

# **Le Gaz Naturel Liquéfié américain pourra-t-il concurrencer à terme les marchés gaziers russes ?**

Philippe A. Charlez

*Les Etats-Unis ont commencé cette année à exporter leur gaz naturel liquéfié, vers l'Europe, l'Amérique Latine et l'Asie. L'arrivée massive du GNL américain sur le marché mondial va modifier profondément la donne gazière dans les années à venir. Le GNL américain va ainsi contester la présence du gaz russe sur le marché européen et plus encore sur le marché asiatique. La guerre des prix prévisible entre gaz russe et américain rendra également plus difficile le développement des ressources non conventionnelles en Europe et en Chine.*

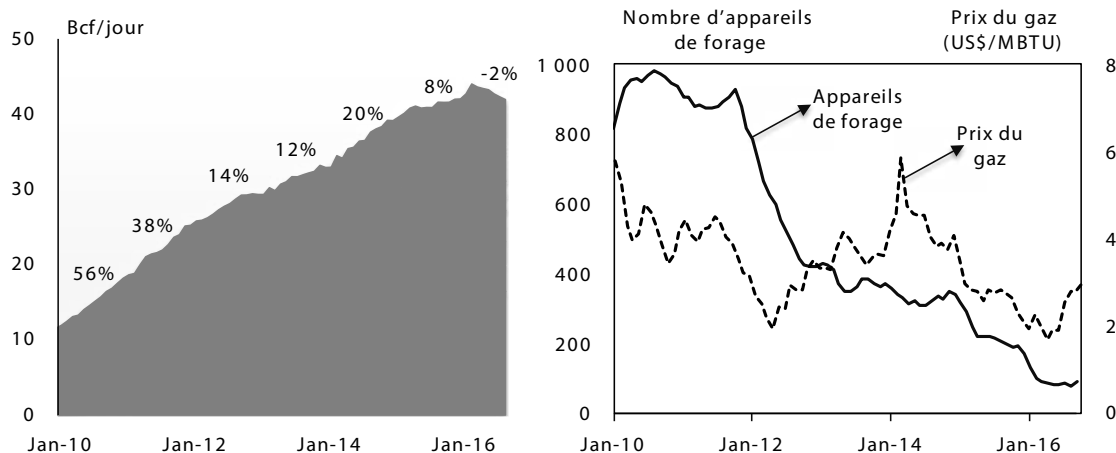
### **La révolution américaine des gaz de schistes : une pièce en trois actes**

Premier consommateur mais aussi premier producteur historique de gaz, les États-Unis sont restés indépendants jusqu'à la fin des années 1980. Mais, dès le début des années 1990 faisant suite à une augmentation croissante de sa consommation et à une stagnation de sa production domestique, le pays de l'oncle Sam commence à importer du gaz. En moins de 10 ans, sa dépendance gazière va ainsi passer de 5 % à 15 %. Au début des années 2000, tous les observateurs s'accordent sur un accroissement de cette dépendance au cours de la décennie suivante qui se traduira par des importations massives de Gaz Naturel Liquéfié. Les autorités américaines décident donc au début des années 2000 de construire dans le Golfe du Mexique et le long de la côte atlantique des terminaux de regazéification. Parallèlement à la chute de la production et à l'anticipation d'importations massives de GNL, une flambée des prix du gaz est observée outre atlantique : ils vont doubler entre 2000 et 2007. Cette croissance rend de facto le charbon

encore plus compétitif avec des conséquences négatives sur les émissions américaines de GES. Dans ce schéma, la Russie, l'Iran et le Venezuela, tous adversaires « historiques » de la nation américaine devraient jouer un rôle accru dans le marché mondial du gaz. Mais, ce premier acte n'est en fait qu'une pure fiction !

Le second commence au début des années 1980 au nord du Texas. Dans l'anonymat le plus complet, une compagnie indépendante inconnue du nom de Mitchell Energy<sup>1</sup> explore le gaz contenu dans la formation du Barnett au nord du Texas. Il ne s'agit pas d'un réservoir conventionnel mais d'une roche mère, celle là même où la matière organique se transforme en gaz au bout de plusieurs dizaines de millions d'années avant de s'échapper lentement vers d'autres horizons. Si le Barnett contient beaucoup de gaz, celui-ci ne peut toutefois être produit économiquement à l'aide des méthodes d'extraction conventionnelles. En cause, la très faible perméabilité de la roche qui est un schiste. D'où l'appellation « gaz de schistes ».

1. <http://www.theenergycollective.com/jimpierobon/257691/george-p-mitchell-founder-shale-gas-here-s-how-he-and-his-team-did-it>



**Figure 1 – production américaine de gaz de schistes  
Nombre d'appareils de forage en activité (gaz)  
Prix du Henry Hub**

Source des données : EIA, Baker Hughes, Rystad consulting

## Leader mondial grâce aux gaz de schistes

Après de longues recherches, c'est finalement un autre indépendant Devon (qui a entre temps racheté Mitchell Energy) qui trouve l'astuce. Ce n'est en rien une percée technologique puisqu'il s'agit simplement de coupler deux technologies matures : le puits horizontal et la fracturation hydraulique dont la première application industrielle remonte à... 1947. Cette idée va s'avérer ingénieuse puisque contre toute attente, elle va permettre aux États-Unis de relancer leur production gazière de façon spectaculaire. Après le Barnett, le Haynesville (Texas et Louisiane) puis le géant Marcellus (Ohio, Pennsylvanie) vont être développés à vitesse supersonique.

Grâce à la « révolution des gaz de schistes », les américains retrouvent en moins de 10 ans leur indépendance gazière et redeviennent premier producteur de gaz devant les russes. La croissance de la production est impressionnante. Inexistante en 2006, elle atteint 10 Bcf/jour en 2010 et 42 Bcf/jour fin 2015 (Figure 1). Et, malgré une chute spectaculaire des prix entre 2012 et 2015 et une réduction très significative d'activité (le nombre d'appareils de forage dans le gaz passe de 1000 à moins de 100 entre 2012 et 2016), la production ne cesse de

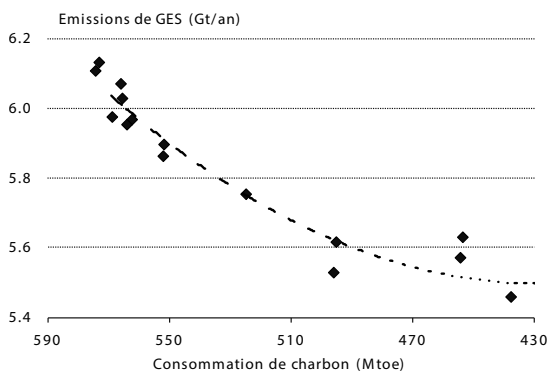
croître jusque fin 2015. En 2016 malgré une activité pratiquement réduite à zéro, elle ne se contracte que de 2 %. Cette forte résilience<sup>2,3</sup> s'explique par le gigantesque portefeuille de puits, l'amélioration spectaculaire des performances opérationnelles ainsi que par les immenses progrès réalisés dans le domaine de la complétion des puits et dans la meilleure identification des zones productives (les « *sweet spots* »). Fin 2016, la production de gaz de schistes représentait ainsi 58 % de la production américaine de gaz (41 Bcf/jour pour une moyenne 2016 de l'ordre de 71,5 Bcf/jour).

