

Rapport sur les prix de marché - 2022

Dynamique offre & demande et prix

Les marchés gaziers européens ont connu une envolée historique des prix résultant d'événements géopolitiques ayant entraîné dans leur sillage un remaniement des approvisionnements de gros et impacté considérablement la demande de gaz et les coûts énergétiques pour les industriels et les particuliers.

Le second semestre 2021 présentait déjà des risques d'approvisionnement dus à l'effet combiné des températures basses, d'une faible production d'énergie renouvelable (éolienne et hydroélectrique) et de la disponibilité modérée de la filière nucléaire, une conjoncture incitant à une plus forte demande de gaz pour l'électricité. Au cours du quatrième trimestre 2021, alors que les problèmes liés au processus de certification de Nord Stream 2 s'aggravaient et que les problèmes de transit par l'Ukraine dus aux tensions politiques commençaient à se faire sentir au niveau mondial, l'approvisionnement en gaz russe de l'Europe était déjà à son niveau le plus bas depuis cinq ans. Les mesures prises par la Russie, avant même son invasion de l'Ukraine, visaient à réduire considérablement les volumes de gaz supplémentaires à court terme destinés à l'Europe. Les niveaux des stocks européens ont terminé l'année à des niveaux historiquement bas de 55% de taux de remplissage (17% de moins que la moyenne sur 5 ans). En 2021, la demande intérieure de gaz naturel dans l'UE a augmenté de 4,3% par rapport à 2020 pour atteindre 15 834 900 TJ (4 399 TWh), un niveau proche des pics historiques. La Suisse a connu une consommation de gaz record de plus de 40 TWh. La Russie en a fourni aux pays de l'UE-27 plus de 42% au total, soit *via* des infrastructures directement interconnectées, soit *via* l'Ukraine et la Biélorussie.

L'invasion de l'Ukraine par la Russie le 24 février 2022 a entraîné un resserrement de l'approvisionnement en gaz, une hausse des prix et des perspectives incertaines. Selon l'Agence internationale de l'énergie ([IEA](#)), la demande mondiale de gaz naturel a légèrement diminué en 2022 en raison de la hausse des prix et des perturbations du marché causées par le conflit toujours non résolu. Cela a ajouté une pression et une incertitude supplémentaires à un marché du gaz naturel déjà tendu, notamment en Europe. La guerre a poussé les gouvernements de l'UE à chercher à réduire le plus rapidement possible leur dépendance vis-à-vis des importations de combustibles fossiles russes. L'UE a publié un ensemble de mesures ([REPowerEU](#)) visant à réduire massivement les volumes d'importations de gaz russe en Europe tout en restant en ligne avec les ambitions climatiques de l'UE. Les prix du gaz au comptant ont atteint des niveaux record, car la volonté de l'Europe de diversifier son approvisionnement en gaz naturel a intensifié la demande de cargaisons de gaz naturel liquéfié (GNL), dont certaines ont été détournées d'Asie. Les prix *spot* moyens du GNL en Asie étaient plus de quatre fois supérieurs à leur moyenne sur cinq ans. En Europe, les prix au comptant du GNL ont été cinq fois supérieurs à leur moyenne sur cinq ans, malgré un hiver clément.

En Asie, la consommation de gaz a augmenté de 3% en 2022, affichant un net ralentissement par rapport à la croissance de 7% enregistrée en 2021. Des régions géographiques comme les Amériques, l'Afrique et le Moyen-Orient ont été moins directement touchées par la volatilité du marché gazier, en raison principalement de leur

