

Stockages de gaz européens

*Un risque
de prix
avant tout*



Les stocks européens sont exceptionnellement bas pour la saison, mais l'Europe ne fait pas face, à ce stade, à un risque de pénurie. Le principal effet est une perte de marge de sécurité : le système énergétique devient davantage dépendant du marché mondial du GNL, de la météo et de la disponibilité de gaz norvégien, ce qui augmente le risque de prix élevés et de volatilité pour l'hiver à venir.

Fin août 2026, les stockages de gaz de l'UE sont remplis à hauteur de ~62 % de leur capacité, contre environ 80 % en moyenne sur les 5 dernières années à la même période. C'est le niveau le plus faible observé à cette période depuis 2011.[1][7]

Quelques chiffres :

≈ 62 %	≈ 200 TWh	≈ 50 %	68,8 €/MWh
Taux de remplissage des stocks UE fin août	à injecter pour atteindre 80 % de taux de remplissage	Taux de remplissage des stocks allemands fin août	TTF Sep-26 au 25 août

1. Un niveau de stock bas, mais pas encore une crise d'approvisionnement

La Commission européenne considère qu'il n'existe pas de risque immédiat pour la sécurité d'approvisionnement de l'hiver 2026/27. Elle estime qu'un niveau de stockage de l'ordre de 80 % au début d'hiver peut être suffisant, compte tenu de la baisse de la demande européenne, de la diversification des approvisionnements et de l'augmentation des capacités de regazéification de GNL depuis 2022.[2]

- **La règle des 90 % est désormais plus flexible. L'objectif de remplissage peut être atteint entre le 1er octobre et le 1er décembre et des dérogations sont possibles en cas de conditions de marché difficiles.**[2]
- **Le déficit est toutefois important.** Partant de 62 % de taux de remplissage, il faut près de 200 TWh pour atteindre 80 % et plus de 300 TWh pour atteindre 90 % de taux de remplissage.[1]
- **Le problème est concentré en Europe du Nord-Ouest. L'Allemagne est autour de 50 % de taux de remplissage et les Pays-Bas autour de 44 %, alors que l'Italie dépasse 80 % et la France se situe autour de 66 %.**[1]

Ces niveaux de stocks bas s'expliquent notamment par un signal économique qui reste défavorable au stockage de gaz.

Au 25 août, le TTF pour livraison septembre vaut environ 68,8 €/MWh, contre environ 67,0 €/MWh pour l'hiver 2026/27 : l'écart de prix hiver / été est légèrement inversé par rapport à la normale, avant même de prendre en compte les coûts de stockage.[5][6] Cet écart inversé n'incite pas les acteurs à injecter du gaz dans les stockages en prévision de l'hiver.

Cela montre, s'il en était besoin, que **les prix de marché n'intègrent que trop peu les enjeux liés à la sécurité d'approvisionnement et les conséquences négatives pour les consommateurs d'un risque de volatilité à la hausse des prix.**

2. Le GNL est devenu la source d'approvisionnement critique de l'Europe

L'ENTSOG estime que les infrastructures européennes restent capables de remplir les stockages et de répondre à la demande à condition de sécuriser suffisamment les approvisionnements de GNL. Les terminaux méthaniers constituent désormais la clé de voûte de la sécurité d'approvisionnement européenne.

Dans le scénario « LNG Tight » de l'ENTSOG, où la disponibilité de GNL est 20 % inférieure au scénario optimal, les stocks n'atteindraient qu'environ 76 % fin septembre et 77 % fin octobre.[3]

Cette dépendance est renforcée par le choc mondial sur le GNL. Le détroit d'Ormuz représentait près de 20 % des flux mondiaux de GNL avant le déclenchement de la guerre en Iran et dans le Golfe. Entre mars et juin 2026, les chargements de GNL au Qatar et aux Émirats arabes unis ont été réduits quasiment à zéro. La prime du JKM (prix du gaz en Asie) sur le TTF (prix du gaz en Europe) a atteint environ 6 €/MWh sur la période entre mars et juin, attirant ainsi des cargaisons de GNL vers l'Asie.[4]

