

Gazprom et l'incertitude du marché gazier européen : vers une stratégie de défense de sa part de marché ?

Gazprom and the Uncertainty of the European Gas Market: Towards a Market Share Strategy?

Sadek Boussena et Catherine Locatelli



Édition électronique

URL : <http://journals.openedition.org/rei/6513>

DOI : 10.4000/rei.6513

ISSN : 1773-0198

Éditeur

De Boeck Supérieur

Édition imprimée

Date de publication : 15 mars 2017

Pagination : 33-60

ISBN : 9782807391413

ISSN : 0154-3229

Référence électronique

Sadek Boussena et Catherine Locatelli, « Gazprom et l'incertitude du marché gazier européen : vers une stratégie de défense de sa part de marché ? », *Revue d'économie industrielle* [En ligne], 157 | 1er trimestre 2017, mis en ligne le 15 mars 2019, consulté le 03 janvier 2020. URL : <http://journals.openedition.org/rei/6513> ; DOI : 10.4000/rei.6513

© Revue d'économie industrielle

GAZPROM ET L'INCERTITUDE DU MARCHÉ GAZIER EUROPÉEN : VERS UNE STRATÉGIE DE DÉFENSE DE SA PART DE MARCHÉ ?

Sadek Boussena, GAEL, Grenoble*
Catherine Locatelli, GAEL, Grenoble**

 **Mots-clés :** Marché gazier de l'UE, concurrence, comportement des entreprises gazières.

 **Keywords:** EU's gas market, competition, behavior of gas companies.

Au-delà de la guerre des prix, les fournisseurs traditionnels du marché gazier de l'UE peuvent-ils initier une stratégie offensive qui instrumentaliserait en leur faveur l'incertitude pesant sur les prix futurs du gaz ? Telle est la question qui se pose à l'Algérie, à la Norvège, au Qatar, et surtout à la Russie et à sa compagnie Gazprom. Avec une part de marché de l'ordre de 30 % et des exportations en 2015 de plus de 130 Gm³, ce dernier est de loin le principal fournisseur du marché européen.

Le processus de libéralisation des industries gazières de l'UE (visant à établir un marché unique et concurrentiel), la faible demande, la concurrence des autres énergies, les surcapacités existantes et la chute des cours du pétrole ont entraîné une baisse des prix du gaz naturel de plus de 50 %

* sboussena@aol.com.fr

** catherine.locatelli@univ-grenoble-alpes.fr

depuis 2012¹. Face à cet environnement plus incertain, plus volatil, plus concurrentiel et en présence d'un nouvel entrant, le gaz naturel liquéfié (GNL) US, l'objectif stratégique de Gazprom – maintenir sa part de marché dans l'UE – lui impose de modifier sa stratégie d'exportation. Si les exportations de GNL US en raison de la proximité des marchés, de leur coût de livraison à l'UE, des volumes impliqués représentent aujourd'hui la menace la plus crédible pour les fournisseurs historiques de l'UE, d'autres concurrents potentiels peuvent également être considérés comme le GNL australien ou celui d'Afrique subsaharienne.

Jusqu'à présent, les adaptations de Gazprom ont essentiellement consisté à modifier à la marge ses contrats de long terme afin de regagner en compétitivité au travers de baisses de prix. Mais afin de maximiser ses revenus sur le long terme, une démarche plus offensive et plus construite est possible pour Gazprom. Dans les conditions actuelles du marché gazier mondial et celui de l'UE, une opportunité historique s'offre à lui de définir un comportement stratégique autre que celui d'une simple guerre des prix. En effet, durant cette phase transitoire (qui peut durer une dizaine d'années) où la connexion entre les trois principaux marchés mondiaux de gaz naturel est incomplète et où le marché européen se caractérise par une situation hybride, des acteurs dominants peuvent encore exercer un certain pouvoir de marché.

On peut considérer que Gazprom, compte tenu de ses avantages comparatifs, en particulier de ses coûts de production, est en état de jouer sur le marché de l'UE une stratégie telle que celle prêtée à l'Arabie saoudite sur le marché mondial du pétrole par S. Boussena (1994a, b, 2016). Cette stratégie viserait à instrumentaliser l'incertitude sur les prix, c'est-à-dire à faire peser une incertitude sur les prix futurs du gaz naturel et à favoriser la volatilité des cours sur les marchés pour profiter de celle-ci. Il s'agit par ce biais de modifier les anticipations des concurrents potentiels de Gazprom et donc leur comportement en termes d'investissements.

L'objectif de cet article est d'esquisser les conditions qui permettraient à Gazprom durant cette phase historique, et seulement durant celle-ci, de définir une telle stratégie visant à instrumentaliser l'incertitude sur les

1 Au 17 février 2016, à la frontière allemande, le gaz russe était vendu à 4,70 \$/MBtu (British thermal unit) (contrat de long terme) alors que, début mars, les prix spot tant en Asie qu'en Europe se situaient entre 4,25 et 4,35 \$/MBtu.

prix du marché gazier de l'UE. Car il est évident que les conditions du marché pétrolier et celles du marché gazier de l'UE ne sont pas les mêmes pour mener à bien une telle stratégie. De même, Gazprom, compte tenu de la complexité de son actionnariat et de son importance au niveau mondial, n'est pas le « producteur dominant » que peut être l'Aramco, instrument de l'État saoudien, sur un marché pétrolier internationalisé.

Dans un premier temps (premier et deuxième points) nous définirons ce que peut être une stratégie de l'incertitude et les caractéristiques du marché gazier de l'UE qui permettent à un fournisseur d'envisager une telle stratégie. Avec les spécificités des marchés gaziers, nous tenterons de définir les conditions d'une possible stratégie offensive visant à instrumentaliser l'incertitude sur les prix du gaz naturel. Nous aborderons dans un troisième temps les réponses jusqu'ici apportées par Gazprom face à l'accroissement des pressions concurrentielles. (Ceci suppose en particulier d'analyser la question de son pouvoir de marché.) Enfin, nous montrerons que la compagnie dispose d'un certain nombre d'avantages comparatifs lui permettant d'envisager la mise en œuvre d'une telle stratégie à condition que certaines contraintes soient levées, notamment celles relatives au modèle des contrats de long terme.

1. PEUT-ON INSTRUMENTALISER L'INCERTITUDE DES PRIX SUR LE MARCHÉ GAZIER EUROPÉEN ?

La consommation gazière de l'UE 28 est de l'ordre de 400 Gm³ en 2015 et seuls 30 % sont assurés par de la production intérieure (principalement les Pays-Bas). Cette dépendance est par ailleurs amenée à croître en raison d'une baisse prévisible de la production en interne (Lise et Hobbs, 2008). Cette dépendance ainsi que les enjeux de sécurité gazière qui en découlent sont considérés comme stratégiques par les instances de l'UE.

Historiquement, les importations gazières de l'UE étaient dominées par trois principaux fournisseurs, la Russie, la Norvège et l'Algérie, auxquels il faut aujourd'hui ajouter le Qatar. Dès lors, la question d'un éventuel pouvoir de marché de la part de ces fournisseurs et de leurs comportements stratégiques a été au centre des analyses relatives au marché gazier de l'UE. Afin de rendre compte d'une concurrence imparfaite et du caractère oligopolistique de ce

marché, les travaux de modélisation ont été formulés en termes de modèle Cournot (concurrence sur les quantités), de modèle Bertrand (concurrence sur les prix) ou de modèle Stackelberg dans lequel il existe une asymétrie entre les firmes avec un producteur qui est le leader, tous les autres étant des suiveurs (Yang *et al.*, 2016a ; Eggin et Gabriel, 2006). Certaines approches ont tenté de modéliser le comportement stratégique des firmes comme Gazprom en introduisant dans leurs objectifs la recherche de la part de marché à côté de celle de la maximisation du profit (Yang *et al.*, 2016 ; Jansen *et al.*, 2012).

Les directives de juin 1998, de juin 2003 et le 3^e paquet énergie-climat de 2009, visant à créer un marché concurrentiel et unique ont modifié cette structure et conduit à l'émergence d'un marché que l'on peut qualifier aujourd'hui d'hybride. Par ailleurs, les surplus d'offres qui caractérisent les marchés régionaux de gaz naturel ont créé un rapport de force relativement défavorable aux fournisseurs historiques de l'UE et mis en question leur comportement traditionnel d'exportation. Pour préserver ses parts de marché, un fournisseur dominant (et historique) peut être tenté d'enclencher une « guerre des prix » au travers par exemple d'une stratégie de prix limite (Benhamad et Percebois, 2014). Mais une telle stratégie si elle est unique et permanente n'est pas optimale dans la mesure où elle se traduit par un manque à gagner sur le plan des prix. Face aux pressions concurrentielles, un fournisseur dominant pourrait donc être tenté d'adopter une stratégie plus offensive comme celle développée par l'Arabie saoudite, fournisseur dominant du marché pétrolier mondial (Boussena, 1994a, b, 2016). Elle suppose toutefois pour être mise en œuvre dans l'UE que le marché gazier concerné remplisse certaines conditions.

