



HAL
open science

Les nouvelles configurations des marchés du GNL et leurs implications géopolitiques.

Manfred Hafner, Samuel Carcanague, Catherine Locatelli, Philippe Copinschi,
Luca Baccarini

► **To cite this version:**

Manfred Hafner, Samuel Carcanague, Catherine Locatelli, Philippe Copinschi, Luca Baccarini. Les nouvelles configurations des marchés du GNL et leurs implications géopolitiques.. [Rapport de recherche] 3, IRIS. Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques. 2020, 66 p. hal-03749324

HAL Id: hal-03749324

<https://hal.science/hal-03749324>

Submitted on 10 Aug 2022

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



Observatoire
de la sécurité des flux
et des matières énergétiques

RAPPORT #3 – Mars 2020

LES NOUVELLES CONFIGURATIONS DES MARCHÉS DU GNL ET LEURS IMPLICATIONS GÉOPOLITIQUES



Philippe Copinschi
Manfred Hafner
Catherine Locatelli
Luca Baccarini
Samuel Carcanague

1



AVEC LE SOUTIEN DE



| | |
|--|-----------|
| AVANT-PROPOS..... | 4 |
| VERS UNE MONDIALISATION DES MARCHÉS DU GAZ NATUREL ? | 5 |
| Les échanges de GNL sur les moyens et long termes..... | 5 |
| <i>Le Qatar : rester au premier rang mondial.....</i> | <i>7</i> |
| <i>L’Australie : 1^{er} exportateur mondial mais pour combien de temps ?.....</i> | <i>8</i> |
| <i>Les États-Unis : un « game changer » des marchés gaziers ?</i> | <i>8</i> |
| <i>L’Asie, variable déterminante des équilibres sur le moyen terme.....</i> | <i>12</i> |
| <i>FOCUS : Le GNL en Afrique sub-saharienne.....</i> | <i>15</i> |
| Évolutions technologiques : FLNG, FSRU, small scale LNG..... | 18 |
| <i>Floating LNG</i> | <i>19</i> |
| <i>Floating Storage and Regasification Unit (FSRU)</i> | <i>22</i> |
| <i>PLNG (Platform LNG).....</i> | <i>23</i> |
| <i>SSLNG (Small Scale LNG).....</i> | <i>23</i> |
| Nouvelles utilisations dans les transports (routes et mers)..... | 24 |
| <i>Le GNL comme carburant marin.....</i> | <i>24</i> |
| <i>Le GNL comme carburant routier</i> | <i>26</i> |
| DYNAMIQUES DE PRIX ET DE MARCHÉ : LA RECHERCHE DE FLEXIBILITÉ FACE AUX ENJEUX DE SÉCURITÉ ET DE COMPÉTITIVITÉ..... | 28 |
| Des Modèles contractuels de plus en plus flexibles..... | 28 |
| Relation entre GNL et marchés régionaux du gaz | 30 |
| Tendances futures : le GNL comme « commodité », source de flexibilité, de sécurité et de lien entre les différents marchés du gaz naturel..... | 32 |
| Vers une convergence des prix des trois marchés régionaux du gaz naturel ? | 33 |
| QUESTIONS GÉOPOLITIQUES ET SÉCURITAIRES PROPRES AU GNL | 34 |
| FOCUS 1 : Les enjeux géopolitiques autour du gisement North Dome/South Pars..... | 34 |
| FOCUS 2 : Sécurisation des flux maritimes : le détroit d’Ormuz et autres <i>choke points</i> | 36 |
| FOCUS 3 : Les enjeux du Shipping | 38 |
| FOCUS 4 : Sécurité et sûreté du transport et des installations GNL | 40 |
| ÉMERGENCE DE NOUVEAUX ACTEURS ET COMPÉTITION STRATEGIQUE..... | 43 |
| L’influence des grands pays consommateurs..... | 43 |
| <i>La dépendance croissante de la Chine aux importations de gaz naturel et de GNL.....</i> | <i>43</i> |
| <i>La diversification de l’approvisionnement gazier européen comme outil de sécurité énergétique dans un marché libéralisé</i> | <i>45</i> |
| Les exportations Russes : Europe versus Asie ? | 49 |
| <i>Le secteur gazier russe : bref aperçu</i> | <i>49</i> |
| <i>Les exportations de GNL : le rôle de Novatek</i> | <i>50</i> |
| <i>Une concurrence entre l’Europe et l’Asie (Chine) pour la fourniture gazière russe ?.....</i> | <i>51</i> |

| | |
|---|-----------|
| L'émergence d'une confrontation États-Unis-Russie sur le marché européen ?..... | 52 |
| <i>La politique d'adaptation de Gazprom face à la menace du GNL</i> | 52 |
| <i>Les avantages comparatifs de Gazprom dans la concurrence avec l'ensemble des GNL</i> | 53 |
| Les conséquences possibles des relations États-Unis-Chine sur les exportations américaines de GNL ? | 54 |
| Annexes : | 56 |

AVANT-PROPOS

On assiste depuis la fin des années 2010 à des évolutions importantes du marché du Gaz naturel liquéfié (GNL) qui devraient continuer de le modifier en profondeur dans la décennie 2020. De nouveaux importateurs et exportateurs sont apparus contribuant à l'accroissement des échanges. Les États-Unis, s'appuyant sur la production des gaz de schistes (*shale gas*), devraient s'affirmer dans les années à venir comme l'un des tous premiers exportateurs mondiaux de GNL, bouleversant ainsi les configurations des équilibres régionaux des marchés.

Plus généralement, le GNL s'affirme de manière croissante comme une « commodité ». En particulier, les modifications des formes contractuelles d'échange (découplage du lien entre prix du pétrole et prix du gaz, élimination des clauses de destination finale) notamment sous l'impulsion des États-Unis contribuent à accélérer la libéralisation des échanges de GNL. On note ainsi à côté des échanges sous la forme de contrats de long terme de type *Take or Pay*, la croissance des échanges sur les marchés spot ainsi que le développement des marchés financiers (développement des contrats *futures*). Toutefois, la poursuite de ce mouvement est conditionnée par l'émergence de marchés spot et hubs physiques dans certaines régions du monde et notamment en Asie. En effet, si les processus de réforme des industries gazières, condition de leur émergence, semblent s'imposer au niveau mondial, les rythmes et les modalités de réforme s'avèrent différents selon les régions considérées.

4

Ces marchés témoignent également de forts enjeux géopolitiques. Les crises gazières entre l'Ukraine et la Russie, la crise politique entre l'UE et la Russie suite à l'annexion de la Crimée et les sanctions occidentales qui s'en sont suivies ont remis au premier plan de la politique énergétique de l'UE la question de sa sécurité énergétique. La guerre commerciale que se livrent les États-Unis et la Chine et les solutions qui seront mises en œuvre pour la résoudre peuvent impacter de manière significative les exportations de GNL américaines. Ainsi les facteurs économiques de compétitivité entre les fournisseurs de GNL ne seront sans doute pas suffisants pour expliquer les futures dynamiques d'échanges.

VERS UNE MONDIALISATION DES MARCHÉS DU GAZ NATUREL ?

Compte tenu des contraintes de transport, les marchés du gaz naturel ont traditionnellement été organisés sous la forme de trois marchés régionaux segmentés : le marché d'Amérique du Nord, le marché Asie-Pacifique et le marché européen. Chaque marché se caractérisait par des fournisseurs spécifiques et des prix différenciés.

Le GNL permet de lever la contrainte de transport même si son coût a longtemps freiné son développement. En 2000, le GNL représentait 26 % des échanges de gaz naturel contre 45 % aujourd'hui, témoignant de l'émergence progressive d'un marché mondial du gaz naturel.

Les marchés du GNL sont aujourd'hui en pleine mutation. Depuis le début des années 2000, le commerce du GNL a crû fortement : plus de 80 % entre 2006 et 2018 pour atteindre 368 Gm³ d'importations en 2018¹. On note en particulier ces dernières années une multiplication des acheteurs (42 pays) et des vendeurs (20 pays). Ceci change en profondeur les problématiques d'échange en termes de volume, de zones géographiques, de modèles. On est en présence de nouvelles configurations qui pourraient avoir des implications géopolitiques importantes.

5

LES ÉCHANGES DE GNL SUR LES MOYENS ET LONG TERMES

En 2018, la capacité de liquéfaction mondiale s'élève à 410 millions de tonnes/an, avec un taux d'utilisation de 78,8 %. La capacité de regazéification est de 875 millions de tonnes/an dont une capacité de regazéification flottante de 87 millions de tonnes/an. 563 méthaniers assurent l'essentiels des flux.

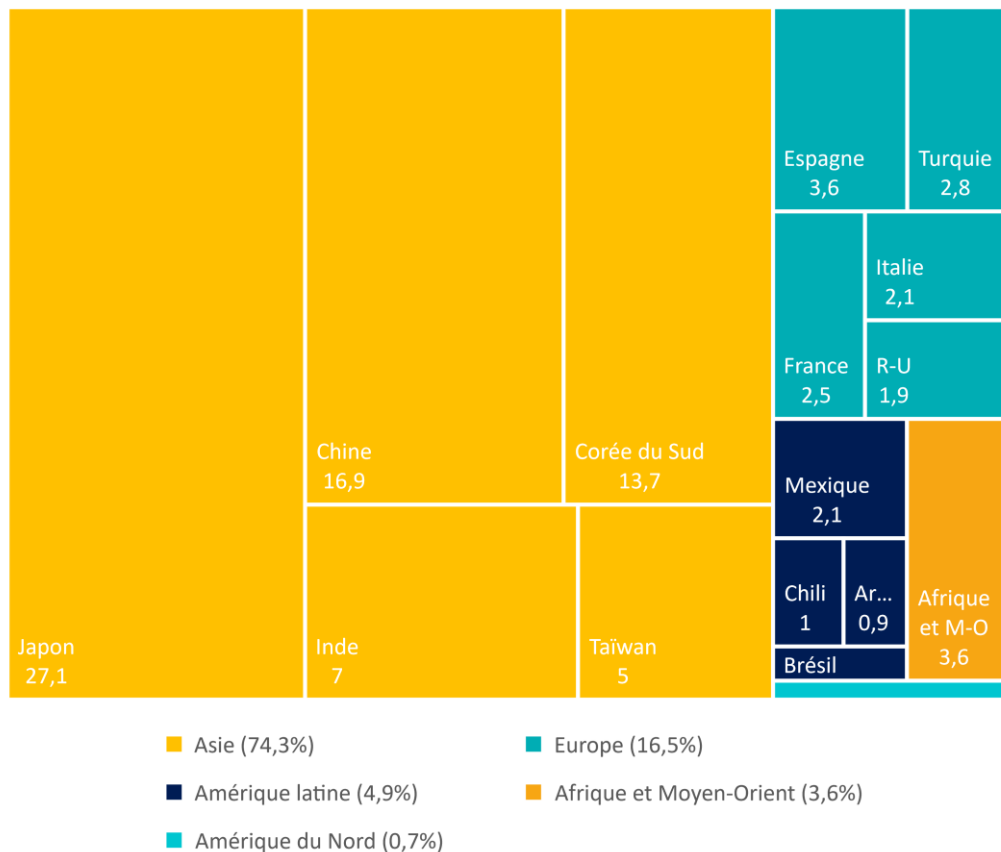
Les échanges de GNL restent marqués par une forte composante régionale. L'Asie représente ainsi plus de 70 % des importations de GNL (voir Graphique 1 et Tableau A1 en Annexe). Trois pays, le Japon, la Chine et la Corée du Sud comptent pour plus de 50 % de la demande mondiale de GNL. Si le Japon est le plus grand marché importateur de GNL, la Chine joue un rôle majeur dans le développement des échanges. Ses importations ont ainsi augmenté de 38 % en 2018/2017 et de 42 % en 2017/2016.

Les principaux pays exportateurs de GNL sont aujourd'hui l'Australie, le Qatar, les États-Unis, la Malaisie et l'Algérie. À moyen terme, ces échanges devraient quelque peu se modifier et se complexifier en particulier du fait de l'émergence de nouveaux gros exportateurs de GNL.

¹ Source : Enerdata, Global Energy & CO₂ Data

Graphique 1 :
Les importations de gaz naturel à l'horizon 2040 (% du total mondial)

Source :
AIE/WEO (2019), IGU (2019)

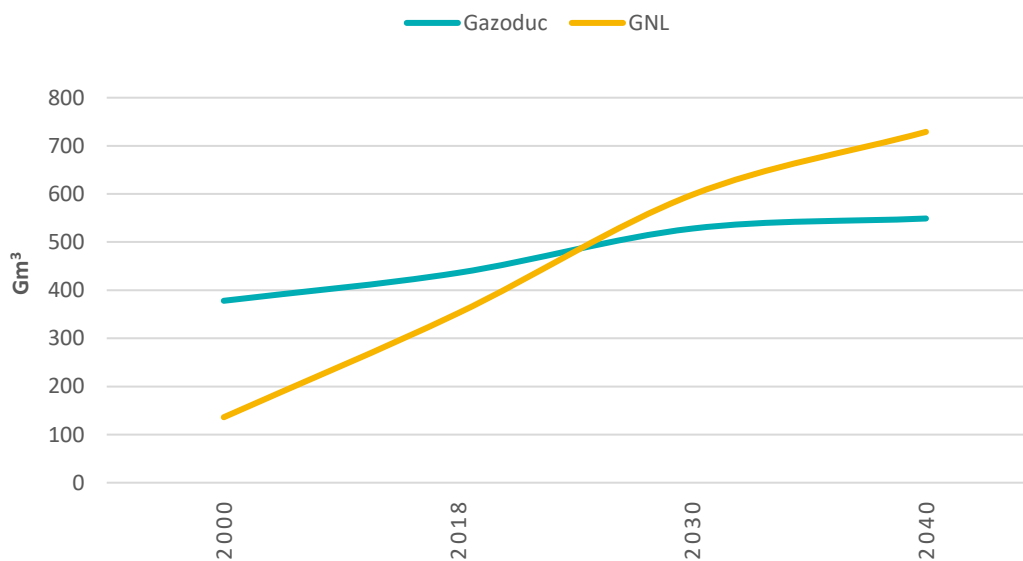


6

L'Agence internationale de l'Énergie (AIE) estime que le GNL sera la source essentielle de croissance des échanges de gaz naturel. Le commerce mondial de GNL devrait ainsi plus que doubler d'ici 2040 pour atteindre 729 Gm³ (soit plus que les échanges par gazoduc). La part du GNL dans les échanges gaziers mondiaux serait alors de près de 60 % (AIE/WEO, 2019 – voir Graphique 2).

Graphique 2 :
Les échanges de gaz naturel à l'horizon 2040

Source :
AIE/WEO (2019), IGU (2019)



Mais deux facteurs seront déterminants dans le développement des échanges de GNL :

- La capacité de cette industrie à limiter voire réduire les coûts de la chaîne notamment en raison des bas prix sur les marchés spots européens et asiatiques,
- La compétitivité du gaz naturel par rapport au charbon et surtout aux énergies renouvelables.

Tableau 1 :

Les perspectives d'évolution de la production gazière mondiale (scénario Stated Policies de l'AIE), Gm3

| | 2018 | 2025 | 2030 |
|---------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Amérique du Nord | 1083 | 1254 | 1336 |
| Dont États-Unis | 862 | 1040 | 1111 |
| Amérique centrale et Sud | 102 | 177 | 188 |
| Dont Argentine | 45 | 58 | 78 |
| Europe | 277 | 236 | 206 |
| Dont Norvège | 126 | 120 | 108 |
| Afrique | 240 | 287 | 372 |
| Dont Algérie | 240 | 287 | 372 |
| Moyen Orient | 645 | 721 | 787 |
| Dont Qatar | 171 | 188 | 216 |
| Eurasie | 918 | 1021 | 1054 |
| Dont Russie | 715 | 797 | 798 |
| Asie Pacifique | 598 | 708 | 757 |
| Dont Australie | 118 | 164 | 174 |
| Total | 3937 | 4415 | 4720 |

Source : AIE/WEO (2019).

À l'horizon 2030-2035, trois pays domineront la production et les exportations de GNL. Il s'agit du Qatar, de l'Australie et des États-Unis (voir Tableau 1). Notons également l'émergence du Mozambique et de l'Argentine (grâce au développement de ses gaz de schiste) comme exportateurs potentiels de GNL². La Russie pourra-t-elle s'affirmer comme le quatrième producteur de GNL au niveau mondial ? Telle est en tout cas son ambition.

Le Qatar : rester au premier rang mondial

Un objectif principal domine la politique du Qatar en matière de GNL : tenter de rester le premier exportateur mondial de GNL face à la concurrence croissante de l'Australie, qui vient de le dépasser, et des États-Unis. Pour cela, il dispose d'avantages comparatifs indéniables : l'importance de ses réserves, ses bas coûts de production (sans doute parmi les plus bas au monde) et sa localisation géographique qui lui permet d'arbitrer entre le marché Atlantique et le marché Pacifique quant à la destination de ses exportations.

² Les réserves en gaz naturel du Canada lui permettraient également d'être un exportateur significatif de GNL d'autant plus que compte tenu de sa localisation géographique ses coûts de transport à destination de l'Asie sont sensiblement moindre que ceux du GNL américain. Toutefois de nombreuses contraintes (complexité et fragmentation de la régulation, coût du travail, opposition sociale...) limitent aujourd'hui de manière significative les exportations de GNL canadiennes (de l'ordre de 13 millions de tonnes/an, Findlay, 2019).

Avec une capacité de liquéfaction de 77,4 millions de tonnes/an décomposée en 14 trains, il est l'un des plus gros exportateurs de GNL. La valorisation de North Field³ a permis une croissance rapide de sa production (175,7 Gm³ en 2017). Le développement de sa production et de ses exportations de GNL s'est réalisé essentiellement au travers d'une forte implication des compagnies pétrolières internationales (voir Tableau A2 en Annexes).

Ces dernières années, il a été confronté à la concurrence des exportations australiennes de GNL qui ont mis en cause sa domination mondiale. C'est pourquoi, le gouvernement a levé le moratoire qui pesait sur le développement du GNL. Le Qatar a désormais des objectifs ambitieux en matière d'accroissement de sa capacité de liquéfaction. Initialement celle-ci devait être portée à 110 millions de tonnes/an en 2024. Le Qatar vient de réévaluer son objectif avec une capacité de 126 millions de tonnes/an en 2027 (soit 6 trains de 7,8 millions de tonnes/an).

L'Australie : 1^{er} exportateur mondial mais pour combien de temps ?

L'Australie avec une capacité de l'ordre de 117 Gm³ en 2019, supérieure à celle du Qatar, se positionne comme un exportateur majeur de GNL principalement à destination de l'Asie. Par sa proximité avec les marchés asiatiques, elle dispose d'atouts importants par rapport à ses concurrents même si les coûts de production restent relativement importants (comparés par exemple au Qatar).

Le développement de cette industrie de GNL a été rapide (voir Tableau A3 en Annexe). Une deuxième vague de projets de GNL est d'ores et déjà envisagée, mais conditionnée par une baisse importante des coûts. Dans cette perspective, les projets étudiés porteraient d'abord sur le développement de gisements existants (*brownfield development*).

Il est à noter que l'Australie est également un importateur de GNL afin de répondre aux pénuries de gaz naturel qu'elle a pu connaître dans certaines zones. Celles-ci se sont traduites par des augmentations de prix importantes en interne justifiant des importations significatives.

Les États-Unis : un « game changer » des marchés gaziers ?

Les États-Unis devraient dès 2020 s'affirmer comme un exportateur majeur de GNL. Ainsi, selon le scénario de référence de l'EIA-DOE (2019), les exportations de GNL américain devraient fortement augmenter jusqu'à la fin des années 2020 puis se stabiliser au moins jusqu'en 2050 (voir Tableau 2).

Ces exportations résultent de la forte croissance de la production gazière américaine permise par le développement sur grande échelle des gaz de schiste (520 Gm³ en 2017). Cette tendance devrait se maintenir jusqu'en 2035 et les États-Unis rester le premier producteur mondial de gaz naturel devant la Russie et ce au moins jusqu'en 2040⁴.

³ Les réserves totales du gisement partagé entre l'Iran et le Qatar représentent un peu plus de 20 % des réserves prouvées mondiales de gaz conventionnels (Corbeau et Ledesma, 2016).

⁴ Selon l'AIE, la production totale de gaz naturel des États-Unis pourrait être de 1122 Gm³ en 2035 et de 1114 Gm³ en 2040 (AIE/WEO, 2019).

Tableau 2 :

Évolution de la production gazière américaine par source de gaz selon le Département américain de l'énergie 2025-2050, scénario de référence

| | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2050 |
|--------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Gaz de réservoir compact | 124,6 | 133,6 | 131,6 | 135,8 | 151,2 |
| Gaz de schiste | 735,8 | 797,2 | 838,3 | 864,4 | 933,8 |
| Gaz de houille | 2,1 | 6,4 | 15,1 | 13,7 | 11,8 |

Source : EIA-DOE (2019). *Annual Energy Outlook 2019*.

À court terme, les États-Unis devraient ajouter à l'offre mondiale plus de 80 Gm³/an de capacité de liquéfaction⁵. La première vague de projets a pu bénéficier de coûts d'investissements relativement faibles puisque ces projets étaient basés sur une reconversion de capacités de liquéfaction existantes. Cela sera moins vrai pour la deuxième vague (voir liste complète dans le Tableau A5 en Annexe).

De nombreux autres projets ont été approuvés par la FERC, certains restant cependant en attente d'une décision d'investissements compte tenu des bas prix actuels du gaz sur les marchés spots. S'ils se matérialisent (selon l'évolution des marchés) la capacité de GNL des États-Unis pourrait être de 280 Gm³/an en 2030.

L'importance des États-Unis réside dans les volumes de GNL supplémentaires qui seront mis sur les marchés gaziers mais peut-être plus encore dans les modalités d'échange de ce GNL. Celles-ci, très spécifiques par rapport aux contrats de long terme traditionnels, modifient en profondeur les conditions d'échanges et introduisent une plus grande flexibilité du marché (voir Partie III).

On pourrait donc voir se développer une forte concurrence entre les trois principaux pays producteurs, Qatar, Australie, États-Unis. Celle-ci sera déterminée par les compétitivités respectives des exportations mais aussi par les modalités contractuelles de ces échanges. Ainsi, la flexibilité des contrats américains peut être un atout pour les exportations américaines en présence d'un marché extrêmement volatil. Toutefois, des facteurs plus géopolitiques pourraient modifier ces logiques (voir Partie IV, notamment sur le règlement du différend commercial entre les États-Unis et la Chine).

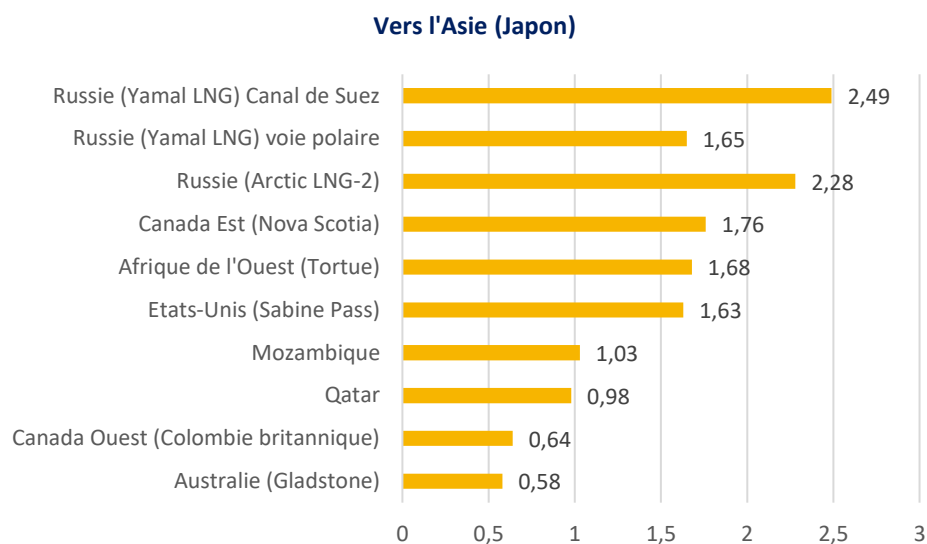
Outre les fournisseurs traditionnels (Algérie, Indonésie), d'autres pays producteurs émergents sont susceptibles de participer à cette concurrence. Citons en particulier le GNL russe (voir Partie IV) et le GNL africain notamment au Mozambique. Ce dernier détient les 3^e plus grandes réserves de gaz naturel de l'Afrique après l'Algérie et le Nigeria. La capacité d'exportation de GNL du Mozambique pourrait être de plus de 30 millions de tonnes/an. Les premières exportations de GNL à partir du projet Coral South FNLG (offshore) développé par Eni (au côté notamment de CNPC chinoise, d'ExxonMobil) pourraient être envisagées dès 2022.

Dans la concurrence que se livreront les différents fournisseurs de GNL, la question du coût de livraison (notamment le coût de l'*upstream*, le coût de la liquéfaction et le coût de transport) sera déterminante vis-à-vis de leur pénétration sur les marchés asiatiques et les marchés européens.

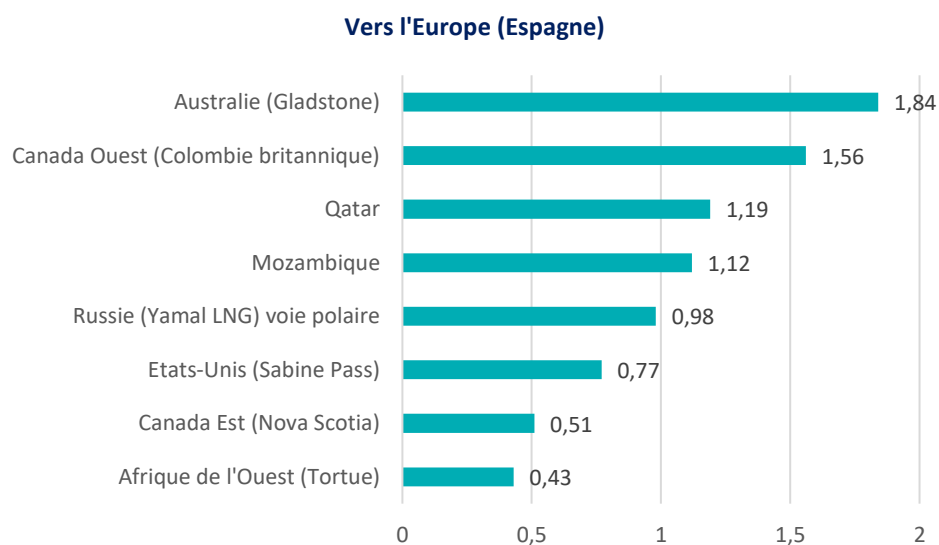
⁵ IGU (2019).