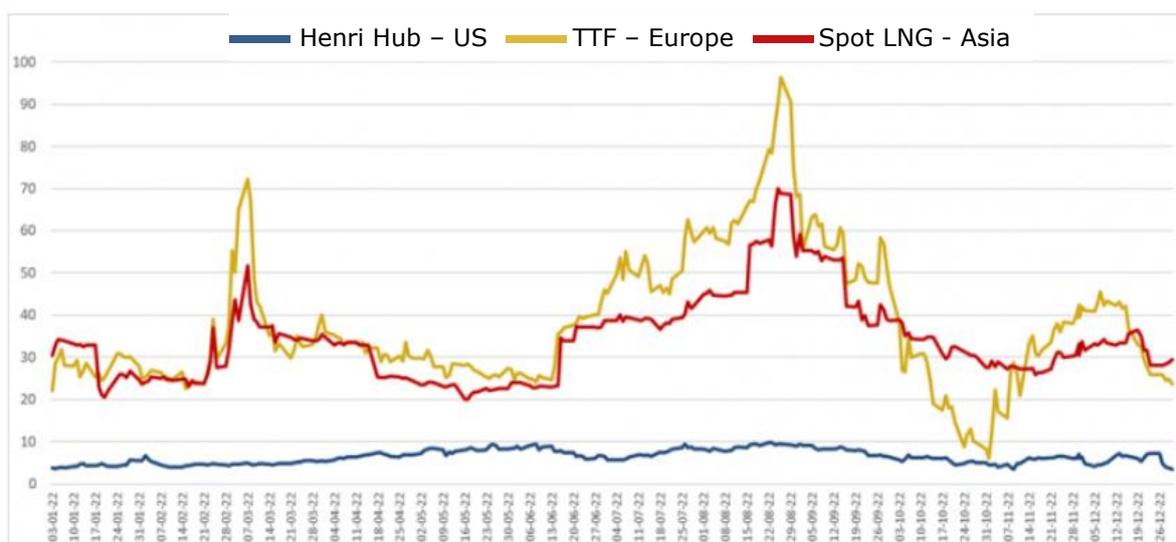
dépendance à l'égard de la production domestique. Elles sont néanmoins touchées par les impacts économiques plus larges de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, notamment la hausse des prix des matières premières, la baisse du pouvoir d'achat et la diminution des investissements en raison de l'érosion de la confiance des entreprises.

En Europe, la consommation en 2022 a baissé de 6%. Le secteur résidentiel a connu une baisse de 16%. Le secteur industriel a quant à lui pu réduire sa consommation de 20% au total, en partie grâce à une baisse de la production, mais aussi en remplaçant le gaz par d'autres combustibles. En revanche, le gaz utilisé pour la production d'électricité a augmenté de 4% par rapport à l'année précédente. Tous ces facteurs sont la conséquence de conditions météorologiques exceptionnellement douces, d'une faible disponibilité de la production d'électricité d'origine hydraulique et nucléaire (France) et d'importants efforts d'économie de gaz réalisés par l'industrie et les particuliers. L'industrie gazière européenne a été capable de s'adapter d'une manière étonnamment rapide à sa dépendance vis-à-vis des importations de gaz russe.

Les importations de gaz russe ont été réduites de 90% par rapport aux niveaux de 2021. Les volumes d'importation perdus ont pu être remplacés par une augmentation de l'approvisionnement en provenance de Norvège (+20% par an), d'Afrique du Nord (+12%) et d'une grande partie du GNL (+65%). La construction de nouvelles capacités d'importation de GNL, principalement en Allemagne, en Pologne, en France et dans d'autres pays, a permis à l'Europe d'accueillir une offre supplémentaire de GNL provenant principalement des États-Unis et d'Asie, car la demande chinoise de gaz est toujours freinée par la baisse de la production industrielle et les restrictions dues au Covid-19, récemment abolies.

Cette conjoncture a entraîné une extrême volatilité des marchés, lesquels ont connu de nouveaux niveaux de prix historiquement élevés, en particulier au cours du troisième trimestre 2022, ainsi qu'une chute des prix marquante au cours du quatrième trimestre 2022, avec des réserves de gaz suffisantes en stock à la fin de l'année.