1.1. Les fondements d'une stratégie visant à instrumentaliser l'incertitude sur les prix

La stratégie basée sur l'incertitude dans le sens donné par S. Boussena (1994a, b, 2016) à propos du comportement de l'Arabie saoudite implique des actions qui instrumentalisent l'incertitude sur les prix futurs au profit du fournisseur résiduel. Elle vise à élaborer une politique qui dépasse la simple guerre de prix au profit d'une plus grande volatilité des cours sur les marchés pour en tirer avantage. Il s'agit de mener celle-ci dans certaines périodes, celles où les surplus sur le marché sont substantiels, et de répéter l'opération s'il le faut pour contenir la concurrence potentielle de « gaz lointains » (type GNL australien). L'objectif poursuivi au travers

d'une telle stratégie est de dissuader des investissements dans les projets coûteux et hautement capitalistiques que sont les projets gaziers notamment de GNL avec pour résultat une moindre capacité à long terme.

Cette stratégie se déroule en deux étapes. La première consiste pour le producteur dominant à accompagner une guerre des prix. Classiquement, l'objectif est de lui permettre de donner un signal prix qui deviendrait la référence pour ses concurrents potentiels concernant de nouveaux projets. S'il dispose d'un avantage en matière de coût de production et d'une proximité des marchés finals, il peut rester bénéficiaire, y compris vis-à-vis des concurrents déjà présents sur le marché. La possibilité de prix bas pendant une période suffisamment longue étant démontrée, cela suffit à mettre en doute la rentabilité des investissements potentiels à coûts élevés.

Dans un deuxième temps, le producteur dominant doit non seulement s'accommoder mais essayer d'accentuer la volatilité des cours gaziers. Pour ce faire, il lui suffit de s'abstenir d'envoyer des informations sur des prix et des coûts. Au lieu de se lancer uniquement dans une guerre des prix pour défendre une part de marché au travers de baisses de prix systématiques, le fournisseur dominant se contente de ne plus donner d'informations à la concurrence potentielle de long terme. Celle-ci a en effet besoin de prix de référence pour évaluer la rentabilité des projets de gaz naturel ou de GNL. Le développement de capacités gazières suppose des investissements hautement capitalistiques et un temps de retour sur investissement obligatoirement long. Dans leurs projections de taux de rendement interne (TRI) à long terme, les investisseurs retiennent des hypothèses de prix raisonnablement prévisibles. En général, ils se calent sur les informations disponibles quant aux coûts et aux prix des acteurs dominants sur le marché visé. Quand les incertitudes (qui se traduisent par une volatilité des prix) sont d'une ampleur modeste et que cela ne remet pas en cause la rentabilité de l'investisseur, celui-ci peut investir sur le long terme. Il est assuré qu'il existera un prix d'équilibre permettant de couvrir son coût de développement.

Une telle démarche suppose de rendre moins lisibles les formules d'indexation de prix des contrats de long terme de type *Take or Pay* (TOP). Ceux-ci fixent les quantités, objet de la transaction, et des formules de prix révisables tous les trois ou quatre ans. Ils avaient notamment pour raison d'être de protéger l'investisseur des risques de rentabilité sur le long terme. Ce type de contrat conforte les producteurs-vendeurs qui anticipent un prix

minimum de vente avant de se lancer dans la réalisation de projets. D'une part, le niveau du prix de base et l'évolution des prix dans la formule de prix du contrat de long terme devaient assurer une compétitivité avec les énergies concurrentes sur le marché, le fioul, le gasoil et l'électricité. D'autre part, l'évolution des prix de ces contrats était indexée via une formule sur ceux du brut et (ou) des produits pétroliers. Dans ce contexte, des prévisions de prix du gaz (à long terme) en prenant des hypothèses sur le prix du pétrole brut avaient un sens. Même si les prix et la formule contractuelle d'indexation étaient confidentiels, au bout d'une certaine période leur pratique aboutissait à des niveaux de prix aux clients finals pouvant servir de référence à d'autres acteurs et notamment à des investisseurs potentiels dans ce secteur. Ils donnaient ainsi un signal prix du coût marginal de développement des projets qui constituait un prix de référence pour tout investisseur dans sa prise de décision. Qui plus est, la volatilité était réduite du fait de formules d'indexation basées sur des moyennes de prix de 3 à 9 mois. Par conséquent, sans réduire totalement l'incertitude sur l'évolution future des prix, les formules apportent une certaine prévisibilité et permettent de caler des hypothèses réalistes de prix à long terme.

Si on réduit en même temps le minimum de prévisibilité qu'assurent ces formules de prix et la liaison avec les produits pétroliers ainsi que l'assurance de placement des volumes que confortent les contrats à long terme de type TOP, alors le nouvel entrant risque de se trouver avec des perspectives à long terme très incertaines quant à la rentabilité du projet concerné. La faisabilité d'un projet de GNL est hautement liée à l'assurance du placement anticipé d'un minimum de quantité sur le long terme, ce qui n'est pas exigé pour un projet pétrolier. Alors qu'auparavant les projets n'étaient lancés qu'après l'assurance d'un minimum de quantités commercialisées (90 %), les projets récents semblent avoir des difficultés à avoir une telle assurance et sont voués à se valoriser sur les marchés spots ou au mieux sur des contrats de court terme (2-3 ans). Si de surcroît le fournisseur dominant crée de l'incertitude à long terme sur les prix, cela affaiblit encore plus la faisabilité de ces projets.

1.2. Les conditions nécessaires d'une stratégie de l'incertitude

Les caractéristiques des marchés gaziers et du marché pétrolier international ne sont pas les mêmes. La mise en œuvre d'une stratégie de l'incertitude

exige qu'un certain nombre de conditions soient remplies sur le marché gazier de l'UE pour que puisse être déployée une stratégie d'instrumentalisation de l'incertitude sur les prix. Quatre conditions sont importantes. En premier lieu, il importe qu'existe un régime de concurrence gaz/gaz impliquant une plus grande crédibilité des signaux prix et une volatilité accrue des cours qui accroît l'aversion au risque prix pour les investisseurs potentiels. En deuxième lieu, la présence d'un fournisseur dominant avec des avantages comparatifs en matière de coûts de production est essentielle. Troisièmement, la détention par le fournisseur historique d'une capacité de production inutilisée (*spare capacity*) est une condition importante de cette stratégie surtout si celle-ci peut être déversée sur le marché à tout moment à l'instar de l'Arabie saoudite sur le marché pétrolier international. Enfin, il doit exister des entrants potentiels agressifs avec des projets nouveaux, les *grassroot projects* (en amont de la FID).

Concurrence oligopolistique et part de marché

Il n'existe pas au niveau du marché mondial du gaz un fournisseur dominant comme peut l'être l'Arabie saoudite sur le marché pétrolier international. Mais, dans sa phase de transition actuelle, les caractéristiques du marché gazier de l'UE, marché hybride et non totalement connecté au marché mondial, permettent à un (ou plusieurs) fournisseur(s) historique(s) de détenir des parts de marché suffisantes pour être dominant(s).