Cet afflux de gaz bon marché a redonné vitalité à l'économie américaine qui a créé plus de 2 millions d'emplois au sein des industries lourdes très énergivores telles la sidérurgie, le verre, le ciment et la pétrochimie. Le faible prix du gaz a aussi conduit le pays de l'Oncle Sam à massivement déplacer sa génération électrique du charbon vers le gaz devenu beaucoup plus compétitif. Un nombre important de centrales

2. Ph. A. Charlez & P. Delfiner (2016) « A Model for Evaluating the Commerciality of an Unconventional Factory Development Outside of North America » SPE Economics & management. SPE 179735

3. Ph. A. Charlez & P. Delfiner (2016) « Resilience of the US shale production to the collapse of Oil & Gas prices » Unconventional Resources Technology Conference San Antonio, 1-3 August 2016

au charbon ont été arrêtées réduisant de facto la demande de houille et provoquant un effondrement des prix. Ce déplacement a par ailleurs eu un effet très positif sur les émissions de gaz à effet de serre américaines qui entre 2007 et 2015 ont été réduites de 13 % (Figure 2).



**Figure 2 - Conséquences du déplacement de la génération électrique du charbon vers le gaz**  
(Source des données : BP energy outlook 2016)

Mais, l'histoire ne s'arrête pas là. Un troisième acte est en cours de tournage. Alors que les États-Unis étaient supposés devenir un importateur majeur de GNL, c'est en réalité le schéma inverse qui s'est produit. Après un vif débat entre les producteurs favorables à exporter les excédents gaziers (de 2 Bcf/jour en 2020 à 12 Bcf/jour en 2035 - Figure 3) et les consommateurs qui appréhendent une hausse

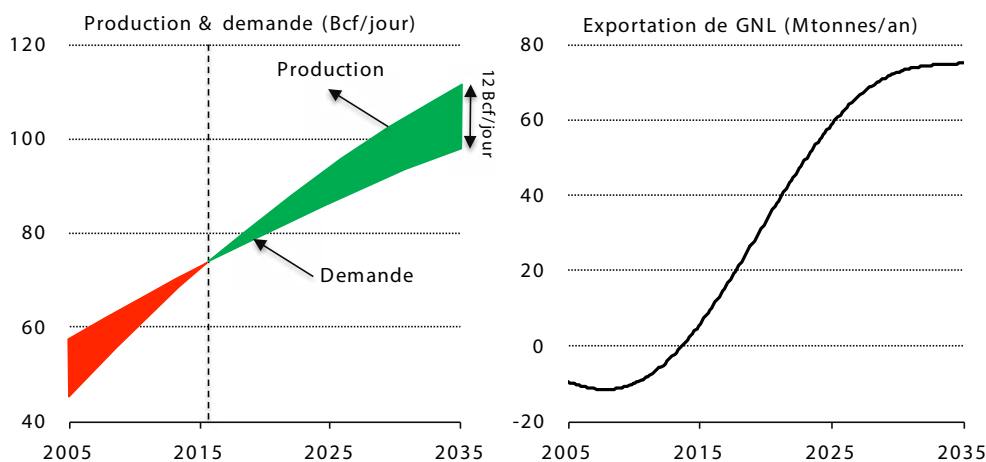
des prix pénalisant la compétitivité retrouvée, les autorités américaines ont finalement tranché en faveur des premiers. Ils ont autorisé la conversion des terminaux de regazéification à peine terminés en unités de liquéfaction. Dans un marché du GNL qui anticipe une production mondiale de l'ordre de 500 millions de tonnes à l'horizon 2030 (contre 245 millions de tonnes en 2015<sup>4</sup>), la capacité américaine de liquéfaction devrait dépasser les 60 millions de tonnes à l'horizon 2025 et atteindre les 80 millions de tonnes au début de la décennie suivante (Figure 3).

La première cargaison de GNL issue de l'unité de liquéfaction de Sabine Pass (opérée par la société Chenière<sup>5</sup>) a ainsi été exportée vers le Brésil en mars 2016 tandis que la première livraison européenne a été débarquée au Portugal fin avril 2016. L'exportation de GNL américain, dont la production est concentrée sur la Côte Atlantique et dans le Golfe du Mexique, vers les marchés asiatiques sera par ailleurs facilitée par l'ouverture avancée (2016) du Canal de Panama aux grands méthaniers<sup>6</sup>.

4. A. Chaouch (2016) « Développement du gaz naturel liquéfié » Pétrole & Gaz information N° 1843 Juillet/Août 2016

5. <http://www.cheniere.com/terminals/sabine-pass/>

6. <http://www.wk-transport-logistique.fr/actualites/detail/83285/canal-de-panama-la-concertation-avancee-pour-les-nouveaux-peages.html>



**Figure 3 – Production et demande américaine de gaz naturel  
Potentiel d'exportation de GNL jusqu'en 2035**

Source des données : IHS CERA

## Économicité du GNL américain à court et moyen terme

Le GNL américain peut-il pour autant, comme certains l'affirment<sup>7</sup>, créer un marché mondial du gaz et faire converger les prix des marchés régionaux ? Même si le marché du GNL est en plein essor, les volumes exportés en 2015 représentaient moins de 10 % de la consommation mondiale alors que les échanges régionaux par gazoduc en représentaient 20 % et la consommation autochtone 70 %<sup>8</sup>. Le gaz, qui reste par essence une commodité préférentiellement consommée dans un périmètre plus ou moins proche de son lieu d'extraction, échappera encore longtemps à un marché mondial

7. [http://www.lantenne.com/Les-exportations-americaaines-de-GNL-pourraient-aboutir-a-un-marche-mondial\\_a15892.html](http://www.lantenne.com/Les-exportations-americaaines-de-GNL-pourraient-aboutir-a-un-marche-mondial_a15892.html)

