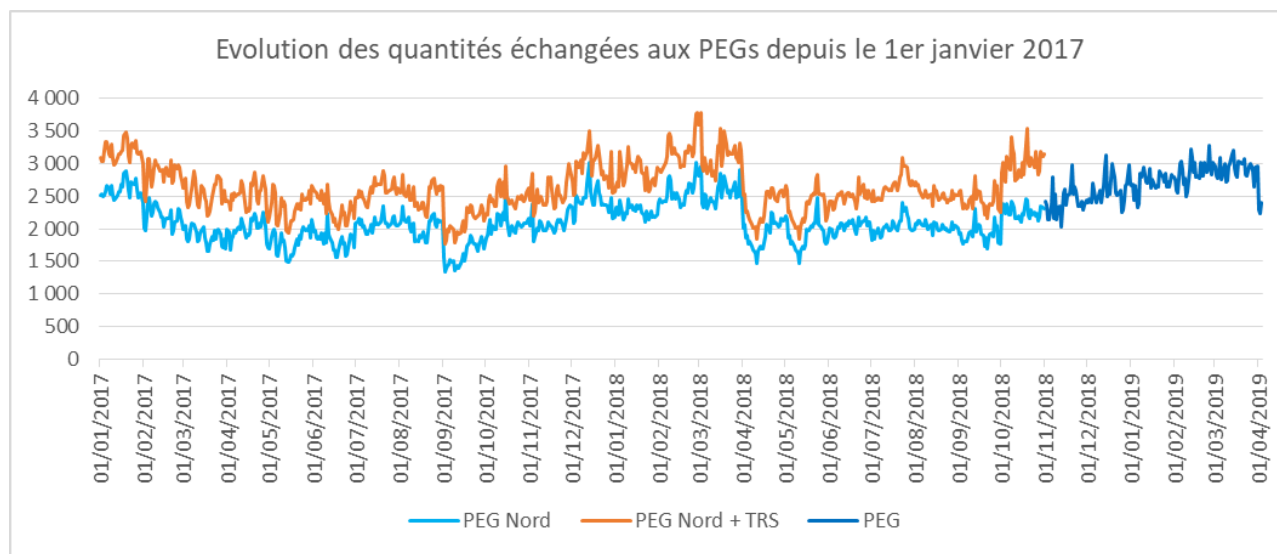
€/MWh	Avril 2019	Mai 2019	Juin 2019	Été 2019
PEG	15,6	15,6	15,7	15,8
TTF	15,6	15,7	15,8	15,9
NCG	16,3	16,3	16,4	16,5

Moyenne des prix à terme pour le mois de mars

Ces spreads quasi-nuls entre PEG et TTF se confirment pour l'été prochain. On observe également depuis plusieurs mois et sur les cours à terme des spreads négatifs entre PEG et NCG.

Enfin, le prix du PEG a fortement baissé au cours de l'hiver passant d'une moyenne de **24,5 €/MWh** en novembre 2018 à **15,8 €/MWh** en mars 2019, probablement sous l'effet combiné de l'arrivée massive de GNL, du haut niveau de gaz en stock et de la douceur de l'hiver (consommations en baisse de 7% par rapport à l'hiver dernier pour une hausse moyenne de température de 1,2°C).

Une liquidité en progression



La liquidité du PEG en volumes totaux échangés par jour est supérieure aux volumes échangés sur PEG Nord (+ 13%), et légèrement inférieure à la somme des volumes échangés sur PEG Nord et TRS pour la même période l'an dernier (-8%). Ceci s'explique par le fait qu'une partie des échanges antérieurs étaient dus à la liaison Nord-Sud.

