



Winter Outlook

Perspectives du système gazier pour l'hiver

2025-26

Objectifs du Winter Outlook

Bilan saisonnier conformément au cadre réglementaire (Code de l'énergie Art. L141-10)

Les transporteurs français NaTran et Teréga doivent assurer à tout instant **la sécurité, l'efficacité et l'équilibre** de leurs réseaux. Conformément aux obligations qui leur incombent (Art. R121-8), NaTran et Teréga doivent être en mesure d'assurer la **continuité d'acheminement du gaz**, y compris en cas **d'hiver froid** (tel qu'il s'en produit statistiquement tous les 50 ans) ou de **pointe de froid** (Température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans).

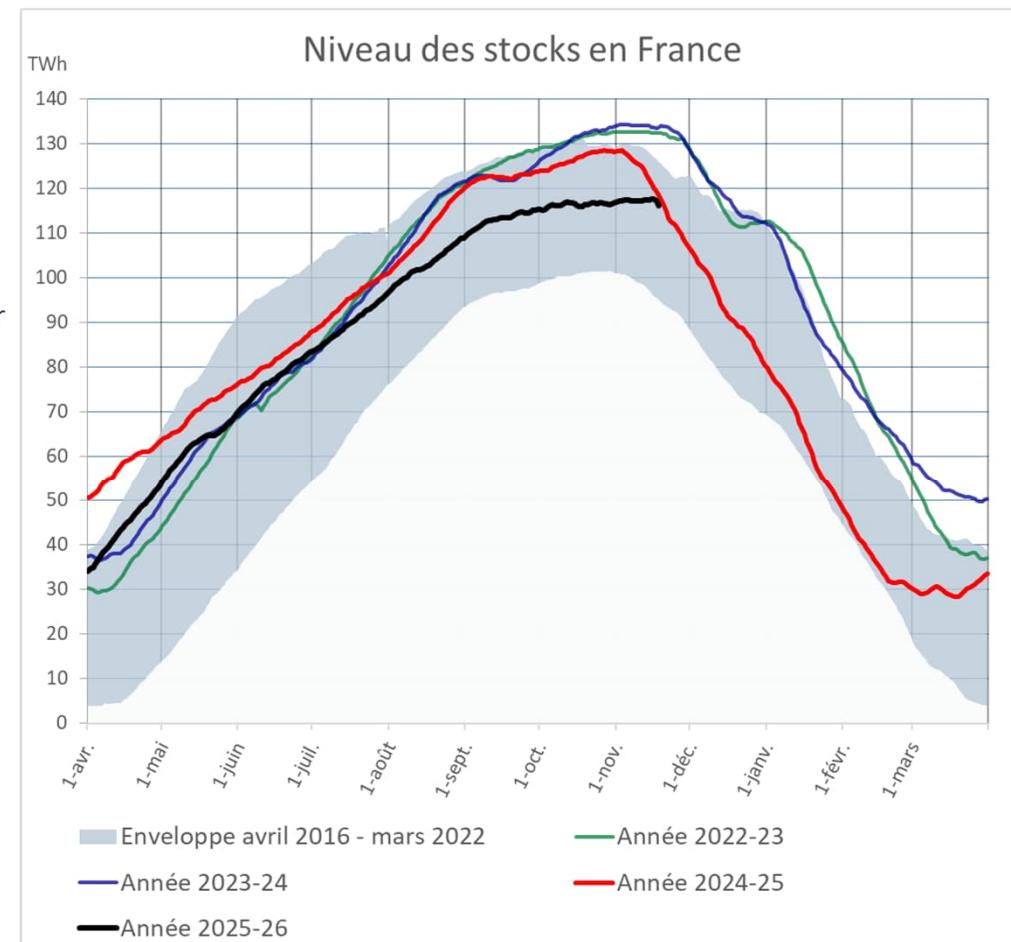
Dans ce cadre, en conformité avec l'article L141-10 du code de l'énergie, NaTran et Teréga réalisent annuellement le **Winter Outlook** afin de vérifier le bon respect de ces obligations et de partager avec le marché une analyse de l'hiver à venir. Le Winter Outlook est un exercice permettant d'apprécier la couverture du bilan à la maille France et à l'aval des limites du réseau pour différents scénarios de consommations et schémas d'approvisionnement.

