



LABORATOIRE D'ECONOMIE DE LA PRODUCTION  
ET DE L'INTEGRATION INTERNATIONALE

UMR 5252 CNRS - UPMF

---

## **CAHIER DE RECHERCHE**

**N° 38**

**Les développements sur les marchés  
gaziens et leurs conséquences sur les  
relations Russie-UE**

**Sadek Boussena  
Catherine Locatelli**

**septembre 2010**



## Les développements sur les marchés gaziers et leurs conséquences sur les relations Russie - UE

Sadek Boussena et Catherine Locatelli  
*LEPII-EDDEN, Université de Grenoble, CNRS*  
BP 47, F-38040 Grenoble cedex 9  
Email: [sadek.boussena@upmf-grenoble.fr](mailto:sadek.boussena@upmf-grenoble.fr)  
Email : [catherine.locatelli@upmf-grenoble.fr](mailto:catherine.locatelli@upmf-grenoble.fr)

Septembre 2010

La Russie est de loin le premier partenaire gazier de l'Union Européenne. Gazprom, la compagnie gazière russe assure en effet 40 % des importations de gaz naturel de l'UE, laquelle absorbe 57,6 % de ses exportations. Pourtant, malgré l'importance stratégique de ces relations, de fortes incompréhensions persistent, bloquant pour l'heure la signature d'un nouveau partenariat entre les deux parties. Jusqu'ici, l'UE poursuivait son objectif de libéralisation, de constitution d'un grand marché unique et de sécurisation de son approvisionnement. De son côté la Russie, en tant que principal fournisseur, cherchait à consolider et à élargir ses débouchés tout en instruisant Gazprom pour une plus grande participation dans l'aval de la chaîne gazière européenne.

La baisse importante de la demande gazière de l'Europe en 2009, l'adoption par l'UE du troisième paquet énergie qui accélère l'ouverture du marché européen et les récents développements sur le marché mondial, bouleversent la donne gazière. Ils sont en effet susceptibles de provoquer des changements dans les relations avec les pays fournisseurs de gaz naturel, de plus en plus mis en concurrence, au premier rang desquels la Russie. Quelles en sont les conséquences sur la stratégie de Gazprom vis-à-vis du marché européen, stratégie jusque-là dominée par une politique de descente en aval et de diversification des marchés à l'export ? Qu'impliquent ces nouveaux éléments sur le traitement des questions de sécurité et de coopération énergétique entre la Russie et l'UE ? Telles sont les questions qui seront abordées dans cet article.

### **I. Gazprom face à la libéralisation du marché gazier de l'UE**

La libéralisation du marché gazier introduite par les directives de 1998, de 2003 et le troisième paquet énergie de 2009 constitue un changement organisationnel majeur de l'industrie gazière des pays de l'UE. Elle implique la dé-intégration des monopoles nationaux et un fonctionnement en accès aux tiers (ATR) des segments d'une industrie qui dans sa partie transport/distribution fonctionne en monopole naturel. Elle vise aussi à accroître la concurrence entre les fournisseurs, à induire le développement des marchés spot et des transactions de court terme. Elle augmente ainsi l'exposition au « risque prix » et au « risque volume » des fournisseurs gaziers.

Face à cet environnement plus incertain, les réponses de la compagnie gazière russe sont de plusieurs ordres. Elle entend préserver les contrats de long terme pour assurer ses ventes à l'Europe. Mais elle tente aussi de développer des politiques d'adaptation. Celles-ci visent à consolider ses débouchés en s'intégrant au marché gazier européen, à multiplier les voies d'exportation vers l'Europe et enfin à se lancer dans une diversification transcontinentale de

ses débouchés vers l'Asie et vers le marché américain. Gazprom ne peut toutefois pas déployer ces diverses possibilités de réaction face à l'évolution du marché européen dans les mêmes délais. Il est évident que la réponse stratégique basée sur l'acquisition d'actifs déjà existants ou la création de filiales en Europe sera plus rapide que celle de la mise en œuvre de projets concurrentiels d'exportation vers l'Asie. L'axe stratégique de la diversification ne peut donc se concevoir que sur le moyen-long terme dans la mesure où elle implique le développement des provinces gazières de Sibérie orientale.

### **I.1 Les incertitudes sur les contrats de long terme**

Dans l'ancien système, les contrats de long terme (contrats TOP) représentaient un bon équilibre (en termes de partage) des risques prix et volumes entre les producteurs et les importateurs (Boussena, 1999). A ce titre, ils constituaient un élément de stabilité de leurs relations. Jusqu'ici ces contrats, sous réserve de quelques amendements, ont globalement résisté aux bouleversements du marché européen puisqu'ils continuent à structurer l'essentiel des importations de l'UE. Mais plus le processus de libéralisation s'approfondit, plus les incompatibilités entre ces deux logiques se manifestent. Aujourd'hui, l'une des sources potentielles de frictions entre l'UE et Gazprom (et probablement avec d'autres fournisseurs) porte sur une possible remise en cause de ce type de contrats à long terme ou sur des modifications relatives à certaines de leurs clauses contractuelles, jugées incompatibles avec la flexibilité qu'exige le marché unique du gaz naturel (Chevalier & Percebois, 2007). Parmi les clauses « contestables », on peut citer celles relatives à la durée du contrat, à la formule d'indexation des prix, à la flexibilité des enlèvements (niveau d'enlèvement minimum et maximum). Ces clauses contractuelles feront probablement l'objet de négociations pour des aménagements (introduction d'un prix spot dans la formule d'indexation des prix)<sup>1</sup> alors que d'autres, comme celle appelée « clause de destination finale », sont déjà totalement supprimées. Les autorités de l'UE, même si le débat est loin d'être tranché en Europe (Hauteclouque & Glachant, 2009 ; Rious, 2009), tendent à considérer les contrats TOP comme contraires à la politique concurrentielle de l'Union (EC, 2008 ; Percebois, 2008). Ils constituent à leurs yeux des barrières à l'entrée importantes pour de nouveaux acteurs potentiels et freinent le développement de la nécessaire liquidité des marchés. Ils induisent ensuite une division des marchés qui va à l'encontre de la création d'un marché unique du gaz, deuxième objectif de la politique de l'UE (Talus, 2007).

Pour Gazprom comme pour d'autres fournisseurs externes, les contrats à long terme sont un facteur de « sécurisation de la demande » et donc des investissements dans l'amont. Le risque financier dû à l'importance des investissements à réaliser dans le développement de nouvelles zones de production est limité puisque les contrats TOP sont censés assurer les débouchés sur le long terme. La société gazière a ainsi à maintes reprises rappelé que le développement des immenses réserves de la province de Yamal ne se ferait que dans le cadre de la signature de contrats à long terme avec les pays européens. Elle reste ainsi très attachée à les maintenir pour assurer ses ventes à l'Europe avec un certain succès en la matière. De nouveaux contrats TOP ont ainsi été signés avec E.ON, ENI, GDF-Suez, Wintershall, OMV (cf. tableau 1).

---

<sup>1</sup> Les formules de prix tiendront compte dans certains cas des prix des marchés électriques comme élément de valorisation d'une partie du gaz, ou des prix du charbon comme substitut du gaz dans la production électrique. Elles pourront intégrer d'ici quelques années le prix des marchés spot sur le continent, à condition que ces marchés soient suffisamment liquides. La libéralisation conduira donc probablement à des modifications dans la formation des prix.

