

TRF & PEG actu

NUMÉRO D'AUTOMNE : BILAN DE L'ÉTÉ ET PERSPECTIVES POUR L'HIVER



Cet été a été marqué par des flux record de GNL, générant un prix du PEG très bas et relâchant les tensions du Nord vers le Sud de la France. Le remplissage des stockages a ainsi pu être réalisé de manière très fluide.

Malgré l'afflux de GNL les limites du réseau ont été atteintes de manière fréquente et gérées efficacement grâce au spread localisé.

Prix et liquidité du PEG

0,03
€/MWh

de spread moyen end-of-day entre le PEG et la place de marché néerlandaise TTF (de novembre 2018 à octobre 2019). Ce spread est toujours très faible, au bénéfice de l'ensemble des consommateurs français. Le prix du PEG est par ailleurs descendu sous les 8 €/MWh en septembre 2019.

PEGN-TTF :
0,02€/MWh*
TRS-TTF :
1,78€/MWh*

* : de novembre 2016 à octobre 2018

2 543
GWh

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

PEGN :
2 102 GWh*
TRS :
550 GWh*

* : de novembre 2016 à octobre 2018

129

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

105*

* : moyenne des acteurs actifs en 2017 et 2018 avant la fusion



Focus prix et liquidité p.2-3

Flux et limites du réseau

Bilan Été

La France s'est trouvée au carrefour de l'Europe cet été, avec des flux record de GNL et de transit vers l'Espagne et l'Italie. Par ailleurs de très hauts niveaux d'injection ponctuels dans les stockages les plus flexibles ont généré l'atteinte des limites de manière fréquente. Le spread localisé a été efficace pour les gérer.

59

jours en alerte rouge*, soit 16% du temps sur l'année et 28% en été

44

spreads localisés**

7,21

M€ de coût total des spreads localisés

2

restrictions mutualisées***



Focus flux et limites été p3-4-5

Données du 1^{er} nov18 au 31 oct19
Source : Smart

GRTgaz INFO VIGILANCE

* : nombre de jours où au moins une limite a été atteinte. ** : mécanisme principal pour gérer les limites, via un appel au marché. *** : mécanisme de dernier recours

Perspectives hiver

Les stockages étant pleins à la fois en France et en Europe, aucun risque sur la sécurité d'approvisionnement n'est identifié à ce stade.