De leur côté, conformément à l'article L443-8-1 du code de l'énergie, les fournisseurs sont tenus d'**assurer la continuité de fourniture** de gaz à leurs clients sans interruption, même en cas de **disparition de la principale source d'approvisionnement** et dans les **cas d'hiver froid et de pointe de froid**.

I. Situation du système gazier à l'entrée de l'hiver

La campagne d'injection dans les stockages s'est bien déroulée, permettant d'atteindre 93% de remplissage

- ⇒ 87,5 TWh de gaz ont été soutirés des stockages durant l'hiver 24/25, soit 37% de la consommation. A la pointe, 1635 GWh ont été soutirés le 20/01/2025, représentant 69% de la consommation ce jour-là
- ⇒ 126,05 TWh de volume utile ont été souscrits pour l'hiver 25/26. Cela représente près de 50% de la consommation française lors d'un hiver moyen et cela permet un débit de soutirage à la pointe de 2 031 GWh/j
- ⇒ La campagne d'injection a démarré dès le mois de mars et s'est correctement déroulée
- ⇒ Les stockages sont bien remplis, à hauteur de 93% au 01/11/25 (niveau tout de même inférieur de 11 TWh à la même date 2024)
- ⇒ La puissance de soutirage dépendant du niveau de remplissage, il est important de les préserver en début d'hiver pour couvrir une éventuelle pointe de froid tardive
- ⇒ Les obligations réglementaires ont évolué courant 2025. Elles sont indiquées en annexe de ce document



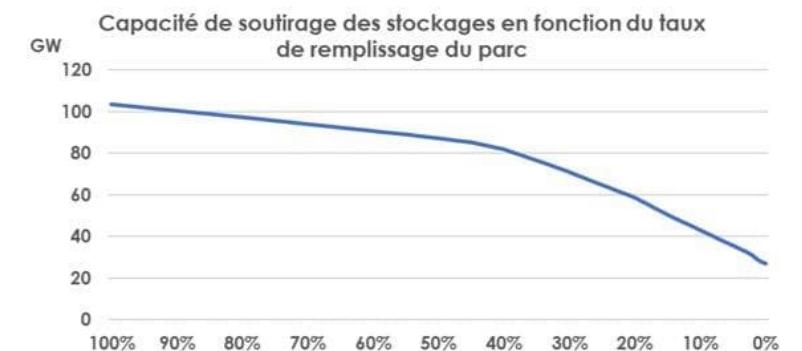
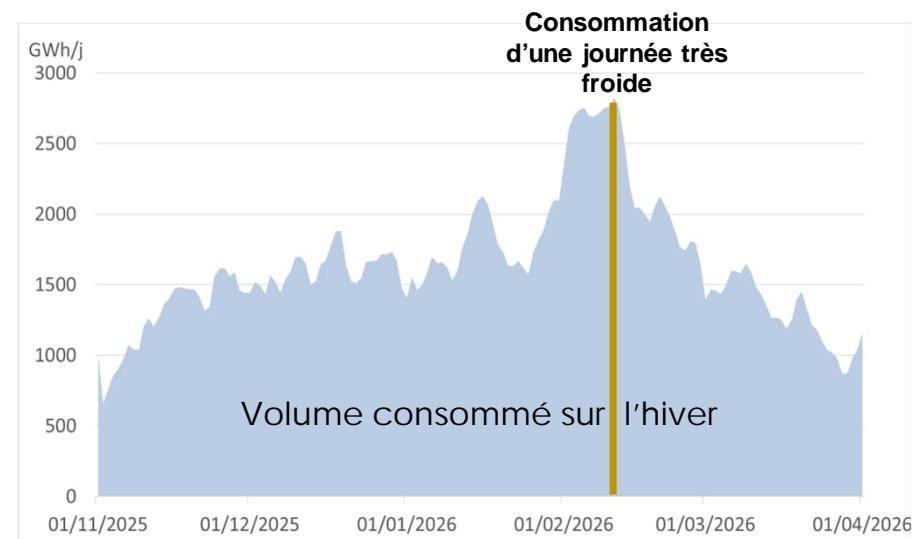
Les stockages sont essentiels pour équilibrer le système gazier, particulièrement lors des pointes de froid

⇒ Pour passer l'hiver, le système gazier doit être capable (Cf. graphique en haut à droite) :

- d'approvisionner les Français durant tout l'hiver, y compris s'il est rigoureux (cas de l'hiver 2012/2013 pris en référence d'hiver très froid)
- de satisfaire les consommations d'une journée très froide (comme en février 2012)

⇒ Il s'appuie pour cela sur les approvisionnements par pipeline et via les terminaux méthaniers, ainsi que sur le soutirage des stockages.