**Tableau 1 : Les contrats de long terme signés par Gazprom avec des partenaires européens entre 2005 et 2009 (nouveaux et renouvelés)**

## **I.2 L'adaptation de Gazprom par l'intégration vers l'aval**

Pour conforter, élargir voire mieux valoriser ses exportations, un fournisseur de gaz naturel peut être tenté par une plus grande implication dans l'aval du secteur, au moins jusqu'aux ventes de gros. Cette stratégie qui consiste à acquérir des actifs dans les compagnies de transport, de stockage et de distribution, voire dans les compagnies consommatrices de gaz (cas des producteurs d'électricité), permet au producteur de vendre son produit sans être confronté à la concurrence sur les marchés de gros (Eikeland, 2007) et dans bien des cas d'en tirer plus de profit. L'intégration vers l'aval offre la possibilité de récupérer les marges de profit des acteurs intermédiaires des divers segments du *downstream*.

La politique d'acquisition d'actifs menée par Gazprom à l'étranger (dans les zones où elle exporte) depuis la fin des années 1980 s'inscrit dans cette logique avec pour but d'accéder autant que possible au marché final. Gazprom s'était ainsi fixé de détenir directement 10 % des marchés français et britannique en 2010 et 20 % en 2015. Des objectifs similaires sont établis pour l'Italie ou la République tchèque. Cette stratégie dans le domaine du transport, de la commercialisation ou du *trading* s'est d'abord concrétisée par la mise en œuvre de *joint ventures* avec les opérateurs européens historiques (*incumbents*). Elle se poursuit aujourd'hui par la création de filiales de marketing dans certains pays européens et/ou en des prises de participation (minoritaires ou majoritaires) dans des compagnies locales. Cette forme plus récente de pénétration est pour l'instant encore modeste, même si elle se concrétise déjà dans certains pays comme le Royaume-Uni, l'Italie, la Hongrie, l'Autriche et surtout les pays Baltes (Locatelli, 2008).

**Tableau 2 : Les principales prises de participation, *joint ventures*, filiales de Gazprom, dans l'UE (fin 2009)**

- *Les réponses de l'UE : le troisième paquet énergie*

D'aucuns dans l'UE considèrent cette politique de pénétration de Gazprom comme une menace à la sécurité énergétique de l'Europe, notamment en raison du poids de l'Etat dans le capital de Gazprom (51 %) <sup>2</sup>. Ils tentent de la remettre en cause au niveau de l'UE par l'adoption d'une séparation patrimoniale de la chaîne gazière ou par la « clause du pays tiers ».

La discussion relative au troisième paquet énergie a mis en évidence un certain nombre de points d'achoppements entre l'UE et Gazprom. Ils portent d'abord sur les conséquences pour les producteurs d'un *unbundling* patrimonial imposé par l'UE dans le cadre de la dé-intégration de son industrie gazière. Cette action d'*unbundling* consiste en une séparation juridique ou comptable des divers segments de la chaîne gazière pour éviter l'intégration verticale considérée comme une barrière à l'entrée pour les nouveaux acteurs. Un *unbundling* patrimonial concernerait d'abord les compagnies gazières européennes et particulièrement les opérateurs historiques organisés sur la base d'une intégration verticale de la production jusqu'à la distribution. Mais il peut aussi impacter les compagnies des pays producteurs puisqu'il condamnerait ainsi leurs stratégies de descente. Malgré le compromis final, moins

---

<sup>2</sup> Le gouvernement anglais s'est ainsi fortement opposé à la volonté affichée ou supposée de Gazprom de vouloir prendre des participations dans la firme anglaise Centrica.

ambitieux que les propositions initiales de la Commission européenne<sup>3</sup>, toutes les ambiguïtés du projet ne sont pas levées. On peut estimer que les règles adoptées dans le troisième paquet énergie excluent qu'un producteur et fournisseur comme la Russie puisse être en même temps un TSO (*Transmission System Operator*) dans un Etat membre (Willems *et al.*, 2010).

La controverse à propos du troisième paquet énergie s'est prolongée, voire amplifiée, à propos de la « *third country clause* » qualifiée également de « clause anti Gazprom ». Selon cette dernière, les compagnies détenues par des actionnaires hors UE devront démontrer qu'elles ne portent pas atteinte à la sécurité énergétique de l'UE si elles veulent pouvoir opérer dans l'Union. Cette dernière clause risque d'apparaître comme une véritable barrière pour les investissements étrangers potentiels dans le secteur énergétique européen.

### **I.3 L'accroissement des capacités d'exportation**

La stratégie de développement de nouveaux gazoducs à destination de l'Europe a pour objectif d'assurer un niveau d'exportation de l'ordre de 200 Gm<sup>3</sup> à destination de cette zone à l'horizon 2030. Deux principales voies sont concernées, le Nord Stream prévu pour une capacité finale de 55 Gm<sup>3</sup> et le South Stream d'une capacité de 63 Gm<sup>3</sup> (cf. encadré 1). Le Nord Stream est le projet le plus avancé, le premier tronçon devant être opérationnel fin 2011. Le South Stream n'en est pour l'heure qu'à l'étape des négociations. Ces deux voies, en particulier le Nord Stream, sont aussi partie prenante de la stratégie mise en œuvre par la Russie pour sécuriser ses exportations à destination de l'Europe, notamment suite aux crises gazières avec l'Ukraine et récemment avec la Biélorussie. Le Nord Stream qui traverse la mer baltique est le premier gazoduc à relier directement la Russie aux marchés de gaz naturel de l'Europe de l'Ouest. Il peut constituer, notamment dans le contexte actuel de baisse de la demande en Europe, un substitut partiel aux exportations via l'Ukraine<sup>4</sup>. A ce titre, ce projet revêt un caractère tout autant politique qu'économique. Les objectifs russes au travers du South Stream sont plus larges. La Russie cherche certes à diversifier ses routes d'exportation, à élargir ses ventes mais elle vise aussi à contrer le projet dit Nabucco (gaz caspien) que soutiennent les autorités de l'UE pour réduire sa dépendance vis-à-vis d'elle.

#### **Encadré 1 : Les projets de nouvelles voies d'exportation de Gazprom vers l'Europe**

### **I.4 La mise en concurrence transcontinentale des grands marchés d'importation**

La politique de diversification des marchés est la réponse apportée par Gazprom à la trop forte dépendance de la Russie par rapport au marché européen. Celui-ci constitue pour l'instant son marché le plus rentable, surtout comparé au marché domestique (avec ses prix bas régulés) ou à l'export vers les autres pays de la CEI avec des prix de vente sensiblement inférieurs à ceux des contrats européens (Locatelli, *op. cit.*). Cette politique fut particulièrement encouragée au début des années 2000 dans un contexte de reprise en mains du secteur par le gouvernement russe, de sentiment de raréfaction des ressources à long terme et de compétition des grandes

---

<sup>3</sup> Chaque pays peut choisir entre adopter un *unbundling* patrimonial ou un schéma dans lequel est instauré un *transmission system operator* (TSOs).

