



## Les 4 piliers de l'e-NG

Ouvrir la voie aux énergies renouvelables à grande échelle et accélérer les importations d'hydrogène vert



**À la lumière de la crise énergétique actuelle, la réussite de la transition énergétique est aujourd'hui essentielle. Non seulement la protection du climat, la sécurité énergétique et l'accessibilité financière, mais aussi la rapidité et l'évolutivité sont désormais reconnues comme des facteurs de succès fondamentaux. Le méthane synthétique dérivé de l'hydrogène (e-NG) promet de répondre à toutes ces préoccupations.**

The Le gouvernement allemand aborde largement ces points dans son accord de coalition. Cette stratégie est déjà mise en œuvre par le biais, par exemple, de la stratégie nationale actualisée pour l'hydrogène (NWS), de la stratégie de gestion du carbone (CMS) et de la mise en place de la plateforme pour un système électrique sans impact sur le climat.

Conscients des limites de la production nationale d'hydrogène vert, nous nous intéressons de plus en plus aux concepts d'importation qui impliquent des dérivés de l'hydrogène vert. Dans cette optique, le gouvernement allemand devrait publier une stratégie d'importation d'hydrogène d'ici la fin de l'année 2023, qui viendra s'ajouter aux NWS.

Les dérivés de l'hydrogène tels que l'ammoniac, le méthanol ou le méthane (e-NG) sont impérativement nécessaires en grandes quantités pour des applications spécifiques dans des secteurs où l'électrification directe et les mesures d'efficacité ont atteint leurs limites, par exemple le transport maritime, l'aviation et diverses applications industrielles.

La récente mise à jour des NWS représente donc une étape importante, reconnaissant l'importance des importations d'hydrogène et de la production de dérivés, avec une reconnaissance explicite de l'e-NG comme l'une des solutions clés.

Grâce aux terminaux d'importation de GNL allemands et à l'infrastructure de gaz naturel existante, les concepts d'importation peuvent rapidement être mis en œuvre de manière durable. Les terminaux ont été planifiés, financés et construits en un temps record et contribuent de manière significative à la sécurité énergétique de l'Allemagne et de l'Europe aujourd'hui. Compte tenu du concept de préparation à l'hydrogène, les terminaux, infrastructures et centrales électriques GNL devraient également contribuer rapidement et efficacement à la montée en puissance de l'hydrogène vert et, par là même, à la protection du climat. Ce défi peut être relevé grâce au méthane synthétique vert (e-NG). L'e-NG est basé sur l'hydrogène vert et le CO<sub>2</sub> sans impact sur le climat et possède la même formule chimique que le gaz naturel fossile. Il peut y être intégré à 100%, déchargé via les terminaux GNL, transporté via l'infrastructure existante et utilisé de diverses manières.

Le CO<sub>2</sub> est soit extrait de sources biogènes soit extrait de l'atmosphère par captage direct de l'air (DAC) ; ou bien le CO<sub>2</sub> est capturé lors de l'utilisation de l'e-NG et renvoyé à la source d'hydrogène vert dans un circuit fermé. La différence significative avec le gaz naturel fossile est la production et l'utilisation durables de l'e-NG, qui évite les émissions de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère ou le glissement de méthane, lesquels se produisent avec le gaz naturel fossile principalement au début de la chaîne de valeur. Étant donné que l'e-NG est produit synthétiquement dans un réacteur industriel contrôlé et liquéfié directement après, il n'y a pas d'émissions de méthane comme dans le cas de la production de gaz naturel.

Le cas de l'e-NG illustre la nécessité de considérer l'hydrogène vert, associé à la gestion du carbone, comme un partenaire des énergies renouvelables afin d'exploiter pleinement le potentiel de la technologie dans la lutte contre le changement climatique.

Ce concept est expliqué plus en détail dans les 4 chapitres suivantes.