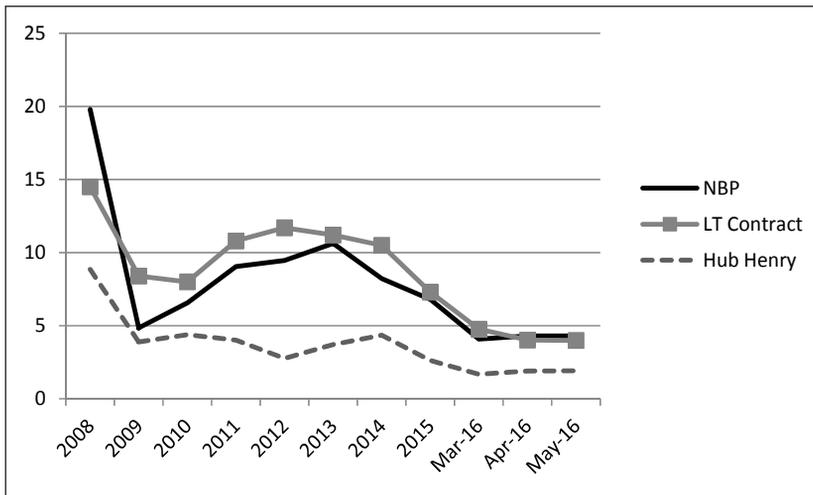
Les transactions gazières sur le marché de l'UE sont structurées par la coexistence de deux principales formes contractuelles et logiques de formation des prix. Le développement des marchés spots et des hubs conduit à l'émergence de prix spots du gaz. Mais seuls quelques marchés spots possèdent les caractéristiques nécessaires (profondeur et liquidité) à la définition d'un prix de marché de référence (Heather, 2012 et 2015). Le National Balancing Point (NBP) anglais et le Title Transfer Facility (TTF) hollandais (marchés Nord-Ouest de l'Europe) sont suffisamment liquides, à l'inverse de tous les autres, pour définir de tels prix² (Petrovich, 2013 ; Heather, 2015). Ces prix spots coexistent avec des prix issus des contrats

2 Heather (2015) conclut que « [...] le NBP anglais et le TTF hollandais sont maintenant des hubs de référence. Probablement un ou trois autres supplémentaires pourraient émerger comme d'autres hubs de référence, en Europe du Sud et en Europe centrale et orientale. »

de long terme de type *Take or Pay*. Ces derniers résultent d'une négociation entre vendeurs et acheteurs dans une logique combinée des approches *net-back* et *cost plus* avec des évolutions découlant d'une formule d'indexation très souvent basée sur les prix du pétrole brut et/ou des produits pétroliers. Les contrats de long terme et la logique de prix liée au prix du pétrole ont pu représenter plus de 90 % des transactions gazières de l'UE. Mais aujourd'hui, on estime que 64 % du gaz naturel vendu sur des marchés de gros l'est à des prix liés à des hubs gaziers (Corbeau et Ledesma, 2016).

Depuis 2010, l'accroissement de la concurrence sur les marchés gaziers et la chute des prix du pétrole ont conduit à des baisses significatives des prix dans l'UE, tant pour les marchés spots que pour les contrats de long terme. Les baisses ont d'abord été plus prononcées sur les marchés spots, compte tenu des surplus d'offres, conduisant à un différentiel de prix important entre prix spots et prix issus des contrats de long terme. Mais l'effondrement des prix du pétrole s'est traduit en 2015 par des diminutions significatives des prix du gaz naturel issus des contrats de long terme et contribué à les rapprocher des prix spots (cf. graphique 1).

Graphique 1. Évolution des prix du gaz naturel sur le marché de l'UE



Légende : — : prix spots du gaz naturel sur le NBP ; —■— : prix issus des contrats de gaz naturel de LT russes à la frontière allemande ; - - - : prix du gaz naturel sur le Hub Henry.

Sources : Department of Energy (US), différentes années ; Index Mundi, différentes années.

L'accroissement des pressions concurrentielles

Le marché gazier de l'UE répond ensuite à la condition importante d'une stratégie de l'incertitude l'existence de fortes pressions concurrentielles. Le surplus d'offres lié à la révolution des *shale gas* aux États-Unis, la stagnation de la demande gazière européenne mais aussi la politique de diversification de l'approvisionnement gazier menée par l'UE pour répondre aux enjeux de sécurité énergétique ont conduit à un marché de plus en plus concurrentiel. Cette stratégie de diversification s'est matérialisée par une politique de développement des approvisionnements en GNL avec la création d'une capacité de regazéification de près de 200 Gm³ mais avec toutefois un faible taux d'utilisation des capacités de l'ordre de 32 % en 2015. Elle a également conduit à promouvoir un quatrième corridor d'approvisionnement en provenance de la Caspienne avec pour objectif d'amener du gaz naturel en provenance de l'Azerbaïdjan, du Kazakhstan et du Turkménistan, voire à termes de l'Iran et de l'Irak. La capacité de livraison par gazoduc est de plus de 400 Gm³ en provenance d'Afrique du Nord (65 Gm³), de Norvège (127 Gm³), de Russie (244 Gm³) à laquelle s'ajoutent les deux interconnecteurs (35 Gm³). Cette capacité devrait être prochainement complétée par le TANAP (Trans Anatolian Pipeline, soit 10 Gm³) et le TAP (10 Gm³), tous deux en provenance de la Caspienne. Au total, l'Europe dispose d'une capacité de livraison (GNL, gazoducs) de plus de 600 Gm³/an pour une consommation de 387 Gm³ en 2014.

L'intensité de la concurrence en Europe entre les fournisseurs de gaz est susceptible de fortement croître avec l'arrivée des exportations de GNL américain issu de la production de gaz de schiste. Trois projets d'exportation (Sabine Pass LNG 1, 2, 3 ; Freeport LNG ; Cameron LNG) sont susceptibles de se concrétiser d'ici 2020, représentant une offre de gaz supplémentaire significative de plus de 60 Gm³ (Maugeri, 2014). Initialement destinées au marché asiatique, des quantités importantes pourraient se retrouver en Europe, accentuant le caractère résiduel de ce marché et son surplus d'offres. En effet, dans le contexte actuel d'une baisse des prix du pétrole et du gaz naturel, et du ralentissement de la demande gazière asiatique, les exportations américaines de GNL apparaissent de moins en moins compétitives sur ce marché³.

3 Avec un prix sur le Hub Henry de 2,0 \$/MBtu, le coût de fourniture à l'Asie du GNL américain serait de l'ordre de 8 \$/MBtu alors que les prix des contrats de GNL traditionnels (avec un prix du baril à 35 \$) sont autour des 5,4 \$/MBtu et les prix spots de

Outre ces trois projets d'exportation, une quarantaine d'autres projets d'exportation de GNL vers des pays hors Accord de Libre-Échange ont été soumis au *Department of Energy* américain et sont en attente d'une décision d'investissement, soit une capacité de presque 397 Gm³/an (Coote, 2016). Toutefois, la baisse des prix du gaz naturel sur les trois marchés régionaux et l'effondrement des prix du pétrole tendent à remettre en cause leur compétitivité sur les marchés asiatiques et européens et laissent planer des doutes sur leur réalisation d'ici 2020.

Tableau 1. Les principaux projets d'exportation de GNL US

Projet	Début du 1 ^{er} contrat	Capacité d'exportation (Gm ³ /an)	Volume contracté (Gm ³ /an)	% contracté
Sabine Pass LNG, (Trains 1-4) Cheniere Energy Partners	2016	22,7	22,0	
Cameron LNG (Trains 1-3) Sempra Energy	2018	17,6	17,6	100,0
Cove Point LNG Dominion Cove point LNG	2018	8,4	8,3	98,8
Corpus Christi LNG (Trains 1-3) Cheniere Energy Partners	2018-2019	18,6	11,5	
Sabine Pass (Trains 5-6) Cheniere Energy Partners	2019	13,4		
Freeport LNG (trains 1-3) Freeport LNG Development (ConocoPhillips)	2018-2019	18,6	17,9	
Les projets en attente de la décision de la FERC (agence de régulation américaine)				
Oregon LNG, OR, Leucadia National	2019	13,4		
Elba Island, GA, Kinder Morgan	2018	4,1		

4,25 à 4,35 \$/MBtu. Ceci fait peser des incertitudes sur la viabilité des transactions issues de ces projets.

Lake Charles LNG, LA, Energy Transfer	2020	20,7		
Magnolia LNG, TX, LNG Ltd	2018	12,9		
Jordan Cove Energy, OR, Veresen	2019	8,3		
Golden Pass, TX, ExxonMobil, Qatar Petroleum	2019	20,7		
Delfin, LNG, LA, Fairwood LNG	2019	12,4		
Gulf LNG, MS, Kinder Morgan	2018	15,5		
Calcasieu Pass, LA, Venture Global LNG	2019	14,5		
Cameron LNG, LA (Trains 4-5), Sempra Energy	2020	14,5		

Source : Coote (2016).

En l'absence d'un marché totalement intégré (problème d'infrastructures et d'interconnexions) et liquide, ces pressions concurrentielles ne s'exercent pas au même degré à l'échelle de l'ensemble de l'UE (Boersma, 2015 ; Vazquez *et al.*, 2012)⁴ même si la création de terminaux de GNL dans les pays baltes ainsi qu'une meilleure interconnexion entre l'Europe de l'Est et l'Europe de l'Ouest via l'Allemagne modifient peu à peu ce constat⁵. De profondes divergences demeurent au sein des régions de l'UE quant au système de formation de prix et aux logiques contractuelles qui le sous-tendent. Le Nord-Ouest de l'Europe est dominé par la logique des hubs gaziers, (près de 90 % des échanges seraient basés sur des prix liés d'une

4 Les capacités de regazéifications sont importantes principalement dans le Nord-Ouest de l'Europe (Royaume-Uni, France, Pays-Bas et Belgique). Pour les autres régions, les pressions concurrentielles sont plus limitées, notamment pour les pays du Sud (excepté l'Italie) et l'Europe centrale et orientale. Notons cependant que la création de nouvelles interconnexions et infrastructures gazières au sein de l'UE tend à modifier quelque peu ce paysage.

