



HAL
open science

Relations UE-Russie : les enjeux d'une nouvelle architecture gazière

Catherine Locatelli

► **To cite this version:**

Catherine Locatelli. Relations UE-Russie : les enjeux d'une nouvelle architecture gazière. 2012, 21 p.
halshs-00755640

HAL Id: halshs-00755640

<https://shs.hal.science/halshs-00755640>

Submitted on 21 Nov 2012

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

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



ÉCONOMIE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE
ET DE L'ÉNERGIE

Relations UE Russie

Les enjeux d'une nouvelle architecture gazière

Catherine Locatelli

novembre 2012

Cahier de recherche n° 18/2012

Relations UE-Russie : Les enjeux d'une nouvelle architecture gazière

Catherine Locatelli
EDDEN, UPMF, CNRS – BP 47, 38040 Grenoble cedex 9, France
Email : catherine.locatelli@upmf-grenoble.fr

Novembre 2012

Abstract

The EU gas security is a key factor of its energy policy. The contractual relations based on long-term contracts during the 1970s and 1980s led to relative stability in energy trade between EU and its gas suppliers. But since the mid-1990s, the process of opening up the EU's gas industries to competition and the desire to create a single gas market led to an in-depth reorganization of the sector. In this context, the EU intends to redefine the way in which it manages its relations with its main suppliers like Russia by attempting to impose a model based on competition, unbundling of network industries and privatization. This "EU model" is no longer the one that Russia intends to implement in its gas sector, despite the big changes taking place in its domestic market. An approach based on the preferential use of state instruments conflicts with the multilateralism and principles of competition of the EU. The EU's normative power is thus in contradiction with the institutional environment of the Russian energy sector. In this context, it is unlikely that standards based on international rules and institutions could only be used to structure energy relations between the EU and Russia.

Keywords: natural gas market, energy security, European Union
JEL: D23, D86, Q34

La politique énergétique de l'UE s'est en grande partie centrée sur la construction de son marché intérieur, avec deux objectifs prioritaires : la libéralisation des industries de réseau (électricité et gaz) – entendue comme un processus d'ouverture à la concurrence et la mise en œuvre d'un marché unique de l'énergie en lieu et place de vingt-sept marchés nationaux. Si cette approche peut se concevoir dans le domaine de l'électricité, les particularités de la situation européenne en matière de gaz naturel rend la réforme plus complexe dès lors qu'une dimension supplémentaire doit être introduite, celle de la relation de l'UE avec ses fournisseurs gaziers. La croissance de ses importations gazières sur le long terme mais aussi la montée d'un certain nombre d'incertitudes mettent au premier plan les préoccupations de dépendance et donc de sécurité de l'UE. Au nombre de ces risques figurent la que la volatilité des prix du pétrole, la remontée des Etats dans le secteur des hydrocarbures des pays producteurs (qualifié de nationalisme pétrolier), l'instabilité de certains de ses principaux fournisseurs de gaz (Russie, Algérie) ou des pays de transit (Ukraine). La construction d'une architecture gazière qui permette tout à la fois de répondre aux objectifs d'un marché intérieur concurrentiel et d'une relation stable et sécurisée avec les fournisseurs est un enjeu qui reste pour le moment sans réponse.

La dépendance gazière de l'UE par rapport à des fournisseurs extérieurs n'est pas nouvelle. Toutefois, dans les années 1970 et 1980, les relations contractuelles basées sur les contrats de long terme ont produit une relative stabilité dans les échanges énergétiques. La libéralisation des industries gazières de l'UE et la volonté de créer un marché unique du gaz bouleversent cet équilibre. Elles induisent en effet une nouvelle distribution des risques et des bénéfices tout au long de la chaîne gazière et créent de nouvelles incertitudes, tant du côté des consommateurs que de celui des producteurs. Dans ce contexte, l'UE tend à redéfinir ses relations contractuelles avec ses principaux fournisseurs. Elle tente d'imposer, par l'exportation des acquis communautaires, son « modèle » basé sur la concurrence, les marchés spot, la dé-intégration des industries de réseau et la privatisation. Une question structurante se pose aujourd'hui à l'UE. Les règles, les normes et les régulations internes issues des deux directives gazières complétées par celles du 3^e paquet énergie suffisent-elles à lui assurer un approvisionnement stable et sécurisé en gaz ? Sont-elles en mesure de garantir la sécurité extérieure de l'UE ?

L'analyse des divergences et des conflits entre l'UE et l'un de ses principaux fournisseurs, la Russie, qui fait l'objet de cet article, permet d'apporter un éclairage à cette question. Elle montre que si la libéralisation remet en cause les relations avec les fournisseurs, elle ne propose pas pour autant un « modèle » alternatif susceptible de produire de la stabilité et de la sécurité. La politique d'exportation des acquis communautaires mise en œuvre par l'UE est l'outil principal de gestion de sa sécurité énergétique. Elle se heurte à un certain nombre de contraintes institutionnelles qui en limitent aujourd'hui la portée. La cohérence des normes internationales portées par les règles de l'UE – notamment au travers de la Charte sur l'énergie – avec l'environnement institutionnel de la Russie, est un facteur essentiel de compréhension des limites auxquelles se heurte l'UE dans sa politique de création d'un grand marché de l'énergie. Sous l'angle de l'analyse institutionnelle telle que notamment développée par North, il est peu probable que les standards issus des règles et des institutions de l'UE puissent servir de cadre unique aux relations entre l'UE et la Russie en matière d'énergie. Le retrait de la Russie en 2009 du processus de ratification du Traité sur la Charte de l'énergie en est l'illustration et met sans doute fin aux tentatives de l'UE de stabiliser ses relations énergétiques avec ce pays par le seul biais d'un cadre juridique multilatéral contraignant (Cameron 2010). Dès lors, la question qui se pose à l'UE est celle de sa capacité,

dans la construction de sa sécurité énergétique, à définir des processus qui permettent de tenir compte de systèmes de préférences et de valeurs différenciés.

Nous étudierons dans un premier temps, au travers de leurs relations contractuelles, les interdépendances gazières de l'UE et de la Russie. Puis nous analyserons les mécanismes de libéralisation des industries gazières de l'UE qui les déstabilisent. Enfin nous montrerons que les réponses que tente d'apporter l'UE à ce problème ne sont pas en mesure de fournir un cadre stabilisé aux relations UE-Russie et donc susceptibles de produire de la sécurité énergétique.

1 – De la dépendance à l'interdépendance : la relation gazière entre l'UE et la Russie

La croissance de la dépendance gazière de l'UE sur le long terme pose la question de la fiabilité de l'approvisionnement européen et donc de la vulnérabilité de l'UE. Pour une large part, le débat se focalise sur le « risque russe » en raison de l'importance de ce fournisseur qui représente plus de 30 % des réserves gazières mondiales, mais aussi à cause des deux crises liées au transit par l'Ukraine. Toutefois, la relation entre l'UE et la Russie relève plus de l'interdépendance que de la dépendance. Elle est marquée par des accords bilatéraux de long terme au travers de contrats gaziers particuliers, les contrats dits *Take Or Pay* (TOP), qui ont permis le développement de marchés stables et matures.

1.1. La dépendance et la vulnérabilité gazière de l'UE : la question russe

L'UE dépend aujourd'hui à 70 % de l'extérieur pour sa consommation gazière. Ce chiffre devrait progressivement croître et se situer entre 80 et 96 % en 2040 selon certains scénarios (Criqui et al. 2010), et ce en raison d'une hausse prévisible de la consommation gazière de la zone et de l'épuisement progressif des gisements gaziers de la mer du Nord et des Pays-Bas. Toutefois, la part du gaz naturel dans le bilan énergétique de chaque pays de l'UE étant variable, les volumes importés peuvent être plus ou moins importants. Les plus gros importateurs de gaz naturel de l'UE sont par ordre décroissant l'Allemagne, l'Italie, le Royaume-Uni, la France, l'Espagne, le Portugal et la Belgique. Des indicateurs tentent de manière simplifiée d'appréhender les risques liés aux importations. Il s'agit en particulier du degré de concentration de l'approvisionnement (indice de Herfindhal-Hirschman) et d'un indice permettant d'apprécier la diversité des importateurs, l'indice de Shannon-Weiner. Ils servent également de base à l'analyse de la vulnérabilité énergétique d'un pays. La diversification des fournisseurs constitue en effet pour un pays (ou un acteur) un facteur de diminution des risques liés aux importations. Elle amoindrit donc les conséquences dues à la dépendance par rapport à l'extérieur.