<sup>4</sup> Le consortium qui développe le Nord Stream se compose de Gazprom (51 %), E.ON-Rhurgas (20 %), BASF-Wintershall (20 %) et Gasunie (9 %). GDF-Suez devrait entrer dans le consortium à hauteur de 9 %, réduisant les parts de E.ON et BASF de 4,5 % chacun. Gazprom a déjà signé des contrats de long terme pour un volume de 20Gm<sup>3</sup> devant transiter par le Nord Stream. « Nord Stream consortium raises euros 3.9 billion in financing », *Gas Matters*, April 2010.

nations importatrices pour l'accès aux ressources d'hydrocarbures. Sont particulièrement concernés par cette stratégie de marchés alternatifs le Japon, la Chine, la Corée du Sud, plus globalement l'Asie, voire même le marché des Etats-Unis. Dans cette logique, le gisement offshore de Shtokman (Mer de Barents), qui aurait pu être réservé à l'Europe, serait aussi pour une grande partie développé en GNL avec pour vocation de fournir le marché américain. Les projets de gazoducs vers la Chine seraient plutôt approvisionnés à partir des gisements localisés en Sibérie orientale et donc très éloignés du marché européen (cf. encadré 2). Il s'agit par exemple des gisements de Kovytko (région d'Irkoutsk), de Talakan et de Chayandinskoye (république de Sakha). Ce dernier pourrait alimenter un gazoduc Chayandinskoye-Khabarovsk-Vladivostok<sup>5</sup>. Certains gisements de Sibérie occidentale au travers du projet Altaï<sup>6</sup> pourraient également être dédiés aux exportations vers la Chine. L'affichage de cette stratégie permet à la Russie d'esquisser une mise en concurrence des marchés européen et asiatique alors que dans la réalité, en l'absence d'un vrai marché mondial du gaz naturel et compte tenu des coûts de transport et des prix, ces gisements sont relativement captifs et ne trouvent leur rentabilité que dans l'une des deux destinations. Mais la Russie, si elle parvenait à développer ses marchés asiatiques, serait d'évidence mieux placée pour peser sur la formation des prix du gaz naturel au niveau international (Boussena & Locatelli, 2005).

### **Encadré 2 : Les projets de nouvelles voies d'exportation de Gazprom vers la Chine**

## **II. Développements récents : les nouveaux défis de Gazprom**

Alors que l'on assistait ces dernières années à un accroissement notable des capacités de livraison de gaz à l'Europe en provenance du Moyen-Orient, de l'Afrique du Nord et du Nigeria, la crise économique depuis 2008 a réduit considérablement la demande gazière dans la plupart des grands pays de l'Union européenne, qui sont les principaux importateurs de gaz russe (cf. tableau 3). Par ailleurs, la croissance plus forte que prévue de la production des gaz non conventionnels aux Etats-Unis semble créer une nouvelle situation par rapport à celle du début des années 2000. De fait, si l'on peut espérer à court-moyen terme une reprise de la demande gazière tirée par la croissance économique, le marché américain semble, lui, parti pour demeurer durablement autosuffisant. Dès lors, d'importants volumes de GNL qui lui étaient originellement destinés seront probablement réorientés vers l'Asie où la demande continue à s'accroître, et vers l'Europe où ils commencent déjà à impacter les prix d'approvisionnement. On est ainsi passé d'une perspective de tensions sur l'offre future qui poussait à des appels à plus d'investissements dans les projets gaziers, notamment de la part de l'UE, à un marché caractérisé plutôt par l'abondance de l'offre où risquent de prédominer encore plus fortement les logiques des acheteurs.

### **Tableau 3 : La demande gazière de quelques pays de l'UE, 2008 versus 2009**

Cet accroissement inattendu des capacités de livraison vers ces deux régions qui restent fortement importatrices aura obligatoirement des conséquences pour les fournisseurs de l'Europe, et donc principalement la Russie. Une concurrence croissante des fournisseurs

<sup>5</sup> "Chayandinskoye decision due", *Argus FSUE*, 21 May 2010.

<sup>6</sup> L'accord signé en 2006 portait sur 30 Gm<sup>3</sup> d'exportations vers la Chine (*Argus FSUE*, 16 October 2008). Ce projet ne semble toutefois pas prioritaire aux yeux de Gazprom en comparaison de ceux à partir des gisements de Sibérie orientale (*Argus FSUE*, 16 October 2009).

ajoutée aux capacités de production non utilisées en Russie du fait de la baisse de la demande risque d'aggraver à moyen terme les surcapacités de livraison. Dans une telle perspective de marché sur-approvisionné, on peut raisonnablement avancer que le rapport de forces a évolué en faveur des acheteurs, laissant moins de marge de manœuvre à Gazprom.

Que peut faire la Russie pour réduire les conséquences négatives d'une surcapacité sur ses recettes d'exportations : défendre les prix en se concertant avec les autres producteurs dans le cadre du Forum des exportateurs de gaz ou tenter de maintenir ses parts de marché à l'Europe de l'Ouest ? Dans le premier cas, cela ne relève pas du court terme. Dans le deuxième cas, cela implique de laisser Gazprom accepter certaines demandes des clients pour réviser les conditions contractuelles. Pour échapper à cette seule alternative, la Russie envisage toutefois d'autres possibilités d'action visant en particulier à limiter la croissance de sa production ou à s'aménager de nouveaux débouchés.

## II.1 Vers une révision du programme d'investissements pour l'exportation

A moyen terme, l'une des répliques possibles de Gazprom peut aussi consister en une révision de son programme d'investissements afin de limiter la croissance de sa production gazière. Il était courant, entre 2002 et 2008, d'entendre s'exprimer au sein de l'UE des critiques quant à l'insuffisance des investissements de Gazprom pour freiner le déclin des gisements en exploitation et développer de nouveaux projets. Sa capacité à tenir ses engagements contractuels à long terme était souvent mise en question. Cette thèse développée, entre autres, par V. Milov<sup>7</sup> (souvent reprise par l'AIE), avait pesé sur les discussions entre les deux parties. Avec le nouveau contexte, on peut dire qu'elle n'est plus d'actualité. En effet, la crise économique s'est traduite par des baisses drastiques de la consommation gazière de l'UE, de la CEI, conduisant à une baisse des exportations totales de gaz naturel de Gazprom de l'ordre de 21 % en 2009. Hors CEI<sup>8</sup>, les exportations russes se sont chiffrées à 140,6 Gm<sup>3</sup> en 2009 contre 158,8 Gm<sup>3</sup> en 2008. Les ajustements sur le marché intérieur russe ont également été importants en raison du ralentissement de la croissance économique. Ces deux évolutions ont conduit à une diminution de 16 % de la production gazière de la Russie en 2009 et à un réajustement des scénarios de production de Gazprom à l'horizon 2012. A cette date, sa production pourrait être de 543 Gm<sup>3</sup>, soit un niveau inférieur à celui de 2008 (cf. tableau 4). Il faudrait attendre 2013 pour que son niveau de production (567 Gm<sup>3</sup>) soit comparable à la production initialement envisagée pour 2010. Les révisions sont particulièrement considérables pour 2010 (30 Gm<sup>3</sup> de moins).

### Tableau 4 : Les scénarios de production gazière de la Russie

La Russie n'est donc plus contrainte, au moins à court terme, d'investir massivement dans le renouvellement de ses gisements gaziers et des infrastructures pour satisfaire ses engagements contractuels et les besoins de son marché intérieur. Gazprom a ainsi revu en profondeur son programme d'investissements, en particulier la mise en production de Bovanenko (province de Yamal) initialement envisagée pour 2011 et reportée à fin 2012. Celle de Shtokman apparaît encore beaucoup plus incertaine du moins à moyen terme (Stern, 2009). Le développement de ce gisement est étroitement lié aux exportations de GNL de la Russie vers

<sup>7</sup> V. Milov prévoyait un déficit gazier pour la Russie de 132 Gm<sup>3</sup> en 2010 (Milov, 2005), ce que tendait à confirmer l'étude de Riley (2006) qui avançait le chiffre de 126 Gm<sup>3</sup> en 2010.

<sup>8</sup> Les exportations de Gazprom vers la CEI se sont montées à 67,6 Gm<sup>3</sup> en 2009 contre 95,6 Gm<sup>3</sup> en 2008.

les Etats-Unis. Or, dans la situation actuelle du marché américain avec des prix inférieurs à 5\$/MBtu sur les marchés spot, de telles exportations ne seraient pas rentables. Dès lors, il est difficile d'envisager la mise en production de ce gisement avant 2016<sup>9</sup>.