5 Pour une analyse détaillée, on pourra se reporter à « Eastern Europe: Russian gas price ceilings », *Energy Economist*, n° 406, août 2015, pp. 7-16.

manière ou d'une autre aux prix issus des hubs gaziers et sur une logique concurrentielle, International Gas Union 2015). Mais seulement 5 % du gaz est vendu à des prix issus des hubs pour l'Europe du Sud-Est (Corbeau et Ledesma, 2016). En conséquence, seul le marché gazier du Nord-Ouest de l'Europe peut être considéré comme un marché plus ou moins concurrentiel (Renou-Maissan, 2012 ; Heather, 2012).

Capacité de production inutilisée

La stratégie qui instrumentalise l'incertitude sur les prix futurs suppose pour être mise en œuvre que le producteur dominant dispose d'une capacité de production inutilisée suffisamment importante et à un coût de production suffisamment bas pour lui permettre de jouer sur les volumes exportés et par ce biais sur les prix. Ainsi, l'Arabie saoudite – et de nombreux analystes semblent le croire – prétend qu'elle a investi pour une capacité qu'elle n'utilise pas en temps normal et qu'elle réserve à des situations très exceptionnelles⁶. Cette fonction de surcapacité n'est pas habituelle pour un investisseur normal car on ne peut envisager un investissement pour une capacité non utilisée. Cet avantage lui donne un pouvoir d'influence sur le marché pétrolier dont ne dispose aucun autre producteur. Ce faisant, elle est en état de se positionner comme un « fournisseur pivot » (ou *swing producer*) du marché pétrolier mondial.

Compte tenu de l'ampleur des investissements dans la chaîne gazière, il est difficile de concevoir qu'un producteur se trouve délibérément dans cette position. Gazprom peut-il transformer la capacité de livraison (production et transport) dont il dispose en *spare capacity*, c'est-à-dire une capacité prête à être utilisée pour influencer sur les cours du marché gazier européen ?

2. GAZPROM ET LE MARCHÉ GAZIER DE L'UE

La stratégie d'exportation de Gazprom est aujourd'hui contrainte par les évolutions du marché gazier de l'UE tout au moins concernant sa partie la plus concurrentielle, celle du Nord-Ouest. Sur ce dernier qui constitue le

6 La caractéristique principale de ladite *spare capacity* est qu'on ne l'utilise que pour stabiliser le marché en cas d'une rupture inattendue de type géopolitique de l'équilibre entre l'offre et la demande.

cœur de son marché d'exportation, en l'absence d'un réel pouvoir de marché, l'entreprise s'est trouvée cantonnée dans une position de fournisseur résiduel. Pour préserver sa part de marché, elle a dû procéder à un certain nombre d'adaptations dans sa stratégie. Gazprom a dû arbitrer en faveur des volumes au détriment des prix. Mais aujourd'hui les conditions spécifiques du marché gazier de l'UE lui offrent une opportunité (sans doute historique) de définir une démarche plus stratégique qu'une simple guerre des prix afin de préserver sa part de marché.

2.1. L'objectif premier de Gazprom : préserver sa part de marché et maximiser ses revenus

Le maintien de sa part de marché et la maximisation de ses revenus sont les deux objectifs stratégiques de l'entreprise en Europe. Ses dirigeants ont, à maintes reprises, réaffirmé leur volonté de maintenir dans l'UE une part de marché d'au moins 30 %. Cet objectif rend compte d'un certain nombre de contraintes qui pèsent sur l'élaboration de la stratégie d'exportation de Gazprom. En particulier son rôle dans le développement économique de la Russie⁷ mais aussi dans la fourniture d'une énergie bon marché au secteur domestique durant les années 1990 et 2000⁸ ont pu peser sur ses logiques d'exportation.

Deux autres variables apparaissent déterminantes du comportement de Gazprom en matière d'exportation. D'une part, et c'est une évolution importante par rapport aux années 2000, il doit sur le marché russe tenir compte des comportements de nouveaux producteurs tels Rosneft (compagnie pétrolière) et Novatek (indépendant gazier). Ces derniers tendent à le concurrencer sur des segments importants de son marché intérieur, notamment le secteur électrique (Locatelli, 2014). D'autre part, la part de

7 La politique de « gazéification » de la Sibérie orientale et de l'Extrême-Orient que Gazprom doit mettre en œuvre répond incontestablement aux objectifs de l'État quant au développement de cette région (Paik, 2012).

8 On a ainsi pu considérer qu'il existait un « modèle Gazprom » qui a permis de gérer au mieux les particularités institutionnelles (faiblesse des institutions de marché comme la fiscalité ou le droit de propriété) et économiques (non-paiement, bas prix de l'énergie) de la Russie. En échange d'une fourniture gazière à bas prix en interne, Gazprom a pu bénéficier d'un accès privilégié aux revenus issus des exportations (Locatelli, 2014).

marché de Gazprom en Europe pourrait aussi avoir une portée géopolitique. Elle pourrait représenter les intérêts stratégiques de l'État russe actionnaire principal de Gazprom. Celui-ci se doit d'assurer la maximisation de la rente de l'État compte tenu de l'importance des rentrées fiscales liées aux exportations d'hydrocarbures et de leur poids dans les équilibres budgétaires. Ainsi, les exportations gazières représentent plus de 10 % des exportations totales de la Russie, les revenus gaziers représentant 5 % des revenus du budget (Mitrova, 2014).

2.2. Adapter les contrats de long terme face à la baisse des prix spots

Sur le marché Nord-Ouest de l'UE, Gazprom, pour préserver sa part de marché a été contraint de jouer le jeu concurrentiel. Ne pouvant pas exercer un pouvoir de marché il a progressivement adapté ses contrats de long terme pour leur permettre de rester compétitifs par rapport aux prix spots et aux hubs.

La question du pouvoir de marché de Gazprom

La question du pouvoir de marché de Gazprom⁹ est au centre de nombreuses analyses menées sur les relations en matière de gaz naturel entre l'UE et la Russie (cf. en particulier les travaux de Goldthau et Sitter, 2015 ; Jansen *et al.*, 2012 ; Sagen et Tsygankova, 2008, 2006). Le facteur généralement évoqué pour justifier son pouvoir de marché est relatif à la place prépondérante en termes de part de marché occupée par l'entreprise au côté de Statoil (Norvège) et de la Sonatrach (Algérie).

La question de la définition et de la mesure du pouvoir de marché est l'objet d'un débat important. Ce dernier porte sur le lien entre pouvoir de marché et part de marché. Notamment le seuil de cette part de marché permettant à une entreprise d'exercer un pouvoir de marché est sujet à controverse (Kaplow, 2015). Dans le droit européen de la concurrence, ce seuil est fixé à 40 %, seuil à partir duquel une entreprise est considérée

9 Le pouvoir de marché désigne « la capacité d'une entreprise à fixer avec profit le prix au-dessus de son niveau concurrentiel » (Carlton et Perloff, 1998), soit un prix supérieur à son coût marginal.

comme dominante (et donc susceptible d'abus de position dominante, Talus, 2007). En 2015, les exportations de Gazprom ont représenté plus de 30 % des importations de l'UE, soit plus de 130 Gm³. Cette part de marché serait censée lui permettre au travers d'une politique d'offre de distordre la concurrence et de déterminer les prix.

Deux facteurs permettent toutefois de relativiser ce constat. D'une part, le pouvoir de marché d'une entreprise ne peut s'appréhender en dehors de la définition géographique du marché pertinent à considérer (Motta, 2004). De ce point de vue, la part de marché de Gazprom est très variable selon les régions de l'UE. Rapportée aux importations totales des pays considérés, elle est supérieure à 60 % dans les pays baltes (Lituanie, Lettonie, Estonie), dans certains pays d'Europe centrale (Hongrie, République tchèque, Slovaquie), en Allemagne, en Finlande et en Grèce. Rapportée à la consommation gazière totale, cette part de marché est toutefois moins importante pour l'Allemagne et la Grèce.