Ces indicateurs témoignent d'un approvisionnement gazier de l'UE extrêmement concentré, c'est-à-dire dominé par quelques fournisseurs. Ceux-ci disposent d'une part de marché importante. La vulnérabilité énergétique européenne est donc significative (Clastres and Locatelli 2012). Les situations sont cependant très diverses au sein de l'UE. Le degré de concentration de l'approvisionnement gazier, variable selon les pays considérés, induit des degrés de vulnérabilité différenciés. Selon l'indice de Shannon-Weiner, les pays d'Europe centrale et orientale (Pologne, Hongrie, Roumanie), mais aussi les pays baltes (Lituanie) et la Finlande présentent des degrés de vulnérabilité élevés du fait de la prédominance d'un fournisseur, la Russie. A l'inverse, des pays comme la France, l'Allemagne ou l'Italie, même si les volumes importés sont conséquents, ont recours à plusieurs fournisseurs. Ceci tend à

amoindrir leur dépendance et donc leur vulnérabilité, notamment en cas d'interruption de la fourniture d'un producteur.

La sécurité et la fiabilité de son approvisionnement gazier constituent aujourd'hui les principaux axes de la politique énergétique de l'Union européenne. Plusieurs définitions plus ou moins englobantes du concept de sécurité énergétique existent (Kruyt et al. 2009; Sovacool and Mukherjee 2011). L'Agence internationale de l'énergie (2001) en donne toutefois une définition assez restrictive largement reprise dans la littérature économique¹. Ce concept fait référence à « la capacité physique des fournisseurs à satisfaire une demande à un prix donné ». Elle inclut à ce titre une dimension « physique », soit une offre énergétique fiable et disponible en quantité suffisante, et une dimension économique liée aux aspects de volatilité et de niveaux de prix. Dès lors, le débat sur la sécurité gazière de l'UE se focalise principalement sur le « risque russe », compte tenu de la part de ce fournisseur sur certains marchés de l'UE. La Russie représente 40 % des importations gazières de l'UE. Mais le taux de dépendance de chaque pays de l'UE vis-à-vis des importations de gaz russe est plus ou moins significatif. Il est nul pour l'Espagne mais supérieur à 70 % pour les pays d'Europe centrale, voire de 100 % pour les pays baltes en raison de l'héritage des échanges façonnés par l'ex Union soviétique et l'ex Conseil d'assistance économique mutuelle (cf. tableau 1).

Tableau 1 : Dépendance de quelques pays de l'UE vis-à-vis du gaz russe

Pays	Volume Gm ³	Part de marché de Gazprom (/importations de gaz), %
Allemagne	34.1	36.7
Autriche	5.4	51.0
Belgique	3.3	15.3
Bulgarie	2.5	100.0
Estonie	0.7	100.0
Finlande	4.2	100.0
France	8.5	18.2
Grèce	2.9	78.9
Italie	17.1	24.6
Lettonie	1.2	100.0
Lituanie	3.2	100.0
Hongrie	6.3	85.0
Pologne	10.3	86.1
Rép. Tchèque	8.2	57.5
Roumanie	3.2	100.0
Royaume-Uni	12.9	26.6

Sources: Calculs à partir de Gazprom, Rapport 2011, Moscou; BP *Energy statistical review*, 2011

Cette diversité des situations introduit des difficultés considérables dans l'appréciation que l'on peut porter sur la dépendance et la sécurité gazière de l'UE. Les acteurs, leurs intérêts et objectifs ne sont pas identiques selon les niveaux d'analyse considérés. Trois niveaux sont a priori repérables, celui de la relation entre l'UE et la Russie, celui de la relation entre chaque pays de l'UE et la Russie, enfin le niveau des compagnies gazières européennes et de la compagnie exportatrice du gaz russe, Gazprom.

1.2. Des relations d'interdépendance façonnées par les contrats *Take or Pay*

¹ C. Winzer (2011) considère même qu'elle est la seule définition réellement acceptable.

Les relations entre producteurs et consommateurs doivent cependant être analysées non pas en termes de dépendance mais –d’interdépendance, comme l’illustrent les relations entre l’UE et la Russie, et de manière plus générale entre l’UE et l’ensemble de ses fournisseurs historiques. Le marché européen représente aujourd’hui 70,8 % des exportations gazières totales de la Russie. Il est ainsi son premier et principal marché d’exportation à côté de celui de la CEI. Les volumes exportés vers l’Asie sont relativement faibles. L’UE est surtout un marché rentable pour la Russie et sa compagnie Gazprom, en comparaison de ses livraisons intérieures dominées par les bas prix régulés du gaz naturel (Boussena and Locatelli 2011). Selon les données fournies par Gazprom (2011), le prix moyen de ventes de gaz naturel sur le marché russe était de 77 \$/ 1 000 m³ en 2010 contre une moyenne de 244 \$/ 1 000 m³ sur le marché européen. Pour l’économie russe, les devises liées aux exportations d’hydrocarbures (pétrole et gaz) sont un facteur essentiel de ses équilibres budgétaires et de sa croissance économique. Dès lors, les évolutions du marché gazier de l’UE, qu’elles soient économiques (incertitudes relatives à sa demande gazière) ou institutionnelles (nouvelles règles liées à la libéralisation de son marché), sont appréhendées par la Russie comme des risques spécifiques dans sa relation avec l’UE.

En particulier, les pays producteurs entendent opposer à la sécurité d’approvisionnement mise en avant par les pays consommateurs, celle de la sécurité de la demande qui leur est adressée tant en matière de volume que de prix (Tonje and De Jong 2007; Mansson et al 2012). Dès lors, on ne peut s’en tenir à la seule définition de l’AIE. Il importe dans toute analyse de la sécurité gazière de rendre compte des intérêts de chacun des acteurs susceptibles d’être impliqués : pays producteur, pays consommateur, pays de transit. Une telle approche peut conduire à tenter de définir la sécurité énergétique en termes de bien public international. Compte tenu de ces trois groupes d’acteurs aux intérêts parfois contradictoires, la question de sa gestion pose un problème d’action collective (Kindleberger 1986; Padgett 2011).

– Les contrats de long terme de type *Take Or Pay* (TOP)

L’interdépendance entre l’UE et ses fournisseurs de gaz naturel s’est structurée depuis les années 1960 au travers d’une relation contractuelle spécifique, les contrats de long terme de type *Take or Pay* (et leurs différentes clauses). De manière générale, les contrats de long terme se justifient de par la spécificité des actifs impliqués, notamment dans le transport. La théorie des coûts de transaction et des contrats incomplets concluent que cette caractéristique est susceptible d’induire des stratégies de *hold up* compte tenu des comportements opportunistes des agents (Williamson 1985). Le risque de comportements opportunistes *ex post* peut aussi conduire à des stratégies de sous-investissements de la part des acteurs impliqués. Des arrangements institutionnels complexes permettent de pallier ces problèmes et de fournir les incitations appropriées aux investissements dans des actifs spécifiques (Nicita and Pagano 2005). Les contrats de long terme de type TOP s’inscrivent dans cette catégorie (Creti and Villeneuve 2004). Ils permettent également d’éliminer d’autres externalités, tels les problèmes de *free rider* et de double marge (Talus 2007).

L’analyse de ces formes contractuelles a fait l’objet d’une abondante littérature, notamment à partir du cas américain (Creti and Villeneuve 2004; Hubbard and Weiner 1986 and 1991; Mulherin 1986). Mis en œuvre pour la première fois en Europe par les Pays-Bas dans les années 1960, ces contrats, outre leur durée (20-30 ans), se caractérisent par un certain nombre de clauses dont celles dites de *Take or Pay*. Selon une première voie d’analyse, la logique du contrat TOP est de permettre un partage du risque prix (clause d’indexation des prix) et du

risque volume (clauses de flexibilité, d'enlèvement...) entre le producteur et le consommateur tout au long de la chaîne gazière (Boussena 1999). Du côté de l'offre, ils fournissent les incitations appropriées aux investissements dans des actifs spécifiques (Nicita and Pagano 2004). En matière gazière, ils assurent donc que des investissements substantiels sont effectués dans la production et le transport, notamment dans les réseaux d'exportation. Le producteur est en effet assuré de vendre les volumes produits. La relation entre la clause *Take or Pay* et les décisions d'investissement dans les capacités de production a ainsi été largement établie (Croker and Masten 1991). Du côté des prix, la logique d'indexation des prix du gaz naturel sur les énergies concurrentes dans les usages finaux permet au consommateur de se couvrir contre le risque prix (Konoplyanik 2010). Les importateurs sont assurés que le prix du gaz est toujours compétitif avec l'énergie qui le concurrence (énergie de substitution), soit le pétrole dans les années 1970 et 1980. Une deuxième voie d'analyse tend à considérer ces contrats comme un mécanisme de mise en œuvre d'incitations visant à augmenter la performance contractuelle (Masten and Croker 1985). Enfin, les contrats TOP offrent la possibilité d'éliminer d'autres externalités, tels les problèmes de *free rider* et de double marge (Talus 2007).