De ce point de vue, les exportations de GNL du Qatar disposent d'avantages comparatifs significatifs notamment par rapport à celles du continent nord-américain. Ces dernières sont cependant compétitives par rapport aux exportations d'autres fournisseurs sur le marché asiatique. Ce constat doit être largement nuancé pour l'Europe en particulier en raison de coûts de transports élevés (voir Graphique 3 et Carte « Le marché mondial du gaz liquéfié » p. 11).

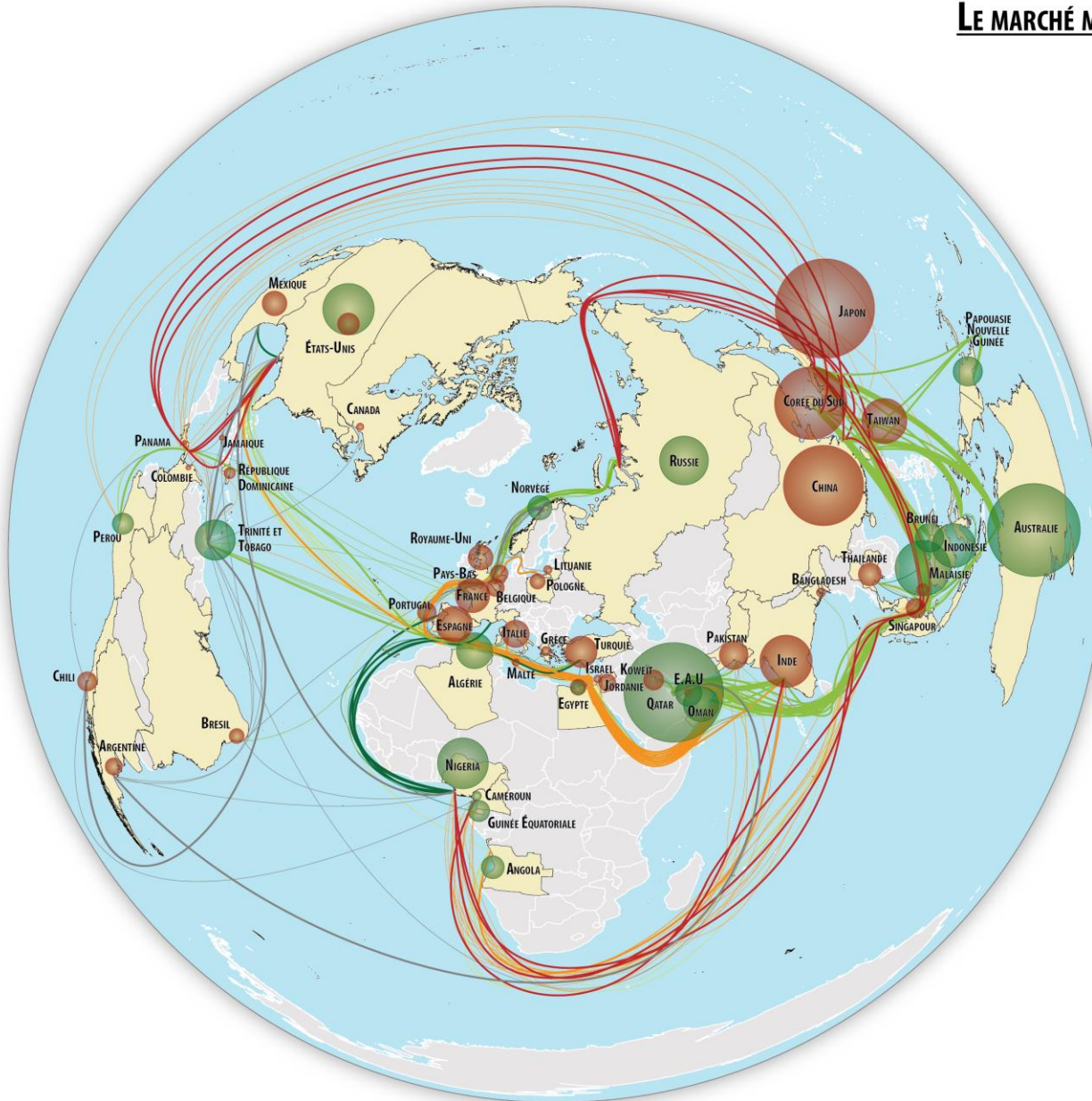
Graphique 3 :
Coûts de
transports de
différents GNL
(en
US\$/MBtu)



Source : Findlay
(2019) ;
Novatek (2019)

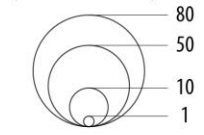


LE MARCHÉ MONDIAL DU GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ (GNL)



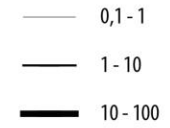
Pays exportateur et/ou importateur de GNL

VOLUMES D'ÉCHANGES DES PAYS (2018)
(en milliards de tonne)

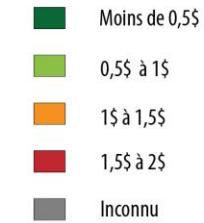


Exportation
 Importation

VOLUMES DES FLUX COMMERCIAUX (en million de tonnes)



COÛT MOYEN* DES FLUX SELON LES TRAJETS (dollars par Mbtu)



**Ne sont pris en compte ici que les coûts du transport, et non pas les coûts de production, de liquéfaction et de regazification des différents terminaux. Il ne s'agit donc pas d'un prix d'approvisionnement.*



Sources : Enerdata ; International Gas Union - World LNG Report (2019) ; GIIIGNL, Annual report (2019), Gas Infrastructure Europe (2019).

L'Asie, variable déterminante des équilibres sur le moyen terme

À moyen terme, outre les questions de croissance économique et démographique, l'évolution de la demande gazière mondiale sera déterminée par la capacité de cette énergie à être compétitive par rapport aux énergies renouvelables et au charbon et sa capacité à répondre aux enjeux climatiques. Une interrogation majeure demeure : dans le contexte d'une politique climatique ambitieuse, le gaz naturel pourra-t-il être une énergie de transition ? La réponse est sans doute différente selon les régions considérées.

Il résulte de ces facteurs que les taux de croissance de la demande gazière les plus importants pourraient être ceux des pays émergents asiatiques. L'AIE, dans son *World Energy Outlook* de 2019, estime que la demande de ces derniers représenterait près de la moitié de la croissance de la demande gazière mondiale. À l'inverse, la demande gazière de l'UE devrait croître faiblement jusqu'en 2025 puis décroître à partir de cette date (voir Tableau 3).

Tableau 3 :

Les perspectives d'évolution de la demande gazière mondiale (scénario Stated Policies de l'AIE), Gm3

| | 2018 | 2025 | 2030 |
|------------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Amérique du Nord | 1067 | 1163 | 1183 |
| Dont États-Unis | 860 | 936 | 947 |
| Amérique du sud et centrale | 172 | 178 | 198 |
| Europe | 607 | 621 | 593 |
| Dont Union européenne | 480 | 477 | 442 |
| Afrique | 158 | 185 | 221 |
| Moyen orient | 535 | 559 | 646 |
| Eurasie | 598 | 628 | 639 |
| Dont Russie | 485 | 505 | 506 |
| Asie-pacifique | 815 | 1071 | 1218 |
| Dont Chine | 282 | 454 | 533 |
| Dont Inde | 62 | 103 | 131 |
| Total | 3952 | 4415 | 4720 |

12

Source : AIE/WEO (2019).

Dans ces conditions, le développement des échanges de GNL sera fortement influencé par l'évolution de la demande gazière des pays émergents de l'Asie. Selon l'AIE, leur part dans les importations totales de GNL pourrait atteindre 60 % en 2040 et la Chine se positionnerait comme le premier importateur mondial de GNL (devant le Japon dès 2024)⁶.

L'UE devrait toutefois rester un importateur majeur de gaz naturel compte tenu du déclin de sa production, sa dépendance aux importations augmentant sensiblement (près de 90 % en 2040). L'un des scénarios de l'AIE envisage ainsi que les importations de la Chine et de l'UE soient plus ou moins équivalentes, laissant poindre la possibilité d'une concurrence entre les deux marchés pour la fourniture gazière mondiale et notamment russe (voir Partie IV).

⁶ AIE (2019). *Gas 2019. Analysis and forecast to 2024*. Paris : AIE/OCDE.

Selon l’AIE, compte tenu de l’intégration de son marché, de ses capacités de stockage et d’un approvisionnement diversifié (GNL et gazoduc) l’UE serait susceptible d’endosser le rôle de marché en dernier ressort permettant d’équilibrer les échanges mondiaux de gaz.

L’Asie est donc considérée comme le marché clé du commerce mondial de GNL (voir Carte « L’Asie, premier marché mondial du GNL encore sous-exploité » p. 14). Traditionnellement les principaux importateurs de GNL de la zone Asie ont été par ordre décroissant, le Japon (près de 50 % des importations de l’Asie en 2015), la Corée du Sud (près de 20 %), la Chine (11 %), l’Inde (9 %) et Taiwan (7,8 %)⁷. Mais depuis 2017, la Chine est devenue (devant la Corée du Sud), le deuxième importateur mondial de GNL⁸.

Le futur des importations de GNL de l’Asie (et donc l’équilibre des marchés régionaux de gaz naturel) est aujourd’hui, pour une grande part, déterminé par l’évolution de la demande des grands pays asiatiques qui restent en matière de gaz naturel des pays « émergents » à savoir la Chine et l’Inde. Leur demande de gaz naturel à l’horizon 2030 reste incertaine et sera déterminée par plusieurs facteurs aux conséquences contradictoires :

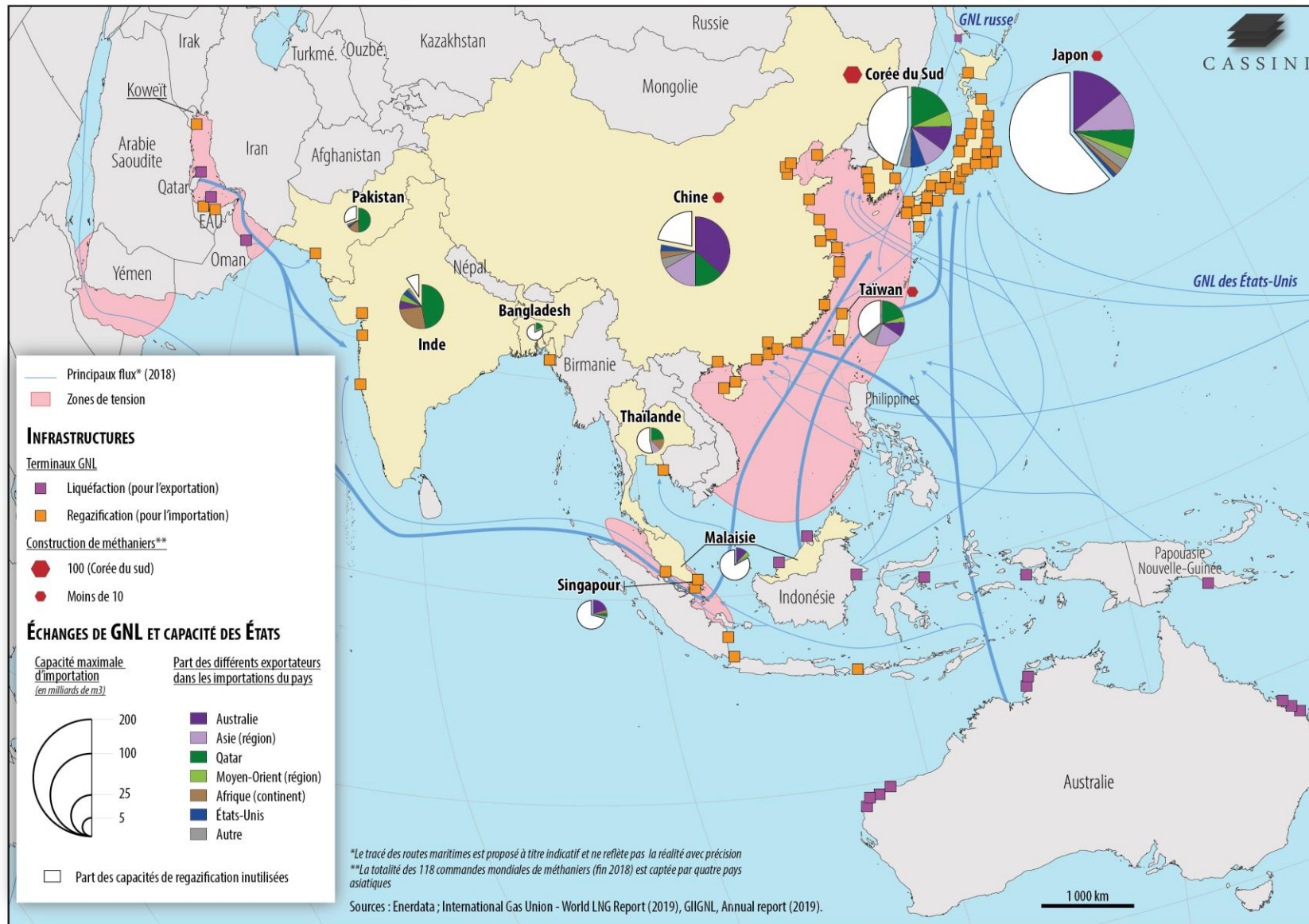
- Une partie importante de la croissance de la demande sera liée aux politiques climatiques mises en place et notamment aux stratégies de substitution du charbon par du gaz naturel dans certains secteurs ;
- Les questions de compétitivité du gaz par rapport aux autres énergies (charbon, énergies renouvelables) notamment pour la production d’électricité sont centrales. Dans de nombreux pays asiatiques (Chine, Inde par exemple), le gaz naturel demeure non compétitif par rapport au charbon ;
- Les questions d’infrastructure et les investissements nécessaires à la mise en place de réseaux de distribution, de réseaux de transport sur grande distance et d’infrastructures en matière de GNL. Ce facteur semble être une contrainte plus forte dans le cas de l’Inde, la Chine ayant déjà développé une infrastructure importante en la matière ;
- La croissance économique de ces pays sera également un facteur important de leur demande gazière.

Les conséquences de ces incertitudes sur les marchés gaziers internationaux (régionaux et au niveau global) pourraient être importantes et influencer en profondeur les volumes échangés et donc les prix.

⁷ BP (2019).

⁸ La consommation gazière de la Chine a été de 274 Gm³ en 2018, ce qui en fait le 3e plus gros consommateur mondial derrière les États-Unis (845 Gm³) et la Russie (504 Gm³). Sur la période 2008-2018, la croissance moyenne de la consommation chinoise de gaz naturel a été de plus de 17 % par an (voir *La Belt and Road Initiative et la stratégie de sécurisation des approvisionnements énergétiques chinois en Afrique*, Rapport n°1, Observatoire de la sécurité des flux et matières énergétiques, octobre 2019).

L'Asie, premier marché mondial du GNL encore sous exploité



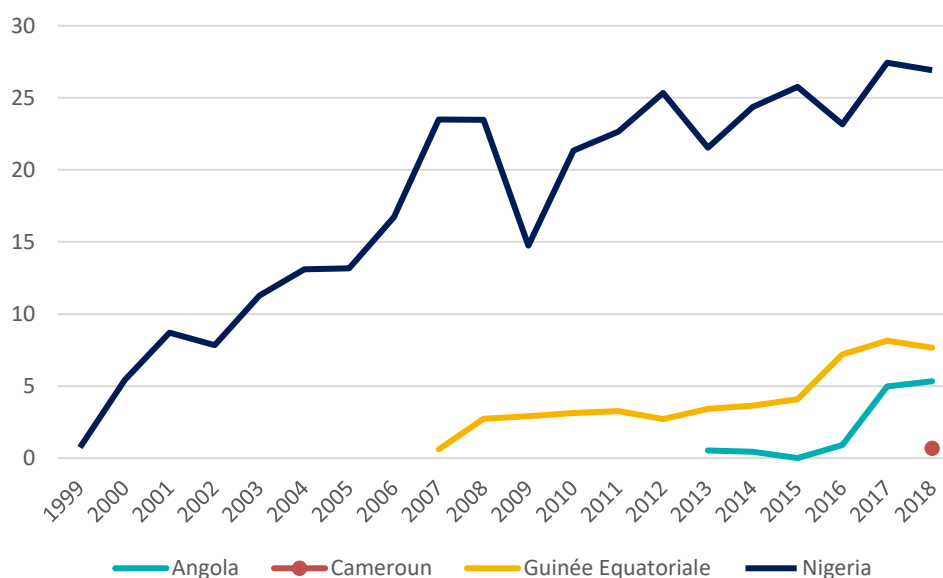
Avec des réserves prouvées de moins de 4 500 Gm³, soit à peine 2 % des réserves gazières globales, principalement concentrées au Nigeria⁹, l’Afrique sub-saharienne ne semble pas, à première vue, être stratégique pour l’industrie gazière mondiale. Pourtant, ces chiffres peuvent être trompeurs. D’une part, parce qu’ils ne tiennent pas compte de toutes les récentes découvertes de grande ampleur réalisées au large du Mozambique et de la Tanzanie au début des années 2010 ou de celles faites au large du Sénégal et de la Mauritanie depuis le milieu des années 2010 ; d’autre part, parce que la région n’a longtemps attiré les acteurs de l’industrie pétrolière que pour son pétrole : les ressources gazières n’intéressant pas les compagnies, elles n’étaient simplement pas comptabilisées en tant que réserves. Les ressources gazières estimées de l’Afrique sub-saharienne sont d’ailleurs très largement supérieures : autour de 30 000 Gm³ selon Enerdata. Le ratio réserves prouvées sur ressources pour Afrique sub-saharienne est de 15 %, contre 30 % pour le monde dans son ensemble.

La région d’Afrique sub-saharienne n’a en effet fait son apparition sur la carte gazière mondiale que récemment (voir Graphique 4). Reflet de la faiblesse des États africains, le secteur énergétique dans tous les pays de la sous-région est, de tout temps, resté sous la domination des grandes compagnies pétrolières internationales, au contraire des autres régions productrices dans le monde (Moyen-Orient, Amérique latine, Afrique du Nord, etc.) où les gouvernements des pays en développement ont, à des degrés divers, pris le contrôle de la production de pétrole et de gaz. La conséquence en a été que le développement et l’exploitation des ressources ont toujours été décidées par les compagnies (plutôt que par les États), selon leurs propres intérêts.

15

Graphique 4 :
Production de
GNL en
Afrique sub-
saharienne
(Gm³)

Source :
Enerdata



⁹ Enerdata (2018), qui reprend ici les données de Cedigaz, a récemment revu à la baisse les chiffres des réserves gazières du Nigeria (-50%) et de l’Angola (-10%) pour l’année 2018. Ces nouveaux chiffres sont très différents des données publiées par BP. Ainsi Enerdata/Cedigaz estime les réserves prouvées du Nigeria pour l’année 2018 à 2675 Gm³ tandis que BP les évalue à 5345 Gm³.

Une production de GNL actuellement concentrée dans le golfe de Guinée

Il existe actuellement quatre usines de liquéfaction de gaz naturel en Afrique sub-saharienne (voir Tableau 4), pour une production cumulée de 40,6 Gm³ de GNL en 2018, soit 10 % de la production mondiale (source: Enerdata). Ces terminaux sont onshore, sauf pour celui du Cameroun, qui est une barge ancrée au large de Kribi (sud de Douala).

Tableau 4 :
Usines de liquéfaction en Afrique subsaharienne

| | Capacité (en Mt/an) | Production en 2018 (en Gm3) | Opérateur | Partenaires |
|---|---------------------|-----------------------------|------------------|--|
| Nigeria (Bonny Island) 6 trains | 22 | 26,9 | NNPC (49%) | Shell (25,6%) Total (15%) ENI (10,4%) |
| Guinée Eq. (Punta Europa) 1 train | 3,7 | 7,6 | Marathon (60%) | Sonagas (25%) Mitsui (8,5%) Marubeni (6,5%) |
| Angola (Soyo) 1 train | 5,2 | 5,3 | Chevron (36,04%) | Sonangol (22,8%) BP (13,6%) ENI (13,6%) Total (13,6%) |
| Cameroun (Kribi) 1 train | 2,4 | 0,676 | Perenco | SNH |

Source : Enerdata

Depuis leur mise en service, les différentes usines de la région ont connu une production assez erratique, en particulier en Angola où de multiples problèmes techniques ont affecté le fonctionnement de l'usine pendant les premières années de production. Au Nigeria, c'est l'instabilité politique dans la région du Delta du Niger (où se situe la production pétrolière et gazière) qui perturbe fréquemment les opérations. Ces déboires à répétition, conjuguée à la déprime des prix du gaz sur le marché mondial, ont largement freiné les investissements qui permettraient un accroissement des capacités, malgré le potentiel important : dans les autres pays producteurs de pétrole du golfe de Guinée, une grande partie du gaz associé est toujours brûlé en torchère et les gisements de gaz ne sont pas valorisés faute de débouchés : quelque 2,8 Gm³ de gaz sont ainsi brûlés en Angola, 1,6 Gm³ au Congo-Brazzaville, 1,4 Gm³ au Gabon et 1,1 Gm³ au Cameroun (Banque mondiale, 2018). De nombreux projets de construction d'usines de liquéfaction et d'augmentation des capacités de production des usines existantes ont ainsi été soit abandonnés, soit durablement gelés. Il s'agit notamment du projet Brass LNG au Nigeria (dans lequel Total était partenaire) ou encore des deuxièmes trains de liquéfaction en Angola et en Guinée équatoriale. Seule la construction du 7^e train de liquéfaction de l'usine de Bonny Island au Nigeria a été actée en décembre 2019 et devrait permettre au pays d'atteindre une production de 30 Mt/an de GNL à l'horizon 2024.

De nouveaux pôles de production potentiels

Mais c'est ailleurs sur le continent africain que l'avenir du GNL semble le plus prometteur. De très importantes découvertes de gaz ont en effet été faites au large du Mozambique et de la Tanzanie

au début des années 2010, et dans une moindre mesure au large du Sénégal et de la Mauritanie depuis 2016.

Avec des ressources exploitables comparable à celles du Nigeria, soit de plus de 4 000 Gm³ de gaz exploitable, au Mozambique (somme des chiffres annoncés par Total, opérateur du bloc Area 1 et ENI, opérateur du bloc Area 4) et d'environ 1 000 Gm³ en Tanzanie (somme des chiffres avancés par Shell, opérateur des blocs 1 et 4, et d'Equinor, opérateur du bloc 2), l'Afrique de l'Est a le potentiel pour devenir un acteur majeur du marché global du GNL dans les prochaines années. Avec plusieurs années de retard dues notamment à la frilosité des investisseurs suite à l'effondrement du prix de l'énergie depuis 2014, les projets commencent enfin à se débloquer. ENI a d'ores et déjà lancé son premier projet au Mozambique, le FLNG Coral South d'une capacité de 3,4 Mt/an, dont la production devrait arriver sur le marché en 2022. Total, qui vient de racheter les actifs au Mozambique de la compagnie américaine Anadarko, a également lancé son projet d'usine GNL en 2019, dotée dans un premier temps de deux trains de liquéfaction qui totaliseront une capacité de production de 12,9 Mt/an à partir 2024. ENI devrait enfin prendre sa décision finale d'investissement pour son projet Rovuma LNG au cours de cette année 2020. Ce projet prévoit la construction de deux trains de liquéfaction pour un total de 15,2 Mt/an à partir de 2024¹⁰.

Le total des projets déjà approuvés ou en passe de l'être s'élève ainsi 31,5 Mt/an, disponible sur le marché à l'horizon 2024. Or, avec les réserves en place, les sociétés impliquées tablent sur 50 voire 60 Mt/an par an d'ici à 2030 (Mozambique et Tanzanie ensemble), ce qui représente un volume qui placerait cette région au quatrième rang mondial en matière de capacités d'exportation de GNL derrière les États-Unis, le Qatar et l'Australie.

17

Au Sénégal et en Mauritanie, les quantités découvertes, certes moins importantes, laissent également présager une transformation de la région en pôle d'exportation dans les années à venir. Les ressources en place dans cette zone à cheval sur la frontière maritime entre les deux pays sont estimées entre 1 400 et 2 850 Gm³, alors que des découvertes supplémentaires continuent à être faites (la dernière datant de fin 2019). Le lancement du premier projet (phase 1 du développement du complexe Grand Tortue/Ahmeyim (GTA) portant sur des réserves estimées à 500 Gm³), a été acté en décembre 2018 par BP et devrait produire 2,5 Mt/an de LNG à partir de 2022 grâce à une FLNG¹¹.

De nombreux défis

Du fait de ces multiples découvertes et du volume important des réserves estimées, l'Afrique subsaharienne est souvent présentée comme le nouvel eldorado gazier. Concrétiser tous ces projets pour atteindre le plein potentiel de la région (golfe de Guinée inclus) nécessiterait néanmoins de

¹⁰ Total (26,5 %) est associée à la compagnie japonaise Mitsui (20 %), les Indiennes ONGC Videsh (16 %), Bharat PetroResources (10 %) et Oil India (4 %), le Thaïlandais PTTEP (8,5 %) et la société d'État mozambicaine ENH (15 %). ENI (35,7 %) est associée à ExxonMobil (35,7 %) et le Chinois CNPC (28,6 %), ainsi que Kogas (Corée du Sud), Galp (Portugal) et ENH (10 % chacun).

¹¹ En Mauritanie, BP détient une participation de 62 % dans les blocs offshore C-6, C-8, C-12 et C-13, Kosmos Energy détenant 28 % et Société Mauritanienne Des Hydrocarbures et du Patrimoine Minier (SMHPM) 10 %. Au Sénégal, BP détient des participations de 60 % dans les blocs de Saint-Louis Profond et Cayar Profond, Kosmos Energy de 30 % et la Société des Pétroles du Sénégal (Petrosen) de 10 %

remplir un certain nombre de conditions et de lever de multiples obstacles tant financiers et commerciaux que politiques.

