



**Université de Strasbourg
Ecole nationale d'administration**

**Master « Administration publique »
Parcours « Administration publique générale »**

**Les défis géopolitiques de la construction du marché
intérieur du gaz en Europe :**

Vers un nouveau modèle de régulation

**Sous la direction de
Jean-Philippe Kovar
Directeur, Adjoint au directeur de la formation, ENA**

**soutenu par
Marino Auffant
CIL Promotion Jean Zay (2012-2013)
le 23 septembre 2013**

**Jury composé de :
Gabriel Eckert, président
Jean-Philippe Kovar, directeur de mémoire
Fabrice Larat, membre du jury**

Remerciements

Je voudrais d'abord remercier M. Philippe Kovar pour son suivi au cours de l'élaboration de ce mémoire, et pour toute l'aide et le temps qu'il m'a dédiés.

Je remercie aussi M. Gabriel Eckert pour l'organisation de ce master, et pour tout l'apprentissage qu'il nous a fourni.

Je voudrais ensuite remercier M. Benoît Esnault pour m'avoir fait découvrir le monde du gaz, sa régulation et ses grandes problématiques lors de mon stage Europe à la Commission de régulation de l'énergie.

Je remercie aussi mes collègues de la CRE, Mme. Marie-Claire Aoun, Mme. Carole Mathieu et M. François Léveillé, pour m'avoir patiemment expliqué de nombreux sujets de très haut niveau de technicité sur la régulation de gaz.

Je remercie aussi Mme. Frédérique Berrod, qui m'a très bien orienté dans mes recherches documentaires.

Enfin, je remercie toutes les personnes qui ont accepté de me recevoir et de me dédier une partie de leur temps.

Sommaire

Introduction	4
I...Les contraintes internes du marché intérieur du gaz : une production en déclin et des infrastructures insuffisantes	15
a. Une Europe de plus en plus dépendante sur ses importations de gaz	16
b. Le gaz de schiste : clé d'une nouvelle indépendance gazière européenne ? 18	
c. Des besoins supplémentaires d'investissements en infrastructures	22
II. Les défis de l'Europe face à la géopolitique du gaz : Gazprom, Nabucco, et le gaz naturel liquéfié.....	27
a. Gazprom et la Russie : des géants fragiles mais incontournables ?	28
i. L'absence d'une position européenne commune face à Gazprom.....	28
ii. Un déclin de la production gazière russe nécessitant de grands investissements	30
iii. La fragilité financière de Gazprom : un vrai risque pour l'Europe	35
b. La Mer Caspienne et le Corridor Sud : échecs de la diplomatie énergétique européenne.....	44
i. L'Azerbaïdjan, pièce clé de la diversification des sources de gaz en Europe ?.....	44
ii. Le Turkménistan et la concurrence asiatique dans les marchés de gaz de l'Asie centrale.....	51
c. Le marché mondial du gaz naturel liquéfié face au manque de compétitivité-prix de l'Europe	60
III...Quelle régulation pour le marché intérieur du gaz ? L'intégration d'une vision géopolitique dans le Gas Target Model	65
a. Les grands risques du Gas Target Model.....	65
b. La nécessité d'un modèle du marché intérieur qui intègre les contraintes géopolitiques externes à l'Europe	71
Conclusion.....	77
Bibliographie	84
Résumé.....	94
Mots clés	95

Introduction

Le secteur énergétique est un socle incontournable de l'économie mondiale contemporaine. Les énergies fossiles—charbon, pétrole, gaz—alimentent les réseaux de transport internationaux qui ont rendu possible la mondialisation des échanges. L'électricité est devenue un bien essentiel, permettant le fonctionnement des foyer, bureaux, usines et moyens de transports. Le gaz naturel voit son utilisation évoluer : utilisé pour le chauffage et l'industrie lourde, il est de plus en plus utilisé pour la production électrique. L'Agence internationale de l'énergie a même annoncé le début d'un « âge d'or » du gaz en 2011. Au cours du XXe siècle, la consommation énergétique mondiale s'est multipliée par 18 pour atteindre les 9 milliards de tonnes d'équivalent pétrole, pour une population mondiale multipliée par 5,6 ; ainsi, l'intensité énergétique du PIB mondial s'est fortement accrue au cours du siècle dernier.¹ Les dépenses mondiales en énergie atteindraient environ 5 trillions de dollars par an, soit environ 8% du PIB mondial.² En effet, une relation complexe lie énergie et PIB : avec le capital et le travail, elle peut être considérée un facteur de production qui fait tourner les roues de l'économie mondiale.

Avec la montée en puissance des sources d'énergie fossiles, concentrées spatialement sur un nombre limité de régions à échelle mondiale, les échanges de sources d'énergie primaires sont à leur tour un moteur de la mondialisation économique. Pour cette raison, tout choc important au système énergétique mondial—choc pétrolier, cataclysme naturel—a un fort impact potentiel sur l'économie globale. Des études macro et microéconomiques sur l'intensité énergétique du PIB et l'élasticité énergie-PIB viennent alimenter des débats de politique économique, sécurité et diplomatie : comment un Etat peut-il se protéger d'un choc pétrolier ? Quelle

¹ Chevalier, Jean-Marie. *Les grandes batailles de l'énergie*. Editions Gallimard, 2004. p. 20

² "A Primer on Energy and the Economy: Energy's Large Share of the Economy Requires Caution in Determining Policies That Affect It," The Institute for Energy Research.
<http://www.instituteforenergyresearch.org/2010/02/16/a-primer-on-energy-and-the-economy-energys-large-share-of-the-economy-requires-caution-in-determining-policies-that-affect-it/>

place doit-il donner au nucléaire? Comment diversifier ses sources d'importation de gaz, pétrole et uranium ?

L'énergie se trouve ainsi au croisement entre l'économie, la géopolitique, la finance et la technologie, et elle se voit de plus en plus cadrée par du droit international, européen et national. La régulation de l'énergie, développée d'abord dans les pays anglo-saxons, est entrée au cœur de la politique européenne et du marché intérieur. Les autorités de régulation européennes doivent trouver des compromis entre une multitude d'acteurs et intérêts pour assurer la continuité de la distribution d'électricité et de gaz au consommateur à un prix juste, tout en permettant aux entreprises énergétiques de se rémunérer et de continuer à investir. Dans un moment où de nombreux débats sur les relations avec la Russie, l'exploitation du gaz de schiste, la sortie du nucléaire, la spéculation sur les prix des matières premières et le soutien aux énergies renouvelables sont de véritables questions d'actualité, l'Europe cherche des postures unifiées en termes de politique énergétique. Cependant, de nombreux défis restent à surmonter pour mettre en place une stratégie énergétique européenne cohérente.

Une stratégie énergétique européenne aux contradictions nombreuses

La communication adoptée le 10 novembre 2010 par la Commission européenne intitulée « Energie 2020 : stratégie pour une énergie compétitive, durable et sûre »³ établit une stratégie énergétique commune pour l'Europe reposant sur trois piliers : la libéralisation des marchés européens de l'électricité et du gaz, le développement durable et la sécurité énergétique. Depuis un angle théorique, cette stratégie devrait aboutir sur des marchés énergétiques liquides et fortement concurrentiels, intégrant au maximum des sources d'énergie renouvelables, et avec des moyens d'approvisionnement diversifiés, stables et financièrement abordables. La concurrence dans des marchés libéralisés conduirait à une baisse des prix pour les consommateurs, la protection environnementale garantirait une croissance verte pour les

³ Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions du 10 novembre 2010 intitulée « Énergie 2020 Stratégie pour une énergie compétitive, durable et sûre » [COM(2010) 639 final – Non publié au Journal officiel].

génération futures, et la sécurité d'approvisionnement assurerait la continuité de la fourniture de l'électricité et du gaz aux consommateurs.

Cependant, une deuxième lecture de cette stratégie révèle les nombreuses contradictions inhérentes à ces trois objectifs. D'abord, la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz prioriserait la formation des prix par les mécanismes de l'offre et de la demande, mais la production d'énergie à partir de sources renouvelables nécessite d'importantes subventions publiques qui vont à l'encontre de ces mécanismes de marché. Ensuite, les sources d'énergie renouvelables—solaire, éolienne, hydraulique—sont intermittentes et dépendent de phénomènes naturels variables et non contrôlables par l'homme ; elles sont donc moins sûres que les sources traditionnelles d'énergie—pétrole, gaz, charbon, nucléaire. Enfin, la recherche d'une liquidité absolue à court-terme des marchés de l'électricité et du gaz peut venir à l'encontre des nécessités à long-terme de la sécurité énergétique : investissements dans des gisements gaziers et pétroliers au sein de pays producteurs, visibilité à long-terme du financement des infrastructures, et stabilité à long-terme des flux de matières premières vers le marché européen.

La libéralisation des marchés européens de l'électricité et du gaz a vu des avancées rapides au cours des dernières décennies. Les directives européennes du premier paquet énergie sur le marché intérieur de l'électricité (96/92/CE)⁴ et du gaz (98/30/CE)⁵ ont démarré la libéralisation de ces deux marchés. Ensuite, un deuxième paquet énergie⁶ adopté en 2003 a signalé l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz. Enfin, le

⁴ Directive 96/92/CE du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

⁵ Directive 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 22 juin 1998 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

⁶ Règlement (CE) n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité; Directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (abrogeant la directive 96/92/CE); Directive 2003/55/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel (abrogeant la directive 98/30/CE).

troisième paquet énergie,⁷ adopté par le Conseil de l'Union européenne en 2009, a institué des règles pour les marchés de l'électricité et du gaz renforçant leur caractère concurrentiel : séparation des gestionnaires des réseaux et des fournisseurs d'électricité et de gaz, renforcement du rôle des agences de régulation de l'énergie européennes, et institution d'une Agence pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), qui surveille l'intégralité des marchés intérieurs de l'électricité et du gaz.

Par contre, les efforts européens visant la sécurité énergétique, et particulièrement la sécurité d'approvisionnement en gaz, n'ont pas vu un pareil aboutissement. Bien que les crises gazières entre la Russie et l'Ukraine de 2005-2006 et 2008-2009 aient révélé aux différents Etats membres européens leur vulnérabilité par rapport à des chocs d'approvisionnement en gaz, et particulièrement leur dépendance au gaz russe, la réponse à ces crises a divisé plutôt qu'uni les gouvernements européens. Ainsi, tandis que la Pologne, la Bulgarie et les pays baltes cherchent à diversifier leurs sources d'approvisionnements énergétiques en se distanciant de la Russie, l'Allemagne s'est reliée encore davantage au réseau russe par la construction du gazoduc Nord Stream. Tandis que l'Autriche, la Hongrie et l'Italie se disputaient la route par laquelle passerait un nouveau gazoduc liant l'Europe à la mer caspienne, le projet d'un gazoduc « Nabucco » au sud-est de l'Europe semble avoir échoué. L'absence d'une diplomatie commune à l'Europe mettrait en péril la sécurité énergétique européenne, plus particulièrement par rapport à l'approvisionnement en gaz.

Ce manque de diplomatie européenne commune par rapport au gaz reflète la forte hétérogénéité des marchés gaziers nationaux que le processus de libéralisation cherche à unir. Certains Etats, tels que le Royaume-Uni et les Pays-Bas, sont producteurs de gaz : ils cherchent davantage la libéralisation

⁷ Règlement (CE) n° 713/2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie; Règlement (CE) n° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité (abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003) ; Règlement (CE) n° 715/2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel (abrogeant le règlement (CE) n° 1775/2005) ; Directive 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (abrogeant la directive 2003/54/CE) ; Directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel (abrogeant la directive 2003/55/CE).

de leurs marchés. D'autres Etats, tels que la Bulgarie et les pays baltes, dépendent presque à 100% de gaz russe, et cherchent plutôt à assurer leur approvisionnement gazier. Enfin, la France, dont la production de gaz est aujourd'hui presque négligeable, a réussi à diversifier ses sources d'approvisionnement, en combinant du gaz russe, norvégien, hollandais, et algérien, mais aussi du Qatar, de l'Egypte et d'ailleurs. Comment créer un marché intérieur européen du gaz lorsque les réalités des marchés nationaux sont aussi divergentes ? Et plus particulièrement, comment peut-on réconcilier la création d'un marché gazier concurrentiel et liquide avec les risques et défis géopolitiques et diplomatiques pesant sur l'approvisionnement européen en gaz ?

Le « Gas Target Model » : un pari risqué pour la régulation européenne du gaz ?

Les modèles de régulation du marché du gaz avancés par un conseil consultatif européen, le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER), renforcent ces questionnements. Le Forum de la régulation européenne du gaz tenu à Madrid le 23 mars 2012 a approuvé le « Gas Target Model »⁸ proposé par le CEER en tant que modèle de régulation souhaitable pour le marché intérieur du gaz. Celui-ci propose la mise en place d'un marché basé sur des « hubs », ou bourses virtuelles de gaz, où une grande quantité de vendeurs et acheteurs de gaz se réuniraient pour régler leurs échanges en gaz sur le court terme. Ainsi, le prix du gaz serait fixé sur chaque hub par les mécanismes du marché, et à long-terme, les échanges entre hubs transnationaux (« hub-to-hub trading ») permettraient la convergence vers un seul prix européen du gaz et la création d'un véritable marché unique. Selon Walter Boltz, Vice-Président du Conseil de Régulateurs de l'ACER, la création du marché intérieur du gaz avance à un pas ralenti par rapport à celui de l'électricité, beaucoup plus liquide et plus basé sur le court terme ; une régulation du gaz basée sur le modèle électrique serait donc désirable, et le « Gas Target Model » mènerait dans cette direction.

⁸ Beckman, Karel. "It's finally coming: The great European gas market transformation," *The European Energy Review*, 5 avril 2012.
<http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=3631>

Cependant, le « Gas Target Model » contient une série d'implications qui pourraient entrer en contradiction avec certaines nécessités de la sécurité énergétique européenne. Historiquement, le gaz était vendu aux fournisseurs par les producteurs dans le cadre de contrats bilatéraux de long-terme, indexés sur le prix du pétrole, et avec une « clause de destination » fixant la destination finale du gaz. Celui-ci était acheminé par des gazoducs gérés par des grands monopoles énergétiques nationaux. La prééminence des échanges gaziers de court-terme sur des bourses virtuelles viendrait à l'encontre de ce modèle bilatéral, au prix indexé, et basé sur le long-terme. Cependant, les compagnies productrices de gaz ont compté depuis des décennies sur la visibilité financière offerte par les contrats à long-terme pour investir sur l'exploitation des grands gisements gaziers. Le souci de créer un marché européen du gaz dynamique sur le court-terme poserait-il un risque pour les pays producteurs ? Ce risque pèserait-il sur l'approvisionnement en gaz du marché européen ? Ceci n'est que le premier d'une série de préoccupations soulevés par le Gas Target Model, qui formeront le cœur de notre étude.

La nécessité de confronter les modèles théoriques de régulation économique du gaz à la réalité géostratégique européenne

Ce mémoire cherche à répondre ces questions en confrontant les modèles économiques théoriques de la régulation du gaz à la réalité géostratégique européenne, pour ainsi proposer un cadre de régulation et de libéralisation qui tienne véritablement en compte les contraintes internes et externes du marché intérieur du gaz. Nous chercherons ainsi à démontrer les nombreux risques qui pourraient s'avérer si l'Europe ne réussit pas à concilier les objectifs de libéralisation et de sécurité dans sa stratégie énergétique. Par contre, si un équilibre dynamique et adéquat est trouvé entre libéralisation et sécurité, la continuité de ce service public d'intérêt général ne serait pas mise en péril par les conflits d'intérêt entre innombrables acteurs économiques et politiques publics et privés.

A cette fin, nous explorerons d'abord les contraintes internes du marché intérieur du gaz : la chute de la production de gaz en Europe, l'état des débats sur le gaz de schiste, la difficulté à interconnecter les marchés

nationaux pour faire converger les prix en intensifiant la concurrence. Nous voudrions alors comprendre comment fonctionne le marché domestique européen, quels sont les limitations à sa production domestique, et quel est l'état réel d'intégration de ses infrastructures.

Dans un second temps, nous examinerons les contraintes externes pesant sur le marché européen du gaz : les évolutions et risques liés à la production de gaz en Russie, les difficultés à mettre en place un corridor sud liant l'Europe à la Mer Caspienne, et l'évolution du marché mondial du GNL face à la production de gaz de schiste aux Etats-Unis et à la hausse de la demande asiatique.

Enfin, nous opposerons ces réalités géostratégiques européennes au « Gas Target Model » et à ses implications tant que formulées par l'ACER et la Commission européenne. Nous examinerons d'abord si le modèle du « hub-to-hub trading » tient face aux nombreuses contraintes internes et externes du marché européen du gaz. Ensuite, nous réviserons le Gas Target Model pour le mettre en cohérence avec les impératifs de la sécurité d'approvisionnement européenne en gaz.

Données introductives : Généralités sur le fonctionnement des marchés de gaz

Avant de démarrer cette analyse, il est tout de moins nécessaire de donner un aperçu général du fonctionnement des marchés mondiaux et européens de l'énergie et du gaz en particulier : le marché du gaz s'articule sur une chaîne de valeur qui part de la production, passe par le transport et le stockage, et débouche sur la distribution du gaz en consommateur final. Vu que les différents mécanismes du marché gazier se basent sur cette chaîne, elle constitue le fondement de notre étude.

De plus, le prix du gaz a un mode de formation particulier et en pleine évolution ; les coûts d'exploitation des gisements, les investissements en infrastructure, l'évolution des prix des matières premières, des modes de transport du gaz, et des situations de monopole affectent directement le prix du gaz aux différents stades de sa chaîne de valeur. Il est donc essentiel de comprendre les dynamiques microéconomiques du secteur gazier pour effectuer une analyse adéquate de ce marché.

Ensuite, les utilisations du gaz sont en évolution, et le gaz est de plus en plus utilisé pour la production électrique au sein de centrales à cycle combiné de gaz. Quelle est donc la nature de la relation liant gaz et électricité ?

Finalement, il faut évaluer l'état d'ouverture à la concurrence du marché du gaz en Europe, et l'impact et limites des directives et règlements européens sur ces marchés. Celle-ci sera la base réglementaire et juridique de notre analyse.

- La chaîne de valeur du gaz :

Le gaz naturel est produit dans un nombre restreint de gisements à échelle planétaire, les plus importants étant en Russie, en Iran, au Qatar, et en Turkménistan. Suite à sa production par une entreprise, généralement un grand groupe national, il est acheminé vers un marché par deux biais différents, soit par des gazoducs de transports, soit par cargo sous forme de gaz naturel liquéfié. Les gazoducs de transport fixent des trajets immobiles pour le gaz, et font l'objet de grands projets d'investissement dont la construction dure des années, et l'amortissement des décennies. A cette fin, les producteurs ont historiquement mis en place des contrats d'approvisionnement à long-terme avec leurs clients, répartissant les risques entre producteurs et acheteurs. Vu que le gaz était historiquement considéré un substitut du pétrole, son prix était indexé à celui du pétrole dans ces contrats à long-terme. De plus, ces contrats comportaient des clauses de destination finale, ne permettant pas au gaz vendu d'être détourné vers d'autres consommateurs. Dans chaque pays, une ou des entreprises, les gestionnaires de réseau de transport, gèrent et investissent sur les gazoducs.

En contraste, le transport de GNL, plus récent, peut se baser tant sur des contrats que sur des marchés de spot. En fait, vu que les cargos ne sont physiquement liés à aucune route particulière, ils peuvent se diriger vers le marché le plus commercialement attractif et profitable. Le gaz est liquéfié dans des terminaux méthaniers portuaires, placé sur des cargos, et ensuite regazéifié dans les terminaux méthaniers des pays acheteurs.

Vu que la consommation de gaz suit des variations saisonnières, dues surtout à son utilisation pour le chauffage, le gaz voit un pic dans sa

consommation en hiver, et un creux en été. Ainsi, le stockage est un élément clé de la chaîne de valeur du gaz. Trois formes de stockage permettent de moduler le transport du gaz par rapport à sa demande : le stockage souterrain de long-terme dans des nappes aquifères, le stockage de moyen-terme dans des cavités salines, et le stockage de court-terme sous forme liquide dans des conteneurs de GNL.

Enfin, le gaz passe du réseau de transport, d'échelle nationale, au réseau de distribution, d'échelle locale, pour être distribué au consommateur final : usager domestique ou industriel.

- La formation du prix du gaz :

Le terme « prix du gaz » est revêtu d'ambiguïté : il peut désigner tant son prix de gros, au moment de son achat au producteur ou son rachat dans un marché ou hub, que le prix de détail payé par le consommateur final. Au cours de notre analyse, parlerons surtout du prix de gros. Celui-ci dépend d'un certain nombre de facteurs : historiquement, il était indexé au prix du pétrole dans des contrats à long-terme, et n'avait pas une évolution propre. Cependant, avec l'essor du transport de gaz sous forme de GNL, et la diversification des utilisations du gaz, une divergence s'est établie entre des prix de gaz indexés au pétrole et des prix de gaz de marché ou de spot. En effet, vu qu'un cargo transportant du GNL n'est pas nécessairement attaché à une route particulière, un marché mondial de GNL s'est mis en place où le gaz se dirige vers le marché où il soit le plus cher ; l'entrée du GNL a créé un écart le prix moyen du gaz dans chaque marché et le prix historique indexé au pétrole. Le GNL a stimulé l'essor des bourses gazières ou hubs, des différents prix régionaux de gaz se sont créés dans le monde, particulièrement un prix américain, aujourd'hui très bas, un prix européen moyen, et un prix asiatique très élevé. L'essor des bourses de gaz a aussi donné naissance à des instruments financiers permettant aux acheteurs de gaz de s'assurer contre des variations futures du prix du gaz, mais aussi pouvant entraîner des comportements spéculatifs de la part des « traders » de gaz.