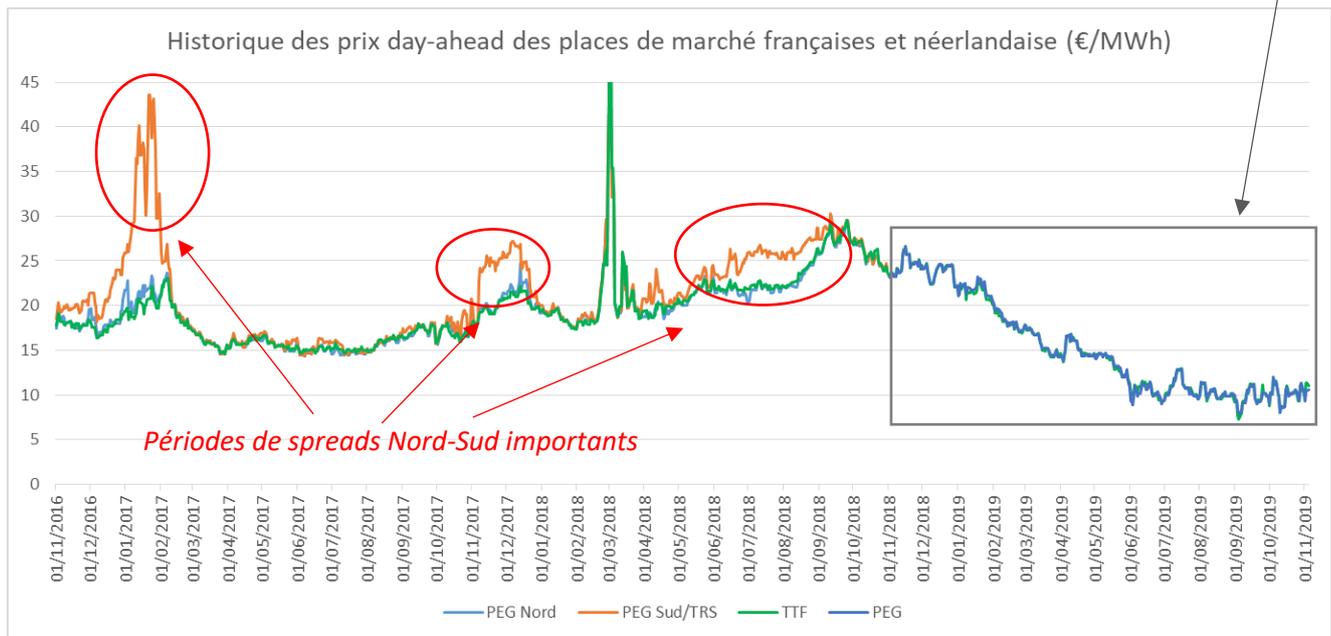
Focus perspectives hiver p.6-7

FOCUS PRIX ET LIQUIDITÉ DU PEG

Un prix du PEG toujours proche de TTF, au plus bas depuis 2009

Le prix du PEG est toujours très proche de celui de TTF, le spread moyen ayant été de 0,03 €/MWh en moyenne pour la première année de la TRF.

Ainsi, les écarts de prix entre le Nord et le Sud de la France ont disparu au profit d'un prix proche de celui de l'ex-PEG Nord et des places de marché nord-européennes.



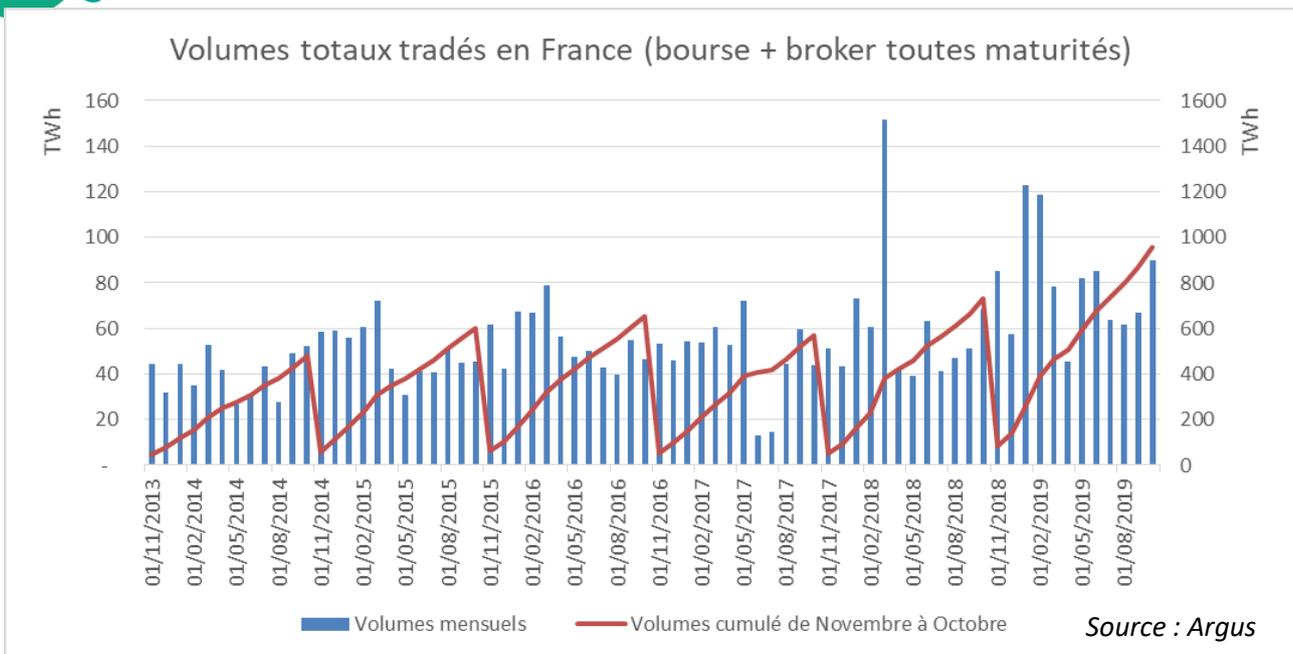
Par ailleurs, le prix du PEG a fortement baissé au cours l'année, passant d'une moyenne de **24,5 €/MWh** en novembre 2018 à **10,1 €/MWh** en octobre 2019, passant sous les 8 €/MWh en septembre 2019. Cela est dû à une combinaison de facteurs, notamment la douceur de l'hiver dernier (ayant entraîné un haut niveau de gaz en stock en début d'été) et l'arrivée massive de GNL depuis le mois de mars. Les stockages ont ensuite été remplis dès le mois d'août, générant une offre de gaz élevée par rapport à la demande en septembre. Les prix à terme du 18 novembre 2019 indiquent un prix du PEG de 15,1 €/MWh pour décembre et 15,7 €/MWh pour les 6 mois suivants.