Evolution du prix du gaz spot 2022



Au premier trimestre 2022, les prix *spot* TTF se sont établis en moyenne à 98,4 €/MWh, soit 2,7 % de plus qu'au trimestre précédent et 4,3 fois plus qu'au premier trimestre 2021 (18,5 €/MWh). Les tensions sur le marché ont été plus faibles en Asie, la demande de GNL ayant diminué sous les effets combinés de températures relativement clémentes, d'un changement de combustible en réponse à des prix du GNL non compétitifs, du confinement dû à la pandémie de Covid en Chine et de stockages de GNL abondants en Asie du Nord-Est. En janvier et février, avec l'amélioration des fondamentaux du marché, les prix *spot* du TTF ont chuté par rapport à leur niveau record de décembre (183 €/MWh). Cependant, lorsque l'invasion de l'Ukraine a commencé, les prix *spot* européens ont grimpé en flèche pour culminer à 212 €/MWh (prix de règlement) et 345 €/MWh (pic journalier) le 7 mars. Le mois de mars a connu une volatilité extrême du marché dans le contexte anxiogène de la guerre en Ukraine et de la crise géopolitique. En Asie, les prix *spot*, au cours du premier trimestre 2022, affichaient en moyenne 97,1 €/MWh et étaient respectivement inférieurs de 12% à ceux du quatrième trimestre 2021, et plus de trois fois supérieurs à ceux du premier trimestre 2021. Aux Etats-Unis, la moyenne du *Henry Hub* a augmenté de 140% au cours du premier trimestre 2022 (38,6 €/MWh) par rapport à la même période de l'année précédente (16,05 €/MWh), atteignant ainsi son plus haut niveau depuis septembre 2008 et reflétant une forte demande hivernale, des exportations croissantes de GNL et des capacités de stockage inférieures à la moyenne aux Etats-Unis.

La demande de gaz en Europe occidentale, au premier trimestre 2022, a diminué de 10,6% par rapport au premier trimestre 2021, la demande industrielle ayant baissé de 15,8% et la demande résidentielle de 12,5% en glissement annuel. En revanche, la demande de gaz pour la production d'électricité a augmenté de 3,6%, le premier trimestre 2022 ayant été plus froid que le premier trimestre 2021. Les exportations russes vers l'Europe occidentale ont chuté de 29,9% au cours du premier trimestre 2022 par rapport au premier trimestre 2021, mais sont restées au même niveau qu'au quatrième trimestre 2021. Dès le quatrième trimestre 2021, Gazprom cessait d'offrir des volumes à l'Europe sur les marchés au comptant et à terme et s'en tenait à ses engagements contractuels à long terme. La demande de GNL en Asie a diminué sous les effets combinés de températures relativement douces, d'un changement de combustible en réponse à des prix du GNL non compétitifs, de restrictions dues à la pandémie de Covid en Chine et de stocks de GNL abondants en Asie du Nord-Est. Les stocks européens ont chuté à un niveau très bas de 27,2% au 31 mars 2022.

Au deuxième trimestre 2022, les prix *spot* TTF ont atteint en moyenne 97,6 €/MWh, soit une baisse modérée par rapport au trimestre précédent, mais toujours à des niveaux saisonniers records. Les prix *spot* TTF ont baissé depuis les niveaux record précédents en mars jusqu'au début du mois de juin. Ensuite, les coupures de l'approvisionnement en gaz russe par le gazoduc Nord Stream ont propulsé les prix à des niveaux jamais vus depuis les sommets atteints début mars. En outre, la fermeture de l'usine de GNL de Freeport aux États-Unis à la suite d'un incendie survenu le 8 juin a réduit la disponibilité de l'approvisionnement en GNL dans le bassin atlantique. Les prix *spot* TTF ont de nouveau atteint 150 €/MWh le 29 juin. Les prix TTF *day-ahead* au cours du second trimestre 2022 ont été 2,9 fois supérieurs à ceux du second trimestre 2021. Les prix *Henry Hub* aux États-Unis ont été en moyenne de 24,1 €/MWh au cours du second trimestre 2022, alors qu'ils étaient de 8,5 €/MWh au cours du second trimestre 2021, soit une augmentation de 186% en glissement annuel. Les prix du marché asiatique ont suivi la hausse des prix européens dans un contexte de resserrement de l'offre mondiale de GNL. En outre, une vague de chaleur exceptionnelle au Japon a engendré de fortes tensions sur les marchés de l'électricité et du GNL.