Le prix de gros ne représente qu'une partie du prix de détail payé par le consommateur. L'utilisation des réseaux de transport, de stockage et de

distribution par le fournisseur de gaz au consommateur est soumise à des régimes tarifaires, dont les coûts sont finalement transmis au consommateur final. Ainsi, en France, le consommateur a le choix entre un tarif réglementé et un tarif de marché pour le gaz, et ceux-ci agrègent les tarifs d'utilisation des réseaux par le fournisseur, le coût du stockage, et le tarif de fourniture permettant au fournisseur de couvrir ses coûts et réaliser un profit. Tout investissement dans les réseaux se traduira par une hausse du prix de détail pour le consommateur, puisque le gestionnaire de réseau devra recouvrir ses coûts d'investissement à partir du tarif d'utilisation du réseau, qui lui est payé par les fournisseurs, qui passent alors ces coûts au consommateur.

- Le gaz et la production électrique :

Mis à part son utilisation pour le chauffage, le transport, et l'industrie lourde, le gaz est de plus en plus utilisé pour la génération électrique, particulièrement dans des centrales à cycle combiné de gaz. Ces centrales jouent un rôle important dans l'introduction des énergies renouvelables aux bouquets énergétiques des pays européens. En fait, les énergies renouvelables solaire et éolienne sont intermittentes, et varient rapidement selon les conditions météorologiques. Vu l'impossibilité de stocker de l'électricité, il faut avoir une source d'énergie rapidement modulable pour s'adapter aux variations de la production électrique par des sources renouvelables intermittentes. Tandis que les centrales nucléaires peuvent prendre des semaines pour changer leur niveau de production, les centrales à cycle combiné de gaz peuvent varier leur niveau de production très rapidement et s'adapter aux variations des énergies intermittentes. Ainsi, l'essor des énergies renouvelables implique une production plus intense d'électricité dans des centrales à gaz ; le gaz est ainsi devenue la source de production énergétique marginale dans un grand nombre de marchés mondiaux dont la France. Les centrales à charbon sont en concurrence avec les centrales à gaz pour cette fonction, mais elles sont deux fois plus polluantes que les centrales à gaz ; ainsi, tout effort européen de développement durable par la limitation des émissions de carbone impliquerait une limitation de la production électrique dans des centrales à charbon.

- Les réglementations européennes du gaz :

Enfin, il convient d'expliquer les principales dispositions du troisième paquet énergétique, qui conforment la base juridique de notre étude. Le troisième paquet a imposé la séparation des activités de fourniture, de transport et de distribution de gaz dans les réseaux, soit par la création de filiales indépendantes des grands groupes nationaux historiques, soit par la séparation patrimoniale totale des activités de fourniture, transport et distribution. Ainsi, en France, GDF Suez a créé sa filiale GRTGaz pour le transport de gaz, et GrDF pour la distribution de gaz. Au Sud-Ouest, Total a créé sa filiale TIGF pour le transport de gaz. Cette séparation des activités de fourniture et transport a été imposée pour introduire la concurrence dans les réseaux et empêcher des comportements où les opérateurs historiques privilégieraient leur fourniture de gaz par rapport à d'autres concurrents potentiels.

Pour renforcer ce processus de libéralisation des marchés énergétiques, le troisième paquet a aussi créé l'Agence pour la coopération des régulateurs de l'énergie ou ACER. L'ACER, en coopération avec ENTSO-G, le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz, a été donné pour mission l'élaboration des règles techniques du marché intérieur de gaz, visant à fixer des mécanismes d'allocation de capacité dans les gazoducs de transport, une harmonisation des pratiques tarifaires européennes, à assurer l'interopérabilité des réseaux, l'équilibrage de l'offre et la demande, et des mécanismes de gestion des congestions. Ces Codes de réseau sont ensuite soumis à l'approbation de la Commission européenne par la procédure de comitologie.

Enfin, il existe un autre organe consultatif et informel des régulateurs européens de l'énergie, le Conseil des régulateurs européens de l'énergie ou CEER, qui réalise des études et des consultations informelles visant à réfléchir sur des des orientations pour le développement futur de la régulation européenne du gaz. C'est le CEER qui a élaboré le Gas Target Model que nous étudierons au cours de ce mémoire.

Ainsi, nous avons exploré les principales caractéristiques des marchés mondial et européen du gaz, pour ainsi démarrer notre étude.

I. Les contraintes internes du marché intérieur du gaz : une production en déclin et des infrastructures insuffisantes

Les Etats membres de l'Union européenne sont collectivement le plus grand importateur de gaz au monde, en important le 64% de leur gaz de l'étranger.⁹ Vu que l'Europe importe un tiers de son gaz de la Russie, un tiers de la Norvège, et le reste de pays tels que l'Algérie (14%), le Qatar (10%), le Nigéria (3%) et la Lybie (2%), la hausse de la demande mondiale de gaz, et particulièrement celle des pays émergents tels que la Chine et l'Inde, met l'Europe en concurrence avec ces nouveaux grands acteurs pour son approvisionnement gazier. La sécurité d'approvisionnement européenne dépend d'un grand nombre de facteurs, internes et externes à l'Europe. Parmi les facteurs internes contribuant à la sécurité énergétique européenne, on compte l'évolution de la demande et de la production domestiques européennes et le développement des grandes infrastructures et réseaux transeuropéens, particulièrement des gazoducs et interconnexions entre les marchés régionaux et nationaux européens.

Quelle évolution pouvons-nous espérer de ces différents facteurs ? D'abord, nous étudierons l'évolution et les perspectives de la demande de gaz européenne face à sa production domestique, pour comprendre si la dépendance européenne envers ses fournisseurs énergétiques étrangers aurait tendance à s'accroître. Ensuite, nous analyserons la place du gaz de schiste dans ce débat : le gaz non-conventionnel est-il un « El Dorado » à exploiter pour sortir l'Europe de sa dépendance envers des sources étrangères ? Et finalement, nous chercherons à comprendre l'état physique actuel du marché intérieur du gaz : jusqu'à quel point les marchés nationaux sont-ils interconnectés et interdépendants ? Est-ce que l'idée d'un marché unique du gaz se traduit sur les faits par des flux physiques de gaz liant des marchés historiques très distincts ?

⁹ Ratner, Michael. "Europe's Energy Security: Options and Challenges to Natural Gas Supply Diversification," Congressional Research Service Report for Congress, 20 août 2013. P. 6.

a. Une Europe de plus en plus dépendante sur ses importations de gaz

Suite à l'accident nucléaire de Fukushima de 2011, l'Agence Internationale de l'Energie a déclaré le début d'un nouvel « Age d'or du gaz ». En effet, la fermeture de centrales nucléaires japonaises, le projet de fermeture de centrales nucléaires allemandes à l'horizon 2020, et la découverte de gaz de schiste aux Etats-Unis ont totalement changé la consommation mondiale de gaz : le départ du nucléaire nécessite de nouvelles sources de production électrique, et les centrales à cycle combiné de gaz sont devenues des sources préférentielles d'électricité tant au Japon qu'en Europe ; de plus, les Etats-Unis deviennent un exportateur net de gaz, et font augmenter l'offre mondial de cette ressource.¹⁰ Aujourd'hui, la consommation mondiale de gaz augmente au rythme de 1,7% par an, et dans certains scénarios pourrait dépasser les 2% par an.¹¹ En effet, la consommation de gaz en 2011 a augmenté 21,5% en Chine, 11,6% au Japon, et 10,3% au Canada ; cependant, elle a chuté de 10% en Europe sur la même période, à l'exception de la Turquie où elle a augmenté de 17%.¹² L'Europe ne suit donc pas la tendance mondiale où la demande en gaz est en forte croissance.

Quelles seraient les raisons d'une telle évolution de la demande européenne en gaz ? D'abord, il faut noter les effets de la crise économique sur la demande européenne en gaz et en électricité (dont le 23% est produit à partir de gaz).¹³ Cependant, la reprise de la croissance en Europe devrait stimuler une hausse de la demande énergétique européenne. Ensuite, les grandes subventions versées aux énergies renouvelables en Europe

¹⁰ Badida, Josef. "A Golden Age of Natural Gas in Europe?" *The Journal of Energy Security*, 17 avril 2013.

http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&id=440:a-golden-age-of-natural-gas-in-europe&catid=135:issue-content&Itemid=419

¹¹ Oswald, Kurt. "The Future of European Gas Supply." AT Kearney, Issue Papers and Perspectives, décembre 2011. http://www.atkearney.com/paper/-/asset_publisher/dVxv4Hz2h8bS/content/the-future-of-the-european-gas-supply/10192

¹² Badida.

¹³ Idem., et Electricity production by fuel (ENER 027) – Assessment published Apr 2012. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/electricity-production-by-fuel-1/electricity-production-by-fuel-assessment-3>

stimulent la production éolienne et solaire par rapport aux autres sources, en venant donc à l'encontre des prévisions attendues pour la croissance de la production dans des centrales à cycle combiné de gaz.¹⁴ De plus, la crise a donné lieu à un surplus de titres d'émissions en CO₂ ; ceci, combiné à une chute du prix européen du charbon, a privilégié la production électrique par du charbon par rapport au gaz, dont le prix a augmenté. Cependant, ces facteurs sont conjoncturels plutôt que structurels : la grande tendance européenne dans la consommation du gaz pointe vers une croissance dans les années à venir. En effet, les subventions à la production électrique éolienne et solaire ne peuvent pas être tenues indéfiniment, et les centrales à charbon produisent deux fois plus de CO₂ que les centrales à cycle combiné de gaz.¹⁵ La reprise de la croissance économique européenne devrait contraindre le marché des titres de CO₂, et rendre plus chère la production d'électricité à base de charbon ; de plus, les centrales à cycle combiné de gaz modulent de la façon la plus optimale les variations de la production d'électricité par les sources éolienne et solaire, et une production électrique plus « verte » en Europe devrait être accompagnée par l'utilisation de plus de centrales à gaz. Par conséquent, une reprise de la croissance de la demande européenne en gaz serait prévisible pour les années 2013-2014, et elle pourrait être estimée de l'ordre de 0,4% par an.¹⁶ D'autres scénarios prévoient une hausse de la consommation européenne de gaz de 43% à l'horizon 2030.¹⁷

Face à cette croissance espérée de la demande de gaz en Europe, il faut aussi noter que la production domestique européenne est dans une phase de déclin. Les deux principaux producteurs européens de gaz : le Royaume-Uni et les Pays-Bas, voient leur production chuter. Si le Royaume-Uni produisait la totalité de son gaz en 2000, il est devenu un importateur net de gaz en 2004 ; aujourd'hui, le Royaume-Uni ne produit que la moitié de son

¹⁴ Badida.

¹⁵ Idem.

¹⁶ Oswald.

¹⁷ Eurogas. "Long-term Outlook to 2030."

<http://www.eurogas.org/uploaded/Eurogas%20long%20term%20outlook%20to%202030%20-%20final.pdf>

gaz.¹⁸ Pour une consommation de gaz de l'ordre de 510 Gm³,¹⁹ l'Europe verra sa production domestique chuter de l'ordre de 100 Gm³ à l'horizon 2020, et verra donc ses importations de gaz s'accroître de 27% sur la période 2011-2020, de 327 à 413 Gm³. Il est donc possible de prévoir que l'Europe deviendra bien plus dépendante sur ses importations de gaz à l'horizon 2020, et qu'elle devra faire des choix géopolitiques et économiques importants face à ses pays fournisseurs et ses modes d'approvisionnement en gaz, par gazoduc ou GNL. De plus, le fait que des Etats membres historiquement producteurs de gaz deviennent des importateurs nets rend d'autant plus nécessaire l'interconnexion des marchés nationaux européens, où des routes de fourniture de gaz devront être renforcées ou créées ; par exemple, l'interconnexion liant le Royaume-Uni à la Belgique et aux Pays-Bas devra bien assurer la bidirectionnalité des flux de gaz et l'approvisionnement du Royaume-Uni en temps de haute consommation, ce qui n'était pas un scénario commun lorsque ce pays produisait la totalité de son gaz.²⁰

Cependant, un facteur pourrait venir bouleverser ces prévisions de la dépendance croissante de l'Europe face à ses importations de gaz : il s'agit de l'exploitation du gaz de schiste, qui a permis aux Etats-Unis de devenir autosuffisants dans leur production de gaz et de devenir un grand exportateur potentiel de gaz au niveau mondial. L'Europe pourrait-elle emprunter la même voie?

b. Le gaz de schiste : clé d'une nouvelle indépendance gazière européenne ?

Si les gisements historiques de gaz en Europe sont dans une phase de déclin de production, il existerait néanmoins des gisements « non-conventionnels » très importants en Europe : les gisements de gaz de schiste, contenu dans des roches en profondeur, et exploités par la fracturation de ces roches à travers des techniques controversées telles que la fracturation hydraulique. Selon l'Agence de l'information sur l'énergie des Etats-Unis, les

¹⁸ Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem). "Gas Security of Supply Report," Ofgem Report to Government. <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/40204/gas-sos-report.pdf>

¹⁹ Gm³ = milliards de mètres cubes.

²⁰ Ofgem. "Gas Security of Supply Report."

réserves européennes techniquement exploitables de gaz de schiste pourraient atteindre les 18 tcm,²¹ et pourraient satisfaire la demande européenne pendant 25 ans au niveau actuel de consommation.²² En fait, l'Europe pourrait détenir le 10% des réserves de gaz de schiste mondiales.²³ Les plus grandes réserves estimées de gaz de schiste se situeraient en France (environ 3,8 tcm) et en Pologne (1,9 tcm), mais aussi en Allemagne, Espagne, au Royaume-Uni, en Bulgarie et en Roumanie.²⁴

L'exploitation du gaz de schiste est l'objet de fortes préoccupations environnementales. Parmi les critiques citées, nous pouvons compter les énormes quantités d'eau utilisées pour leur exploitation (l'équivalent de 4 piscines olympiques par puits), le risque de pollution des nappes phréatiques et des rivières, et l'utilisation non-transparente d'additifs chimiques.²⁵ Ces préoccupations ont été confirmées avec la contamination de puits d'eau potable lors de l'exploitation de certains gisements aux Etats-Unis.²⁶ Cependant, les partisans de l'exploitation du gaz de schiste citent un grand nombre d'arguments en faveur : la génération d'un grand nombre d'emplois (600 000 aux Etats-Unis entre 2010 et 2013), la baisse du prix du gaz (devenu trois à quatre fois moins cher aux Etats-Unis qu'en Europe), donc le soutien à la compétitivité industrielle, et finalement, la baisse de la dépendance de l'Europe, voire son indépendance énergétique, par rapport à la Russie et ses autres pays fournisseurs.

²¹ tcm = trillions de mètres cubes.

²² Ratner, p. 28.

²³ Scott, Mark. "Europe struggles in shale gas race," *The New York Times*, 24 avril 2013. http://www.nytimes.com/2013/04/25/business/energy-environment/europe-faces-challenges-in-effort-to-embrace-shale-gas.html?_r=1&

²⁴ Shale Gas Europe. "Security of Gas Supply." <http://www.shalegas-europe.eu/en/index.php/resources/benefits-of-gas/security-of-gas-supply>

²⁵ Carceller, Juliette. "Gaz de schiste: les vrais enjeux," *Les Echos*, 14 août 2013. <http://www.lesechos.fr/entreprises-secteurs/energie-environnement/dossier/0202391226050-gaz-de-schiste-miracle-economique-ou-desastre-annonce-516245.php>

²⁶ "Gaz de schiste: l'exploitation contaminerait bien l'eau potable," *Les Echos*, 24 juin 2013. <http://www.lesechos.fr/entreprises-secteurs/energie-environnement/dossier/0202391226050/0202854721440-gaz-de-schiste-l-exploitation-contaminerait-bien-l-eau-potable-579832.php>

Ce débat donne lieu à une forte opposition politique et civique face à l'exploitation du gaz de schiste dans des pays tels que la France, les Pays-Bas et la Bulgarie. En France, son exploration et exploitation par la méthode de fracturation hydraulique est interdite par une loi de 2011. Le Président François Hollande a rejeté en septembre 2012 sept demandes d'exploitation de gisements de gaz de schiste,²⁷ et il a affirmé le 14 juillet 2013 qu'il n'y aurait pas d'exploitation de tels gisements durant son mandat dû à des préoccupations environnementales.²⁸ Vu que tant qu'une technologie alternative à la fracturation hydraulique ne soit développée, le gouvernement français ne semble pas être en position d'autoriser l'exploitation de gaz de schiste, le gouvernement de Jean-Marc Ayrault place l'emphase sur la nécessité d'investir dans la recherche de nouvelles méthodes techniques d'exploitation de gisements gaziers non conventionnels.²⁹ Cette position française est en cohérence avec un rapport commissionné par la Direction générale Action climat de la Commission européenne, remettant en cause l'exploitation du gaz de schiste en exposant les risques liés à la fracturation hydraulique.³⁰ De même, la production exploratoire de gaz de schiste a été arrêtée pendant un an au Royaume-Uni suite à ce qu'elle ait donné lieu à de légers tremblements de terre en 2011 à Blackpool, en Angleterre.³¹ En Roumanie, la levée d'un moratoire contre la fracturation hydraulique et le début de l'exploration de deux gisements par Chevron ont donné lieu à de nombreuses manifestations et mobilisations sociales.³² Dans la plupart des Etats européens, l'exploitation du gaz de schiste fait donc l'objet d'un blocage surtout politique.

²⁷ Carceller.

²⁸ "François Hollande : 'Il n'y aura pas d'exploitation de gaz de schiste en France,'" *France 24*, 14 juillet 2013. <http://www.france24.com/fr/20130714-francois-hollande-il-ny-aura-pas-exploration-gaz-schiste-france-ecologie-environnement>

²⁹ Carceller.

³⁰ AEA. "Climate impact of potential shale gas production in the EU," Rapport pour la Commission Européenne DG CLIMA, 30 juillet 2012. ec.europa.eu/clima/policies/eccp/docs/120815_final_report_en.pdf

³¹ Scott.

³² Lawrence, Daina. "Eastern Europe seeks shale gas 'Revolution,'" *The Globe and Mail*, 14 août 2013. <http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/breakthrough/eastern-europe-seeks-shale-gas-revolution/article13738672/>

Ce n'est que le gouvernement polonais qui a décidément mis les préoccupations environnementales de côté pour explorer tout son potentiel de production de gaz de schiste et faire face à sa dépendance gazière envers la Russie, en cherchant ainsi à devenir une « nouvelle Norvège. »³³ Cependant les gisements polonais, initialement prévus comme les plus importants d'Europe, se sont révélés de dimensions décevantes, et leur exploitation techniquement beaucoup plus difficile et coûteuse qu'attendu. En effet, le coût d'exploitation d'un gisement de gaz de schiste en Europe est aujourd'hui deux fois supérieur à celui d'un gisement américain.³⁴ C'est ainsi que, bien que 40 gisements aient déjà été explorés en Pologne, plus que dans le reste d'Europe, aucun n'a produit du gaz à un coût commercialement viable ; de nombreuses compagnies, telles ExxonMobil, ont déjà quitté le territoire polonais, déçues par les perspectives d'exploitation dans son territoire.³⁵ Mais des blocages politiques s'ajoutent aussi à ces difficultés techniques, et le principal lobby des producteurs gaziers polonais accuse le gouvernement de mettre en place en cadre de régulation inadapté à l'exploitation du gaz de schiste : le gouvernement est accusé de vouloir garder la main tant sur les décisions que sur les profits des gisements, avec des taxes pouvant atteindre les 40% des profits des opérateurs des gisements de gaz de schiste, des longues attentes dans l'attribution des permis d'exploitation, et un manque de transparence dans l'attribution des concessions de production. De plus, le gouvernement a proposé la création d'une entreprise publique, NOKE, qui devrait prendre une part de l'exploitation de tous les gisements polonais, mais sans aucune expérience dans l'exploitation de gisements non-conventionnels.³⁶

Par conséquent, la Pologne ne semble pas être la « nouvelle Norvège, » ni encore moins le « nouveau Texas. » Les perspectives d'exploitation de gaz de schiste en Europe sont à ce point très pessimistes : avec une densité de population plus forte, les gisements européens sont plus

³³ Scott.

³⁴ Idem.

³⁵ "Shale Gaz in Poland: Mad and messy regulation," *The Economist*, 10 juillet 2013. <http://www.economist.com/blogs/easternapproaches/2013/07/shale-gas-poland>

³⁶ Idem.

proches des grands centres urbains (par exemple, dans le bassin parisien) ; leur exploitation est techniquement plus difficile et coûteuse qu'aux Etats-Unis ; les volumes des réserves se sont révélés plutôt décevants ; et enfin, des blocages politiques interdisent l'exploration des gisements dans un grand nombre de pays dont la France, et la rendent plus difficiles dans ceux qui décident de lancer ces activités, comme dans le cas polonais. Cet exemple révèle clairement comment les objectifs de sécurité d'approvisionnement et de développement durable de la stratégie européenne Energie 2020 entrent en contradiction dans le contexte de l'exploitation de gisements de gaz non-conventionnels, et pour le moment, les préoccupations environnementales semblent s'être imposées sur la promotion de la production domestique de gaz en Europe. Par conséquent, il est possible de prévoir que la dépendance européenne face à ses importations de gaz continuera à s'accroître, au moins qu'une révolution technologique permette une exploitation plus sûre et moins coûteuse des réserves européennes de gaz de schiste.

c. Des besoins supplémentaires d'investissements en infrastructures

Vu que la production européenne de gaz continuera à chuter, tandis que la demande de gaz devrait augmenter avec le retour de la croissance et la fin de la crise économique, la mise en place d'un marché intérieur du gaz efficace doit passer par la construction d'infrastructures adaptées à ces nouvelles réalités du gaz en Europe. Cependant, vu que les procédures d'investissement dans un marché de plus en plus libéralisé se déclenchent généralement par un signal-prix, la chute de la demande européenne de gaz en temps de crise a donné un signal-prix négatif, ne signalant pas le besoin d'investir sur les infrastructures, et rendant plus difficile le financement des grands projets d'investissement que l'Europe nécessite pour un flux physique de gaz efficient, dirigeant le gaz aux points de plus haute consommation. Cependant, la Commission européenne estime que les Etats membres devront investir entre 70 et 90 milliards d'euros en infrastructures gazières à l'horizon 2020, particulièrement pour assurer la sécurité d'approvisionnement

du marché intérieur.³⁷ De tels investissements ne sont pas nécessairement déclenchés par les mécanismes du marché, mais certains suivent plutôt des considérations géopolitiques : la Commission estime que seulement la moitié de ces investissements seraient pris en charge par le marché.³⁸ L'Union européenne a donc dédié 50 milliards d'euros au financement de projets d'investissement en infrastructures de réseau trans-européennes « d'intérêt commun, » dont l'énergie,³⁹ mais seulement une part limitée de ces fonds iraient aux réseaux gaziers.