Le premier enjeu est financier : le coût du développement de l'ensemble des ressources en Afrique de l'Est a été estimé à plusieurs dizaines de milliards de dollars sur les prochaines décennies (50 milliards au Mozambique et 20 milliards en Tanzanie selon le cabinet de conseil Wood Mackenzie). Sécuriser les clients est donc une priorité pour les opérateurs des projets et une condition pour le déclenchement de la décision finale d'investissement. C'est notamment le cas du projet Coral d'ENI dont la future production a déjà été entièrement acquises par BP, qui sera également l'unique acheteur du gaz de GTA, ou de celle du projet de Total au Mozambique, d'ores et déjà pré-vendue à 90 %, en grande partie à des compagnies asiatiques dont PTTEP (Thaïlande), Cnooc (Chine), Tokyo Gas (Japon) et Bharat (Inde). Les pays d'Afrique de l'Est vont cependant rentrer en concurrence avec d'autres producteurs pour approvisionner le marché asiatique, comme l'Australie, le Qatar voire éventuellement l'Iran ou même les États-Unis, autant de pays qui prévoient également d'augmenter parfois substantiellement leur production de GNL. Or, il n'est pas certain que la demande asiatique puisse réellement absorber toute cette offre.

La seconde question en suspens est le partage qui devra s'opérer entre la production de GNL à destination du marché mondial et la demande locale pour le gaz naturel. Alors que la démographie africaine continue d'augmenter à un rythme élevé et que l'accès à l'électricité (et à l'énergie en général) pour les populations locales est devenue un enjeu majeur de développement, les compagnies pétrolières doivent de plus en plus concilier leur volonté d'exporter du GNL (option la plus lucrative) avec celle des gouvernements d'alimenter le marché local ou régional (option nettement moins rentable pour les opérateurs). La pression exercée par le gouvernement tanzanien pour qu'une partie de la production gazière du pays soit destinée au marché domestique est l'une des principales raisons pour lesquelles les projets de développement des gisements gaziers sont dans l'impasse depuis maintenant près de 10 ans. Les mêmes incertitudes concernent également des pays comme le Nigeria (près de 200 millions d'habitants, dont seuls un sur quatre ont actuellement accès à l'électricité). À cela s'ajoute le flou juridique en place dans certains pays producteurs (en particulier le Nigeria), dont les autorités cherchent à réviser les codes miniers et les conditions d'exploitation des ressources en leur faveur, paralysant les velléités d'investissement des compagnies.

Enfin, le troisième obstacle est d'ordre politique. Entre l'instabilité chronique dans la région du Delta du Niger, la multiplication des actes de piraterie dans le golfe de Guinée et les attaques de plus en plus fréquentes et meurtrières de guérillas islamistes dans le nord du Mozambique, l'ensemble de la sous-région constitue une zone à risque pour les compagnies internationales.

ÉVOLUTIONS TECHNOLOGIQUES : FLNG, FSRU, SMALL SCALE LNG

Plusieurs innovations technologiques récentes ont participé à l'élargissement du marché du GNL dans le monde et offrent une importante perspective de croissance. C'est en particulier le cas des installations flottantes de stockage et de liquéfaction (FLNG pour Floating LNG), des installations flottantes de stockage et de regazéification (FSRU pour Floating Storage and Regasification Unit), et de la miniaturisation des installations GNL (SSLNG pour Small Scale LNG).

Conceptualisé dès les années 1970 mais réellement mis au point dans les années 2000, le FLNG est une technologie permettant le développement des ressources de gaz naturel en mer, sans devoir passer par des terminaux de liquéfaction à terre. Flottant au-dessus d'un champ de gaz naturel offshore, l'installation FLNG permet de produire le gaz naturel, de le liquéfier, de le stocker et enfin de le transférer sous forme de GNL (ainsi que potentiellement le GPL et les condensats) aux méthaniers directement arrimés au navire de production et de stockage. Ce concept de terminal de liquéfaction flottant a pu s'appuyer sur les retours d'expérience du déploiement des installations flottantes de stockage et de regazéification (FSRU - voir infra), dont le premier a été mis en service en 2005 dans le golfe du Mexique.

Il existe deux grandes catégories de FLNG : ceux déployés le long des côtes (*inshore* ou *nearshore* FLNG) et ceux déployés en haute mer (*offshore* ou *open ocean*). La première catégorie consiste généralement en une barge amarrée le long des côtes, bénéficiant de la protection d'un port, à l'instar du projet Tango d'Exmar en Argentine. C'est une solution qui peut être intéressante pour des productions à terre. La seconde catégorie consiste en un navire amarré en haute mer, généralement juste au-dessus du gisement, et qui doit par conséquent être capable de résister à des conditions météorologiques potentiellement difficiles (y compris des ouragans). Il peut éventuellement s'agir de méthaniers reconvertis, à l'instar du projet Golar Hilli Episeyo au Cameroun. L'une des difficultés techniques des installations offshore est que la houle doit rester modérée pour pouvoir permettre le transfert du gaz depuis le FLNG vers le méthanier via des tuyaux rigides. Le FLNG n'est donc pas (encore) une solution pour les champs en haute mer où les conditions météorologiques peuvent être difficiles. À noter néanmoins que les dernières avancées technologiques en la matière proposent des systèmes de chargement à travers des tuyaux flexibles qui résolvent en partie ce problème.

19

Le premier site de production de FLNG au monde a été mis en service début 2017 par la compagnie malaisienne Petronas au large du Sarawak en Malaisie. Depuis lors, trois autres FLNG ont été mis en service, deux sont en construction et deux autres à l'étude ou en négociation. Une douzaine de projets existaient en 2016, dont la plupart a été abandonnée ou suspendue suite à l'effondrement du prix de l'énergie depuis 2014.

Tableau 4
Liste des projets FLNG dans le monde

| Pays | Opérateur | Projet | Capacité (mtpa) | Mise en service |
|------------|---------------|-----------------------------|-----------------|-----------------|
| Malaisie | Petronas | PFLNG Satu | 1,2 | 2016 |
| Cameroun | Golar/Perenco | Kribi (Golar Hilli Episeyo) | 2,4 | 2017 |
| Australie | Shell | Prelude | 3,6 | 2019 |
| Argentine | Exmar | Tango | 0,5 | 2019 |
| Malaisie | Petronas | PFLNG2 Rotan | 1,5 | prévue en 2021 |
| Mozambique | ENI | Coral FLNG | 3,4 | prévue en 2022 |
| Mauritanie | Kosmos/BP | Tortue | 2,5 | prévue en 2022 |
| États-Unis | Delfin | Delfin LNG | 5,0 | prévue en 2023 |

Source : Brian Songhurst, "Floating LNG Update – Liquefaction and Import Terminals", OIES Paper NG 149, Septembre 2019 and Enerdata

La technologie FLNG offre un certain nombre d'avantages environnementaux, économiques et géopolitiques.

Un impact environnemental moindre

L'empreinte environnementale des projets FLNG est globalement réduite par rapport aux projets terrestres classiques. Comme le traitement du gaz est effectué au niveau du champ, il n'est pas nécessaire de poser de longs pipelines jusqu'à la rive, de construire des unités de compression pour pomper le gaz vers le rivage, de construire une jetée pour l'amarrage des méthaniers ou encore de draguer un chenal permettant aux navires d'accéder aux infrastructures côtières. L'impact sur les environnements marins et côtiers, parfois très fragiles, est ainsi nettement atténué. Le FLNG permet également d'éviter d'empiéter sur les espaces côtiers parfois déjà très sollicités par l'habitat et le tourisme (par exemple potentiellement en Israël). Il en va de même pour les perturbations environnementales causées par le déclassement des installations en fin de vie, puisqu'il suffit de déconnecter la barge pour la déconstruire dans des chantiers adaptés, éventuellement loin du site de production gazière.

Des investissements réduits

Le coût du pompage du gaz vers le rivage dans le cas des installations à terre peut, dans certains cas, être prohibitif, notamment lorsque les ressources sont en quantité limitée ou que l'environnement (écologique, humain...) rend les mesures de sécurité très coûteuses. Le coût de la pose des pipelines sous-marins pour acheminer le gaz des champs jusqu'à l'usine onshore peut également être assez élevé. Dans ces conditions, les dépenses en capital (Capex) du développement d'un gisement offshore par le biais d'un FLNG sont généralement moindre que via la solution classique d'une usine à terre. En revanche, les coûts de fonctionnement et de maintenance sont généralement plus élevés que pour les installations à terre en raison de l'augmentation des coûts logistiques et de la nécessité pour divers navires de soutien de desservir l'installation. Entre un Capex plus faible et un Opex plus élevé, la décision de recourir à un FLNG plutôt qu'à une usine à terre se fait en pratique au cas par cas par les opérateurs, tenant compte des contraintes environnementales et sociales spécifiques à chaque projet, même si c'est le plus souvent le CAPEX qui est déterminant lors des décisions finales d'investissement.

20

Le FLNG reste néanmoins souvent la seule option économiquement viable pour certains champs en mer. Cette solution peut ainsi grandement élargir le nombre de projet gaziers susceptibles d'être développés car elle offre de nouvelles opportunités commerciales à nombre de pays pour développer des gisements de gaz offshore qui seraient autrement jugés non rentables avec des installations terrestres.

Des délais de mise en œuvre rapide et mieux respectés

Dans certaines conditions, le FLNG permet de considérablement raccourcir les délais de construction et de mise en service, tout en offrant un niveau de risque économique et commercial moindre par rapport aux solutions à terre. Les navires FLNG peuvent en effet être construits et assemblés dans des chantiers navals ayant une productivité et un savoir-faire élevés (en particulier en Corée du Sud), alors que la construction d'une usine onshore dépend forcément des compétences et conditions économiques et sociales locales. De même, la construction d'un FLNG

dans un chantier naval peut s'avérer, en théorie, plus rapide et plus respectueux des délais qu'une construction *in situ* onshore où les différentes autorisations et réglementations (sociales, environnementales, etc.) peuvent allonger les délais de manière prohibitive.

Pour les FLNG, les délais de construction (depuis la décision finale d'investissement jusqu'à la fin de la construction) varient de 32 mois (pour une barge onshore de petite capacité) à 66 mois (dans le cas d'un projet complexe d'installations offshore de grande dimension comme dans le cas du Prelude de Shell), tandis que les installations terrestres nécessitent en moyenne entre 48 et 60 mois. Cependant, le faible contenu local des installations FLNG construites dans des chantiers navals étrangers représente un inconvénient potentiel car de nombreux pays en développement (comme par exemple le Brésil, l'Indonésie et le Nigéria) considèrent les projets gaziers comme une opportunité majeure pour l'emploi local, avec des milliers de personnes employées pendant la construction d'une usine à terre. Ces pays pourraient être tentés de s'opposer à des projets FLNG pour favoriser les installations à terre.

Des solutions de financement innovantes

Le système de financement par leasing, possible pour les FLNG, offre une grande flexibilité aux opérateurs qui ne sont pas obligés de déboursier l'ensemble de l'investissement dès le départ. Cela ouvre des opportunités aux opérateurs de petite taille, alors que les usines onshore, souvent de grande taille (économies d'échelle obligent) et nécessitant des investissements colossaux en amont (sunk cost), sont en pratique l'apanage des seules grandes compagnies. Même pour les majors, le leasing peut être une option intéressante en particulier en période de bas prix de l'énergie, car il évite de devoir immobiliser du capital.

Flexibilité et mobilité

Les installations FLNG offrent une flexibilité dans la localisation des activités. Elles peuvent en effet être réaffectées à d'autres projets que ceux pour lesquels elles ont été initialement prévues. Ainsi, le FLNG Caribbean de la compagnie Exmar, qui était initialement prévu pour opérer au large de la Colombie, a finalement été déployé au large de l'Argentine. De même, le FLNG Fortuna de la compagnie Ophir, prévu pour être installé en Guinée équatoriale, sera finalement utilisé par BP pour la phase 1 du projet Tortue en Mauritanie.

Avantages politiques et géopolitiques

Le FLNG permet enfin de limiter les interactions des opérateurs avec les populations locales, dont les relations peuvent être conflictuelles (par exemple en raison d'une instabilité sociale, comme au Nigeria, ou d'une situation de crise politique voire de guerre). De manière générale, le FLNG permet d'éviter le phénomène du NIMBY ("Not in my backyard") de plus en plus courant pour les grandes installations industrielles. De plus, il permet de s'affranchir des obstacles géopolitiques liés aux conflits sur la délimitation des frontières maritimes entre pays limitrophes puisque plus aucun pipeline ne doit traverser des zones faisant éventuellement d'une dispute (à l'image de la situation en Méditerranée orientale).

Malgré ses nombreux avantages, le FLNG représente un certain nombre de défis technologiques par rapport aux installations de GNL terrestres conventionnelles, en particulier parce qu'il

nécessite une miniaturisation des différents éléments de l'installation, qui doivent s'insérer dans une zone d'environ un quart de la taille traditionnelle, tout en maintenant des niveaux de sécurité appropriés. Cela signifie que le FLNG ne représente pas une solution pour les grands projets car seules des installations terrestres permettent de multiplier les trains de production à moindre coûts (grâce aux économies d'échelle, impossible sur le FLNG) et d'offrir une capacité supérieure à 6 ou 7 Mtpa. A noter cependant que si le plus grand FLNG actuellement en service, Prelude de Shell, a une capacité de 3,6 Mtpa, des projets existent pour des FLNG de plus de 6 Mtpa.

Floating Storage and Regasification Unit (FSRU)

Les FSRU sont des installations flottantes permettant le stockage et la regazéification du GNL et fonctionnent quasiment à l'identique des installations à terre. Cette technologie FSRU est apparue au milieu des années 2000 avec une première mise en service en 2005 dans le golfe du Mexique en 2005. Aujourd'hui, il existe 24 terminaux FSRU en opérations dans le monde. Les FSRU les plus récents permettent de stocker 173 000 m³ et de générer 6 Mtpa, mais des modèles de taille réduite (26 000 m³) existent aussi et peuvent desservir des marchés insulaires restreints (comme à Bali par exemple).

Les FSRU offrent globalement les mêmes avantages que les FLNG par rapport aux installations terrestres (moindre coût, délais de construction réduits, possibilités de leasing, de relocalisation, de reconversion en méthanier, etc.), et des mêmes contraintes (capacités limitées non extensibles, etc.). Le coût d'un FSRU neuf représente 50 à 60 % de celui d'un terminal équivalent à terre (soit entre 250 et 300 millions de dollars), et peut être livré dans un délai moitié moindre (27 à 36 mois). Le coût et les délais de livraison sont encore moindre dans le cas des méthaniers reconvertis. Comme pour les FLNG, certains FSRU sont des méthaniers reconvertis et d'autres ont été spécialement construits pour cet usage. La conversion est d'ailleurs possible dans les deux sens (FSRU reconvertis en méthaniers) et un certain nombre de navires FSRU (une dizaine fin 2019) opèrent, non comme des terminaux, mais comme méthaniers (suite à l'effondrement des prix de l'énergie depuis 2014, certains navires n'ont pas trouvé de projets au moment de leur mise sur le marché).

22

En proposant notamment une solution rapide dans l'attente de la construction d'un terminal à terre, les FSRU permettent d'élargir le marché mondial du GNL, surtout lorsqu'ils sont couplés avec des petites unités de production électrique (Floating Power Barges Gas to Power). De nombreux petits fournisseurs d'électricité peuvent s'approprier cette technologie et proposer des solutions intégrées aux États. Des FSRU sont actuellement en service au Brésil, en Indonésie, au Pakistan, au Bangladesh, en Israël, en Jamaïque, au Koweït, en Jordanie, en Lituanie, en Turquie, en Australie, en Russie (Kaliningrad), etc. Les principales sociétés actives dans ce secteur sont historiquement américaines (Excelerate Energy) et norvégiennes (Golar LNG, Hoegh LNG), récemment rejointes par les asiatiques (dont le japonais Mitsui OSK Lines (MOL) ou encore par le russe Gazprom). Des projets existent en Chine, en Allemagne, au Vietnam, en Grèce, etc.

Du point de vue des gouvernements cependant, les FSRU possèdent un inconvénient important en termes de souveraineté : comme le FSRU est par définition mobile, il peut difficilement satisfaire les besoins de sécurité des approvisionnements du pays, sauf à prendre des mesures pour s'assurer qu'il ne puisse être déplacé.

PLNG (Platform LNG)

L'idée d'installer des terminaux de liquéfaction sur des plateformes (fixées au plancher marin) plutôt que sur des navires existe également, mais n'a, pour l'heure, pas encore été mise en œuvre. Cette option semble en effet pertinente là où construire des installations à terre est difficile, par exemple dans des régions reculées, instables ou écologiquement fragiles. Total l'envisagerait pour des projets en Arctique et BP pour les phases 2 et 3 du projet en Mauritanie/Sénégal.

SSLNG (Small Scale LNG)

Depuis le début du développement du GNL dans les années 1960, la taille des installations n'a cessé de grandir, du fait des importantes économies d'échelle à l'œuvre. Pourtant, de nouveaux enjeux environnementaux (liés aux faibles émissions polluantes du gaz naturel en général), économiques et de sécurité d'approvisionnement ont récemment relancé l'intérêt pour les installations de petite taille (SSLNG, qui désigne des installations produisant moins de 1 Mtpa de GNL et disposant de capacités de stockage inférieures à 30 000 m³) face au GNL conventionnel (où les trains de liquéfaction atteignent généralement entre 5 et 8 Mtpa). Ce nouveau marché est en pleine expansion, et pourrait représenter près de 100 Mtpa à l'horizon 2030 selon des projections d'Engie (un quart pour la production l'électricité, un tiers pour le carburant maritime et environ 40% pour le fuel routier).

Cette évolution n'est pas seulement qualitative, car les projets SSLNG ne sont pas de simples répliques miniatures de projets LNG classiques. Il s'agit au contraire d'une transformation structurelle du secteur gazier, avec l'apparition d'un nouveau marché avec ses propres règles, technologies et modèles économiques associés. Par exemple, la conception modulaire et évolutives des projets permet de palier à l'absence d'économies d'échelle : la taille des installations SSLNG peut ainsi aisément être augmentée en cas de besoins croissants, ce qui représente une souplesse d'investissement très prisée des opérateurs. Alors que le GNL traditionnel est destiné à être reliquéfié afin d'être introduit dans les réseaux de distribution, les SSLNG utilisent le gaz sous forme liquide, à destination de deux marchés principaux : le transport et la génération d'électricité dans des zones isolées ou non connectées au réseau de distribution de gaz.

L'intérêt économique s'explique avant tout par la flexibilité qu'offrent ces installations, ainsi que par la volonté de réduire les risques liés à la volatilité des prix du gaz naturel. Le SSLNG est en particulier très utilisé pour l'écêtement de pointes de consommation et le lissage des fluctuations à court terme de la consommation. Cette flexibilité, couplée à la multiplication des installations, est d'ailleurs l'un des principaux arguments retenus par certains pays comme le Japon, la Turquie ou encore l'Inde en faveur du SSLNG comme instrument de gestion de la dépendance énergétique, puisque cela permet au pays consommateur de ne plus dépendre de fournisseurs spécifiques, comme c'est souvent le cas dans les projets GNL de grande taille.

De plus, le SSLNG permet d'élargir le marché du GNL, en particulier aux secteurs du transport maritime (principalement en Europe du Nord pour le moment) et routier (principalement en Chine) qui constituent le principal débouché de la production des SSLNG (voir infra).

Concernant les usages hors carburants, le SSLNG permet d'alimenter en gaz naturel des micro-réseaux de consommateurs, comme cela existe en Pologne, en Suède ou encore en Espagne, où le GNL est transporté par camion avant d'être regazéifié pour être injecté dans des micro-réseaux de distribution (communautés isolées, pools de consommateurs industriels, etc.).

Le SSLNG se révèle également pertinent pour alimenter en énergie des zones sans accès à l'électricité (entre 15 et 20 % de la population mondiale), notamment grâce à l'installation d'unités de conversion du GNL en électricité (LNG to Power), développées en Asie (Philippines, Indonésie, Birmanie), dans le bassin méditerranéen (Gibraltar, Malte, Sardaigne) ou en Amérique latine. De même, le SSLNG permet d'envisager le développement de ressources gazières isolées et en petite quantité dans des zones non connectées aux réseaux gaziers, y compris dans des pays industrialisés comme le Canada et les États-Unis.

Le bioGNL (liquéfaction de gaz issu de la méthanisation de déchets organiques, industriels ou agricoles) constitue également un canal potentiellement important de développement du SSLNG, à l'instar des stations de liquéfaction mises en service ces dernières années à Lidköping en Suède, à Skogn en Norvège ou en Irlande du Nord. Un acteur français se distingue sur ce marché : Cryopur (fournisseur de la technologie de l'usine nord-irlandaise), qui propose une solution de liquéfaction innovante permettant de combiner l'épuration et la liquéfaction du biogaz.

NOUVELLES UTILISATIONS DANS LES TRANSPORTS (ROUTES ET MERS)

Le GNL comme carburant marin

Depuis longtemps, les méthaniers transportant le GNL fonctionnent grâce au gaz naturellement vaporisé par l'équilibre liquide/vapeur dans les cuves (effet *boil-off*). L'utilisation du GNL comme carburant pour le transport maritime n'est donc pas nouvelle, et la technologie est parfaitement maîtrisée. Ce n'est cependant que très récemment que la carburation au GNL s'est étendue aux autres types de navires (bateaux de croisière, porte-conteneurs, ferrys, vraquiers, etc.) où le fuel lourd est historiquement privilégié pour des raisons économiques. La croissance de ce marché est rapide : inexistant il y a quelques années, plus de 170 navires au GNL sont en opération aujourd'hui dans le monde (y compris en dual fuel), les deux tiers étant localisés dans la région de la mer du Nord et de la mer baltique, en particulier en Norvège. Près d'une centaine de nouveaux navires (tous types confondus) sont en commande pour des livraisons d'ici à 2025. Dans le cas des bateaux de croisière, secteur très sensible aux problématiques environnementales, c'est près d'une commande sur cinq qui porte sur un navire fonctionnant au GNL.

Le principal facteur d'explication de cet engouement pour le GNL comme carburant maritime est le renforcement progressif de normes d'émission de gaz toxiques depuis une quinzaine d'années, auquel s'ajoute le prix attractif du gaz naturel depuis l'explosion de la production américaine il y a une dizaine d'années. Le secteur des transports est en effet une source majeure d'émissions de CO² et de polluants atmosphériques qui ont un impact sur la santé, en particulier les émissions d'oxydes de soufre (SOx), d'oxydes d'azote (NOx) et de particules (PM). Le transport maritime représente environ 90 % des émissions mondiales de SOx du secteur des transports et est également une grande source d'émissions locales de NOx autour des principales voies de navigation et villes portuaires. Le transport maritime est donc un facteur important de la qualité de l'air local dans des zones géographiques spécifiques.

Pour lutter contre cette pollution atmosphérique du transport maritime, la communauté internationale a commencé à prendre des mesures dans le cadre de la Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires (MARPOL, acronyme de l'anglais Marine pollution), établie en 1973 par l'Organisation maritime internationale des Nations unies (OMI) et modifiée ensuite par des protocoles en 1978 et 1997. Elle porte sur tout type de pollution marine causée par les navires (le pétrole, les liquides et solides toxiques, les déchets, les gaz d'échappement, etc.) qu'elle soit accidentelle ou fonctionnelle, volontaire ou involontaire. Son Annexe 6 (inclue dans le protocole additionnel de 1997) impose notamment des taux maximums d'émission de NOx et de SOx en mer et dans les ports depuis 2005. Ces taux ont été ensuite révisés à la baisse en 2012 puis, de manière drastique, au 1^{er} janvier 2020 lorsque la limite de la teneur en soufre du fuel lourd a été abaissée de 3,5 % (limite instaurée en 2012) à 0,50 % m/m (masse par masse). Des normes encore plus sévères en matière d'émissions de SOx, de NOx et de particules existent également dans un certain nombre de zones dites de contrôle des émissions (ECA, acronyme de Emission Control Area) en Amérique du Nord (côtes Est et Ouest des États-Unis et du Canada) et dans les Caraïbes des États-Unis, ainsi qu'en mer Baltique et en mer du Nord (y compris la Manche). De son côté, la Chine a établi depuis 2019 des zones DECA (pour Domestic Emission Control Area) dans ses eaux territoriales. Au sein de l'Union européenne, les normes concernant les émissions de SOx sont régies par la directive 2016/802.

Face à cette tendance structurelle vers un renforcement des normes d'émissions de SOx dans le secteur du transport maritime, plusieurs solutions s'offrent aux propriétaires des navires : adopter un carburant pétrolier sans soufre mais beaucoup plus onéreux, installer un coûteux système de filtrage du gaz pour enlever le soufre (scrubber) ou opter pour le GNL, qui n'émet quasiment pas de soufre, ni d'ailleurs de particules PM, et permet également de réduire de 85 % les émissions de d'oxydes azote par rapport au fuel lourd et de 20% celles de CO². La carburation au GNL est en outre nettement plus silencieuse. De nombreux propriétaires de navires ont ainsi entamé depuis une petite décennie une transition progressive vers la propulsion au GNL, sachant que l'évolution prévisible des normes anti-pollution va inévitablement rendre le fuel de moins en moins compétitif par rapport au GNL. De nombreux opérateurs anticipent d'ailleurs déjà la mise en place possible d'un système contraignant de limitation des émissions de CO² pour le transport maritime.

25

Certes, les acteurs du transport maritime ont pu, parfois, bénéficier de subventions publiques pour les pousser à se tourner vers le GNL ; mais le principal moteur de changement reste l'évolution de la réglementation environnementale sur le long terme, en particulier lorsqu'il s'agit de renouveler les flottes par des navires neufs. La tendance vers une transition en faveur du GNL semble structurelle car si les propriétaires de navires semblent prêts à investir dans de nouveaux navires alimentés au GNL, ils semblent peu enclins à moderniser les navires existants avec des systèmes de propulsion au GNL. Cette solution est théoriquement plus rapide à mettre en œuvre mais son coût est prohibitif. En conséquence, le GNL tend à être introduit dans le secteur du transport maritime progressivement, au fur et à mesure de la mise en service de nouveaux navires au GNL. La demande de GNL comme carburant pour le transport maritime augmente ainsi à un rythme soutenu mais progressif plutôt que brusquement, ce qui laisse du temps pour le développement en parallèle des infrastructures nécessaires (notamment SSLNG) et éviter que la demande de carburant marin n'agisse comme une source de volatilité sur le marché mondial du GNL.