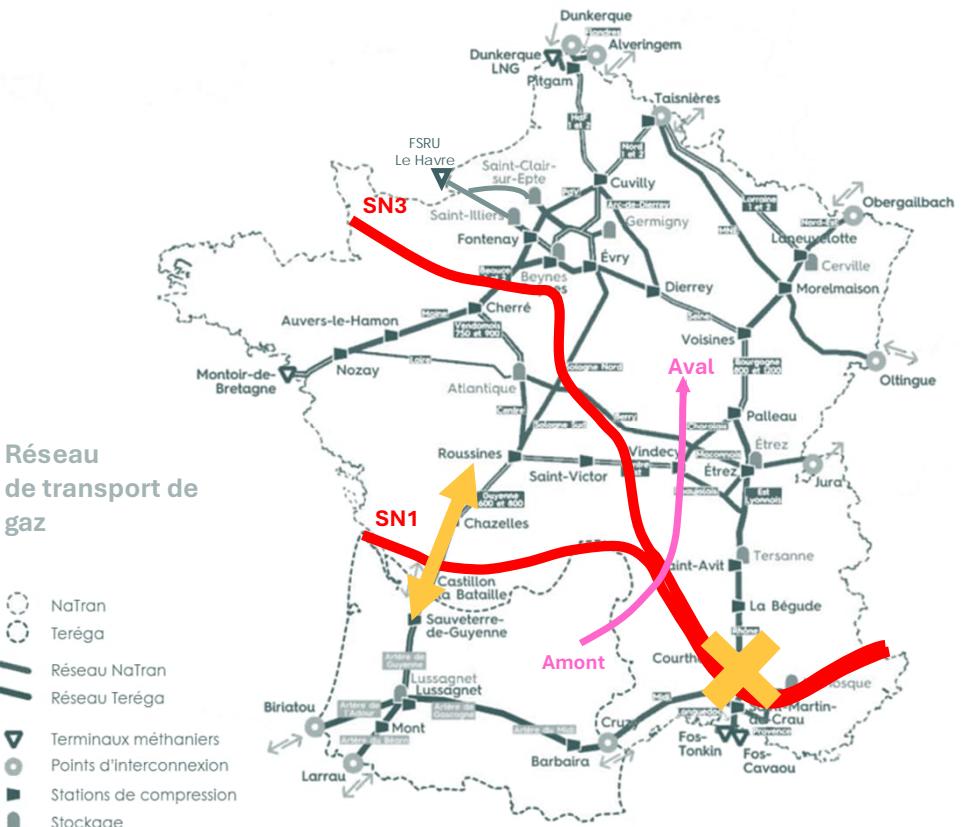
⇒ La capacité de soutirage des stockages dépend de leur niveau de remplissage (Cf. graphique en bas à droite). Leur préservation en première partie d'hiver est importante pour offrir la meilleure capacité de soutirage en cas de pointes de froid survenant entre janvier et mars.



L'Artère du Rhône indisponible pour l'hiver 2025/26

- ⇒ L'artère du Rhône, d'une capacité de 160 GWh/j, contribue à la réalisation à la fois des capacités d'entrée au PITTM Fos et des capacités de transit Sud-Nord et Nord-Sud de la TRF.

- ⇒ Suite à un incident survenu sur cette artère, le transit est interrompu jusqu'à août 2026, avec deux conséquences :
 - une restriction des capacités d'entrée au PITTM Fos à 200 GWh/jour minimum ajustable à la hausse en J-1
 - une réduction de 160 GWh/jour des limites Sud-Nord, notamment SN1 et SN3, compte tenu du fait que les flux Sud Nord doivent transiter uniquement par l'Artère de Guyenne à l'Ouest de la France pour remonter vers les zones de plus forte consommation au Nord.