Tableau 2. Dépendance de quelques pays de l'UE vis-à-vis du gaz russe

Pays	Volume importé de Russie, Gm ³ , 2014	Importations russes / importations totales, %	Importations russes / consommations, %
Allemagne	40,3	63,8	56,8
Autriche	4,0	51,9	51,2
Belgique	9,9	67,3	67,3
Bulgarie	2,8	100,0	100,0
Estonie	0,4	100,0	100,0
Finlande	3,1	100,0	100,0
France	7,6	22,0	21,2
Grèce	1,7	73,9	63,0
Italie	21,7	43,2	38,2
Lettonie	1,0	100,0	100,0
Lituanie	2,5	100,0	100,0
Hongrie	5,4	64,3	64,3
Pologne	9,1	55,8	55,8
République tchèque	8,0	75,2	
Slovaquie	4,4	100,0	100,0
UK	15,5	51,0	23,2

Sources : Gazprom, Rapport 2015, BP Energy Statistical Review, 2015.

D'autre part, compte tenu des difficultés à déduire le pouvoir de marché (et/ou son niveau) à partir de la part de marché (Kaplow, 2015), d'autres facteurs doivent être pris en considération¹⁰. Un premier constat s'impose. Gazprom n'est pas un faiseur de prix (un *price maker*) sur ce qui constitue (notamment en termes de volumes) le cœur de sa stratégie, le marché Nord-Ouest de l'UE, marché le plus liquide, le plus mature et donc le plus concurrentiel de l'UE¹¹. Sur la période 2009-2012, les prix issus de ses contrats de long terme étant sensiblement plus élevés que les prix spots (cf. graphique 1), Gazprom perd en compétitivité sur ce marché et voit sa part de marché diminuer. En 2012, ses exportations gazières à destination de l'UE diminuent de 5 % alors que dans le même temps celles de la Norvège augmentent. La compagnie se positionne sur les hubs européens comme un fournisseur résiduel (Stockes *et al.*, 2015) ou, comme le qualifient Stern et Rogers (2014), comme fournisseur tampon ou absorbeur de choc. Le GNL – particulièrement celui écoulé par les compagnies pétrolières internationales mais aussi avec moins d'agressivité celui des compagnies nationales des États producteurs (les NOCs) – tend à concurrencer et à se subs-

10 Les approches traditionnelles tendent à estimer le pouvoir de marché d'une entreprise de manière indirecte essentiellement au travers de sa part de marché (Motta, 2004). Mais celle-ci ne constitue qu'un critère. D'autres peuvent être considérés comme l'élasticité de la demande sur le marché considéré, la présence d'autres fournisseurs. Une même part de marché peut ainsi être associée avec différents niveaux de pouvoirs de marché (Kaplow, 2015).

11 Gazprom serait en mesure dans certaines régions (Pays baltes, Europe centrale et orientale) d'exercer un pouvoir de marché qui lui permettrait de différencier les prix de ses contrats de long terme. La logique de maximisation des revenus le conduirait sur les marchés où les pressions concurrentielles sont faibles à imposer des prix plus élevés que dans les segments plus concurrentiels du marché gazier européen où l'entreprise doit tenir compte des actions de ses principaux concurrents. Les contrats étant secrets, les informations dans ce domaine sont parcellaires et restent sujettes à caution. On dispose pour l'heure des conclusions de l'UE qui dans son enquête menée contre Gazprom pour abus de position dominante dans huit pays européens qualifie les prix des contrats signés dans ces pays d'*unfair prices*. La Commission européenne a officiellement ouvert une enquête à l'encontre de Gazprom en avril 2015 concernant de possibles abus de position dominante dans les huit pays suivants : Bulgarie, République tchèque, Estonie, Hongrie, Lettonie, Lituanie, Pologne et Slovaquie. On peut également mentionner les données publiées par J. Stern qui en moyenne montrent des prix plus élevés pour les pays d'Europe du Sud et les pays d'Europe centrale par rapport à l'Europe de l'Ouest mais, comme le souligne l'auteur, ceci n'est pas vrai pour toutes les années et pour tous les pays (Stern, 2014).

tituer, lorsque les prix le permettent, aux volumes flexibles des contrats de long terme de Gazprom. Par conséquent, alors que, dans le passé, les contrats russes indexés sur les prix du pétrole avaient depuis le début du processus de libéralisation fortement influencé la dynamique des prix des hubs gaziers (Stockes et Spinks 2016), tel n'est plus le cas aujourd'hui. Ce sont désormais les exportations de GNL qui sur les hubs gaziers assument ce rôle.

Un deuxième constat peut être mené. La structure contractuelle des ventes de Gazprom dominée par les contrats TOP est une limite à l'exercice de son pouvoir de marché. En effet, dans le cadre de ces contrats, sa capacité à manipuler les prix est relative, bornée par les obligations de livraison et par les clauses de prix. Dans ces contrats, la capacité de manœuvre des vendeurs peut porter sur la fixation du niveau du prix de base (P_0), les taux de flexibilité des livraisons et les indices d'indexation de la formule de prix. Dans le cadre de formules d'indexation des prix sur ceux du pétrole comme le sont les contrats de Gazprom, les conditions du marché mondial du pétrole sont plus déterminantes de l'évolution des prix du gaz naturel que celles du marché gazier européen, comme on peut aujourd'hui le constater. Les clauses TOP des contrats de long terme contraignent également tout comportement stratégique portant sur les volumes. Les fournisseurs sont dans l'obligation de garantir les livraisons minimales prévues par les clauses, ce qui limite leur capacité à influencer les prix au travers de restrictions en matière de volumes exportés. L'exercice d'un pouvoir de marché pour un exportateur important ou dominant n'est donc concevable que sur des marchés spots.

En revanche, dans le cas de capacité de livraison supplémentaire, le marché spot permet des actions susceptibles d'influencer les prix. Ainsi, l'exercice d'un pouvoir de marché susceptible de modifier les prix du gaz naturel suppose des marchés spots suffisamment liquides, où le prix est fonction de l'offre et de la demande de gaz naturel. Jusqu'ici, Gazprom s'était toujours refusé à intervenir massivement sur ces marchés, préférant maintenir ses ventes au travers de contrats de long terme. Les volumes exportés sous cette forme (moins de 10 % de ses ventes) restent faibles en comparaison de ses ventes organisées par les contrats de long terme.

Les adaptations des contrats de long terme

Depuis 2009, elles ont essentiellement consisté à modifier les termes de flexibilité des livraisons et certains aspects de la formule d'indexation des prix, pour que celle-ci permette d'assurer des prix compétitifs sur les marchés gaziers.

Dans la plupart des cas, la formule de prix des contrats de long terme de Gazprom est restée basée sur une indexation sur le pétrole et les produits pétroliers. La logique des contrats TOP est donc maintenue. Mais, d'une part, Gazprom a dû accorder une diminution du prix au travers de rabais (estimés à 7-10 %) consentis à un certain nombre de ses clients. D'autre part, la compagnie a pu procéder à des modifications plus durables en ajustant les composantes de la formule, soit au travers d'une diminution du prix de base (P_0), ce qui a eu pour effet de diminuer l'écart entre le prix résultant de l'indexation des contrats TOP et les prix issus des hubs, les prix spots, soit au travers d'une modification de l'importance relative des différents produits pétroliers dans la formation du prix et d'une diminution des coefficients affectés à chacun de ces produits. En conséquence, le prix du gaz russe était en moyenne de 10,00 \$/MBtu en 2013 puis de 9,75 \$/MBtu en 2014. Depuis juillet 2014, la forte baisse des cours du pétrole conduit mécaniquement, via les formules d'indexation corrélées, à une baisse du prix des exportations de Gazprom vers l'EU. Ainsi, en moyenne en 2015, le prix des exportations de Gazprom vers l'EU a été de l'ordre de 6,17 \$/MBtu contre 14,50 \$/MBtu en 2008. En février 2016, il n'était plus que de 4,70 \$/MBtu à la frontière allemande. On peut donc conclure que les modifications évoquées, combinées à la baisse des prix du pétrole, ont conduit à une baisse de plus de 50 % des prix et ont permis de réaligner les prix de ses contrats sur ceux des marchés spots (cf. graphique 1) et restaurer sa compétitivité et sa part de marché.

2.3. Gazprom et la stratégie d'instrumentalisation de l'incertitude : utiliser les avantages comparatifs contre les concurrents

Face à cette concurrence croissante sur le marché de l'UE, surtout avec l'arrivée du GNL US, les adaptations opérées à ce jour par Gazprom risquent d'être insuffisantes. C'est pourquoi il ne peut se contenter d'une simple

stratégie d'adaptation face à de tels changements. Une alternative serait de tenter d'utiliser à son profit les incertitudes pesant sur les prix futurs. Gazprom semble avoir les moyens pour la mise en œuvre d'une telle stratégie sous réserve, bien entendu, d'adaptations stratégiques supplémentaires.

