

Les nouvelles dimensions du marché du GNL

Longtemps marché maritime verrouillé par des contrats d'Etat à long terme, le marché du gaz change et ce régulièrement. Promis à un bel avenir il y a dix ans, la catastrophe de Fukushima a plus que perturbé le marché. A nouveau, le marché est porté vers l'avant, la question du réchauffement climatique est passée par là. Le monde a besoin de méthane et donc du besoin d'échanges que représente le GNL maritime. Alors comme dans tous les marchés il se pose la question de l'évolution des exportateurs et des importateurs avec dans ce cas ci le développement des outils portuaires (liquéfaction, gazéification). La flotte est en principe elle même "industrielle" mais l'ajustement n'est pas aisé. Les dernières tendances du marché sont extrêmement porteuses, plus de contrats libres et plus de navires offerts à la demande internationale. Le monde du GNL devient un marché maritime presque à la mesure des autres.

Changements de fond

Identifié comme un hydrocarbure "moins" polluant, d'usage domestique comme industriel¹, le méthane a (à nouveau) le vent en poupe. Dans la précédente décennie, la libéralisation européenne du marché du gaz (2003) et les perspectives d'importations américaines justifiaient bien des espoirs de croissance rapide du GNL. Les trains de liquéfaction se multipliaient avec notamment la croissance de capacité du Qatar de 2007-2011 et la montée en puissance sur dix ans de la production offshore australienne.

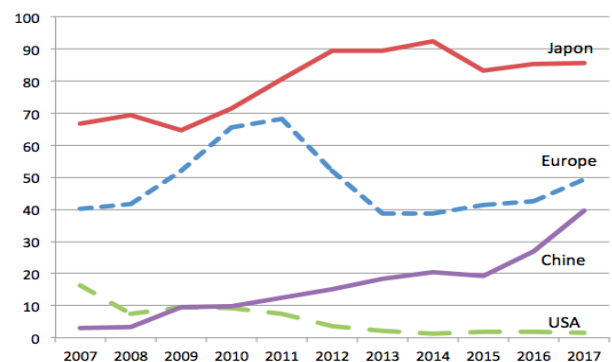
La crise de 2008-2009 ne fut même pas marquée pour les échanges internationaux de GNL et la reprise économique de 2010 se trouva amplifiée grâce à la poussée productive disponible du Qatar. Cependant, un événement modifia brusquement la donne. Le tremblement de terre, le tsunami et l'accident nucléaire de Fukushima du 11 mars 2011 provoquèrent un choc énergétique au Japon. Charbon, fioul et gaz durent alors pallier (chacun pour un tiers) l'abandon décidé par Tokyo de l'atome.

La conséquence pour le marché du GNL fut un appel d'air du marché japonais avec une demande supplémentaire d'une vingtaine de millions de tonnes. Le prix du GNL s'envola en Asie aussi avec un dédoublement entre 2011 et 2014. Devant ces opportunités, des cargaisons notamment européennes furent revendues vers le Japon. Ces reventes furent facilitées par un autre phénomène. En

effet, l'arrivée de manière conséquente à partir de 2010 de la production américaine de gaz de schiste créa deux phénomènes. Non seulement cela effaça toute perspective de marché américain, mais par ricochet la baisse du prix du charbon. Ce charbon de la côte Est fut une aubaine pour les énergéticiens européens. Le tout s'inscrivant dans un ralentissement économique continental donc une demande énergétique en baisse. Ainsi, les importations européennes se sont effondrées passant de 68 Mt en 2011 à 38 Mt en 2013 (25 Mt changeant de destination vers l'Asie, 5 Mt vers l'Amérique latine).

A nouveau les choses changèrent il y a peu. La baisse en 2015 de la demande japonaise a réduit dans la foulée le prix élevé des marchés asiatiques pour retrouver un niveau ne justifiant plus de transferts des cargaisons vers le Pacifique. Le marché mondial avec plus d'importateurs trouva en plus des disponibilités importantes liées à l'extraction de gaz de schiste américain et à l'apport plus important de la production australienne. Enfin, la reprise économique européenne relança à partir de 2015 les flux vers l'Europe (50 Mt en 2017) alors que la Chine de plus en plus dotée de terminaux portuaires (13) a accru ses importations (40 Mt).