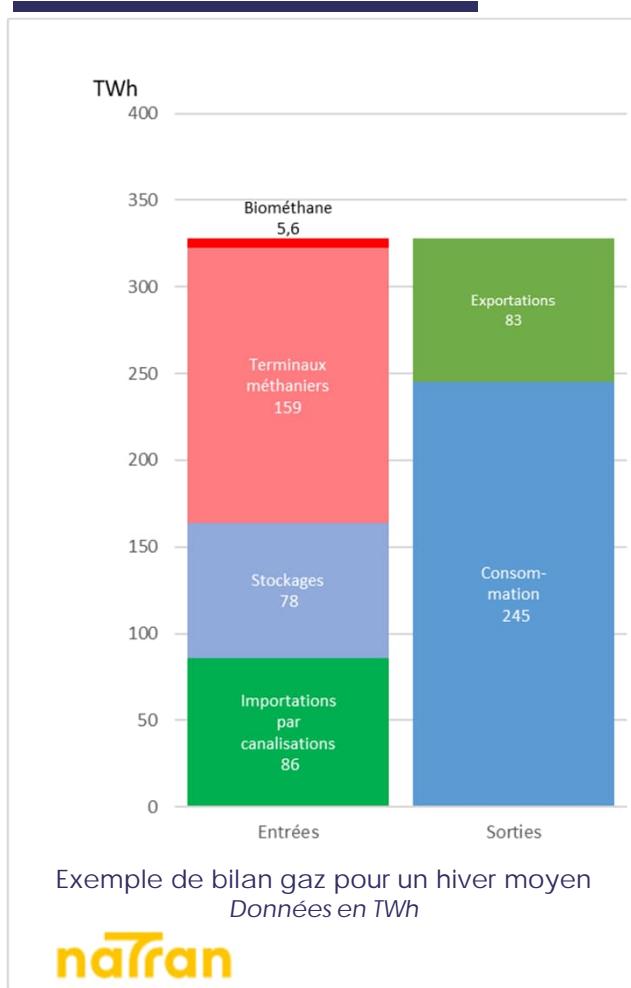


II. Perspectives en termes de sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2025-26 (Winter Outlook)

Plusieurs simulations réalisées pour évaluer le niveau de sécurité d'approvisionnement en France

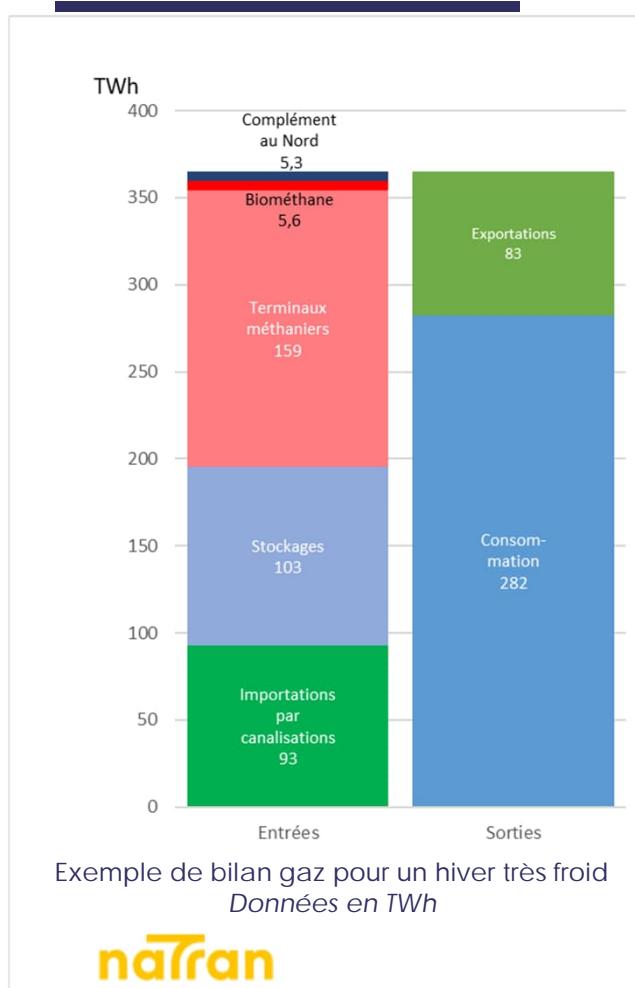
- ⇒ Les slides 9-10 présentent un bilan sur l'hiver et les slides 11-12 présentent deux cas de pointe de froid.
- ⇒ Trois types d'hiver sont simulés :
 - hiver moyen (type hiver 2020/21) : scénario de référence pour les simulations
 - hiver moyen avec pointe de froid en fin d'hiver (type hiver 2011/12)
 - hiver très froid (type hiver 2012/13)
- ⇒ Les hypothèses de consommations prennent en compte l'ancrage des habitudes de sobriété des Français, constaté depuis plusieurs hivers, ainsi qu'une production industrielle stable.
- ⇒ Lors des 3 derniers hivers, les approvisionnements français ont principalement été assurés par les terminaux GNL ainsi que par les PIR Dunkerque et Pirineos. Les simulations se sont donc basées sur des hypothèses d'approvisionnements par ces deux PIR et par les terminaux. Les autres points d'entrée ne sont utilisés qu'à la marge en cas de besoin.
- ⇒ De même, dans la lignée des dernières années, des exportations importantes vers la Suisse et la Belgique ont été considérées dans les simulations.
- ⇒ Les capacités d'approvisionnement sont réduites au Sud pour intégrer l'indisponibilité de l'artère du Rhône qui limite les possibilités de transit Sud/Nord (impactant le terminal de Fos et l'interconnexion Pirineos). L'équilibrage du système passe nécessairement par un renforcement des approvisionnements au Nord afin d'éviter des congestions importantes au niveau des limites Sud/Nord.
- ⇒ La production de biométhane apporte une contribution certes modeste (hypothèse de 6 TWh sur l'hiver) mais néanmoins en croissance continue et peu soumise aux aléas.