Une liquidité en progression, sur le spot et les « futures »

Tout d'abord le nombre d'acteurs au PEG est en croissance : 20 nouveaux contrats d'acheminement ont été signés chez GRTgaz depuis la création de la TRF, portant le nombre total d'expéditeurs à 159.

La liquidité du PEG en volumes totaux échangés par jour depuis 1 an est bien supérieure aux volumes échangés sur PEG Nord (+ 21%), et légèrement inférieure à la somme des volumes échangés sur PEG Nord et TRS (-4%) les 2 années précédentes. Ceci s'explique par le fait qu'une partie des échanges antérieurs étaient dus à la liaison Nord-Sud.

De plus, les volumes échangés sur la bourse et chez les brokers ont nettement augmenté en 2019 par rapport aux années précédentes. Selon les données Argus, ces volumes atteindraient près de 960 TWh fin 2019, contre 732 TWh en 2018, ce qui marque une accélération dans la progression de la liquidité.

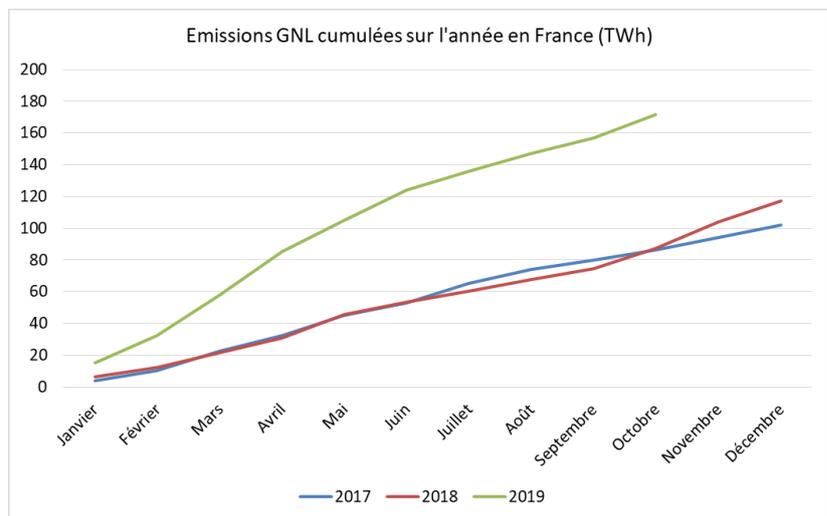


Les derniers chiffres de la CRE sur la surveillance des marchés de gros confirment ces résultats positifs, en soulignant une hausse des volumes échangés au PEG pour le 2^{ème} trimestre 2019 comparé au 2^{ème} trimestre 2018 : +3% sur les produits spots et + 40% sur les produits à terme. Par ailleurs, notre partenaire Powernext (gestionnaire de la plateforme Pegas) observe une nette amélioration de la liquidité à travers le spread bid-ask¹ sur les produits spots, étant passé de **0,13 €/MWh** l’hiver 2017-2018 à **0,08 €/MWh** l’hiver 2018-2019. Cette tendance semble se confirmer pour l’été 2020.