## II.2 Accélérer la diversification des débouchés vers l'Asie

Outre le Japon et la Corée du Sud fournis en GNL à partir de Sakhaline, l'option pour plus de diversification (tout au moins économiquement justifiable) reste à moyen terme le marché asiatique et en particulier le marché chinois. Même si des contraintes demeurent – divergences sur les formules d'indexation des prix dans les contrats de long terme<sup>10</sup>, importance des infrastructures à réaliser et donc des engagements financiers<sup>11</sup> – les évolutions sur le marché gazier européen pourraient inciter Gazprom à accélérer la diversification de ses exportations vers l'Asie. Les divers projets d'exportation en concurrence montrent toutefois que la Russie et Gazprom n'ont pas encore défini une politique cohérente en la matière. Gazprom, soumis aux impératifs de rentabilité mais aussi de développement de la consommation de gaz naturel dans son extrême-orient, semble favoriser les projets de gazoduc à partir des gisements de Sibérie orientale et en particulier du gisement de Chayandinskoye proche des frontières orientales de la Chine. Toutefois, on ne peut espérer un développement de celui-ci avant 2016, voire probablement plus tard<sup>12</sup>. La réouverture des négociations entre Gazprom et la CNPC sur le projet Altaï, gazoduc approvisionné par les gisements de Sibérie occidentale, tendrait à démontrer qu'une partie du gouvernement russe (notamment I. Sechin<sup>13</sup>) est en faveur d'un développement plus rapide des relations gazières entre la Russie et la Chine, ce dernier pouvant être opérationnel dès 2015<sup>14</sup>.

Toutefois, du moins à court terme, l'Asie ne peut être qu'un complément et non un concurrent aux exportations gazières vers l'UE. Les volumes en jeu seraient de 50-70 Gm<sup>3</sup> contre 157Gm<sup>3</sup> pour l'Europe en 2009<sup>15</sup>. Cette question de la diversification et de l'ouverture de

<sup>9</sup> « Off the drawing board », *Argus FSUE*, 16 April 2010.

<sup>10</sup> Le gouvernement chinois souhaite que soit incluse dans la formule d'indexation des prix des contrats de long terme qui seraient signés avec la Russie une référence au prix du charbon sur le marché chinois, au lieu des seuls prix du pétrole. Compte tenu des bas prix en interne, ceci aurait pour conséquence d'abaisser le prix des exportations de gaz naturel de la Russie. Les prix intérieurs chinois, bien qu'ayant subi d'importantes augmentations ces dernières années, ne permettent pas d'envisager des prix à l'import comparables à ceux des marchés européens. "Russia misleads on China gas talks", *Argus FSUE*, 23 Nov. 2007.

<sup>11</sup> Sur les trois zones de production potentielles de la Sibérie orientale, république de Sakha, régions d'Irkutsk et de Krasnoyarsk, les réserves prouvées et probables sont évaluées entre 3,7 et 5,3 Tm<sup>3</sup> pour les réserves prouvées et à plus de 50 Tm<sup>3</sup> pour les réserves ultimes. Leur mise en valeur et la réalisation de gazoducs sur longue distance supposent toutefois des engagements financiers considérables. Divers projets sont d'ores et déjà envisagés. Les gisements de Kovykta et de Chayandinskoye pourraient alimenter la ligne Sakha-Yakoutie-Khabarovsk-Vladivostok. Mais ils ne seraient pas mis en production avant 2017. Celle-ci pourrait être alimentée à partir de 2014 par le gaz de Sakhaline 1.

<sup>12</sup> « West Siberia-China link back on the agenda », *Argus FSUE*, 30 July 2010.

<sup>13</sup> I. Sechin est vice-Premier ministre en charge des questions énergétiques. Il est aussi, et c'est sur cette question un point important compte tenu des objectifs gazières de Rosneft en Asie, président du conseil d'administration de la compagnie pétrolière.

<sup>14</sup> « China ponders Russian gas ».- *Petroleum Argus*, 23 Aug. 2010.

<sup>15</sup> Le chiffre de 50 Gm<sup>3</sup> a été annoncé par S. Komlev. « Interview: Sergei Komlev, Gazprom Head of Contract Structuring and Price Formation », *Gas Matters*, March 2010, pp. 17-19. Le chiffre de 70 Gm<sup>3</sup> est également

nouveaux marchés pour les exportations gazières russes – en particulier l'évolution de la relation sino-russe – demeure un enjeu central des relations Europe-Russie<sup>16</sup>. A l'inverse, à l'exclusion des unités de Sakhaline, la stratégie de diversification de Gazprom par l'option GNL, notamment vers le marché américain, apparaît à court-moyen terme compromise<sup>17</sup>. Comme nous l'avons souligné, les conditions de rentabilité ne semblent pas réunies pour envisager des exportations massives de GNL.

### II.3 Défendre ses parts de marché en Europe

Les évolutions du marché gazier européen peuvent remettre en question les positions de Gazprom en matière contractuelle, ou tout au moins lui imposer certaines adaptations ; entre autres renégocier les contrats à long terme afin d'en accroître la flexibilité et préserver ses parts de marché<sup>18</sup>. Comme tout producteur gazier, Gazprom doit effectuer un nouvel arbitrage prix-volume.

Deux éléments sont en jeu dans les négociations de révisions des contrats à long terme prévues entre Gazprom et les compagnies gazières européennes. Il s'agit d'abord, compte tenu du découplage substantiel des deux catégories de prix, d'accepter d'introduire dans les formules de prix des contrats des indices de l'évolution des prix spot sur les marchés européens. En effet, alors que les prix des contrats TOP, généralement indexés sur les prix de pétroles bruts ou de produits raffinés, ont suivi l'évolution de ces derniers, les prix du gaz naturel et du GNL vendus sur les marchés libres se sont effondrés du fait de la surabondance. Il en résulte des baisses significatives des cours sur les marchés spot et un découplage important entre les prix spot et les prix des contrats de long terme<sup>19</sup>. Même si les volumes concernés par ces marchés libres restent moins importants que ceux des contrats à long terme, ce déséquilibre de niveaux de prix – s'il persiste – poserait des problèmes aux divers intervenants, surtout sur le marché de gros en plein développement. Il s'agit ensuite de renégocier les enlèvements minima inclus dans les contrats TOP en raison de la baisse de la demande sur les marchés européens.

Un certain nombre de compagnies gazières européennes, E.ON, Wintershall (au travers de sa filiale Wingas), ENI, GDF-SUEZ négocient avec Gazprom pour obtenir une révision de leurs contrats. Selon la presse spécialisée, les compagnies allemandes (E.ON, Wintershall, Wingas

---

donné par Gazprom suite à l'accord signé avec la CNPC en 2009, « Russia's Gas Plan New Routes, allies and Markets », *Petroleum Intelligence Weekly*, 19 April 2010.

<sup>16</sup> Comme le souligne T. Gomart (2010), l'option chinoise est souvent utilisée par la Russie pour obtenir un infléchissement de part de ses partenaires occidentaux.

<sup>17</sup> « Gazprom Price Stance Weakens As LNG Gains », *Petroleum Intelligence Weekly*, XLIX (10), 8 March 2010.

<sup>18</sup> On note en Europe une déconnexion importante entre les prix spot du gaz naturel et les prix des contrats de long terme indexés sur les prix du pétrole. Sur la période d'août 2008 à novembre 2009, les prix spot sont restés en moyenne inférieurs de 50 % environ aux prix du gaz indexés sur le prix du brut ou des produits pétroliers des contrats TOP en Europe et en Asie. En conséquence, les compagnies gazières européennes ont eu tendance à s'approvisionner sur les marchés spot, à la limite extrême parfois de ne pas remplir leurs engagements contractuels en matière d'enlèvement.