8. BP Energy outlook 2016

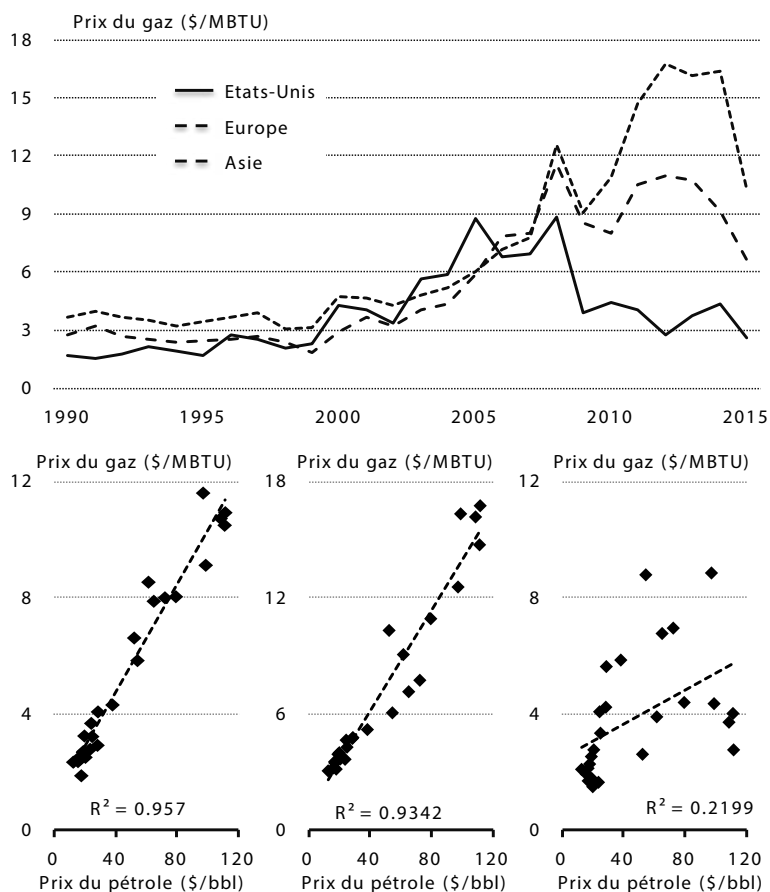
unique. Comme ses pairs, le LNG américain ne peut donc en aucun cas miser sur un marché spot. Car, même si les projets d'exportation de GNL américain bénéficient d'avantages très attractifs par rapport à leurs concurrents (CAPEX bien inférieurs, prix indexé sur le Henry Hub et non sur le prix du pétrole, contrats de tolling<sup>9</sup>, pas de clause de destination<sup>10</sup>), ils ne pourront échapper aux règles des marchés régionaux européens et asiatiques construits sur des contrats long terme indexés sur les prix du pétrole (Figure 4).

Aussi, si la capacité potentielle d'export approuvée par la FERC<sup>11</sup> s'élève à un peu plus

9. Réservation d'une capacité de liquéfaction à un taux fixe de l'ordre de 3 \$/MBTU et non à celui du prix de vente courant

10. L'acheteur peut revendre la cargaison sur le marché de son choix sans restriction

11. Federal Energy & Regulation Commission



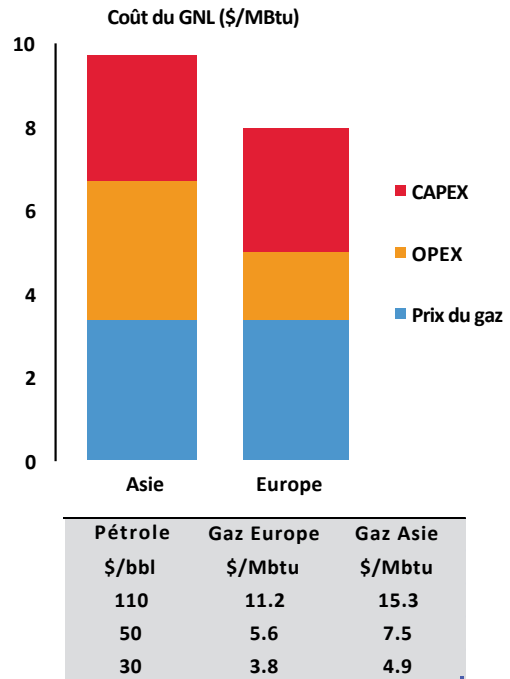
**Figure 4 - Evolution des prix du gaz sur les trois marchés mondiaux**  
**Corrélation entre les prix du gaz et du pétrole**  
**Gauche : Europe, centre : Asie, droite : Etats-Unis**  
 (source des données : BP outlook 2016)

de 100 millions de tonnes par an<sup>12</sup>, il est indispensable de différencier l'économicité d'unités opérationnelles bénéficiant d'infrastructures existantes pour lesquelles les investissements ont pratiquement été amortis (9 millions de tonnes par an), d'unités en construction (54 millions de tonnes par an) pour lesquels des contrats de vente ont déjà été négociés et de projets long terme pour lesquels les investissements n'ont pas encore été décidés (42 millions de tonnes par an). Depuis l'automne 2014, la baisse des prix du pétrole a mécaniquement engendré une baisse des prix du gaz à la fois sur les marchés européens et asiatiques. En moyenne (Figure 4) le prix du gaz en Europe est ainsi passé entre 2014 et 2016 de 11 \$/MBtu à 6 \$/Mbtu alors qu'en Asie, le GNL qui se négociait à plus de 15 \$/MBtu mi 2014 s'est effondré sous les 8 \$/MBtu (Figure 5) au printemps 2015. Cette nouvelle donne a profondément modifié l'économicité des futurs projets d'exportation de GNL américain.

Pour les projets opérationnels ou en construction dont une grosse partie des investissements a déjà été réalisée, l'économicité dépend des seuls coûts marginaux (prix du gaz+OPEX couvrant le transport et la regazéification - Figure 5) qui en moyenne sont de l'ordre de 5 \$/MBtu en Europe et de 6,7 \$/MBtu en Asie<sup>13</sup>. Se référant aux données de la Figure 4, le GNL américain dégage donc des marges bénéficiaires pour un prix du pétrole gravitant autour de 45 \$. Mais, pour les nouveaux projets dont l'économicité doit s'apprécier en considérant les coûts totaux (prix du gaz + OPEX + CAPEX), il faudra que le prix du baril dépasse les 70 \$ pour que les fournisseurs de GNL dégagent des marges bénéficiaires. Autrement dit, compte tenu des cours actuels du brut, les coûts des nouveaux projets GNL américains sont aujourd'hui largement supérieurs aux prix du gaz européens et asiatiques. On comprend donc pourquoi le démarrage des nouveaux projets a été différé.

12. S. Cornot-Gandolphe (2016) « Les exportations américaines de gaz naturel. De nouvelles règles du jeu sur l'échiquier européen » Études de l'IFRI. Juin 2016.