C'est sur cette logique que se sont développés les échanges gaziers de l'UE avec ses fournisseurs historiques, l'Algérie, la Norvège, les Pays-Bas et la Russie. Ces contrats ont offert la possibilité de développer en Europe des systèmes d'approvisionnement gazier stables et matures, notamment en permettant la mise en production des grands gisements de Sibérie occidentale, Urengoy et Yamburg (Boussena 1999). Conduisant à une distribution relativement équilibrée du risque prix et du risque volume entre les exportateurs et les importateurs, ils produisent de la sécurité tant du côté de l'importateur que de celui de l'exportateur et sont dès lors au cœur de la sécurité d'approvisionnement de l'UE.

2 – Sécurité d'approvisionnement de l'UE *versus* sécurité de la demande pour les fournisseurs dans un contexte concurrentiel : les asymétries de la relation UE-Russie

Les deux directives gazières de 1998 et 2003 et celle de 2009 (le 3^e paquet énergie) ont des implications importantes sur les relations contractuelles entre l'UE et ses fournisseurs, et à ce titre sont susceptibles de modifier les conditions et les modalités de la fourniture gazière à l'Europe. On peut considérer que l'introduction de la concurrence sur le marché gazier européen tend à accroître les risques tout au long de la chaîne gazière (Clingendael 2008). Elle induit également un nouveau partage des risques prix et volume (et donc du partage de la rente) entre importateurs et exportateurs. A ce titre, ces réformes sont de part et d'autre à l'origine de nouveaux enjeux de sécurité.

Deux facteurs sont aujourd'hui plus particulièrement sources d'insécurité dans les échanges de l'UE et de la Russie. Le premier a trait à la mise en cause des contrats de long terme de type TOP, ou de certaines de leurs clauses, en raison des objectifs concurrentiels de l'UE. Le deuxième concerne les règles spécifiques (notamment la clause du pays tiers) dont s'est dotée l'UE pour répondre aux enjeux de sécurité énergétique en cherchant à limiter la descente en aval des pays producteurs sur le marché européen. Ces deux éléments induisent pour les importateurs une insécurité au niveau de l'approvisionnement et pour les fournisseurs une incertitude au niveau de la demande. Enfin, notons un point spécifique mais néanmoins fondamental, celui de la capacité de l'UE à produire les incitations économiques nécessaires à la construction de gazoducs transnationaux, variable essentielle de sa stratégie de diversification de son approvisionnement gazier.

2.1. La modification des relations contractuelles entre l'UE et ses fournisseurs gaziers historiques : les conflits UE-Russie

C'est au regard des principes concurrentiels (lois anti-trust) promus par l'UE au travers de la libéralisation et au nom de la partition des marchés que les contrats de long terme font aujourd'hui l'objet d'un débat qui reste pour l'heure non tranché (Hauteclouque and Glachant 2011). Le problème concernerait leur durée (20-30 ans) ainsi que certaines de leurs clauses.

Du côté des effets négatifs (anticoncurrentiels), quelques éléments sont plus particulièrement mis en exergue. De manière générale, les contrats de long terme constituent des barrières à l'entrée importantes pour de nouveaux acteurs potentiels. L'un des principaux problèmes réside ainsi dans le risque de forclusion de l'acteur dominant. Dès lors, ces contrats freinent le développement de la nécessaire liquidité des marchés *spot* (Hauteclouque and Glachant 2011; Percebois 2008). Certaines clauses des contrats TOP ont de ce point de vue été mises en cause et sont aujourd'hui supprimées des contrats. La clause de destination finale, la clause de restriction territoriale ou la clause d'usage, créant des barrières à l'entrée, conduisent à la partition des marchés, limitent leur taille, facilitent les phénomènes de collusion entre vendeurs et diminuent l'intensité de la concurrence dans le *downstream* (Nyssens et al. 2004; Hirschhausen and Neuman 2008)². D'autres mécanismes contractuels, telles les clauses de partage de profit, sont considérés comme ayant des effets similaires dès lors qu'ils conduisent à des reventes de gaz économiquement moins attractives ou impossibles (Nyssens and Osborne 2005). A ce titre, ils ont été interdits dans les contrats de gaz naturel. Ils restent cependant l'objet de discussion pour les contrats de GNL. L'arbitrage et l'équilibre à trouver au sein des contrats entre flexibilité et opportunisme sont des aspects centraux de cette problématique (Crocker and Masten 1991). De ce point de vue, la question des prix dans les contrats de long terme est essentielle, notamment par rapport à leur degré de flexibilité et leur capacité à s'adapter sur le long terme aux modifications de l'environnement. Deux mécanismes, la *Price Review clause* et/ou la *Price Re-opener clause*, introduits dans les années 1980 pour certains contrats, sont partie prenante des provisions de renégociations incluses dans les contrats de long terme pour en accroître la flexibilité. Ces deux clauses permettent un ajustement de la formule des prix et sont à ce titre des facteurs importants d'ajustement du partage du risque prix entre importateur et exportateur (Wåktare 2007; Frisch 2010).

Certaines variables permettent toutefois de nuancer ces éléments anticoncurrentiels. Outre les facteurs traditionnellement avancés pour les justifier dès lors que l'on est en présence d'actifs spécifiques (cf.1.1), les contrats de long terme peuvent limiter le pouvoir de marché de l'acteur dominant. D'une part, la formule d'indexation des prix sur les produits pétroliers traditionnelle dans les contrats TOP signés en Europe élimine la capacité d'un acteur à influencer sur les prix (Finon 2008). D'autre part, sur les marchés *spot*, les contrats de long terme diminuent fortement les incitations de l'acteur dominant à exercer son pouvoir de marché pour augmenter les prix dans la mesure où cette stratégie ne concerne que la partie non contractualisée de sa fourniture gazière (Hauteclouque and Glachant 2011).

² Les clauses de restriction d'utilisation, qui conduisent à créer des barrières à l'entrée sur un marché, ont également été supprimées des contrats de long terme. Cela concerne en particulier les contrats signés par Gazprom et la Sonatrach avec certaines compagnies européennes. Les négociations conduites par l'UE avec la Sonatrach ont en particulier porté sur le remplacement de la clause de destination finale par des mécanismes alternatifs, telles les clauses de partage de profit. Cela a été refusé par l'UE (Wåktare 2007). En contrepartie, Gazprom a pu obtenir dans ses contrats de long terme passés avec l'ENI l'abolition de la clause de consentement, qui l'obligeait à obtenir l'autorisation de l'ENI pour pouvoir vendre du gaz à un autre acheteur italien.

L'appréciation que peut faire l'UE des conséquences des contrats de long terme sur sa politique concurrentielle dépend pour une grande partie non seulement de la structure du marché mais aussi des types de compagnies impliquées dans la relation d'échange. De ce point de vue la Russie, au travers de sa compagnie Gazprom, apparaît aux yeux de l'UE comme un risque spécifique à plusieurs titres. Résultat de l'appartenance historique au système d'échanges soviétique, le premier facteur mis en exergue est la part de marché (plus que dominante) détenue par Gazprom dans certaines économies, comme les pays baltes, la Hongrie, la Pologne, la Bulgarie. Celle-ci, appréhendée comme une approximation de son pouvoir de marché, est susceptible au travers des contrats de long terme d'induire un certain nombre d'effets anticoncurrentiels (forclusion, prix trop élevés...). Le profil de Gazprom, compagnie verticalement intégrée sur son marché intérieur, détentrice du monopole de transport et d'exportation, majoritairement détenue par l'Etat (51 %) couplé à sa stratégie de descente en aval sur le marché européen, est le deuxième facteur mis en avant par l'UE pour justifier un « risque russe » spécifique. Enfin, les difficultés des compagnies européennes à participer à la mise en production des réserves russes de gaz naturel, compte tenu d'une loi sur les hydrocarbures contraignante pour les investisseurs étrangers, ajoutent au risque et à l'incertitude liés à ce pays (Locatelli and Rossiaud 2011). On peut en effet considérer qu'une façon de sécuriser un approvisionnement gazier est de participer directement au développement de la production d'hydrocarbures.