Ce point est essentiel car, si le GNL est certainement un très bon moyen, techniquement et commercialement, de respecter les normes d'émissions, les exploitants de navires ne feront le

choix du GNL que s'ils sont sûrs de sa disponibilité physique dans les volumes commerciaux. La fourniture de GNL comme combustible de soutage dépend donc aussi très fortement du développement des chaînes d'approvisionnement. Le développement des infrastructures portuaires de distribution de GNL permettant le soutage des navires en GNL, et le déploiement progressif de navires avitailleurs (LNG-bunker vessels), sont une condition indispensable à l'essor du GNL comme nouveau carburant marin à la place du fuel lourd.

La région de la mer du Nord et de la mer Baltique, où les normes d'émission de SOx sont plus sévères depuis déjà une quinzaine d'années, montre que le développement d'infrastructures régionales d'importation de GNL à grande échelle comme alternative aux importations par pipeline, ainsi que des infrastructures d'importation de GNL à petite échelle dans des sites hors réseau, ont permis de créer une situation dans laquelle il est devenu commercialement viable d'investir dans les services de soutage de GNL en tant que «dernier kilomètre» de la chaîne d'approvisionnement. Dans cette région, le développement de terminaux d'importation de GNL s'est fait en parallèle avec celui du SSLNG, couplé à la possibilité de livraison par camions, permettant de disposer d'une chaîne d'approvisionnement complète.

De nombreuses récentes annonces d'industriels du secteur vont dans ce sens. Ainsi, Total vient d'annoncer fin 2019 la mise à l'eau de son premier navire avitailleur, appelé à être positionné en Europe du Nord pour y approvisionner en GNL les navires commerciaux. Shell a également commencé à déployer des points de ravitaillement pour les navires marchands tout au long des grandes routes commerciales mondiales. En décembre 2019, Total et le groupe de transport maritime CMA CGM ont signé un accord portant sur la fourniture annuelle de 270 000 tonnes par an de GNL sur 10 ans, afin d'assurer l'approvisionnement des futurs porte-conteneurs géants de CMA CGM, qui seront opérés entre l'Asie et la Méditerranée et dont la livraison est prévue à partir de 2021. L'avitaillement des porte-conteneurs se fera via un navire avitailleur au port de Marseille-Fos et à Singapour. Les autorités européennes encouragent de leur côté la mise sur pied d'un hub d'approvisionnement en GNL en Méditerranée, comprenant au moins six ports : Le Pirée, Patras, Limassol, Heraklion, Venise et Igoumenitsa (projet Poseidon Med II). La totalité des grands ports de rang mondial offre aujourd'hui la possibilité de se ravitailler en GNL, et plus seulement dans les zones ECA.

26

Le GNL comme carburant routier

Le gaz naturel est déjà un carburant courant pour le transport routier sous forme de gaz naturel comprimé (GNC). Plus de 25 millions de ces véhicules sont actuellement en circulation dans le monde, principalement des véhicules de petite taille. L'utilisation de GNL en tant que carburant pour le transport routier (poids lourds et autocars principalement) est en revanche nouvelle, mais devrait se massifier dans les années à venir car le marché est en croissance rapide. La technologie est maîtrisée et la plupart des constructeurs de poids-lourds en propose dans leurs catalogues. Parmi les Européens, Iveco, qui a été un pionnier sur ce marché, mais également Scania, Volvo ou encore Mercedes ont tous développé et introduit sur le marché des modèles fonctionnant au GNL. Les modèles les plus récents de ces camions disposent d'une autonomie de plus de 1 500 km.

Partout dans le monde, le développement du marché du GNL comme carburant routier résulte en grande partie du soutien des autorités publiques, qui organisent le déploiement de réseaux de

stations-services de GNL et encouragent, via une fiscalité avantageuse, les transporteurs à opter pour des véhicules au GNL plutôt qu'au diesel. La Chine, pour qui le déploiement du GNL comme carburant routier est un élément central de sa stratégie énergétique, est, de loin, le pays le plus avancé, avec plus de 90 % de la flotte mondiale de véhicules GNL. Le pays compte près d'un demi-million de véhicules au GNL, et un réseau de 5 000 stations GNL. Les États-Unis, qui cherchent à capitaliser sur ses larges ressources gazières, disposent d'un réseau d'environ 150 stations GNL et récemment ont mis en place un cadre réglementaire incitatif pour favoriser l'usage du GNL carburant. L'Union européenne, qui encourage depuis plusieurs années le développement du GNL comme carburant (projet LNG Blue Corridors notamment) comptait en mars 2020 quelque 265 stations GNL (dont 64 en Italie, 50 en Espagne et 35 en France), un chiffre en augmentation de plus de 50 % par rapport à 2018, et plus de 6 000 véhicules roulant au GNL.

Pour les opérateurs de fret, la principale raison de choisir un camion au LNG plutôt qu'au diesel est d'ordre financier. Dans la plupart des pays, le GNL bénéficie d'un traitement fiscal avantageux. Au sein de l'UE, le taux d'accise sur le GNL est en moyenne quatre fois moindre que sur le diesel. Au cours de ces dernières années, l'écart de prix entre le GNL et le diesel a été assez constant : en équivalent énergie, le GNL coûte en moyenne environ 50 % moins cher que le diesel. Ainsi, alors qu'un camion GNL est plus cher à l'achat qu'un camion diesel, ces importantes économies de carburant et de fonctionnement permettent de récupérer le surcoût initial en deux à trois ans.

La raison d'être de ce traitement avantageux du GNL est environnementale car les camions équipés de moteurs GNL produisent beaucoup moins d'oxyde d'azote et de particules que les moteurs diesel, et surtout 20 % d'émissions de CO² en moins, selon les chiffres de l'industrie. Alors que dans le cadre de sa lutte contre le changement climatique, l'Union européenne s'est fixée des objectifs de réduction des émissions de CO² pour les poids lourds (HDV) de 15 % d'ici 2025 et 30 % d'ici 2030 par rapport à 2019, le choix du GNL semble pertinent. De plus, les moteurs GNL sont significativement moins bruyants que les moteurs diesel. Des études indépendantes ont cependant contesté les chiffres avancés par l'industrie et souligné que la réduction des émissions de gaz à effet de serre du GNL n'est réelle que si les meilleures pratiques sont appliquées tout au long de la chaîne d'approvisionnement en GNL (aucune perte, etc.).

27

DYNAMIQUES DE PRIX ET DE MARCHÉ : LA RECHERCHE DE FLEXIBILITÉ FACE AUX ENJEUX DE SÉCURITÉ ET DE COMPÉTITIVITÉ

Tout au long de son histoire, l'industrie du GNL a connu des évolutions significatives par rapport aux modèles contractuels et aux mécanismes de fixation de prix, évolutions qui ont impacté la dynamique de prix et des échanges du GNL et plus largement des marchés du gaz naturel. Une plus grande liquidité et flexibilité du marché du GNL devrait se développer dans les prochaines années. Le GNL pourra devenir de ce fait un facteur de lien, un « trait d'union » entre les trois grands marchés régionaux du gaz naturel (Amérique du Nord, Europe, Asie-Pacifique) et favoriser une convergence des prix.

DES MODÈLES CONTRACTUELS DE PLUS EN PLUS FLEXIBLES

La filière GNL se compose de différentes étapes très *capital intensive* : mise en production de réserves de gaz, construction d'unités de liquéfaction dans le pays producteur, acquisition ou location de flottes de méthaniers, construction d'unités de regazéification dans le pays consommateur. Ainsi, traditionnellement, les projets GNL ont été développés grâce à des contrats *long term oil-indexed* entre compagnies des pays producteurs (NOC), majors internationales et *utilities* des pays consommateurs (les grandes sociétés de distribution de gaz et de production d'électricité). Ces accords permettent la répartition des risques entre les acteurs et la viabilité financière des projets.

Prenons comme exemple le cas de Nigeria LNG. La découverte de réserves de gaz naturel de la part de majors comme Shell, Eni et Elf Aquitaine a amené la création en 1989 de la société Nigeria LNG Limited, société dont les actionnaires actuels sont la compagnie nationale Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) pour 49 %, et des filiales des majors Shell (25,6%), Total (15%) et Eni (10,4%). La signature de contrat de ventes de GNL avec des *utilities* comme Enel (Italie), Enagas (Espagne), Botas (Turquie) et Gaz de France a permis le lancement de la construction de l'usine de liquéfaction de Bonny Island, dont la mise en service date de 1999. Ces contrats entre Nigeria LNG et les différents *utilities* se caractérisent par des formules de prix indexées sur le prix du pétrole, des maturités très longues (10-20 ans, voire plus, avec des clauses de renégociation), des engagements sur les volumes (contrats *Take or Pay*) et des clauses de destination finale.

Ce modèle de développement bâti autour des contrats *long term oil-indexed* était standard dans les années 1980-2000, notamment dans les projets au Moyen-Orient (Qatar, Oman) ou en Asie du Sud-Est (Indonésie, Malaisie) à destination des marchés du nord-est asiatique, les plus grands acheteurs de GNL étant l'entreprise coréenne KOGAS et les *utilities* japonaises Tokyo Electric Power Co (Tepco) et Chubu Electric Power Co. Basé sur le partage des risques – les acheteurs prenant le risque volume et les vendeurs le risque prix – ce modèle a été en mesure de permettre aux différents acteurs d'assurer la viabilité financière de leurs investissements dans la mise en

28

valeur des réserves et dans la construction d'unités de liquéfaction et de regazéification. Il faut aussi noter la relative rigidité de ces schémas, très encadrés, avec des engagements pluriannuels.

À partir des années 2000, on a assisté à des évolutions contractuelles progressives – notamment pour le GNL à destination de l'Europe – avec une réduction des durées des contrats (contrat moyen-terme d'environ 5 ans) et l'intégration de composantes *hub* dans les formules de prix. Ces évolutions s'expliquent par différentes raisons économiques et d'organisation de marché. Dans certains cas les infrastructures industrielles étant déjà complètement ou en partie présentes (terminaux déjà en service ou augmentation de la capacité), la nécessité de garantir la viabilité financière de nouveaux investissements était plus faible, d'où le raccourcissement des maturités contractuelles. L'intégration de composantes *hub* dans les formules de prix est une conséquence indirecte de la libéralisation des marchés gaz, impulsée par les autorités de l'Union européenne. Cette libéralisation a notamment permis le développement de *hubs* comme le NBP au Royaume-Uni, Zeebrugge en Belgique et le TTF au Pays-Bas. L'intégration d'indice de prix *hubs* dans les formules de prix long terme pour les contrats GNL a permis aux acheteurs européens d'obtenir plus de flexibilité. Autre élément nouveau – allant aussi dans le sens de plus de souplesse – les pratiques de diversion de la destination initiale du cargo et du *reload* (rechargement de GNL sur un méthanier après avoir été déchargé dans un premier terminal de regazéification) sont devenues plus courantes, afin de profiter des différences de prix entre zones géographiques. Ces phénomènes se sont généralisés avec l'envolée de la demande de GNL en Asie, en particulier après l'accident nucléaire de Fukushima en 2011.

Cette tendance vers plus de flexibilité dans les cadres contractuels s'est accélérée depuis 2010, avec l'apparition d'un nouveau type d'acteurs, appelés les *Portfolio Players* et la multiplication de transactions spot.

29

Comme nous l'avons vu, le modèle traditionnel du GNL était fondé sur la relation bilatérale entre vendeurs (compagnies productrices nationales et majors) et acheteurs (*utilities* des pays consommateurs). Or, progressivement, des nouveaux acteurs ont acquis un rôle d'intermédiaires entre les producteurs et les consommateurs de GNL, à travers la constitution de portefeuilles de contrats d'achat et vente de GNL ainsi que de droits d'utilisation dans les terminaux de liquéfaction/regazéification et d'actifs de stockage et transport de GNL. Les principaux *Portfolio Players* sont les filiales de trading de compagnies pétrolières (BP, Shell, Total) et des traders indépendants historiquement actifs dans le secteur pétrolier (Vitol, Trafigura). À travers leurs prises de positions, ces *Portfolio Players* ont contribué à fluidifier le marché du GNL, avec notamment l'apparition de transactions *spot* et court terme (opérations ponctuelles sur une seule cargaison ou contrats avec une durée inférieure à 2 ans) et un début de standardisation des documents contractuels (premiers pas vers la transformation du GNL en « commodité »). Ces opérations de court terme permettent aux producteurs et aux consommateurs de GNL de gérer leurs besoins respectifs d'équilibrage en volume avec plus de souplesse que les contrats long terme traditionnels.

La tendance à plus de flexibilité dans le marché du GNL a connu une accélération avec l'arrivée des États-Unis comme exportateurs net de GNL à partir de 2016

Historiquement, le marché gazier nord-américain était peu intégré au niveau international, à cause d'un faible niveau d'échanges de GNL. Les États-Unis ont longtemps été importateurs nets, leurs

importations via des terminaux méthaniers sur la côte atlantique dépassant les exportations depuis l'unité de liquéfaction Kenai LNG en Alaska. Cependant, l'exploitation à grande échelle des gisements de gaz non-conventionnel à partir des années 2000 a généré une hausse progressive de la production de gaz aux États-Unis et au Canada. Ce mouvement a entraîné une baisse drastique des prix régionaux, le prix de référence Henry Hub est ainsi passé d'un maximum de 12 USD/MBtu fin 2008 à environ 2-3 USD/MBtu à partir de 2012. Ce phénomène a provoqué l'arrêt des importations de GNL et stimulé les projets de construction d'usines de liquéfaction, notamment dans le cadre de conversions de terminaux méthanier de regazéification existants. Depuis 2016 et la mise en service de l'unité de Sabine Pass, les États-Unis sont ainsi devenus exportateurs nets.

Le GNL des États-Unis représente un nouveau modèle de business, beaucoup plus simple, économique et rapide à mettre en place par rapport aux modèles traditionnels. La compétitivité des projets américains est soutenue d'une part par la préexistence de réseaux de transport, qui permettent un approvisionnement en gaz sur un marché liquide sans nécessité de développer des projets *upstream ad-hoc*, et d'autre part par les coûts de construction réduits grâce à la préexistence de structures (développement *brownfield*).

Ainsi, un nombre important de projets a été lancé à partir de 2010. Notons que ces projets ne sont pas toujours développés par des grandes compagnies internationales comme c'est le cas de la plupart des autres usines de liquéfaction dans le monde, mais principalement par des entreprises indépendantes telles Cheniere Energy, Freeport LNG ou Venture Global LNG.

L'essor des exportations des États-Unis à partir de 2016 contribue à modifier les conditions du marché global du GNL. Le fait que les différents terminaux d'exportation ne soient pas adossés à des ressources *upstream ad-hoc*, mais que l'approvisionnement en gaz vienne du marché de gros, permet une plus grande flexibilité et réactivité en fonction des opportunités, ce qui se traduit dans des termes contractuels plus variés et souples. On assiste ainsi à l'apparition d'un prix spot pour le GNL FOB (*Free on board*) sur la côte Est des États-Unis et plus généralement à une augmentation des contrats spot et court terme (opérations ponctuelles ou contrats avec une durée inférieure à 2 ans) à destination de l'Europe et de l'Asie. En Europe, ces opérations sont majoritairement liées au prix du hub TTF. En Asie, l'augmentation des transactions spot a permis l'émergence d'un indice lié à ces transactions (le JKM - *Japan Korea Marker*) – indice qui est désormais considéré comme l'indicateur le plus représentatif de l'état du marché. Notons que le JKM ne représente pas le prix d'un hub physique (comme c'est le cas du Henry Hub aux États-Unis ou le TTF au Pays-Bas), mais il s'agit d'une évaluation faite par l'agence Platts du prix des transactions spot pour des cargos livrés DES (« *delivered ex-ship* ») dans les terminaux GNL du Japon, Corée du Sud, et aussi Chine et Taiwan.

30

RELATION ENTRE GNL ET MARCHÉS RÉGIONAUX DU GAZ

Les évolutions des modèles contractuels sur le GNL doivent être analysées en parallèle avec les changements des divers marchés du gaz naturel. Ainsi en analysant schématiquement les trois grands marchés gaziers depuis le début des années 2000, nous pouvons observer comment le GNL a contribué à l'évolution globale des marchés.

En Amérique du Nord, si la période n'a pas été caractérisée par un changement d'organisation significatif (marchés libéralisés depuis longtemps avec le Henry Hub comme benchmark régional),

la hausse de la production à la suite de la révolution du gaz de schiste et la construction de terminaux de liquéfaction ont permis aux États-Unis de devenir un exportateur de GNL significatif.

En Europe, les évolutions réglementaires et commerciales ont radicalement modifié les marchés du gaz naturel. Si en 2000 plus de 80 % des échanges se faisaient sur la base de contrat *oil-indexed*, en 2019 les échanges se réalisent principalement sur les hubs ou via des contrats indexés sur les prix des hubs. Le rôle des importations de GNL est resté modeste, malgré l'existence d'un nombre élevé et sous-utilisé de terminaux GNL.

En Asie-Pacifique enfin, la période 2000-2019 a été marquée par l'augmentation du nombre des pays importateurs (Chine, Inde) et la hausse des sources de GNL disponibles (en particulier grâce à l'essor du GNL australien). Si les contrats *long term oil-indexed* continuent d'être majoritaires, on assiste à une fluidification des échanges avec plus de contrats de moyen terme et de transactions spot et l'émergence d'un indice lié à ces transactions (le JKM - *Japan Korea Marker*).

L'effet de la croissance des échanges de GNL est aussi visible en comparant l'évolution des prix de référence entre les trois zones pendant ces deux décennies.

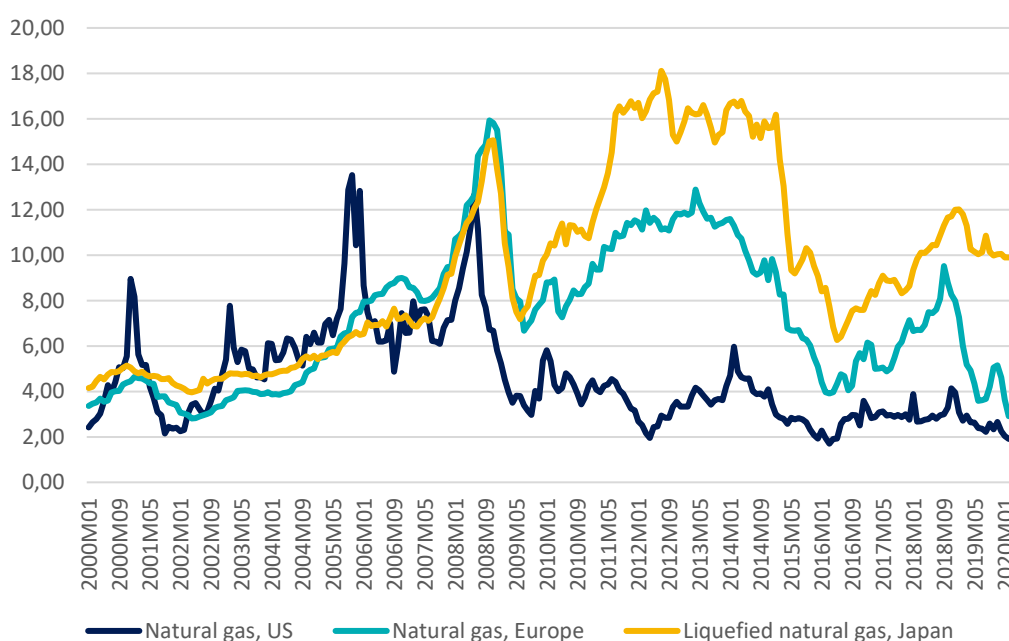
Le graphique 5 nous montre comment les prix ont eu tendance à diverger à partir des années 2005-2008, notamment du fait du boom des économies asiatiques. Cette dynamique a connu une accélération à la suite de l'accident nucléaire de Fukushima qui a comporté le remplacement de génération nucléaire par de la production d'électricité via les centrales à gaz (alimentées par les importations de GNL, aussi en provenance de la diversion de cargos originellement prévus pour l'Europe). À partir de 2015, la stabilisation de la demande asiatique et l'augmentation de l'offre de GNL ont permis de rapprocher les prix des trois régions.

31

L'influence des faibles prix du GNL a joué un rôle majeur dans la baisse des prix enregistrée en 2019 en Asie et en Europe (soit de façon directe, soit à cause de la volonté des principaux exportateurs par gazoducs – Gazprom et Equinor – de garder leurs parts de marché).

Graphique 5 :
Évolution des
prix selon les
zones
géographiques
(US\$/MBtu)

Source :
Enerdata, à
partir de la
Banque
mondiale



À la fin de 2019, la lecture des prix de marché porte à considérer le prix Henry Hub comme le plancher des prix internationaux du gaz et – du fait de la surcapacité actuelle de la production de GNL par rapport à la demande – un niveau de prix en Asie et en Europe qui est principalement dicté par les coûts de transport de ce GNL excédentaire.

TENDANCES FUTURES : LE GNL COMME « COMMODITÉ », SOURCE DE FLEXIBILITÉ, DE SÉCURITÉ ET DE LIEN ENTRE LES DIFFÉRENTS MARCHÉS DU GAZ NATUREL

La croissance des échanges de GNL est une condition nécessaire à l'émergence d'un marché mondial du gaz naturel. Le développement attendu de la production de GNL incite donc à penser que les relations entre les trois grands marchés régionaux seront plus fortes à l'avenir, et ceci grâce au GNL.

En particulier, le GNL doit désormais être considéré comme une « commodité » énergétique, au même titre que le pétrole ou le charbon. Le concept de « commodité » désigne une matière première dont la qualité est homogène et dont les échanges sont standardisés, grâce à l'existence de documents contractuels reconnus et utilisés par la plupart des opérateurs du secteur. Ce phénomène de « commodisation » sera vraisemblablement accompagné par une croissante financiarisation des échanges, avec le développement de produits financiers (produits dérivés comme les *swaps*, les *futures* et les *options*). Il est donc légitime de parler d'un marché global du GNL.

Le GNL devrait être en mesure d'apporter trois éléments importants au marché mondial du gaz naturel : de la flexibilité, de la sécurité et une capacité de lien (agir comme un « trait d'union » entre Amérique, Europe et Asie).

Le GNL comme source de flexibilité : ceci est inscrit dans la nature fondamentalement maritime du transport du GNL. Si traditionnellement les projets GNL étaient structurés comme un tout « *end-to-end* » avec des clauses de destination finale, nous avons vu comment les termes contractuels ont gagné en souplesse. Des opérations de court terme, voir des transactions spot, permettent de répondre à des besoins d'équilibrage de l'offre ou de la demande et ceci à l'échelle planétaire. Il faut aussi envisager la possibilité d'utilisation de bateaux méthaniers comme *floating storage* en cas d'excès d'offre. Les bémols principaux à l'utilisation du transport de GNL comme source de flexibilité sont les coûts du *shipping* et le *boil off gas* ou gaz d'évaporation (le GNL est soumis à un taux d'évaporation pendant le voyage et le traitement dans le terminal méthanier).

Le GNL comme source de sécurité : la flexibilité du transport rend le GNL très avantageux en termes de sécurité. De façon générale, un pays importateur de gaz a intérêt à avoir différentes sources géographiques d'approvisionnement. Ceci réduit les risques sur les approvisionnements physiques (à la suite d'un accident sur une voie de transport) et/ou sur les manipulations de prix (à la suite d'un affrontement politique ou commercial). L'existence d'un ou plusieurs terminaux de regazéification permet ainsi d'activer des importations de façon rapide et de pallier des défaillances de la chaîne d'approvisionnement (notamment par gazoduc) ou d'autres événements imprévus. La construction de terminaux dans la région de la Baltique par exemple répond à ce souci de sécurité vis-à-vis des aléas des exportations russes.

Le GNL comme source de lien entre les différents marchés du gaz naturel : le transport maritime permet aux flux de GNL de se diriger vers les marchés qui offrent le niveau de prix le plus avantageux – net des coûts de transport. Plusieurs grands producteurs se trouvent géographiquement en mesure de choisir vers quelle zone géographique ils souhaitent écouler leur production. C'est en particulier le cas des exportations du Qatar, des États-Unis et de la Russie qui peuvent se diriger vers l'Europe ou l'Asie.

VERS UNE CONVERGENCE DES PRIX DES TROIS MARCHÉS RÉGIONAUX DU GAZ NATUREL ?

En développant le concept de GNL possible « trait d'union » entre les trois marchés régionaux du gaz naturel, il est légitime de se poser la question de la convergence des prix et de l'émergence d'un seul marché global pour le gaz naturel. Autrement dit, grâce à la croissance de la production de GNL, assistera-t-on au développement d'un marché global du gaz naturel, comme il existe un marché global du pétrole brut ?

Pour rappel, le principal *benchmark* pour le pétrole est le prix Brent. On estime que 70% des transactions sur le pétrole utilisent le Brent comme référence de prix (avec une relation de prix étroite avec les indices WTI et Dubai). Ainsi, il est raisonnable de dire qu'il existe un marché global du pétrole brut, représenté par le prix Brent. Or, à la différence du pétrole brut, la part de la production mondiale de gaz naturel qui fait l'objet d'un commerce international est faible, qui plus est majoritairement *via* gazoducs, qui sont donc des moyens de transport rigides par définition.

33

Le développement de la production et des échanges de GNL (avec une augmentation constante des volumes traités sur la base de contrats spot et de court terme et l'émergence d'indices liés à ces transactions) aura potentiellement un effet sur la convergence des prix du gaz naturel entre les trois grandes zones régionales. Néanmoins, le degré de convergence sera principalement dû à l'équilibre globale d'offre/demande. En cas d'excès d'offre sur les marchés du gaz naturel et du GNL, il est alors probable que les prix entre régions convergeront vers une zone de prix constituée par les prix de la production GNL marginale et par les coûts de transport respectifs (« *arbitrage range* »). C'est la situation à laquelle on assiste à la fin 2019, avec des prix européens et asiatiques qui résultent approximativement des prix d'Amérique du Nord (référence Henry Hub), en rajoutant les coûts de transport.