<sup>19</sup> Sur la période d'août 2008 à novembre 2009, les prix spot sont restés en moyenne inférieurs de 50 % environ aux prix du gaz indexés sur le prix du brut ou des produits pétroliers des contrats TOP en Europe et en Asie.

et WIEH) auraient obtenu quelques résultats, tant au niveau des prix que des volumes, sans que l'on en connaisse les détails<sup>20</sup> ou que Gazprom en confirme la véracité. Même à faible proportion et pour une période de temps limitée<sup>21</sup>, l'introduction des prix spot dans la formule de prix représenterait un changement notable de sa stratégie. Jusqu'alors, la compagnie s'était attachée à défendre les contrats de long terme et la formule d'indexation sur les prix du pétrole (Finon & Locatelli, 2006), ce qu'elle continue d'ailleurs à faire en dépit des ajustements actuels<sup>22</sup>.

#### II.4 Développer la coopération avec les autres pays exportateurs ?

Cette nouvelle configuration des marchés gaziers, plus concurrentielle, pose à nouveau la question de la viabilité du projet qui visait, pour un certain nombre de fournisseurs majeurs de l'Europe regroupés au sein d'un Forum du gaz, à créer une « OPEP du gaz ». On note la volonté de la part de certains d'entre eux de développer une politique coordonnée des productions de gaz naturel afin de limiter les quantités produites et soutenir les prix<sup>23</sup>. Les flexibilités introduites dans les contrats par certains producteurs montrent que l'on est loin d'une coordination des efforts et d'une cohésion au sein du Forum des exportateurs de gaz. Toutefois, la flexibilisation des contrats de long terme, voire leur remise en cause partielle au profit des transactions de court terme, est susceptible d'ouvrir la voie à des interventions coordonnées des producteurs sur les marchés spot afin de soutenir les prix<sup>24</sup>, scénario impossible dans le cadre des contrats de long terme de type TOP. Pour la presse spécialisée<sup>25</sup>, un début de coordination aurait, en partie, permis un redressement des prix spot en Europe. On note en tout cas, depuis mai 2010, une réduction des ventes.

### III. La sécurité dans les relations gazières Russie-UE

Aux diverses questions économiques et juridiques se sont ajoutées ces dernières années des considérations d'ordre sécuritaire dans le domaine des échanges gaziers. Les relations et les négociations entre l'UE et la Russie en sont actuellement largement imprégnées, autour de deux notions centrales qui s'opposent. Aux préoccupations liées à la sécurité de l'offre avancées par l'UE s'opposent désormais celles de la Russie qui, à l'instar de l'OPEP pour le pétrole, soulève le problème de la sécurité de la demande.

---

<sup>20</sup> « Gazprom amends E.ON contract », *Argus, FSUE*, 29 January 2010 ; « Gazprom 'defines Take or Pay' », *Argus FSUE*, 13 Nov. 2009. Selon Argus, les amendements du contrat de long terme signés avec E. ON seraient valides jusqu'en 2013 et permettrait à la compagnie allemande d'acheter 3,2 Gm<sup>3</sup>/an de gaz à Gazprom sur une base spot, soit environ 16 % du volume maximal prévu dans le contrat de long terme. « New German contracts take force », *Argus FSUE*, 21 May 2010.

<sup>21</sup> L'introduction d'un prix spot dans la formule de prix ne concernant qu'un pourcentage des volumes exportés.

<sup>22</sup> Les déclarations d'A. Medvedev, directeur de Gazprom Export sont de ce point de vue sans ambiguïté : Take or Pay (ToP) clauses are « unshakable and intouchable ». « Gazprom hits a crossroads with sales outlook in flux », *Gas Matters*, July-Aug. 2010.

<sup>23</sup> « First gas OPEC meeting », *EU Energy*, 231, 23 April 2010.

<sup>24</sup> « Gas cartel looms », *Energy Economist*, 342, April 2010.

<sup>25</sup> « La Russie et le Qatar ont considérablement réduit l'ampleur du surplus de gaz sur le marché international », *Pétrostratégies*, 19 juillet 2010.

### III.1 Sécurité de l'offre versus sécurité de la demande

La « sécurité de l'offre » dans un contexte de libéralisation des marchés gaziers est devenue un thème central de la politique énergétique de l'UE au côté de deux autres thèmes que sont la compétitivité et le développement durable (EC, *op. cit.*). Ces dernières années, cette question s'est plus précisément centrée sur le « risque russe ». La stratégie d'investissement de Gazprom et ses retards en matière de développement de nouvelles capacités de production, couplée aux différentes crises de transit avec l'Ukraine, ont contribué à mettre en cause la fiabilité de l'approvisionnement en gaz naturel de ce pays. Dans ce contexte, la nature des relations gazières avec la Russie a été parmi les questions les plus débattues au sein de l'UE sans d'ailleurs qu'une position européenne commune puisse se dégager (Cameron, 2010). Les divergences entre les Etats membres recourent d'ailleurs plus ou moins des taux de dépendance vis-à-vis des importations de gaz russe très variables (cf. tableau 5). Malgré les oppositions parfois profondes entre les membres de l'UE sur la politique gazière vis-à-vis de la Russie, la tendance qui privilégiait l'aspect sécurité semble l'avoir emporté puisque ce point demeure encore central dans la position européenne.

**Tableau 5 : Dépendance de quelques pays de l'UE vis-à-vis du gaz russe, en %**

Aux préoccupations de la sécurité de l'offre, la Russie oppose celle de ses débouchés, surtout si elle met en œuvre les lourds investissements nécessaires au développement de nouveaux gisements gaziers. La politique de libéralisation des marchés et la politique climatique de l'UE créent un certain nombre d'incertitudes quant à la demande gazière qui sera adressée à chaque fournisseur de l'Europe, dont notamment la Russie. Paradoxalement, dans la situation actuelle de surplus de l'offre, défavorable aux vendeurs de gaz naturel, la position russe quant à la garantie des débouchés à long terme prend plus de valeur qu'il y a quelques années lorsqu'elle servait de contre-argument strictement politique.

### III.2 L'accès aux ressources : l'un des objectifs stratégiques de la Charte de l'énergie

L'absence de politique commune claire de l'UE vis-à-vis de la Russie a laissé la place à un développement des relations bilatérales avec Gazprom et la Russie sur la base des règles de concurrence développées au sein de l'Union. Ainsi, au-delà de la multiplication des fournisseurs et de la sécurisation des routes d'importation, pour l'UE la « sécurité de l'offre » repose d'abord sur les possibilités d'accès, pour ses compagnies, aux ressources en hydrocarbures des pays producteurs. La Charte de l'énergie est la cristallisation d'une politique européenne dont le premier objectif est de définir un traité d'investissement multilatéral garantissant les investissements dans l'amont pétrolier et gazier.

Ainsi, le traité de la Charte de l'énergie, premier traité multilatéral dédié à la régulation de la coopération énergétique, établit une série de règles en matière d'échanges, de transit et d'investissements, qui ont pour objectif de libéraliser les investissements et les flux énergétiques. Il définit ainsi un cadre d'investissement permettant d'une part de garantir les investissements internationaux, et d'autre part d'imposer un principe de non-discrimination, notamment pour les investissements étrangers (reprise de certaines clauses de l'OMC comme la clause de la nation la plus favorisée ou celle sur le Traitement national, Haghighi, 2007). Le principe de souveraineté des Etats sur les ressources naturelles n'est pas remis en cause par la Charte. Toutefois, les règles de non-discrimination ne sont pas sans conséquences. Elles permettent de garantir l'accès aux ressources en hydrocarbures pour les compagnies

pétrolières internationales dans un cadre multilatéral. Dans le même ordre d'idées, le protocole de transit<sup>26</sup> suppose implicitement un fonctionnement en accès aux tiers des réseaux de transport de Gazprom<sup>27</sup>, puisqu'il édicte un principe de « liberté de transit ». Cette question est importante pour l'UE dans sa stratégie de diversification des fournisseurs et d'impulsion de la concurrence. Virtuellement, ce principe de liberté de transit pourrait concerner l'acheminement du gaz d'Asie centrale vers l'Europe via la Russie.