La modification de la durée (et de certaines clauses) des contrats de long terme (voire leur possible remise en cause) peut être perçue par les producteurs comme une insécurité majeure dans la mesure où la demande gazière qui leur sera adressée n'est plus garantie contractuellement sur le long terme et qu'ils sont mis en concurrence sur les marchés spot. Gazprom a à maintes reprises réitéré son attachement aux contrats de long terme de type TOP, les justifiant principalement par l'importance des investissements à réaliser dans le renouvellement de ses capacités de production, avec notamment le développement de la province de Yamal). Des engagements financiers d'une telle ampleur ne sont envisageables qu'à condition d'avoir une demande garantie sur ses marchés d'exportation rentables. En attendant la signature de tels contrats avec les pays européens, il tend à retarder ses investissements stratégiques, introduisant des incertitudes sur le profil futur de sa production et sa capacité à faire face à moyen terme à ses engagements contractuels à l'export³. La crise économique actuelle, couplée au développement des gaz de schiste, éloigne cette menace mais ne la supprime pas sur le long terme (Boussena and Locatelli 2011).

Aux évolutions et incertitudes institutionnelles du marché gazier s'ajoute incontestablement la politique climatique de l'UE, perçue comme une variable susceptible de peser de manière significative sur la demande gazière européenne. Il existe ainsi des différences considérables dans les perspectives de consommation gazière de l'UE à l'horizon 2030. Entre les deux scénarios extrêmes, elles représentent plus de 70 % de ses importations gazières actuelles. La publication par la DG Climat d'une *roadmap* à l'horizon 2050 pour une économie compétitive et faible en carbone a relancé le débat. Celle-ci prévoit qu'à cet horizon de temps, les importations en hydrocarbures de l'UE pourraient diminuer de 50 % par rapport aux niveaux actuels (European Commission 2011). De telles incertitudes peuvent largement peser sur les

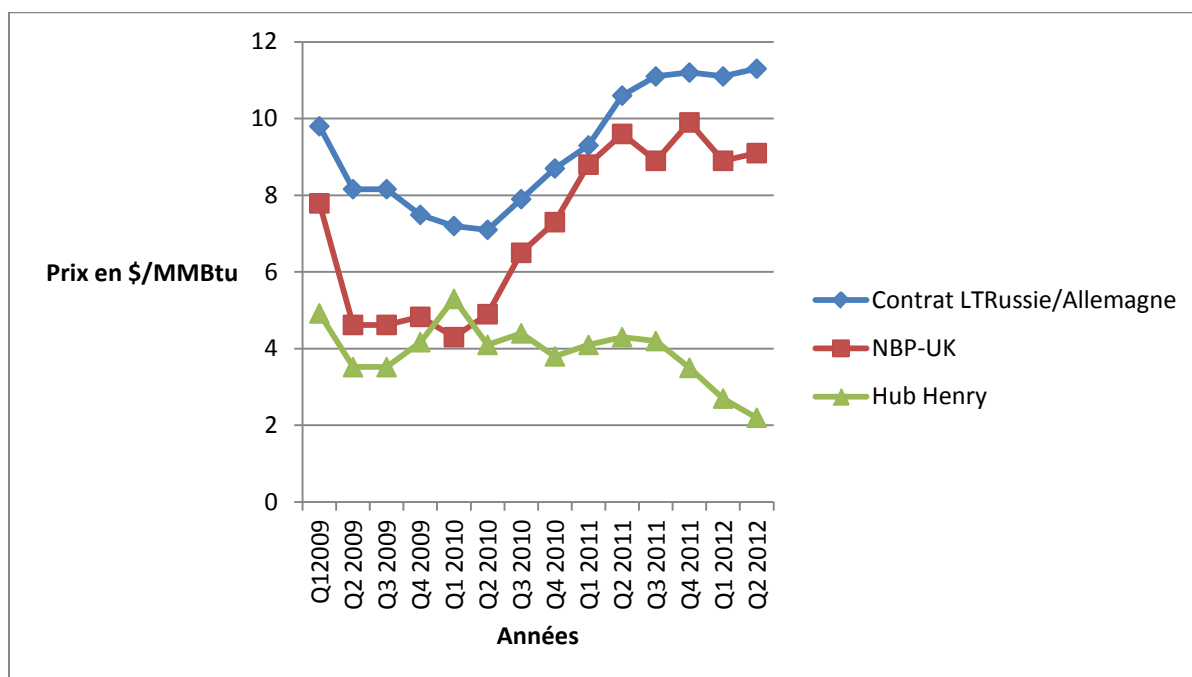
³ De ce point de vue, l'UE a estimé que les investissements de Gazprom dans le développement de nouveaux gisements étaient insuffisants pour compenser le déclin des trois « supers géants », Urengoi, Yamburg et Medvezhe, (Riley 2006).

stratégies d'investissement des pays producteurs. Le développement ou non des gaz de schiste au sein de l'UE (comme par exemple en Pologne) vient sans nul doute compliquer l'équation gazière européenne. L'ampleur de leur mise en production pourrait sensiblement modifier les besoins d'importation en gaz naturel de l'UE.

– *La formation des prix du gaz naturel sur le marché européen en question*

Ce sont plus particulièrement les prix, et donc la formule d'indexation des prix des contrats de long terme, qui sont aujourd'hui au centre des conflits entre l'UE et la Russie, et des négociations entre les compagnies européennes et Gazprom. Un système de prix hybrides prévaut dans l'UE (Clingendael 2008) marqué par deux logiques de formation des prix du gaz naturel : celle des marchés spot où le prix est le résultat d'une confrontation de l'offre et de la demande, et celle des contrats de long terme. Pour ces derniers, les prix ont traditionnellement été indexés sur les prix de pétroles bruts ou de produits raffinés. Ce principe connu sous le terme de principe de la valeur de marché résulte de la volonté de rendre le prix du gaz concurrentiel par rapport à sa principale énergie de substitution, le pétrole. Les deux systèmes de prix ne sont pas dans les faits totalement indépendants mais, depuis 2008, les prix du gaz dans les contrats de long terme et ceux sur les marchés spot connaissent un découplage important. Les prix du gaz naturel et du GNL vendus sur les marchés spot européens se sont effondrés du fait de la surabondance de gaz liée à la crise économique et au phénomène des gaz de schiste. Dans le même temps, les prix des contrats TOP ont suivi l'évolution à la hausse des prix des produits pétroliers et du brut.

Graphique 1 : Evolution des prix du gaz naturel en Europe



Sources : Gas Matters, différentes années

Depuis lors, se développe un débat croissant sur le futur et la pertinence de maintenir dans les contrats de long terme l'indexation des prix du gaz sur ceux des produits pétroliers (Stern 2007 and 2009; Stern and Rogers 2011; Konoplyanik 2010; Finon 2008). Les termes du débat sont les suivants :

Les opposants à l'indexation des prix du gaz sur ceux des produits pétroliers dans les contrats de long terme considèrent pour l'essentiel que ce sont les conditions des marchés gaziers (offre-demande) qui doivent déterminer les prix du gaz naturel et ce d'autant plus que les deux marchés sont très différents, tant en terme d'organisation ou de réserves que d'évolution de la demande. Par ailleurs, l'indexation sur le prix du pétrole se justifie de moins en moins par les questions de concurrence entre les deux énergies. Ce n'est plus avec le pétrole que le gaz est en concurrence, mais avec le charbon et l'électricité. Dès lors, les opposants à l'indexation sur le pétrole défendent comme base de référence non plus les prix des produits pétroliers mais ceux du gaz naturel qui s'établissent sur les marchés spot.