Évolution des principaux importateurs



Source : BP

En 2007, le GNL représentait 29% des échanges mondiaux de méthane, dix ans plus tard la proportion est passée à 35%. L'an dernier, ce sont donc 290 Mt qui ont parcouru les mers. Le triplement du transport de méthane n'aura pris que 13 ans. Néanmoins, on l'a vue, la croissance du marché n'a pas été régulière. La bonne croissance des années 2000 avait été accélérée en 2010 et 2011 (effet Qatar) avant de connaître un coup d'arrêt (effet Fukushima). 2013, fut même une année de recul des

¹ Il est souvent oublié, les pertes de méthane lors de l'exploitation des champs gaziers.

flux mondiaux. À partir de 2016, le marché a donc repris une forte croissance avec 293 Mt (+10%) en 2017 et sans doute 320 – 325 Mt (+11%) en 2018. Dans le futur les perspectives sont bonnes (sans doute autour de 375 à 400 Mt en 2023.). Néanmoins, il faut se méfier d'un envol des prix du gaz tirés par les importateurs asiatiques qui serait pénalisant pour le marché. Le gaz doit rester une énergie abordable (y compris pour l'usage comme carburant maritime, 10 Mt en 2025 selon Total).

Les importateurs dominés par l'Asie

Dans chaque pays, le méthane entre dans un mixte énergétique pour l'électricité avec le pétrole, le charbon et le nucléaire, en outre certains pays sont dotés de leurs propres ressources en gaz. Les importations peuvent être faites par gazoduc ou par mer après liquéfaction. Ainsi, les niveaux d'importation varient beaucoup de pays en pays. Beaucoup de marchés sont désormais de nouveaux pays gaziers et ce, partout dans le monde.

Le leader mondial des importations reste le Japon (83,5 Mt en 2017), devant maintenant la Chine (39 Mt). Suivent la Corée (38 Mt), l'Inde (19 Mt) et Taiwan (17 Mt). Dans son ensemble l'Asie du Sud-Est représente 10 Mt. En 2017, les trois quarts du marché mondial se situaient en Asie. Du point de vue géostratégique, 70% des approvisionnements transitent par le détroit de Malacca.

Avec la construction régulière de terminaux portuaires d'importation d'ici 2023, la Chine disposera d'une capacité d'environ 100 Mt/an et l'Inde de 80 Mt/an. La Chine devrait passer de 4% à 15% du marché mondial. Déjà en 2018, le trafic d'importations chinoises sera autour des 50 Mt. Néanmoins, il reste la question (perturbante) de la mise en service d'une production domestique de gaz de schiste (200 Mt d'abord).

Du côté euro-méditerranéen, le premier marché était l'an dernier l'Espagne (12 Mt) devant la France² (7,3 Mt) et la Turquie (7,3 Mt), l'Italie (6 Mt) et la GB (5 Mt). Une partie de ces pays dispose d'apports terrestres de mer du Nord, du Maghreb ou de Russie. Quelques volumes européens sont parfois réexportés, mais cela représente seulement 2 à 3 Mt par an. En 2017, l'Europe ne représentait que 17% des flux mondiaux de GNL. Seul un tiers de ces flux en provenance du Qatar transite par le Canal de Suez.

Même si les flux sont réduits, de nouveaux pays européens importateurs sont apparus d'abord en Baltique (Pologne, Suède, Lituanie, Finlande). Une manière d'accéder au gaz et de se diversifier vis-à-vis de la Russie. Un premier terminal est projeté en Allemagne, mais aussi à Gibraltar, à Malte, en Croatie, et en Irlande.

Dans le monde, les terminaux se multiplient (Panama, Colombie, Jamaïque, Porto Rico, République dominicaine, Uruguay, Jordanie, Pakistan, Philippines). La Malaisie, pays producteur, a mis en service un second terminal. Dans le golfe persique, le Koweït et les EAU sont équipés.

² La capacité cumulée des terminaux français est d'environ 25 Mt.

L'équipement du Vietnam, de la Birmanie, du Sri Lanka est en cours. Certains pays d'Afrique de l'Ouest et l'Afrique du Sud ont aussi des projets.

Une partie de ces nouveaux terminaux sont des unités flottantes. Les FSU sont de simples unités flottantes de stockage, les FSRU peuvent regazéifier le méthane liquéfié à -163°. Ces navires à l'ancre sont adaptés aux petits importateurs (28 unités actives en 2017, 12 en commande). Dans l'autre sens, les FLNG sont des unités de liquéfaction offshore présentes sur les champs, elles sont localisées aujourd'hui en Malaisie, Papouasie Nouvelle-Guinée et en Australie, la première unité africaine sera localisée en 2020 en Guinée Équatoriale.