Au second trimestre 2022, la demande de gaz en Europe de l'Ouest a diminué de 14,3% par rapport au second trimestre 2021, la demande industrielle ayant chuté de 17,6% et la demande résidentielle de 22,2% en glissement annuel. En revanche, la demande de gaz pour la production d'électricité a augmenté de 3,9%, grâce à la faible disponibilité du nucléaire français. Les exportations russes vers l'Europe occidentale ont chuté de 63,4% au cours du deuxième trimestre 2022 par rapport à la même période de l'année précédente. Début juin, les flux ont plongé avant de se stabiliser à des niveaux faibles à partir de la mi-juin. La Russie insistait sur les paiements en roubles alors que les contrats prévoyaient des conditions de paiement en dollars ou en euros. Ce différend s'est soldé par la réduction de l'offre russe aux pays n'acceptant pas les nouvelles conditions de paiement. Les volumes russes manquants ont été principalement compensés par les approvisionnements norvégiens (+14% par rapport au T2 2021) et de GNL (+43% par rapport au T2 2021) au cours du T2 2022.

La Commission européenne a commencé à prendre des mesures pour assurer l'approvisionnement en gaz de l'Europe pendant la saison hivernale. Des seuils de remplissage minimum pour octobre 2022 (taux de remplissage minimum de 80%) ont été introduits, obligeant les acteurs du marché à remplir les stockages qui, au début du second trimestre 2022, affichaient des niveaux bas. Les injections de stockage ont été forcées à des niveaux maximaux malgré des conditions non rentables (prix de l'été 2022 plus élevés que ceux de l'hiver 2022) et le niveau moyen sur 5 ans de 59% a pu être atteint à la fin du mois de juin.

Au troisième trimestre 2022, le prix de référence européen du TTF a plus que doublé par rapport au deuxième trimestre 2022, atteignant en moyenne 199,14 €/MWh contre 97,6 €/MWh. Il s'agit d'une hausse de 311% par rapport à la même période de l'année précédente (48,43 €/MWh). Dans le contexte d'un resserrement du marché mondial du GNL, les prix *spot* asiatiques ont augmenté sous la pression à la hausse des prix européens. Le prix *spot* asiatique a bondi de 71% à 160 €/MWh par rapport au deuxième trimestre, sous l'influence de la crise de l'offre européenne, le TTF s'imposant comme un fixateur de prix sur le marché mondial. Le prix du *Henry Hub* a atteint une moyenne de 26,9 €/MWh (+115% par rapport à l'année précédente) mais est resté à des niveaux extrêmement bas par rapport à l'Europe et l'Asie.

En Europe, l'effondrement des livraisons de gaz russe (-71% au T3 2022 par rapport au T3 2021), les perturbations des approvisionnements norvégiens (maintenance des champs) et les inquiétudes croissantes sur le risque de déficit gazier l'hiver suivant ont provoqué une forte hausse des prix du gaz au troisième trimestre 2022. Au cours du mois d'août, le prix du TTF a explosé avec certains pics dépassant 330 €/MWh le 25 août. Les tensions sont montées en flèche après l'annonce d'une coupure complète de Nord Stream 1 le 1^{er} septembre. Les travaux de Nord Stream 2 ont été achevés mais le gazoduc n'a jamais été opérationnel. En outre, les vagues de chaleur du troisième trimestre ont accru le besoin en production d'électricité à partir de gaz pour compenser la faible production hydraulique et nucléaire française. En outre, la baisse du niveau des eaux du Rhin a perturbé les livraisons de charbon et de produits pétroliers en Allemagne.

La demande de gaz en Europe de l'Ouest a poursuivi sa baisse au troisième trimestre 2022 (-7,8% par rapport au T3 2021), la demande industrielle ayant chuté de 23,5% et la demande résidentielle de 17,8% en glissement annuel. En revanche, la demande de gaz pour la production d'électricité a augmenté de 21,1%, grâce à la disponibilité d'électricité mentionnée plus haut. Les exportations russes vers l'Europe occidentale ont

presque totalement chuté depuis le 1^{er} septembre. De petits flux *via* l'Ukraine et le gazoduc TurkStream subsistaient encore mais représentaient moins de 10% par rapport aux niveaux d'approvisionnement européens précédents. Le 26 septembre, une série d'attentats à la bombe clandestins et les fuites de gaz occasionnées se sont produits sur les pipelines Nord Stream 1 et 2. Les gazoducs sont détruits depuis lors et leur remise en service pourrait être compromise en raison de la corrosion.