De surcroît, l'interdiction du GNL russe sous forme de contrats de long terme à partir du 1er janvier 2027 (Règlement UE 2026/261) va conduire l'Europe à réorganiser une partie de ses approvisionnements. Dans le contexte d'un marché du GNL déjà tendu, ce recalibrage constitue une contrainte supplémentaire qui pourrait augmenter les coûts, et exacerber l'impact sur les prix au cours de l'hiver 2026/27.

Ce recalibrage pourrait également accentuer la dépendance de l'Europe au GNL américain. Les États-Unis représentaient en 2025 environ 58 % des importations de GNL de l'UE-27, contre environ 22 % pour la Russie et le Qatar réunis. Les volumes de GNL russe et qatari seraient très largement substitués par du GNL américain, ainsi la part de GNL US atteindrait 75 à 80 %, soit environ 100-110 Bcm/an – **un volume légèrement plus faible mais du même ordre de grandeur que les approvisionnements de l'UE en gaz russe par gazoduc avant le déclenchement de la guerre en Ukraine.** L'Europe remplacerait ainsi une dépendance géopolitique par une autre.[8]

3. Le risque de hausse des prix est aujourd'hui bien plus important que le risque de pénurie

Le système gazier européen ne dispose plus de marge de sécurité pour ses approvisionnements.

Sans gaz russe, sans GNL qatari, sans production de gaz européenne, le système gazier européen voit ses marges de sécurité très fortement réduites : les stockages de gaz représentent le dernier rempart en matière de sécurité d'approvisionnement et de capacité du système à répondre à la flexibilité de la demande, y compris la demande d'électricité lorsque c'est le gaz qui est utilisé en tant que production marginale d'électricité (via les Cycles Combinés à Gaz).

Des stocks de gaz bas réduisent la capacité du système européen à absorber un nouveau choc éventuel.

Avec des stocks élevés, une vague de froid ou une baisse temporaire des importations peut être compensée par davantage de soutirage. Avec des stocks plus faibles, l'Europe doit plus rapidement être en mesure d'acheter le gaz manquant sur le marché mondial du GNL, précisément au moment où les acheteurs en Asie peuvent être en concurrence pour les mêmes cargaisons.

Le risque est non linéaire. À mesure que les stocks baissent, la flexibilité d'approvisionnement disponible depuis les stockages diminue et la valeur d'une cargaison de GNL supplémentaire augmente. Un choc lié à une vague de froid intense, une maintenance portant sur le système de production ou de transport de gaz norvégien imprévue ou un nouvel aléa portant sur le marché du GNL peut alors provoquer une hausse importante du TTF, supérieure en amplitude à l'effet qui en est à l'origine.

4. Les tensions sur les prix du gaz se transmettent aux prix de l'électricité lors des heures de pointe

Lorsque les centrales à gaz fixent le prix marginal de l'électricité, l'effet du prix du gaz sur le prix de l'électricité est mécanique du fait de l'absence d'encadrement du coût du gaz pour la production d'électricité.

Pour une CCGT de rendement illustratif de 55 %, une hausse de 10 €/MWh du prix du gaz augmente son coût combustible d'environ 18 €/MWh électrique, avant coût du CO₂. L'effet sur le prix de marché dépend ensuite du mix horaire : nucléaire, hydraulique et renouvelables découplent les prix de l'électricité et les prix du gaz pendant la plupart des heures de la journée, mais les heures où le gaz est marginal deviennent nettement plus chères.

Le scénario vraisemblable n'est pas celui d'une pénurie, mais celui d'un hiver tendu, avec des prix du gaz et de l'électricité élevés et volatils.