Les aspects sécuritaires comme la continuité des approvisionnements et la fiabilité des routes d'approvisionnement auront probablement tendance à s'estomper avec le temps et l'amélioration des relations géopolitiques de l'UE avec la Russie. En revanche, la vision européenne concernant l'accès aux ressources, véhiculée par la Charte de l'énergie, risque de rester problématique au regard du modèle de développement des hydrocarbures que la Russie entend mettre en œuvre (Konoplyanik & Wälde, 2006). Selon le gouvernement russe, de par le modèle d'organisation des industries et de structuration des marchés qu'elle induit, ce dispositif juridique est en profonde contradiction avec les intérêts des producteurs d'énergie (Konoplyanik, 2010). La Russie tend aujourd'hui à promouvoir des formes organisationnelles plus en accord avec les caractéristiques de son environnement institutionnel<sup>28</sup>. Celles-ci passent par une restriction et un contrôle plus étroit par la puissance publique de l'accès aux ressources en hydrocarbures. Cette évolution est sans doute partie prenante du nationalisme pétrolier qui a émergé dans les années 2000 (Stevens, 2008). Mais elle s'inscrit avant tout dans une tentative de redéfinition des incitations économiques des compagnies pétrolières, afin que les objectifs de l'Etat en matière de gestion de long terme des ressources non renouvelables soient pris en compte. Cette vision est à l'évidence largement incompatible avec les principes véhiculés par la Charte.

### III.3 La réponse sous-jacente de V. Medvedev : actifs *upstream* contre actifs *downstream*

La logique d'échanges d'actifs prônée par le gouvernement russe relève d'une approche étatique qui favoriserait l'accès à ses ressources par le biais de relations bilatérales certes entre compagnies gazières mais avec le support, voire l'implication des Etats. Cette approche, qui faciliterait une plus grande pénétration de Gazprom dans l'aval européen, relève d'une logique industrielle qui n'est pas en accord avec celle promue par l'UE. Celle-ci peut être qualifiée d'approche par le marché basée sur une vision concurrentielle et multilatérale. La Russie semble, en effet, vouloir de plus en plus lier l'accès à ses ressources en hydrocarbures à des échanges d'actifs dans le *downstream* des pays consommateurs (cf. encadré 4). Ainsi, la notion de réciprocité (Belyi, 2009) et les relations bilatérales privilégiées semblent constituer une pièce maîtresse de la stratégie russe en matière d'hydrocarbures. Par ce biais la Russie est cohérente avec son objectif d'essayer de pénétrer au maximum dans l'aval des pays importateurs.

<sup>26</sup> Le protocole de transit de la Charte (2000) précise notamment les conditions de l'accès aux pipelines. Il définit les principes de tarification du transit, les capacités disponibles et les vols au cours du transit.

<sup>27</sup> Le protocole ne contient toutefois pas des règles relatives à l'ATR. Les autres désaccords entre l'UE et la Russie en matière de transit portent notamment sur les principes de tarification du transit, sur l'utilisation des capacités de transit disponibles et le « *Right of first refusal* » (cas où la durée d'un contrat d'approvisionnement dépasse la durée du contrat de transit). Pour plus de détails cf. Haghghi, (2007).

<sup>28</sup> Selon l'analyse néo-institutionnelle, l'environnement institutionnel est déterminant de l'efficacité relative des différents cadres contractuels et organisationnels (Brousseau, 2008).

### Encadré 3 : Le modèle prôné par les Russes : l'accord Gazprom-BASF de 2009

Au-delà de ces éléments, la position du gouvernement russe est aujourd'hui de trouver une alternative à la Charte de l'énergie. Ce sera sans doute de définir une nouvelle base juridique (et de nouvelles normes) au dialogue entre la Russie et l'UE, afin de mieux tenir compte des intérêts des pays producteurs. Le président Medvedev a ainsi proposé en avril 2009 une alternative à la Charte dans un document intitulé « *Conceptual Approach to the New Legal Framework for Energy Cooperation* »<sup>29</sup>. Il y réaffirme clairement quelques facteurs structurants de la politique énergétique actuelle de la Russie, notamment la souveraineté de l'Etat sur les ressources naturelles, les échanges d'actifs, la nécessité de tenir compte, à côté des questions de sécurité de l'offre, de celles relatives à la demande, et enfin l'enjeu de la redéfinition des rapports entre les pays de transit et les pays producteurs. Ce document ne constitue pour le moment qu'un recueil de grands principes et d'objectifs sans que soient explicitées des normes et des règles. Toutefois, il s'inscrit dans une démarche russe plus globale qui, selon les termes de T. Gomart (2010) « conteste le pouvoir normatif de l'UE et prétend formuler des options alternatives ».

\* \* \*

La situation qui résulte de ces deux approches rend difficile la signature d'un nouveau partenariat. Le réalisme sur la base des intérêts réciproques l'emporte donc et il structure dans la pratique un « dialogue essentiellement bilatéral », soit au niveau des compagnies gazières soit entre les Etats, alors que le dialogue avec l'entité UE bute sur des conceptions différentes de la structuration des marchés et des industries gazières. Au-delà de la question de la sécurité, ces divergences sont en fait l'expression d'un conflit de valeurs entre l'UE et la Russie sur la nature du partenariat qu'elles doivent développer et notamment sur la place à accorder à la *Rule of Law*. L'efficacité et l'effectivité de certaines institutions de marché dépendent largement du contexte institutionnel dans lequel elles fonctionnent. La reprise en main par l'Etat russe de l'industrie des hydrocarbures qui a permis de redresser et de redynamiser ce secteur peut s'avérer en totale contradiction avec le multilatéralisme et les principes concurrentiels prônés par la Charte de l'énergie et l'UE. L'enjeu est donc sans doute désormais de tenter d'élaborer des approches communes susceptibles de répondre aux préoccupations et aux objectifs des deux parties.

### Références

- Belyi, A., 2009. Reciprocity as a factor of the energy investment regimes in the EU-Russia energy relations. *Journal of World Energy Law & Business* 2, 2, 117–128.
- Boussena, S., 1999. New European Gas Market : Gas Strategies of Other Present and Potential Suppliers. *The role of Russian and CIS Countries in Deregulated Energy Markets, 1999 International Conference*, Moscow International Energy Club, Centre de géopolitique des matières premières-Université Paris Dauphine, Paris, 6-7 December.
- Boussena, S., Locatelli, C., 2005. Towards a more coherent oil policy in Russia? *Opec Review* XXIX, 2, 85–105.
- Brousseau, E., 2008. Contracts: From Bilateral Set of Incentives to the Multi-Level Governance of Relations. In Brousseau, E. and Glachant, J-M. (eds.) *New Institutional Economics. A Guidebook*, Cambridge University Press, Cambridge, pp. 37–66.

<sup>29</sup> Ce document est disponible sur le site officiel du Kremlin : <http://eng.kremlin.ru/text/docs/2009/04/215305.shtml>.