Cependant, dans le cas d'une situation d'offre/demande équilibrée, voire, selon les régions, d'excès de demande par rapport à l'offre, il est probable que le GNL permettra seulement en partie l'alignement des prix et donc que des écarts significatifs se maintiendront entre zones régionales.

QUESTIONS GÉOPOLITIQUES ET SÉCURITAIRES PROPRES AU GNL

FOCUS 1 : LES ENJEUX GÉOPOLITIQUES AUTOUR DU GISEMENT NORTH DOME/SOUTH PARS

Dans les eaux du golfe Persique se trouve le plus grand champ gazier au monde – le gisement North Dome/South Pars - dont les réserves représentent environ 8 à 10 % des réserves mondiales connues. Une large partie de sa production est exportée par le Qatar sous la forme de GNL, ce qui lui a permis de devenir le premier exportateur de GNL au monde entre 2006 à 2018.

Les nombreuses tensions régionales (sanctions des États-Unis vis-à-vis de l’Iran ; confrontations de l’alliance formée par l’Arabie saoudite, les Émirats arabes unis, le Bahreïn et l’Égypte vis-à-vis de l’Iran d’une part et du Qatar d’autre part) et le *choke-point* du détroit d’Ormuz font du golfe Persique une zone clé pour l’équilibre du marché mondial du GNL (voir Carte « GNL dans le Golfe persique : une production sous tension » p. 36).

Le gisement gazier North Dome / South Pars est le plus grand gisement de gaz naturel au monde. Il s’agit d’un unique champ gazier offshore, situé dans le golfe Persique à cheval entre les eaux territoriales du Qatar et de l’Iran. Il couvre une superficie de 9 700 kilomètres carrés, dont 6 000 kilomètres carrés dans les eaux territoriales du Qatar. Pour cette raison il possède une double appellation : North Dome (ou parfois North Field) par le Qatar ; South Pars pour l’Iran. Outre sa taille extraordinaire, le gisement bénéficie aussi de conditions d’exploitation relativement favorables : le plancher océanique est peu profond (environ 65 m de profondeur) et le réservoir de gaz naturel est à seulement 3 km sous la surface.

34

Selon l’AIE, le gisement contiendrait plus de 50 Tm³ de gaz *in situ*, avec une estimation des réserves récupérables de l’ordre de 36 Tm³. Malgré le fait qu’il s’agisse d’un seul champ commun, les deux pays n’ont pas choisi une exploitation conjointe du gisement. Ceci signifie que le rythme de production n’est pas optimisé sur la base d’un objectif commun et que les réserves ultimes récupérables par chaque pays dépendront de la production cumulée. La question d’un potentiel conflit sur le rythme d’exploitation est réel, d’autant plus que ce rythme est très différent : le Qatar a démarré la production de North Dome en 1989 en devenant en 2006 le principal producteur de GNL au monde (jusqu’en 2019, lorsque l’Australie a pris la relève), alors que l’Iran a débuté la production de South Pars seulement en 2002 et, notamment du fait des sanctions internationales dont il fait l’objet, a été nettement ralenti dans la mise en valeur de ses réserves.

Le gisement de North Dome représente la principale source de richesse du Qatar. Ses installations de production offshore ainsi que la route d’exportation passant par le détroit d’Ormuz exposent le Qatar à une position de faiblesse stratégique vis-à-vis de son voisin iranien en cas de conflit. Il est donc compréhensible que la politique de Doha pendant ces dernières décennies soit basée sur une recherche d’équilibre entre l’assistance et la collaboration militaire avec les États-Unis (le QG avancé du US Central Command pour le Moyen-Orient et l’Asie centrale – Centcom - est localisé

au Qatar, sur la base aérienne de Al Udeid) et le maintien d'une attitude prudente envers l'Iran en préservant les liens économiques et culturels entre les deux pays.

Au Qatar l'exploitation du gisement de North Dome a commencé en 1989 et le début de l'exportation de GNL date de décembre 1996. Les installations de transformation et d'exportation de GNL se situent à Ras Laffan à l'extrémité Nord du Qatar, à quelque 80 km au nord de Doha. Qatar Petroleum, la société nationale responsable de toute l'industrie pétrolière et gazière au Qatar, en *joint-ventures* avec diverses majors internationales, a construit 14 trains de GNL avec une capacité de production totale de 77 millions de tonnes par an. Jusqu'à récemment, deux filiales de Qatar Petroleum – dénommées RasGas et Qatargas - exploitaient chacune sept de ces trains de GNL ; elles ont fusionné en 2018 en une seule entité sous le nom de Qatargas.

L'expansion du GNL qatari connaît une relance depuis l'annonce en 2017 de nouveaux projets de constructions finalisés à porter la capacité de production de GNL à 110 millions de tonnes par an en 2024. Le *timing* de cette relance est significatif, car il coïncide avec le développement d'une concurrence accrue au niveau mondial (croissance de la production GNL de l'Australie et des États-Unis) et avec la crise diplomatique avec l'alliance formée par l'Arabie saoudite, les Émirats arabes unis, le Bahreïn et l'Égypte. Le Qatar vient de réévaluer son objectif avec une capacité de 126 millions de tonnes par an en 2027.

Outre l'essor de la filière GNL, l'exploitation de North Dome a permis au Qatar de développer une production significative de condensats et de NGLs (*natural gas liquids*), des activités dans le secteur pétrochimique, la production de produits pétroliers raffinés synthétiques à partir du gaz (procédé GTL – *Gas to Liquids*) et la production d'hélium. À travers le gazoduc Dolphin, le Qatar exporte aussi du gaz naturel aux Émirats arabes unis.

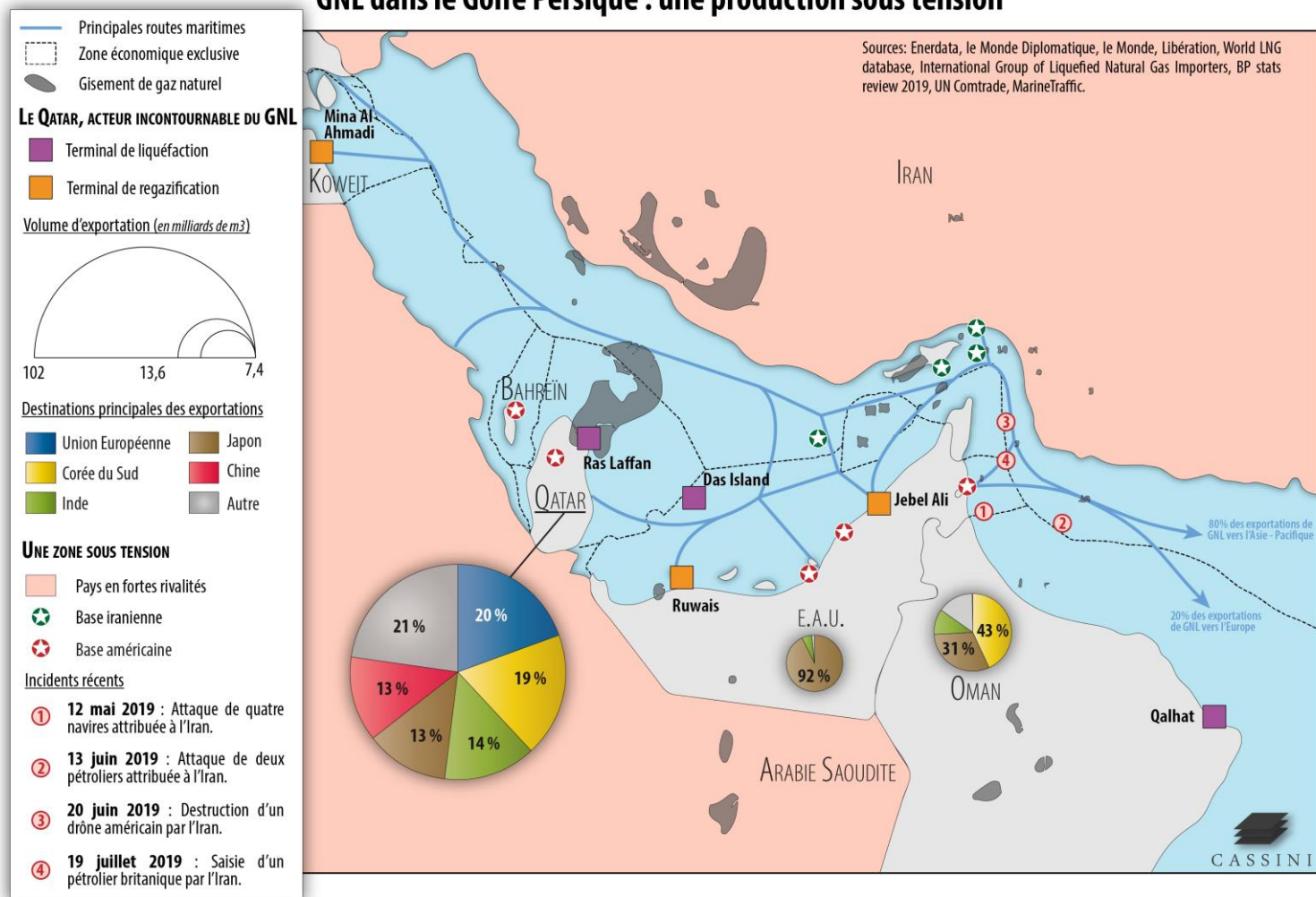
En Iran, le développement de South Pars s'est fait à destination de la consommation domestique. Différents projets d'exportations ont été conçus au fil des années, notamment des projets de gazoduc vers le Turquie et l'Europe, l'Iran-Pakistan-India pipeline (IPI) et les projets GNL dénommés Iran LNG (avec des compagnies chinoises et de la Corée du Sud), Pars LNG (avec Total et Petronas) et Persian LNG (avec Shell et Repsol). Néanmoins leurs réalisations se sont toujours heurtées aux difficultés liées au contexte international et aucun projet n'est actuellement en cours d'implémentation.

L'exploitation du gisement de South Pars a été séquencée en différentes phases (24 phases), avec différents partenaires locaux et internationaux, mais la participation d'entreprises étrangères a toujours été limitée par la question des sanctions. Par exemple, en 2017, le français Total et le chinois China National Petroleum Corporation (CNPC) ont signé un accord pour le développement de la Phase 11. Néanmoins leur investissement a été suspendu dès l'année suivante face à la menace de sanctions américaines visant les entreprises faisant des affaires en Iran. Malgré ces difficultés, les autorités iraniennes affirment que la production de South Pars connaît une augmentation et que la production iranienne est désormais du même ordre que celle du Qatar.

La crise diplomatique opposant depuis 2017 le Qatar à l'alliance constituée par l'Arabie saoudite, les Émirats arabes unis, Bahreïn et l'Égypte, n'a pas, à ce stade, entraîné de conséquences notables sur la production et l'exportation de gaz du Qatar. Les exportations à travers le gazoduc Dolphin vers les Émirats arabes unis n'ont pas été interrompues malgré le boycott politique et économique.

L'utilisation du Canal de Suez par les méthaniers en provenance du Qatar n'a pas non plus été interrompue, malgré la menace du Caire de réduire la remise sur les frais de canal offerte aux navires GNL. L'accès au Canal de Suez étant soumis à des réglementations internationales, l'interdiction semble difficile à envisager.

GNL dans le Golfe Persique : une production sous tension



FOCUS 2 : SÉCURISATION DES FLUX MARITIMES : LE DÉTROIT D'ORMUZ ET AUTRES CHOKE POINTS

Outre les usines de liquéfaction situées au Qatar à Ras Laffan, d'autres unités de GNL se trouvent dans le golfe Persique :

- Le terminal de liquéfaction de ADGAS à Abou Dhabi ;
- Les terminaux de regazéification de Jebel Ali et de Ruwais à Dubaï ;
- Le terminal de regazéification de Mina Al-Ahmadi au Kuwait.

La libre circulation à travers le détroit d'Ormuz constitue une condition fondamentale pour l'utilisation de toutes ces installations. Plus généralement, le détroit d'Ormuz, long d'environ 275 km pour une largeur variant entre 50 et 80 km, est un passage éminemment stratégique pour le transport maritime mondial des hydrocarbures. La fermeture du détroit d'Ormuz aurait des conséquences catastrophiques sur l'économie des États producteurs du golfe Persique qui, privés

de ce débouché, seraient obligés de réduire leurs exportations de ressources énergétiques. Pour cette raison, la menace de fermeture du détroit est une arme régulièrement utilisée par les autorités iraniennes pendant les phases de tension, notamment vis-à-vis de l'Arabie saoudite et des États-Unis. Pour le Qatar, dont 100 % des exportations de GNL passent par le détroit d'Ormuz, un tel blocage représenterait une catastrophe.

Outre le détroit d'Ormuz, d'autres points de passage maritimes peuvent avoir un impact stratégique important sur le commerce de GNL.

Le golfe d'Aden et la mer Rouge entre le détroit de Bab-el-Mandeb et le Canal de Suez sont des régions exposées aux menaces sécuritaires, notamment liées aux actes de piraterie au large de la Somalie, aux actions militaires au large du Yémen et aux actes terroristes en Égypte. En cas de perturbations de cette voie maritime, le Qatar est le pays qui pourrait être potentiellement le plus impacté, car ses exportations de GNL à destination de l'Europe se verraient obligés d'emprunter la route du cap de Bonne-Espérance, ce qui augmenterait les temps et les coûts de transport.

Le détroit de Malacca est également un point de passage stratégique pour le commerce de GNL. Il constitue le point de passage le plus rapide entre le Qatar et les grands importateurs de GNL, comme le Japon, la Corée du Sud et la Chine. Néanmoins, en cas d'obstruction majeure, de blocage temporaire ou de fermeture du détroit, il existe des alternatives possibles avec les détroits de la Sonde et de Lombok-Macassar, avec un rallongement des temps de transport de quelques jours. De plus, la progressive diversification des sources d'approvisionnement en GNL de ces pays consommateurs (à la suite de l'essor de la production de GNL d'Australie, des États-Unis et de la Russie), les rendent moins exposés à cette éventualité.

Le canal de Panama et le détroit de Gibraltar représentent aussi des voies de passage importantes pour le commerce de GNL, mais ils ne sont pas considérés comme des points faibles d'un point de vue sécuritaire.

Concernant le canal de Panama, notons néanmoins qu'actuellement, un nombre limité de créneaux de transport est attribué aux navires GNL (1 ou 2 par jour) et ceci malgré l'expansion du canal finalisée en 2016. Dans le cas d'un fort développement futur des exportations de GNL depuis les terminaux de la côte orientale des États-Unis à destination des pays consommateurs d'Asie, la capacité du canal de Panama attribué aux navires GNL pourrait s'avérer insuffisante. Ce phénomène pourrait transformer le canal de Panama en un *bottleneck* et obligerait les méthaniers à emprunter des routes alternatives plus longues et plus chères (*via* le cap de de Bonne-Espérance ou le canal de Suez).

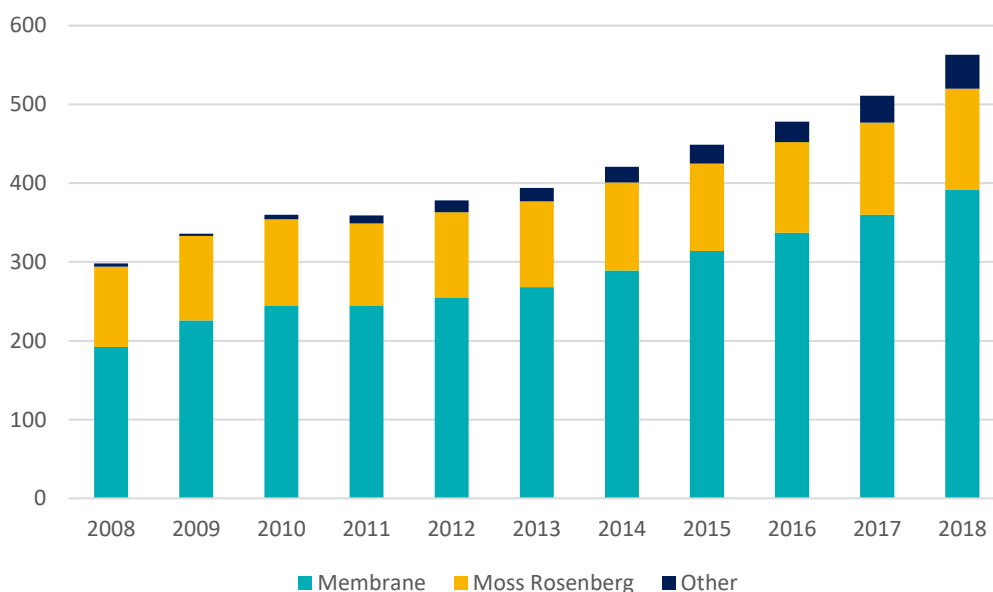
Selon le rapport annuel 2019 du GIIGNL - *International Group of Liquefied Natural Gas Importers*¹² – la flotte mondiale de méthaniers se composait de 563 navires fin 2018, avec une capacité totale de 83,1 Gm³. 57 navires ont été livrés en 2018 et le carnet de commandes des méthaniers se composait de 138 unités à la fin de la même année, dont 46 devant être livrés en 2019. On assiste donc à une forte expansion de la flotte GNL au niveau global et plus de 80 % des méthaniers sont en service depuis moins de 15 ans.

Pour maintenir le gaz à l'état liquide en minimisant les déperditions énergétiques, les méthaniers doivent être isolés thermiquement : leurs réservoirs sont dits « adiabatiques », c'est-à-dire sans perte thermique. En fonction de la technique de fabrication des cuves, on distingue deux principaux types de méthaniers (voir Graphique 6) :

- Les méthaniers à membrane (392 méthaniers en service fin 2018), dont les cuves sont intégrées à la double coque du navire et en épousent les contours ;
- Les méthaniers à sphères (au nombre de 128), facilement reconnaissables grâce aux cuves sphériques apparentes (technologie Moss Rosenberg).

Graphique 6 :
Évolution du
nombre de
méthaniers
dans le
monde

Source :
Rapport
annuels GIIGNL



38

La plupart des méthaniers ont une capacité de transport de l'ordre de 125 000-150 000 m³. Deux classes de méthaniers géants ont été construits pendant la première décennie du siècle pour assurer le transport du gaz du Qatar : les « Q-FLEX » (31 unités, de capacité unitaire entre 210,000-217,000 m³) et les « Q-MAX » (15 unités). Les « Q-MAX » sont les plus gros méthaniers en activité, peuvent transporter jusqu'à 266 000 m³ de GNL et mesurent près de 345 m de long et 54 m de largeur.

Plus de 80 % des méthaniers actuellement en service sont construits en Corée du Sud et au Japon. Le premier méthanier construit en Asie date de 1981 par la compagnie japonaise Kawasaki, alors que la première construction en Corée du Sud date de 1994. En l'espace de quelques décennies, ces deux pays ont acquis un rôle prépondérant dans le domaine des chantiers de construction, au

¹² https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_annual_report_2019-compressed.pdf

détriment notamment des pays occidentaux. La Corée du Sud est actuellement le premier producteur au monde, avec les chantiers navals de Daewoo (DSME - Daewoo Shipbuilding and Marine Engineering Co.), Samsung Heavy Industries et Hyundai Heavy Industries. Le Japon est le second producteur, avec les groupes Kawasaki Heavy Industries et Mitsubishi Heavy Industries. On assiste aussi au développement progressif de la Chine qui investit massivement dans la construction de méthaniers depuis une dizaine d'années. En ce qui concerne la France, les derniers méthaniers construits par les Chantiers de l'Atlantique à Saint-Nazaire, ont été livrés au groupe Engie en 2006-2007.

L'entreprise nationale de navigation Qatar Gas Transport Company - Nakilat, possède la plus grande flotte de méthaniers au monde, avec 69 navires (dont les susmentionnés « Q-FLEX » et « Q-MAX ») et une capacité totale équivalente au 12 % de la capacité mondiale.

Les autres propriétaires des méthaniers appartiennent principalement à deux catégories :

- Les grandes entreprises du secteur de l'énergie (notamment les filiales de trading de majors comme Shell, BP, Chevron) qui utilisent les méthaniers essentiellement pour transporter leur propre GNL.
- Les compagnies de *shipping*, dont l'activité consiste à construire ou acheter les méthaniers et les affréter sur différentes durées aux utilisateurs. Les principales compagnies sont Teekay (aussi présente dans le marché des pétroliers), certaines sociétés spécialisées dans le GNL comme Golar LNG ou Hoegh LNG, les japonaises Mitsui OSK Lines, NYK et K Line, et des sociétés contrôlées par des armateurs grecs comme GasLog, Maran Gas et Dynagas.

La modalité de gestion des flottes de méthaniers est en train d'évoluer en parallèle avec les changements d'organisation du marché du GNL (voir plus haut), avec une tendance vers une plus grande flexibilité contractuelle. 39

Ainsi traditionnellement la sécurisation de capacités de transport était l'une des composantes des contrats *long term oil-indexed* entre compagnies des pays producteurs (NOC), majors internationales et *utilities* des pays consommateurs, *via* l'acquisition ou la location de flottes de méthaniers (très fréquemment sur la base de *charter terms* de 20 ans).

Avec le développement d'accords de moyen terme, puis la croissance d'opérations spot sur le GNL, le marché des méthaniers connaît aussi l'apparition de transactions d'affrètement sur des horizons temporels plus courts. On estime qu'actuellement autour de 15 % des navires sont régulièrement disponibles pour des opérations de court terme. Mais ce pourcentage est destiné à augmenter, car seulement une petite partie des bateaux actuellement en construction ont un accord de *charter long term* déjà conclu. Le processus de flexibilisation du marché des méthaniers est en marche, avec des compagnies de *shipping* qui gèrent des flottes sur la base de la demande de court terme.

Cette tendance rendra le *shipping* GNL plus proche d'autres composantes du marché du *shipping*, comme celui des *tankers* pétroliers. À ce titre, on assiste à l'émergence de cadres contractuels standardisés (notamment impulsé par le GIIGNL), à l'activité de *brokerage* sur les *short term charter rates* et au lancement de contrats financiers *futures* sur les principales routes du GNL.

Les prix de marché pour le shipping GNL montrent une forte volatilité : les *short term charter rates* ont évolué entre 20k et 180k USD/jour pendant la période entre 2016 et fin 2019.

FOCUS 4 : SÉCURITÉ ET SURETÉ DU TRANSPORT ET DES INSTALLATIONS GNL

Le GNL est un liquide incolore produit par liquéfaction du gaz naturel par réfrigération et conservé à l'état liquide à une température constante de -162°C. Il a les caractéristiques typiques d'une substance inflammable, avec la propension à s'enflammer et éventuellement à exploser à certaines concentrations en volume avec l'air.

Ainsi les opérations de liquéfaction, transport, stockage et regazéification du GNL doivent avoir lieu dans un cadre de maîtrise et contrôle, afin d'éviter les dangers de brûlures, d'engelures ou d'hypothermie pour le personnel, ainsi que les risques d'explosion et d'incendie. En particulier en cas de rejet incontrôlé de GNL, par exemple dans l'éventualité de la rupture de la coque d'un navire méthanier, le GNL produira un nuage de vapeur susceptible de s'enflammer si le mélange air-gaz se trouve dans les limites de combustion et donner lieu à des phénomènes de *Pool-fire*, de *Jet-fire* ou de *Flash-fire*. Par ailleurs, le GNL ne donne pas lieu à une pollution des eaux (absence de risque de marée noire), ne produit pas de fumées toxiques et – par rapport à d'autres hydrocarbures – n'est pas corrosif.

Pour transporter le GNL, les méthaniers sont dotés de cuves munies d'une barrière isolante qui est remplie d'azote gazeux. Cet azote a pour rôle d'éviter une éventuelle réaction avec l'oxygène contenu dans l'atmosphère. Pour apporter une protection supplémentaire aux cuves et éviter qu'elles soient fissurées en cas de collision ou d'échouage en mer, les méthaniers sont équipés d'une double coque. Par ailleurs des dispositifs de détection sont également installés afin de déceler toute fuite de gaz. Enfin, dans le but d'éviter tout risque de collision, les méthaniers (du fait de la dangerosité de la marchandise transportée) sont considérés comme bateaux prioritaires sur de nombreuses voies maritimes comme les chenaux de navigation et les voies fluviales. Les autres navires doivent respecter des distances minimales.

40

Le transport de GNL présente d'excellents antécédents en termes de sécurité. Depuis le démarrage de l'activité commerciale des méthaniers en 1964, aucun accident sérieux n'a eu lieu. La plupart des incidents se sont produits au moment du chargement/déchargement. Dans les rares cas de collision ou d'échouage, aucune défaillance ou rupture des cuves ne s'est produite.

Au niveau des terminaux de liquéfaction et de regazéification, le bilan de sécurité est plus mitigé avec une fréquence d'accidents plus importante. L'accident le plus significatif est survenu en 2004 sur le terminal de liquéfaction de Skikda en Algérie entraînant la mort de 27 personnes, l'endommagement d'une grande partie des installations et l'arrêt des exportations pendant 10 ans.

En termes de sûreté, l'industrie du GNL a connu très peu d'incidents. Dans ce cas aussi, il faut distinguer les installations GNL (qui sont des installations industrielles, étendues sur des grandes surfaces et qui font l'objet de mesures de protection), du transport maritime qui est par nature vulnérable notamment à cause de la faible vitesse du navire et de la multiplication de passages stratégiques sur les voies maritimes.

Le transport per GNL est soumis – comme les autres formes de transport maritime – à trois types de menaces : piraterie, menaces étatiques et terrorisme.

Les méthaniers ne sont pas des cibles privilégiées pour des actes de piraterie, tant par leur taille que par la difficulté à valoriser la cargaison. Le dernier acte recensé concerne l'attaque avortée frustrée d'un méthanier en novembre 2018, à environ 30 milles marins au sud-ouest du terminal de liquéfaction de Bonny, au Nigéria.