A l'inverse, différents arguments sont avancés pour justifier le maintien de l'indexation sur les prix des produits pétroliers. Plusieurs découlent du problème de « l'illiquidité⁴ » de la plupart des marchés spot dans l'UE et donc du prix spot de référence (*marker price*). Globalement, la fiabilité des prix issus des marchés spot est une des principales contraintes à leur utilisation dans les formules d'indexation des contrats de long terme (Frisch 2010). Pour que le prix spot établi sur un hub puisse devenir un prix de référence, il faut que le hub ait entre autres comme attributs la profondeur, la liquidité et la transparence, et soit donc capable d'attirer un nombre significatif de participants au marché (Heather 2012). A cette problématique du prix spot de référence est directement associée celle du hub de référence susceptible d'être utilisé dans les formules d'indexation des prix (Stern 2007). A ce jour, seul le National Balancing Point (NBP) en Angleterre peut être considéré comme un hub suffisamment liquide. Mais peut-il servir de référence à l'Europe continentale, compte tenu de marchés gaziers à ce jour différenciés ?

« L'illiquidité » des marchés spot permet ensuite d'envisager la possibilité d'une manipulation des prix au travers d'ententes coordonnées entre les producteurs dominants. Ces derniers peuvent avoir intérêt à jouer la carte des marchés spot et des contrats de court terme au détriment des contrats de long terme, afin de maximiser l'arbitrage prix-volume. En tablant sur une croissance faible de leur production gazière et de leur exportation, ils seraient en mesure de faire monter les prix sur les marchés spot, stratégie impossible à mettre en œuvre avec les contrats TOP traditionnels (Boussena and Locatelli 2011). La création du Forum du gaz et les vellétés de certains de ses membres de susciter la création d'une OPEP du gaz afin de limiter les quantités produites et soutenir les prix, s'inscriraient dans cette logique⁵. Ceci conférerait à la Russie, compte tenu de son importance pour l'approvisionnement de l'UE, un pouvoir de marché certain. A l'inverse, l'indexation de ces contrats sur les prix des produits pétroliers élimine la capacité d'un acteur à influencer les prix et les incitations à le faire (Finon 2008). Reste enfin le problème de la volatilité des prix spot. Un des arguments généralement évoqués pour maintenir l'indexation sur les prix du pétrole est celui de la stabilité induite par ce type d'indexation.

La possibilité d'introduire des prix spot dans la formule d'indexation des prix est au cœur des négociations entre Gazprom et certains de ses clients européens. Pour E.ON-Ruhrgas, GDF-Suez, Wingas ou le slovaque SPP, le producteur aurait accepté pour un volume donné (voire une période de temps donnée) de prendre en compte les prix du gaz naturel sur les marchés

⁴ La liquidité d'un hub gazier se définit comme le rapport entre le volume total d'échanges sur le hub et le volume de gaz consommé dans la zone desservie par le hub.

⁵ First gas OPEC meeting. *EU Energy*, n° 231, 23 April 2010.

spot sans toutefois toucher à la structure de la formule⁶. Les informations disponibles sur ces modifications restent très parcellaires alors que par ailleurs Gazprom continue d'affirmer une très vive opposition à des changements significatifs de la formule d'indexation elle-même. Selon la compagnie, la négociation ne peut porter sur les seuls prix. Elle doit également concerner une modification possible des obligations de livraisons (Komlev 2012).

2.2. La clause du pays tiers : l'opposition de la Russie

Les solutions que Gazprom entend mettre en œuvre pour préserver ses parts de marché dans un environnement concurrentiel se déclinent principalement dans une stratégie d'intégration vers l'aval sur le marché européen (Locatelli 2008 ; cf. tableau 2). Celle-ci lui garantit de placer des ressources sans avoir à faire face à la concurrence entre producteurs gaziers sur un marché de gros (Eikeland 2007). Elle lui permet également de récupérer les marges que les vendeurs finaux dégagent en aval (et éventuellement de compenser les pertes de rente dans l'*upstream* du fait de l'introduction de la concurrence). De ce point de vue, les maillons du transport et de la distribution sont des activités régulées à profit garanti. Cette stratégie lui offre aussi la possibilité de bénéficier du profit oligopolistique dans la concurrence locale pour la vente directe aux clients industriels et aux clients domestiques en profitant de leur moindre sensibilité aux mouvements de prix. Cette stratégie est d'autant plus essentielle pour la compagnie gazière qu'elle sert un des objectifs prioritaires de la politique énergétique russe : doter la Russie de grandes compagnies d'hydrocarbures internationalisées et capables de rivaliser avec les principales majors.

Tableau 2 : Les principales prises de participation de Gazprom avec des partenaires de l'Union européenne et ses principales filiales dans l'UE

	Société
Autriche	Au travers d'une filiale commune GWH et Centrex (détenus à 25 % par Gazprom), la société russe commercialisera directement du gaz
Hongrie	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
Italie	Possibilité d'une prise de participation de 10 % dans ENI power avec vente directe de gaz en production d'électricité
Pologne	Jusqu'en 2011, JV entre la compagnie polonaise PGNiG et Gazprom pour gérer le gazoduc Yamal en Pologne
Royaume-Uni	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
Estonie	Prise de participation (37,5 %) dans la société de Marketing, transport, Eesti Gaas
Lettonie	Prise de participation (34 %) dans la société de Marketing, distribution, Latvijas Gaze
Lituanie	Prise de participation (30 %) dans la compagnie de Transport, distribution Stella Vitae
	Prise de participation (37 %) dans la compagnie de Marketing, transport Lietuvos Dujos

⁶ C'est en tous les cas ce qu'affirme Pétrostratégies. Mais les informations restent très parcellaires à ce sujet. Confusion sur le volume des ventes de Gazprom en 2011 et sur la baisse de prix appliquée en Europe. *Pétrostratégies*, 23 janvier 2012.

A l'inverse, selon l'UE, la compagnie gazière rechercherait une intégration verticale de type stratégique lui permettant de manipuler les logiques concurrentielles induites par les directives gazières. L'accès direct aux consommateurs finaux, au travers de ses prises de participation dans les sociétés de distribution et de transport ou les compagnies consommatrices de gaz (cas des producteurs d'électricité, cf. tableau 2), lui permettrait, nous l'avons souligné, d'échapper à la concurrence sur les marchés de gros, mais aussi de développer des stratégies de forclusion et d'accroître le coût d'approvisionnement de ses concurrents en aval (Hansen and Percebois 2010). De fait, certaines des règles du 3^e paquet énergie vont chercher à limiter ce type d'adaptation par l'intégration vers l'aval. Elles sont donc susceptibles de fortement freiner les investissements de Gazprom en Europe.

Les oppositions entre les deux parties se focalisent plus particulièrement sur la clause du pays tiers (« *Third country clause* ») parfois qualifiée de clause anti-Gazprom. Couplée à un *unbundling* patrimonial⁷, elle condamne de fait la stratégie d'intégration vers l'aval de la société gazière et ouvre la voie à un traitement discriminatoire vis-à-vis des investissements étrangers. Ces règles excluent qu'un producteur et fournisseur étranger comme la Russie puisse détenir une part majoritaire dans les réseaux de transport de l'UE ou être un TSO (*Transmission System Operator*) dans un Etat membre (Willems et al. 2010). Les renégociations du contrat de transit gazier entre la Pologne et la Russie illustrent déjà les implications d'une telle règle. La gestion de la section du gazoduc Yamal en Pologne jusqu'à assurée par EurRoPol Gaz, joint venture entre la compagnie polonaise PGNiG et Gazprom, est désormais aux mains de l'opérateur polonais Gaz-System⁸.

2.3. Les enjeux relatifs aux gazoducs transnationaux

Face à l'oligopole de ses fournisseurs gaziers, la stratégie de diversification de son approvisionnement constitue pour l'UE, dans un contexte de libéralisation de ses industries de réseau, un facteur clé de sa sécurité énergétique. L'objectif d'une politique de diversification est ainsi de répartir les risques entre plusieurs fournisseurs. La réalisation de gazoducs transnationaux de longue distance revêt donc une importance particulière. Ainsi, la réalisation du gazoduc Nabucco permettant d'acheminer du gaz de la Caspienne en Europe et plus généralement l'ouverture d'un quatrième corridor d'approvisionnement, sont considérées par l'UE comme un objectif prioritaire.

Certaines des règles promues par l'UE dans le cadre de la libéralisation de ses industries gazières posent question quant aux incitations économiques qu'elles peuvent produire. Les règles d'*unbundling patrimonial* et d'ATR (accès des tiers au réseau) sont susceptibles d'induire des problèmes de rentabilité, de faisabilité et donc de crédibilité des projets de gazoducs transnationaux. Elles peuvent soit retarder soit modifier les décisions et les choix d'investissements des sociétés gazières des pays européens et des pays producteurs en matière de renouvellement ou d'accroissement des capacités de transport (Dorigoni and Pontoni 2008). L'arbitrage et l'équilibre à trouver entre les objectifs de concurrence et de sécurité

⁷ L'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.