Terminal méthanier de Barcelone



Les exportateurs en croissance régulière

Le premier expéditeur de GNL reste le Qatar (77 Mt), suivi maintenant de l'Australie (55 Mt) loin devant la Malaisie (27 Mt), le Nigeria (20 Mt), l'Indonésie (19 Mt), l'Algérie (12 Mt), les États-Unis (12 Mt), la Russie (11 Mt), Trinidad et Tobago (10 Mt) et Oman (8 Mt) pour les principaux. Les producteurs sont maintenant un peu plus nombreux qu'il y a quinze ans avec la Norvège, l'Angola, la Guinée Équatoriale, la Papouasie-Nouvelle-Guinée, le Pérou.

Pour les États-Unis les exportations de méthane sont issues du gaz de schiste qui a pris son envol il y a dix ans. Pour exporter³ et non plus importer, il faut transformer les terminaux de gazéification en train de liquéfaction. Cela concerne déjà les sites de Sabine Pass (2016) et Cameron (2019) en Louisiane, Cove Point (2018) dans le Maryland, Elba Island en Géorgie (2018), Freeport (2019) et Corpus Christi (2020) au Texas.

Dans le cas russe, le GNL a débuté dans le Pacifique avec le champ de Sakhaline qui exporte depuis 2005. La production du site de la péninsule de Yamal⁴ en Russie arctique a commencé fin 2017 (5 Mt/an). Le second projet russe baptisé LNG Arctic 2 est sur l'autre rive du golfe de l'Ob. Les deux sites à terme pourraient produire 70 Mt/an.

³ L'une des perspectives réside dans le marché chinois mais, qui en raison de la guerre commerciale entre les deux pays, pourrait être ralentie.

⁴ Le champ de Yamal associe Novatek (Russie), Total (France), CNPC et le Silk Road Fund (Chine).

L'expédition de Yamal se fait depuis le petit port arctique de Sabetta et doit emprunter la très septentrionale mer de Kara obligeant à l'usage de méthaniers classés glace. Le premier des quinze Yamalmax (172 600m³) est le *Christophe de Margerie* de Sovcomflot. Ces navires sont uniquement dédiés à l'exportation de la zone arctique, ils transbordent donc en Europe de l'Ouest sauf durant la période estivale où ils peuvent emprunter la route du Nord-Est (le premier à l'été 2018). Les terminaux de Rotterdam, Zeebrugge et Montoir peuvent faire ces transbordements vers des méthaniers classiques. Pour le Pacifique, un site de transbordement est projeté dans le Sud-Est de la péninsule du Kamtchatka.

Géographiquement à l'échelle du monde, les fournisseurs du bassin Atlantique – Méditerranée représentent 26% des origines, le Moyen-Orient 32% et le bassin Pacifique 44%. Le Qatar exporte plus qu'un tiers de sa production vers l'Europe. L'arrivée en 2015 de l'Australie a remis de la capacité dans l'Est du monde. Le gaz américain est lui exporté vers l'Europe, l'Amérique latine et l'Asie via le canal de Panama (11 Mt en 2017).

La tendance à court terme (2023) sera encore une augmentation des capacités de production. Le Qatar a annoncé en octobre 2018 un nouveau saut productif (de 77 à 110 Mt/an), L'Australie (de 66 à 88 Mt/an) et les USA (de 20 à 70 Mt/an), la Russie (de 11 à 30 Mt/an) et le Nigeria (22 à 30 Mt/an) vont eux aussi encore augmenter leur capacité de liquéfaction. Pour un terme plus éloigné, ce seront les productions du Canada (40 Mt), de l'Iran (70 Mt) et de l'Afrique de l'Est (70 Mt). Les nouvelles sanctions américaines éloignent à nouveaux les perspectives iraniennes.

Les marchés maritimes du GNL

Le principe des marchés gaziers était des contrats d'État à État de longue durée permettant de sécuriser les flux et les lourds investissements (train de liquéfaction, terminal d'importation, flotte de méthaniers). La libéralisation européenne du marché du gaz, la multiplication des pays producteurs et importateurs et l'effet post Fukushima ont créé un marché moins rigide. Déjà les contrats de fourniture courent sur des périodes plus courtes de moins de dix ans. Néanmoins, le problème reste entier, si les acheteurs veulent des contrats courts, les vendeurs ont besoin de longue durée pour sécuriser les investissements (un méthanier de taille moyenne coûte plus cher qu'un porte conteneurs géant de 20 000 evp).