En cas d'hiver moyen, les simulations montrent un bilan équilibré avec des hypothèses d'approvisionnements comparables aux hivers précédents



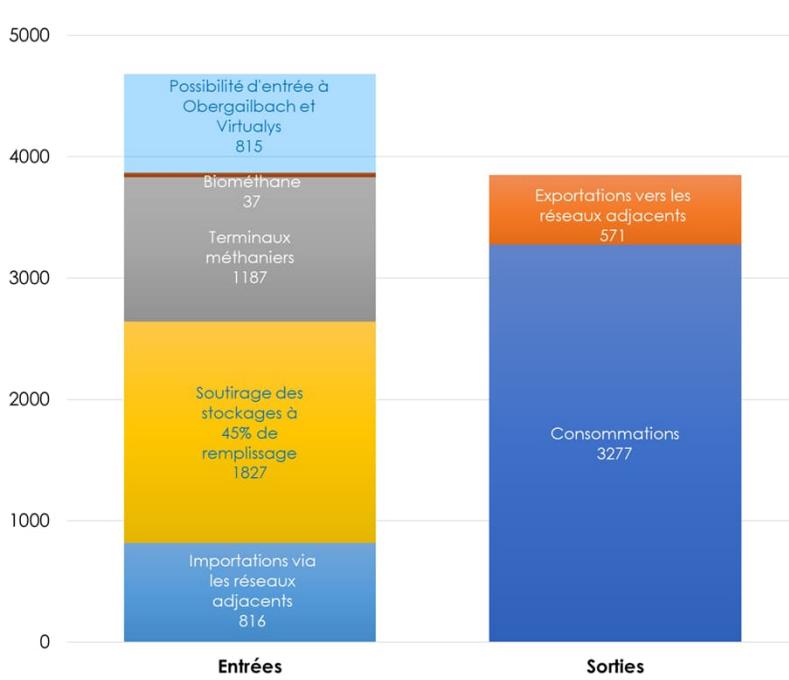
- ⇒ Les simulations prennent en compte des approvisionnements renforcés au Nord (au PIR et au terminal GNL de Dunkerque) pour compenser les restrictions au niveau du PITTM de Fos et du PIR Pirineos.
- ⇒ Les simulations prennent en compte un niveau d'exportation élevé (83 TWh contre 70 TWh constatés l'hiver dernier). Des exportations moindres permettraient de réduire les importations.
- ⇒ Elles montrent avec différents scénarios d'approvisionnement et d'exportations que l'équilibre du bilan français est possible et offre encore de la marge.
- ⇒ Les stockages jouent un rôle important pour équilibrer le bilan. Dans la simulation d'un hiver moyen, il reste encore environ 30 TWh en fin d'hiver, ce qui est dans la moyenne des 10 dernières années.
- ⇒ Les PIR Vitualys et Obergailbach ne sont pas indispensables pour l'équilibre du bilan, sauf potentiellement en cas de pointe de froid en 2^e partie d'hiver (cf. slide 12).