13. T. Mitrova (2016) « International challenges of the Russian hydrocarbon sector in the current context », IFRI 20 September 2016



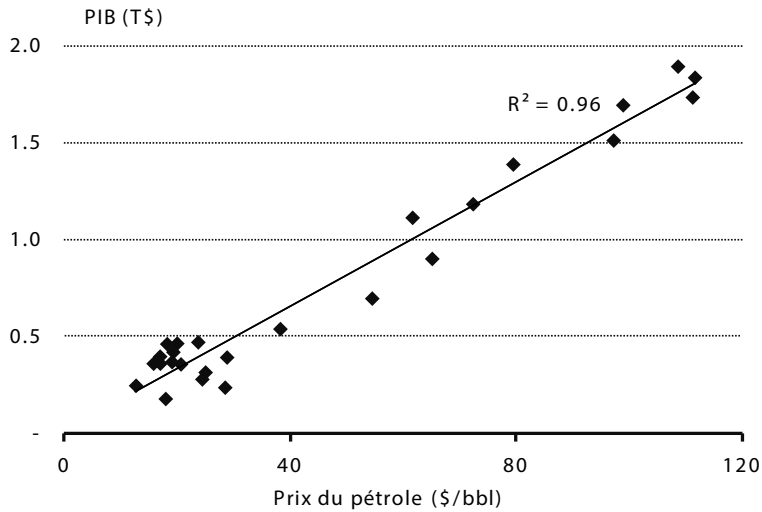
**Figure 5 – Comparaison du coût moyen du GNL américain « long terme\* » livré en Europe et en Asie aux prix régionaux du gaz**  
Source des données BP energy outlook 2016 & ColumbiaUEnergy SIPA

\* Long terme fait référence à des nouveaux projets de GNL pour lesquels les investissements n'ont pas encore été sanctionnés

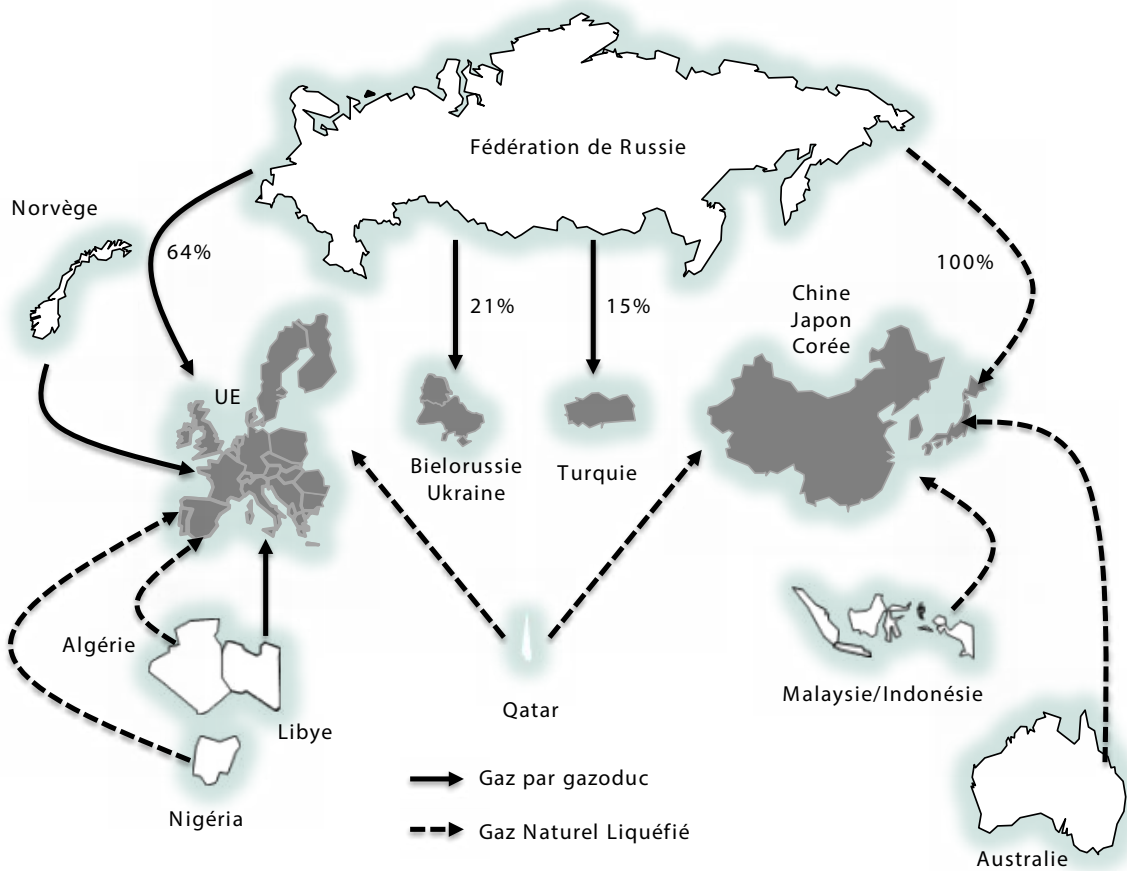
Et, sans augmentation significative des cours du pétrole, ils risquent d'être purement et simplement annulés. À moyen terme, la capacité potentielle devrait donc se restreindre aux projets déjà engagés c'est-à-dire à 60 millions de tonnes par an.

### Le GNL américain : menace ou opportunité pour le gaz russe en Europe ?

Second producteur gazier et troisième producteur pétrolier, la Russie repose principalement sur une économie de trésorerie dont le PIB (mais aussi la monnaie) évolue au gré du prix de l'or noir (Figure 6). Croissance ou récession dépendent principalement du flux de trésorerie généré (ou pas) par ses revenus en



**Figure 6 – Produit Intérieur Brut de la Fédération de Russie en fonction du prix du pétrole**  
 Source des données : BP energy outlook 2015 et World Bank



**Figure 7 – Echanges de gaz vers l'Europe et vers le Sud Est asiatique en 2014**  
 Source des données : BP energy outlook 2015

hydrocarbures. La Russie est donc particulièrement attentive à protéger ses marchés gaziers.

En 2015, la Russie a produit 55,5 Bcf/jour dont elle a exporté le tiers soit 17,5 Bcf/jour<sup>14</sup> et ce, à trois clients principaux qu'elle fournit par gazoduc (Figure 7) : l'Union Européenne (64 %), les anciennes Républiques Soviétiques (Ukraine et Biélorussie - 21 %) et la Turquie (15 %). Les principaux compétiteurs des russes sur le marché européen sont la Norvège, l'Algérie et dans une moindre mesure le Nigeria et la Libye. La Russie est par contre un producteur de second ordre de GNL avec seulement 10 millions de tonnes par an provenant des champs de l'île de Sakhaline et exportées vers le Japon depuis le terminal de Vladivostok.