Le marché a de toute façon besoin de flexibilité. Certains producteurs vendent ainsi sans contrat pluriannuel, d'autres contrats incluent la possibilité de réacheminement vers d'autres destinations ou sont multidestinations. Ces possibilités se multiplient démontrant l'accélération de l'internationalisation du négoce. Ce nouveau marché intéresse naturellement les grands acteurs du trading que sont Trafigura, Glencore, Gunvor et Vitol. Ces quatre

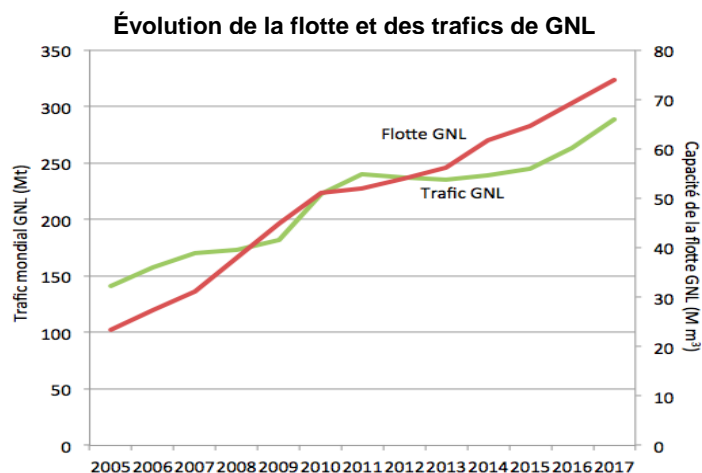
entreprises ont traité 27 Mt en 2017, 9% du marché mondial et surtout un tiers du marché spot.

Le marché spot se développe donc, avec 41 Mt en 2010 et 77,6 Mt en 2017, soit un quart du marché contre 13% sept ans plus tôt. Ce marché spot fut durant le début de la décennie pour moitié piloté par le trio asiatique (Japon, Corée, Taiwan), mais cette partie se réduit en volume comme en proportion. Ainsi, le gaz devient également un marché de commodités. Déjà, 30% des contrats de fourniture sont signés sans destination finale.

Néanmoins, le grand problème du marché du GNL reste l'inadéquation entre les mises en service des trains de liquéfaction des producteurs, les terminaux portuaires des importateurs et les livraisons de navires. L'essentiel des navires est livré dans la perspective des contrats signés (8 navires sur 10). Pour être clair, la flotte n'est jamais ajustée avec les capacités portuaires par ce que le gaz s'est montré plus complexe que prévu.

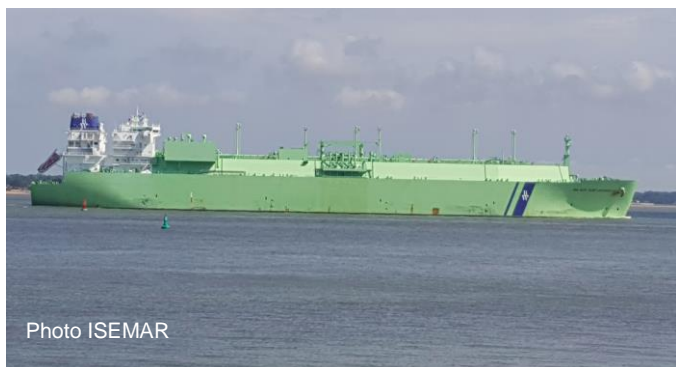
Le ralentissement du marché post Fukushima n'était pas bon pour la flotte pendant quelques années puis maintenant la reprise du marché (nouveaux trains, engouement pour le GNL) interroge sur le bon niveau de navires. Les commandes se sont effondrées en 2016 (6 unités) pour reprendre en 2017 et en 2018 avec des prix des chantiers tentant pour les acteurs. La question du marché est pénurie ou pas pour 2018, 2019, 2020 ? Courant 2018, les spécialistes tendent vers la pénurie, malgré les grosses livraisons de 2011-2014 et une croissance de la flotte en 2018 de 13% et de 8% annoncée l'an prochain.

Les commandes spéculatives vont trouver des contrats, mais la tension sur les marchés se constate sur les taux d'affrètement des marchés spot qui ont doublé durant l'année 2017, mais sans retrouver le marché très porteur de 2012 / 2013. Au printemps 2018, les volumes vers l'Asie sont tels qu'il manque des navires sur le bassin Atlantique amenant les taux à un niveau très élevé. D'où un phénomène d'affrètement de deux à trois ans pour sécuriser les prix.



Source : GIIGNL

BW GDF Suez Brussels



Flotte et armateurs

La flotte de méthaniers entre 2005 et 2017 a été multipliée par trois, mais cette croissance s'est faite en trois séquences. D'abord une forte augmentation des années 2000 (doublement) puis un ralentissement entre 2010 et 2013 lié au frein nécessaire des commandes devant les retards des trains de liquéfaction en projet. Le retour des trafics a été accompagné d'une croissance à nouveau forte de la flotte depuis 2015 et qui devrait rester vive.