Cependant, les défis auxquels fait face l'Europe en termes d'infrastructures démontrent comment la mise en place d'un marché intérieur unique du gaz n'est pas encore une réalité sur le terrain. En fait, les Etats de l'Europe orientale ont hérité une infrastructure de l'époque communiste avec des réseaux unidirectionnels, ne leur permettant que d'importer du gaz de l'est venant de la Russie.⁴⁰ Ainsi, la Bulgarie et la Pologne obtiennent la totalité de leur gaz de la Russie. Pour sortir de cette dépendance d'une source unique de gaz, ces Etats doivent mettre en place des infrastructures permettant des flux de gaz bidirectionnels,⁴¹ permettant par exemple à la Pologne de s'approvisionner en gaz allemand en case de crise.

Mais d'autres aspects techniques affectent aussi les flux physiques dans les pays d'Europe occidentale. En fait, la qualité du gaz varie selon sa valeur calorifique, entre une qualité basse (« L ») et une qualité haute (« H »), et chaque réseau national ou régional a été construit pour opérer avec une qualité de gaz spécifique. Ainsi, les Pays-Bas distribuent du gaz de valeur calorifique basse « L », et la Belgique, l'Allemagne, la France et le Luxembourg distribuent du gaz de catégories « L » et « H » sur deux réseaux

³⁷ Badida.

³⁸ Communication de la Commission européenne COM/2010/0677 final du 17 novembre 2010, "Priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà - Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré."

³⁹ "Connecting Europe Facility: Commission adopts plan for €50 billion boost to European networks," Communiqué de presse de la Commission européenne, 19 octobre 2011.

⁴⁰ Communication de la Commission européenne COM/2010/0677 final, et "Shale Gaz in Poland: Mad and messy regulation," *The Economist*, 10 juillet 2013.

⁴¹ Communication de la Commission européenne COM/2010/0677 final.

séparés. Par exemple, au Nord-Pas-de-Calais, historiquement lié aux réseaux gaziers belges et hollandais, le gaz distribué est largement de catégorie « L », tandis que dans le reste de la France le gaz distribué est généralement de catégorie « H ». La mise en place de flux bidirectionnels dans les gazoducs européens est alors compliquée par la question de la qualité du gaz, puisque des infrastructures doivent être mises en place pour transformer la qualité du gaz et connecter les réseaux « H » et « L ». On pourrait même arriver à la question d'une harmonisation de la qualité du gaz en Europe, vu que le marché intérieur se compose en fait de réseaux nationaux et régionaux gérant du gaz de qualités différentes.⁴² La question de l'odorisation du gaz, qui a lieu selon les Etats membres soit dans les réseaux de transport soit dans les réseaux de distribution, présente un défi similaire pour la mise en cohérence physique du marché intérieur, et pourrait empêcher la bidirectionnalité des flux physiques de gaz, problématique clé pour la sécurité gazière européenne.⁴³

Mais la question des infrastructures n'est pas uniquement une question de sécurité énergétique ; elle est aussi essentielle à la libéralisation du marché européen et à la création d'un marché intérieur efficient. En effet, le « Gas Target Model » vise à la convergence des prix du gaz entre différents pays européens pour ainsi créer des hubs de gaz transnationaux. La convergence des prix implique que le gaz puisse se déplacer physiquement au lieu où il soit le plus valorisé et où sa demande soit la plus forte, sans importer le pays. Ainsi, les interconnexions liant le Royaume-Uni à la Belgique et aux Pays-Bas devrait réagir aux changements de la demande pour diriger le gaz au pays où la demande soit la plus forte, pour ainsi donner lieu à un équilibre où les prix du gaz britannique, belge et hollandais seraient égaux. Cependant, l'autorité de régulation de l'énergie britannique Ofgem a noté que dans de nombreuses reprises, le gaz n'a pas réagi aux signaux de prix dans

⁴² Williams, Terry. "European Gas Interchangeability."

<http://www.igu.org/html/wgc2009/papers/docs/wgcFinal00086.pdf>

⁴³ "Odorisation and Interoperability," Marcogaz, Technical Association of the European Natural Gas Industry.

http://www.marcogaz.org/index.php/component/docman/doc_download/1308-gi-od-12-03d129-odorisation-and-interoperability-final-document-09-10-2012?Itemid=135

ces interconnexions, et il a été importé lorsqu'il aurait dû être exporté et vice-versa, donnant lieu à des inefficiences et posant un risque sur la convergence des prix du gaz au Nord de l'Europe.⁴⁴ Par conséquent, davantage d'investissements seraient nécessaires sur les interconnexions avec le Royaume-Uni pour créer un véritable hub gazier nord-européen.

Mais à l'intérieur d'un même marché national, des divergences de prix entre différentes zones de transport de gaz peuvent exister. Ceci est le cas de la France, où le marché du gaz est *de facto* divisé en deux. En fait, la France est divisée en 3 « zones de marché du gaz », chacune avec son hub et son prix de gaz propre : le PEG Nord recouvrant la moitié nord de la France, le PEG Sud recouvrant la moitié sud à l'exception du sud-ouest, et le PEG TIGF, au sud-ouest, autour du gisement historique mais aujourd'hui pratiquement épuisé de Lacq. Tout d'abord, les réseaux de transport de gaz des PEG Nord et Sud sont gérés par GRT Gaz, filiale de GDF Suez, tandis que le PEG TIGF est géré par une filiale de Total. La rivalité entre Total et GDF Suez au Sud de la France rend difficile la fusion des zones du PEG Sud et du PEG TIGF, et donc l'union du marché gazier français en une zone unique et avec un seul prix. Ensuite, les prix du gaz du PEG Nord et du PEG Sud montrent des divergences constantes : le PEG Nord est bien relié au marché nord-européen et voit son prix converger avec ceux de la Belgique, des Pays-Bas, de l'Allemagne et du Royaume-Uni. Le PEG Sud, par contre, est déconnecté du réseau nord-européen, lié à l'Espagne, et est plus dépendant sur des importations de GNL, aux prix plus élevés.⁴⁵ Vu que l'offre de gaz au PEG Sud est souvent insuffisante pour répondre à des fortes hausses de la demande, du gaz doit être apporté au PEG Sud depuis le PEG Nord ; cependant, les interconnexions entre les PEG Nord et Sud ne sont pas suffisantes, et des congestions y sont récurrentes, ce qui exerce une pression vers la hausse sur le prix du gaz au PEG Sud. De plus, le prix du gaz espagnol étant plus élevé que le français, le PEG Sud voit son gaz se diriger

⁴⁴ Ofgem. "Open letter: Call for evidence on the use of Gas Interconnectors on Great Britain's borders and on possible barriers to trade." 1er octobre 2012. <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/59290/120928interconnectoropen-letter-final.pdf>

⁴⁵ "Price Divergence at PEG Sud," *Timera Energy*, 22 juillet 2013. <http://www.timera-energy.com/continental-gas/price-divergence-at-peg-sud/>

vers l'Espagne, avec une pression supplémentaire vers la hausse sur le prix du gaz au PEG Sud. Ainsi, le prix du gaz au PEG Sud peut-être jusqu'à 20% supérieur au prix du PEG Nord.⁴⁶

Cet exemple démontre les contraintes physiques qui empêchent la création d'un marché intérieur du gaz fluide et efficace : en effet, même certains marchés nationaux, tels que la France, n'ont pas encore réussi à se consolider et à trouver un prix unique. Des investissements supplémentaires sont nécessaires tant pour assurer la sécurité de certains marchés, soit pour créer les flux de gaz nécessaires à l'union des différents marchés régionaux et nationaux en un marché unique. Cependant, les effets de la crise ont ralenti ces processus d'investissement, et placent une contrainte supplémentaire sur la création d'un marché intérieur du gaz en Europe.

Nous avons ainsi vu comment le marché européen du gaz est contraint par une production domestique en déclin, un fort blocage politique et technique face à l'exploitation du gaz de schiste, et des infrastructures insuffisantes dont la crise ne fait qu'empêcher davantage le financement des investissements. Tant au niveau de la production domestique qu'au niveau du transport, le marché intérieur du gaz est très contraint par des réalités physiques, techniques et économiques complexes. Comment interagit-il avec ses sources d'approvisionnement externes ? Exercent-elles des pressions mettant en danger la sécurité énergétique européenne ?

⁴⁶ Idem.

II. Les défis de l'Europe face à la géopolitique du gaz : Gazprom, Nabucco, et le gaz naturel liquéfié

Nous avons vu comment l'Europe s'apprête à devenir de plus en plus dépendante sur ses fournisseurs gaziers étrangers. A différence du cas américain, l'exploitation du gaz de schiste ne semble pas être une voie réalisable vers l'indépendance énergétique du continent européen. La sécurité énergétique européenne continuera donc à reposer sur l'acheminement de gaz étranger vers le marché intérieur, soit par gazoduc, soit sous forme de GNL. Dans ce contexte, la Russie, d'où proviennent le 34% des importations européennes de gaz, est un acteur clé de toute stratégie énergétique de l'Europe. Lors des crises gazières entre la Russie et l'Ukraine de 2005-2006 et 2008-2009, des hausses des prix du gaz vendu à l'Ukraine par l'entreprise nationale russe Gazprom ont donné lieu à des conflits tarifaires et politiques entre les gouvernements russes et ukrainiens ; la coupure des flux de gaz russe vers l'Ukraine, en grande partie destinés vers l'Europe centrale et orientale, ont provoqué des crises d'approvisionnement pour certains gouvernements européens. Dès lors se posent de nombreuses questions sur la sécurité des flux d'approvisionnement en gaz vers l'Europe : une dépendance importante de l'Europe sur la Russie est-elle risquée ? Gazprom est-il le bras armé d'une Russie hostile, ou bien un partenaire stratégique dépendant sur l'Europe pour réaliser ses profits ?

La Commission européenne affirme voir un risque dans la dépendance européenne sur un nombre limité de sources, dont le gaz russe.⁴⁷ La diversification des sources d'approvisionnement en gaz de l'Europe serait la solution préférentielle pour remédier à cette situation de dépendance envers la Russie, d'où la multiplication de certains projets phares liant l'Europe à de nouvelles sources de gaz, tels que le projet du gazoduc « Nabucco » liant l'Europe centrale à l'Azerbaïdjan. Ainsi, la création d'un nouveau « Corridor Sud » énergétique entre l'Europe et les gisements gaziers de la Mer caspienne et du Moyen Orient permettrait à l'Europe de diversifier ses fournisseurs et de minimiser les risques liés à son approvisionnement gazier. De plus, la création de plus de terminaux méthaniers pour importer davantage

⁴⁷ Communication de la Commission européenne COM/2010/0677 final

de GNL de pays tels que le Qatar et le Nigéria, mais aussi des Etats-Unis, seraient une deuxième clé à sa sécurité d'approvisionnement en gaz.

Nous examinerons donc les défis qui se présentent à l'Europe au moment de diversifier ses sources d'approvisionnement en gaz. Tout d'abord, nous chercherons à comprendre si la Russie et Gazprom sont véritablement une menace pour l'Europe, pour ainsi trouver un positionnement optimal de l'Europe par rapport à son premier fournisseur gazier. Ensuite, nous explorerons les possibilités pour la mise en place d'un Corridor Sud gazier : l'Azerbaïdjan et le Turkménistan sont-ils de vraies alternatives à la Russie ? Enfin, nous examinerons la place de l'Europe dans le marché mondial du GNL. L'Europe est-elle compétitive dans ce marché, ou est-ce que celui-ci cache des risques supplémentaires pour le consommateur européen de gaz ?

a. Gazprom et la Russie : des géants fragiles mais incontournables ?

i. L'absence d'une position européenne commune face à Gazprom

Gazprom, entreprise nationale russe de gaz issue de la privatisation du Ministère du Pétrole de l'Union Soviétique, se révèle un acteur essentiel à la sécurité énergétique européenne. En considérant que la Russie compte les plus grandes réserves gazières à niveau mondial, et que le gaz russe représente 34% des importations gazières de l'Union Européenne, la situation financière de Gazprom influe de façon très forte sur les considérations stratégiques européennes. Les relations entre l'Union européenne et la Fédération russe sont complexes du point de vue politique, économique, sécuritaire et diplomatique : si l'Europe dépend sur la Russie pour un tiers de ses importations de gaz, elle est aussi le principal client de Gazprom, qui tire le 60% de son chiffre d'affaires du marché européen.⁴⁸ De même, les différents Etats européens n'ont pas la même dépendance face au gaz russe : si la Pologne, la Bulgarie et les Pays Baltes sont historiquement liés au réseau de gaz russe et tirent jusqu'à 100% de leurs importations de la

⁴⁸ "Commission opens anti-trust case against Gazprom," *EurActiv*, 5 septembre 2012. <http://www.euractiv.com/energy/commission-opens-antitrust-case-news-514613>

Russie,⁴⁹ ceci n'est pas le cas pour les pays d'Europe occidentale. Par conséquent, les Etats européens trouvent difficilement une position commune face à Gazprom.

Le gazoduc Nord Stream liant l'Allemagne à la Russie, et contournant la Pologne et l'Ukraine, révèle ces tensions entre Etats européens. En fait, suite aux crises gazières avec l'Ukraine, les différents pays européens ont eu des réactions différentes par rapport aux implications de cette crise pour leur sécurité énergétique. Ainsi, si les gouvernements polonais et baltes ont réagi en cherchant à diversifier leurs sources de gaz, l'Allemagne a décidé de se relier directement à la Russie par un gazoduc sous-marin contournant la Pologne et les Pays-Baltes, le gazoduc Nord Stream construit par un consortium incluant Gazprom, les entreprises allemandes BASF Winterhshall et E.ON Ruhrgas, l'hollandaise NV Nederlandse Gasunie, et GDF Suez. Ainsi, les pays d'Europe occidentale ont cherché à minimiser les risques d'une nouvelle crise d'approvisionnement en cas de conflit entre la Russie et ses voisins non pas en diversifiant leurs sources, mais en contournant des pays de transit jugés risqués.⁵⁰ Ainsi, ces gouvernements nationaux percevraient un risque non pas dans la dépendance au gaz russe en tant que telle, mais sur le transit du gaz par des zones à haute instabilité politique potentielle. De même, la Russie a eu intérêt à protéger sa part de marché en Europe occidentale face au risque d'une diversification des importations de gaz allemandes à son détriment.

Mais la réaction des autorités polonaises face à ce projet est encore plus révélatrice des divisions européennes par rapport à l'importation de gaz russe. En 2006, le Ministre de la Défense polonais a réagi à la proposition du projet Nord Stream en le comparant au pacte Molotov-Ribbentrop de 1939, lorsque l'Allemagne Nazie et l'Union Soviétique ont préparé leur division de la

⁴⁹ Bulgaria Country Gas Profile, Energy Delta Institute.
<http://www.energydelta.org/mainmenu/energy-knowledge/country-gas-profiles/bulgaria#t57396>

⁵⁰ "Nord Stream Gas Pipeline (NSGP), Russia-Germany," *hydrocarbons-technology.com*. <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/negp/>

Pologne.⁵¹ Le gouvernement polonais contestait le projet Nord Stream en affirmant qu'il ne suivait aucune logique économique, puisqu'il aurait été beaucoup moins coûteux de construire un gazoduc terrestre passant par les pays baltes et la Pologne. Au contraire, le projet Nord Stream faisait reposer un risque supplémentaire sur la Pologne et les Pays Baltes, qui pourraient voir des coupures dans leur flux de gaz tandis que l'approvisionnement en gaz russe des pays d'Europe occidentale se poursuivrait par ce nouveau gazoduc sous-marin. Ainsi, la Russie aurait un plus fort pouvoir de coercitif par rapport à la Pologne et aux autres pays de l'Est dans les négociations gazières.⁵² Cependant, l'Allemagne a ignoré ces préoccupations, et les importations de gaz russe par le gazoduc Nord Stream ont démarré en novembre 2012. On note ainsi que deux attitudes par rapport à la sécurité d'approvisionnement et la Russie s'opposent parmi les Etats membres européens : l'une considère qu'il faut se distancer de la Russie à tout prix et chercher de nouvelles sources de gaz, tandis que l'autre vise à apaiser les relations avec la Russie pour assurer la continuité des flux d'importation de gaz. Mais l'Allemagne aurait-elle tort de se lier encore plus au fournisseur du 39% de son gaz ?⁵³

ii. Un déclin de la production gazière russe nécessitant de grands investissements

Même si la Russie détient les réserves de gaz les plus importantes de la planète, sa production est dans une phase de déclin. Après avoir chuté de 549,7 Gm³ en 2008 à 461,5 Gm³ en 2009, la production de gaz par Gazprom ne s'est plus rétablie aux niveaux précédents. Elle n'a remonté que de 508,6

⁵¹ "Nord Stream 'a waste of money,' says Poland," *Euractiv*, 11 janvier 2010. <http://www.euractiv.com/energy/nord-stream-waste-money-poland/article-188727>

⁵² Petersen, Alexandros. "The Molotov-Ribbentrop Pipeline," *The Wall Street Journal*, 9 novembre 2009. <http://online.wsj.com/article/SB10001424052748703567204574499150087261242.html>

⁵³ Germany Country Gas Profile, Energy Delta Institute. <http://www.energydelta.org/mainmenu/energy-knowledge/interactive-world-gas-map/europe/duitsland>

Gm³ en 2010 à 513,2 Gm³ en 2011.⁵⁴ Gazprom justifie cette chute en production par la baisse de la demande mondiale dans le contexte de la crise financière globale. Cependant, la majorité des gisements gaziers de Gazprom sont actuellement en phase de déclin de production : en fait, la production de gaz en Russie est en chute depuis les années 1990, en ayant été de 642,9 Gm³ en 1991, à comparer à 584,2 en 2000.⁵⁵ En effet, l'AIE projette un déclin dans la production des gisements actuels de Gazprom de 20 Gm³ par an.⁵⁶

Pour mitiger son déclin de production, Gazprom a mis en opération de nouveaux gisements de gaz dans l'ouest sibérien, particulièrement le grand gisement de Zapolyarnoe, tout en intensifiant la production des grands gisements historiques de Yamburg et Urengoi, exploités depuis les années 1970. Cette intensification de la production a nécessité de grands investissements dû à la difficulté d'exploitation de dépôts auparavant non-exploités, tels que les dépôts Valingiens situés à 1700-3200 m de profondeur à Zapolyarnoe pour 15 Gm³/an, et le dépôt de Achimov à 4000 m de profondeur à Urengoi pour 3,5 Gm³/an,⁵⁷ exploité dans une joint-venture avec German Wintershall.⁵⁸

Cependant, l'intensification de la production dans les gisements historiques à production décroissante n'étant pas suffisante pour satisfaire le renouvellement d'une demande croissante européenne et domestique dans l'après-crise, Gazprom doit se tourner vers de nouveaux gisements dans des zones auparavant non-exploitées, dans la péninsule de Yamal et le plateau arctique. Gazprom compare l'importance du développement des gisements de Yamal à celui des gisements de l'ouest sibérien (Urengoi, Yamburg...) dans les années 70. Avec 32 gisements de gaz, pétrole et gaz condensé avec un potentiel de production total de 310 à 360 Gm³ en 2030, Yamal est perçu

⁵⁴ Gazprom Gas and Oil Production.

<http://www.gazprom.com/about/production/extraction/>

⁵⁵ Sönderbergh, Bengt. "European energy security: an analysis of future Russian natural gas production and exports," Université Uppsala, Suède.

⁵⁶ *Energy Policies of IEA Countries, 2006 Review*. OECD – IEA. p. 211

⁵⁷ Zapolyarnoe Field, Gazprom.

<http://www.gazprom.com/about/production/projects/deposits/zm/>

⁵⁸ "Gazprom and Wintershall intend to expand gas production of Achimov deposits of the Urengoy field," BASF, 10 mars 2011.