- Cameron, F., 2010. The Politics of EU-Russia Energy Relations. In Talus, K. and Fratini, P. (Eds). *EU-Russia Energy Relations*. OGEL collection, Euroconfidential, pp. 25–38.
- Chevalier, J.M. and Percebois, J., 2007. *Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et pour la France*. La Documentation française, Paris.
- Eikeland, P., 2007. Downstream natural gas in Europe – High hopes dashed for upstream oil and gas companies. *Energy Policy* 35, 1, 227–237.
- European Commission, 2008. *Second Strategic Energy Review – Securing our future* [online], November. Available at : [http://ec.europa.eu/energy/strategies/2008/2008\\_11\\_ser2\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/strategies/2008/2008_11_ser2_en.htm). Consulted 17/09/2010]
- Finon, D. and Locatelli, C., 2006. Russian and European gas interdependence: Could contractual trade channel geopolitics?, *Energy Policy* 36, 1, 423–442.
- Gomart, T., 2010. Europe in Russian foreign policy: important but no longer pivotal. *Russie.NEI. Visions*, 50, IFRI, Paris.
- Haghighi, S., 2007. *Energy Security: The external Legal Relations of the European Union with Major Oil- and Gas-Supplying Countries*. Hart, Oxford.
- Hauteclouque, A. de and Glachant, J.M., 2009. Long-term energy supply contracts in European Competition Policy: Fuzzy not Crazy. *Energy Policy* 37, 12, 5399–5407.
- International Energy Agency, 2010. *Medium-Term Oil and Gas Markets 2010*. OCDE, Paris.
- Konoplyanik, A., 2010. A Common Russia-EU Energy Space (The New EU-Russia Partnership Agreement, Acquis Communautaire, the Energy Charter and the New Russian Initiative. In Talus, K. and Fratini, P. (Eds) *EU-Russia Energy Relations*. OGEL collection, Euroconfidential, 45–102.
- Konoplyanik, A. and Wälde, T., 2006. Energy Charter Treaty and its Role in International Energy. *Journal of Energy and Natural Resources Law* 24, 4, 523–558.
- Locatelli, C., 2008. Gazprom's export strategies under the institutional constraint of the Russian gas market. *OPEC Energy Review XXXII*, 3, 246–264.
- Milov, V., 2005. *Russian energy sector and its international implication*. Institute of Energy Policy, Moscow, March.
- Percebois, J., 2008. The supply of natural gas in the European Union. *OPEC Energy Review XXXII*, 1, 33–53.
- Riley, A., 2006. *The Coming of the Russian Gas Deficit : Consequences and Solutions*. Centre for European Policy Studies, Brussels, Policy Briefing, 116.
- Rious, V., 2009. *The Design of the Internal Energy Market In Relation To Energy Supply Security and Climate Change*. Robert Schuman Centre For Advances Studies, Firenze, EUI Working Paper, 37.
- Stern, J., 2009. *Future Gas Production in Russia: Is the concern about lack of investment justified?* Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, NG 35.
- Stevens, P., 2008. National Oil Companies and International Oil Companies in the Middle East: Under the Shadow of Government and the Resource Nationalism Cycle. *Journal of World Energy Law & Business* 1, 1, 5–29.
- Talus, K., 2007. Long term agreements and security of supply-between law and politics. *European Law Review* 32, 535–547.
- Tonjes, C. and De Jong, J., 2007. *Perspectives on security of supply in European natural gas markets*. CIEP, Clingendael Institute, The Hague, August, Working Paper.
- Willems, A., Sul, J. and Benizri, Y., 2010. Unbundling as a Defence Mechanism Against Russia: Is the EU Missing the Point? In Talus, K. and Fratini, P. (Eds). *EU-Russia Energy Relations*. OGEL collection, Euroconfidential, pp. 227–244

**Tableau 1 : Les contrats de long terme signés par Gazprom avec des partenaires européens entre 2005 et 2009 (nouveaux et renouvelés)**

<b>Pays</b>	<b>Société</b>	<b>Durée du contrat</b>	<b>Quantités</b>
<b>Allemagne</b>	E.ON-Ruhrigas (1)	2011-2036	100 Gm <sup>3</sup>
	E.ON-Ruhrigas	2020-2035	300 Gm <sup>3</sup>
	E.ON	2009-2020	
	WIEH	2014-2031	90 Gm <sup>3</sup>
<b>Autriche</b>	OMV (2)	2012-2027	7,5 Gm <sup>3</sup> /an
<b>Bulgarie</b>	Bulgargaz (3)	2011-2030	3 Gm <sup>3</sup> /an
<b>Danemark</b>	Dong Energy (4)	2011-2031	1 Gm <sup>3</sup> /an
<b>Italie</b>	ENI (5)	2017-2035	22 Gm <sup>3</sup> /an
<b>France</b>	GDF-Suez (5)	2017-2030	12 Gm <sup>3</sup> /an
	GDF-Suez (6)	2010-2040	2,5 Gm <sup>3</sup> /an
<b>Pologne</b>	PGNiG	2009-2037	11 Gm <sup>3</sup> /an
<b>République tchèque</b>	RWE Transgaz (7)	2014-2035	9 Gm <sup>3</sup> /an
	Vemex (8)	2008-2012	0,55 Gm <sup>3</sup> /an
<b>Roumanie</b>	WIEH	2012-2030	4,5 Gm <sup>3</sup> /an
	WIEH	2012-2030	4,5 Gm <sup>3</sup> /an
<b>Slovaquie</b>	SPP	Contrat de 20 ans	6,5 Gm <sup>3</sup> /an

Notes : (1) opérateur historique et par le Nord Stream ; (2) opérateur historique, 25 % commercialisé par Centrex et GWh contrôlées par des intérêts russes ; (3) opérateur historique ; (4) par le Nord Stream ; (5) opérateur historique. ENI a cédé 3 Gm<sup>3</sup>/ an à Gazprom pour vendre sur le marché italien. Les accords signés cherchent à définir un partenariat d'échanges d'actifs avec Gazprom : participations de 10 % dans ENIPower en échange de parts dans un gisement de gaz et création d'une société de commercialisation commune contre une part dans un gisement de gaz ; (6) opérateur historique et par le Nord Stream ; (7) opérateur historique ; (8) Vemex, société de commercialisation détenue à 33 % par Gazprom ;

Sources : Tonjes, De Jong (2007) ; Finon, Locatelli (2006) ; "Gazprom starts to compete against its own long-term contracted supplies in the Czech downstream market", Gas Matters, Nov-Dec 2007, pp. 24-25 ; Argus FSU Energy, 5 March 2010.

**Tableau 2 : Les principales prises de participation, joint ventures, filiales de Gazprom, dans l'UE (fin 2009)**

<b>Pays</b>	<b>Société</b>
<b>Allemagne</b>	Wingas : JV avec Wintershall, Transport et vente WIEH : JV avec Wintershall, achat, transport, stockage et marketing, WIEE : JV avec Wintershall, fourniture de gaz russe au pays d'Europe centrale du Sud
<b>Autriche</b>	Au travers d'une filiale commune GWH et Centrex Europe Energy & gas (filiale de Gazprom), la société russe commercialisera directement du gaz GWH : JV avec OMV, marketing et trading
<b>Finlande</b>	Gasum : JV avec Fortum et E. ON, distribution North Transgas OY : JV avec Forum ; transport (gazoduc)
<b>France</b>	Gazprom Marketing and Trading France SAS, filiale de Gazprom pour commercialiser directement du gaz russe en France Fragas : JV avec GDF-Suez, distribution et trading
<b>Hongrie</b>	Prise de participation dans E.ON Foldag Storage et E.ON Foldaz et dans les fournisseurs régionaux de gaz et d'électricité aux termes d'un accord avec E.ON concernant ses actifs dans la société MOL Panrusgaz : JV avec Mol, ventes de gaz russe
<b>Italie</b>	Possibilité d'une prise de participation de 10 % dans ENIpower avec vente directe de gaz en production d'électricité
<b>Pologne</b>	EuroPolGaz : JV avec PGNiG, Transport (gazoduc Yamal-Europe pour la section polonaise)
<b>République tchèque</b>	Vemex : JV, Gazprom est actionnaire par l'intermédiaire de Centrex Energy, Vente de gaz russe
<b>Roumanie</b>	Winrom gas SA : JV WIEE-Distrigas, implication de Gazprom par l'intermédiaire de WIEE, Distribution de gaz
<b>Royaume-Uni</b>	Prise de participation dans la société de distribution Pennine Natural Gas (PNG)
	Acquisition du transporteur NGSS (Natural Gas Shipping Services)
	Gazprom Marketing and Trading, filiale de Gazprom pour commercialiser directement du gaz russe au Royaume-Uni
<b>Suisse</b>	WIEE : JV avec Wintershall, marketing
<b>Estonie</b>	Prise de participation (37,5 %) dans la société de Marketing, transport, Eesti Gaas
<b>Lettonie</b>	Prise de participation (34 %) dans la société de Marketing, distribution, Latvijas Gaze
<b>Lituanie</b>	Prise de participation (30 %) dans la compagnie de Transport, distribution Stella Vitae
	Prise de participation (37 %) dans la compagnie de Marketing, transport Lietuvos Dujos