En cas d'hiver très froid, l'équilibre du bilan passe par des importations complémentaires au Nord de la France



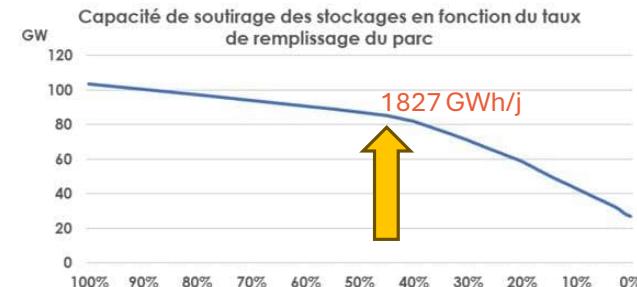
- ⇒ Par rapport aux simulations « hiver moyen », les simulations « hiver très froid » supposent un complément de consommation de 37 TWh.
- ⇒ Une partie de ce complément est équilibré par un soutirage plus fort des stockages (+25 TWh), ce qui amène les stocks à un niveau bas en fin d'hiver (comme aux printemps 2013 et 2018).
- ⇒ Les approvisionnements doivent être renforcés au PIR Dunkerque, mais il est également nécessaire d'utiliser des sources complémentaires peu ou pas utilisées lors des précédents hivers (notamment PIR Virtualys ou Obergailbach, notés « complément au Nord » dans le graphique ci-contre). Les simulations réalisées au niveau européen montrent que ces approvisionnements complémentaires sont possibles et les capacités disponibles sont très largement supérieures au besoin.
- ⇒ Comme pour le scénario hiver moyen, les simulations prennent en compte un niveau d'exportations élevé (83 TWh contre 70 TWh constatés l'hiver dernier). Là encore, si le marché le choisissait, des exportations moindres permettraient de réduire les importations.

En cas de pointe de froid en première partie d'hiver, le bon remplissage des stockages permet de couvrir les besoins



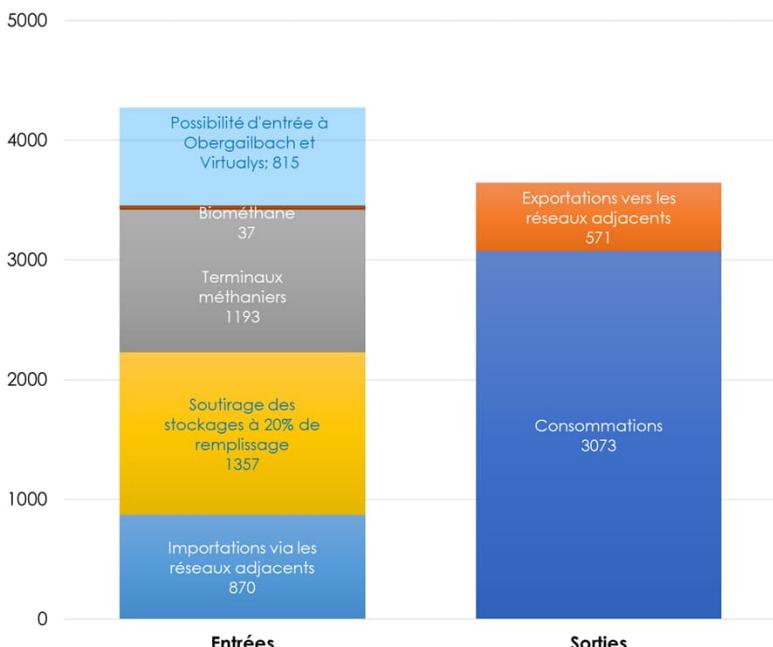
Exemple de bilan gaz pour une journée très froide en 1^{re} partie d'hiver
Données en GWh/jour

- ⇒ En première partie d'hiver (décembre à mi-février) les pointes de froid à couvrir sont les plus fortes.
- ⇒ En général, à cette période, les stockages sont encore bien remplis (45% dans la simulation présentée, correspondant par exemple au stock présent mi-janvier 2025).



- ⇒ Avec ces hypothèses, la pointe de froid au risque 2% (susceptible de survenir 2 fois par siècle) est couverte par des importations à haut niveau dans les terminaux et aux PIR tout en maintenant des exportations également à haut niveau.
- ⇒ Les points frontières peu utilisés ces dernières années (Virtualys et Obergailbach), associés à de possibles réductions des exportations, apportent des marges importantes aux acteurs du marché pour garantir l'équilibre du système gazier.