FOCUS FLUX ET LIMITES ÉTÉ

La France au carrefour de l’Europe grâce à l’afflux de GNL et un transit record

Le retour du GNL l’hiver dernier s’est confirmé cet été. Les mois de mars et avril ont vu des flux particulièrement élevés, en moyenne de 872 GWh/j, avec certains jours à plus de 1 TWh. Les flux ont ensuite un peu diminué tout en restant soutenus, en moyenne de 530 GWh/j, ce qui correspond à un taux important d’utilisation des terminaux d’environ 50%. Plus de 172 TWh ont ainsi été émis depuis début 2019 en France, ce qui est un record absolu et qui porte la part du GNL dans l’approvisionnement de la France à 33%, contre 28% en 2011 (ancien record).



Le saviez-vous ? Le 4 novembre 2019, les flux sur les terminaux méthaniers français ont atteint le record historique de 1,2 TWh, supérieurs aux approvisionnements terrestres, soit l’équivalent de l’énergie produite par 50 tranches nucléaires !

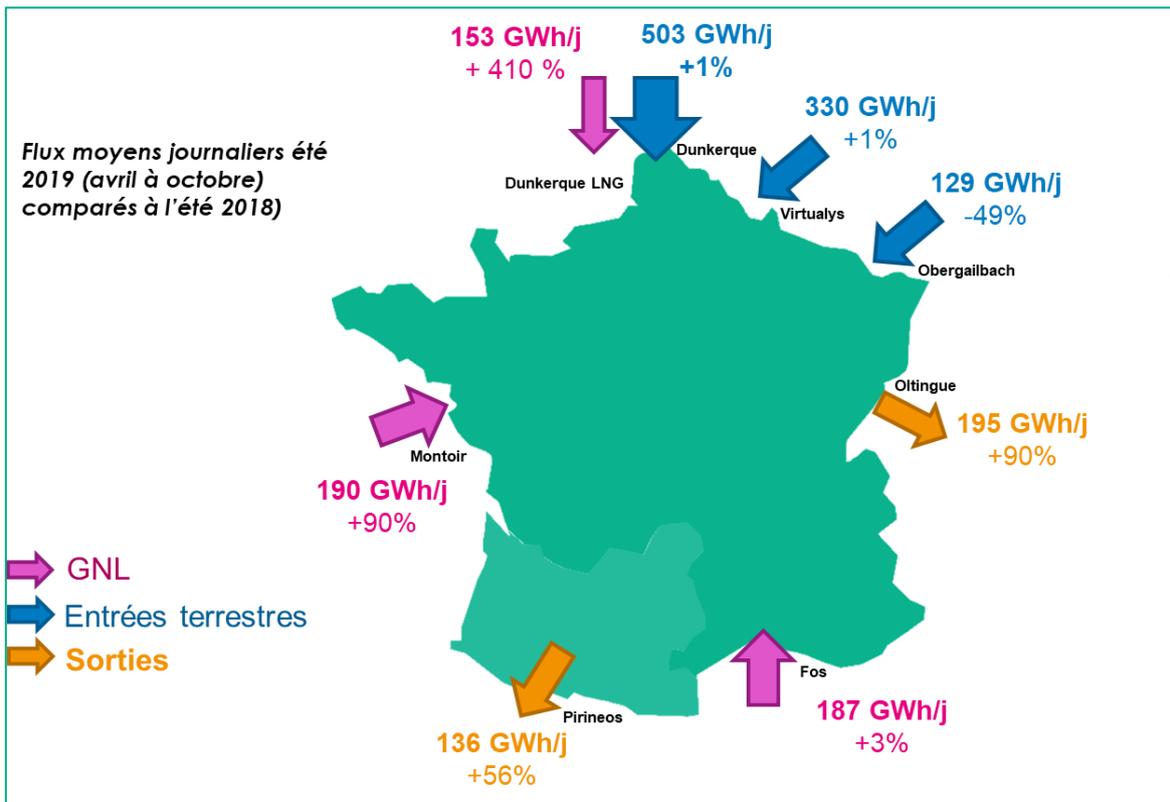
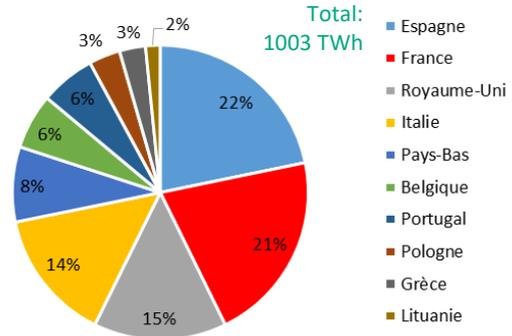
¹ Estimation faite sur la base des spreads bid-ask observés pendant la fenêtre de settlement