## **Encadré 1 : Les projets de nouvelles voies d'exportations de Gazprom vers l'Europe**

### **Nord Stream**

Gazoduc long de 1 220 km entre la Russie (Vyborg) et l'Allemagne (Greifswald) par la Baltique. La première ligne d'une capacité de 27,5 Gm<sup>3</sup> devrait être mise en service en octobre 2011, la deuxième d'une capacité de 55 Gm<sup>3</sup> fin 2012.

Le coût total des deux lignes est estimé à 8,8 milliards d'euros.

Le consortium est composé de Gazprom (51 %), E.ON (15,5 %), Wintershall (15,5 %), GDF-Suez (9%), Gasunie (9 %). Gazprom a déjà signé des contrats de long terme pour un volume de 20 Gm<sup>3</sup> devant transiter par le Nord Stream.

Ce gazoduc devait être initialement approvisionné par une partie de la production du gisement de Shotkman. Toutefois dans un premier temps, seuls les gisements de Sibérie occidentale seront concernés.

### **South Stream**

Gazoduc entre la Russie et l'Europe centrale et du Sud par la mer Noire. Projet encore embryonnaire, la route envisagée consisterait à amener le gaz russe en Bulgarie. A partir de là, le gazoduc se séparerait en deux routes, l'une vers l'Italie par la Grèce et l'autre vers l'Autriche par la Slovénie, la Hongrie et la Serbie.

La capacité envisagée est de 63 Gm<sup>3</sup>/an, en deux lignes dont la première aurait une capacité de 31,5Gm<sup>3</sup>/an.

La mise en service du gazoduc est envisagée pour 2015.

Le consortium est composé de Gazprom (51 %), ENI (49 %). EDF pourrait entrer dans le consortium à hauteur de 20 %.

**Encadre 2 : Les projets de voies d'exportation de Gazprom vers la Chine**  
**Trois projets de gazoducs en concurrence**

- Route Chayandiskoye-Khabarovsk-Vladivostok-Chine à partir du gisement de Chayandiskoye : gazoduc de plus de 2 000 km, d'une capacité de 30 Gm<sup>3</sup>/an.
- Projet Altaï : Urengoi-Samotlor (Sibérie occidentale)-Novosibirsk-Chine: 2 800 km.  
L'accord signé en 2006 entre Gazprom et la CNPC chinoise portait sur 30 Gm<sup>3</sup> d'exportations vers la Chine. Ce projet réactualisé au cours de l'année 2010 pourrait être développé selon un modèle « prêts contre gaz » déjà expérimenté par la Russie avec la Chine pour le pétrole.
- Route parallèle à l'oléoduc East Siberia-Pacific Ocean à partir de Kovykta : 3 000 km, 30 Gm<sup>3</sup>. Des projets étudiés, Kovykta est le gisement détenant les plus importantes réserves.
- A cela s'ajoutent les projets d'exportation de GNL à partir de Sakhaline I, consortium mené par ExxonMobil : accord préliminaire d'exportation signé en 2006 avec la CNPC chinoise.

**Tableau 3 : La demande gazière de quelques pays de l'UE, 2008 versus 2009**

<b>Gm<sup>3</sup></b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2009/2008</b>	<b>Gm<sup>3</sup></b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2009/2008</b>
Allemagne	98,0	92,6	- 5,5 %	Irlande	5,2	5,0	- 3,8 %
Autriche	8,7	8,8	- 1,2 %	Italie	84,9	78,1	- 8,0 %
Espagne	38,2	33,9	- 11,3 %	Hongrie	13,1	11,3	- 13,7 %
France	46,1	44,5	- 3,5 %	Slovaquie	6,3	6,1	- 3,2 %
Grèce	4,2	3,5	- 16,7 %	RU	99,0	90,8	- 9,0 %

Source : IAE. Medium-Term Oil and Gas Markets, 2010. OCDE, 2010

**Tableau 4 : Les scénarios de production gazière de la Russie**

<b>Gm<sup>3</sup></b>	<b>2008</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
<b>Production Gazprom (selon Gazprom)</b>				
Anciennes estimations	549	567	570	
Estimations 2009	549	507	510	533
Estimations 2010	549	519	529	543
<b>Production de la Russie (selon le ministère du développement économique)</b>				
Anciennes estimations	664	647	660	675
Nouvelles estimations	664	623	630	649

Source : « Gazprom upgrades output forecast », *FSUE Argus*, 11 juin 2010.

**Tableau 5 : Dépendance de quelques pays de l'UE  
vis-à-vis du gaz russe en %**

<b>Allemagne</b>	<b>Autriche</b>	<b>Bulgarie</b>	<b>Estonie</b>	<b>Finlande</b>	<b>France</b>	<b>Grèce</b>	<b>Italie</b>
43,6	71,6	100,0	100,0	100,0	22,0	67,3	29,0
<b>Lituanie</b>	<b>Pologne</b>	<b>Rep tchèque</b>	<b>Roumanie</b>	<b>Royaume Uni</b>	<b>Belgique</b>	<b>Espagne</b>	<b>Portugal</b>
100,0	80,0	77,0	77,8	0 (1)	0	0	0

Note (1) : Gazprom a pu procéder ponctuellement à des ventes spot sur le marché britannique.

Sources : Gazprom, Rapport 2009, Moscou ; BP Energy statistical review, 2009

### **Encadré 3 : Le modèle prôné par les Russes : l'accord Gazprom-BASF de 2009**

Cet accord couvre l'ensemble de la chaîne gazière. Il comprend les activités d'exploration-production (en Russie), de transport et de distribution (en Allemagne et dans certains pays européens). Le contrat prévoit que Wintershall (filiale de BASF) reçoive 25 % moins une action dans la société russe Severneftegazprom qui développe le gisement gazier Yuzhno-Russkoye (dont la capacité de production a atteint 25 Gm<sup>3</sup> en 2009)<sup>30</sup>. En échange, Gazprom accroît sa part dans Wingas de 35 à 50 % moins une action. Par ailleurs, une joint venture 50/50 entre Gazprom et BASF, dénommée Wingas Europe, devrait être créée pour commercialiser le gaz en Europe<sup>31</sup>.

---

<sup>30</sup> Wintershall est également impliqué dans le développement d'un gisement gazier en Sibérie occidentale près d'Urengoy au travers de sa joint venture avec Gazprom Achimgaz.

<sup>31</sup> De la même manière, Total est entré (juin 2009) dans le capital (49 %) d'une des sociétés de Novatek en charge du développement d'un gisement gazier dans la province de Yamal. En échange, la compagnie française a vendu à la compagnie pétrolière russe Lukoil une partie importante de ses parts dans une raffinerie hollandaise.