La flotte mondiale était mi 2018 de 531⁵ dont 28 FSRU, soit une capacité cumulée de 78 M m³. En août 2018, le carnet de commandes s'élevait à 100 méthaniers classiques et 10 méthaniers brise-glace. Les chantiers navals coréens doivent en construire les 3/4 (méthanier, FSRU, FLNG). Le reste se répartissant entre le Japon (16%) et la Chine (12%).

Le contrôle économique de la flotte GNL (2017, M m3)

Japon	16	Corée	5,3
Grèce	12,3	Norvège	4,5
Qatar	11,9	Malaisie	3,9
GB	5,7	Chine	3,3
Bermudes*	5,3	USA	2,7

* Originaire de Norvège Teekay est enregistrée aux Bermudes.

Sources : Vessel Value

La maîtrise économique de la flotte est dominée par les armateurs grecs, japonais, norvégiens et les intérêts de l'État qatari. Néanmoins, le panorama des opérateurs est diversifié. Certains sont directement liés avec le produit. D'un côté, ce sont les compagnies nationales comme la russe Sovcomflot (gouvernementale mais en attente dévolution), la Malaisienne MISC (liée à Petronas), l'Algérienne Sonatach (groupe pétrolier national) et surtout la Qatarie QGTC (liée à Qatar Petroleum). De l'autre côté, ce sont les majors de l'énergie (Chevron, BP, Shell, Total⁶). Nigeria LNG associe elle le Nigeria à Shell, Total et ENI.

⁵ La flotte de méthaniers géants reste les onze Q Max des Qataris avec une capacité de 267 000 m³.

⁶ Fin 2017, Total a repris l'activité amont GNL d'Engie dont Gazocean qui donnera une flotte opérationnelle cumulée de 16 méthaniers. Total possède en France 30% du terminal de Fos Cavaou mais est désengagé de Dunkerque comme EDF. Engie contrôle via GT Montoir et Fos Tonkin.

En Asie, les grands pays importateurs possèdent des conglomérats maritimes avec une branche GNL. Au Japon, le trio des grands armateurs (MOL, NYK, K Line) a une division GNL comme en Corée Hyundai et Korea Line. Dans les deux pays, les énergéticiens sont directement actifs avec des navires méthaniers affrétés. Du côté chinois, les deux grands conglomérats (Cosco, China Merchant) possèdent une ambitieuse politique de développement des méthaniers même si leur flotte est d'abord réduite.

Les compagnies européennes, quelle que soit leur localisation sociale, sont surtout d'essence norvégienne (Golar / Fredriksen, BW, Teekay, Flex LNG, Knutsen, Hoegh) et grecque (Gaslog, Marangas, Dynamar, Minerva, TMS Cardiff). La croissance des armateurs grecs est notable, déjà propriétaires de 15% de la flotte, ils représentent 26% des commandes en juin 2018 soit le même niveau que les Japonais (24%). Les Grecs comme ailleurs apporteront la flotte de "marché" que demande l'internationalisation du GNL avec la menace spéculative comme dans les autres marchés.

La question pour les prochaines années reste la géographie des flux, s'ils sont dans des proximités (ex. USA – Europe, Australie – Asie) l'usage des navires est moins intensif que pour les longues routes (ex USA – Inde). Avant 2010, les flux sous contrat étaient généralement de courte distance. L'internationalisation du marché a étendu les routes avec en plus des relocalisations pour des effets d'aubaine des différentiels de prix. Par conséquent, la demande de tonne-kilomètre des transporteurs de GNL est passée d'environ 300 milliards en 2000 à environ 1 billion en 2016. Avec un marché moins rigide, les acheteurs vont chercher des frais maritimes réduits. Pour les opérateurs, le niveau d'usage de la flotte est un élément supplémentaire d'incertitude pour l'avenir.

Dans un monde qui ne peut rompre véritablement avec les énergies carbonées, le méthane prend de l'ampleur d'année en année. L'augmentation de la production comme de la consommation (promesses chinoises comme souvent) vont continuer d'étendre les trafics de GNL ces prochaines années. En devenant une commodité comme d'autres, le GNL crée aussi un marché maritime plus normal avec ses opportunités de hausses et de baisses qui nourrissent l'activité armatoriale, mais aussi la multiplication des acteurs et les tentations spéculatives. La surcapacité qui en résulte plombe les promesses des marchés.

Paul TOURET