## **1. L'e-NG est une forme compétitive d'importation d'hydrogène par voie maritime**

Le transport maritime de l'hydrogène est un défi majeur en raison de sa faible densité volumétrique et de la disponibilité limitée des navires de transport. Par conséquent, il est nécessaire de procéder soit à une liquéfaction énergiquement exigeante, soit à une conversion et à une reconversion de l'hydrogène vert en ammoniac, en LOHC (transporteur d'hydrogène liquide-organique), en méthanol ou en e-NG. Les étapes de conversion entraînent toujours des pertes d'efficacité et des coûts supplémentaires. L'efficacité globale de l'ammoniac, du méthanol et de l'e-NG est comparable, de l'ordre de 50 à 55 %. Comme pour d'autres applications, le bilan des émissions de gaz à effet de serre de l'e-NG est nettement inférieur à celui de l'hydrogène bleu, par exemple.

Pour une efficacité optimale, l'intégration énergétique des étapes du processus est nécessaire. L'utilisation de navires bi-gaz, qui transportent l'e-NG jusqu'au client et le renvoient avec du CO<sub>2</sub> au site de production, peut permettre de réaliser des économies significatives. L'efficacité économique peut encore être améliorée si les infrastructures existantes de GNL et de gaz naturel sont utilisées pour importer de l'e-NG [1].

- Il existe, par exemple, des flottes et des ports pour le transport de GNL, d'e-NG et de CO<sub>2</sub>. En 2021, environ 700 [2] méthaniers dans le monde étaient utilisés pour le transport du méthane.
- Rien qu'en Europe, il existe déjà 29 terminaux GNL pour l'importation de méthane liquéfié et 33 autres sont en projet [2].
- Le CO<sub>2</sub> est également transporté en toute sécurité dans le nord-ouest de l'Europe depuis plus de 30 ans par six navires dédiés en mer et par des wagons-citernes sur terre.

L'utilisation de cette infrastructure permet à la chaîne d'approvisionnement de l'e-NG de s'étendre rapidement et d'atteindre des coûts attractifs en tirant parti des installations existantes.

## 2. La grande maturité technologique de l'e-NG permet une accélération de l'importation d'hydrogène

Il existe plusieurs technologies pour le transport vert de l'hydrogène qui en sont à différents stades de maturité [3]. L'ammoniac et la méthanisation sont les plus avancées. Les technologies telles que le LH2 (hydrogénation liquide) et le LOHC en sont encore à un stade précoce de développement et nécessitent des avancées majeures dans la science des matériaux et l'ingénierie des procédés.

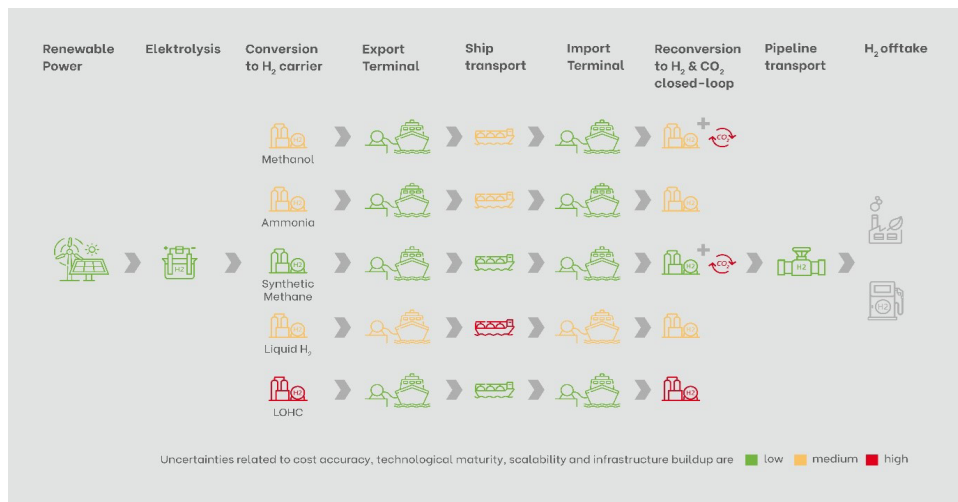
- Le transport par bateau de l'hydrogène liquide, par exemple, à une température proche du minimum absolu (-253°C). Cela représente un défi non seulement sur le plan énergétique mais aussi sur le plan technique.
- Les facteurs de risque liés à la production, au transport et à l'utilisation de l'ammoniac dans divers domaines d'application, notamment en raison de sa toxicité, peuvent être minimisés par des solutions techniques. Néanmoins, il est important que l'ammoniac puisse être reconverti en hydrogène s'il doit être utilisé à l'avenir en dehors des applications existantes. Ce processus de conversion (craquage) nécessite un apport énergétique important et des températures de 500 à 1050°C. Jusqu'à présent, le craquage de l'ammoniac pour la production d'hydrogène n'est pas disponible à une échelle commercialement pertinente (TRL 4) et reste confronté à des défis en matière d'ingénierie des procédés [4].