Les émissions de GNL ont été soutenues également dans les autres pays d'Europe. Elles ont doublé par rapport à l'année précédente, en France comme en Europe.

La France et l'Espagne sont les principales destinations du GNL arrivant en Europe, avec plus de 20% des flux émis dans chacun de ces pays.

Le GNL français provient essentiellement de la Russie (29%) puis du Nigéria et de l'Algérie (18% chacun).

Répartition des émissions GNL en Europe
(de novembre 2018 à octobre 2019)



Ces flux élevés de GNL ont été en partie contrebalancés par des flux très faibles à Obergailbach, en chute de près de 50% par rapport à l'été dernier. L'approvisionnement via Virtualys est resté stable mais à un niveau assez faible (la moitié de la capacité technique ferme du point). Le point Dunkerque (import du gaz Norvégien) reste quant à lui stable, à un niveau élevé d'utilisation.

Cette offre importante de GNL, générant des spreads significatifs avec l'Italie et l'Espagne, a permis d'alimenter des sorties du réseau de manière remarquable. Tout d'abord les sorties vers l'Italie ont augmenté, dans la continuité de l'hiver, toujours en raison du transit réduit sur la canalisation Tenp en Allemagne. Pour répondre aux demandes du marché GRTgaz a augmenté l'offre ferme en sortie Oltingue jusqu'à 253 GWh/j depuis le 1^{er} décembre 2018 (contre 223 GWh/j auparavant). 7 GWh fermes supplémentaires ont également été proposés au marché depuis le 1^{er} octobre 2019. Au total 2,8 TWh de capacité supplémentaire ont été achetés durant l'été grâce à cette nouvelle offre. Les flux vers l'Espagne sont également en augmentation par rapport à l'été dernier de plus de 50%, même s'ils ont baissé par rapport aux niveaux moyens record de l'hiver dernier (187 GWh/j).

Au final, ce sont plus de 110 TWh qui ont été envoyés vers l'Italie et l'Espagne depuis début 2019, dépassant déjà l'ancien record de 2014 (81 TWh).