<http://www.basf.com/group/pressrelease/WH-11-04>

comme un mégaprojet prioritaire pour Gazprom.⁵⁹ En particulier, le gisement de Bovanenkovo, le plus grand de Yamal, avec des réserves de 4,9 trillions de Gm³ et un potentiel de production à long-terme de 115 à 140 Gm³ par an, est le premier à être développé. Il est entré en service en octobre 2012.⁶⁰

L'exploitation de Bovanenkovo nécessite des investissements extraordinaires : le gazoduc Bovanenko-Ukhta, de 2200 km de longueur avec une section sous-marine traversant des mers polaires, reliant Yamal au réseau de transport de gaz national russe, de même qu'une nouvelle voie ferrée de 525km connectant Bovanenko à Obkaya, avec l'inclusion d'un pont de 3,9 km (le plus long du cercle polaire), pour relier Yamal au réseau de chemins de fer et ainsi assurer le transport de cargos et de personnel aux gisements. La construction du gazoduc Bovanenko-Ukhta exige un investissement total de l'ordre de 1 trillion de roubles (989,8 milliards RUB à la valeur de 2008), soit 25 milliards €, sur une durée de 8 ans (2007-2015). Ceci se reflète en un investissement de 110 milliards RUB en 2010 (2,5 milliards €) et de 140 milliards RUB en 2011 (3,4 milliards €).⁶¹ Aujourd'hui, les constructions de la section sous-marine du gazoduc et du pont ferroviaire sont déjà achevées, et la première section du gazoduc a été inaugurée.⁶²

Un deuxième projet prioritaire de Gazprom lié à la production d'hydrocarbures est l'exploitation des gisements sous-marins du plateau arctique, particulièrement dans les mers de Barents, Pechora et Kara. Particulièrement, le gisement de Shtokman dans la mer de Barents est perçu comme le plus prometteur, avec 3,8 trillions Gm³ de gaz en territoire russe et une capacité de production de 71,1 Gm³ par an ; celui-ci est le 10^{ème} gisement de gaz le plus important connu jusqu'à présent.⁶³ La première de trois phases d'exploitation a été entamée avec un partenariat avec Total et

⁵⁹ Yamal Megaprojet, Gazprom.

<http://www.gazprom.com/about/production/projects/mega-yamal/>

⁶⁰ "Gazprom launches Bovanenkovo gas field, Russia," *LNG World News*, 25 octobre 2012. <http://www.lngworldnews.com/gazprom-launches-bovanenkovo-gas-field-russia/>

⁶¹ "Trillion rouble pipeline," *Barents Observer*, 16 mai 2011.

<http://barentsobserver.com/en/articles/trillion-rouble-pipeline>

⁶² "Getting ready for Bovanenkovo launch," *Barents Observer*, 13 mai 2012.

<http://barentsobserver.com/en/energy/getting-ready-bovanenkovo-launch>

⁶³ Shtokman Review. http://www.shtokman.ru/r/10EC543D-2464-428D-8A03-B3ADE33BF5F0/ShtRevEng_0.pdf

Statoil qui a pris la forme de l'entité Shtokman Development AG (actionnariats : Gazprom 51%, Total 25%, Statoil 24%), pour la conception, le développement, la construction, le financement et l'opération de cette phase du projet.⁶⁴

Le développement des ressources gazières de Shtokman présente des enjeux stratégiques importants. D'une part, il serait relié par gazoduc au Nord Stream, pour ainsi soutenir l'approvisionnement en gaz de l'Europe occidentale. D'autre part, il serait relié à un terminal méthanier depuis la péninsule de Kola au bord de la mer de Barents, ce qui permettrait l'exportation de GNL par la Russie en Europe, Amérique et Asie. L'idée du développement de la capacité d'exportation de GNL depuis Shtokman a pris plus de force suite à la crise nucléaire de Fukushima au Japon ; cependant, ceci nécessiterait l'utilisation de tankers brise-glace capables de traverser les mers arctiques jusqu'au Japon, dont la rentabilité serait contestable. De plus, l'exploitation de gaz de schiste aux Etats-Unis remet en question la viabilité d'un projet d'exportation de GNL par la Russie dans des conditions climatiques polaires. Selon le plan original, Shtokman exporterait 50% de sa production sous forme de GNL, et 50% par gazoduc, en étant relié à Nord Stream.⁶⁵

Cependant, le développement de Shtokman présente des défis financiers et techniques sans précédent dans l'histoire de la production gazière russe. La première phase du mégaprojet nécessiterait d'investissements de 15 milliards de dollars, soit 11,4 milliards €. Cependant, ce montant a été réévalué pour atteindre les sommes exorbitantes de 20, puis 30, voire 40 milliards de dollars.⁶⁶ En fait, le gisement a été découvert en 1988, et les efforts d'établir un consortium pour son exploitation ont déjà échoué une fois en 1998. Le consortium Gazprom-Total-Statoil a été la deuxième tentative d'exploitation du projet. Cependant, la décision finale sur le plan d'investissement de Shtokman a été rapportée plus de 7 fois depuis

⁶⁴ Shtokman field, Gazprom.

<http://www.gazprom.com/about/production/projects/deposits/shp/>

⁶⁵ Idem.

⁶⁶ "Gazprom to think technology for new Shtokman partnership," 2b1st consulting. <http://www.2b1stconsulting.com/gazprom-to-think-technology-for-new-shtokman-partnership/>

l'année 2008. La décision a déjà été retardée 2 fois dans le dernier trimestre, en Décembre 2011 et Février 2012. Les obstacles majeurs au projet ont inclus une demande de la part de Statoil et Total d'exonérations et incitations fiscales significatives pour leur activité, sans aucune réponse satisfaisante de la part du gouvernement russe, aussi bien que la non-viabilité commerciale actuelle du projet, dans une situation de basse demande européenne en gaz dû à la crise et avec les évolutions liés à l'exploitation du gaz de schiste aux Etats-Unis.⁶⁷ Par conséquent, Statoil a quitté le consortium d'exploitation de Shtokman et a rendu son actionnariat de 24% du consortium, en laissant Gazprom à la recherche de nouveaux partenaires.⁶⁸

Aujourd'hui, les perspectives d'investissement dans le développement du gisement de Shtokman sont très faibles : Gazprom a décidé d'abandonner temporellement ce projet, et n'y allouera plus de fonds tant qu'elle ne retrouve un contexte d'investissement convenable.⁶⁹ Comment interpréter cette fin abrupte à un projet de grandes ambitions ? L'exemple de Shtokman prouve que Gazprom n'est plus à la mesure d'investir dans un grand nombre de projets sans faire appel à des partenaires étrangers. En effet, bien que Gazprom ait historiquement eu un comportement monopoliste et aurait été très réticent à coopérer avec les grands groupes énergétiques occidentaux, en ne leur permettant pas d'exploiter les gisements russes, ce géant russe s'est vu dans l'impossibilité de mener à lui seul un projet très onéreux de très haute technicité sur son territoire. En plus, l'arrivée d'une concurrence américaine dans la production de GNL a freiné les ambitions de Gazprom de devenir un exportateur de GNL au niveau mondial. Néanmoins, son impossibilité à exploiter gisements tels que Shtokman, surtout dédiés à l'approvisionnement en gaz de l'Europe, pose des questions sur la sécurité énergétique d'une Europe dépendante sur la Russie. Gazprom serait-il un géant fragile ? Cette compagnie est-elle dans une santé financière lui

⁶⁷ "Shtokman exit shows a realistic Gazprom," *The Financial Times*, 29 août 2012. <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/b6c8cf9c-f1f8-11e1-bba3-00144feabdc0.html#axzz2eOprJ8zv>

⁶⁸ "Statoil writes off \$336 mln Shtokman gas investment," *Reuters*, 7 août 2012. <http://www.reuters.com/article/2012/08/07/statoil-shtokman-idUSL6E8J76LB20120807>

⁶⁹ "Shtokman exit shows a realistic Gazprom," *The Financial Times*, 29 août 2012.

permettant d'investir dans des gisements assurant la continuité des flux de gaz vers l'Europe ?

iii. La fragilité financière de Gazprom : un vrai risque pour l'Europe

L'étude des rapports financiers de Gazprom nous révèle une situation plutôt préoccupante vu la nécessité de cette entreprise à investir pour faire face au déclin de sa production. En 2010, Gazprom a déclaré un chiffre d'affaires de 90 786M €, pour un profit net de 19 238M €. ⁷⁰ Ce chiffre d'affaires se révèle bien inférieur à ceux des « super majors » ExxonMobil (227 023M €), BP (231 199M €) et Total (159 269M €), et des entreprises nationales des « BRICs » chinois et brésilien, c'est à dire Petrochina (166 774M €) et Petrobras (112 896M €). Plusieurs raisons peuvent être avancées pour expliquer l'importance moyenne du chiffre d'affaires de Gazprom : tout d'abord, le prix du gaz étant bien inférieur à celui du pétrole, la concentration de Gazprom dans l'industrie gazière génère un chiffre d'affaires moins élevé que celui d'autres grands groupes actifs dans l'industrie pétrolière ; de plus, Gazprom vend son gaz à un prix très bas au marché russe qui compte de 140 millions de personnes dont il a une part de 75%, ⁷¹ tout en vendant du gaz à des prix préférentiels aux états post-soviétiques de la CEI, surtout à l'Ukraine et la Biélorussie. Un coût d'opportunité découle de la vente de gaz au marché domestique russe et non pas au marché européen, où les prix élevés sont indexés au pétrole dans le cadre de contrats à long-terme. En fait, ceci crée une perception de subvention du marché domestique russe par Gazprom au détriment de l'accumulation de profits beaucoup plus élevés dans les marchés étrangers.

Les pertes relatives issues des ventes de gaz dans le marché domestique russe proviennent de différents facteurs. Tout d'abord, la Russie

⁷⁰ Pour ces données et les données suivantes, voir les Rapports Annuels de Gazprom de 2006 à 2011, et les Rapports Financiers de Gazprom de 2006 à 2011. <http://www.gazprom.com/investors/reports/2011/>

⁷¹ "Gazprom expects to keep domestic gas market share at around 75% through 2020," *Platts*, 28 mai 2013. <http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/Moscow/Gazprom-expects-to-keep-domestic-gas-market-share-26972184>

est le deuxième pays consommateur de gaz au monde après les Etats-Unis, mais la distribution domestique du gaz russe est très inefficace : plus de 90% des consommateurs résidentiels et industriels n'ont pas de compteurs de gaz, ce qui pose des problèmes pour le contrôle de la consommation. En effet, on dispose de peu de chiffres fiables sur le paiement du gaz par les consommateurs, et les factures peuvent être réglées de différentes façons, sous forme monétaire, en troc ou par d'autres biais difficiles à quantifier.⁷² Tout ceci s'accompagne d'un prix très bas pour le consommateur russe, qui est plus de 3 fois inférieur au prix moyen du gaz vendu en Europe (58,2 €/Mm³ en Russie, contre 184 €/Mm³ en Europe). De même, le prix du gaz vendu dans la CEI demeure inférieur de 16% à celui du gaz européen.⁷³

Tout de même, on note une tendance à la hausse des prix pratiqués, visant à réduire ces pertes relatives. Le prix domestique du gaz a connu une augmentation progressive, de 32,4 €/Mm³ en 2006 à 58,2 €/Mm³ en 2010, soit une augmentation moyenne de 16,2% par an en euros dans cette période, pour une augmentation totale de 79,6% au cours de ces 5 ans. En roubles, cette augmentation devient d'autant plus importante : le prix domestique est passé de 1125,4 RUB/Mm³ à 2345,5 RUB/Mm³ en 2010, soit une augmentation moyenne de 20,3% par an en roubles pour une augmentation totale de 108,4% en 5 ans.⁷⁴ Ceci représente presque deux fois le taux d'inflation moyenne en Russie dans cette période, de l'ordre de 10,4% par an. De plus, on note la forte augmentation du prix du gaz dans la zone CEI pour converger rapidement avec le prix du gaz vendu en Europe, particulièrement en 2009 (lors de la deuxième crise gazière russo-ukrainienne) et en 2010. Le prix du gaz vendu à la CEI a augmenté de 165,6% entre 2006 et 2010, à un taux moyen de 27,9% par an. Les augmentations de 41,9% en 2008-2009 et de 25,9% en 2009-2010 sont les plus remarquables.⁷⁵ Ces fortes hausses des prix dictées par la Russie ont

⁷² Makarova, Nadejda. "Gazprom: Gas Giant Under Strain," Program on Energy and Sustainable Development at Stanford University, January 2008. http://iis-db.stanford.edu/pubs/22090/WP71_Nadja_Victor_Gazprom_13Jan08.pdf

⁷³ Rapports Annuels de Gazprom, 2006-2011.

⁷⁴ Idem.

⁷⁵ Idem.

fait l'objet de la crise gazière russo-ukrainienne, où l'Ukraine a détourné du gaz tout en s'opposant à payer des tarifs qu'elle jugeait arbitrairement et excessivement élevés. Il faut noter que l'Ukraine est dotée d'infrastructures soviétiques fortement dépendantes en gaz, tout en étant pauvre en ressources gazières. Depuis le démantèlement de l'Union Soviétique, l'Ukraine s'est retrouvée structurellement dépendante du gaz provenant de la Russie, pays envers lequel elle a développé une véritable défiance pour des raisons identitaires et politiques.

Finalement, on note une tendance vers l'utilisation croissante de gaz pour la génération d'électricité : déjà en 2007, 60% de la consommation de gaz en Russie était utilisée pour la génération d'électricité. Cependant, elle était utilisée dans des centrales électriques avec un rendement de 33%, bien inférieur à celui des centrales à cycle combiné modernes.⁷⁶ Depuis, on note une activité croissante de Gazprom dans la production d'électricité, dont les ventes se sont multipliées par 5 entre 2007 et 2010 pour atteindre les 7 376M€. Ceci s'accompagne par l'achat de parts majoritaires par Gazprom dans 4 compagnies de génération électrique russes, y compris OAO Mosenergo, le plus grand producteur d'électricité russe, de même que par la construction accélérée de centrales à cycle combiné de gaz à haute performance.⁷⁷

Si entre 2005 et 2010 on peut noter une croissance générale du chiffre d'affaires de Gazprom, cette évolution masque une très forte irrégularité dans la performance de cette compagnie en termes de ventes. En fait, les deux crises gazières avec l'Ukraine correspondent aux plus faibles taux de croissance du chiffres d'affaires, voire à son évolution négative, dans les périodes 2006-2007 (+10,46%) et 2008-2009 (-17,68%), à comparer aux taux de croissance très élevés des ventes en 2007-2008 (+24,38%) et 2009-2010 (+26,31%). Cette évolution irrégulière est une indication des différents facteurs de risque affectant la performance globale de Gazprom. Tout d'abord, la performance de Gazprom en termes de ventes est très affectée

⁷⁶ Makarova.

⁷⁷ "Gazprom seeks control over Moscow utility," *The New York Times*, 11 septembre 2007.

http://www.nytimes.com/2007/09/11/business/worldbusiness/11iht-gazprom.4.7467716.html?_r=0

par des facteurs géopolitiques, surtout par les relations avec les pays de transit vers l'Europe de l'ex-URSS, à savoir l'Ukraine, la Biélorussie, et aussi la Géorgie. Les relations russo-ukrainiennes sont tendues pour des raisons non seulement énergétiques mais aussi politiques. L'oscillation du leadership politique entre un camp pro-russe et un camp pro-occidental, les tensions identitaires et militaires liées par exemple à la présence militaire russe en Crimée, l'augmentation des tarifs de gaz russe vendu à l'Ukraine, et les manquements de l'Ukraine à ses obligations financières envers Gazprom contribuent à la formation d'un climat d'incertitude dans les relations russo-ukrainiennes. Les relations tendues de la Russie avec l'Ukraine et avec la Biélorussie—allié traditionnel qui cherche à marquer son indépendance de Moscou—expliquent les investissements de Gazprom dans des projets d'ordre stratégique tels que Nord Stream et South Stream. Il faut ajouter le projet Blue Stream, gazoduc sous-marin traversant la Mer Noire pour relier la Russie à la Turquie—deuxième client de Gazprom hors CEI derrière l'Allemagne—dont l'importance stratégique a été renforcée après la guerre russo-géorgienne de 2008.⁷⁸

La performance de Gazprom est également dépendante de l'évolution des demandes gazières européenne et russe. L'économie russe a été très affectée par la crise aux Etats-Unis, surtout dans la période 2008-2010, tandis que le ralentissement économique provoque une forte chute de la demande globale dans l'Union européenne. Ceci expliquerait aussi en partie la différence de l'impact des deux crises russo-ukrainiennes dans l'activité de Gazprom : lors de la première crise en 2007, le chiffre d'affaires a conservé une faible augmentation, tandis qu'en 2009, dans le contexte de la crise de l'euro, il a fortement baissé. Les dirigeants de Gazprom ont relié cette baisse à la double conjoncture de crise diplomatique avec l'Ukraine et de forte chute de la demande européenne. En fait, il faut noter que la valeur des ventes de gaz à l'Europe a diminué de 16,2% de 2008 à 2009. La direction de Gazprom ressent donc un risque lié à sa forte dépendance par rapport au marché européen : bien que Gazprom vende 31% de son gaz en volume à l'Europe et 55% dans son marché domestique, en valeur les ventes en Europe

⁷⁸ "Blue Stream: Gazprom double le débit de gaz vers la Turquie," *RIA Novosti*, 26 août 2010. <http://fr.rian.ru/energetics/20100826/187303855.html>

représentent 51% des revenus de Gazprom contre 28% pour les ventes domestiques.⁷⁹ Cette situation explique le lancement en 2007 de l'Eastern Gas Program visant l'exportation de GNL russe vers l'Asie, pour ainsi assurer la diversification des débouchés du gaz russe hors de l'Europe. Les exportations russes de GNL vers le Japon et la Corée du sud ont démarré en 2009, et le développement des gisements gaziers de l'est de la Sibérie, des îles Sakhalin et de la péninsule de Kamchatka s'est accéléré dans cette même année avec le lancement du projet de GNL Sakhalin III.⁸⁰

Finalement, l'épuisement progressif des réserves de Sibérie occidentale affecte directement la performance de Gazprom. Même si après la crise de 2009 les ventes de Gazprom se sont rétablies aux niveaux de 2008 en valeur, ceci n'est pas le cas en volume. En fait, de 2006 à 2010 on note la chute progressive des volumes de gaz vendus par Gazprom, qui ont diminué de 17% dans cette période pour une diminution moyenne de 4,4% par an,⁸¹ ce qui est bien en accord avec les évaluations de déplétion des gisements gaziers de la Sibérie occidentale, estimées à 4% par an.⁸² En fait, le retour des valeurs de ventes en 2010 aux niveaux pré-crise est dû davantage à l'augmentation des prix du gaz : d'une part, l'augmentation des prix du pétrole entraîne la hausse des prix du gaz vendu à l'Europe à travers de contrats de long terme indexés au pétrole ; d'autre part, le prix domestique du gaz a progressivement augmenté pour compenser la forte baisse des volumes de gaz vendus dans le marché domestique. En fait, bien que le volume de gaz vendu dans le marché domestique ait décliné de 17,1% dans la période 2006-2010, l'augmentation du prix domestique du gaz de 108,4% dans la même période a permis la hausse des valeurs de ventes de gaz dans le marché domestique de 72,7% (en roubles). Enfin, la forte augmentation des prix préférentiels du gaz vendu à la CEI (de 84,7%, en euros) a aussi

⁷⁹ Rapport Annuel de Gazprom, 2011.

⁸⁰ "Gazprom's strategic objectives in East are to supply Russian consumers with natural gas and create center for gas export to Asia-Pacific," Gazprom press release, 18 juin 2013.

<http://www.gazprom.com/press/news/2013/june/article164811/>

⁸¹ Gazprom Reference Figures, 2006-2010.

<http://www.gazprom.com/f/posts/64/119881/gazprom-reference-figures-2006-2010-en.pdf>

⁸² Söderbergh.

permis de compenser une forte baisse du volume de gaz vendu dans cette région (de 30% dans la période 2006-2010).⁸³

Il faut émettre une série d'observations sur la chute de la production gazière de Gazprom. Tout d'abord, cette chute ne peut être enrayerée qu'à travers des investissements dans des gisements de plus en plus difficiles et coûteux à exploiter, à savoir dans la péninsule de Yamal et la Mer de Barents. Ces investissements seraient les plus élevés jamais effectués par Gazprom, d'où un véritable dilemme : faut-il investir dans des projets stratégiques pour assurer une forte présence dans les marchés européens, ou faut-il développer les nouveaux gisements gaziers ? Ensuite, ceci pose des problèmes de sécurité énergétique pour l'Europe. En fait, la vague de froid de l'hiver 2011 a démontré l'incapacité de Gazprom à répondre aux besoins de gaz d'urgence de l'Italie, marché qui n'est pourtant pas fortement dépendant sur Gazprom. Dans ce cadre, Vladimir Poutine a exprimé dans la presse russe le besoin de satisfaire d'abord le marché domestique russe en temps de haute demande plutôt que d'assurer des fournitures incrémentales à l'Europe, dès lors que les contrats soient honorés.⁸⁴ Cependant, ceci pose une nouvelle tension dans les choix stratégiques à effectuer par la direction de Gazprom : en considérant la valeur politique pour le gouvernement russe de l'approvisionnement de la population domestique en gaz à un bas prix, jusqu'à quel point Gazprom peut-elle limiter les ventes profitables à l'étranger pour assurer l'approvisionnement d'un marché domestique relativement subventionné ? Ceci devient d'autant plus important en considérant les vagues de manifestation et de contestation observées lors des dernières élections qui ont permis à Poutine de retourner à la présidence de la Fédération russe. Dans cette conjoncture, la déplétion des réserves gazières russes est à la source de nouveaux dilemmes aux fortes implications pour le marché européen du gaz.

A ceci il faut ajouter une vision de la gestion financière interne de l'entreprise Gazprom, qui nous donnerait davantage d'indications sur la

⁸³ Gazprom Reference Figures, 2006-2010.