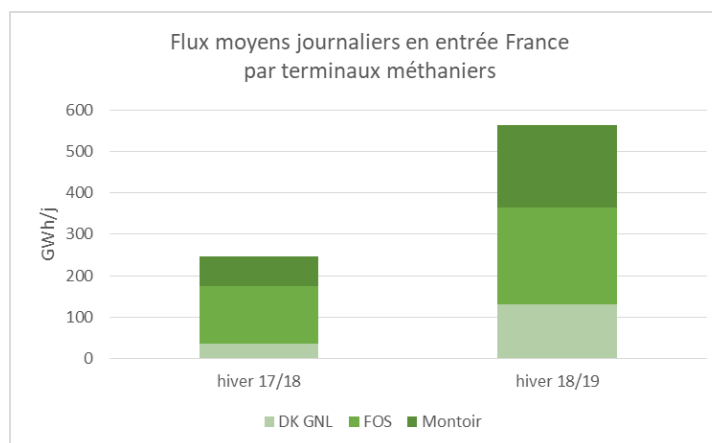
La liquidité du PEG sur la bourse semble également s'améliorer, puisque d'après les premières estimations de notre partenaire Pegas, le spread bid-ask¹ sur les produits day-ahead est passé de **13 c€/MWh** l'hiver 2017-2018 à **8 c€/MWh** l'hiver 2018-2019.

Par ailleurs, le nombre d'acteurs au PEG est en croissance, et une quinzaine de nouveaux contrats d'acheminement ont été signés chez GRTgaz ces derniers mois, portant le nombre total d'expéditeurs à 156, sous l'effet conjugué de la zone unique, de la régulation stockages et du Brexit.

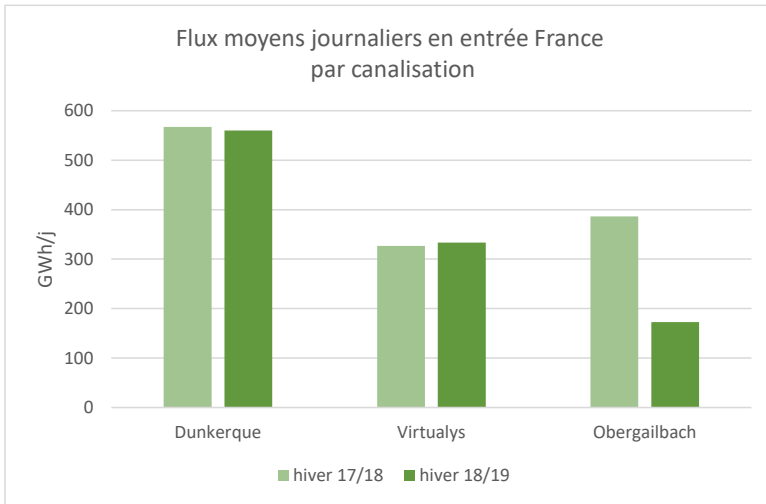
FOCUS FLUX ET LIMITES HIVER

Abondance de GNL, forts approvisionnements à Dunkerque et transits importants vers l'Espagne et l'Italie

On observe depuis novembre 2018 une accélération du retour du GNL dans les 3 terminaux français. Les entrées de GNL ont été en moyenne de 564 GWh/j, en hausse de 130% par rapport à l'hiver précédent. Cela correspond à un taux important d'utilisation des terminaux d'environ 50%.



¹ Estimation faite sur la base des spreads bid-ask observés pendant la fenêtre de settlement



Ces flux élevés de GNL ont été en partie contrebalancés par des flux très faibles à Obergailbach, en chute de 55% par rapport à l'hiver dernier. L'approvisionnement via Virtualys est resté stable mais à un niveau assez faible (moins de 50% de la capacité technique ferme du point).