Concernant les menaces étatiques, le transport GNL n'a jamais été une cible privilégiée, contrairement au transport du pétrole qui a fréquemment été l'objet d'actions militaires entre États. L'évènement le plus significatif a eu lieu pendant la guerre Iran-Irak des années 1990, avec l'attaque au bateau gazier « Gaz Fountain ». Ce bateau était un *LPG tanker* à double coque, c'est à dire un bateau utilisé pour le transport de GPL – gaz de pétrole liquéfié, et le GPL est transporté à une température beaucoup plus haute que le GNL (+25°F contre -260°F pour le GNL). Le « Gaz Fountain » a été frappé par trois missiles Maverick lancés par un avion iranien. Deux des missiles ont explosé sur ou au-dessus du pont du navire, causant des dommages relativement mineurs. Le troisième missile a pénétré le pont et a explosé au-dessus d'un réservoir de stockage de butane, ouvrant un trou de 6 mètres carrés dans le toit du réservoir. Le gaz qui s'échappait s'est enflammé, mais l'incendie a pu être éteint, grâce aussi à l'intervention d'un navire de sauvetage. Le « Gaz Fountain » a eu la chance que son réservoir de stockage n'ait été percé qu'en haut. Si un missile avait touché la coque du navire plutôt que le pont, il aurait pu pénétrer la cuve de stockage par le côté, avec des conséquences plus graves. L'attaque et le sauvetage du « Gaz Fountain » fournissent des preuves de la robustesse des navires à double coque, comme ceux qui transportent du GNL. Mais les conséquences relativement modestes de l'attaque du « Gaz Fountain » ne démontrent pas nécessairement que les attaques contre les méthaniers GNL auraient des impacts limités, notamment à cause du pouvoir explosif du GNL.

41

Les menaces terroristes sur les méthaniers peuvent se traduire par deux modes opératoires : 1) les attaques externes ou 2) la prise de contrôle.

Un exemple d'attaque externe s'est produit en octobre 2016 dans le détroit de Bab al-Mandab (près de l'île et du phare de Perim, à quelques kilomètres seulement de la côte sud du Yémen) et a eu comme cible le méthanier « *Galicia Spirit* » de 140 000 m³ de capacité. Selon le communiqué de la société Teekay propriétaire du navire¹³: *“the skiff (small boat) that engaged in an attack on the Galicia Spirit using small arms was also carrying a substantial amount of explosives... While the intentions of the attackers and the use of the explosives is unknown, the investigation findings indicate that the explosives would have been sufficient to have caused significant damage to the vessel... It appears, however, that when the skiff was approximately 20m (meters) from the vessel, the explosives detonated, destroying the skiff and ending the attack.”* Il s'agissait donc vraisemblablement d'une attaque suicide. Teekay a déclaré que le navire n'avait subi que des dommages mineurs.

À moins que le méthanier ne soit heurté à une vitesse très élevée par une embarcation chargée d'explosif (comme dans les cas des attaques suicides en 2000 contre le *destroyer* lance-missiles USS Cole de la marine des États-Unis dans le port d'Aden au Yémen et en 2002 contre le pétrolier

¹³ <https://www.reuters.com/article/us-yemen-shipping-attack/boat-that-attacked-gas-tanker-off-yemen-carried-explosives-shipowner-idUSKBN12Y2L3>

français Limburg dans le golfe d'Aden), il est peu probable qu'une brèche de la double coque du méthanier se produise. Cependant, si une telle brèche se produisait, il est éventuellement possible que le GNL se déverse et provoque un incendie massif.

D'autres méthodes d'attaque possibles comprennent le lancement de missiles ou de RPG ou des frappes aériennes. L'impact d'un assaut varierait selon la taille et la puissance de l'engin explosif et selon la partie du méthanier qui serait touchée.

Une attaque terroriste provoquant l'incendie ou l'explosion d'un méthanier aurait certainement un impact symbolique et des conséquences matérielles très significatives, notamment si elle avait lieu proche d'un *choke point*, ou d'un port de débarquement.

La prise de contrôle par un groupe armé représente probablement la plus grande menace terroriste pour un méthanier. De nombreux navires opèrent sous des régimes de « libre immatriculation » non réglementés et proviennent souvent de régions politiquement instables et de ports disposant de systèmes de sécurité médiocres. Il est donc possible d'imaginer une infiltration à bord à la suite d'une vérification inadéquate des équipages. Bien qu'il s'agisse d'une question de sûreté pour tous les cargos, la prise de contrôle est encore plus critique pour les navires transportant des cargaisons potentiellement dangereuses, comme le GNL. Un petit nombre de terroristes pourraient causer de graves dommages s'ils arrivaient à prendre le contrôle du navire et à produire une explosion à bord, notamment lorsque - dans sa phase d'approche au terminal de regazéification - le méthanier transite par des zones habitées ou pénètre dans un port très fréquenté.

ÉMERGENCE DE NOUVEAUX ACTEURS ET COMPÉTITION STRATEGIQUE

L'UE est à ce jour le premier importateur mondial de gaz naturel (321 Gm³ en 2018) et la Chine le deuxième (122 Gm³ en 2018). La question de l'évolution de leur demande sera donc déterminante de la dynamique des échanges de GNL. Divers facteurs peuvent influencer leur demande en gaz naturel mais deux variables plus particulières doivent être mentionnées :

- La question pour l'UE est de savoir si elle peut atteindre la neutralité carbone en 2050, ce qui se traduirait par une réduction sensible de sa demande gazière ;
- Pour la Chine, il importerait de déterminer si le gaz naturel dans le cadre d'une politique climatique peut être, au moins sur le moyen terme, une énergie de transition.

L'INFLUENCE DES GRANDS PAYS CONSOMMATEURS

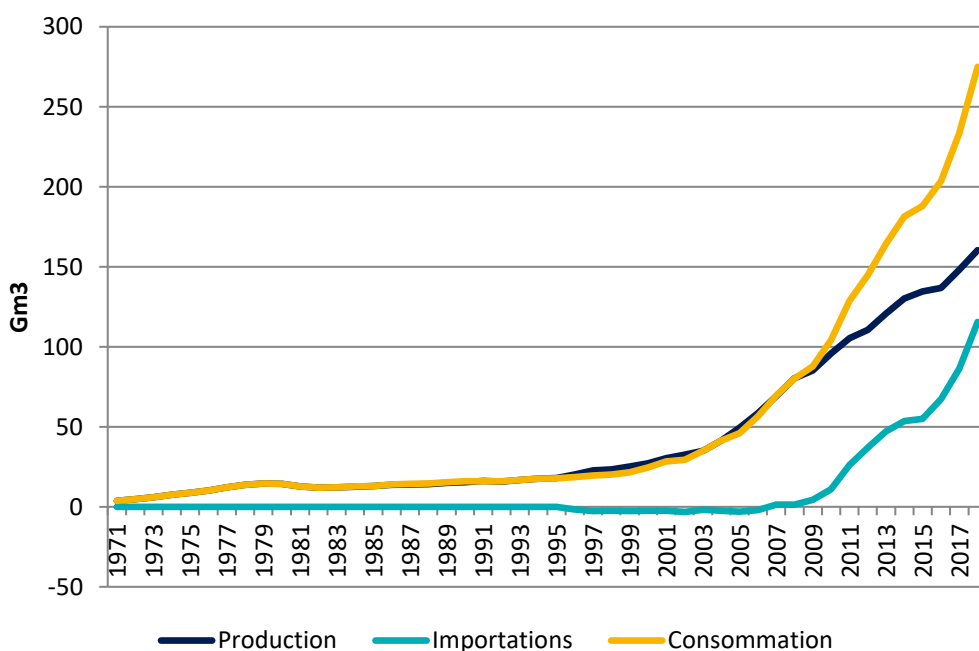
La dépendance croissante de la Chine aux importations de gaz naturel et de GNL

La dépendance de la Chine envers les importations de gaz naturel a considérablement augmenté (voir Graphique 7). En 2018, celles-ci ont représenté 43 % de sa consommation, alors que le pays était auto-suffisant jusqu'en 2007.

43

Graphique 7 :
Évolution de la production et de la consommation de gaz naturel en Chine, 1971-2018 en Gm³

Source : Enerdata

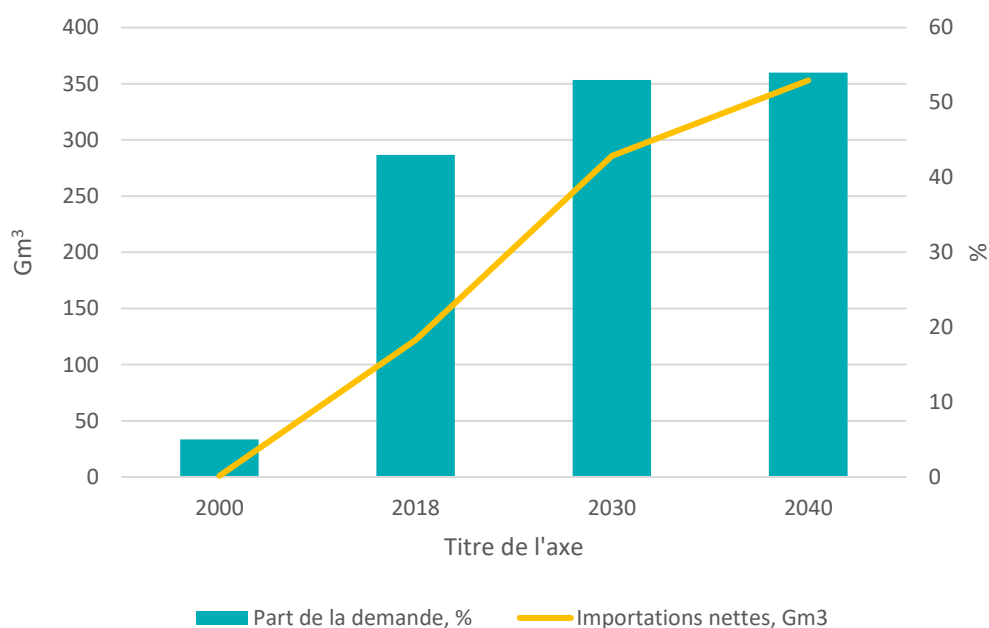


En dépit de la hausse anticipée de la production, cette part des importations dans le total de la consommation devrait continuer à croître. Dans son dernier *World Energy Outlook* (2019), l'AIE

estime que les importations de la Chine pourraient atteindre 286 Gm³ en 2030 et 353 Gm³ en 2040 (voir Graphique 8). Dès 2024, la Chine pourrait devenir le plus gros importateur de GNL au monde devant ainsi le Japon.

Graphique 8 :
Évolution de
la
dépendance
gazière de la
Chine

Source :
AIE/WEO
(2019)



Rappelons-le, la sécurisation de l’approvisionnement gazier chinois passe par une diversification des fournisseurs et des voies d’approvisionnement (gazoducs versus GNL).

44

En termes de GNL, les capacités d’importation chinoise sont de l’ordre de 118 Gm³ pour des importations de 75,5 Gm³ en 2018 (voir la liste des infrastructures Tableau A6 en Annexe). Ses principaux fournisseurs sont l’Australie le Qatar et les États-Unis. Les questions de compétitivité des différents fournisseurs sur le marché chinois sont centrales mais des facteurs d’ordre géopolitique interviennent également comme tendraient à le démontrer les relations entre la Chine et les États-Unis (cf. point III).

La fourniture par gazoduc est assurée par trois grandes sources :

- les importations en provenance de Myanmar,
- celles d’Asie centrale (Turkménistan, Kazakhstan et Ouzbékistan),
- celles de la Russie (cf. point sur la Russie).

Au total, la capacité d’importation par voie terrestre de la Chine d’ici 2020 pourrait être de l’ordre de 200 Gm³ (voir Tableau 5).

Tableau 5 :
Les routes d'exportation à partir de l'Asie centrale

| | Importations futures (Gm ³) | Remarques |
|---------|---|---|
| Ligne A | 15 | Gaz du Turkménistan |
| Ligne B | 15 | Gaz du Turkménistan |
| Ligne C | 25 | 10 Gm ³ du Turkménistan, 10 Gm ³ d'Ouzbékistan, 5 Gm ³ du Kazakhstan |
| Ligne D | 30 | |
| Myanmar | 12 | |

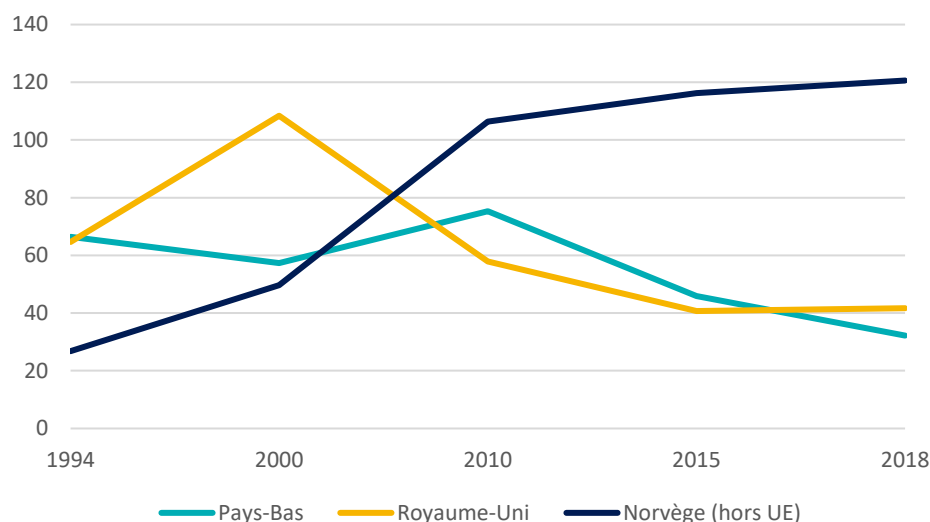
Source : Shell et DRC (2017).

La diversification de l'approvisionnement gazier européen comme outil de sécurité énergétique dans un marché libéralisé

Le gaz naturel joue un rôle important dans le mix énergétique de l'UE. Sa part dans la consommation d'énergie primaire est un peu plus de 23 %. Les importations européennes en 2018 ont représenté près de 321 Gm³ soit un taux de dépendance de l'ordre de 60 %. Cela traduit une consommation importante alors que la production gazière de l'UE (Pays-Bas, Royaume-Uni) n'a cessé de décroître (voir Graphique 9).

Graphique 9 :
Évolution de la production gazière de l'UE et perspectives (Gm³)

Source : BP Statistical Review of World Energy, différentes années ; Norwegian Petroleum Directorate.



À l'horizon 2030, cette énergie devrait continuer à jouer un rôle important dans le bilan énergétique européen. Toutefois, sur le long terme, la question de son importance et de sa place en Europe se pose. Ainsi, dans l'hypothèse d'un scénario « Neutralité carbone en 2050 » tel qu'envisagé par l'UE, la part du gaz naturel devrait décroître très sensiblement dans le mix énergétique européen entre 2040 et 2050.

Traditionnellement l'approvisionnement de l'Union européenne en gaz naturel a été assuré par un oligopole de fournisseurs constitué de la Russie (Gazprom), de la Norvège (Statoil) et de l'Algérie (Sonatrach). La fourniture en GNL par le Qatar est venue s'ajouter dans un deuxième temps à cet

approvisionnement. Sa fourniture contractuelle a été essentiellement centrée sur des contrats de long terme de type *Take or Pay* (TOP).

L'un des enjeux majeurs pour l'UE dans le contexte d'un marché libéralisé est celui de sa sécurité gazière. Cet enjeu est d'autant plus important qu'en 2030 sa dépendance gazière pourrait être de près de 90 % selon le *World Energy Outlook* (2019) de l'AIE. La question du « risque russe », soit la part de marché de Gazprom en Europe et le risque géopolitique qu'elle engendrerait, est soulignée comme étant l'une des plus prégnantes.

C'est dans ce contexte que l'UE s'est orientée vers un processus de diversification de ses fournisseurs soit par gazoducs (avec l'ouverture d'un nouveau corridor à partir de la Caspienne) mais surtout au travers de la constitution d'une importante capacité de regazéification de l'ordre de 205 Gm³/an (voir Tableau 6). Le GNL joue désormais un rôle important dans sa stratégie de diversification et donc de sécurisation de son approvisionnement en gaz naturel. Ceci est particulièrement vrai pour des pays comme la Pologne¹⁴ et les États baltes jusqu'alors très dépendants de la Russie en matière de fourniture gazière.

Tableau 6 :
Les capacités de regazéification de l'Union européenne en 2018, Gm3

| Pays | Capacité (Gm3/an) |
|-----------------|-------------------|
| Belgique | 9.0 |
| Finlande | 0.1 |
| France | 34.4 |
| Grèce | 7.2 |
| Italie | 15.2 |
| Lituanie | 4.1 |
| Malte | 0.7 |
| Pays-Bas | 12.0 |
| Pologne | 5.0 |
| Portugal | 7.9 |
| Espagne | 60.1 |
| Suède | 0.8 |
| Royaume-Uni | 48.6 |
| Total UE | 205.2 |

Source : Enerdata, World LNG Database

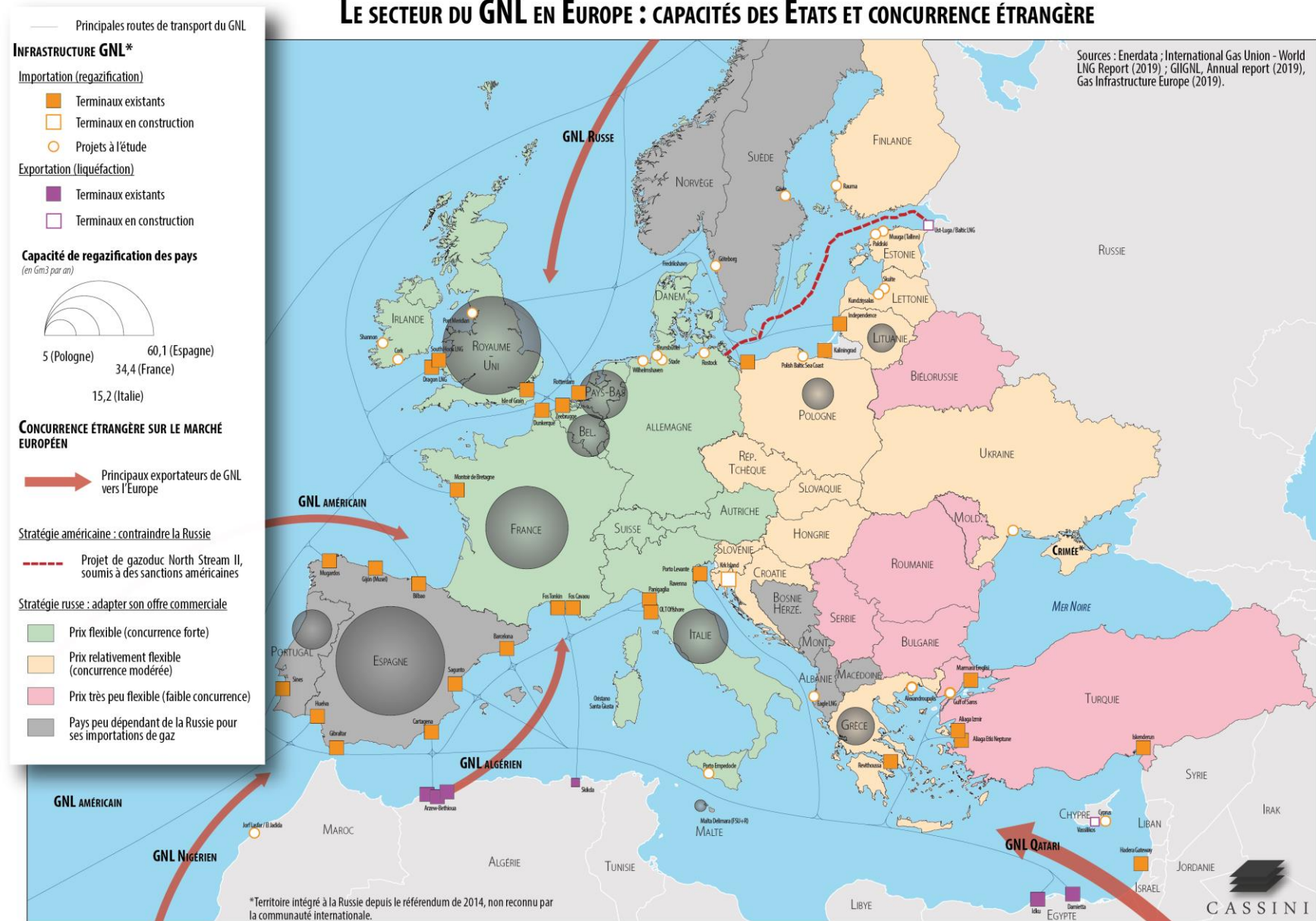
Il existe toutefois de forts enjeux régionaux au sein de l'UE (voir Carte « Le secteur GNL en Europe : capacités des Etats et concurrence étrangère » p. 49). Au Nord-Ouest de l'UE, la diversification importante des fournisseurs a notamment permis de créer un marché concurrentiel avec des hubs (NBP et TTF) suffisamment liquides pour permettre l'émergence d'un prix de référence en matière de gaz naturel.

Ceci est beaucoup moins vrai pour l'Europe centrale et orientale et surtout pour l'Europe du Sud-Est, les Balkans qui ont des interconnexions insuffisantes entre les marchés (même si de sensibles progrès ont été réalisés ces dernières années) et des capacités de regazéification extrêmement limitées. Ces phénomènes constituent de puissants freins à la diversification de leur

¹⁴ La capacité 5 Gm³/an du terminal de GNL de Świnoujście devrait être portée à 7,5 Gm³/an dès 2022.

approvisionnement qui reste pour une grande partie assurée par Gazprom. Les processus de libéralisation des industries gazières sont lents comparativement au reste de l'UE. Ceci se traduit notamment par un faible développement des marchés spots. Pour l'essentiel les prix résultent de contrats de long terme et de formules d'indexation des prix basées sur les prix du pétrole et des produits pétroliers. Toutefois, l'UE entend mettre l'accent sur le développement des interconnexions entre ces marchés, afin de promouvoir la diversification de leur approvisionnement gazier (Bowden, 2019). De nouveaux terminaux de GNL sont en construction (Bulgarie) ou sont planifiés (Croatie).

LE SECTEUR DU GNL EN EUROPE : CAPACITÉS DES ÉTATS ET CONCURRENCE ÉTRANGÈRE



LES EXPORTATIONS RUSSES : EUROPE VERSUS ASIE ?

Le secteur gazier russe : bref aperçu

Grace à des réserves considérables¹⁵, la Russie est, derrière les États-Unis, le deuxième producteur mondial de gaz soit une production de 669,5 Gm³ en 2018. Une part importante de ses réserves se trouve dans la région de Nadym-Pur-Taz et dans la province de Yamal (notamment le district autonome des Yamalo-Nenets).

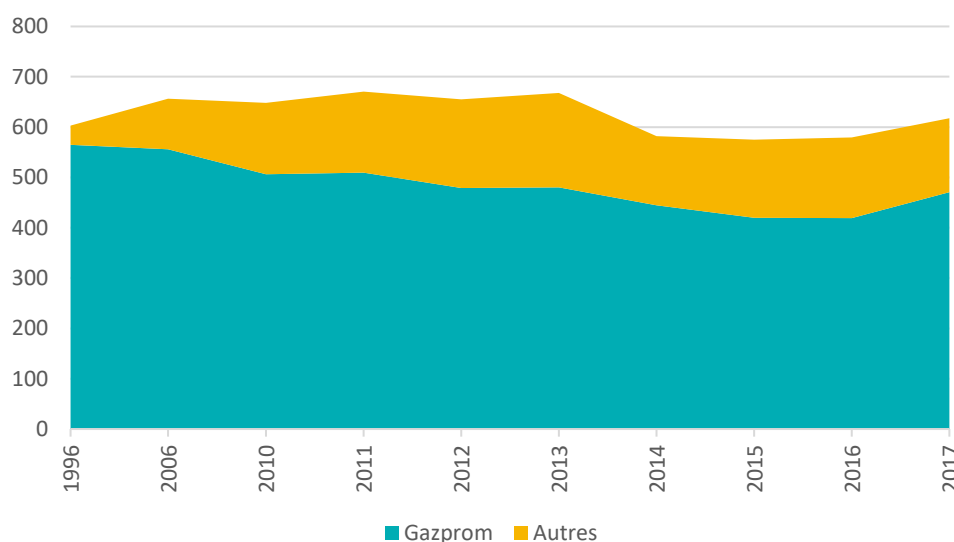
La Russie est aujourd’hui confrontée au besoin de compenser la baisse (ou stagnation) de la production des trois « super géants » arrivés à maturité que sont Urengoy, Yamburg et Medvezhe situés dans la région de Nadym-Pur-Taz (Sibérie occidentale). Les nouvelles zones en cours de développement concernent la province de Yamal (notamment Bovanenkovskoye), les satellites des super géants de Nadym-Pur-Taz et la Sibérie orientale (notamment Chayandinskoye et Kovykta). L’importance croissante des marchés asiatiques dans la stratégie gazière de la Russie explique l’accent mis par Gazprom quant au développement de cette dernière zone. Plus récemment, sont envisagés les développements des projets frontières (offshore russe avec notamment Shotckman, les gisements de la mer de Kara...).

L’industrie gazière russe est dominée par la holding Gazprom qui détient 70 % des réserves totales et qui assure 72 % de la production totale soit 499 Gm³ en 2018 (voir Graphique 10). Cette compagnie est une organisation verticalement intégrée de la production jusqu’au transport. À côté de Gazprom ont émergé de « nouveaux acteurs », les Indépendants gaziers (tel Novatek) et les compagnies pétrolières russes qui détiennent des réserves gazières (notamment Rosneft et Lukoil). Gazprom a le monopole du réseau de transport sur longue distance. La compagnie dispose également du monopole d’exportation par gazoducs (donc des exportations vers l’Europe). Depuis 2014, la compagnie n’a plus le monopole en matière d’exportations de GNL.

49

Graphique 10 : La production gazière russe par producteur (en Gm³)

Source : Gazprom, Russian Energy Ministry; BP (2019).



¹⁵ Évaluées par BP à 32 900 milliards de m³ soit 17,6 % du total mondial et 48 800 milliards de m³ soit 26 % des réserves mondiales par Gazprom et le ministère russe des Ressources naturelles et de l’Environnement.