⁸⁴ Mehdi, Ahmed. "Putin's Gazprom Problem: How the Kremlin accidentally liberalized Russia's natural gas market," *Foreign Affairs*, 6 mai 2012. <http://www.foreignaffairs.com/articles/137615/ahmed-mehdi/putins-gazprom-problem>

capacité de cette entreprise à investir. En 2010, Gazprom avait accumulé des prêts à long terme auprès des banques à des taux d'intérêt qui se sont élevés jusqu'à 16,85% en roubles et 10,95% en devises étrangères. De même, Gazprom a accumulé des émissions d'obligations à long terme avec des taux d'intérêt s'élevant à 16,7% en roubles et à 10,5% en devises étrangères pour l'année 2010. Les taux exceptionnellement élevés des emprunts en roubles, qui ont atteint 20,2% auprès des banques à court terme en 2009, doivent être mis en relation avec les taux d'inflation élevés des années 2009 et 2010. En fait, l'inflation russe est assez erratique : en 2009 elle a varié de 9,1% à 14% par mois pour une moyenne de 12,1%, et en 2010 elle a varié de 5,5% à 8,8% par mois pour une moyenne de 6,9%. En contraste, les taux d'intérêt élevés des emprunts en devises étrangères révèlent un manque de confiance envers Gazprom au sein du secteur financier et des investisseurs.

Taux d'intérêt	Emprunts auprès des banques							
	Court terme				Long terme			
	Roubles		Devises étrangères		Roubles		Devises étrangères	
	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010
	9,6%	7,6%	5,5%	8,11%	6,25%	5%	3,68%	5%
à	à	à		à	à	à	à	
20,2%	15,5%	12%		16,85%	16,85%	12,5%	10,95%	

Taux d'intérêt	Emissions de dette							
	Court terme				Long terme			
	Roubles		Devises étrangères		Roubles		Devises étrangères	
	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010
	5%	0,3%	6%	6%	6,77%	7%	4,56%	4,56%
à	à	à	à	à	à	à	à	
19,5%	12%	13%	9,8%	16,99%	16,7%	10,5%	10,5%	

En particulier, il ne faut pas ignorer que la part majoritaire de l'état russe dans Gazprom lie étroitement cette compagnie au risque pays associé

à la Russie. La Fédération russe a une note de BBB de la part de Standard & Poor's, et de Baa1 de Moody's, leurs deuxième et troisième notes d'investissement les plus basses. De plus, le pays reçoit une note de 5/10 (risque croissant) dans son risque pays de la part du Economist Intelligence Unit (EIU), indiquant une « capacité et engagement à honorer ses obligations, mais susceptible à des changements dans son climat économique. » En particulier, le risque de faillite de son système bancaire est de 6/10, plus élevé que celui du Brésil, noté 5/10.⁸⁵ En plus, les agences de notation et d'intelligence pointent aux prix du pétrole comme un haut facteur de risque pour la Russie, dû notamment à l'indexation au pétrole du prix du gaz. Bloomberg note qu'une baisse du prix du baril de pétrole de 10\$ se traduirait en une perte de 500 milliards de roubles (environ 12 milliards d'euros) dans le budget russe, et augmenterait le déficit de 1%. Ainsi, la volatilité des prix du pétrole se traduit par un fort risque budgétaire pour la Russie affectant fortement sa capacité à s'endetter. Ce phénomène devient d'autant plus important pour Gazprom, sur laquelle reposent tous les risques associés à la volatilité du prix du pétrole dû à son monopole sur l'exportation gazière russe. Il faut ajouter que ses emprunts obligataires sont sécurisés par le cash provenant des contrats de gaz avec l'Europe occidentale, et ce flux d'espèces est étroitement lié à ce facteur de risque principal.

Les risques du système bancaire russe sont à leur tour reflétés dans la stratégie d'endettement de Gazprom, qui préfère émettre des titres de dette (obligations ou autres titres de créance) plutôt que de souscrire des prêts bancaires. 67,9% de la dette de Gazprom est sous la forme de titres de dette. De plus, en raison des risques liés au système bancaire russe, seulement 15,6% des prêts proviennent de banques russes, et uniquement 2,03% sont en roubles. En contraste, 93,9% des prêts détenus sont en dollars. Parmi les dettes obligataires et autres titres de créance, le risque de devise associé au rouble pèse aussi fortement : seulement 10,9% des titres de créance sont émis en roubles, contre 53,1% en dollars et 30,7% en euros. Ceci démontrerait à la fois un manque de confiance de Gazprom vis-à-vis du

⁸⁵ Sovereign Risk and Currency Risk Ratings by Country.
<http://seekingalpha.com/article/248600-sovereign-risk-and-currency-risk-ratings-by-country>

système bancaire et de la devise russe, de même qu'un manque de développement du marché de la dette en Russie—ce qui selon Bloomberg a été remarqué par le Ministre de finances même du pays.⁸⁶ Ces facteurs financiers expliquent les difficultés vues par la Russie et Gazprom à investir à la fois sur des gazoducs stratégiques, de nouveaux gisements, et des infrastructures domestiques de transport de gaz et production d'électricité plus performantes.

Par conséquent, l'Europe doit faire un choix de positionnement stratégique par rapport à la Russie. Les gouvernements européens ont tout intérêt à voir Gazprom investir dans de nouveaux gisements pour faire face à la chute de ses réserves et sa production ; ils doivent reconnaître la situation fragile de Gazprom, qui est de moins en moins profitable et ne peut faire face à la chute de sa production que par des hausses de prix, tant à l'étranger que dans son marché domestique, tout en empruntant à des taux d'intérêt exorbitants. Cette fragilité financière de Gazprom est d'autant plus contrainte que Gazprom fait face à une nouvelle concurrence dans son marché domestique avec la montée en puissance de son rival Novatek,⁸⁷ et que les préoccupations de perdre des parts de marché en Europe la poussent à investir sur des projets de gazoduc tels que Nord Stream et South Stream, et non pas dans l'exploitation de nouveaux gisements dans la Mer de Barents. Cette fragilité pose à la fois un risque et une opportunité pour l'Europe : d'une part, Gazprom a besoin de contrats à long terme pour réaliser ses grands projets d'investissement, et les acheteurs de gaz européens doivent s'engager avec Gazprom pour mettre en place les infrastructures nécessaires à la continuité de l'approvisionnement gazier européen ; d'autre part, les Etats européens doivent cesser de voir Gazprom comme une menace et davantage comme une compagnie avec des difficultés croissantes, et avec laquelle les leviers de négociation se multiplient.

⁸⁶ "Russia Bemoans Low Credit Rating as Government Seeks to Increase Borrowing," *Bloomberg*, 8 août 2011. <http://www.bloomberg.com/news/2011-08-08/russia-bemoans-low-credit-rating-as-government-seeks-to-increase-borrowing.html>

⁸⁷ "Novatek: The Challenger Takes on Gazprom," *The Wall Street Journal*, 19 juin 2013. <http://online.wsj.com/article/SB10001424127887323836504578553323525867116.html>

b. La Mer Caspienne et le Corridor Sud : échecs de la diplomatie énergétique européenne

Comme on a mentionné auparavant, deux conceptions de la sécurité énergétique européenne s'opposent en Europe : d'une part, certains états cherchent à assurer les flux de gaz déjà existants en s'engageant encore davantage avec leurs partenaires tels que la Russie ; d'autre part, d'autres états et la Commission européenne cherchent à se distancer du gaz russe et à diversifier les sources d'approvisionnement en gaz de l'Europe. A cet égard, un « Corridor Sud » énergétique liant l'Europe à la Mer Caspienne apparaît comme une priorité européenne d'investissement.⁸⁸ Différents projets se font concurrence dans la région caspienne, l'Anatolie et les Balkans pour porter du gaz Azerbaïdjanais et potentiellement du gaz turkmène en Europe, avec l'opposition de la Russie qui cherche à garder sa part de marché au Sud de l'Europe en construisant un gazoduc sous-marin liant la Russie aux Balkans en traversant la Mer Noire, le projet South Stream. Quelles sont les perspectives pour un corridor sud européen ? Est-ce que les gaz azerbaïdjanais et turkmène sont de véritables alternatives au gaz russe ?

i. L'Azerbaïdjan, pièce clé de la diversification des sources de gaz en Europe ?

Avec la prolifération de projets de gazoducs pour le « Corridor Sud » reliant l'Europe du sud-est aux réserves gazières de la zone caspienne, et le progrès de la Commission européenne dans la mise en place d'un partenariat énergétique Europe-Azerbaïdjan,⁸⁹ l'Azerbaïdjan semble avoir pris une place importante dans la stratégie européenne de diversification des sources de gaz. En effet, l'Azerbaïdjan apparaît comme le pays fournisseur alternatif le plus économiquement développé du voisinage de l'Union Européenne, dont les grandes réserves permettraient de répondre aux préoccupations énergétiques de la Commission et des états membres du Sud-Est Européen. Mais que peut-on vraiment attendre d'un partenariat énergétique Europe-

⁸⁸ Communication de la Commission européenne COM/2010/0677 final.

⁸⁹ "Memorandum of understanding on a strategic partnership between the European Union and the Republic of Azerbaijan in the field of energy."
http://ec.europa.eu/energy/international/doc/mou_azerbaijan_en.pdf

Azerbaïdjan ? Dans un premier temps, nous aborderons les espoirs suscités par les perspectives d'une plus grande importation de gaz azerbaïdjanais dans l'Union européenne, pour ensuite mener une analyse critique contre des projections parfois excessivement positives des apports potentiels de l'Azerbaïdjan vis-à-vis de la sécurité énergétique de l'espace européen.

Dans son plan de développement 2011-2020, le réseau des gestionnaires de réseau de transport de gaz européens (ENTSOG) a souligné la fragilité du réseau et le besoin d'investissement dans le sud-est européen, de même que le besoin de créer de nouveaux gazoducs pour diversifier les sources et diminuer les risques d'interruption de la fourniture de gaz.⁹⁰ Les événements déjà mentionnés de l'hiver 2011-2012, lorsque l'Italie, qui n'importe que 20% de son gaz de la Russie, a vu son système sous pression en raison d'une arrivée insuffisante de gaz en provenance de Russie dans des conditions climatiques exceptionnellement défavorables, a confirmé ces préoccupations. Ceci explique le grand nombre de projets pour relier les réseaux de transport de gaz européens à la zone Caspienne, et surtout à l'Azerbaïdjan, qui sont en phase de négociation. Parmi ceux-ci, on compte :

- Nabucco, dans ses 3 versions Nabucco Classic, Nabucco XL et Nabucco West, reliant l'Autriche à l'Azerbaïdjan en passant par la Hongrie, la Roumanie, la Bulgarie et la Turquie, avec une capacité de 31 Gm³ dans sa version originelle (mais absence de contrats d'approvisionnement assurant la viabilité du projet) ;
- South Stream, gazoduc sous-marin actuellement en construction par Gazprom pour relier la Russie à la Bulgarie, diversifiant les routes mais non les sources de gaz, et censé être inauguré en 2015 pour coïncider avec l'élection présidentielle en Ukraine ;
- Trans-Anatolian Pipeline (TANAP), traversant la Turquie pour relier l'Azerbaïdjan à la Grèce et à la Bulgarie ;
- South Eastern European Pipeline (SEEP), partant de la frontière turco-bulgare jusqu'en Hongrie en traversant la Bulgarie et la Roumanie ;

⁹⁰ ENTSOG Ten-Year Network Development Plan, 2011-2020.
http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/TYNDP/2012/TYNDP_Report_110217_MQ_.pdf

- Trans-Adriatic Pipeline (TAP), reliant la Grèce à l'Italie en passant par l'Albanie ;
- Interconnector Turkey-Greece-Italy (ITGI) en reliant la Turquie, la Grèce et l'Italie, avec une interconnexion supplémentaire avec la Bulgarie.

Enfin, Blue Stream, développé de façon conjointe par Gazprom et Eni, est déjà en fonctionnement pour transporter du gaz russe en Turquie à travers la Mer Noire, bien qu'il ne soit pas généralement inclus parmi les projets européens du Corridor Sud.

Jusqu'à présent, la plupart de ces projets ont vocation à transporter du gaz azerbaïdjanais du gisement de Shah Deniz dans la mer Caspienne, exploité par le Consortium Shah Deniz composé de BP (25,5%), Statoil (25,5%), la Compagnie nationale de pétrole azerbaïdjanaise SOCAR (10%), Total S.A. (10%), LukAgip—regroupant Eni et Lukoil—(10%), la Compagnie nationale de pétrole iranienne NIOC (10%), et la Compagnie nationale de pétrole turque TPAO (9%).⁹¹ Le gisement en cours de développement, Shah Deniz II, aura une capacité d'exportation de 16 Gm³ en 2017. Total S.A. a aussi participé récemment à la découverte du gisement d'Absheron dans l'espace maritime azerbaïdjanais. Ce forage, qui atteint 6900 m de profondeur, constitue un vrai défi technique aux normes de protection environnementales très contraignantes. Le volume de ces réserves n'a pas encore été communiqué officiellement mais il pourrait atteindre les 300 Gm³.⁹²

Les différents projets de pipeline et les perspectives d'exportation exigent des prises de décisions stratégiques par les autorités azerbaïdjanaises avec de fortes implications pour l'Europe. Bien que Nabucco ait été le projet historiquement préféré par les autorités européennes, et que South Stream ait été perçu comme son rival traditionnel qui ne permettrait aucune diversification des sources mais ne servirait qu'à un contournement

⁹¹ "Azerbaijan – The Shah Deniz Project."

<http://www.thefreelibrary.com/AZERBAIJAN+-+The+Shah+Deniz+Project.-a089806494>

⁹² "Total expects first gas from Absheron field in 2020," *Bloomberg*, 10 avril 2013. <http://www.bloomberg.com/news/2013-04-10/total-expects-first-gas-from-azerbaijan-s-absheron-field-in-2020.html>

de l'Ukraine par la Russie, la taille ambitieuse de Nabucco n'est pas cohérente avec les capacités exportatrices azerbaïdjanaises. En effet, le projet originel de Nabucco a été fortement mis en question par le Consortium Shah Deniz. Les obstacles suivants ont été évoqués :

- l'absence d'engagements de long-terme de la part des producteurs et des consommateurs de gaz ;
- un volume de gaz azerbaïdjanais insuffisant pour allouer une capacité de 31 Gm3 ; (la production de Shah Deniz est uniquement de 16 Gm3), dû à l'absence de contrats de gaz turkmène ou iraquien et l'impossibilité d'importer du gaz iranien à cause des sanctions.⁹³

Compte tenu de l'échec probable de Nabucco, et la concurrence de South Stream, le Corridor Sud prend un nouveau tournant où deux projets de taille inférieure seraient interconnectés pour permettre le transit de gaz entre l'Anatolie, les Balkans et l'Adriatique.

L'Azerbaïdjan s'attend à une croissance très importante de ses exportations en Turquie, dont on attend une hausse de la demande en gaz de 77% à l'horizon de 2020. Avec la hausse de ses exportations gazières, l'Azerbaïdjan veut aussi jouer un rôle important dans le transport de gaz à travers la Turquie. Ceci explique son choix pour le Trans-Anatolian Pipeline (TANAP) et son opposition à Nabucco : avec Nabucco, la section turque du gazoduc appartiendrait à BOTAŞ, le gestionnaire de réseau turc, et ce gazoduc à portée internationale serait nationalisé.⁹⁴

En décembre 2011, les gouvernements turc et azerbaïdjanais ont signé un accord pour la construction de TANAP, qui serait détenu à 80% par SOCAR et à 20% par la Turquie (10% BOTAŞ et 10% TPAO) ; le projet aurait un coût de 5 milliards de dollars. Même si la Turquie veut actuellement augmenter sa part au-delà de 20%, SOCAR garderait la part du lion dans ce gazoduc. Les arguments avancés par l'Azerbaïdjan en faveur de TANAP sont sa capacité d'autofinancement, son caractère autoporteur et sa capacité de

⁹³ "Nabucco Pipeline Suffers Setback As Rival Expected To Get Azeri Gas," *Radio Free Europe*, 27 juin 2013. <http://www.rferl.org/content/nabucco-gas-pipeline-rivals-future-in-doubt/25030223.html>

⁹⁴ "BP: Botas infrastructure may replace TANAP," *Azernews*, 6 juin 2012. http://www.azernews.az/oil_and_gas/42494.html

développement ultérieur à 24 Gm³. De plus, il serait régi par le droit international et non pas par le droit national turc, ce qui est perçu comme favorable aux intérêts des producteurs et aux intérêts particuliers du consortium de Shah Deniz.⁹⁵

Face à la menace de TANAP, le consortium Nabucco a proposé un nouveau projet appelé Nabucco West, de plus faible capacité et ne reprenant que la section européenne du projet initial, de la frontière turco-bulgare à Baumgarten, en Autriche.⁹⁶ Ensuite, BP a proposé le projet concurrent « South East European Pipeline » (SEEP), qui s'appuie sur l'utilisation d'interconnexions et de réseaux déjà existants reliant la Bulgarie à la Hongrie par la Roumanie, et présente donc un plus faible coût.⁹⁷ Mais finalement, le Consortium Shah Deniz a choisi le gazoduc Trans-Adriatique TAP pour acheminer le gaz azerbaïdjanais vers l'Europe, en passant traversant les Balkans pour atteindre l'Italie.⁹⁸

Cependant, tous ces projets sont en concurrence pour ne transporter que **10 Gm³ de gaz azerbaïdjanais**, après que 6 Gm³ aient été consommés par la Turquie. Ainsi, rôle que pourrait jouer l'Azerbaïdjan dans la stratégie européenne liée à la sécurité d'approvisionnement en gaz doit être relativisé. Il faut noter que tous les conflits entre projets et intérêts concurrents, opposant Europe et Russie, consommateurs et producteurs, Europe centrale et Balkans, se jouent pour le transport de 10 Gm³ en Europe, soit moins de 2% des 600 Gm³ que devrait consommer l'Europe en 2020, à comparer aussi

⁹⁵ "Turkey, Azerbaijan sign accord on \$7 bln gas pipeline," *Reuters*, 26 juin 2012.

<http://www.reuters.com/article/2012/06/26/turkey-azerbaijan-gas-idUSL6E8HQAVA20120626>

⁹⁶ "Nabucco-West in Synergy with Trans-Anatolia Project," *Eurasia Daily Monitor*, may 2012.

[http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews\[swords\]=8fd5893941d69d0be3f378576261ae3e&tx_ttnews\[any_of_the_words\]=Nabucco&tx_ttnews\[tt_news\]=39364&tx_ttnews\[backPid\]=7&cHash=54104e1706f041d35d5f514a5888c099#.Ui6HPLwmx3I](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews[swords]=8fd5893941d69d0be3f378576261ae3e&tx_ttnews[any_of_the_words]=Nabucco&tx_ttnews[tt_news]=39364&tx_ttnews[backPid]=7&cHash=54104e1706f041d35d5f514a5888c099#.Ui6HPLwmx3I)

⁹⁷ "BP plans new pipeline to Europe from Azerbaijan," *The Financial Times*, 26 septembre 2011. <http://www.ft.com/cms/s/0/ed9151b8-e84c-11e0-ab03-00144feab49a.html#axzz1Z59p23q0>

⁹⁸ "BP, Shah Deniz Partners Take Control Of Trans Adriatic Pipeline," *The Wall Street Journal*, 30 juillet 2013. <http://online.wsj.com/article/BT-CO-20130730-705802.html>

avec les 150 Gm³ fournis actuellement à l'Europe par la Russie. Par conséquent, bien qu'il puisse avoir un impact significatif dans plusieurs pays à très faible consommation gazière, le Corridor Sud ne peut pas être considéré dans la conjoncture actuelle comme la solution aux préoccupations européennes en matière de sécurité énergétique.

En plus, le prix du gaz transporté à travers les différents projets concurrentiels du Corridor Sud, que ce soit TAP, Nabucco, ITGI, ne serait pas inférieur au prix du gaz vendu à l'Europe par Gazprom. En fait, la Russie achète actuellement la plus grande partie du gaz azerbaïdjanais à des prix qui ne lui permettent pas de le réexporter vers l'Europe sans réaliser des pertes. Gazprom n'achète ce gaz que pour des considérations politiques. La Russie s'est engagée dans un contrat très avantageux pour l'Azerbaïdjan, qui n'est pas Take or Pay, dans lequel Gazprom peut acheter jusqu'à la totalité du gaz azerbaïdjanais et SOCAR garde la possibilité de vendre son gaz à toute autre partie.⁹⁹ On peut émettre plusieurs hypothèses pour expliquer un tel contrat qui génère des pertes financières pour Gazprom : d'abord, une attitude monopoliste de la part de Gazprom qui préfère avoir des pertes financières plutôt que de voir son gaz être concurrencé ; ensuite, et c'est peut-être la raison principale, la chute des réserves gazières de Gazprom nécessite l'achat de gaz aux états post-soviétiques de la mer caspienne pour permettre à Gazprom d'assurer l'approvisionnement en gaz du marché domestique russe, essentiel à la stabilité politique du pays. Cette dernière considération est souvent ignorée dans les analyses politiques, mais devient de plus en plus évidente avec les dernières vagues de froid en Europe.

Finalement, l'Azerbaïdjan demeure un pays assez méconnu par l'Europe, et dont les risques ne sont pas vraiment pris en compte lorsque les Etats européens expriment leur optimisme à l'égard d'un partenariat UE-Azerbaïdjan. Tout d'abord, l'Azerbaïdjan est un état en guerre perpétuelle avec l'Arménie, et l'approvisionnement en gaz azerbaïdjanais est souvent conditionné à une prise de position pro-azérie dans le conflit du Nagorno-Karabakh. Ceci a déjà été mis en évidence lorsque la Turquie a rejeté la

⁹⁹ "Gazprom inks contract with SOCAR," *UPI*, 16 octobre 2009. http://www.upi.com/Business_News/Energy-Resources/2009/10/16/Gazprom-inks-contract-with-SOCAR/UPI-34701255712898/

signature des protocoles de normalisation des relations avec l'Arménie suite à la menace d'une coupure de gaz par l'Azerbaïdjan.¹⁰⁰ Ce risque augmenterait encore si l'Azerbaïdjan devenait un pays de transit pour du gaz turkmène ou d'autres pays de la zone caspienne, comme l'envisage la Commission européenne. De plus, le projet d'exploitation de Shah Deniz porte un risque incontournable, puisque la Compagnie Nationale de Pétrole Iranienne détient une participation de 10% dans le consortium, et celle-ci fait l'objet de sanctions américaines, européennes et internationales. Chaque année, une exemption des sanctions iraniennes doit être renégociée avec le Congrès des Etats-Unis. Elle a jusqu'à présent été accordée au nom de la sécurité énergétique européenne, mais ce risque ne peut pas être écarté.¹⁰¹

Par ailleurs, il faut ajouter que l'Azerbaïdjan a un régime politique autoritaire qui a été menacé à plusieurs reprises par des vagues de manifestations démocratiques, non sans relation avec le Printemps Arabe et avec les manifestations anti-Poutine qui ont eu lieu en Russie. Enfin, les deux tiers du peuple azéri habitent en Iran, ce qui peut aussi compliquer l'équilibre délicat de cet Etat orienté simultanément vers l'Europe, la Turquie, la Russie et l'Iran.