Des limites atteintes très souvent qui ont été gérées efficacement

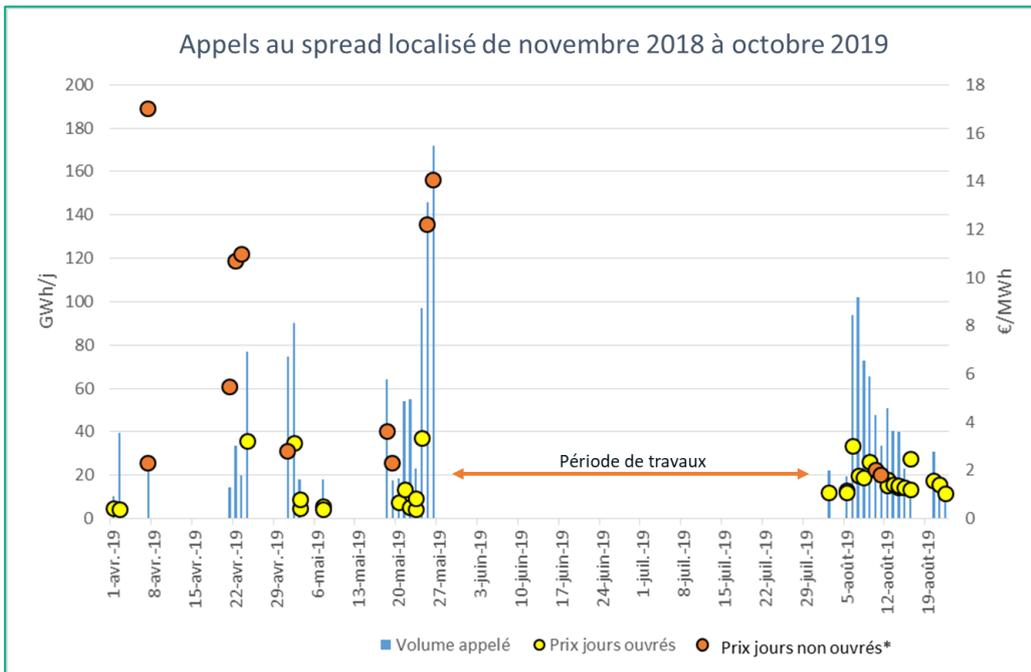
Les limites ont été atteintes avec une fréquence importante : 16% sur l'année, essentiellement l'été. Ceci peut s'expliquer par des flux particulièrement élevés à l'aval des limites, notamment en injection dans les stockages Lussagnet et Atlantique. Si l'apparition des limites plutôt en été qu'en hiver n'est pas une surprise, le niveau d'occurrence atteint (28% en été), malgré un niveau de flux GNL soutenu, est plus surprenant. Ceci s'explique par :

- le haut niveau de capacités souscrites dans le stockage de Lussagnet, à l'aval de toutes les limites.
- la très forte modulation des quantités injectées sur ce stockage. En effet les stockages sont maintenant arbitrés à la maille France par le marché. C'est ainsi la totalité de la variation journalière de la consommation France qui est aujourd'hui modulée sur les stockages les plus flexibles comme Lussagnet. Cela ne pouvait pas avoir lieu auparavant en zone TRS car les variations de consommation étaient moins importantes et la TRS offrait moins de liquidité et de visibilité forward.



Carte des limites atteintes cette année

Les mécanismes prévus pour gérer les limites ont bien fonctionné ; en particulier, le spread localisé a été la plupart du temps fructueux (42 fois sur 44) et a permis de résoudre physiquement les limites. Il a attiré de nombreux acteurs : 37 ont signé le contrat, dont 21 sont actifs.



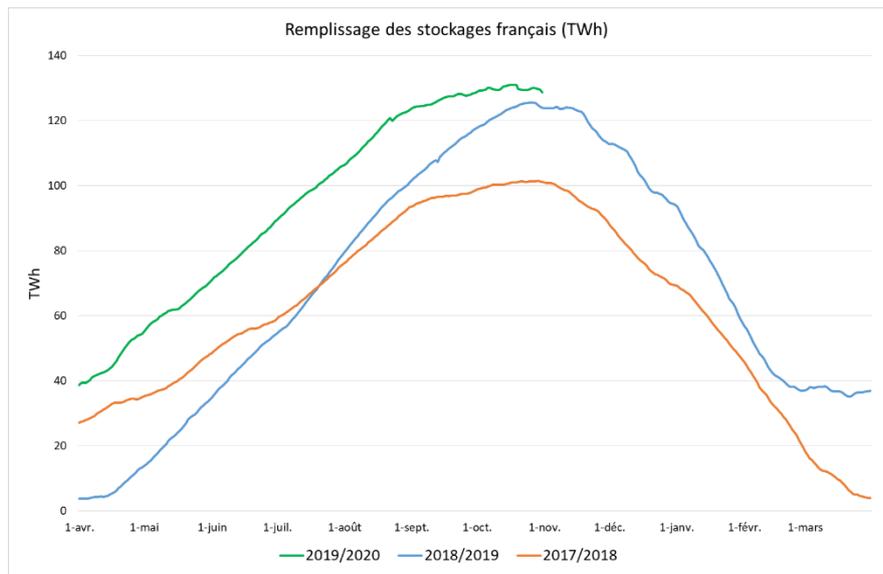
Le spread localisé a été déclenché uniquement pendant l'été : d'abord en avril-mai ; en juin et juillet les restrictions travaux ont empêché l'atteinte des limites ; puis en août leur fréquence a été très importante (16 jours sur 21). Enfin depuis le 22 août, les stockages étant remplis les limites ne sont plus atteintes.