Désavantagée (vis-à-vis du charbon) depuis 2009 par des prix élevés indexés sur ceux du pétrole mais aussi par une chute significative de la demande d'électricité et une croissance atone, la consommation européenne de gaz s'est contractée de plus de 20 % en 5 ans, passant de 47,6 Bcf/jour en 2010 à moins de 37 Bcf/jour en 2014 (Figure 8-haut). Aussi, malgré le déclin significatif de la production domestique (Mer du Nord et Hollande<sup>15</sup> pour l'essentiel) qui depuis le début des années 2000 s'est réduite de moitié, l'Europe a globalement restreint ses importations de 4 Bcf par jour sur la même période. Toutefois, cette baisse des importations européennes a principalement été absorbée par une chute spectaculaire du GNL (-3,5 Bcf/jour) alors que les importations par gazoduc se sont maintenues aux environs de 22 Bcf/jour. Aussi, alors que la production domestique tombait sous les 30 %<sup>16</sup>, les importations par gazoduc gagnaient 10 % atteignant en 2015 60 % de la consommation européenne (Figure 8-bas). La Russie qui représente plus de la moitié de ces importations par gazoduc a donc, contrairement aux fournisseurs de GNL, particulièrement bien résisté à la baisse de la demande gazière européenne.

14. BP Energy outlook

15. La production hollandaise qui vien en grande partie du champ de Groningen a été volontairement restreinte en 2015 & 2016 suite à des problèmes de sismicité induite [http://www.notre-planete.info/actualites/actu\\_3656\\_forage\\_seismes\\_pays-Bas.php](http://www.notre-planete.info/actualites/actu_3656_forage_seismes_pays-Bas.php)

16. <http://www.gasinfocus.com/downloads/fr/>

### Les avantages du gaz russe

Toutefois, l'effondrement des cours du pétrole qui ont entraîné dans leur sillage ceux du gaz<sup>17</sup> pourrait à moyen terme redonner vitalité au marché européen du GNL. Cette situation nouvelle peut-elle propulser la consommation de GNL américain et constituer une menace pour les livraisons russes ? Inversement, la Russie pourrait-elle à moyen terme mettre à mal la stratégie gazière américaine ?

Le gaz Russe bénéficie par rapport à la plupart de ses compétiteurs d'avantages concurrentiel indéniables : un coût de production très faible inférieur à 1 \$/MBtu rendu d'autant plus compétitif par la forte dévaluation du Rouble<sup>18</sup> ainsi que des coûts de transport marginaux bénéficiant d'un réseau de gazoducs existant. En y rajoutant les droits de transit, le coût moyen long terme est de l'ordre de 5 \$/MBtu ce qui rend le gaz Russe compétitif à partir de 43 \$/bbl (Figure 9).

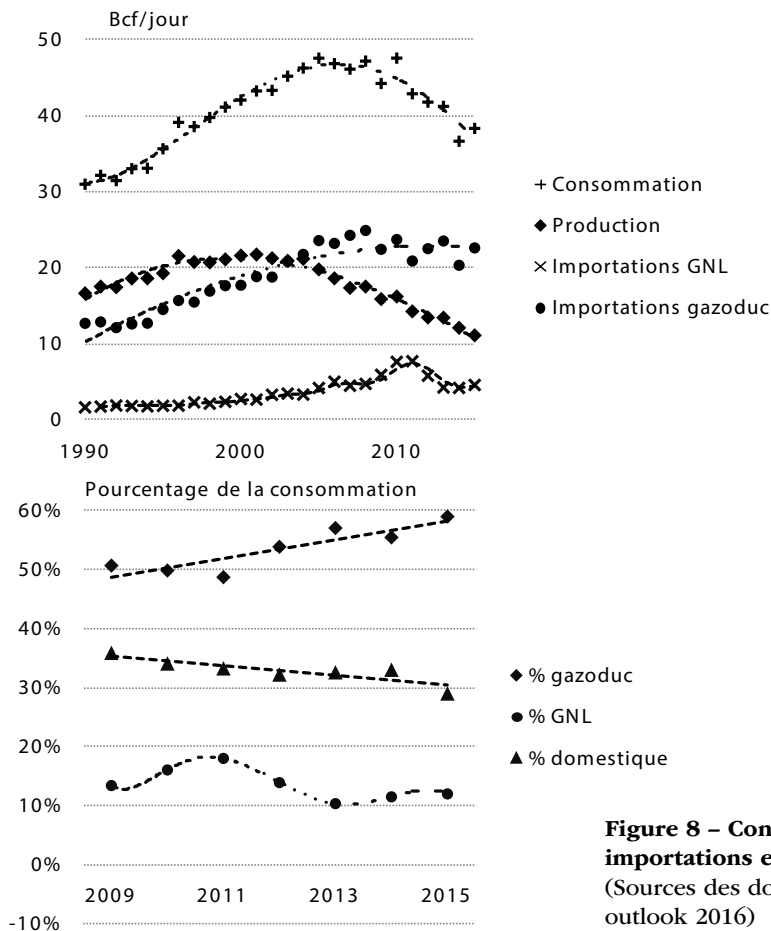
Autrement dit, aux prix actuels du pétrole, seul le GNL américain issu d'usines de liquéfaction existantes (point mort à 5,5 \$/MBtu et 45 \$/bbl) peut concurrencer le gaz Russe livré en Europe. Par contre, l'analyse confirme que le GNL américain issu d'usines de liquéfaction en projet ne pourra être compétitif sur le marché européen qu'à condition d'une remontée significative des cours du pétrole au dessus de 70 \$. Par ailleurs même si Gazprom, dont le modèle est intrinsèquement fondé sur des contrats long terme, ne voit pas nécessairement d'un bon œil la libéralisation des marchés européens<sup>19</sup>, le groupe gazier dispose de marges économiques significatives pour protéger ses marchés européens. Il peut notamment déroger à certaines clauses contraignantes<sup>20</sup> en accordant à ses clients européens des remises par

17. En Juin 2012, après la catastrophe de Fukushima, le GNL Indonésien est monté jusque 19,4 \$/MBTU. En septembre 2016 il se négociait à 7 \$/MBTU. <http://www.indexmundi.com/fr/matieres-premieres/?marchandise=gaz-naturel-liquefie-indonesie&mois=120>

18. 30 rouble par Dollars en 2010 à 60 Roubles par dollar en 2016.