Bien que la perspective d'un approvisionnement du sud-est de l'Europe en gaz azerbaïdjanais semble aujourd'hui actée, ceci ne suffit pas pour contourner la Russie en tant que premier fournisseur de gaz en Europe. La majorité des états européens sont déjà engagés dans des contrats à long-terme avec la Russie jusqu'en 2020, 2025, et même 2031 pour GDF Suez. Mis à part l'Azerbaïdjan, dont les ressources disponibles à Absheron ne sont pas encore quantifiées, aucun Etat n'offre à l'Europe une quantité de gaz suffisante pour s'approvisionner en gaz par gazoduc comme le font la Russie et la Norvège. Avec l'instabilité politique régnante en Iraq et l'industrie gazière iranienne victime de sanctions, seul le Turkménistan aurait pu aussi fournir du

¹⁰⁰ "Turkey's talks with Armenia test ties with gas-supplier Azerbaijan," *The Christian Science Monitor*, 23 octobre 2009.

<http://www.csmonitor.com/World/Europe/2009/1023/p06s04-woeu.html>

¹⁰¹ "U.S. lifts sanctions on Iranian companies participating in Shah Deniz project," *Azernews*, 4 juin 2013.

http://www.azernews.az/oil_and_gas/54890.html

gaz à l'Europe. Nous examinerons par la suite les raisons de l'échec de l'importation de gaz turkmène par les Etats européens.

Aujourd'hui, l'Europe et la Russie se trouvent face à un fort dilemme. D'une part, l'Europe a présenté la Russie comme une menace et l'a isolée internationalement, au moment même où ses démarches bureaucratiques et sa lenteur diplomatique handicapent les projets « anti-russes ». Pour l'instant, l'Europe se retrouve sans Nabucco, et demeure avec la Russie comme un partenaire à la fois méfiant et incontournable pour son approvisionnement gazier. D'autre part, poussée par un certain degré de paranoïa politique et corporative, la Russie et son bras stratégique Gazprom ont mené bataille contre tout projet possiblement « anti-russe » (par exemple, en prenant une participation dans l'interconnexion potentielle de Nabucco avec l'Autriche à Baumgarten et en lançant le projet South Stream), et ont alimenté la méfiance européenne en adoptant des comportements monopolistes (comme l'achat massif de gaz azerbaïdjanais à des prix supérieurs à ceux du marché russe). En ce moment, les réserves exploitées de Gazprom s'épuisent, et le géant russe doit faire face à un choix : investir, ou non ? Et s'il décide d'investir, où le faire ? Du moment où les deux parties ne coopèrent pas, l'exportation de gaz russe par un corridor sud développé avec du capital azerbaïdjanais, turc et européen est hors de question, et la Russie continuera à investir dans des projets d'ordre stratégique plutôt que dans l'exploitation de ses réserves et la modernisation de son réseau de transport et distribution de gaz.

ii. Le Turkménistan et la concurrence asiatique dans les marchés de gaz de l'Asie centrale

Le Turkménistan, jeune état post-Soviétique d'Asie centrale, est le détenteur des quatrièmes plus grandes réserves mondiales de gaz, de même que du deuxième gisement gazier le plus riche. Considéré par Amnesty International comme un des 17 pays les moins respectueux des droits de l'homme au monde, le Turkménistan est un état opaque, méconnu et très isolé internationalement. Au cours des années 1990 et 2000, son « Président à vie » Saparmurat Niyazov, aussi connu sous le titre de *Türkmenbaşy* ou « Leader des turkmènes », a fait l'objet d'un des cultes de la personnalité les

plus marqués de l'ère post-Guerre Froide, seulement dépassé par la dynastie Kim de Corée du Nord. Cependant, la mort de Niyazov en 2006, l'élection de Gurbanguly Berdymukhammedov à la présidence turkmène en 2007, et l'adoption d'une nouvelle constitution en 2008 ont entraîné une libéralisation légère mais progressive du pays, caractérisée par le démantèlement du culte de Niyazov, l'adoption d'un relatif multipartisme, et l'ouverture graduelle au monde.

Dans ce contexte d'ouverture, le Turkménistan cherche à se projeter comme nouvelle puissance énergétique, et entend devenir un acteur clé dans la production et le transport de gaz au centre même de l'Eurasie. Si la production de gaz turkmène s'est vue entièrement monopolisée par Gazprom dans la grande partie des deux dernières décennies, le Turkménistan cherche à se démarquer de l'ancienne sphère impériale russo-soviétique pour adopter une politique énergétique indépendante et diversifier les débouchés de son gaz. Aujourd'hui, la Chine, l'Inde, l'Iran, la Russie et l'Europe sont en compétition pour s'assurer une part des ressources gazières turkènes ; les choix politiques d'Achgabat ont donc des implications considérables sur l'équilibre géopolitique, stratégique et sécuritaire de l'Eurasie, non sans effet sur la stratégie de sécurité énergétique de l'Union européenne. Nous verrons donc comment des tensions croissantes entre la Russie et le Turkménistan ont mené vers la création d'un partenariat sino-turkmène sans précédent, pour ensuite comprendre comment les intérêts contradictoires des pays occidentaux par rapport à l'Afghanistan et à l'Iran pourraient donner le coup de grâce aux projets de gazoduc européens dans la zone caspienne.

Historiquement, le Turkménistan se trouve à l'interface de deux sphères impériales : la Russie et la Perse. Territoire perse jusqu'au début du 19^{ème} siècle, il a été conquis par l'Empire russe pour ensuite devenir une république socialiste soviétique à l'intérieur de l'URSS. Après la chute de l'Union soviétique, le régime de Niyazov—héritier des structures communistes autocratiques—est resté longtemps isolé tandis que ses ressources se trouvaient sous l'emprise du Kremlin et de la nouvelle corporation Gazprom, issue de la privatisation du ministère du pétrole de l'URSS. Jusqu'à la première décennie du 21^{ème} siècle, le Turkménistan restait piégé entre ces deux sphères russe et iranienne, en vendant une part de son gaz à l'Iran

(autour de 8 Gm³), et le reste à Gazprom (de 40 à 50 Gm³), avec laquelle l'entreprise nationale de gaz turkmène Turkmenneftegaz s'est engagée depuis 2003 dans un contrat d'approvisionnement de 25 ans.¹⁰² Ainsi, la Russie était la seule route pour acheminer le gaz turkmène en Europe et en Ukraine, et Gazprom achetait ce gaz pour assurer l'approvisionnement gazier de l'Europe au moment même où ses réserves couramment exploitées se trouvaient dans une déplétion progressive. Cependant, la transition vers le régime de Berdymukammedov s'est accompagnée d'un refroidissement des relations russo-turkmènes en matière de gaz.

Depuis 2008, les activités d'exploration au Turkménistan ont révélé des niveaux de réserves inattendus, qui ont d'abord triplé à 7,94 trillions de m³, puis ont dépassé toutes les prévisions avec la découverte du gisement de Yuzhny Yolotan-Osman, d'abord évalué de 4 à 14 trillions de m³, puis finalement à 21 trillions de m³. Ceci fait de Yuzhny Yolotan-Osman le deuxième gisement gazier le plus important de la planète, derrière le gisement du sud de Pars en Iran.¹⁰³ Dans ce contexte d'affirmation progressive du Turkménistan en tant que nouveau géant gazier, une explosion sur le gazoduc reliant le Turkménistan à la Russie, suivie d'un conflit sur le prix du gaz turkmène vendu à la Russie, a mené à une crise entre les deux pays en 2009 : selon le Turkménistan, Gazprom était responsable de l'explosion ; de plus, la Russie exigeait une baisse du prix du gaz acheté du Turkménistan, en raison de la baisse de la demande européenne dans la crise financière de 2009. Pendant neuf mois, Achgabat a refusé de se soumettre aux exigences russes tout en réclamant des réparations pour l'accident sur le gazoduc. Pendant cette période, Turkmenneftegaz a cessé de vendre son gaz à la Russie, ce qui s'est traduit par une chute de la production turkmène de 70,5 à 38Gm³, et dans des pertes

¹⁰² "Gazprom, Turkmenneftegaz to continue gas talks," *New Europe*, 25 juin 2006. <http://www.neurope.eu/article/gazprom-turkmenneftegaz-continue-gas-talks>

¹⁰³ "Turkmenistan's Southern Yoloten-Osman gas field may become world's second largest," *Turkmenistan.ru*, 25 mai 2011. <http://www.turkmenistan.ru/en/articles/14931.html>

de 7 à 10 milliards de dollars pour le Turkménistan, soit autour d'un quart de son PIB.¹⁰⁴

Cette expérience s'est révélée très formatrice pour la nouvelle présidence turkmène, qui dès lors affirme le besoin de diversification des infrastructures de production, des routes d'exportation et des débouchés à l'étranger. Suite au conflit avec la Russie et à cette politique de diversification des marchés, le Turkménistan ne vend aujourd'hui que 30 Gm³ de gaz à la Russie, et ce pays est parti à la recherche de nouveaux marchés, dont la Chine qui est devenue son principal partenaire. En 2006, la Compagnie nationale de pétrole de Chine (CNPC) a signé un contrat d'approvisionnement à 30 ans avec le Turkménistan, qui en 2007 a lancé un projet de gazoduc pour se relier vers la Chine : le gazoduc Turkménistan-Ouzbékistan-Kazakhstan-Chine, ou plus simplement le gazoduc Turkménistan-Chine (aussi connu sous le nom du pipeline Asie centrale-Chine). 3 facteurs ont fait du partenariat sino-turkmène une priorité pour les deux pays : d'abord, la crise avec la Russie et les changements politiques qu'elle a entraînés ; ensuite, la découverte de nouveaux grands gisements turkmènes ; finalement, la stratégie énergétique chinoise vers l'Asie centrale qui se joue dans le contexte de l'Organisation de coopération de Shanghai (OCS).¹⁰⁵

De plus, la découverte du gisement de Yuzhny Yolotan-Osman dans un contexte de forte tension avec la Russie a donné une grande opportunité à la Chine pour s'immiscer dans la production de gaz turkmène : la Banque chinoise pour le développement a accordé un crédit de 4 milliards de dollars au Turkménistan pour le développement de l'exploitation de ce gisement, où la CNPC et des compagnies énergétiques du golfe et asiatiques comptent aussi une forte participation. La CNPC s'est également engagée dans le gazoduc Turkménistan-Chine, inauguré en décembre 2009, avec un débit total prévu de 40 Gm³ pour 2013, dont 25 Gm³ provenant du Turkménistan,

¹⁰⁴ "Turkmenistan: Gas Blast Ignites Turkmen-Russian Row," *Eurasianet*, 9 avril 2009.

<http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav041009b.shtml>
"Pipeline politics in Turkmenistan," *Center for Global Energy Studies*, 19 juin 2009. <http://www.cgcs.co.uk/news/571-pipeline-politics-in-turkmenistan->

¹⁰⁵ "China opens Turkmenistan gas pipeline," *BBC News*, 14 décembre 2009. <http://news.bbc.co.uk/2/hi/asia-pacific/8411204.stm>

10 Gm³ de l'Ouzbékistan, et 5 Gm³ du Kazakhstan. Dès 2009, la Chine cherchait à accroître la quantité de gaz reçue du Turkménistan, initialement en essayant de gagner 10 Gm³ supplémentaires. En 2011 la Chine a réussi à signer un accord lui permettant d'obtenir 25 Gm³ supplémentaires du Turkménistan, avec l'expansion de la capacité du gazoduc Turkménistan-Chine à 65 Gm³. La moitié de la consommation chinoise de gaz sera ainsi assurée par le Turkménistan, ce qui en fait son principal partenaire devant la Russie.¹⁰⁶

La Chine cherche à diversifier ses sources de gaz au moment même où elle tente de passer d'un mix énergétique à base de charbon à un mix diversifié donnant une plus grande importance au gaz. Cependant, la Chine a traditionnellement obtenu son gaz sous forme de GNL du golfe et du sud-est asiatique, dont la Birmanie. Néanmoins, les autorités chinoises voient un certain nombre de risques dans un approvisionnement exclusivement basé sur le GNL : tout d'abord, les risques sécuritaires liés à la traversée du détroit de Hormuz et du Golfe d'Aden, où elle ne maîtrise pas la protection des navires, ou bien du détroit de Malacca, où elle doit exercer une forte présence militaire pour faire face au piratage. Autre risque, l'absence d'une route fixe qui assure un flux constant de gaz, en contraste avec le transport par gazoduc.

Pour cette raison, l'OCS, initialement perçue comme une alliance militaro-sécuritaire au service de la domination sino-russe en Asie centrale, est aujourd'hui utilisée par la Chine pour assurer son approvisionnement en ressources énergétiques, et sert de lien entre le Turkménistan et la Chine.¹⁰⁷ Pékin exerce sa puissance en Asie centrale à travers la mise en place de programmes de coopération militaires pour la protection des infrastructures énergétiques et la stabilité politique de régimes autoritaires, l'octroi de crédits aux gouvernements pour le développement d'infrastructures énergétiques, et

¹⁰⁶ Turkmenistan Supplying over Half of Chinese Gas Imports," *Eurasianet*, 6 août 2013. <http://www.eurasianet.org/node/67356>

¹⁰⁷ Lamoureux, David. "The Shanghai Cooperation Organization: Assessing China," *Journal of Energy Security*, 14 décembre 2011. http://www.ensec.org/index.php?Itemid=386&catid=121:contentenergysecurity1111&id=331:the-shanghai-cooperation-organization-assessing-chinas-energy-strategy-in-central-asia&option=com_content&view=article

l'achat de gaz et d'autres ressources. Ainsi, elle assure un transport sécurisé du gaz turkmène en Chine, dans un cadre de coopération avec la Russie où Gazprom s'engage aussi dans des projets de coopération, par exemple, en participant à la construction du gazoduc Turkménistan-Chine. Une question se pose sur les intentions de la Russie, qui participe au renforcement de la position chinoise en Asie centrale au détriment même de ses propres intérêts. La Russie ne serait-elle pas le grand perdant de ce jeu stratégique eurasiatique ? Selon le Président de l'Union des producteurs de gaz et de pétrole de la Russie, Yuri Shafranik, tant que le Kremlin garde de bonnes relations avec tous les états de la région, Turkménistan inclus, Moscou doit se réjouir de voir la Chine pénétrer l'Asie centrale, plutôt que l'Europe ou les Etats-Unis.¹⁰⁸ Ainsi, l'Union européenne et le projet Nabucco seraient les grands perdants de cette situation d'hégémonie russo-chinoise, puisque la hausse des exportations turkmènes envers la Chine pose de forts problèmes vis-à-vis de la viabilité du projet, qui nécessiterait de gaz turkmène pour être viable.

La Chine n'est pas le seul nouveau grand débouché pour le gaz turkmène dans la stratégie de diversification d'Achgabat. Tout d'abord, le Turkménistan a plus que doublé ses exportations vers l'Iran par la construction du gazoduc Dauletabad-Sarakhs-Khangiran, inauguré en 2010, portant la capacité de transport totale de 8 à 20 Gm³. Mais c'est l'Inde qui devient le nouveau marché cible du Turkménistan. Un projet de gazoduc reliant le Turkménistan au Pakistan et à l'Inde en traversant l'Afghanistan avait été envisagé depuis les années 1990, mais il avait été rendu impossible par la guerre civile afghane, même si le gouvernement des Talibans lui avait par la suite donné son accord. Dans les années 2008 et 2009, le président Berdymukhammedov a cherché à revitaliser le projet, qui a gagné le soutien à la fois des autorités américaines, présentes en Afghanistan dans le cadre de la guerre contre le terrorisme, et de la Banque asiatique pour le développement.

¹⁰⁸ Shafranik, Yuri. "Opening of Gas Pipeline "Turkmenistan-China" – a Positive Development for RF," 23 novembre 2009. <http://shafranik.com/news/opening-of-gas-pipeline-turkmenistan-china-a-positive-development-for-rf>

Les Etats-Unis ont différentes raisons stratégiques de donner leur soutien au projet de pipeline Turkménistan-Afghanistan-Pakistan-Inde (TAPI), en particulier le conflit sur la nature du programme nucléaire iranien et la guerre en Afghanistan. D'une part, le projet TAPI était en concurrence avec le projet de gazoduc Iran-Pakistan-Inde (IPI), aussi connu comme le « pipeline de la paix, » qui permettrait à l'Inde et au Pakistan de s'approvisionner en gaz iranien.¹⁰⁹ Cependant, l'achat de gaz iranien par l'Inde et le Pakistan serait en violation des sanctions américaines et européennes sur l'Iran, raison pour laquelle les Etats-Unis ont exercé une forte pression diplomatique sur l'Inde pour qu'elle abandonne le projet. L'Inde a donc quitté le projet IPI en 2009, qui est depuis devenu le projet IP.¹¹⁰ Le Pakistan, pour sa part, se trouve couramment au bord de la crise énergétique : en arrivant de moins en moins à assurer les besoins en électricité de sa population, le Pakistan a un fort besoin de gaz—trop cher pour les consommateurs, mais très utilisé dans la production d'électricité—et refuse de renoncer à la possibilité d'acquérir du gaz de quelque source accessible, l'Iran en tête.¹¹¹

Le contexte de guerre en Afghanistan et l'instabilité due à l'insurrection des Talibans pose de grands problèmes de sécurité qui mettent en doute la viabilité du projet TAPI. Cependant, c'est ce même cadre d'instabilité qui pousse les Etats-Unis à soutenir TAPI : d'une part, la protection du gazoduc devra être assurée par la force militaire, ce qui pourrait justifier une présence militaire américaine le long du tracé, qui traverserait les zones les plus instables du sud de l'Afghanistan ; ensuite, la présence du pipeline permettrait de créer des emplois et de donner du gaz gratuit aux populations des territoires traversés, ce qui pousserait le développement de régions très instables et permettrait une projection positive du pouvoir américain ;

¹⁰⁹ "US supports TAPI not Pak-Iran pipeline: Olson," *Pakistan Today*, 5 mars 2013. <http://www.pakistantoday.com.pk/2013/03/05/news/national/us-supports-tapi-not-pak-iran-pipeline-olson/>

¹¹⁰ "India quits IPI gas pipeline project," *The Nation*, 8 septembre 2009. <http://www.nation.com.pk/pakistan-news-newspaper-daily-english-online/Business/08-Sep-2009/India-quits-IPI-gas-pipeline-project>

¹¹¹ "Rouhani, Zardari reiterate rapid construction of IP Pipeline," *The Nation*, 4 août 2013. <http://www.nation.com.pk/pakistan-news-newspaper-daily-english-online/international/04-Aug-2013/rouhani-zardari-reiterate-rapid-construction-of-ip-gas-pipeline>

finalement, les frais de transit de gaz donneraient un revenu de plusieurs centaines de millions de dollars par an à l'Afghanistan, ce qui pourrait donner plus de stabilité économique au pays en permettant la mise en place de plus de projets de développement.¹¹²

La perception selon laquelle TAPI serait partie d'un effort occidental cherchant l'isolement international de l'Iran cache cependant une tension entre les intérêts américains et européens vis-à-vis du gaz turkmène. En fait, l'Europe cherche à accéder au gaz turkmène dans sa stratégie d'approvisionnement en gaz, à tel point que le Président de la Commission européenne Jose Manuel Barroso a visité Achgabat personnellement en mi-janvier 2011 en compagnie du Commissaire pour l'énergie Günther Oettinger, afin d'affirmer le désir de l'Europe de s'approvisionner en gaz turkmène. Il a également proposé d'assister technologiquement le Turkménistan dans l'exploration et la production de gaz. En outre, il a cherché le support du Président Berdymukhammedov pour le projet du gazoduc Transcaspien qui relierait le Turkménistan à l'Azerbaïdjan, pour ainsi fournir 30 Gm³ de gaz à l'Europe à travers le pipeline Nabucco.¹¹³

Jusqu'à présent, le projet Nabucco a présenté de grands problèmes de viabilité financière et logistique dû surtout à l'absence de sources de gaz au-delà de l'Azerbaïdjan pour alimenter le pipeline. Avec l'impossibilité d'importer du gaz iranien dû aux sanctions internationales, et face à l'instabilité régnant en Irak, le Turkménistan reste le seul voisin de l'Azerbaïdjan pouvant fournir du gaz à l'Europe via Nabucco. Cependant, ceci nécessiterait la construction du gazoduc Transcaspien, qui devrait avoir une capacité de 30 Gm³ pour assurer la viabilité de Nabucco. Jusqu'à présent, les autorités turkènes se sont exprimées très favorablement au sujet du projet transcaspian.¹¹⁴ En fait, face aux critiques russes selon lesquelles un tel pipeline ne serait ni écologiquement ni financièrement réalisable, l'Ambassadeur turkmène en

¹¹² "TAPI: A Bridge Too Far? – Part II," *Russia and India Report*, 28 mai 2012. http://indrus.in/articles/2012/05/28/tapi_a_bridge_too_far_part_ii_15850.html

¹¹³ "Barroso on Caspian Trip to Promote Pipeline," *European Voice*, 13 janvier 2011. <http://www.europeanvoice.com/article/imported/barroso-on-caspian-trip-to-promote-gas-pipeline/69897.aspx>

¹¹⁴ "EU bets on gas from Azerbaijan, Turkmenistan for Trans-Caspian pipe," *New Europe*, 19 septembre 2012. <http://www.neweurope.eu/article/eu-bets-gas-azerbaijan-turkmenistan-trans-caspian-pipe>

Russie a dénoncé un double langage de la part des russes, puisque Gazprom a déjà réalisé deux projets de gazoduc sous-marins très onéreux—*Blue Stream* et *Nord Stream*—et en construit un troisième, le *South Stream*.¹¹⁵ Ainsi, le Turkménistan est prêt à faire face à la Russie en proposant une route alternative qui permettrait le transit du gaz turkmène vers l'Europe en contournant la Russie, ce qui serait bien en accord avec les positions de politique étrangère énergétique défendues à Achgabat.