Le coût total du spread localisé a été de 7,2 M€ depuis 1 an. Son prix a certes été élevé en début de période dans des situations particulières (volumes élevés, week-ends et jours fériés), mais il est revenu à des niveaux plus raisonnables au mois d'août. Des solutions sont encore en cours d'étude avec la CRE et le marché pour réduire le coût total. Les principales pistes à l'étude sont la diminution des capacités d'injection à l'aval des limites (sujet abordé dans la consultation de la CRE du 24 octobre 2019) et l'augmentation de la concurrence et du nombre d'acteurs pour répondre au spread localisé.

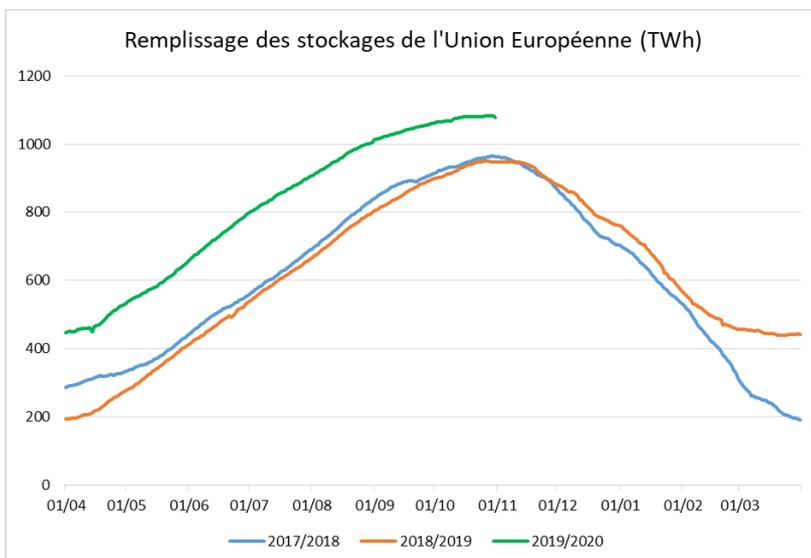
Des stockages remplis très tôt, dès le mois d'août

Ce remplissage précoce est dû à plusieurs facteurs :

- les stockages étaient déjà à 30% pleins au 1er avril 2019 ;
- les signaux de prix étaient favorables : le spread temporel incitait toujours à injecter le lendemain plutôt que dans la suite de l'été (cf graphe ci-dessous). En effet même si les flux GNL ont finalement été élevés et plutôt réguliers d'avril à octobre, quelques incertitudes ont existé en cours d'été sur les volumes à décharger pour la fin d'été.
- le programme travaux était allégé et optimisé ;
- l'afflux de GNL a permis de relâcher les contraintes à l'injection dans les stockages à l'aval des limites (Atlantique et Lussagnet), grâce aux superpoints.



FOCUS PERSPECTIVES HIVER



Les réserves sont là !

Les perspectives sont rassurantes pour la sécurité d'approvisionnement : les stockages français sont bien remplis (129 TWh au 31 octobre 2019, soit près de 5 TWh de plus qu'en 2018).

Ailleurs en Europe le niveau de remplissage est également bien plus élevé que les années précédentes : 1078 TWh, en hausse de 131 TWh par rapport à l'an dernier (soit +14%).