Bien que les importations de GNL soient restées fortes en Europe (+130% en glissement annuel), elles n'ont pas pu compenser à elles seules le manque de gaz russe et les contraintes de l'approvisionnement norvégien. Cependant, le GNL est depuis devenu le plus gros contributeur à la pile d'approvisionnement européenne, les États-Unis se taillant la part du lion (46%) au troisième trimestre 2022 contre 33% à la même période de l'année précédente. L'augmentation du GNL américain s'explique par un écart de prix très important entre le *Henry Hub* et les prix européens. Le Qatar a également augmenté ses exportations vers l'Europe de 18% pour atteindre une part de 20% dans la pile d'approvisionnement.

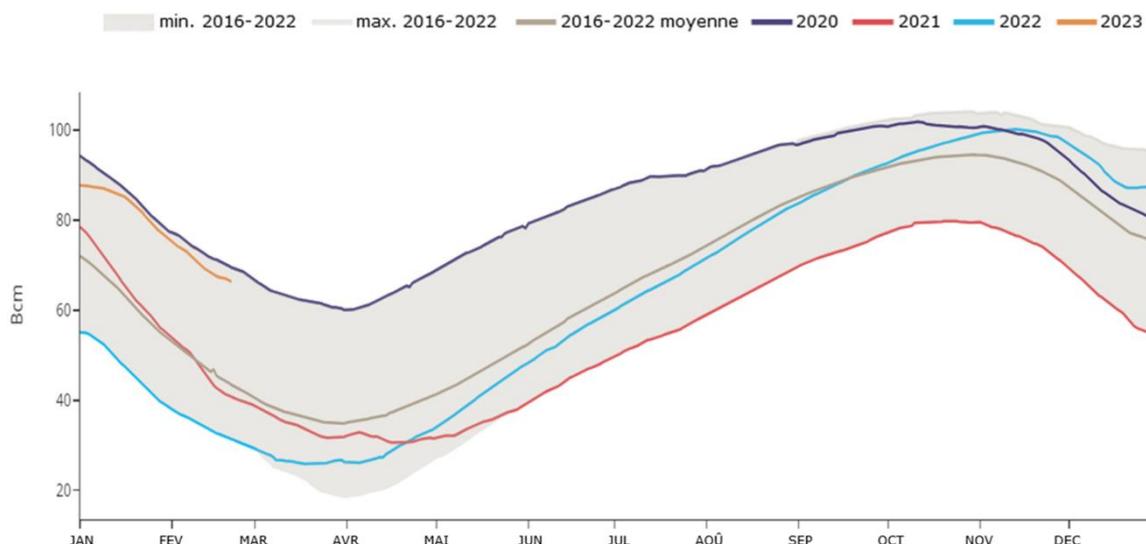
Les injections dans les stockages ont été robustes au cours du troisième trimestre 2022, atteignant un taux de remplissage de près de 90% au 1^{er} octobre 2022. Ce niveau, associé à une baisse de la consommation et une augmentation de la disponibilité de la filière nucléaire en France, a suscité un sentiment baissier sur le marché en septembre.