⁸ Ce dernier s'est par ailleurs engagé à un fonctionnement en accès aux tiers pour la capacité non réservée du gazoduc (Poland and Russia reach compromise deal with EU on long term gas supply and transit. *Gas Matters*, Dec. /Jan. 2011).

gazière sont ici particulièrement importants. Un système d'allocation des capacités de transport de court terme peut sembler du point de vue des enjeux concurrentiels un élément important. Toutefois, la réservation de capacités de long terme est un facteur nécessaire à la réalisation par les compagnies des investissements dans les infrastructures de longue distance (Talus 2011; Ascari 2011; CIEP 2011; Frontier Economics 2011). En effet, il est difficile de les imaginer s'engager dans le financement (considérable) de gazoducs sur longue distance sans disposer dans le même temps de capacités de transport réservées sur les gazoducs construits (Hubbard and Weiner 1991). Ces contrats de réservation de capacité de long terme sont également pour les producteurs un facteur essentiel dans les décisions d'investissements dans le développement de nouvelles capacités de production (CIEP 2011). Ils sont donc à double titre un élément essentiel de la sécurité d'approvisionnement.

Par ailleurs, la question de la coordination des contrats de fourniture et des contrats de réservation des capacités de transport est un aspect essentiel du débat⁹. Les possibles « discordances contractuelles » entre la durée des contrats de fourniture de long terme et celle (de plus court terme) des contrats de réservations de capacité sont un problème majeur, notamment concernant le transit. Elles créent un risque spécifique en matière de fiabilité de l'approvisionnement d'un fournisseur gazier de l'UE (Talus 2011; Konoplyanik 2005). La Russie s'est fortement opposée à l'UE sur cette question dans le cadre des discussions sur le protocole de transit du Traité de la Charte sur l'énergie. Pour y répondre, les Russes ont proposé un mécanisme particulier, le *Right of First Refusal*. Ce mécanisme, qui permet au fournisseur ayant un contrat de long terme d'être prioritaire pour la réservation de capacités de transit, a été refusé par l'UE au nom de ses règles concurrentielles (Haghighi 2007).

Ces difficultés ont conduit l'UE à adopter avec le 3^e paquet énergie une approche plus nuancée portant sur la définition de droits prioritaires. Pour des raisons de sécurité gazière en particulier, si l'infrastructure considérée permet d'accroître la diversification de l'approvisionnement, des exemptions aux règles d'accès aux tiers, d'*unbundling* et de système de tarification sont autorisées pour une période de temps donné, (Goldberg 2009). C'est ce qui a été accordé au projet Nabucco pour en assurer sa viabilité. La même demande a été adressée par la Russie pour le gazoduc *SouthStream* au nom d'une diversification non pas des sources d'approvisionnement mais des « routes gazières ».

3 – Le « conflit de valeur » entre l'UE et la Russie

Les questions actuelles de sécurité de la fourniture gazière de l'UE témoignent à court terme des conflits d'intérêt concernant le partage de la rente, d'une part entre les compagnies gazières européennes et la compagnie russe, et d'autre part entre les Etats consommateurs (pays de l'UE) et les Etats producteurs (notamment la Russie). Mais elles reflètent aussi des enjeux de plus long terme. Les conflits entre l'UE et certains de ses fournisseurs historiques comme la Russie sont l'illustration de divergences profondes sur la structuration et l'organisation des marchés gaziers. Ils mettent en question le « modèle » économique et institutionnel porté par l'UE en matière d'industries de réseau ; modèle qu'elle entend

⁹ Deux options peuvent être évoquées. Le premier choix est de définir (et allouer) des droits de réservation des capacités de transport explicites. Celui-ci ouvre la voie à des contrats de réservation des capacités dont la durée peut être différente de celle du contrat de fourniture. C'est la voie que semble actuellement privilégier l'UE. Le deuxième choix possible est de définir (et allouer) des droits de réservation des capacités de transport implicites. Dans ce dernier cas, les capacités et la fourniture sont échangées ensemble. Cette dernière option permet d'éviter les stratégies de forclusion en matière de réservation des capacités de transport (Vazquez et al 2012).

exporter comme outil de gestion de ses relations avec ses fournisseurs. La nouvelle architecture du marché gazier européen ne peut se concevoir sans tenir compte de ce conflit de valeurs afin de lui permettre de trouver un équilibre entre concurrence et sécurité.

3.1. L'exportation du modèle concurrentiel de l'industrie gazière, principal outil de gestion des relations de l'UE avec ses fournisseurs gaziers.

L'UE a conçu la gestion de ses relations avec ses fournisseurs gaziers principalement au travers de la diffusion des acquis communautaires en matière de réglementation et d'organisation des marchés énergétiques (McGowan 2007; Belyi 2009). Il s'agit d'établir un espace commun de régulation, de normes et de règles susceptibles d'orienter les comportements des acteurs. Le modèle d'organisation exporté par les acquis communautaires est celui du modèle dé-intégré des industries de réseau, couplé à des modalités concurrentielles d'accès aux ressources en hydrocarbures déterminées par les principes du Traité sur la Charte de l'énergie. Dans cette vision des relations internationales, les institutions de marché et plus généralement la *Rule of law* assurent stabilité et sécurité.

La diffusion des acquis communautaires aux pays producteurs (et notamment à la Russie) permettrait à l'UE de renforcer sa sécurité gazière dès lors qu'elle serait en mesure d'expérimenter le processus de libéralisation sur l'ensemble de la chaîne gazière (de l'*upstream* jusqu'au *downstream*). La cohérence de sa réforme en serait renforcée. En particulier, l'émergence de plusieurs compagnies de gaz en Russie potentiellement exportatrices et donc en concurrence sur le marché de l'UE serait susceptible d'accroître la liquidité des marchés spot et de les crédibiliser. En favorisant la concurrence entre producteurs russes, elle offrirait une voie, certes particulière, de diversification et donc de sécurisation de l'approvisionnement de l'UE.

Le traité d'investissement multilatéral qu'est la Charte de l'énergie (Wälde 2008), garantissant la possibilité pour les compagnies gazières européennes d'investir dans le développement des ressources en hydrocarbures des producteurs, représente une deuxième voie de sécurisation de sa fourniture gazière (European Commission 2010). La Charte de l'énergie offre des garanties pour les investissements internationaux et permet d'imposer un principe concurrentiel de non-discrimination pour l'accès aux ressources en hydrocarbures (Haghighi 2007)¹⁰. Les modalités de cet accès sont en effet un facteur important de la politique de sécurisation de la fourniture gazière de l'UE.

Enfin, la diffusion des acquis communautaires au travers du protocole de transit du Traité de la Charte de l'énergie¹¹ participe également à la sécurisation de l'approvisionnement de l'UE en favorisant la diversification des approvisionnements. Ce dernier pourrait servir de cadre juridique à l'ouverture du réseau de gazoducs de Gazprom aux fournisseurs extérieurs. Un fonctionnement des réseaux de transport de Gazprom¹² en accès libre aux tiers, avec comme

¹⁰ Le principe de souveraineté des Etats sur les ressources naturelles n'est pas mis en cause par la Charte, mais le Traité 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 (reprise de certaines clauses de l'OMC comme celle de la nation la plus favorisée ou celle sur le Traitement national).

¹¹ 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.

¹² Le protocole ne contient toutefois pas de 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

principe de base la « liberté de transit », donnerait l'opportunité aux compagnies gazières d'acheminer le gaz d'Asie centrale en Europe et d'assurer ainsi la multiplication des fournisseurs sur le marché européen¹³.