La probabilité d'un tel scénario augmenterait sensiblement si trois facteurs venaient à se conjuguer : (i) des stocks de gaz inférieurs à environ 75-80 % à l'entrée de l'hiver, (ii) un marché mondial du GNL restant contraint, et (iii) un choc additionnel sur l'équilibre offre-demande, tel qu'une vague de froid prolongée ou une indisponibilité majeure d'approvisionnement.

5. La révision de la doctrine de sécurité d'approvisionnement gaz et l'adaptation de certains mécanismes de formation des prix sont nécessaires au bénéfice de la compétitivité de l'industrie française et européenne

Dans ce contexte, un réexamen de l'allègement des obligations de stockage qui a été décidé en 2025 et un potentiel renforcement dès la fin de l'été (avec plusieurs jalons contraignants durant l'année) pourraient contribuer à restaurer une marge de sécurité suffisante avant l'hiver.

En parallèle, la mise en place, au niveau européen, d'un **mécanisme régulé permettant de limiter la transmission du prix de gros du gaz au coût du gaz utilisé pour la production d'électricité** (en s'inspirant du dispositif temporairement appliqué en Espagne et au Portugal) pourrait constituer un outil efficace pour amortir l'impact d'une nouvelle flambée des prix du gaz sur les consommateurs d'électricité. Un tel dispositif, paramétré finement et de façon appropriée, devrait nécessairement être conçu et coordonné à l'échelle européenne afin de limiter les distorsions entre marchés nationaux.

Au-delà de telles mesures d'ajustement des mécanismes de formation des prix, **la doctrine européenne de sécurité d'approvisionnement en gaz mérite d'être réexaminée en profondeur**. La sécurité du système ne peut plus être appréciée uniquement au regard d'un objectif de remplissage des stockages à une date donnée. Elle doit intégrer simultanément le niveau des stocks, leur capacité effective de soutirage en période de pointe, la disponibilité du GNL sur le marché mondial, la robustesse des approvisionnements par gazoduc et la capacité de l'Europe à résister à plusieurs chocs simultanés.

Une approche plus intégrée de la sécurité d'approvisionnement et des mécanismes de formation des prix apparaît nécessaire, au bénéfice de la compétitivité de l'industrie et de l'acceptabilité des prix de l'énergie pour les consommateurs français et européens.

Contacts :

Sébastien Zimmer : sebastien.zimmer@sia-partners.com

Haithem Choukatli : haithem.choukatli@sia-partners.com

Sources :

- [1] Gas Infrastructure Europe (GIE), AGSI+ – données quotidiennes de stockage. [Lien](#)
- [2] Commission européenne – Gas Coordination Group (1^{er} juillet 2026) et règles de stockage 2025-2027. [Lien](#)
- [3] ENTSOG, Summer Supply Outlook 2026 with Winter 2026/27 Overview, avril 2026. [Lien](#)
- [4] International Energy Agency, Gas Market Report Q3-2026, 7 juillet 2026. [Lien](#)
- [5] ICE Endex, Dutch TTF Natural Gas Futures – cotations du 25 août 2026. [Lien](#)
- [6] Reuters, 24 août 2026 – Uniper / incitation économique au stockage en Allemagne. [Lien](#)
- [7] The Industry Spread, 24 août 2026 – extraction AGSI+ et comparaison sur cinq ans. [Lien](#)
- [8] European Commission, EU gas market report – Fourth Quarter 2025. [Lien](#)

Optimists for change

Sia est un groupe international de conseil en management de nouvelle génération, fondé en 1999. Nés à l'ère du digital, nous sommes augmentés par la data, enrichis par la créativité et guidés par la responsabilité. Nous collaborons avec nos clients pour relever les défis et saisir les opportunités. Dans un monde en pleine mutation, nous croyons que l'optimisme est un puissant levier de transformation. Avec une expertise couvrant un large éventail de secteurs et de services, nos 3 000 consultants accompagnent des clients dans le monde entier, depuis 48 bureaux répartis dans 19 pays. Notre expertise produit des résultats concrets. Notre optimisme change la donne.