Des prix bas dissuasifs pour les concurrents

L'avantage des coûts de production

Toute stratégie basée sur l'incertitude sur les prix passe par une première phase où le producteur dominant favorise les signaux de prix vers le bas. Pour mener à bien cette stratégie, il dispose d'un avantage incontestable en matière de coût. Étant en surcapacité de production et de livraison, il peut commercialiser son gaz au coût marginal de livraison à la frontière européenne. Afin de comparer avec son concurrent potentiel, le GNL US (concurrent majeur le plus crédible du gaz russe), et par simplification, nous nous référons pour mener à bien l'analyse à des coûts d'accès au gaz naturel à des points de livraison. Pour le gaz naturel US, nous prenons un coût d'accès avant liquéfaction. Cela peut donc être le prix sur le Hub Henry (HH), hub de référence aux États-Unis. Pour le GNL US, ce prix d'accès peut être considéré pour des sources de production très diversifiées écoulées sur le Hub Henry comme le coût de production référentiel à partir duquel débute la chaîne de GNL. L'équivalent pour le gaz russe serait de considérer un coût de production au départ des champs des différents gisements de Sibérie occidentale.

Le coût de la fourniture gazière russe à l'UE est de l'ordre de 3,80 \$/MBtu. Il résulte d'un coût marginal de production aux champs estimé à 0,36 \$/MBtu auquel s'ajoute la *Mineral Extraction Tax* (0,35 \$/MBtu), le coût du transport en Russie (0,81 \$/MBtu), le coût du transport par le NordStream (1,20 \$/MBtu) et la taxe à l'export (Henderson et Mitrova, 2015 ; Stokes et al., 2016). Ce dernier est à comparer à un coût de fourniture du GNL US tel qu'il résulte du contrat Cheniere, le seul opérationnel aujourd'hui. Notons qu'il sera beaucoup plus élevé pour les projets qui nécessitent un investissement sur l'ensemble de la chaîne gazière¹². Sur la base d'un prix

¹² L'usine de GNL du contrat Cheniere est très spécifique puisqu'elle bénéficiait d'infrastructures déjà existantes et de clients contraints (par leurs engagements passés

du gaz naturel au Hub Henry de 1,90 \$/MBtu en mai 2016 (variable¹³), on ajoute un coût de liquéfaction compris entre 2,25 \$-3 \$/MBtu, un coût de transport maritime de 1 \$/MBtu¹⁴ et un coût de regazéification de 0,50 \$/MBtu, soit une estimation d'un coût de livraison entre 5,7 et 6,40 \$/MBtu. Ce dernier est donc supérieur au coût de livraison calculé pour Gazprom, au prix sur le marché spot anglais NBP (4,30 \$/MBtu en mai) mais aussi en mai 2016 au prix des contrats de long terme de Gazprom à la frontière allemande (cf. tableau 3).

Tableau 3. Récapitulatif du débat sur la compétitivité des exportations de gaz russe et des exportations de GNL US

Estimation du coût marginal de livraison du gaz russe à la frontière UE	3,80 \$/MBtu
Estimation du coût de livraison des exportations de GNL US à l'UE pour un prix sur le Hub Henry de 1,90 \$/MBtu ¹⁵	5,70-6,40 \$/MBtu
Estimation du coût de livraison marginal des exportations de GNL US à l'UE pour un prix sur le Hub Henry de 1,90 \$/MBtu	3,40 \$/MBtu
Prix du gaz des contrats de LT russes à la frontière allemande, mai 2016	3,99 \$/MBtu
Prix spot sur le National Balancing Point en mai 2016	4,30 \$/MBtu

Deux conclusions s'imposent. À ces niveaux de prix, la question de la rentabilité « durable » des exportations de GNL US dans l'UE est posée et par voie de conséquences celle du volume qui sera réellement exporté. La stratégie de la Russie en matière de prix peut ainsi modifier l'état de la

de réservation de capacités : paiement d'un taux fixe de 3 \$/MBtu). Les projets américains suivants seront plus coûteux.

- 13 Ce prix est extrêmement faible et permet de douter de la rentabilité de la production d'une partie importante des *shales gas* US. Il pourrait donc sensiblement augmenter. De plus, les contrats Cheniere prévoient 15 % de plus par rapport aux prix sur le Henry Hub pour tenir compte du gaz utilisé dans le processus de liquéfaction, de son transport jusqu'à l'usine de liquéfaction.
- 14 Compte tenu des progrès effectués dans les transports, certaines sources donnent des coûts de l'ordre de 0,6-0,79 \$/MBtu.
- 15 Selon certaines études, les coûts de liquéfaction, un taux fixe (*fee*) dans les contrats Cheniere, pourraient être considérés comme un coût échoué (*stranded costs*), ce qui amènerait le coût des exportations de GNL US à moins de 4 \$/MBtu et les rendrait compétitives par rapport aux exportations russes à condition toutefois que le prix sur le hub Henry reste inférieur à 3 \$/MBtu (Bordoff et Losz, 2016).

concurrence en Europe et être un facteur déterminant des volumes d'exportation de GNL US¹⁶.

Par ailleurs, ce signal prix – surtout s'il dure – est insupportable pour le financement des projets futurs. Il laisse planer un risque trop gros sur leur rentabilité. Au final, dans les conditions technologiques actuelles, des prix (frontière UE) entre 3,80 et 7,00 \$/MBtu sont acceptables pour certains fournisseurs (dont Gazprom, Statoil et Sonatrach), mais seraient dissuasifs pour de nouveaux projets de GNL (quelle que soit leur provenance). En effet, comment initier un investissement hautement capitalistique et à temps long pour un projet de GNL quand les signaux de prix sont si bas ?

La capacité de production inutilisée (spare capacity) et le rôle de producteur pivot (swing producer)

Favoriser la volatilité des prix afin d'instrumentaliser l'incertitude sur les prix suppose pour Gazprom de disposer de capacité de production suffisante permettant de faire varier la fourniture gazière sur les marchés libres en fonction de l'état du marché et de sa stratégie de prix. Il s'agit pour l'entreprise d'assumer un rôle de producteur pivot.

Gazprom dispose aujourd'hui de capacités de livraison à la frontière de l'UE supérieures à ses ventes. Il a d'abord une capacité de production supérieure à ses ventes, évaluée à plus de 100 Gm³ (Debentsov, 2015 ; Rogers, 2015). Celle-ci s'explique d'une part par la faiblesse de la demande gazière russe et européenne, et d'autre part par la montée de la production des indépendants gaziers (Novatek) et des compagnies pétrolières russes (Rosneft)¹⁷ qui écoulent leur production sur le marché intérieur de la Russie. Par conséquent, le marché russe est aujourd'hui surapprovisionné (Mitrova, 2014). Ceci implique qu'au moins à moyen terme Gazprom n'est

16 Selon Wood Mackenzie, 50 % de la capacité d'exportation américaine pourrait être sous-utilisée entre 2017-2020 si Gazprom diminue les prix du gaz exporté pour maintenir sa part de marché. « Wood Mackenzie says up to 50% of US LNG is at risk of shut-in over the next five years », *LNG Industry*, 9 mars 2016 ; consulté le 3 juin 2016 www.lngindustry.com

17 À moyen terme, selon J. Henderson (2013), les nouveaux acteurs du marché gazier russe ont des réserves suffisantes pour produire 350 Gm³ à l'horizon 2020 à partir de gisements dont les coûts de production pourraient être moins élevés que ceux des nouveaux gisements de Gazprom.

plus contraint d'investir massivement dans le développement de nouveaux gisements pour approvisionner l'Europe (Lunden *et al.*, 2013).

La compagnie gazière a également d'importantes capacités de transport à destination de l'Europe, que l'on peut évaluer à 244 Gm³, au travers de trois grandes voies d'exportation : la route par l'Ukraine, celle par la Biélorussie (Yamal I) et celle par le NordStream I et II (auxquelles s'ajoute le « Blue Stream » sous la mer Noire). Ces capacités de transport sont à comparer à des exportations en 2015 de l'ordre de 159 Gm³. Notons qu'actuellement les volumes exportés au travers de l'Ukraine, compte tenu des tensions politiques, se sont limités à 51 Gm³ en 2015. Les objectifs d'accroissement sensibles des capacités de transport de Gazprom – en particulier sa volonté de doubler le Nord Stream pour disposer par cette voie d'une capacité de 100 Gm³/an – couplés à des capacités de production conséquentes témoignent d'une volonté de disposer sur le court-moyen terme d'une capacité de livraison excédentaire significative¹⁸. Si l'on fait l'hypothèse que les Russes entendent durablement limiter (mais pas arrêter) les exportations par l'Ukraine aux volumes actuels, la capacité d'exportation de la Russie serait proche des 250 Gm³. Cette capacité de livraison est une condition nécessaire pour influencer sur les prix, notamment sur les marchés spots du Nord-Ouest de l'UE (Goldthau, 2016 ; Boussena et Locatelli, 2016). La compagnie pourrait ainsi faire varier sa production et ses exportations en fonction de sa stratégie et des évolutions du marché gazier européen à une échelle suffisamment importante sur les marchés spots pour peser sur les prix. Ces derniers servent en effet de référence pour le coût marginal de développement du GNL concurrent.