En deuxième partie d'hiver, la pointe est couverte par des entrées complémentaires au Nord de la France

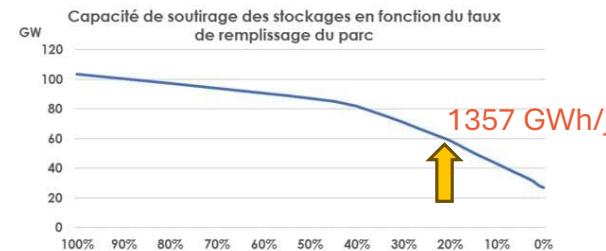


Exemple de bilan gaz pour une journée très froide en 2^e partie d'hiver
Données en GWh/jour

natran

⇒ En deuxième partie d'hiver froid ou très froid (après mi-février), les pointes de froid étant moins intenses, les besoins de consommations sont moindres qu'en première partie d'hiver (env. -200 GWh/jour).

⇒ Néanmoins, les stockages étant moins remplis, leurs performances sont également moindres (env. -500 GWh/jour s'ils ne sont plus qu'à 20% de remplissage), comme le montre le graphique ci-dessous.



⇒ Dans ce cas, les importations à Dunkerque, Pirineos et dans les terminaux ne suffisent pas à couvrir à la fois les consommations françaises et les exportations

⇒ Pour équilibrer les journées froides en 2^e partie d'hiver, les acteurs de marché auront à leur disposition les mêmes leviers qu'en première partie d'hiver : réduction des exportations ou importations complémentaires au Nord (PIR Virtualys et Obergailbach notamment). Les marges sont importantes, comme le montre le graphique ci-contre.

⇒ La préservation des stockages, pour conserver une capacité de soutirage importante, reste une solution efficace pour couvrir les pointes de froid tardives.

TERÉGA

III. Conclusion

Conclusion

- ⇒ Les stockages français sont bien remplis à l'entrée de l'hiver, à hauteur de 93% de leurs capacités.
- ⇒ L'indisponibilité, annoncée jusqu'au 31 août 2026, de l'artère du Rhône dans sa fonction de transit, a une incidence sur la répartition des flux dans le système gazier français. Elle limite les approvisionnements via les terminaux méthaniers de Fos-sur-Mer à 200 GWh/jour minimum ainsi que les transits Sud-Nord de 160 GWh/jour. Les volumes non acheminés au Sud devront par conséquent être compensés au Nord pour maintenir le bon équilibre du système et éviter des congestions importantes au niveau des limites Sud/Nord.
- ⇒ Selon les simulations réalisées, le réseau français dispose de capacités suffisantes pour acheminer ces volumes dans tous les scénarios.
- ⇒ Dans le cas d'un hiver normal, des approvisionnements légèrement plus soutenus au Nord permettront non seulement de garantir la sécurité d'approvisionnement, mais aussi de préserver un bon niveau d'exportations.
- ⇒ Dans le cas d'un hiver très froid, le système gazier français pourra s'appuyer sur un large panel d'interconnexions disponibles pour renforcer les approvisionnements au Nord, ou, si nécessaire, ajuster temporairement certaines exportations.
- ⇒ Dans tous les cas de figure, il sera essentiel en première partie d'hiver d'apporter une vigilance particulière cette année à la préservation des stockages, notamment ceux situés dans le Nord de la France. Les simulations indiquent qu'un maintien de niveaux de stockage suffisants permettra de mieux faire face à d'éventuelles pointes de froid en fin de saison, en limitant le recours à des ajustements supplémentaires.
- ⇒ Les efforts de sobriété énergétique observés depuis trois hivers consécutifs demeurent un atout précieux. Le dispositif Éogaz reste activé cet hiver pour continuer à informer et sensibiliser les consommateurs en cas de tension sur le réseau.