En revanche, la méthanisation du CO<sub>2</sub> et de l'hydrogène bénéficie d'un niveau de préparation technologique (TRL) de 7 [1] à 9 [5] et est disponible à grande échelle auprès d'entreprises établies. Les technologies de liquéfaction, de transport et de craquage du méthane sont également disponibles dans le commerce et exploitées à grande échelle.

De plus, on dispose d'une expérience opérationnelle en Allemagne. Depuis 2013, du méthane est produit directement à partir d'hydrogène vert et de CO<sub>2</sub> à Werlte (Basse-Saxe), dans l'ancienne usine e-gas d'Audi, d'une capacité nominale de 6,3 MW. La plus grande usine de méthanisation d'hydrogène et de CO<sub>2</sub> au monde, d'une capacité de 60 000 m<sup>3</sup>/h, est actuellement construite par INPEX et Osaka Gas au Japon [1]. A cela s'ajoutent plusieurs installations industrielles de méthanisation de gaz de synthèse (hydrogène, CO et CO<sub>2</sub>), dont les taux de production peuvent atteindre 2 milliards de m<sup>3</sup> par an.

La reconversion du méthane en hydrogène est également bien établie : le reformage à la vapeur est la technologie de production d'hydrogène la plus utilisée dans le monde. Actuellement, l'e-NG est l'itinéraire de transport d'hydrogène le plus avancé sur le plan technique pour la fourniture d'énergie.

Comparaison des voies d'importation de l'hydrogène par navire : l'e-NG est la technologie la plus aboutie [6]



### 3. Exploiter la valeur des infrastructures énergétiques existantes

Les investissements dans les énergies renouvelables ont augmenté de manière exponentielle ces dernières années et sont sur le point de dépasser les investissements dans les combustibles fossiles [7]. Il existe néanmoins encore un important parc d'installations pour le transport et l'utilisation d'hydrocarbures tels que le méthane et de produits pétroliers, dans lequel des investissements continuent d'être réalisés. En Allemagne, par exemple, des terminaux GNL sont en cours de développement pour le compte du gouvernement allemand, pour un coût d'environ 10 milliards d'euros, tandis qu'au Qatar, une autre usine de liquéfaction du méthane d'une valeur de 10 milliards de dollars est en cours d'appel d'offres [8]. Il en va de même pour la flotte mondiale de 600 navires, d'une valeur de 80 milliards d'USD : il y a actuellement des commandes pour 163 méthaniers supplémentaires dans le monde, à un nouveau prix estimé à 250 millions d'USD chacun [9].

L'infrastructure existante confère à l'e-NG un énorme avantage en termes de rapidité par rapport aux autres voies de transport de l'hydrogène, qui doivent d'abord être construites.

Les décideurs du secteur de l'énergie doivent s'efforcer de mettre ces investissements au service de la transition énergétique. À titre d'exemple, les nouveaux terminaux terrestres de GNL construits en Allemagne pourraient être utilisés pour importer des molécules vertes par l'intermédiaire de l'e-NG. Les installations d'exportation de GNL existantes (gazoducs, terminaux, navires) situées dans les pays fournisseurs d'énergie actuels et la production existante dans le domaine de l'ingénierie des usines peuvent également être réutilisées pour éviter les effets de verrouillage des énergies fossiles.