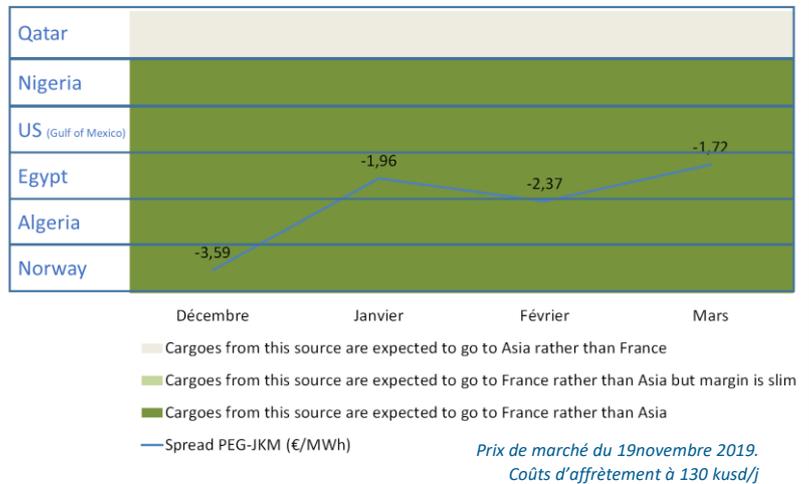
Quelles perspectives GNL pour cet hiver ?

A l'heure actuelle les spreads à terme entre le PEG et le JKM (Asie) sont assez élevés, de l'ordre de 2 à 4 €/MWh. Néanmoins les coûts d'affrètement des navires actuellement très élevés font que le GNL provenant de sources assez éloignées (comme les Etats-Unis ou le Nigéria) est plus compétitif en France qu'en Asie. Les conditions économiques sont donc actuellement favorables à des arrivées de GNL en France dans les prochains mois. Prudence toutefois car cette situation pourrait se retourner.

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-lng.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



Quelles perspectives pour l'électricité et le transit ?

Les données de prix à terme indiquent une remontée du prix du gaz en Europe dans les prochains mois, celui-ci restant à des niveaux bien inférieurs à ceux de l'hiver dernier.

€/MWh	Prix spot 1->18 nov19	Déc. 2019	6 prochains mois
TTF	13,7	15,2	15,8
PEG (France)	13,4	15,1	15,7
PSV (Italie)	15,6	17,1	18,1
Mibgaz (Espagne)	12,4	15,1	16,3
Clean Spark Spread * France	11	9,4	8,6
Clean Spark Spread Italie	8,6	9,3	9,6
Clean Spark Spread Espagne	10,1	10,2	8,7

Clean Spark Spread = prix de l'électricité – prix du gaz / rendement centrale gaz – prix CO2 * facteur d'émission). Prix CO2 = environ 25 €/t.

Le Clean Spark Spread est largement positif en novembre et dans les 6 prochains mois en France, en Espagne et en Italie, ce qui donne un signal de prix positif pour le fonctionnement des centrales au gaz et pour le transit vers l'Espagne et l'Italie l'hiver à venir.

Le spread PSV-PEG à terme reste à des niveaux importants (2 à 3 €/MWh) dans les prochains mois, ce qui est un signal positif pour le transit vers l'Italie. En revanche le spread entre la France et l'Espagne s'est inversé début novembre, générant un flux physique de gaz de l'Espagne vers la France. Cela pourrait être dû à la soudaine hausse de la production éolienne espagnole, ayant déclenché une forte baisse de la production d'électricité à partir de gaz en Espagne. Ce même spread sur les futures est aujourd'hui bas, non favorable à un transit important vers l'Espagne ; reste à voir si cette tendance se confirme dans les prochaines semaines.

Le saviez-vous ?

6,4€

Pour la première fois durant tout l'été le gaz fut plus économique que le pétrole et le charbon ! Avec des prix du gaz au plus bas et une tonne de CO2 à 25 €, le Clean Spark Spread, en moyenne de 4 €/MWh cet été, a été positif la plupart du temps. La rentabilité des centrales au gaz a ainsi été supérieure en moyenne de 6,4 €/MWh à celle des centrales au charbon. (clean spark spread – clean dark spread en moyenne d'avril à octobre 2019)