Cependant, des problèmes stratégiques se posent pour l'Europe. Tout d'abord, bien que le projet Nabucco soit en discussion depuis une décennie, cette période a vu des transformations fondamentales dans la carte géopolitique de la région. Aujourd'hui, la production de gaz turkmène reste autour de 60 à 70 Gm³. Avec une hausse de la production, le Turkménistan s'engage à fournir 50 Gm³ de gaz à la Chine, 30 Gm³ à la Russie, 20 Gm³ à l'Iran, et elle s'apprête à fournir 33 Gm³, voire 38 Gm³, à l'Inde, au Pakistan et à l'Afghanistan, pour un total d'exportations de 133 Gm³ à l'horizon de 2015, doublant ainsi le niveau de production actuel. Si le Turkménistan devait fournir 30 Gm³ supplémentaires à l'Europe, ceci nécessiterait une production totale de gaz turkmène de 163 Gm³, ce qui n'est pas envisageable à l'horizon de la prochaine décennie.

Vu les limites de la capacité de production turkmène, la construction simultanée de TAPI et du gazoduc Transcaspien n'est donc pas envisageable, et l'approvisionnement en gaz turkmène est bien un jeu à somme nulle où les intérêts européens et américains sont contradictoires. D'une part, les Etats-Unis donnent de la priorité à l'isolement du régime iranien et au maintien de la sécurité en Afghanistan face à l'insurrection talibane. D'autre part, les autorités européennes, tout en se prononçant en faveur de la position américaine contre l'Iran, favorisent la mise en place d'un « Corridor Sud » viable permettant la diversification des sources de gaz pour assurer la sécurité énergétique de l'Europe face à l'emprise de Gazprom. L'absence de contrats et de projets concrets relatifs au gazoduc Transcaspien et aux exportations turkmènes vers l'Europe au cours des dix dernières

¹¹⁵ "Ashgabat Unimpressed By Moscow's Objections On Trans-Caspian Pipeline," *Eurasia Daily Monitor*, 21 octobre 2011.
<http://www.refworld.org/docid/4ea52dba2.html>

années, et le progrès rapide et relativement continu du projet TAPI montrent qu'un arbitrage a été réalisé en sa faveur. Ceci est un autre élément donnant le coup de grâce à Nabucco.

Une deuxième considération stratégique se pose aussi pour l'Europe, et montre l'ironie qui se cache derrière les relations russo-européennes : comme nous avons déjà noté, le gaz acheté par Gazprom au Turkménistan est acheminé vers l'Europe, et la Russie demeure le seul pays de transit disponible pour le transport du gaz turkmène vers l'Union européenne. Cependant, en marquant leur opposition à la domination russe en Asie centrale, les pays occidentaux ont vu la Russie perdre du pouvoir dans sa sphère d'influence, mais sans aucun grand gain stratégique pour l'Europe. Au contraire, ce sont les géants émergents asiatiques qui sont sortis gagnants de la contraction du pouvoir russe. En ce moment, la Russie dispose de moins de gaz turkmène pour acheminer vers l'Europe, au moment même où les réserves russes sont en une forte phase de déplétion et que les investissements nécessaires pour augmenter la production russe sont exorbitants. La sécurité énergétique européenne se voit alors davantage menacée par la perte d'influence russe en Asie centrale, au profit des grands marchés émergents dont l'influence internationale s'accroît par rapport à celle de l'Europe.

c. Le marché mondial du gaz naturel liquéfié face au manque de compétitivité-prix de l'Europe

Vu que l'importation de gaz azerbaïdjanais ne révolutionnera probablement pas le marché intérieur du gaz, et n'adressera que marginalement la dépendance européenne en gaz russe, et vu les grandes opportunités ratées par l'Europe pour la construction d'un gazoduc transcasprien, les Etats européens restent avec une marge très limitée dans la diversification de leurs approvisionnements en gaz par gazoduc. Cependant, l'augmentation des importations sous forme de GNL pourrait être la clé de la diversification des sources énergétiques européennes, et donc de la sécurité d'approvisionnement. En fait, tandis que le marché des gazoducs se régit par des contrats à long-terme assurant le financement d'infrastructures immobiles, le marché du GNL est beaucoup plus flexible, et se construit sur

une logique de marché où le gaz, transporté par bateau, est transporté là où la demande et le prix soient les plus élevés. Cette logique de court-terme, qui contraste avec les engagements à long-terme de l'approvisionnement par gazoduc, est plus cohérente avec le système des hubs envisagé par le Gas Target Model : le prix serait fixé à court terme dans des bourses, et le gaz serait acheminé vers l'Europe selon le niveau de prix.

Rappelons d'abord le processus de formation des prix du gaz. Historiquement, le prix du gaz était indexé au prix du pétrole dans des contrats à long-terme intergouvernementaux entre pays producteurs et pays acheteurs, avec des clauses de destination finale du gaz produit. Ainsi, le prix du gaz ne suivait pas d'évolution propre, mais dépendait totalement de l'évolution du pétrole dont il était un co-produit et substitut. Cependant, avec les nouvelles utilisations du gaz dans l'industrie chimique, le chauffage et la production électrique, le gaz a cessé de se percevoir comme un substitut du pétrole, et plutôt comme une ressource indépendante, mais son prix restait indexé à celui du pétrole pour son transport par gazoduc. Par conséquent, il n'y avait toujours pas un prix du gaz mondial, sinon des prix par pays selon les termes des contrats avec les producteurs. La production de GNL a altéré cette équation : vu que le transport de gaz par voie maritime ne nécessite pas d'investissements en grandes infrastructures immobiles mise à part les terminaux de liquéfaction et gazéification, le gaz peut être transporté par bateau là où les acheteurs soient disposés à payer le plus. Ce processus a permis divergence des prix du gaz et du pétrole, et la création de véritables bourses de gaz en Asie, Europe et Amérique. Ainsi, bien que ces trois grands marchés ne soient pas unifiés, les prix du gaz ont connu une certaine convergence à l'intérieur de chacune de ces trois régions. L'importation de GNL varie selon les prix de gaz dans les hubs, et le plus un marché importe du GNL par rapport au gaz en gazoduc, le plus le prix de spot du gaz peut varier à court-terme dans un hub.

Le GNL pourrait donc théoriquement réconcilier les objectifs de sécurité d'approvisionnement et de libéralisation des marchés énergétiques en Europe : il permettrait une diversification des sources d'approvisionnement en gaz, tout en donnant plus de place aux mécanismes de marché dans la formation des prix de gaz dans les hubs européens. Cependant, suite à la

crise de Fukushima et à la production de gaz de schiste aux Etats-Unis, l'Europe perd de l'attractivité dans le marché mondial du GNL par rapport aux marchés asiatiques.

Depuis la crise de Fukushima, les prix de gaz asiatiques, et particulièrement le prix japonais, ont explosé : ils sont passés de 11\$/mmBTU en juillet 2011 à 18\$/mmBTU en juillet 2012, soit une augmentation de l'ordre de 64% en un an. Pendant cette même période, la découverte de gaz de schiste aux Etats-Unis et le début de l'exploitation de ces nouveaux gisements ont provoqué une augmentation de l'offre de gaz nord-américain, et par conséquent une baisse du prix du gaz américain de 4,5\$/mmBTU en juillet 2011 à 3\$/mmBTU en juillet 2012. Les prix de spot européens sont restés à un niveau intermédiaire, en fluctuant entre 8 et 11\$/mmBTU. Ainsi, le prix de spot du gaz européen sont environ 3 fois supérieurs aux prix américains, d'où une perte de compétitivité de l'industrie européenne par rapport à l'américaine, tandis que l'explosion des prix asiatiques stimule l'acheminement des tankers vers le Japon, au détriment du marché européen.¹¹⁶

Ainsi, la faible demande européenne en gaz et la supériorité du prix de spot asiatique provoque une fuite du GNL de l'Europe vers l'Asie, avec des conséquences préoccupantes pour l'Europe. D'abord, le bas niveau de la demande européenne en gaz et la difficulté à attirer du GNL vers les ports européens nuisent au financement de nouveaux projets de terminaux méthaniers, et donc compromettent les importations futures de GNL lorsque la demande européenne se reaugmentera. Ensuite, les acheteurs asiatiques ont une plus forte tendance à acheter le GNL sous des contrats à long-terme que leurs homologues européens, qui cherchent plutôt à briser les obligations à long-terme pour créer un marché européen plus réactif sur le court-terme. Par conséquent, les producteurs de GNL s'engagent dans des contrats à long-terme avec l'Asie, et vu que la production de GNL et le nombre de cargos sont limités à échelle globale, l'Europe pourrait voir son accès au GNL très restreint lorsque sa consommation reprendra une tendance vers la

¹¹⁶ "LNG spot volatility and European price formation," *Timera Energy*, 4 février 2013. <http://www.timera-energy.com/commodity-prices/lng-price-volatility-and-european-price-formation/>

hausse.¹¹⁷ Le différentiel de prix entre l'Europe et l'Asie est tel que certains groupes énergétiques européens, particulièrement en Espagne, en Belgique et en France, ont tendance à réexporter du GNL vers l'Asie plutôt que de le faire alimenter le marché européen.¹¹⁸

Une risque supplémentaire pèserait sur l'Europe lorsque la consommation marginale proviendrait sur les importations de GNL et non pas par gazoduc. Dans une telle situation, qui est d'autant plus vraisemblable que le GNL est utilisé sur le marché de spot pour suivre les mouvements de la demande à court-terme, un pic imprévu de la consommation ne serait satisfait que par des importations de GNL, ce qui placerait l'Europe en concurrence avec des pays tels que la Chine et l'Inde pour satisfaire sa demande à court-terme. En fait, la Chine et l'Inde sont engagés dans un nombre limité de contrats à long-terme et privilégient les importations de GNL à travers les marchés de spot. Ainsi, les fluctuations de la demande à court-terme de ces grands consommateurs créent de la volatilité dans les marchés de GNL mondiaux. En cas de crise d'approvisionnement pour l'Europe, les importations de GNL seraient contraintes par la forte volatilité du prix des marchés internationaux du GNL, et les pays européens devraient acheter du gaz à des prix très élevés pour faire concurrence aux marchés asiatiques. Ceci a déjà eu lieu au Royaume-Uni en mars 2013, lorsque le GNL est devenu la source d'approvisionnement marginale du hub britannique NBP et un pic de la demande britannique a résulté en une explosion du prix de spot du gaz.¹¹⁹

Finalement, la tendance actuelle vers la hausse du prix du gaz américain rend le marché européen d'autant moins attractif pour le GNL nord-américain. L'augmentation prévue du prix du gaz aux Etats-Unis à 5\$/mmBTU resserrerait la marge entre les prix américain et européens. Dans ce cas, pour

¹¹⁷ "Europe faces change in LNG market," Questions et réponses avec Jason Bennett, Baker Botts.

http://www.bakerbotts.com/file_upload/PRLNG17QABennett.htm

¹¹⁸ "Will European LNG reloads continue?" *Timera Energy*, 26 août 2013.

<http://www.timera-energy.com/commodity-prices/will-european-lng-reloads-continue/>

¹¹⁹ Stokes, David et Spinks, Oliver. "LNG's European core," *Energy Global*, 20 juin 2013. http://www.energyglobal.com/news/liquid-natural-gas/articles/LNGs%20European%20core_200.aspx#.Ui35H7wmx3l

rendre une importation de gaz américain commercialement attractive, les européens devraient alors payer au moins 10,6\$/mmBTU pour du gaz américain, ce qui est supérieur au prix moyen actuel du gaz dans l'Union européenne.¹²⁰ Ainsi, pour diversifier leurs importations de GNL et profiter du boom gazier américain, les européens devront payer du gaz plus cher, dont la facture sera finalement transmise au consommateur européen final. Dans le contexte global du GNL, l'Europe est alors perdante : elle doit arbitrer entre une diversification de ces sources de gaz avec des importations de GNL à un prix plus cher, ou la protection du consommateur européen en maximisant les importations par gazoduc, dont nous avons déjà prouvé que les sources potentielles restent très limitées. De plus, un approvisionnement marginal des marchés européens par du GNL présente de forts risques de volatilité, pouvant faire exploser les prix de spot des hubs européens. Comment donc construire un marché européen du gaz qui arbitrerait entre autant de contraintes ?

¹²⁰ "US LNG no cure for high European gas prices," *Breaking Energy*, 11 avril 2013. <http://breakingenergy.com/2013/04/11/us-lng-no-cure-for-high-european-gas-prices/>

III. Quelle régulation pour le marché intérieur du gaz ? L'intégration d'une vision géopolitique dans le Gas Target Model

Nous avons vu comment l'absence d'une diplomatie commune à l'Europe sur le plan du gaz met un frein à la diversification des importations de gaz par gazoduc : les volumes de gaz azerbaïdjanais exportables en Europe sont très limités, le projet d'un gazoduc transcaspéen a échoué, et, avec une instabilité croissante en Afrique du Nord et la continuation des sanctions contre l'Iran, on peut prévoir que l'Europe restera assez dépendante sur du gaz russe. Cependant, Gazprom, principal fournisseur de gaz vers l'Europe, connaît un déclin dans sa production, et la fragilité de sa position financière combinée avec un souci de préserver ses parts de marché européennes l'empêchent d'optimiser ses investissements pour l'exploitation de nouveaux gisements gaziers. De plus, les importations de gaz par GNL présentent des risques économiques assez importants : le marché de spot du GNL est volatile à échelle mondiale, et les prix européens du gaz sont moins attractifs que les prix asiatiques pour les cargos de GNL. Ces différentes observations d'ordre géopolitique et économique font craindre un manque de liquidité dans le marché européen du gaz, et si ces différents facteurs ne sont pas cadrés par une régulation économique adaptée, ils pourraient donner lieu à un marché volatile et avec des problèmes de liquidité, où de nombreux risques seraient portés par le consommateur européen final.

Ainsi, il convient d'abord de revoir les grands points du Gas Target Model pouvant soulever des préoccupations du point de vue de la sécurité énergétique, pour ensuite proposer un modèle alternatif adressant ces questions sans compromettre la libéralisation du marché du gaz.

a. Les grands risques du Gas Target Model

Le Gas Target Model (GTM) proposé par le Conseil européen des régulateurs de l'énergie en mars 2011 indique une vision d'un marché européen totalement libéralisé et propose un objectif non-contraignant pour la régulation du gaz en Europe. Il repose sur une série d'objectifs, dont :

- L'optimisation du fonctionnement des marchés de gros dans des hubs de taille optimale: un marché libéralisé serait basé sur des zones

d'entrée-sortie, de taille suffisamment importante pour permettre la création de hubs compétitifs ; les expéditeurs de gaz payeraient pour entrer, sortir, ou délivrer le gaz, mais pas pour la distance parcourue à l'intérieur de la zone, ce qui stimulerait les échanges de gaz à l'intérieur de la zone dans des bourses ou points d'échanges virtuels. Ceci implique la minimisation du nombre de zones de marché de gaz en Europe, et l'union des zones de marché nationales n'atteignant pas des tailles optimales pour créer des hubs régionaux et transnationaux.

- Des échanges entre zones de marché optimisées : la régulation devrait stimuler les échanges de court-terme entre zones de marché pour ainsi intégrer les différentes zones en un marché unique. Ceci impliquerait la mise en place d'un système d'allocation de capacité dans les gazoducs où toute la capacité existante des gazoducs serait attribuée pour des durées variables par un système d'enchères, et où de la capacité serait exclusivement réservée pour le court-terme.
- La sécurité d'approvisionnement et des investissements en infrastructures : le GTM propose un modèle selon lequel des besoins en investissements seraient basés sur des études de la demande du marché, et les investissements en gazoducs se feraient par des procédures de marché.¹²¹

Ainsi, le GTM vise à un marché basé sur du « hub-to-hub trading, » des échanges de court-terme entre différents zones de marché européennes, et où les investissements futurs seraient dictés par les évolutions de la demande. Parmi certains hubs exemplaires européens, on compte le « National Balancing Point » britannique et le « Title Transfer Facility » des Pays-Bas,¹²² non par hasard les hubs des principaux pays producteurs de gaz de l'Union européenne. Ainsi, le GTM vient à l'encontre du modèle traditionnel du marché du gaz, basé sur des contrats à long-terme avec des prix indexés et des clauses de destination.

¹²¹ CEER. "CEER Vision for a European Gas Target Model: Conclusions Paper," Ref: C11-GWG-82-03, 1 décembre 2011.

¹²² Beckman, Karel. "It's finally coming: The great European gas market transformation," *The European Energy Review*, 5 avril 2012.
<http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=3631>

Selon Walter Boltz, Vice-Président du CEER, le GTM s'inspire du modèle de régulation du marché électrique, plus basé sur des fluctuations de court-terme. De plus, il affirme que les contrats à long-terme avec des clauses de destination « viennent à l'encontre de l'idée du marché commun. »¹²³ Alexander Medvedev, Vice-Président du Conseil d'administration de Gazprom et Directeur général de Gazprom Export, est extrêmement critique vis-à-vis de l'idée d'un marché européen du gaz sans des contrats à long-terme.¹²⁴ En effet, les contrats à long-terme indexés au pétrole ont été historiquement nécessaires pour donner de la visibilité à long-terme au financement des grands projets d'exploration et de production de gaz et de construction de gazoducs ; ils donnent de la sécurité d'approvisionnement à l'acheteur et de la sécurité de demande au producteur. Alexander Medvedev est allé jusqu'à se moquer du GTM, en disant qu'il « regarderait les prix de spot chaque matin pour décider s'il enverrait ou non du gaz vers l'Europe. »¹²⁵

Vu notre analyse, nous pouvons comprendre le risque que poserait une impossibilité de Gazprom à investir pour la sécurité énergétique européenne. En s'attaquant aux contrats de long-terme, le GTM déplace le risque des investissements en production de gaz, historiquement partagé entre producteurs et acheteurs de gaz, exclusivement sur le producteur externe, dans le but de créer un marché intérieur plus « efficace. » Cependant, ce risque pourrait se retourner contre le consommateur européen si Gazprom—ou tout autre producteur—se verrait dans l'impossibilité d'investir sur ses gisements faute de visibilité financière à long-terme. Vu que Gazprom n'a pas encore été capable d'investir seul sur son gisement le plus important à Shtokman, il convient de se demander comment l'entreprise russe pourrait réaliser ces investissements sans la visibilité offerte par des contrats à long-terme ; de plus, il faut rappeler que le gisement de Shtokman se verrait relié à Nord Stream, et servirait prioritairement à l'approvisionnement en gaz de l'Europe. Ainsi, le Gas Target Model fait peser un risque sur le système complet du marché européen du gaz, fournisseurs externes inclus.

¹²³ Idem.

¹²⁴ Idem.

¹²⁵ Idem.

Ceci révèle une hypothèse très douteuse et sous-jacente tout au long du GTM : le présupposé d'un marché européen liquide, où la fourniture de gaz vers les hubs serait automatiquement fournie. Notre étude nous met en garde contre une telle supposition : l'Europe continuera à être dépendante de Gazprom pour son approvisionnement par gazoduc, tandis que la production de gaz russe est en déclin ; de même, le marché mondial du GNL, à la base même du développement des hubs, met l'Europe en désavantage par rapport à la concurrence des marchés asiatiques. Ceci nous permet de concevoir la possibilité d'un marché européen où le gaz deviendrait de plus en plus rare et qui aurait du mal à réagir à des pics inattendus de consommation ; ainsi, on pourrait se voir avec un marché basé sur des hubs qui ne pourraient pas fonctionner à cause de ce manque de liquidité dû à des potentielles crises d'approvisionnement. Ainsi, plutôt que d'ignorer cette possibilité, contre laquelle les réalités géopolitiques européennes devraient nous mettre en garde, il est essentiel pour le GTM d'intégrer ce risque lié à l'approvisionnement pour ainsi assurer la liquidité des marchés européens.