Toutefois, la capacité d'exportation excédentaire de Gazprom par rapport à la demande ne résulte pas d'un comportement stratégique anticipé de la compagnie. Elle est le fruit de décisions d'investissement passées, basées sur une surestimation de la demande de gaz naturel tant sur le marché européen qu'en interne et à l'importance prise par la production de nouveaux acteurs. Gazprom devra donc donner au moins à une partie de sa surcapacité le rôle de *spare capacity*, c'est-à-dire le cas échéant l'utiliser

18 À ces projets de gazoducs pourraient s'ajouter deux autres projets, le TurkStream (dans sa version limitée) et l'accroissement du Yamal Europe (Yamal 2). Ils ajouteraient 103 Gm³ de capacité supplémentaire. Ceci porterait la capacité d'exportation de la Russie à 347 Gm³, soit le double de ses exportations actuelles à destination de l'Europe.

pour envoyer des signaux de prix vers le bas (dans une première phase) ou vers le haut quand l'état de la concurrence le permet (pour maximiser son revenu). À cette condition, elle se positionnera en tant que producteur pivot (*swing producer*) sur les marchés libres. À la différence de l'Arabie saoudite sur le marché pétrolier, ce n'est pas la Russie qui décide de se positionner en fournisseur en dernier recours. Ce sont les acheteurs qui la confinent dans ce rôle. De plus, jusqu'à présent, elle a été contrainte dans cette stratégie par des contrats de long terme peu flexibles.

Favoriser la volatilité des cours du gaz sur le marché de l'UE

En intervenant sur les marchés spots

Dans une deuxième phase, l'objectif pour Gazprom serait d'instrumentaliser les incertitudes sur les prix pour maintenir ou accroître sa part de marché tout en recherchant le meilleur prix possible afin d'optimiser ses revenus. Dans ce cas de figure, le fournisseur historique alimente une volatilité accrue des prix sur le marché spot via des quantités excédentaires qui peuvent être utilisées à tout moment. Puis il reporte cette volatilité dans le contrat de long terme au travers d'une modification des formules d'indexation de prix. Il s'agirait ainsi d'introduire dans ces formules des indices de prix du gaz au côté des indices de prix du pétrole.

Dans les conditions présentes – offre supérieure à la demande, prix bas du pétrole –, les prix du gaz entrée UE resteront probablement dans une fourchette de 4 \$/MBtu à 8 \$/MBtu, sachant, de surcroît, que le prix équivalent du charbon, concurrent sur le marché européen, ne dépasse pas 4 à 5 \$/MBtu. Gazprom et les fournisseurs historiques de l'UE peuvent agir à la marge sur les marchés libres, tout en restant dans cette bande de prix constituée par le coût marginal de court terme de la fourniture gazière à l'Europe de ses fournisseurs historiques et le prix moyen de la fourniture à la frontière de l'UE de leurs principaux concurrents en GNL. Avec une telle amplitude potentielle de variation, la forte volatilité des cours, favorable à la stratégie basée sur l'incertitude sur les prix, serait assurée. Il suffirait de laisser les cours bas un certain temps et de répéter l'opération si besoin, pour contenir la concurrence potentielle de gaz lointains (type GNL australien) et retarder l'arrivée massive de nouveaux GNL de gaz de schiste américain. Mais aussi, une fois éloignée la concurrence pour une

certaine période, il s'agirait de tenter de faire remonter les cours pour profiter des meilleurs prix.

L'optimum pour Gazprom (et les fournisseurs historiques de l'UE) se situerait dans une combinaison des deux formes de commercialisation : garder des contrats de long terme modifiés et utiliser légalement d'une manière opportuniste les capacités excédentaires sur les marchés libres. Une incertitude combinée des prix tant ceux sur les marchés spots que ceux des contrats de long terme accroît les délais de décision d'investissement pour l'entrant. Il ne s'agit donc pas pour les fournisseurs historiques de faire des marchés libres l'axe majeur, voire unique, des ventes et de supprimer les contrats de long terme comme le suggèrent certains auteurs (Henderson, 2016 ; Rogers et al., 2015 ; Chi-Kong Chyong, 2015¹⁹).

En modifiant les contrats de long terme

Pour favoriser cette stratégie dite de l'incertitude, il serait nécessaire d'adapter les contrats de long terme de type *Take or Pay*. Il s'agirait d'abord pour le producteur dominant de réduire les informations sur les prix que fournissent indirectement les contrats TOP. Puis il s'agirait de révéler le minimum d'informations sur les vrais coûts de production, autant d'éléments nécessaires à la concurrence pour lancer ses projets. La Russie, l'Algérie, le Qatar et la Norvège ont l'avantage de vendre à partir d'installations existantes et ont donc une marge plus grande pour négocier ces nouveaux contrats. Ils ne peuvent cependant faire l'économie d'une réflexion sur un nouveau design des clauses relatives à la durée, aux obligations, à la flexibilité, au TOP et aux formules de prix (Boussena, 1999). L'objectif est de réduire, autant que possible, la prévisibilité induite par ces contrats sous leur forme actuelle.

De ce point de vue, on note certaines inflexions de la politique de Gazprom en matière d'indexation des prix dans les contrats de long terme. Il est aujourd'hui en faveur d'un système hybride qui combine une indexation sur les prix du pétrole et une indexation sur les prix des hubs gaziers (Burmistrova, 2016). Par ailleurs, de nouvelles formes de ventes du gaz naturel sont aujourd'hui expérimentées par la compagnie. Elle peut

19 Selon cet auteur, dans un marché mature de plus en plus concurrentiel, la stratégie pour un gros producteur doit être basée sur la flexibilité et un usage croissant des marchés spots pour maximiser la valeur de sa commodité (Chi-Kong Chyong, 2015, p. 7).

vendre des quantités sur les marchés spots (17 Gm³ en 2015, soit 8 % de ses ventes, Henderson, 2016). Par ailleurs, depuis 2015, elle a recours à un mécanisme de vente au travers d'enchères. Près de 4 Gm³ de gaz ont été mis aux enchères sur des points de livraison en Allemagne. La même logique a été mise en œuvre en 2016 pour des volumes de l'ordre de 6 Gm³. Ceci pourrait annoncer un accroissement significatif de ses ventes sur les marchés libres et un début d'inflexion dans sa stratégie²⁰. Cela traduit-il la recherche d'une plus grande influence sur les prix ?

Pour préserver sa part de marché, Gazprom se trouve dans l'obligation d'infléchir sa stratégie d'exportation, tout au moins de la flexibiliser. Ceci est d'autant plus important pour la compagnie gazière que les conditions sur son marché intérieur ont changé, affaiblissant sa position de fournisseur dominant. À ce jour, la stratégie d'adaptation de Gazprom a répondu aux évolutions concurrentielles du marché gazier de l'UE en adaptant à la marge les contrats de long terme afin de regagner en compétitivité.

Mais aujourd'hui, les conditions spécifiques du marché gazier de l'UE – hybride et non totalement connecté au marché mondial – lui offrent une opportunité historique de définir une stratégie visant à instrumentaliser l'incertitude sur les prix futurs du gaz. Celle-ci lui permettrait de modifier les anticipations de ses concurrents potentiels et de modifier leurs décisions en matière d'investissement dans le GNL.

À la question de savoir si Gazprom peut recourir à une stratégie dite de l'incertitude, on peut répondre par l'affirmative. Toutefois, cela suppose un changement radical des comportements adoptés jusqu'ici. D'abord, il faudrait accepter d'utiliser les prix pour préserver la part de marché puis d'utiliser d'éventuelles capacités supplémentaires pour favoriser la volatilité des cours afin de poursuivre une optimisation des revenus. Cela impliquerait des actions telles que l'adaptation des contrats pour y introduire une moindre prévisibilité des prix et le recours aux marchés spots d'une manière plus active et plus offensive.

²⁰ À terme, l'objectif de Gazprom est de vendre 10 % de ses exportations aux enchères. Ces ventes ne sont pas censées se substituer aux contrats de long terme mais viendraient en supplément.