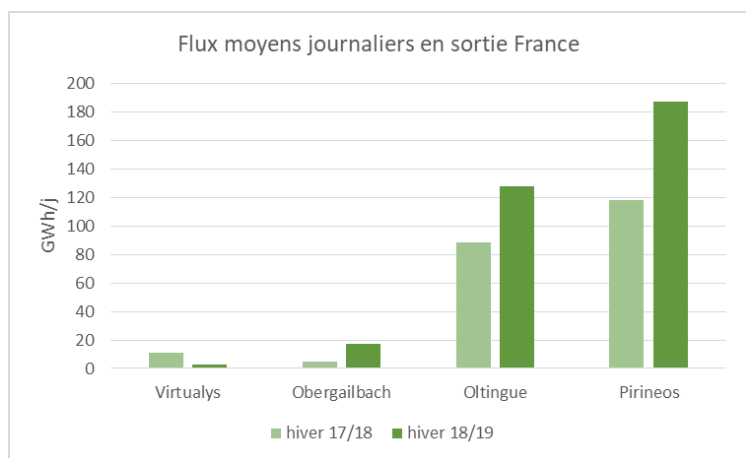
Le point Dunkerque (import du gaz Norvégien) reste quant à lui stable, à un niveau très élevé d'utilisation représentant en moyenne 98% de la capacité technique ferme.

Les sorties du réseau ont été très sollicitées : tout d'abord à Obergailbach, les conditions de marché étant opportunes (spread PEG-NGC négatif), l'offre rebours a été 4 fois plus utilisée que l'hiver dernier.

Les sorties vers l'Italie via Oltingue ont également augmenté de 30%, en partie grâce au transit réduit pour maintenance sur la canalisation Tenp en Allemagne

Enfin, les sorties vers l'Espagne via le point Pirineos, géré par Teréga, ont bondi de 58% par rapport à l'hiver précédent ; l'utilisation moyenne du point a été de 187 GWh/j, soit plus que la capacité technique ferme du point.

Les capacités interruptibles ont également été très souvent souscrites. Cette forte hausse reflète l'augmentation d'environ 40% des flux du Nord vers le Sud de la France rendue possible par la fusion des zones. Ainsi, on a pu observer cet hiver des transits importants du Nord vers le Sud de l'Europe via la France, avec des spreads importants Italie-France et Espagne-France.



Deux limites atteintes cet hiver

L'occurrence des limites avait été estimée à 10% dans le scénario de référence tendu Nord vers Sud. La probabilité de congestion devait être plus forte au printemps, lorsque les injections dans les stockages du Sud sont hautes, le niveau de consommation encore élevé et le GNL bas.

Ces estimations se sont vérifiées cet hiver, puisque les limites n'ont été atteintes que rarement :

- le 3 décembre : des injections fortes dans Lussagnet combinées à des flux de sortie importants à Pirineos ont déclenché la limite S1 la nuit en intra-J ;
- le 8 mars : la situation était similaire, avec en plus peu de GNL à Fos en début de journée, ce qui a généré la limite NS4 en day-ahead.



Carte des limites principales du réseau

Ces 2 limites ont pu être gérées sans faire appel au spread localisé, en déclenchant les mécanismes préalables (coupure de l'interruptible et du UIOLI et arrêt des ventes).

Zoom sur les spreads localisés des 1^{er} et 2 avril 2019

Le spread localisé n'a pas été déclenché cet hiver, mais il l'a été dès ce début d'été gazier. La limite S1 a été atteinte, en raison de fortes injections dans Lussagnet et de transit important vers l'Espagne. L'abondance de GNL à Fos ne soulage pas cette limite, car il arrive en amont du front de congestion. La coupure de l'interruptible et du UIOLI à Pirineos n'ayant pas été suffisante, l'appel d'offre spread localisé a été déclenché, en heures ouvrées :

Jour et heure	Quantité appelée	Prix moyen
1 ^{er} avril à 14h	10,5 GWh	45 c€/MWh
2 avril à 10h	39,5 GWh	40 c€/MWh