Les modèles technico-économiques prennent également de plus en plus en compte le parc d'installations existant. Toutefois, dans le débat sur la politique énergétique, l'attention n'est souvent portée que sur les coûts initiaux, qui sont généralement basés sur l'hypothèse que toutes les installations seront construites à partir de zéro. Cela fausse non seulement le débat sur les coûts, mais ne tient pas non plus compte des avantages liés à la vitesse de transition.

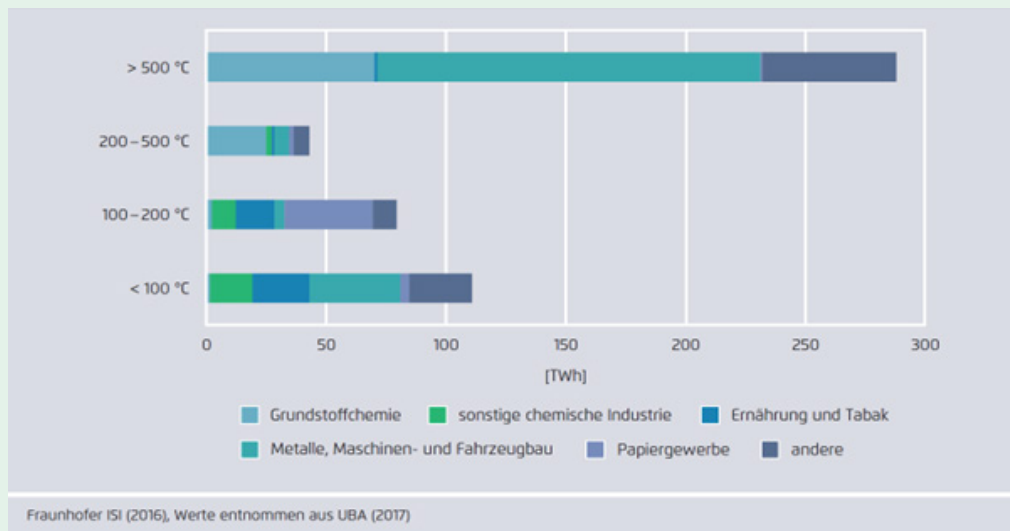
Involved companies	Export-country	Import-country	Announcement	Volume	Description
<i>Tokyo Gas, Osaka Gas, Toho Gas, Mitsubishi Corp.</i>	United States	Japan	2022	0.13 Mt/yr bis 2030	Feasibility study for e-NG production at Cameron LNG Terminal in the U.S.
<i>Osaka Gas, Tallgrass Energy, Green Plains</i>	United States	Japan	2022	0.2 Mt/yr bis 2030	Feasibility study for the production of e-NG at the Freeport LNG Terminal in the USA
<i>Osaka Gas Australia, Santos</i>	Australia	Japan	2023	0.06 Mt/yr bis 2030	Pre-FEED of a demonstration plant for the production of e-NG in Australia. FID planned in 2026.
<i>TES, Total Energies</i>	United States	Germany	2023	0.1-0.2 Mt/yr	1 GW electrolysis and methanation in Texas. FID planned in 2024.

## 4. La décarbonation de l'industrie nécessite des solutions d'application immédiate, telles que l'e-NG

Les entreprises allemandes à forte consommation d'énergie sont confrontées à une pression croissante par rapport à leurs concurrents étrangers en raison du niveau élevé d'ambition en matière de réduction des émissions. Bien que ces défis soient relevés par la politique climatique et industrielle, il est nécessaire de disposer d'une offre permettant un passage progressif aux énergies renouvelables avec des investissements prévisibles. L'électrification de toutes les installations industrielles est soit techniquement impossible, soit non rentable compte tenu des prix actuels de l'électricité pour l'industrie allemande et de la nécessité d'une extension longue et coûteuse du réseau. La conversion à l'hydrogène vert s'avère également difficile, car les discussions sur le développement du réseau d'hydrogène n'ont pas encore abouti et l'accès ne peut être garanti dans le temps.