19. MC Aoun et S. Cornot-Gandolphe (2015) « L'Europe du Gaz à la recherche de son âge d'or » Les Eudes IFRI Octobre 2015

20. Les contrats long terme son révisés tous les trois ans



**Figure 8 – Consommation, production et importations européennes de gaz naturel.**  
 (Sources des données : Eurostats & BP Energy outlook 2016)

rapport aux prix contractuels indexés sur le prix du pétrole. Cette stratégie est déjà largement appliquée sur une partie très significative des volumes livrés par gazoduc dont près des deux tiers (Figure 9) relèvent aujourd'hui d'un marché spot (GOG – Gas On Gas compétition) déconnecté des prix du pétrole. Au contraire, le marché européen du GNL reste dominé par le mécanisme OPE (Oil Price Escalation) indexé sur le prix du pétrole. Sur le plan économique, les russes disposent donc de leviers majeurs pour imposer au GNL américain une guerre des prix et combattre son entrée sur les marchés européens à la fois à court terme en imposant des prix inférieurs aux prix indexés et à plus long terme en décourageant les décisions d'investissements.

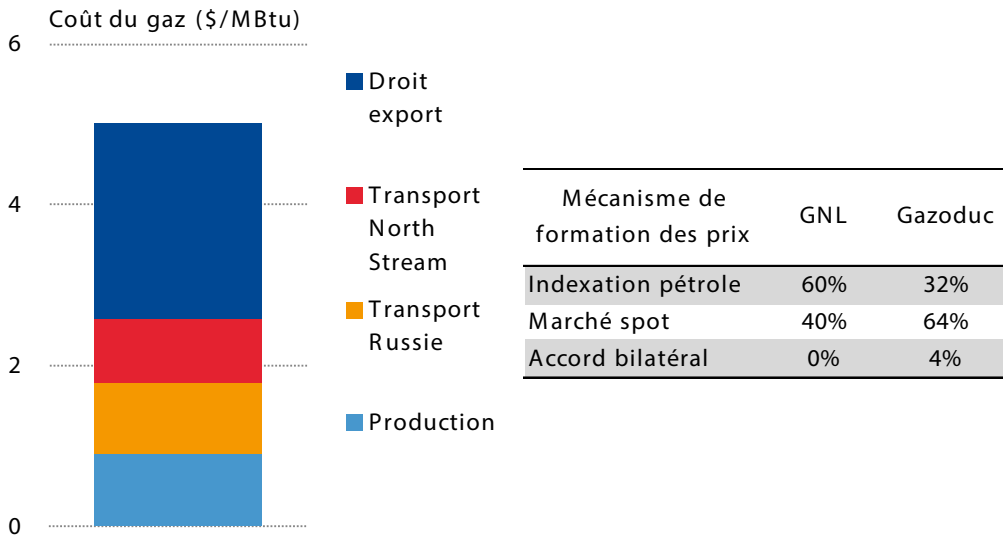
Toutefois, en marge de cette guerre latente des prix, les européens ne souhaitent pas

mettre en péril leur sécurité énergétique en amplifiant leur dépendance gazière vis-à-vis de la Russie. L'Europe garde notamment en mémoire le conflit de 2014 entre la Russie et l'Ukraine. Dans la mesure où à l'époque plus de la moitié du gaz à destination de l'Europe transitait par l'Ukraine via l'historique « *Brotherhood* »<sup>21</sup>, en réglant ses différends avec Kiev, Moscou coupait de facto la moitié de l'approvisionnement européen.

La stratégie européenne vise donc à réduire autant que possible les importations de gaz russe transitant par le « *Brotherhood* » voire par le « *Yamal* » (qui traverse la Biélorussie) et

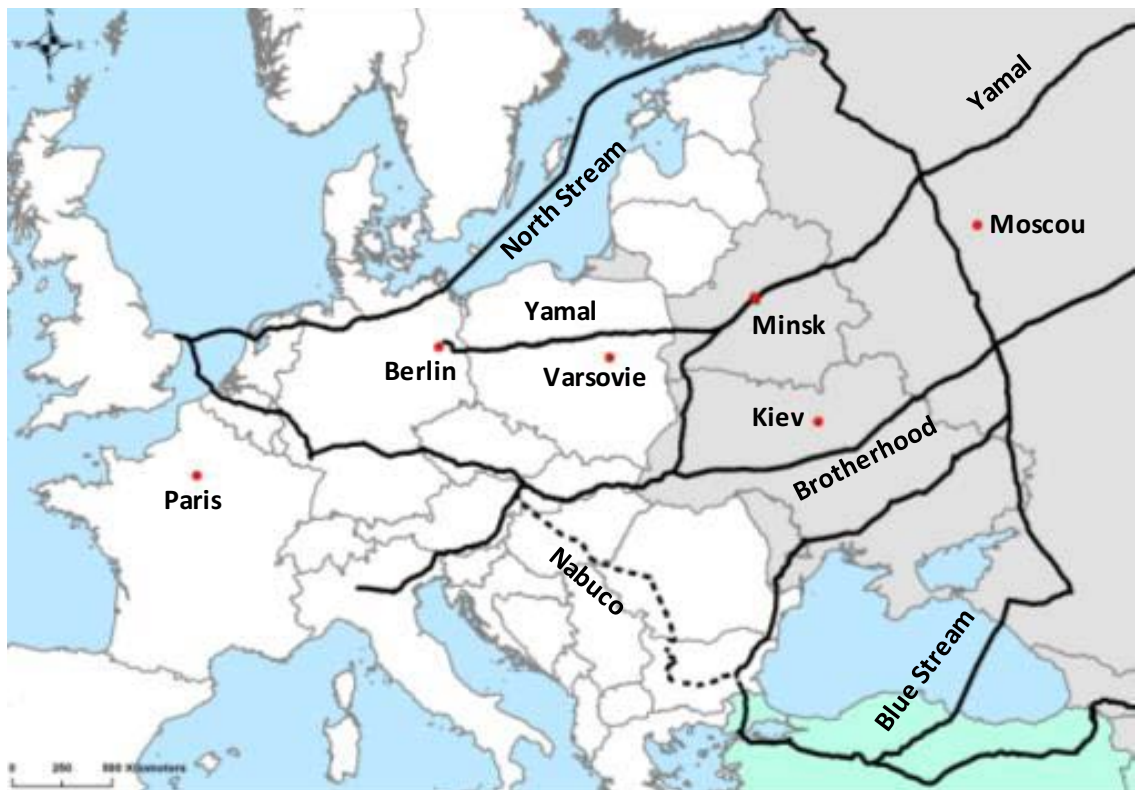
21. Le pipe Brotherhood a été mis en service en 1967. Il transite depuis la Russie vers la Slovaquie après avoir traversé l'Ukraine du nord au sud <http://www.gazpromexport.ru/en/projects/transportation/>





**Figure 9 – Coût moyen du gaz Russe livré en Europe**  
**Mécanisme de formation des prix en Europe**  
 Source des données ColumbiaUEnergy SIPA et IGU\*