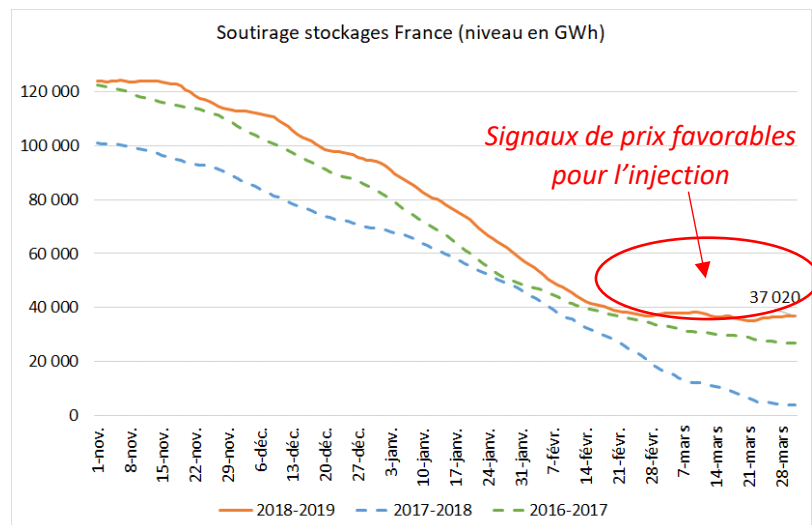
Les quantités demandées ont à chaque fois été intégralement sourcées à un prix très compétitif. Le coût total pour la gestion des 2 limites a été de l'ordre de 20 k€.

FOCUS PERSPECTIVES ÉTÉ

Moins de gaz à injecter pendant l'été 2019

Du fait de l'hiver particulièrement doux, le soutirage des stockages a été bien inférieur à celui des 2 années précédentes. Ainsi, le niveau de remplissage des stockages au 1^{er} avril était de 37 TWh, contre 4 TWh l'an dernier.

Les injections ont débuté dès le mois de mars, dues aux signaux de prix favorables : en moyenne sur le mois de mars, le PEG day-ahead a été de 0,1 €/MWh moins cher que le PEG été. En conséquence, les quantités à injecter pour atteindre les quantités souscrites (128,5 TWh) seront inférieures de 25 % : seulement 90 TWh contre 120 TWh l'été dernier.



Un programme travaux allégé

Les indisponibilités des capacités générées par les travaux ont été divisées par 2 en 3 ans, sous l'effet de deux types d'améliorations :

Taux d'indisponibilité des capacités	2016 Reference	2019
Publié dans le programme travaux de février pour l'été suivant		
Coeur de réseau (ex N>S)	10,3%	6,9%
Points d'Entrée	10,0%	3,9%
Points de sortie	7,6%	3,8%
Moyenne pondérée	9,4%	4,2%

-55%

- d'une part sur les travaux en eux-mêmes : une meilleure coordination, une plus grande expertise sur les défauts, et une efficacité accrue grâce aux réparations provisoires.
- et d'autre part, sur les publications : GRTgaz utilise les mécanismes prévus pour le fonctionnement de la TRF et affiche ainsi moins de restrictions de capacités, le risque de congestion résiduelle étant géré via le spread localisé.

Encore des arrivées de GNL en France

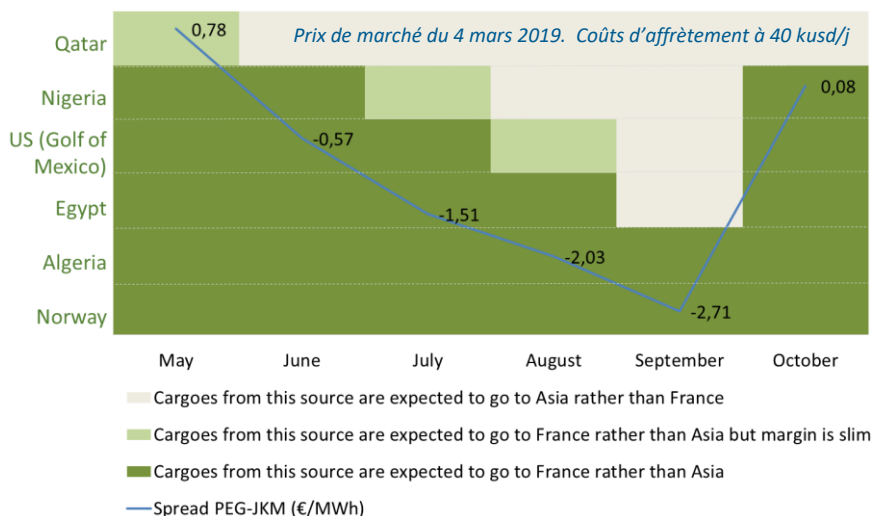
Les arrivées de GNL à Montoir et à Fos permettent de réduire les flux physiques du Nord vers le Sud de la France. Cela limite les occurrences des limites Nord->Sud et relâche les contraintes sur les sorties lors des travaux grâce au fonctionnement par superpoint.