3.2. Le modèle Russie : intégration verticale et concurrence

La structuration du secteur gazier russe et ses voies de réforme s'opposent dans ses grands principes à « l'approche dé-intégrée » mise en avant par l'UE, même si elles n'excluent pas à la marge certaines formes concurrentielles. Ce secteur est ainsi depuis le début des années 1990 dominé par Gazprom détenu à 51 % par l'Etat. Possédant le monopole de transport et d'exportation, Gazprom est l'acteur ayant un pouvoir de marché dominant en Russie avec 78 % de la production gazière. Qui plus est, en raison des bas prix du gaz en interne, les régulations de ce secteur gazier demeurent essentiellement des régulations de type quantitatif au travers de la négociation sur le marché intérieur de quotas de livraisons entre Gazprom et les grandes catégories de consommateurs. Les critères de rentabilité et de coût n'ont que peu d'importance (Ahrend and Tompson 2004). Le modèle d'organisation de l'industrie gazière sous-tendu par l'exportation des acquis communautaires supposerait une transformation institutionnelle complexe et de grande ampleur du secteur gazier russe. Cette dernière est cependant difficilement compatible avec l'environnement économique et institutionnel de ce pays, notamment en raison de l'ineffectivité de certaines institutions telles que la fiscalité, le contrat, les droit de propriété (Rossiaud and Locatelli 2009).

En suivant les approches de cohérence et de complémentarité institutionnelle du courant néo-institutionnaliste (North 2005; Hopner 2005), on peut considérer que les logiques de réorganisation du secteur gazier - même si elles s'opposent à celles prônées par l'UE - sont celles qui sont réalisables, crédibles et viables au regard des spécificités de l'environnement russe. Elles empruntent trois voies principales. La première tente de « normer » le comportement de Gazprom par le développement de franges concurrentielles. Elle préside à l'émergence d'un double marché, l'un qualifié de « libre », l'autre de « régulé ». Le marché libre ou dérégulé est approvisionné par les Indépendants gaziers et les compagnies pétrolières russes. Sur ce marché, chaque industriel (y compris le secteur électrique) peut obtenir à des prix non régulés des quantités de gaz en supplément des quotas de consommation négociés avec Gazprom (Ahrend and Tompson 2004). A l'inverse, le marché régulé est approvisionné par Gazprom à des prix administrés définis par l'Etat. Ceux-ci font l'objet depuis le milieu des années 2000 de hausses progressives régulées dont l'objectif principal est d'assurer la rentabilité de Gazprom sur son marché intérieur (Henderson 2011).

La deuxième est relative au contrôle strict des autorités fédérales sur le processus d'accès aux ressources, que ce soit pour les acteurs nationaux ou pour les compagnies internationales. La loi n'interdit pas aux investisseurs étrangers l'accès aux ressources en hydrocarbures de la Russie, comme en témoignent les derniers accords signés (ExxonMobil-Rosneft, ENI-Rosneft, Statoil-Rosneft et Total-Gazprom). Mais les modalités de cet accès, à savoir l'implication des investisseurs internationaux au travers d'une *joint venture* avec une

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)

¹³ Le Kazakhstan et le Turkménistan pourraient être des fournisseurs importants de l'UE, compte tenu de leurs réserves, à condition que soit résolu le problème des voies d'évacuation dû à l'enclavement de ces pays. La Russie, à condition que son réseau de gazoducs fonctionne en accès aux tiers, pourrait de ce point de vue représenter une des solutions les moins coûteuses.

compagnie d'Etat et les échanges d'actifs, ne suivent pas la logique de l'approche concurrentielle défendue par l'UE. En effet, elles permettent l'accès aux ressources par le biais de relations bilatérales entre compagnies gazières ou pétrolières avec le support, voire l'implication des Etats. Cette politique de réciprocité (Belyi 2009), mise en œuvre par la Russie avec certains Etats européens (Allemagne, Italie, France, voire Grande-Bretagne), est en contradiction totale avec le multilatéralisme promu par l'UE et porté par la Charte de l'énergie.

Enfin, troisième élément important de cette structuration, si Gazprom est mis en concurrence sur son marché intérieur, à l'inverse il est peu envisageable aux yeux des autorités que sur le marché de l'UE il puisse l'être avec d'autres acteurs russes. Gazprom devrait maintenir son monopole d'exportation afin de ne pas contribuer à la baisse des prix sur les marchés spot européens et ne pas éroder le profit de monopole de la Russie sur ses exportations gazières (Tarr 2010).

Tableau 3: Les conflits de valeur entre l'UE et la Russie

UE	Russie
Objectif: assurer la sécurité de l'offre	Objectif: assurer la sécurité de la demande
<u>Moyens</u>	<u>Moyens</u>
<ul style="list-style-type: none"> - Accès aux ressources en hydrocarbures des pays producteurs au travers d'un cadre d'investissement multilatéral - Concurrence et marché unique de l'UE (diversification de l'offre, marchés spot...) 	<ul style="list-style-type: none"> - Intégration verticale sur les marchés européens - Contrats de long terme (TOP)
<u>Système de gouvernance</u>	<u>Système de gouvernance</u>
<ul style="list-style-type: none"> - Système concurrentiel et <i>Rule of Law</i> - Système d'investissement multilatéral - Exportation des <i>acquis communautaires</i> - Régulations (3^e paquet énergie) notamment en matière d'investissements des pays tiers 	<ul style="list-style-type: none"> - Echanges d'actifs - Relations bilatérales - Compagnies d'Etat assorties d'une concurrence en interne mais du maintien du monopole sur les exportations gazières - Contrôle de l'Etat sur l'accès aux ressources en hydrocarbures

* * *

La libéralisation des industries gazières de l'UE a profondément déstabilisé les relations contractuelles qu'elles avaient jusque-là nouées avec les principaux fournisseurs de l'Union et ce dans un contexte de dépendance croissante vis-à-vis des importations gazières. L'UE est incontestablement à la recherche d'un nouveau modèle gazier définissant les conditions d'un fonctionnement intérieur basé sur des marchés de gros concurrentiels avec des relations contractuelles stabilisées avec les fournisseurs extérieurs. Celles-ci sont les conditions de sa sécurité gazière. De ce point de vue, il est peu vraisemblable que l'UE puisse gérer ces relations par les règles et les normes produites par les deux directives gazières et le 3^e paquet énergie. Ces dernières sont en contradiction avec l'environnement institutionnel de quelques uns de ses principaux (et durables) fournisseurs historiques, au premier rang desquels la Russie. Le modèle institutionnel et économique de l'UE en matière gazière s'avère

difficilement transposable à ce pays. 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.

Bibliographie

Ahrend, R. & Tompson, W. (2004). *Russia's gas sector: The endless wait for reform?* OECD Economics Department Working Papers, n° 402.

Ascari, S. (2011). *An American model for the EU gas market?* . Florence : RSCAS, EUI Working Papers, n° 2011/39

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), 117–127.

Boussena, S. & Locatelli, C. (2011). *La sécurité, question clé des relations gazières entre l'UE et la Russie*. Grenoble : LEPII-EDDEN, Working papers, n° 6.

Boussena, S. (1999). New European gas market: gas strategies of other present and potential suppliers, communication at: 1999 International Conference: *The role of Russian and CIS Countries in Deregulated Energy Markets*. Moscow International Energy Club ; Centre de Géopolitique des Matières Premières-Université Paris Dauphine, Paris, 6-7 December.

Cameron, F. (2010). The politics of EU-Russia energy relations, In Talus, K. & Fratini, P., (eds), *EU-Russia Energy Relations* (pp. 25–38). Brussels: Euroconfidential.

CIEP (2011). *CIEP vision on the Gas Target Model*. Clingendael: Netherlands Institute of International Relations, Clingendael International Energy Programme.

Clastres, C., Locatelli, C. (2012). *Libéralisation et sécurité énergétique dans l'Union européenne. Succès et questions*. Grenoble : LEPII-EDDEN, Working papers, n° 15.

Clingendael International Energy Programme, (2008). *The Geopolitics of EU Gas Supply : The role of LNG in the EU Gas Market*. The Hague: CIEP.

Creti, A. & Villeneuve, B. (2004). Long term contracts and take or pay clauses in natural gas markets. *Energy Studies Review*, 13(1), 75–94.

Criqui, P., Mima, S. & Locatelli, C. (2010). The future of energy in Europe and the climate-security nexus: insights from the SECURE scenarios. Communication at: *SECURE (EU) Regional Stakeholders meeting*, Moscow, July 2.

Crocker, K.J. & Masten, S.E. (1991). Pretia ex Machina? Prices and Process in Long-Term Contracts. *Journal of Law and Economics*, 34(1), 69–99.

Dorigoni, S. & Pontoni, F. (2008). *Ownership separation of the gas transportation network: theory and practice*. IEFÉ, Bocconi University, Working papers, n° 9.

Eikeland, O. (2007). Downstream natural gas in Europe - High hopes dashed for upstream oil and gas companies. *Energy Policy*, 35(1), 227–237.