L'e-NG offre aux utilisateurs actuels de gaz naturel la possibilité d'une transformation transparente grâce au mélange flexible de l'e-NG avec le gaz naturel fossile. Cette transition ne nécessite aucune mesure de conversion technique et n'est donc pas à forte intensité de capital. La fourniture de quantités suffisantes d'e-NG vert peut être facilement mise à l'échelle, étant donné qu'aucune conversion complète des installations n'est nécessaire et qu'un approvisionnement permanent de 100 % du nouveau vecteur énergétique est assuré.

Consommation d'énergie finale pour la production de chaleur industrielle par niveau de température [10]



L'e-NG offre donc une solution climatiquement neutre pour la conversion immédiate et progressive des installations existantes qui fonctionnent actuellement au gaz naturel et utilisent le raccordement existant au réseau de gaz.

Il s'agit par exemple de centrales électriques au gaz, d'usines chimiques pour l'utilisation de matériaux ou pour la production de chaleur à haute température. La condition préalable est soit l'utilisation du CO<sub>2</sub> atmosphérique ou biogène dans la production d'e-NG (méthanisation), soit l'installation d'un système de captage du CO<sub>2</sub> chez le consommateur, par lequel le CO<sub>2</sub> émis est renvoyé à la source d'hydrogène vert dans le cycle fermé du CO<sub>2</sub>.



L'eNG devrait également répondre aux critères de réduction des émissions de gaz à effet de serre des RFNBO définis par la directive de l'UE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, dite « RED II » et les actes délégués qui en découlent. Ces dispositions stipulent spécifiquement que les carburants renouvelables doivent présenter une réduction minimale de 70 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à la référence fossile, qui possède un facteur d'émission de 94 gCO<sub>2</sub>eq/MJ. Cela se traduit par un facteur d'émission maximal autorisé de 28 gCO<sub>2</sub>eq MJ pour la chaîne d'approvisionnement des carburants renouvelables. Un audit préliminaire de la chaîne de valeur et de l'évaluation des GES réalisé par TES révèle que son eNG provenant du Texas et livré en Allemagne dépasse largement cette exigence, avec une réduction de plus de 80 %. En comparaison, le gaz naturel fossile extrait aux États-Unis et expédié en Belgique, y compris sa consommation ultérieure, présente un facteur d'émission total de 80 gCO<sub>2</sub>eq/MJ.

# Sources

- [1] „Gas Market Report, Q2-2023,“ IEA, 2023.
- [2] J. Aizarani, „Number of liquefied natural gas storage vessels worldwide from 2010 to 2021,“ 31 01 2023. [Online].  
Available: <https://www.statista.com/statistics/468412/global-lng-tanker-fleet/>.
- [3] F. Staiß et al., „Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030,“ Schriftreihe Energiesysteme der Zukunft, 2022.
- [4] „ETP Clean Technology Guide,“ IEA, 2023.
- [5] S. Jarvis et al., „Technologies and infrastructures underpinning future CO2 value chains: A comprehensive review and comparative analysis,“ Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 85, pp. 46-68, 2018.
- [6] „Konzeptionierung einer marktfähigen grünen Wasserstoffversorgung für die Region Salzgitter im Kontext der europäischen Wasserstoffstrategie - Projektbericht GreenH2SZ,“ Fraunhofer-Institut für Schicht- und Oberflächentechnik IST, 2023.
- [7] I. Shine, „Spending on low-carbon energy technology is on the brink of overtaking fossil fuels. These 4 charts tell the full story,“ World Economic Forum, 20 02 2023.
- [8] N. Ugal, „Qatargas closing in on awards for \$10 billion-plus liquefaction package contract,“ Upstream, 07 03 2023.
- [9] „Shipbuilders enjoy record orders for LNG tankers,“ Financial Times, 12 01 2023.
- [10] P. Münnich et al., „Power-2-Heat: Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie,“ Agora Industrie, 2022.