Face à la globalisation des marchés du gaz naturel, l'enjeu de la politique gazière russe est sans doute celui de la diversification de ses marchés d'exportation. L'origine de cette stratégie est étroitement liée aux évolutions des relations de la Russie et de ses entreprises énergétiques avec l'UE. Ainsi, la volonté de l'Europe de diversifier ses fournisseurs gaziers dans un marché libéralisé conduit la Russie à développer une logique de sécurisation de ses marchés et de la demande qui lui est adressée.

Cette politique de diversification est basée sur le développement d'une filière de GNL qui seule peut lui permettre de se positionner comme un acteur incontournable du marché mondial du gaz naturel. Les exportations de GNL sont ainsi de manière croissante partie intégrante de la politique gazière de la Russie. Elles sont pour l'heure assurées principalement par Novatek¹⁶ (et Gazprom à partir de Sakhaline) et principalement destinées à l'Asie. Elles concernent également le marché européen mais à ce jour pour de faibles quantités.

La Russie devrait produire en 2019, 30 Mt de GNL soit environ 9 % de l'offre mondiale de GNL. Mais ses objectifs sont ambitieux : elle vise ainsi une production de GNL de 120-140 Mt/an d'ici 2035 ce qui la mettrait parmi les 5 premiers producteurs mondiaux de GNL.

Les exportations de GNL : le rôle de Novatek

De nombreux projets de GNL sont envisagés par la Russie mais aux conditions actuelles – importance des investissements à réaliser, coûts de productions plus élevés que pour les gisements de Sibérie occidentale, baisses des prix du gaz – la rentabilité de certains n'est pas assurée. À ce jour, hormis celles à partir de Sakhaline, les principales exportations de GNL sont celles de Novatek (Yamal LNG). Toujours sous l'égide de Novatek, un deuxième projet – Arctic LNG 2 devrait suivre d'une capacité de 19,8 Mt/an et ce à partir de 2023 avec pour destination prioritaire des exportations, l'Asie (voir la liste complète Tableau A7 en Annexe).

Les marchés d'exportation prioritaire pour le Yamal LNG et le Arctic LNG 2 sont ceux de l'Asie : Chine, Japon, Corée du Sud. Toutefois des exportations vers l'Europe sont nécessaires à la rentabilité de Yamal LNG compte tenu de la fermeture de la route par le Nord¹⁷ – voie la plus courte pour atteindre l'Asie et donc la moins chère – durant l'hiver (voir carte indicative A1 en Annexe).

Les coûts estimés des projets de Novatek et donc leur rentabilité restent des questions importantes à prendre en considération. Ils seraient de l'ordre de 1 000 US\$/tonne. Novatek avance un coût de 750 US\$/tonne pour Arctic LNG2 (soit une réduction de près de 30 % par rapport à Yamal LNG¹⁸). Mais il semblerait que ce chiffre ne tienne pas compte des coûts de l'*upstream*.

Dans tous les cas de figure, les aides de l'État (sous forme de subventions, prise en charge des infrastructures, fiscalité) sont importantes et assurent en partie la rentabilité de tels projets. Elles démontrent l'importance que revêt aux yeux de l'État russe le développement à grande échelle d'une industrie de GNL. En particulier, les projets de GNL de Yamal portés par Novatek bénéficient

¹⁶ Novatek est une entreprise gazière russe privée qui se présente aujourd'hui comme le principal producteur de GNL en Russie. Total (16,3 %) et Gazprom (9,9 %) sont actionnaires de l'entreprise.

¹⁷ Au-delà de 2030, celle-ci pourrait émerger comme une importante voie de transport.

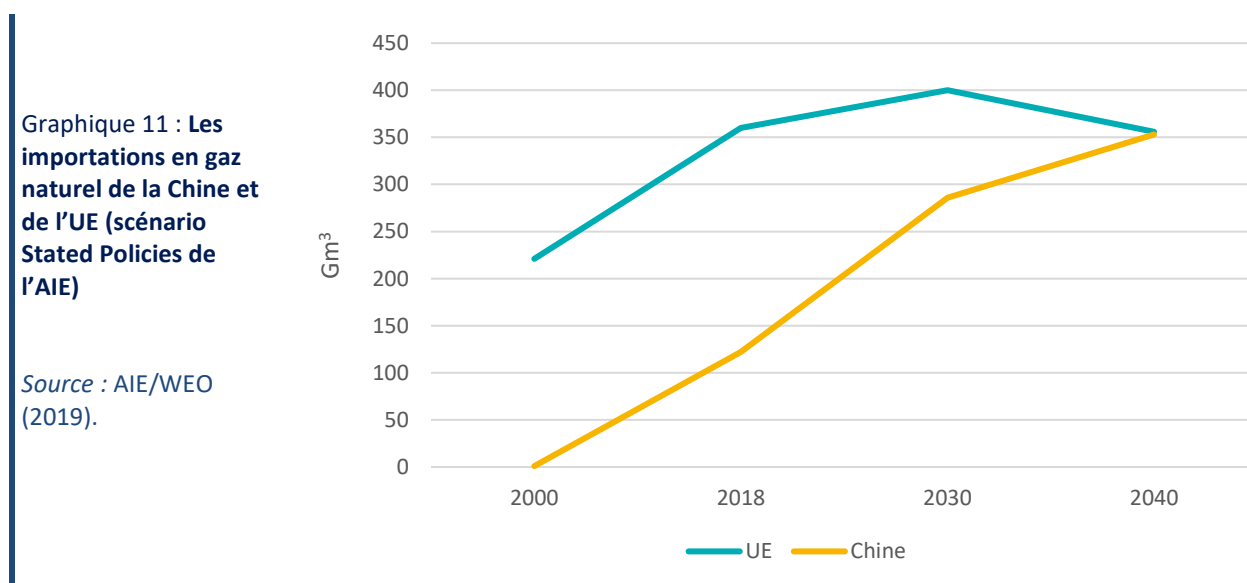
¹⁸ Ces coûts sont cités dans *Petroleum Intelligence Weekly*, 18 octobre 2019 et dans *LNG Industry*, 09 octobre 2019.

d'exemptions fiscales pour une période de 12 ans (ou pour une production allant jusqu'à 250 Gm³ et 20 millions de condensats).

Une concurrence entre l'Europe et l'Asie (Chine) pour la fourniture gazière russe ?

Les scénarios de demande de gaz naturel effectués par l'AIE tendent à montrer qu'en 2040, les importations nettes de gaz naturel de la Chine serait du même ordre de grandeur que celles de l'UE soit autour des 350 Gm³ de gaz naturel. La Chine verrait en effet croître ses importations de manière importante compte tenu de l'augmentation de sa demande. L'UE sous l'effet des politiques climatiques verrait plutôt sa demande en gaz naturel décroître (voir Graphique 11).

Si ces scénarios se confirment, on pourrait voir se développer une concurrence entre l'UE et la Chine quant à la fourniture gazière russe. La Russie serait alors en mesure d'arbitrer entre le marché chinois et le marché européen en fonction des différentiels de prix. Cela suppose toutefois que les infrastructures soient suffisamment développées et que les contrats soient suffisamment flexibles pour permettre un arbitrage entre les marchés.



Les préoccupations de sécurité énergétique sont essentielles dans le développement des échanges d'hydrocarbures entre la Russie et la Chine. Elles n'obèrent pas pour autant des questions de compétitivité et de rentabilité de ces échanges. Mais pour ces deux pays, la gestion de la sécurité énergétique ne peut se concevoir en dehors de l'État, de la mise en œuvre d'une diplomatie énergétique, de relations bilatérales d'État à État et de compagnie à compagnie.

Ainsi, les projets de GNL russes sont développés par des consortiums internationaux composés de compagnies pétrolières internationales mais aussi d'acteurs chinois. Les mêmes logiques semblent se dessiner pour Arctic LNG 2 (voir Tableau 7).

Tableau 7 :
Structure en capital des projets de GNL de Novatek

| Projet | Actionnaires | Intérêts, % |
|--------------|--------------------------|-------------|
| Yamal LNG | Novatek (Russie) | 50,1 |
| | Total (France) | 20,0 |
| | CNPC (Chine) | 20,0 |
| | Silk Road Fund (Chine) | 9,9 |
| Arctic LNG 2 | Novatek (Russie) | 60,0 |
| | Total (France) | 10,0 |
| | CNPC (Chine) | 10,0 |
| | CNOOC (Chine) | 10,0 |
| | Japan Arctic LNG (Japon) | 10,0 |

Source : Enerdata

L'ÉMERGENCE D'UNE CONFRONTATION ÉTATS-UNIS-RUSSIE SUR LE MARCHÉ EUROPÉEN ?

La diversification gazière de l'UE a pour objectif de diminuer l'éventuel pouvoir de marché d'un fournisseur et par ce biais d'assurer sa sécurité gazière. La Russie est concernée au premier rang, du fait de l'importance de sa part de marché (plus de 30 %) celle-ci serait en état de modifier les conditions de la concurrence. Il s'agit ainsi pour l'UE de « diminuer le risque russe » liée à une dépendance jugée trop forte par rapport aux importations de gaz naturel russe mais aussi aux crises gazières entre la Russie et l'Ukraine puis au conflit entre les deux pays.

Dans ce contexte, le GNL dans son ensemble et plus particulièrement les exportations américaines sont apparues comme pouvant être une alternative à une partie conséquente de la fourniture gazière russe. La question de la part de marché de Gazprom en Europe revêt ainsi une portée géopolitique importante.

Il s'agit dès lors de déterminer si la compagnie russe a la capacité de contrer (retarder) l'arrivée d'un nouvel entrant représenté par les exportations de GNL des États-Unis issues du développement à grande échelle des *shale gas*.

La politique d'adaptation de Gazprom face à la menace du GNL

La menace d'un nouvel entrant, le GNL américain, a conduit la société gazière russe à des ajustements significatifs de sa stratégie d'exportation, en particulier de sa politique contractuelle en matière de prix. L'essentiel des ajustements effectués par Gazprom a consisté à maintenir la compétitivité de ses exportations par rapport à celles des États-Unis (et des autres GNL). Ces ajustements ont principalement visé à modifier les contrats de long terme de type *Take or Pay* qui organisent l'essentiel de ses ventes à l'Europe.

Concernant les prix, la compagnie a procédé à des modifications de sa formule d'indexation. Elle est aujourd'hui en faveur d'une formule d'indexation des prix hybrides basée sur les prix du pétrole et les prix spot européens. Par ailleurs, la compagnie a cherché à flexibiliser ses contrats. Ceux-ci prennent plus rapidement en compte les évolutions des prix.

Cette stratégie a eu des résultats positifs pour la compagnie. Elle lui a permis de maximiser ses exportations de gaz naturel à destination de l'Europe (200,8 Gm³ en 2018) et d'accroître sensiblement sa part de marché (près de 40 %).

Les avantages comparatifs de Gazprom dans la concurrence avec l'ensemble des GNL

Au-delà de l'enjeu géopolitique que représente la part de marché de Gazprom en Europe, la question de la compétitivité de ses exportations par rapport à celle du GNL est au centre du débat.

Dans sa concurrence avec le GNL américain (et l'ensemble des « GNL lointains »), Gazprom dispose d'un avantage comparatif lié à ses bas de coûts de livraison à l'Europe. Le coût de la fourniture gazière russe à l'Union européenne peut être estimé à moins de 4 US\$/MBtu. Il est à comparer à un coût de fourniture du GNL américain, son concurrent potentiel le plus crédible, que l'on peut évaluer entre 5,7 et 6,4 US\$/MBtu.

ESTIMATION DE LA COMPÉTITIVITÉ DU GAZ RUSSE PAR RAPPORT AU GNL AMÉRICAIN SUR LE MARCHÉ DE L'UE

L'estimation du coût de livraison du gaz russe à la frontière allemande faite par Henderson (2016), Rogers *et al.* (2015) résulte d'une estimation d'un coût de production marginal pour les grands gisements russes à 0,36 US\$/MBtu, d'une Mineral Extraction Tax (0,35 US\$/MBtu), d'un coût de transport à l'intérieur de la Russie (0,81 US\$/MBtu) d'un coût de transport par le NordStream (1,20 US\$/MBtu), auquel il faut ajouter une taxe à l'exportation.

Cette estimation est à comparer au coût de livraison des exports de GNL US à destination de l'Europe. Ceci peut être fait à partir du contrat de type Cheniere (Sabine Pass). Si l'on part d'un prix (variable) sur le hub Henry de 1,90 US\$/MBtu, on obtient un coût de livraison à l'Europe de l'ordre de 5,7-6,4 US\$/Mbtu. Celui-ci résulte d'un coût de liquéfaction de 2, 25-3 US\$/Mbtu, d'un coût de transport de 1 US\$/Mbtu et d'un coût de regazéification de 0,5 US\$/Mbtu

Source : Boussena, Locatelli (2017).

Marché Nord-Ouest européen

Sur le marché Nord-Ouest européen très concurrentiel, on peut considérer que Gazprom n'a pas la capacité d'exercer un pouvoir de marché au sens où il pourrait faire monter les prix. Si les prix de ses contrats de long terme dépassent les prix spots (NBP, TTF) et/ou dépassent le coût de livraison du GNL américain à l'Europe, il se retrouve dans une position de fournisseur résiduel. Sa fourniture est « remplacée » par les livraisons de GNL (situation entre 2009 et 2011¹⁹).

¹⁹ Sur cette période, les prix issus des contrats de long terme étant sensiblement plus élevés que les prix spot, Gazprom s'est retrouvé dans une position de fournisseur résiduel sur les marchés spot tout particulièrement sur le marché concurrentiel de l'Europe du Nord-Ouest.

Marché d'Europe centrale et orientale et républiques baltes

Suite au développement de la concurrence sur ces marchés, Gazprom tend progressivement à changer sa politique de prix sur ces marchés et à aligner les prix de ses contrats de long terme sur ceux des marchés spots.

Cette évolution s'affirme d'autant plus que dans le règlement de son différend (2018) avec la Direction générale de la Concurrence pour abus de position dominante à l'égard de huit pays d'Europe centrale et orientale, Gazprom a également accepté d'introduire dans ses contrats des « benchmark compétitifs » en matière de prix (Stern et Yafimava, 2017).

Le marché d'Europe du Sud-Est

Compte tenu d'un manque de concurrence et de faibles interconnexions, c'est sans doute dans cette zone que Gazprom dispose d'un réel pouvoir de marché. Ceci se traduit notamment par des contrats de long terme dont les prix restent pour l'essentiel indexés sur ceux du pétrole.

Gazprom n'a ainsi pas la capacité, notamment sur le marché Nord-Ouest européen le plus concurrentiel, de hausser les prix sous peine d'être concurrencé par le GNL notamment le GNL américain. Mais il dispose d'un certain nombre d'atouts dans sa concurrence avec le GNL américain, liés notamment à la proximité des marchés, l'importance de ses réserves et ses bas coûts de production.

Au-delà des seuls aspects économiques, des variables plus géopolitiques peuvent distordre sur le marché européen la concurrence entre les fournisseurs de gaz naturel, en particulier celle entre le gaz russe exporté par Gazprom et le GNL américain. On peut en effet s'interroger sur l'objectif des sanctions américaines à l'encontre du Nord Stream 2, sanctions qui portent notamment sur les entreprises européennes participant à la construction du gazoduc. Justifiées au nom de la sécurité énergétique de l'Europe – en dépit des fortes oppositions de certains pays de l'UE au premier rang desquelles l'Allemagne – elles ont été votées en décembre 2019 par le congrès américain et signées par le président Donald Trump. On ne peut s'empêcher de penser que l'objectif réel de l'administration américaine est de favoriser les exportations américaines de GNL dès lors que celles-ci pourraient ne pas être justifiées d'un seul point de vue économique. Toutefois, ces sanctions ne semblent pas compromettre le Nord Stream 2, tout au plus le retarder, selon les dirigeants russes.

54

LES CONSÉQUENCES POSSIBLES DES RELATIONS ÉTATS-UNIS - CHINE SUR LES EXPORTATIONS AMÉRICAINES DE GNL ?

Compte tenu des évolutions de la demande asiatique, des coûts de transport et d'un prix spot asiatique initialement plus élevé en comparaison de l'Europe, les exportations américaines de GNL étaient en théorie principalement destinées à l'Asie et au marché chinois.

Des facteurs d'ordre économique ont pu remettre en cause la compétitivité des exportations de GNL américain en Asie, notamment par rapport aux exportations en provenance du Qatar ou de l'Australie, voire du GNL de Novatek (Russie) et donc diminuer leur importance :

- Une baisse significative des prix du gaz en Asie ;

- Une demande gazière plus faible qu'initialement envisagée notamment en Chine ;
- Soulignons également qu'avec la mise en service en décembre 2019 du *Power of Siberia*, la Chine a désormais accès au gaz russe. Gazprom se présente ainsi comme un nouveau concurrent sur le marché chinois.

Des facteurs plus géopolitiques peuvent également interférer et modifier la compétitivité des différents fournisseurs en présence. Dans un premier temps, la guerre commerciale que se sont livrés ces deux pays a affecté les exportations américaines de GNL vers la Chine. L'augmentation significative des droits de douanes sur le GNL américain (25 %) a entamé leur compétitivité par rapport à d'autres sources d'approvisionnement alors que les exportations de GNL américain étaient prioritairement destinées au marché asiatique compte tenu des prix sur les marchés spots asiatiques²⁰.

L'accord commercial passé début janvier entre les deux pays pourrait toutefois changer la donne. Il prévoit des achats importants par la Chine de produits énergétiques américains. Les conséquences sur les importations chinoises de GNL américain pourraient être significatives. Pour l'heure, le tarif de 25 % semble toujours en vigueur. Cet accord est donc susceptible de modifier la concurrence entre les principaux fournisseurs de GNL.

En tout état de cause, au-delà de cette guerre commerciale et de sa résolution, les oppositions avec les États-Unis, ont remis les questions de sécurité gazière au premier plan des préoccupations de la politique chinoise. Cette guerre commerciale pourrait donc avoir des conséquences de long terme sur la politique gazière chinoise.

55

²⁰ Compte tenu des coûts du GNL US, les exportations américaines sont prioritairement destinées aux marchés où les prix spots sont les plus élevés. Toutefois, on a pu constater ces dernières années qu'à certaines périodes les prix spots asiatiques n'étaient que peu différents de ceux du marché européen et/ou insuffisants pour couvrir les coûts de transports.

ANNEXES :

Tableau A1 :
Les principaux importateurs de GNL en 2018

| | Quantité en Gm ³ | Part en % |
|--------------------------------|-----------------------------|--------------|
| Europe | 67.3 | 16.5% |
| Espagne | 14.9 | 3.6% |
| Turquie | 11.3 | 2.8% |
| France | 10.3 | 2.5% |
| Italie | 8.7 | 2.1% |
| Royaume-Uni | 7.9 | 1.9% |
| Amérique du Nord | 2.9 | 0.7% |
| États-Unis | 2.3 | 0.6% |
| Amérique Latine | 20.1 | 4.9% |
| Mexique | 8.4 | 2.1% |
| Chili | 4.3 | 1.0% |
| Argentine | 3.5 | 0.9% |
| Brésil | 2.6 | 0.6% |
| Asia | 303.0 | 74.3% |
| Japon | 110.7 | 27.1% |
| Chine | 69.1 | 16.9% |
| Corée du Sud | 56.0 | 13.7% |
| Inde | 28.7 | 7.0% |
| Taiwan | 20.4 | 5.0% |
| Afrique et Moyen Orient | 14.5 | 3.6% |

Source : Enerdata, Global Energy & CO₂ Data

Tableau A2 :
 Les infrastructures GNL qataries

| | Mise en service | Capacité (Mt/an) | Opérateur | Actionnaire principal | % | Actionnaire 2 | % | Actionnaire 3 | % | Actionnaire 4 | % | Actionnaire 5 | % | |
|--------------------------|-----------------|------------------|--------------|-----------------------|------|---------------|-----------------|---------------|--------|---------------|--------|---------------|-----------|-----|
| Ras Laffan I – train 2 | 2000 | 3.3 | RasGas | Qatar Petroleum | 63.0 | Exxon Mobil | 25.0 | Kogas | 5.0 | Itochu | 4.0 | LNG Japan | 3.0 | |
| Ras Laffan II – train 3 | 2004 | 4.7 | | | 70.0 | | 30.0 | NC | | | | | | |
| Ras Laffan II – train 4 | 2005 | 4.7 | | | 70.0 | | 30.0 | NC | | | | | | |
| Ras Laffan II – train 5 | 2007 | 4.7 | | | 70.0 | | 30.0 | NC | | | | | | |
| Ras Laffan III – train 6 | 2009 | 7.8 | | | 70.0 | | 30.0 | NC | | | | | | |
| Ras Laffan III – train 7 | 2010 | 7.8 | | | 70.0 | | 30.0 | NC | | | | | | |
| Qatargas I – train 1 | 1996 | 3.3 | Qatargas I | Qatar Petroleum | 65.0 | Exxon Mobil | 10.0 | Total | 10.0 | Mitsui | 7.5 | Maru beni | 7.5 | |
| Qatargas I – train 2 | 1997 | 3.3 | | | 65.0 | | 10.0 | Total | 10.0 | Mitsui | 7.5 | Maru beni | 7.5 | |
| Qatargas I – train 3 | 1998 | 3.3 | | | 65.0 | | 10.0 | Total | 10.0 | Mitsui | 7.5 | Maru beni | 7.5 | |
| Qatargas II – train 4 | 2009 | 7.8 | Qatargas II | Qatar Petroleum | 70.0 | Exxon Mobil | 30.0 | NC | | | | | | |
| Qatargas II – train 5 | 2009 | 7.8 | Qatargas II | | 65.0 | | 18.3 | Total | 16.7 | NC | | | | |
| Qatargas III – train 6 | 2010 | 7.8 | Qatargas III | | 68.5 | | Conoco Phillips | 30.0 | Mitsui | 1.5 | NC | | | |
| Qatargas IV – train 7 | 2011 | 7.8 | Qatargas IV | Qatar Petroleum | 70.0 | Exxon Mobil | 30.0 | NC | | | | | | |
| Ras Laffan I – train 1 | 1999 | 3.3 | RasGas | | 63.0 | | Exxon Mobil | 25.0 | Kogas | 5.0 | Itochu | 4.0 | LNG Japan | 3.0 |

Source : Enerdata, World LNG database

Tableau A3 :

Les principaux projets de GNL en Australie (2018)

| Train | Type | Statut | Mise en service | Capacité (Mt/an) | Investissement (M\$) | Opérateur | Actionnaire principal | % | Actionnaire 2 | % | Actionnaire 3 | % | Actionnaire 4 | % | Actionnaire 5 | % | Actionnaire 6 | % | Actionnaire 7 | % |
|---------------------------|---------|--------------|-----------------|------------------|----------------------|----------------|-----------------------|---------|----------------|---------|-----------------|---------|---------------------|---------|---------------|---------|---------------|--------|---------------|--------|
| NWS - train 1 | Onshore | Opérationnel | 1989 | 2,5 | | NWS venture | Woodside | 16,6 7% | BHP | 16,6 7% | BP Chevron | 16,6 7% | Japan Australia LNG | 16,6 7% | Shell | 16,6 7% | Mitsubishi | 8,3 3% | Mitsui | 8,33 % |
| NWS - train 2 | Onshore | Opérationnel | 1989 | 2,5 | | NWS venture | Woodside | 16,6 7% | BHP | 16,6 7% | BP Chevron | 16,6 7% | Japan Australia LNG | 16,6 7% | Shell | 16,6 7% | Mitsubishi | 8,3 3% | Mitsui | 8,33 % |
| NWS - train 3 | Onshore | Opérationnel | 1992 | 2,5 | | NWS venture | Woodside | 16,6 7% | BHP | 16,6 7% | BP Chevron | 16,6 7% | Japan Australia LNG | 16,6 7% | Shell | 16,6 7% | Mitsubishi | 8,3 3% | Mitsui | 8,33 % |
| NWS - train 4 | Onshore | Opérationnel | 2004 | 4,4 | | NWS venture | Woodside | 16,6 7% | BHP | 16,6 7% | BP Chevron | 16,6 7% | Japan Australia LNG | 16,6 7% | Shell | 16,6 7% | Mitsubishi | 8,3 3% | Mitsui | 8,33 % |
| NWS - train 5 | Onshore | Opérationnel | 2008 | 4,4 | 2500 | NWS venture | Woodside | 16,6 7% | BHP | 16,6 7% | BP Chevron | 16,6 7% | Japan Australia LNG | 16,6 7% | Shell | 16,6 7% | Mitsubishi | 8,3 3% | Mitsui | 8,33 % |
| Darwin LNG | Onshore | Opérationnel | 2006 | 3,7 | 3000 | ConocoPhillips | ConocoPhillips | 56,9 4% | Eni | 10,9 9% | Santos | 11,5 0% | Impex | 11,3 8% | JERA | 6,13 % | Tokyo Gas | 3,0 6% | | |
| Pluto LNG train 1 | Onshore | Opérationnel | 2012 | 4,9 | 13500 | Woodside | Woodside | 90,0 0% | Tokyo Gas | 5,00 % | Kansai Electric | 5,00 % | | | | | | | | |
| Queensland Curtis LNG-1 | Onshore | Opérationnel | 2014 | 4,25 | 10200 | Shell | CNOOC | 50,0 0% | Shell | 50,0 0% | | | | | | | | | | |
| Queensland Curtis LNG-2 | Onshore | Opérationnel | 2015 | 4,25 | 10200 | Shell | Shell | 97,5 0% | Tokyo Gas | 2,50 % | | | | | | | | | | |
| Gladstone - train 1 | Onshore | Opérationnel | 2015 | 3,9 | 9250 | Santos | Santos | 30,0 0% | Petronas | 27,5 0% | Total | 27,5 0% | Kogas | 15,0 0% | | | | | | |
| Gladstone - train 2 | Onshore | Opérationnel | 2016 | 3,9 | 9250 | Santos | Santos | 30,0 0% | Petronas | 27,5 0% | Total | 27,5 0% | Kogas | 15,0 0% | | | | | | |
| Australia Pacific LNG - 1 | Onshore | Opérationnel | 2016 | 4,5 | 12500 | APLNG | Origin Energy | 37,5 0% | ConocoPhillips | 37,5 0% | Sinopec | 25,0 0% | | | | | | | | |
| Australia Pacific LNG - 2 | Onshore | Opérationnel | 2016 | 4,5 | 12500 | APLNG | Origin Energy | 37,5 0% | ConocoPhillips | 37,5 0% | Sinopec | 25,0 0% | | | | | | | | |