A l'heure actuelle les spreads à terme entre le PEG et le JKM (Asie) sont faibles, de sorte que le GNL provenant de sources proches est plus compétitif en France qu'en Asie. Cette analyse montre que les conditions économiques sont actuellement favorables à des arrivées de GNL en France dans les prochains mois. Prudence toutefois, compte tenu de la volatilité du marché mondial du GNL.

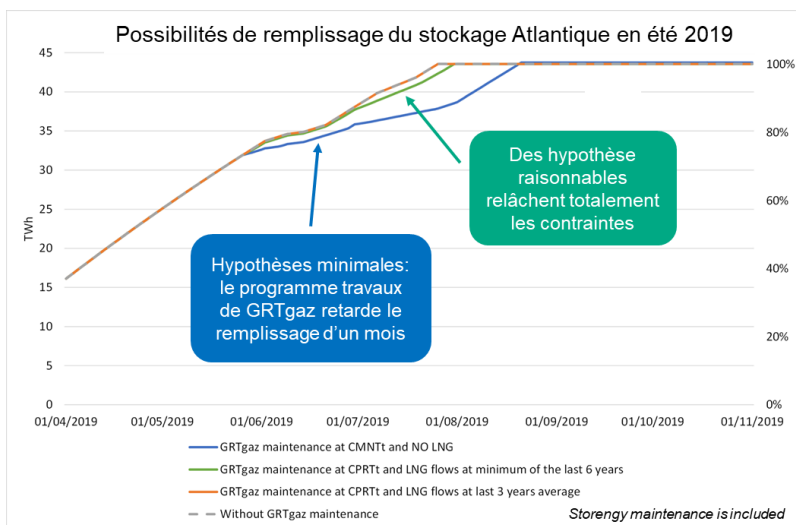
Pour avoir une vision fiable un mois avant les arrivées de GNL, il est conseillé de consulter les programmes d'arrivée de méthaniers, mis à jour le 25 de chaque mois :

Montoir et Fos Tonkin : <https://www.elengy.com/fr/contrats-operations/gestion-operationnelle/donnees-d-utilisation/>
 Fos Cavaou : <https://www.fosmax-Ing.com/fr/nos-services/donnees-operationnelles/donnees-d-utilisation/>

Analyse de la compétitivité des différentes sources GNL en fonction des spreads PEG-JKM sur le marché à terme



A la clé des injections dans les stockages peu contraintes



Du fait de la combinaison de ces trois facteurs (moins de gaz à injecter, programme travaux allégé et GNL), peu de tensions devraient être observées cet été pour remplir les stockages. Nos études pour le stockage Atlantique basées sur les capacités minimales et probables du programme travaux montrent que ce stockage pourra être rempli dès fin août avec les hypothèses les plus prudentes. Si l'on prend également en compte l'effet bénéfique du GNL, alors le remplissage total serait possible dès fin juillet.

De manière générale, le GNL arrivant à Fos et Montoir permettra de réduire les tensions sur toutes les sorties du sud de la France : les injections Atlantique et Lussagnet, mais également le transit vers l'Espagne.