\* [http://www.igu.org/sites/default/files/node-news\\_item-field\\_file/IGU\\_WholeSaleGasPrice\\_Survey0509\\_2016.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item-field_file/IGU_WholeSaleGasPrice_Survey0509_2016.pdf)



**Figure 10 – Principales routes gazières européennes**

d'utiliser préférentiellement le « *North Stream* »<sup>22</sup> qui démarre dans le Golfe de Finlande et court directement vers l'Allemagne à travers la Mer Baltique. Il a été mis en service en 2012 (Figure 10). Depuis 2014, le Brotherhood ne véhicule plus que 44 % du gaz russe, le Yamal 23 % alors que le North Stream en véhicule 33 %<sup>23</sup>. Pour s'affranchir encore un peu plus des risques liés aux anciennes Républiques Soviétiques (Ukraine mais aussi Biélorussie) les autorités Russes et Allemandes souhaitent doubler le North Stream 1 par un second gazoduc (le « *North Stream 2* ») au trajet rigoureusement identique. L'ensemble North Stream 1&2 véhiculerait alors 56 % de l'approvisionnement européen et marginaliserait de facto le Brotherhood qui ne transiterait plus que 24 % des volumes exportés<sup>24</sup>.

Sur le plan économique, le coût du transit via le North Stream (1,5 \$/MBtu) est moitié inférieur à celui du Brotherhood (1000 km de moins, pas de droits de transit en Ukraine ni en Slovaquie et en République Tchèque – 3 \$/MBtu) depuis que l'Ukraine a unilatéralement décidé de doubler ses droits de transit. Dans la configuration actuelle et sur base d'un export de 150 Gm<sup>3</sup> annuel (13 Bcf/jour), le coût global de l'export se contracterait de 15 % ce qui réduirait la facture allemande tout en rendant le gaz russe encore plus compétitif par rapport au GNL américain (Figure 11). Mais, l'Ukraine et dans une moindre mesure la Slovaquie et la République Tchèque verraient leurs droits de transit se réduire de façon très significative. Bypasser le Brotherhood pourrait à terme coûter à l'Ukraine jusqu'à 2 G\$ par an, un manque à gagner insupportable pour un pays aux finances déjà exsangues. Aussi, le doublement du North Stream est-il loin de faire l'unanimité au sein de l'Union Européenne. Tandis que les autorités Russes et Allemandes supportent vivement le projet, les Ukrainiens, les Slovaques et les Tchèques mais aussi les Polonais et les pays Baltes y sont fermement opposés considérant

Gazoduc international	Pays	Actuel	North Stream 2
	Russie	5.3	5
Yamal	Pologne	0.4	0.4
	Biélorussie	0.3	0.2
Brotherhood	Ukraine	3.2	1.8
	Slova - RT	1.3	0.7
North Stream	Baltique	1.1	1.9
Total		11.6	10.0
Yamal/NS/Brotherhood actuel		23%/33%/44%	
Yamal/NS/Brotherhood NS2		20%/56%/24%	

**Figure 11- Coût global du transit (en G\$ sur base de 150 Gm<sup>3</sup> par an) dans la configuration actuelle et dans le cas du doublement du North Stream.**  
(source des données : IHS CERA)

qu'il renforcera de facto la dépendance énergétique de l'Union vis-à-vis de la Russie. Selon les détracteurs, il serait en contradiction avec la politique de sécurité énergétique de l'Union basée entre autre sur une diversification des approvisionnements. Sous couvert de motifs légaux, le veto Polonais du 22 Juillet 2016 a ainsi conduit à la dislocation du consortium industriel, les cinq compagnies occidentales (Winterhall, Engie, OMV, Shell et Uniper) se retirant et laissant GAZPROM comme seul acteur. Cet exemple montre que, malgré une compétitivité avérée et d'importants leviers sur les marges, les problèmes d'ordre géopolitique rendent la stratégie gazière russe vulnérable face au marché potentiel du GNL américain mais aussi face à de nouvelles ressources potentielles Moyen Orientales en provenance d'Iran, d'Israël et d'Égypte. C'est donc logiquement vers les marchés asiatiques que la Russie se tourne pour trouver de nouveaux débouchés.

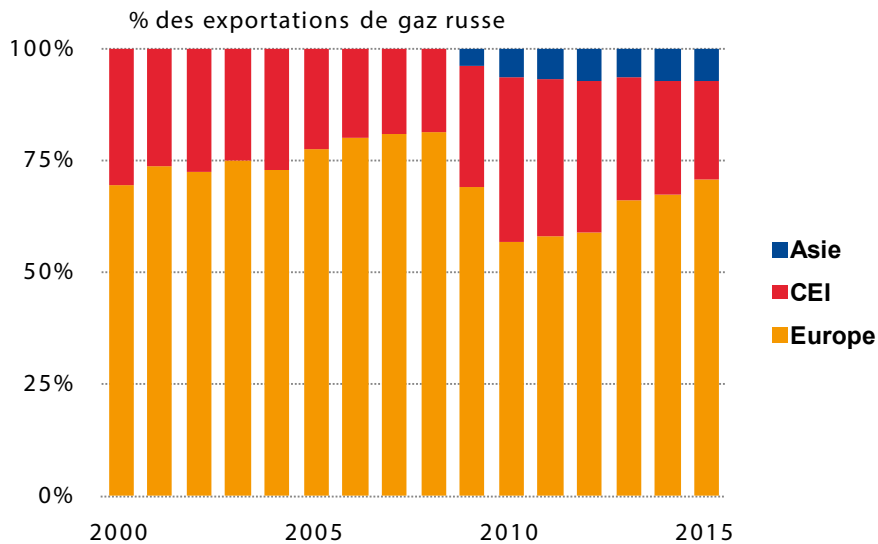
## La compétition sur les marchés asiatiques

Les exportations gazières russes vers l'Asie n'ont que timidement commencé en 2009 avec l'ouverture du plan de liquéfaction de Vladivostok expédiant vers le Japon du gaz liquéfié en provenance des champs de l'île de Sakhaline (Figure 13).

22. Le Nord Stream a été mis en service en 2012. <http://www.gazpromexport.ru/en/projects/transportation/>

23. ENTSO-G Transparency Platform

24. T. Gustafson, L. Ruseckas, S. Blakey, A. Galtsova(2016) "North Stream 2. Will it still be built?" Strategic report HIS CERA



**Figure 12 – Exportations gazières russes vers l'Europe, la CEI et le sud est asiatique.**  
(Source des données : Rosstat CDU Tek)

En volume, ces exportations (10 millions de tonnes par an) restent très faibles par rapport à celles par gazoduc, puisqu'elles ne représentent que 8 % des exportations et 2,5 % de la production globale (Figure 12). Elles restent par ailleurs marginales dans un marché du GNL dominé par le Qatar, l'Indonésie, la Malaisie mais aussi l'Australie dont les capacités de liquéfaction vont augmenter significativement (GNLG<sup>25</sup>, Ichty<sup>26</sup>) au cours de prochaines années.