LES NOUVELLES CONFIGURATIONS DES MARCHÉS DU GNL ET LEURS IMPLICATIONS GÉOPOLITIQUES

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------|---------|--------------|-------------|------|-------|-------------|---------------------------|--------|-----------|--------|-----------------|--------|-----------------|--------|----------------------|--------|----------------|-------|-----|-------|
| Gorgon LNG - train 1 | Onshore | Opérationnel | 2016 | 5,2 | 18000 | Chevron | Chevron | 47,33% | Shell | 25,00% | ExxonMobil | 25,00% | Osaka Gas | 1,25% | Tokyo Gas | 1,00% | Chubu Electric | 0,42% | | |
| Gorgon LNG - train 2 | Onshore | Opérationnel | 2016 | 5,2 | 18000 | Chevron | Chevron | 47,33% | Shell | 25,00% | ExxonMobil | 25,00% | Osaka Gas | 1,25% | Tokyo Gas | 1,00% | Chubu Electric | 0,42% | | |
| Gorgon LNG - train 3 | Onshore | Opérationnel | 2017 | 5,2 | 18000 | Chevron | Chevron | 47,33% | Shell | 25,00% | ExxonMobil | 25,00% | Osaka Gas | 1,25% | Tokyo Gas | 1,00% | Chubu Electric | 0,42% | | |
| Wheatstone-1 | Onshore | Opérationnel | 2017 | 4,45 | 17000 | Chevron | Chevron | 64,14% | KUFPEC | 13,40% | Woodside | 13,00% | Kyushu Electric | 1,46% | PE Wheatstone (JERA) | 8,00% | | | | |
| Wheatstone-2 | Onshore | Opérationnel | 2018 | 4,45 | 17000 | Chevron | Chevron | 64,14% | KUFPEC | 13,40% | Woodside | 13,00% | Kyushu Electric | 1,46% | PE Wheatstone (JERA) | 8,00% | | | | |
| Ichthys - 1 | Onshore | Opérationnel | 2018 | 4,45 | 17000 | Inpex | Inpex | 66,24% | Total | 26,00% | Tokyo Gas | 1,57% | Osaka Gas | 1,20% | Kansai Electric | 1,20% | Chubu Electric | 0,74% | CPC | 2,62% |
| Ichthys - 2 | Onshore | Opérationnel | 2018 | 4,45 | 17000 | Inpex | Inpex | 66,24% | Total | 26,00% | Tokyo Gas | 1,57% | Osaka Gas | 1,20% | Kansai Electric | 1,20% | Chubu Electric | 0,74% | CPC | 2,62% |
| Prelude | FLNG | Opérationnel | 2019 | 3,6 | 12000 | Shell | Shell | 67,50% | Inpex | 17,50% | Kogas | 10,00% | CPC | 5,00% | | | | | | |
| Pluto LNG train 2 | Onshore | Projet | 2024 | 5 | | Woodside | Woodside | 90,00% | Tokyo Gas | 5,00% | Kansai Electric | 5,00% | | | | | | | | |
| Equus FLNG | FLNG | Projet | 2024 | 2 | | Western Gas | Western Gas | - | | | | | | | | | | | | |
| Browse | FLNG | Projet | 2026 - 2027 | 3,9 | 30400 | Woodside | Woodside | 30,60% | CNPC | 10,67% | BP | 17,33% | Shell | 27,00% | Japan Australia LNG | 14,40% | | | | |
| Greater Sunrise | FLNG | Projet | | 4 | | Woodside | Government of Timor-Leste | 56,60% | Woodside | 33,40% | Osaka Gas | 10,00% | | | | | | | | |

Source : Enerdata, World LNG database

Tableau A4

Production et réserves de gaz de schiste selon les principaux bassins américains, 2018

| Bassin | Shale play | Région | Production, Gm ³ | Réserves, trilliards m ³ |
|-----------------|---------------------|-----------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|
| Appalachian | Marcellus | Pennsylvania, West Virginia | 212, 8 | 3, 78 |
| Permian | Wolfcamp/Bone | Wolfcamp/Bone Spring | 92, 4 | 1, 30 |
| TX-LA Salt | Haynesville/Bossier | Louisiana, Texas | 72, 8 | 1, 25 |
| Western Gulf | Eagle Ford | Texas | 56, 0 | 0, 86 |
| Appalachian | Utica/Pt. Pleasant | Utica/Pt. Pleasant | 64, 4 | 0, 67 |
| Anadarko, S. OK | Woodford | Oklahoma | 36, 4 | 0, 60 |
| Fort Worth | Barnett | Texas | 33, 6 | 0, 48 |
| Williston | Bakken/Three Forks | Montana, North Dakota | 25, 2 | 0, 34 |
| Arkoma | Fayetteville | Fayetteville | 14, 0 | 0, 17 |

Source : 'EIA/DOE (2019). *US Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves*.

Tableau A5 :

Liste des projets GNL américains en exploitation et en construction

| Train | Opérateur | Statut | Mise en service | Capacité (Mt/an) | Investissement (M\$) |
|--------------------------------------|------------------------------|-----------------|-----------------|------------------|----------------------|
| Sabine Pass Liquefaction - I-1 | Sabine Pass Liquefaction LLC | Operationnel | 2016 | 4,5 | 850 |
| Sabine Pass Liquefaction - I-2 | Sabine Pass Liquefaction LLC | Operationnel | 2016 | 4,5 | 850 |
| Sabine Pass Liquefaction - I-3 | Sabine Pass Liquefaction LLC | Operationnel | 2017 | 4,5 | 850 |
| Sabine Pass Liquefaction - I-4 | Sabine Pass Liquefaction LLC | Operationnel | 2017 | 4,5 | 850 |
| Sabine Pass Liquefaction - II-5 | Cheniere Energy | Operationnel | 2019 | 4,5 | |
| Sabine Pass Liquefaction - II-6 | Cheniere Energy | En construction | 2023 | 4,5 | |
| Corpus Christi LNG export I-1 | Cheniere Energy | Operationnel | 2018 | 4,5 | 2934,78 |
| Corpus Christi LNG export I-2 | Cheniere Energy | Operationnel | 2019 | 4,5 | 2934,78 |
| Corpus Christi LNG export I-3 | Cheniere Energy | En construction | 2021 | 4,5 | 2934,78 |
| Corpus Christi LNG export II-1 | Cheniere Energy | Approuvé | 2024 | 1,35714 | 885,09 |
| Corpus Christi LNG export II-2 | Cheniere Energy | Approuvé | 2024 | 1,35714 | 885,09 |
| Corpus Christi LNG export II-3 | Cheniere Energy | Approuvé | 2024 | 1,35714 | 885,09 |
| Corpus Christi LNG export II-4 | Cheniere Energy | Approuvé | 2024 | 1,35714 | 885,09 |
| Corpus Christi LNG export II-5 | Cheniere Energy | Approuvé | 2024 | 1,35714 | 885,09 |
| Corpus Christi LNG export II-6 | Cheniere Energy | Approuvé | 2024 | 1,35714 | 885,09 |
| Corpus Christi LNG export II-7 | Cheniere Energy | Approuvé | 2024 | 1,35714 | 885,09 |
| Cove Point export | Dominion | Operationnel | 2018 | 5,25 | 4000 |
| Cameron LNG export train 1 | Cameron LNG | Operationnel | 2019 | 4,5 | 2000 |
| Cameron LNG export-train 2 | Cameron LNG | En construction | 2020 | 4,5 | 2000 |
| Cameron LNG export-train 3 | Cameron LNG | En construction | 2020 | 4,5 | 2000 |
| Cameron LNG export-train 4 (Phase 2) | Cameron LNG | Approuvé | 2026 | 4,985 | 2000 |
| Cameron LNG export-train 5 (Phase 2) | Cameron LNG | Approuvé | 2026 | 4,985 | 2000 |
| Freeport LNG export terminal-train 1 | Freeport LNG | Operationnel | 2019 | 5 | 5650 |
| Freeport LNG export terminal-train 2 | Freeport LNG | En construction | 2020 | 5 | 5300 |
| Freeport LNG export terminal-train 3 | Freeport LNG | En construction | 2020 | 5 | 3670 |
| Freeport LNG export terminal-train 4 | Freeport LNG | Approuvé | 2023 | 5 | 3000 |
| Elba Island - Liquefaction-1 | Southern LNG | En construction | 2020 | 1,5 | 2000 |
| Elba Island - Liquefaction-2 | Southern LNG | En construction | 2020 | 1 | 2000 |
| Calcasieu Pass | Venture Global LNG | En construction | 2022 | 10 | 4500 |

| | | | | | |
|---------------------------|----------------------------------|-----------------|-------------|------|----------|
| Driftwood LNG-1 | Driftwood LNG | Approuvé | 2023 | 5,52 | 5500 |
| Driftwood LNG-2 | Driftwood LNG | Approuvé | 2023 | 5,52 | 5500 |
| Driftwood LNG-3 | Driftwood LNG | Approuvé | 2023 | 5,52 | 5500 |
| Driftwood LNG-4 | Driftwood LNG | Approuvé | 2026 | 5,52 | 5500 |
| Driftwood LNG-5 | Driftwood LNG | Approuvé | 2026 | 5,52 | 5500 |
| Port Arthur LNG-1 | Sempra | Approuvé | 2023 | 5,5 | 4500 |
| Port Arthur LNG-2 | Sempra | Approuvé | 2023 | 5,5 | 4500 |
| Port Arthur LNG-3 | Sempra | En approbation | 2023 - 2025 | 5,5 | |
| Port Arthur LNG-4 | Sempra | En approbation | 2023 - 2025 | 5,5 | |
| Port Fourchon | Energy World Corporation | En approbation | 2023 | 2 | 888 |
| Rio Grande LNG-1 | Next Decade | Approuvé | 2023 | 5,87 | |
| Rio Grande LNG-2 | Next Decade | Approuvé | 2023 | 5,87 | |
| Rio Grande LNG-3 | Next Decade | Approuvé | 2023 | 5,87 | |
| Rio Grande LNG-4 | Next Decade | Approuvé | | 3,13 | |
| Rio Grande LNG-5 | Next Decade | Approuvé | | 3,13 | |
| Rio Grande LNG-6 | Next Decade | Approuvé | | 3,13 | |
| Alaska LNG | Alaska Gasline Development Corp. | En approbation | 2024 | 27,3 | 43400 |
| Alaska LNG-2 | Alaska Gasline Development Corp. | En approbation | 2025 | 6,7 | 21666,67 |
| Alaska LNG-3 | Alaska Gasline Development Corp. | En approbation | 2026 | 6,7 | 21666,67 |
| Annova LNG Brownsville | Exelon | Approuvé | 2024 | 6 | 3000 |
| Commonwealth LNG | Commonwealth LNG | En approbation | 2024 | 8,4 | 4000 |
| Delta LNG-1 | Venture Global LNG | Approuvé | 2024 | 10 | |
| Delta LNG-2 | Venture Global LNG | En approbation | 2025 | 10 | |
| West Delta LNG | West Delta LNG | En approbation | 2024 | 6,1 | |
| Eagle LNG | Eagle LNG | Approuvé | 2025 | 1 | |
| Jordan Cove LNG | Jordan Cove Energy Project | En approbation | 2025 | 7,8 | 10000 |
| Golden Pass export | Golden Pass LNG | En construction | 2026 | 5,2 | 3330 |
| Golden Pass export-2 | Golden Pass LNG | En construction | 2026 | 5,2 | 3330 |
| Golden Pass export-3 | Golden Pass LNG | En construction | 2026 | 5,2 | 3330 |
| Galveston LNG | Next Decade | En approbation | 2027 | 16,5 | 6000 |
| Delfin LNG | Delfin LNG | Approuvé | 2020 - 2021 | 3,25 | 1625 |
| Delfin LNG-2 | Delfin LNG | Approuvé | 2021 - 2022 | 3,25 | 1625 |
| Delfin LNG-3 | Delfin LNG | Approuvé | 2021 - 2022 | 3,25 | 1625 |
| Delfin LNG-4 | Delfin LNG | Approuvé | 2021 - 2022 | 3,25 | 1625 |
| Gulf LNG Liquefaction | Gulf LNG Liquefaction | Approuvé | 2021 - 2022 | 5 | |
| Gulf LNG Liquefaction-2 | Gulf LNG Liquefaction | Approuvé | 2021 - 2022 | 5 | |
| Magnolia LNG-1 | LNG Ltd. | Approuvé | 2021 - 2022 | 4 | 2200 |
| Magnolia LNG-2 | LNG Ltd. | Approuvé | 2022 - 2023 | 4 | 2200 |
| Plaquemines LNG-1 | Venture Global LNG | Approuvé | 2023 - 2024 | 10 | |
| Plaquemines LNG-2 | Venture Global LNG | Approuvé | 2023 - 2025 | 10 | |
| SCT&E Monkey Island LNG | SCT&E LNG | En approbation | 2023 - 2024 | 5,25 | 2300 |
| SCT&E Monkey Island LNG-2 | SCT&E LNG | En approbation | | 5,25 | 2300 |
| SCT&E Monkey Island LNG-3 | SCT&E LNG | En approbation | | 5,25 | 2300 |
| Texas LNG | Texas LNG (Dow Group) | Approuvé | 2023 - 2024 | 2 | 500 |

| | | | | | |
|-----------------------|-----------------------|----------------|-------------|-----|------|
| Texas LNG-2 | Texas LNG (Dow Group) | En approbation | 2025 - 2026 | 2 | 500 |
| Lake Charles Export | Lake Charles LLC | Approuvé | 2024 - 2025 | 5,5 | |
| Lake Charles Export-2 | Lake Charles LLC | Approuvé | 2024 - 2025 | 5,5 | |
| Lake Charles Export-3 | Lake Charles LLC | Approuvé | 2024 - 2025 | 5,5 | |
| Avocet LNG-1 | | Projet | | 4 | |
| Avocet LNG-2 | | Projet | | 4 | |
| G2 LNG-1 | G2 LNG | En approbation | | 7 | 5500 |
| G2 LNG-2 | G2 LNG | En approbation | | 7 | 5500 |
| North Slope LNG | Qilak LNG | Projet | | 4 | |

Source : Enerdata, World LNG Database

Tableau A6 :
Les principaux terminaux de GNL de la Chine (2020)

| Localisation | Train | Type | Opérateur | Mise en service | Capacité (Gm3/an) |
|--------------|---|---------|---------------------------|-----------------|-------------------|
| Shenzhen | Guangdong Dapeng | Onshore | GDLNG | 2006 | 5,0 |
| Shenzhen | Guangdong Dapeng-expansion | Onshore | GDLNG | 2010 | 4,1 |
| Xiuyu | Fujian LNG-phase 1 | Onshore | Fujian LNG | 2008 | 3,5 |
| Xiuyu | Fujian LNG-phase 2 | Onshore | Fujian LNG | 2011 | 3,5 |
| Shanghai | Shanghai LNG (Wu Hao Gu LNG peak shaving)-phase 1 | Onshore | Shenergy | 2009 | 4,1 |
| Dalian | Dalian LNG-phase 1 | Onshore | CNPC | 2011 | 4,1 |
| Dalian | Dalian LNG-phase 2 | Onshore | CNPC | 2016 | 4,1 |
| Rudong | Jiangsu LNG - Phase 1 | Onshore | Jiangsu LNG | 2011 | 4,7 |
| Rudong | Jiangsu LNG - Phase 2 | Onshore | Jiangsu LNG | 2016 | 4,1 |
| Ningbo | Ningbo LNG | Onshore | CNOOC Zhejiang Ningbo LNG | 2012 | 4,1 |
| Tangshan | Caofeidian Tangshan LNG - Phase 1 | Onshore | CNPC | 2013 | 4,7 |
| Guangdong | Dongguan | Onshore | Jovo Group | 2013 | 1,4 |
| Zhuhai | Guangdong Zhuhai-phase 1 | Onshore | CNOOC | 2013 | 4,7 |
| Tianjin | Tianjin | FSRU | CNOOC | 2013 | 3,0 |
| Haikou | Hainan LNG-1 | Onshore | Hainan LNG | 2014 | 4,1 |
| Qingdao | Shandong LNG | Onshore | Sinopec | 2014 | 4,1 |
| Guangxi | Beihai LNG | Onshore | Sinopec | 2016 | 4,1 |
| Jiangsu | Qidong-1 | Onshore | Guanghai Energy | 2017 | 0,8 |
| Tianjin | Tianjin Nangang LNG-1 - expansion | Onshore | Sinopec | 2017 | 4,7 |
| Jieyang | Yuedong LNG | Onshore | CNOOC | 2017 | 2,7 |
| Shenzhen | Diefu LNG | Onshore | CNOOC | 2018 | 5,4 |
| Binhai | Tianjin Nangang LNG-1 | Onshore | Sinopec | 2018 | 4,1 |
| Zhoushan | Zhoushan Zhejiang | Onshore | ENN Energy | 2018 | 4,1 |
| Shenzhen | Hua'an Shenzhen Gas Peak Shaving Terminal | Onshore | Shenzhen Gas Group | 2019 | 1,1 |

Source : Enerdata, World LNG Database

Tableau A7 :
Les principaux projets de GNL de la Russie

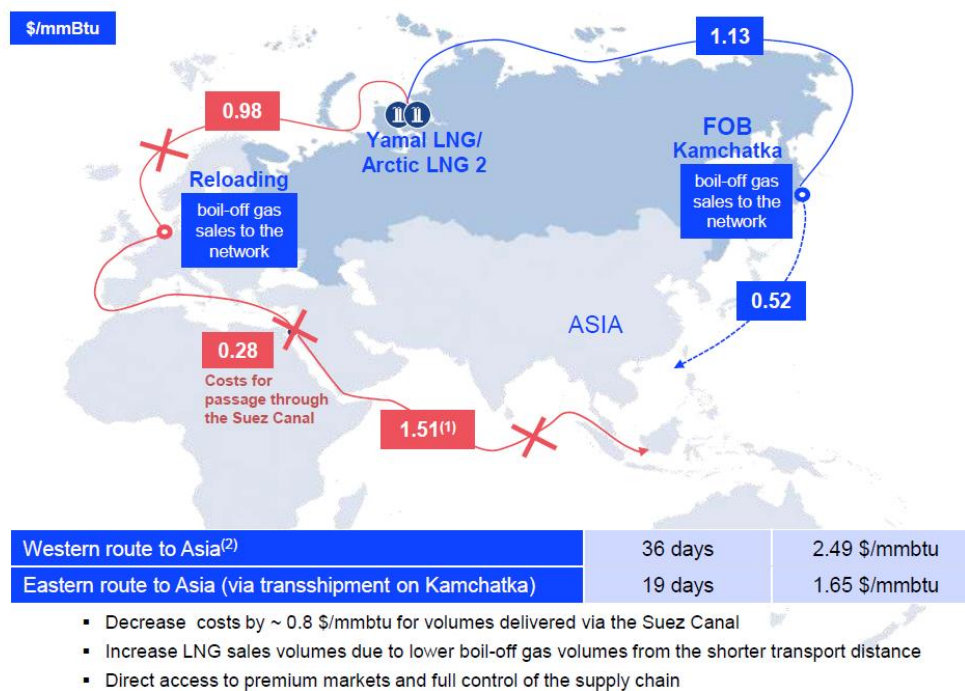
| Localisation | Train | Type | Opérateur | Statut | Mise en service | Capacité (Mt/an) |
|--------------------------------|--------------------------|---------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|
| Prigorodnoye (Sakhalin Oblast) | Sakhalin 2 LNG - train 1 | Onshore | Sakhalin Energy | Opérationnel | 2009 | 5,4 |
| Prigorodnoye (Sakhalin Oblast) | Sakhalin 2 LNG - train 2 | Onshore | Sakhalin Energy | Opérationnel | 2009 | 5,4 |
| Prigorodnoye (Sakhalin Oblast) | Sakhalin 2 LNG - train 3 | Onshore | Sakhalin Energy | Projet | 2023-24 | 5 |
| Prigorodnoye (Sakhalin Oblast) | Sakhalin 2 LNG - train 4 | Onshore | Sakhalin Energy | Projet | | |
| Sabetta | Yamal LNG - train 1 | Onshore | Novatek | Opérationnel | 2017 | 5,5 |
| Sabetta | Yamal LNG - train 2 | Onshore | Novatek | Opérationnel | 2018 | 5,5 |
| Sabetta | Yamal LNG - train 3 | Onshore | Novatek | Opérationnel | 2018 | 5,5 |
| Sabetta | Yamal LNG - train 4 | Onshore | Novatek | En construction | 2020 | 0,9 |
| Vysotsk | Cryogaz-Vysotsk | Onshore | Novatek | Opérationnel | 2019 | 0,66 |
| Portovaya | Portovaya | Onshore | Gazprom | En construction | 2020 | 1,5 |
| Gydan Peninsula | Arctic LNG 2 - train 1 | Onshore | Novatek | Projet | 2023 | 6,6 |
| Gydan Peninsula | Arctic LNG 2 - train 2 | Onshore | Novatek | Projet | 2024 | 6,6 |
| Gydan Peninsula | Arctic LNG 2 - train 3 | Onshore | Novatek | Projet | 2026 | 6,6 |
| Sakhalin | Far East LNG | Onshore | SODECO | Projet | 2023 | 6,2 |
| Sabetta | Ob LNG | Onshore | Ob LNG | Projet | 2023 | 4,8 |
| Ust-Luga | Ust-Luga - 1 | Onshore | Gazprom | Projet | 2023 | 6,5 |
| Ust-Luga | Ust-Luga - 2 | Onshore | Gazprom | Projet | 2024 | 6,5 |
| Vysotsk | Cryogaz-Vysotsk - 2 | Onshore | Novatek | Projet | / | 1,1 |

63

Source : Enerdata, World LNG Database

Carte indicative A1 :

Coûts de transport des exportations de LNG Yamal vers l'Asie : voie du Nord versus voie occidentale



(1) Including costs for passage through the Suez Canal
 (2) NOVATEK

Source : Novatek (2017)

Bibliographie indicative :

AIE (2019). *World Energy Outlook, 2019*. Paris: AIE/OCDE.

AIE (2019). *Gas 2019. Analysis and forecast to 2024*. Paris : AIE/OCDE.

Boussena, S., Locatelli, C. (2017). Gazprom and the complexity of the EU gas market: A strategy to define. *Post Communist Economies*, Vol 29, n° 4, pp. 549-564.

Bowden, J. (2019). *SE Europe gas markets: towards integration*. OIES : Paper: NG150, The Oxford Institute For Energy Studies.

Corbeau, A. Ledesma, D. (2016). *LNG Markets in Transition: The Great Reconfiguration*. Oxford University Press, 652 p.

Enerdata, World LNG Database

Energy Information Administration. (2019). *US Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves*. Department of Energy, Washington, DC, december.

Energy Information Administration (2019). *Annual Energy Outlook 2019*. Department of Energy, Washington, DC

Findlay, P. (2019). *Canadian LNG Competitiveness*. OIES Paper : NG 156, The Oxford Institute For Energy Studies.

GIIGNL (International Group of Liquefied Natural Gas Importers). *The LNG industry*. Différentes années

Henderson, J. (2016). *Gazprom – Is 2016 the Year for a Change of Pricing Strategy in Europe ?*. Oxford Energy Comment, The Oxford Institute For Energy Studies, 16 p.

International Group of Liquefied Natural Gas Importers. *Annual Report*. Différentes années.

Novatek (2017). *Transforming into a Global Gas Company : From 2018 to 2030*. Corporate Strategy Day, Moscow, Russian Federation, 12 décembre.

O’Sullivan S. (2019a). China: Growing import volumes of LNG highlight China’s rising energy import dependency. Oxford Institute for Energy Studies. Oxford Energy Comment. June 2019.

Rogers, H. (2015). *The Impact of Lower Gas and Oil Prices on Global Gas and LNG Markets*. OIES Paper: NG 99, July, The Oxford Institute for Energy Studies, 55 p.

Rogers, H., Stokes, D., Spinks, O., 2015. Russia’s strategic response to an oversupplied gas market. *Timera Energy*, 23 novembre.

Songhurst, B. “Floating Liquefaction (FLNG): Potential for Wider Deployment”, OIES Paper NG 107, Novembre 2016

Songhurst, B. “Floating LNG Update – Liquefaction and Import Terminals”, OIES Paper NG 149, Septembre 2019

Stern, J., Yafimava, K. (2017). *The EU Competition investigation of Gazprom’s sales in central and eastern Europe: a detailed analysis of the commitments and the way forward*. OIES paper : NG 121, Oxford Institute For Energy Studies.



Observatoire
de la sécurité des flux
et des matières énergétiques

RAPPORT #3 – Mars 2020

LES NOUVELLES CONFIGURATIONS DES MARCHÉS DU GNL ET LEURS IMPLICATIONS GÉOPOLITIQUES

Par

PHILIPPE COPINSCHI

MANFRED HAFNER

CATHERINE LOCATELLI

LUCA BACCARINI

SAMUEL CARCANAGUE

L'Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques est coordonné par l'Institut de relations internationales et stratégiques (IRIS), en consortium avec Enerdata et Cassini, dans le cadre d'un contrat avec la Direction générale des relations internationales et de la stratégie (DGRIS) du ministère des Armées. 66

Au travers de rapports d'études trimestriels, de séminaires et de travaux cartographiques, l'objectif principal de cet observatoire consiste à analyser les stratégies énergétiques de trois acteurs déterminants : la Chine, les États-Unis et la Russie. Le consortium vise également à :

- Proposer une vision géopolitique des enjeux énergétiques, en lien avec les enjeux de défense et de sécurité ;
- Croiser les approches : géopolitique, économique et sectorielle ;
- S'appuyer sur la complémentarité des outils : analyse qualitative, données économiques et énergétiques, cartographie interactive ;
- Réunir différents réseaux : académique, expertise, public, privé.

L'Observatoire est coordonné par Samuel Carcanague, chercheur à l'IRIS, et rassemble une équipe d'une vingtaine de chercheurs et professionnels.

© DGRIS – Mars 2020



Observatoire
de la sécurité des flux
et des matières énergétiques