Le déploiement d'une telle stratégie serait sans nul doute renforcé si Gazprom jouait le rôle de leader d'un groupe de gros fournisseurs de type NOCs (compagnies pétrolières nationales) de l'UE : Qatar, Algérie. Sans aller jusqu'à la mise en place d'un cartel formel, on peut imaginer une concertation plus grande en matière de politique contractuelle vis-à-vis des acheteurs.

Toutefois, des compagnies comme Gazprom (et la Sonatrach) où l'actionnaire dominant est l'État peuvent-elles se comporter comme de simples acteurs oligopolistiques sur un marché concurrentiel où elles ont un poids prépondérant ? Rien n'est moins sûr. Pour des raisons budgétaires et fiscales, il y a de fortes probabilités que les États propriétaires continueront à préférer des approches centrées systématiquement sur des prix élevés.

RÉFÉRENCES

- BENHMAD, F., PERCEBOIS, J. (2014), « La révolution des gaz de schiste va-t-elle conduire la Russie à adopter une stratégie de prix-limite ? », *Medenergie*, 44.
- BORDOF, J., LOSZ, A. (2017), *If you build it, will they come? The competitiveness of us LNG in overseas markets*, Columbia/SIPA Center on Global Energy Policy, November, 30 p.
- BOUSSENA, S. (2016), « Une nouvelle stratégie pétrolière de l'Arabie saoudite ? », *Pétros-tratégies*, 1441, 7-8.
- BOUSSENA, S. (1999), « New European Gas Market: Gas Strategies of Other Present and Potential Suppliers », *The 1999 International Conference: The role of Russian and CIS Countries in Deregulated Energy Markets* (The Moscow International Energy Club et le Centre de géopolitique des matières premières, Université Paris Dauphine), Paris, 6-7 décembre.
- BOUSSENA, S. (1994a), « Prix du pétrole et stratégies de l'OPEP », *Revue de l'énergie*, 458, 246-253.
- BOUSSENA, S. (1994b), « OPEC and The Oil Price In the Next Five Years », *Middle East Economic Studies*, 37(43), 1-7.
- BOUSSENA, S., LOCATELLI C. (2016), « Guerre des prix ou instrumentalisation de l'incertitude sur les prix : quelle stratégie pour un fournisseur dominant sur le marché gazier européen ? », *Cahier de recherche EDDEN*, 2016-1.
- BURMISTROVA, H. (2015), « Ensuring the Russian-EU Energy Cooperation », *European Gas Conference*, Vienne, 20 janvier.
- BOUSSENA, S., LOCATELLI, C. (2011), « Gas market developments and their effect on relations between Russia and the EU », *Opec Energy Review*, 35(1), 27-46.
- CARLTON, D., PERLOFF, J. (1998), *Économie industrielle*, Bruxelles, De Boeck Université, 1086 p.
- CHI-KONG CHYONG (2015), « Markets and long term contracts: the case of Russian gas supplies to Europe », EPRG Working Paper 1524, *Energy Policy Research Group*, University of Cambridge, 76 p.

- COOTE, B. (2016), « Surging Liquefied Natural Gas Trade », *Atlantic Council, Global Energy Center et Dinu Patriciu Eurasia Center*, 20 p.
- CORBEAU, A.-S., LEDESMA, D. (EDS.) (2016), *LNG Markets in Transition: The Great Reconfiguration*, Oxford, Oxford University Press, 652 p.
- DEBENTSOV, D. (2015), « Russia to benefit from EU gas supply diversification », *9th European Gas Summit*, September 17-18
- EGGING, R., GABRIEL, A. (2006), « Examining market power in the European natural gas market », *Energy Policy*, 34, 2762-2778
- GOLDTHAU, A. (2016), *Assessing Nord Stream 2: regulation, geopolitics & energy security in the EU, Central Eastern Europe & UK*, Strategy paper No. 10, Department of War Studies & King's Russian Institute, King's College London, 39 p.
- GOLDTHAU, A., SITTER, N. (2015), *A liberal Actor in a Realist World: The European Union Regulatory State and the Global Political Economy of Energy*, Oxford, Oxford University Press, 168 p.
- HEATHER, P. (2015), « The evolution of European traded gas hubs », *OIES Paper*, NG 104, Oxford Institute for Energy Studies.
- HEATHER, P. (2012), « Continental European Gas Hubs: Are they fit for purpose? », *OIES Paper*, NG 63, Oxford Institute for Energy Studies.
- HENDERSON, J., MITROVA, T. (2015), « The Political and Commercial Dynamics of Russia's Gas Export Dynamic », *OIES Paper*, NG 102, Oxford Institute for Energy Studies, 82 p.
- HENDERSON, J. (2016), « Gazprom – Is 2016 the Year for a Change of Pricing Strategy in Europe? », *Oxford Energy Comment*, Oxford Institute For Energy Studies, 16 p.
- HENDERSON, J. (2013), « Evolution in the Russian gas market: Competition for Consumers ». Working Paper NG73, *Oxford Institute for Energy Studies*, 33 p.
- INTERNATIONAL GAS UNION (2015), *Wholesale Gas Price Survey: A global review of price formation mechanisms 2005-2014*, IGU, 31 p.
- JANSEN, T., VAN LIER, A., VAN WITTELOOSTUIJN, A., VON OCHSSÉE, T. (2012), « A modified Cournot model of the natural gas market in the European Union: Mixed-motives delegation in a politicized environment », *Energy Policy*, 41, 280-285.
- LISE, W., HOBBS, B. (2008), « Future evolution of the European Market-Simulation results with a dynamic model », *Energy*, 33, 989-1004.
- LOCATELLI, C. (2014), « The Russian gas industry: challenges to the 'Gazprom model'? », *Post Communist Economies*, 26(1), 53-66.
- LUNDEN, P., FJAERTOFT, D., OVERLAND, I., PRACHAKOVA, A. (2013), « Gazprom vs other Russian gas producers: The evolution of the Russian gas sector », *Energy Policy*, 61, 663-670.
- MITROVA, T. (2014), *The Geopolitics of Russian Natural Gas*. Center for Energy Studies, Rice University's Baker Institute, Harvard Kennedy School, 99 p.
- MOTTA, M. (2004), *Competition Policy*, Cambridge, Cambridge University Press, 616 p.
- PAIK, K. (2012), *Sino-Russian Oil and Gas Cooperation: the reality and implications*, Oxford, Oxford University Press, For Oxford Institute for Energy Studies, 506 p.
- PETROVICH, B. (2013), « European gas hubs: How strong is price correlation? », *OIES Paper*, NG 79, Oxford Institute for Energy Studies, 64 p.
- RENOU-MAISSAN, P. (2012), « Toward the integration of European natural gas markets: a time-varying approach », *Energy Policy*, 51, 779-790.

- ROGERS, H. (2015), « The Impact of Lower Gas and Oil Prices on Global Gas and LNG Markets ». *OIES Paper: NG99*, The Oxford Institute For Energy Studies, July, 52 p.
- SAGEN, E., TSYGANKOVA, M. (2008), « Russian natural gas exports-Will Russian gas price reforms improve the European security of supplies? », *Energy Policy*, 36, 867-880.
- SAGEN E., TSYGANKOVA, M. (2006), « Russian Natural Gas Exports to Europe: Effects of Russian gas market reforms and the rising market power of Gazprom », *Discussion Papers, Statistics Norway, Research Department*, n° 445.
- STERN, J., ROGERS, H. (2014), « The Dynamics of a liberalised European Gas Market: Key determinants of hub prices, and roles and risks of major players », *OIES Paper, NG94*, Oxford Institute for Energy Studies, 84 p.
- STERN, J. (2014), « The impact of European Regulation and Policy on Russian Gas Exports and Pipelines », in J. Henderson, S. Pirani (Eds.). *The Russian Gas Matrix: How Markets are Driving Change*, The Oxford Institute For Energy Studies.
- STOKES, D., SPINKS, O., ROGERS, H. (2015), *The tipping point in the gas market?*, 13 avril, *Timera Energy* <http://www.timera-energy.com/the-tipping-point-in-the-gas-market/>
- TAGLIAPIETRA, S., ZACHMANN, G. (2016), *Rethinking the security of the European Union's gas supply*, Bruegel Policy Contribution, 2016-1, janvier.
- TALUS, K. (2007), « Long term agreements and security of supply-between law and politics », *European Law Review*, 32(4), 535-547.
- YANG, Z., ZHANG, R., ZHANG, Z. (2016), « An exploration of a strategic competition model for the European Union natural gas market », *Energy Economics*, 57, 236-242.