Si la Russie devrait fortement augmenter sa production de GNL notamment avec la mise en service d'unités de liquéfaction sur la presqu'île de Yamal<sup>27</sup>, la compétitivité du gaz russe vers le sud est asiatique et notamment la Chine dépendra en grande partie du développement de champs gaziers situés dans l'est sibérien (Chayanda et Kovykta – 6 Bcf/jour) ainsi que de la construction d'un double réseau de gazoduc permettant d'approvisionner la Chine (Figure 13) soit par l'Est (projet « *force de la Sibérie* » reliant Chayanda et Kovykta au réseau

de Sakahlin et au terminal GNL de Vladivostok), soit par l'ouest (projet « *Altaï* » qui vise à développer un nouveau gazoduc permettant de connecter le réseau chinois via la chaîne de l'Altaï aux champs situés au nord de Sibérie occidentale (presqu'île de Yamal et Urengoy).

Ces projets se sont concrétisés le 21 mai 2014 par la signature, entre Gazprom et le géant chinois CNPC<sup>28,29</sup>, d'un contrat de 400 milliards de dollars sur 30 ans. En capacité la Russie pourrait ainsi livrer plus de 3 Tcf par an à son voisin chinois qui cherche à déplacer massivement sa génération électrique charbonnière (la Chine produit et consomme la moitié du charbon mondial et émet 30 % des gaz à effet de serre) vers les renouvelables en s'appuyant sur le gaz. Mais, les investissements correspondant qui dépasseront les 50 G\$ conduiront<sup>30</sup> à un prix du gaz de l'ordre de 9 \$/MBtu à peu près équivalent à celui du GNL américain (Figure 5) qui grâce à l'ouverture avancée du canal de

25. [www.santoslng.com](http://www.santoslng.com)

26. [www.inpex.com.au/our-projects/ichthys-lng-project](http://www.inpex.com.au/our-projects/ichthys-lng-project)

27. <http://www.russieinfo.com/russie-yamal-lng-un-projet-pionnier-1%E2%80%99extremite-du-monde-2016-04-13>

28. [http://www.lemonde.fr/planete/article/2014/05/21/gaz-mega-accord-entre-la-chine-et-la-russie\\_4422950\\_3244.html](http://www.lemonde.fr/planete/article/2014/05/21/gaz-mega-accord-entre-la-chine-et-la-russie_4422950_3244.html)

29. <https://fr.sputniknews.com/infographies/20140522201292992/>

30. Credit Suisse (2016) "Global LNG sector", ASE analysis, Oxford Institute for energy study



**Figure 13 – Projet russe de transport de gaz vers le sud est asiatique. Projets « Force de Sibérie » et « Altaï »**  
(Sources des données : Gazprom\*)

\* <http://www.gazprom.com/f/posts/61/907574/2014-06-26-map-sila-sib-en.jpg>

Panama a maintenant accès aux marchés asiatiques. La guerre commerciale entre le gaz Russe et le GNL américain devrait donc se passer davantage sur les marchés asiatiques que sur les marchés européens. Notons enfin que le projet possède une variante<sup>31</sup> qui consiste à connecter le réseau ouest au futur réseau est grâce à un pipe supplémentaire qui courrait de Prokokovo au futur pipe Force de Sibérie (Figure 13). Elle donnerait davantage de flexibilité aux deux marchés mais en augmenterait encore sensiblement le coût de 20 G\$. On peut donc à l'heure actuelle émettre certains doutes quant à l'économicité de cette variante.

31. Accenture Strategy (October 2016) "Strategic choices for Russia's gas development"

## Conclusion

Si l'arrivée massive de GNL américain sur les marchés au cours des prochaines années change profondément la donne gazière mondiale, il faut toutefois différencier le court terme du long terme et le marché européen du marché asiatique.

Sur les marchés européens, seul le GNL américain produit par des installations déjà construites peut aujourd'hui être valorisé à un coût similaire au gaz russe (entre 5 et 6 \$/MBtu) importé par gazoduc. Par contre, celui issu d'installations non encore construites (8 \$/MBtu) ne sera pas facilement concurrentiel par rapport au gaz russe qui bénéficie d'installations existantes. En théorie, une remontée

des cours du pétrole aux environs de 70 \$/bbl, induirait mécaniquement une hausse des cours du gaz et rendrait le GNL compétitif. Mais, compte tenu de leurs coûts de production, les russes peuvent aisément accorder à leurs clients européens des remises par rapport aux prix contractuels indexés. Cette stratégie du marché spot s'applique d'ailleurs d'ores et déjà sur les deux tiers des volumes. Sur le plan économique, les russes disposent donc de leviers majeurs à la fois sur le court terme en imposant des prix inférieurs aux prix indexés et à plus long terme en décourageant les décisions d'investissements sur les futurs trains de GNL. Toutefois, en marge de cette guerre des prix, les européens ne souhaitent pas mettre en péril leur sécurité énergétique en amplifiant de façon trop importante leur dépendance gazière vis-à-vis de la Russie. La difficulté de lancer le projet North Stream 2 montre que, malgré une compétitivité avérée et d'importants leviers sur les marges, ce sont les problèmes d'ordre géopolitique qui peuvent rendre la stratégie gazière russe vulnérable.

Du côté asiatique, la situation est très différente car les infrastructures terrestres sont pratiquement inexistantes. Les projets pour créer l'accès ouest (gazoduc Altaï) et l'accès

est (développement des champs de Chayanda et Kovykta, gazoduc Force de Sibérie) au réseau chinois demanderont des investissements conséquents conduisant à un prix du gaz de l'ordre de 9 \$/MBtu c'est-à-dire à peu près équivalent à celui du GNL américain qui, grâce à l'ouverture avancée du canal de Panama aux méthaniers, a maintenant accès aux marchés asiatiques. La guerre commerciale entre le gaz Russe et le GNL américain devrait donc se passer davantage sur les marchés asiatiques que sur les marchés européens.

Enfin, la guerre des prix entre les russes et les américains rendra extraordinairement difficile le développement des ressources non conventionnelles en Europe et en Chine. Compte tenu des difficultés géologiques et climatiques (côté chinois) mais aussi politiques et sociétales (côté européen), développer ces ressources autochtones coûterait entre 12 et 14 \$/MBtu<sup>32</sup>. Sauf à ce que les développements soient en partie subventionnés par les États pour des raisons politiques, les gaz de schistes n'ont pas pour l'instant d'avenir économique en Chine et en Europe. ■

---

32. Ph.A. Charlez et P. Baylocq (2013) « Gaz et pétroles de schistes en questions » Editions Technip.