Merci de votre attention

IV. Annexes

Obligations réglementaires concernant le remplissage des stockages

Règlementation française

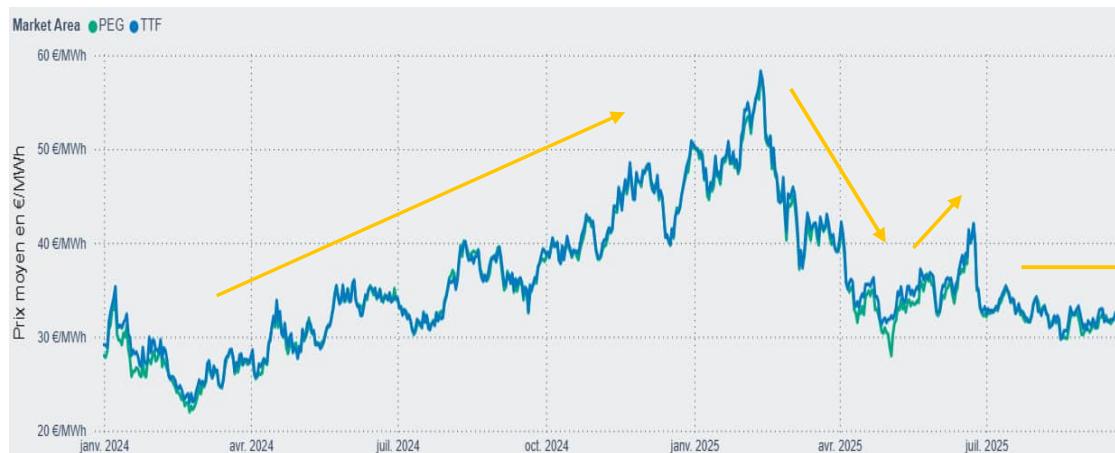
- Obligation pour les fournisseurs de gaz : 85% de remplissage des capacités souscrites (Code de l'énergie article L421-7 et **Arrêté du 9 mai 2018 précisant certaines dispositions relatives au stockage souterrain de gaz naturel**)

Règlementation européenne :

- RÈGLEMENT (UE) 2017/1938 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) no 994/2010.
- RÈGLEMENT (UE) 2022/1032 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 29 juin 2022 modifiant les règlements (UE) 2017/1938 et (CE) no 715/2009 en ce qui concerne le stockage de gaz : **dans le contexte de guerre en Ukraine, applicable jusqu'au 31/12/2025 ; objectif de 80% de remplissage au 1^{er} novembre pour 2022, 90% pour les années suivantes.**
- RÈGLEMENT D'EXÉCUTION (UE) 2024/2995 DE LA COMMISSION du 29 novembre 2024 fixant la trajectoire de remplissage avec des objectifs intermédiaires pour 2025 pour chaque État membre disposant d'installations de stockage souterrain de gaz situées sur son territoire et directement interconnectées à sa zone de marché : **90% de remplissage au 1^{er} novembre.**
- RÈGLEMENT (UE) 2025/1733 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 18 juillet 2025 modifiant le règlement (UE) 2017/1938 en ce qui concerne le rôle du stockage de gaz dans la sécurité de l'approvisionnement en gaz avant la saison hivernale : **prolongation jusqu'à fin 2027**, objectif de remplissage à atteindre **entre 1^{er} octobre et 1^{er} décembre** et possibilité de s'écartier de l'objectif de 10% (en cas de conditions difficiles).

Prix du gaz : les marchés gaziers européens se stabilisent dans un contexte géopolitique toujours sous tension

Prix des places de marché française (PEG) et européenne (TTF) depuis le 1er janvier 2024



- Un équilibre offre-demande qui se tend en 2024, couplé à une hausse du dollar, font monter les prix jusqu'en février 2025
- Les annonces de tarifs douaniers par l'administration américaine font baisser les perspectives de croissance, et avec elles les prix et le taux euro-dollar.
- En avril-mai les tensions au Moyen-Orient et les frappes sur l'Iran font rebondir les prix
- Ceux-ci se stabilisent finalement à partir de juin, avec des perspectives stables dans la durée

Source : Argus - Analyse : Natran

Sobriété : Poursuite du dispositif d'information des consommateurs **éco***gaz*

Informier quotidiennement sur le niveau de consommation et de tension du système gazier via un code couleur

- Niveau de consommation normal ou inférieur à la normale
- Niveau de consommation légèrement supérieur à la normale
- Niveau de consommation très supérieur à la normale et/ou tension sur le réseau (**alerte**)
- Lancement des dispositifs d'interruptibilité ou de délestage (**alerte**)

Une communication multicanale pour adapter les consommations

- ⇒ Dispositif qui s'inscrit dans les objectifs de la campagne de sobriété du gouvernement et qui a déjà fait ses preuves ;
- ⇒ Site internet accessible sur mobile qui fait apparaître le code couleur, les écogestes et un message d'alerte en cas de lancement des interruptibilités ou des délestages ;
- ⇒ Possibilité de s'abonner pour recevoir des alertes SMS en cas de signal orange ou rouge.

[Ecogaz - Baromètre du gaz \(myecogaz.com\)](#)