Au quatrième trimestre 2022, le prix de référence européen du gaz TTF a diminué de moitié par rapport au troisième trimestre 2022, atteignant en moyenne 94,24 €/MWh contre 199,14 €/MWh. Malgré la persistance de la crise russo-ukrainienne, les approvisionnements en gaz russe vers l'Europe ont été au plus bas et le marché du GNL est resté tendu, les prix moyens du TTF et de l'Asie sont tombés aux mêmes niveaux qu'au quatrième trimestre 2021. Ces moyennes ont masqué des tendances irrégulières qui reflètent des variations extrêmes des conditions météorologiques. Après avoir atteint un pic à plus de 320 \$/MWh en août, le prix TTF européen a fortement baissé jusqu'à la fin du mois d'octobre, le mois le plus chaud jamais enregistré, avant de remonter, dans les semaines suivantes, avec la baisse des températures. Depuis la mi-décembre, le temps exceptionnellement doux et le ralentissement de l'activité économique à l'approche des fêtes de fin d'année ont provoqué un repli de la consommation et des prix. Ces derniers ont perdu la moitié de leur valeur sur la période et se situent désormais à 65-70€/MWh, soit des niveaux observés avant la guerre en Ukraine et même avant l'hiver 2021-22. Les prix *spot* asiatiques sont restés fortement corrélés aux prix européens, le marché mondial du GNL restant tendu. Toutefois, la volatilité à court terme a été plus faible sur le marché asiatique, où la faiblesse de la demande, notamment en Chine, et les niveaux élevés des stocks de GNL ont plafonné les prix du marché. Le prix *spot* américain *Henry Hub* a dépassé de 42% le niveau du quatrième trimestre 2021, s'établissant à 20,41 €/MWh contre 14,37 €/MWh.

La demande de gaz en Europe de l'Ouest a poursuivi sa baisse au quatrième trimestre 2022, avec -21,4% par rapport à la même période de l'année précédente, tandis que la demande industrielle a chuté de 24,2%, et la demande résidentielle de -21,4% en glissement annuel. Même la demande de gaz pour la production d'électricité a diminué de 9,3%, car les conditions météorologiques particulièrement clémentes, la forte production éolienne et la meilleure disponibilité du nucléaire français ont pris une part plus importante dans la production d'électricité.

Les stocks européens ont même pu être remplis pendant les vacances de Noël grâce à l'effondrement des prix *spot*. Les stocks européens étaient remplis à 83,4% à la fin de l'année 2022, un taux de remplissage historique.

Evolution des stockages européens



Perspectives à moyen et long termes pour le gaz et le GNL 2023

[Cedigaz](#), l'association internationale du gaz, vient de publier son " Medium and Long Term Gas and LNG Outlook 2023 ", qui fournit des projections sur les marchés du gaz naturel et du gaz à faible émission de carbone jusqu'en 2050. Le scénario de référence de Cedigaz suppose une forte accélération de la transition énergétique vers une économie à faible émission de carbone, intégrant des objectifs et des engagements gouvernementaux spécifiques pour réduire les émissions de CO₂, correspondant à un réchauffement global de 2,1 °C d'ici à 2100. L'évolution du bouquet énergétique mondial est déterminée par de fortes améliorations de l'efficacité énergétique, une expansion rapide de l'électrification propre et des technologies à faible émission de carbone. Le scénario Cedigaz 2.1 °C souligne que le gaz naturel et les gaz à faible teneur en carbone joueront un rôle important dans un système énergétique mondial en voie de décarbonation.

Le gaz naturel sera progressivement remplacé par les gaz à faible teneur en carbone sur les marchés de l'OCDE, tandis que sur les marchés non OCDE, notamment en Asie, le gaz naturel et les gaz à faible teneur en carbone connaîtront tous deux une croissance importante à long terme. Des investissements supplémentaires dans de nouveaux projets internationaux de gaz et de GNL sont nécessaires pour répondre à la future demande mondiale. Pour parvenir à la neutralité carbone, à la sécurité énergétique et à la durabilité, il faudra modifier profondément la dynamique gazière mondiale et rééquilibrer les flux gaziers mondiaux vers l'Asie. Les efforts de décarbonation impliquent la réduction de tous les gaz à effet de serre, y compris les émissions de méthane, le long des chaînes d'approvisionnement internationales. L'expansion des gaz à faible teneur en carbone, en particulier de l'hydrogène, nécessite un cadre politique et réglementaire favorable et approprié, ainsi qu'une adaptation des infrastructures de gaz naturel à une future économie à faible teneur en carbone.

Sources : Global Energy Review 2021 and 2022 (IEA), Natural Gas Information Overview- Statistics report 2022 (IEA 2022), Cedigaz (2022), ICE Europe (2022), EnergyScan.