European Commission (2011). *On security of energy supply and international cooperation – “The EU energy policy: engaging with partners beyond our borders*. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM (2011) 539 final, Brussels.

European Commission (2010). *Energy 2020: A strategy for competitive, sustainable and secure energy*. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM (2010) 1346, Brussels.

Finon, D. (2008). Why would oil-indexation in gas contracts survive in Europe? [en ligne] *EU Energy Policy Blog*, 29 June <<http://www.energypolicyblog.com/2008/06/29/why-would-oil-indexation-in-gas-contracts-survive-in-europe>> [consulté le 26/06/2012]

Frisch, M. (2010). *Current European gas pricing problems: solutions based on price review and price re-opener provisions*. International energy law and policy research paper series, n° 3.

Frontier Economics (2011). *Target model for the European natural gas market* [en ligne]. Report prepared for GDF Suez Branche infrastructures. <<http://www.frontier-economics.com/library/publications/frontier%20report%20-%20target%20model%20for%20the%20european%20natural%20gas%20market.pdf>> [consulté le 26/06/2012]

Goldberg, S. (2009). The impact of the Third Energy Package on European security of supply (pp. 133-154) in Roggenkamp, M. & Hammer M., (eds), *European law report VI*. Cambridge : Intersentia.

Haghighi, S. (2007). *Energy security: the external legal relations of the European Union with major oil- and gas-supplying countries*. Oxford: Hart.

Hansen, J-P & Percebois, J. (2010) *Energie: Economie et politiques*. Brussels: De Boeck.

Hauteclouque de, A. & Glachant, JM. (2011). Long-term contracts and competition policy in European energy markets (pp. 201–232) in Glachant, JM., Finon, D., de Hauteclouque, A. (eds). *Competition, Contracts and Electricity Markets: A new perspective*. Edward Elgar.

Heather, P. (2012). *Continental European Gas Hubs: Are they fit for purpose?*, Oxford Institute for Energy Studies, NG 63.

Henderson, J. (2011). *Domestic gas prices in Russia: towards export netback?*, Oxford Institute for Energy Studies, NG 57.

Hirschhausen von, C. & Neumann, A. (2008). Long-Term Contracts and Asset Specificity Revisited: An Empirical Analysis of Producer-Importer Relations in the Natural Gas Industry. *Review of Industrial Organization*, 32(2), 131–143.

Hopner, M. (2005). Epilogue to “Explaining institutional complementarity”: What have we learnt? Complementarity, coherence and institutional change. *Socio Economic Review*, (3).

Hubbard, G. & Weiner, R. (1991). Efficient contracting and market power: evidence from the U.S. natural gas industry. *Journal of Law and Economics*, 34(1), 25–65.

Hubbard, G. & Weiner, R. (1986). Regulation and Long term Contracting in US Natural Gas Markets. *Journal of Industrial Economics*, 35(1), 47–83.

IEA (2001). *Towards a sustainable energy future*. Paris: International Energy Agency.

Kindleberger, C. (1986). International Public Goods without International Government. *American Economic Review*, 76(1), 1–13.

Konoplyanik, A. (2010). *Evolution of gas pricing in continental Europe. Modernization of indexation formulas versus gas to gas competition*, CEPMLP Working Research papers, n° 2010/01.

Konoplyanik, A. (2005). Russian Gas to Europe: From long term contracts, on border trade and destination clauses to...? *Journal of Energy & Natural Resources Law*, 23(3), 282–307.

Kruyt, B., Van Vuuren, D., de Vries, H. & Groenenberg, H. (2009) Indicators for energy security. *Energy Policy*, 37(6), 2166–2181.

Komlev, S. (2012). *Are Oil linked Contracts a Thing of the Past?* Flame Conference, Amsterdam, April 19.

Locatelli, C., Rossiaud, S. (2011)..Russia's Gas and Oil Policy : the Emerging Organizational and Institutional Framework for Regulating Access to Hydrocarbon Resources. *IAEE Energy Forum*, 1st Quarter, 23–26.

Locatelli, C. (2008). Gazprom's export strategies under the institutional constraint of the Russian gas market. *OPEC Energy Review*, XXXII(3), 246–264.

Mansson, A., Johansson, B., Nilsson, L.J. (2012). *Methodologies for Characterising and Valuing Energy Security – a short critical review*. 9^e International Conference on the European Energy Market, Florence School of Regulation, 9-12 May 2012.

Masten, S. E. & Crocker, K.J. (1985). Efficient adaptation in long-term contracts: take-or-pay provisions for natural gas, *American Economic Review*, 75(5), 1083–1093.

McGowan, F. (2007). Can the European Union's market liberalism ensure security in a time of "Economic nationalism"? *Journal of Contemporary European Research*, 4(2), 90–106.

Mulherin, J. (1986). Complexity in long-term contracts: an analysis of natural gas contractual provisions. *Journal of Law, Economics, and Organization*, 2(2), 105–117.

Nicita, A. & Pagano, U. (2004) Law and economics in retrospect (en ligne], *Siena memos and papers on law and economics*, n° 23/04, Universita di Siena <http://www.unisi.it/lawandeconomics/simple/023_Pagano.pdf> [consulté le 26/06/2012].

North, D. (2005). "Institutions and the performance of economies over time", in Ménard, C. & Shirley, M. (eds). *Handbook of new institutional economics*, Dordrecht: Springer.

Nyssens, H., Cultretra C. & Schnichels, D. (2004). The territorial restrictions case in the gas sector: a state of play, *Competition Policy Newsletter*, (1), 48–51.

Nyssens, H. & Osborne, L., (2005). Profit splitting mechanism in a liberalised gas market: the devil lies in the detail, *Competition Policy Newsletter*, (1), 25–29.

Padgett, S. (2011). Energy Co-operation in the Wider Europe: Institutionalizing Interdependence. *Journal of Common Market Studies*, 49(5), 1065–1087.

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*, CEPS Policy Briefing, n° 116.

Rossiaud, S. & Locatelli, C. (2009). The obstacles in the way of stabilising the Russian oil model. *Post Communist Economies*, 21(4), 425–438.

Sovacool, B. & Mukherjee, I. (2011). Conceptualizing and measuring energy security: A synthesized approach. *Energy*, 36(8), 5343–5355.

- Stern, J. (2007). *Is there a rationale for the continuing link to oil product prices in continental European long-term gas contracts?* Oxford Institute for Energy Studies, NG 19.
- Stern, J. (2009). *Continental European long-term gas contracts: is a transition away from oil product-linked pricing inevitable and imminent?* Oxford Institute for Energy Studies, NG 34.
- Stern, J. & Rogers, H. (2011). *The transition in hub-based gas pricing in continental Europe*. Oxford Institute for Energy Studies, NG 49.
- Talus, K. (2011). Long-term natural gas contracts and antitrust law in the European Union and the United States. *Journal of World Energy Law and Business*, 4(3), 260–315.
- Talus, K. (2007). Long term agreements and security of supply-between law and politics. *European Law Review*, 32(4), 535–547.
- Tarr, D. (2010). *Export restraints on Russian natural gas and raw timber: what are the economic impacts?* World Bank Policy Research working papers, n° WPS 5195.
- Tonjes, C. & De Jong, J. (2007). *Perspectives on security of supply in European natural gas markets*. CIEP Working Paper.
- Vazquez, M., Hallack, M. & Glachant, JM. (2012). Building Gas markets: US versus EU, market versus market model, *EUI Working Papers*, n° 10.
- Wåktare, E. (2007). Territorial restrictions and profit sharing mechanisms in the gas sector: the Algerian case. *Competition Policy Newsletter*, (3), 19–21.
- Wälde, T. (2008). Renegotiating acquired rights in the oil and gas industries: Industry and political cycles meet the rule of law. *Journal of World Energy Law & Business*, 1(1), 55–97.
- Willems, A., Sul, J. & Benizri, Y. (2010). Unbundling as a Defence Mechanism Against Russia: Is the EU Missing the Point? (pp. 227–244) in: Talus, K. & Fratini, P., (eds), *EU-Russia energy relations*, Brussels: Euroconfidential.
- Williamson, O. (1985) *The economic institutions of capitalism: firms, markets, relational contracting*. New York: Free Press.
- Winzer, C. (2011). *Conceptualizing Energy Security*. Cambridge Working Paper in Economics, 1151.