Le deuxième objectif du GTM, portant sur l'optimisation des échanges entre les zones de marché, se développe à partir du Code de réseau sur les Mécanismes d'allocation de capacité (Code CAM) en cours d'adoption par la procédure de comitologie pour être annexé au Règlement gaz du troisième paquet énergétique. Certains points du mécanisme envisagé pour interconnecter les zones d'entrée-sortie sont eux aussi la source de préoccupations pour Gazprom. Vu que la majorité des contrats à long-terme de Gazprom avec l'Europe n'expirent que dans les prochains 25 à 35 ans, l'ACER (Agence pour la coopération des régulateurs de l'énergie) a saisi l'opportunité de l'élaboration de ce code de réseau pour intensifier la composante de court-terme du marché intérieur du gaz. Ainsi, le Code CAM contenait initialement un « Sunset Clause » forçant la renégociation des contrats de gaz d'ici à 5 ans pour les rendre compatibles avec certaines dispositions du code, notamment le regroupement de l'allocation de capacité de part et d'autre de chaque interconnexion. Ceci aurait pu provoquer des pertes pour les fournisseurs de gaz de l'Europe, et particulièrement pour Gazprom, qui aurait pu voir l'expropriation de certains de ses droits contractuels, avec un impact négatif sur sa capacité à délivrer sur ses

contrats.¹²⁶ Finalement, dû à ces controverses, le « Sunset Clause » a été allégé dans la procédure de comitologie, et la renégociation de ces contrats déjà existants reste désirable, mais non pas impérative.¹²⁷

Les mécanismes d'allocation de capacité présentent un deuxième point de tension vis-à-vis de l'orientation court vs. long-terme du marché intérieur du gaz. L'ACER a rejeté la première ébauche du Code de réseau CAM dû au fait que le mécanisme d'allocation de capacité envisagé ne réserverait que 10% de la capacité des gazoducs pour le court-terme. L'ACER a donc exigé que 20% de la capacité des gazoducs de transports soit réservée pour le court ou moyen terme, pour ainsi empêcher des comportements anticoncurrentiels de certains grands acteurs tout en donnant plus d'espace à la formation des hubs et aux échanges de court-terme sur les zones de marché.¹²⁸ Ainsi, réservant une partie de la capacité disponible dans les gazoducs de transport pour le court-terme, l'ACER a marginalement restreint la possibilité de réserver de la capacité à long-terme sur les gazoducs de transport européens. Cette vision est bien cohérente avec le Gas Target Model, mais elle laisse des questions par rapport à la sécurité énergétique à long-terme des Etats membres.

De plus, la comparaison faite par Walter Boltz entre les marchés de l'électricité et du gaz paraît surprenante. Un marché du gaz basé sur le modèle électrique, et donc sur les échanges de court-terme, ignore la différence fondamentale entre les cycles de consommation de l'électricité et du gaz : la consommation de l'électricité suit une variation principalement journalière, tandis que celle du gaz varie de façon saisonnière et annuelle ; si

¹²⁶ Yafimava, Katja. "The EU Third Package for Gas and the Gas Target Model: major contentious issues inside and outside the EU," *Oxford Institute for Energy Studies*, avril 2013. <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/04/NG-75.pdf>

¹²⁷ "EU softens sunset clause on long-term natural gas transport contracts," *ICIS*, 17 mai 2013. <http://www.icis.com/heren/articles/2013/05/17/9670125/eu+softens+sunset+clause+on+long-term+natural+gas+transport.html>

¹²⁸ ACER. "Reasoning behind the opinion on the Network Code on Capacity Allocation mechanisms for the European gas transmission network," 5 juin 2012. http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2004-2012%20Reasoning.pdf

le marché électrique repose sur une logique de l'équilibre à court terme de l'offre et la demande, le marché gazier repose sur la logique à moyen et long-terme du stockage. Par conséquent, l'électricité est tarifée au coût marginal de production, et les mécanismes de production s'adaptent à la demande de l'électricité : ainsi, c'est la source de génération électrique la plus chère—généralement le gaz—qui fixe le prix de l'électricité. Cependant, une tarification au coût marginal du transport de gaz, option potentiellement envisageable selon les consultations du Code de réseau sur l'Harmonisation des tarifs de transport de gaz en Europe préparées par l'ACER, aurait des effets néfastes sur le fonctionnement et le financement des réseaux de transport de gaz en Europe. La tarification au coût marginal de transport de gaz au court-terme, théoriquement la plus efficace pour donner des signaux-prix aux gestionnaires de réseau et indiquer des congestions, serait tellement faible que, bien qu'elle favoriserait les échanges de court-terme entre des zones de marché, elle ne pourrait pas les coûts encourus par les gestionnaires de réseau. De même, l'application de multiplicateurs tarifaires pour favoriser les flux de gaz à court-terme pourraient poser des risques sur l'approvisionnement à long-terme du marché européen et le financement des infrastructures de réseau.¹²⁹ Bien que ces options ne seront probablement pas retenues, elles présentent les risques d'un focus de court-terme sur la gestion des réseaux de transport de gaz.

Enfin, la troisième composante du GTM, reposant sur des procédures de marché pour les investissements en infrastructure et la sécurité énergétique européenne, soulève une contradiction : comme nous avons déjà noté, la basse demande de gaz européenne actuelle donne un signal négatif pour les investissements en infrastructure, tandis que les réalités géopolitiques voudraient que l'Europe investisse davantage sur certaines interconnexions clés et la construction de terminaux méthaniers. Ainsi, comment des investissements visant exclusivement la sécurité énergétique européenne pourraient-ils être déclenchés par les mécanismes du marché ?

¹²⁹ ACER. "Public Consultation on Draft Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas," PC_2013_G_03. http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/PC_2013_G_03.aspx

De plus, comment un marché orienté sur le court-terme pourrait-il donner de la visibilité et des assurances financières à des investissements sur le long-terme ? A cette question, Walter Boltz répond que « les régulateurs devront décider de plus en plus sur la capacité à construire. Une plus grande partie des coûts seront socialisés. »¹³⁰ Mais une approche où les investissements seraient dictés par des agences de régulation ne serait-elle pas le modèle totalement contraire à celui proposé par le GTM ? En proposant la mise en place d'un marché de gaz basé sur des échanges de court-terme, tout en proposant des investissements en infrastructures et interconnexions financés par des mécanismes de marché, le GTM entre en contradiction avec lui-même ; son premier objectif empêche la réalisation du troisième, et il aboutirait sur une vision moins libérale du marché où les régulateurs, et non pas les acteurs de marché, seraient les déclencheurs des processus d'investissements. C'est l'absence de l'intégration d'une vision de la sécurité énergétique qui est au cœur de cette contradiction.

Ainsi se révèlent une fois de plus les contradictions du GTM tel que proposé par le CEER. Son problème principal a été clairement formulé par Dick De Jong, du Programme international de l'énergie Clingendael (CIEP) des Pays-Bas : « Nous sommes trop concentrés sur le marché intérieur au lieu du marché extérieur sur lequel nous sommes de plus en plus dépendants. »¹³¹ De plus, il affirme que le GTM repose sur une série d'hypothèses théoriques basées sur le modèle néoclassique du marché. Ses critiques au GTM nous offrent de nombreuses pistes d'amélioration pour proposer un modèle de régulation du gaz qui tienne vraiment en compte des contraintes imposées à l'Europe par sa dépendance croissante sur des marchés extérieurs qu'elle ne maîtrise pas.

b. La nécessité d'un modèle du marché intérieur qui intègre les contraintes géopolitiques externes à l'Europe

Le CIEP a proposé un Gas Target Model alternatif intégrant une perspective de sécurité d'approvisionnement, dont nos analyses confirment

¹³⁰ Beckman.

¹³¹ Idem.

les principales prémisses.¹³² Nous considérons que, vu que le Corridor Sud ne révolutionnera pas le marché européen du gaz, et l'Europe continuera à dépendre sur des importations de gaz russe à travers les gazoducs Nord Stream et South Stream, tout risque mettant en péril la production russe de gaz se traduit en un risque pour l'approvisionnement du marché intérieur du gaz. Ainsi, au lieu d'adopter une attitude de confrontation envers Gazprom et la Russie, et d'adopter une régulation économique visant à « punir » Gazprom pour sa défense de sa part de marché et des contrats à long-terme lui permettant d'investir sur ses gisements et infrastructures, l'Europe devrait trouver en Gazprom un partenaire de sa sécurité énergétique. Elle ne peut pas mettre en place une législation sur un marché intérieur qui ne tienne pas en compte du marché extérieur qui le conditionne, au risque de compromettre sa propre sécurité d'approvisionnement. Ainsi, les autorités européennes doivent comprendre la position fragile de Gazprom dans les marchés domestique et internationaux, due à :

- la déplétion des gisements historiques russes de la Sibérie ;
- la baisse des revenus et profits du groupe ;
- l'arrivée d'une nouvelle concurrence dans son marché domestique, particulièrement de l'entreprise Novatek ;
- sa difficulté à investir seule sur ses nouveaux gisements, notamment à Shtokman ;
- la dépendance de Gazprom sur le marché européen pour la moitié de son chiffre d'affaires.

Vue que l'Europe tire un tiers de ses importations, et un quart de sa consommation du géant russe, on peut noter que Gazprom dépend plus de l'Europe que l'Europe ne dépend de Gazprom. De même, vu l'importance de Gazprom dans le PIB russe, la stabilité économique russe en générale dépend du maintien des exportations russes vers l'Europe. Voilà la raison pour laquelle cette entreprise s'engage dans des projets coûteux de gazoducs sous-marins pour protéger sa part de marché européenne, mais ces investissements sur des projets d'intérêt géopolitique découlant d'une

¹³² Clingendael International Energy Programme. "CIEP Vision on the Gas Target Model: ASCOS (Ample, Secure and Competitive Supply)." [www.clingendaelenergy.com/inc/upload/files/Gas Target Model.pdf](http://www.clingendaelenergy.com/inc/upload/files/Gas_Target_Model.pdf)

méfiance russe par rapport à l'Europe impliquent la dépense de fonds qui auraient été disponibles au financement des nouveaux gisements gaziers dont l'Europe continuera à dépendre.

Ainsi, l'Europe doit capitaliser sur sa position de force par rapport à Gazprom pour établir une relation avec la Russie où leurs intérêts communs soient respectés. L'Europe doit accepter que les contrats à long-terme sont nécessaires à toute politique d'investissement dans des gisements de gaz, non seulement en Russie mais dans la plupart des pays producteurs. En acceptant la logique des contrats à long-terme dans son nouveau modèle du marché du gaz, l'Europe peut tirer une série de nouveaux leviers dans ses négociations avec Gazprom, par exemple :

- négocier des nouvelles formes d'indexation des contrats à long-terme, en attribuant une part à l'évolution du prix de spot dans les hubs ;¹³³
- permettre aux entreprises européennes de participer à l'exploitation des gisements russes, pour ainsi aider Gazprom à réaliser des investissements coûteux, en négociant un cadre contractuel plus favorable aux entreprises européennes en tirant les leçons de l'échec de Shtokman ;
- éviter l'apparition de nouveaux projets d'ordre géopolitique pour concentrer les relations russo-européennes dans la production de gaz à partir de nouveaux gisements russes.

Le GTM proposé par le CIEP rejoint cette analyse en affirmant que les oligopoles vont rester dans l'approvisionnement du gaz en Europe, vu que le nombre de producteurs de gaz reste limité.¹³⁴ De même, il affirme que la réduction des prix du gaz pour le consommateur européen passe plus par la concurrence des sources externes et l'abondance de l'approvisionnement en gaz que par les structures de concurrence internes au marché européen. Ainsi, la stratégie européenne devrait se concentrer davantage sur la mise en concurrence de ses fournisseurs, en maximisant le nombre de sources d'approvisionnement à travers une flexibilité contractuelle dans ses relations

¹³³ Heather, Patrick. "Continental Europe Gaz Hubs: Are they fit for purpose?" *The Oxford Institute for Energy Studies*, juin 2012.

<http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/06/NG-63.pdf>

¹³⁴ CIEP.

avec les producteurs de gaz. Ainsi, le rapport du CIEP affirme que, tandis que certains producteurs ne proposent que des contrats à long-terme, d'autres proposent des contrats à long-terme et d'autres préfèrent des régimes mixtes. En favorisant la flexibilité contractuelle, en minimisant les barrières à l'entrée gazier européen et en facilitant le transit entre zones de marché, la régulation européenne permettrait de maximiser le nombre de fournisseurs externes de gaz, de les mettre en concurrence les uns contre les autres, et de gagner davantage de leviers dans la négociation de prix du gaz plus favorables au consommateur européen.¹³⁵

Pour ceci, il faut que les Etats européens apprennent des erreurs diplomatiques et stratégiques qu'ils ont commis dans la Mer Caspienne. L'exemple de l'Azerbaïdjan démontre comment les intérêts individuels et les rivalités entre Etats et entreprises européennes leur ont empêché d'émettre une position commune par rapport au projet Nabucco et de s'engager financièrement à long-terme sur ce projet, et par conséquent les flux de gaz azerbaïdjanais vers l'Europe seront en grande partie contrôlés par la Turquie et l'Azerbaïdjan dans le gazoduc TANAP. De même, l'exemple du Turkménistan démontre que, vu la rareté des ressources gazières mondiales, les marchés de gaz ont tendance à être un jeu à somme nulle ; vu que l'Europe est en concurrence avec la Chine, l'Inde et le Pakistan pour les ressources d'Asie centrale, une attitude passive envers la conquête de ces ressources se traduit en gains pour les géants asiatiques à l'encontre de la sécurité énergétique européenne. Ainsi, l'absence d'une diplomatie énergétique commune à l'Europe est un des principaux freins à la construction d'un marché intérieur du gaz fonctionnant en sécurité.

De plus, le modèle proposé par le CIEP critique l'emphase placée par le GTM sur les échanges à court-terme. Au contraire, il affirme que l'équilibre entre les contrats à court et à long-terme doit être dynamique, puisqu'il dépend des évolutions des conditions des marchés, des sources d'approvisionnement, des perspectives d'investissement, et de l'évolution des utilisations commerciales du gaz. Il accuse le CEER de vouloir obliger le marché du gaz à se conformer à un modèle néo-classique : acteurs

¹³⁵ Idem.

économiquement rationnels, nombre très élevé d'acheteurs et de vendeurs, et des prix découlant de l'équilibre à court-terme de l'offre et de la demande. Ceci ignore les considérations techniques, géographiques, économiques, politiques et géopolitiques qui structurent le marché européen et mondial du gaz.¹³⁶ Par conséquent, l'évolution du rapport entre les contrats à court et à long-terme et échanges de spot doit évoluer selon la logique propre au marché du gaz, et ne doit pas être forcée par la régulation européenne.

Tout de même, nous considérons que la régulation peut essayer de limiter les risques de volatilité découlant des relations entre les contrats et les échanges de spot, particulièrement sur le plan du GNL. Comme nous avons démontré, l'approvisionnement européen en gaz sous forme de GNL est soumis à une concurrence beaucoup plus forte des pays asiatiques que l'approvisionnement par gazoduc. La volatilité de la demande en GNL des pays asiatiques peut provoquer des hausses abruptes du prix du gaz européen dans des moments d'approvisionnement tendu lorsque l'approvisionnement marginal repose sur le marché de spot du GNL. La régulation européenne doit donc laisser une place à la contractualisation à long-terme de l'approvisionnement sous forme de GNL, sans placer une emphase exacerbée sur le besoin d'échanges de spot pour la dynamisation des hubs.

Enfin, comme nous avons étudié, les marchés nationaux de gaz restent physiquement assez déconnectés, et même des zones de marché d'un même pays peuvent voir des fortes divergences de prix dû à des contraintes physiques et à des interconnexions insuffisantes. Le modèle proposé par le CIEP tient en compte l'hétérogénéité des marchés européens, en notant qu'un effort d'homogénéisation de tous les marchés européens est inconcevable vu la géographie même du continent : l'Espagne a plus de facilité à importer du GNL que marchés d'Europe centrale, tandis qu'elle est moins bien lié au réseau de gazoducs provenant de la Russie. Ainsi, la convergence des marchés doit passer par l'acceptation de leurs différences ; le hub-to-hub trading passe non pas par la multiplication des échanges de court-terme entre différents hubs, mais par l'interconnexion physique de ceux-

¹³⁶ Idem.

ci à travers de grands projets d'investissement.¹³⁷ Ni la logique de court-terme du hub-to-hub trading, ni les logiques de marché néo-classiques peuvent assurer le financement de toutes les interconnexions et infrastructures dont l'Europe a besoin pour créer un marché intérieur cohérent et bien uni. Au contraire, la régulation européenne doit mettre l'emphase sur la nécessité d'investir sur des infrastructures stratégiques et économiquement viables ; elle doit assurer la capacité des gestionnaires de réseau et de terminaux méthaniers à investir, en leur donnant de la visibilité de long-terme sur leurs flux financiers et la capacité d'accumuler les revenus nécessaires pour réaliser les investissements unissant physiquement un marché européen encore morcelé.

¹³⁷ Idem.

Conclusion

Notre étude a démontré les nombreux risques qui peuvent découler d'une régulation de marché fondée sur une vision théorique qui ne tient pas en compte des réalités physiques, politiques et géostratégiques encadrant le marché européen du gaz. Ainsi, nous avons compris que l'Union européenne verra sa demande de gaz croître tandis que sa production domestique continuera à décliner ; elle deviendra donc plus dépendante sur ses exportations. L'exploitation de gaz de schiste ne s'est pas encore révélée capable de mitiger cette chute de la production domestique européenne, dû à des blocages politiques, techniques et financiers. On compte notamment les nombreuses préoccupations environnementales des citoyens et gouvernements européens par rapport à la technique de la fracturation hydraulique, de même que la difficulté technique à exploiter des gisements très profonds et proches de grandes aires urbaines. Par la suite, nous avons vu que les infrastructures européennes actuelles sont insuffisantes pour créer un marché européen unique et fluide : en fait, même dans le marché français on note des divergences régionales de prix très importantes. D'autres caractéristiques plus techniques des marchés nationaux, par exemple les spécifications techniques de qualité de gaz et d'odorisation, empêchent encore la mise en place de flux physiques bidirectionnels entre les différents marchés nationaux européens.

Par la suite, nous avons compris que le marché européen se voit très contraint par la situation géopolitique du continent. Le plus grand fournisseur de gaz pour l'Europe étant la Russie, et particulièrement son entreprise Gazprom, nous nous sommes lancés dans l'analyse des relations de l'Europe avec ce groupe énergétique. Nous avons d'abord compris que les Etats européens n'ont pas de position unifiée par rapport la Russie, et celle-ci exploite leurs divisions pour préserver les parts de marché de Gazprom. Ainsi, l'Allemagne se lie davantage à la Russie par le gazoduc Nord Stream, tandis que la Pologne craint voir son approvisionnement coupé. Dans cette situation, les différentes attitudes historiques entre pays d'Europe occidentale et orientale rendent difficile l'établissement d'une diplomatie européenne commune envers la Russie. Nous avons ensuite exploré la situation des réserves et de la production de Gazprom, pour découvrir un panorama plutôt

préoccupant. La plupart des gisements historiques de Gazprom sont dans une phase de déclin de production ; pour maintenir ses exportations vers l'Europe, le groupe national russe doit investir sur des gisements beaucoup plus coûteux dans le cercle polaire : sur la péninsule de Yamal et dans la mer de Barents. Bien que l'exploitation des gisements de la péninsule de Yamal soient déjà en cours, la Russie ne dispose pas des capacités techniques pour investir dans les gisements sous-marins de la mer de Barents, et particulièrement le gisement de Shtokman. Cependant, la Russie a toujours été réticente à voir des groupes étrangers exploiter ses gisements. Ainsi, les efforts de création d'un consortium avec Statoil et Total pour l'exploitation de Shtokman ont fait faillite, et sans l'expertise du groupe norvégien, il est difficile de concevoir comment Gazprom serait capable d'exploiter ce gisement. Vu que ce gaz serait ultimement acheminé vers l'Europe, l'absence des investissements à Shtokman pèse sur la sécurité énergétique européenne. Finalement, nous avons étudié la situation financière de Gazprom, pour comprendre que cette compagnie voit ses profits tomber, et ne peut mitiger la chute de ses revenus que par des augmentations de prix. De plus, elle a du mal à se financer ; elle est perçue comme un client très risqué par les banques occidentales, tandis que le système financier russe est très fragile. Par conséquent, Gazprom est obligé de s'endetter à des taux exorbitants, ce qui affecte d'autant plus sa capacité à réaliser des investissements. Nous avons ainsi proposé la nécessité d'un changement d'attitude de l'Europe envers Gazprom, qui doit être perçu moins comme un géant menaçant et plus comme une entreprise en difficultés financières dont dépend une partie importante de la sécurité énergétique européenne.

Nous avons ensuite étudié la situation du Corridor Sud énergétique. Nous avons vu comment les divisions entre pays européens et différents projets concurrentiels, chacun porté par un groupe de pays ou corporations, n'ont pas permis la mise en place du projet phare Nabucco. Au contraire, l'Europe devra aujourd'hui dépendre de la Turquie et de l'Azerbaïdjan sur une partie du transport du gaz azerbaïdjanais vers le marché européen. De plus, nous avons vu comment les pays européens ont livré une grande bataille pour la conquête d'une source d'approvisionnement énergétique dont les ressources sont très limitées et leurs prix élevés. Avec ses 10 Gm³

acheminés vers l'Europe, à comparer aux 150 Gm³ acheminés par Gazprom, l'Azerbaïdjan n'est pas une solution pour la diversification des sources énergétiques européennes. Le cas du Turkménistan, qui aurait pu être lié à l'Europe et à Nabucco par un gazoduc transcaspian, démontre comment une attitude européenne d'opposition à la Russie n'a fait que favoriser la pénétration chinoise et indienne dans le marché gazier turkmène. En fait, tandis que les pays européens débattaient la construction ou non d'un gazoduc transcaspian lié à Nabucco, le gouvernement chinois a construit un gazoduc liant le Turkménistan à la Chine, et le gaz turkmène représente aujourd'hui la moitié des importations chinoises. De plus, les intérêts géostratégiques américains, et particulièrement les sanctions sur l'Iran et la guerre en Afghanistan, ont donné lieu au soutien américain pour la vente de gaz turkmène à l'Inde. Ceci a laissé l'Europe sans gaz disponible pour être importé depuis le Turkménistan, et revêt un échec monumental de la diplomatie gazière européenne.

Par la suite, nous avons étudié les perspectives du GNL pour la diversification des sources d'approvisionnement en gaz pour l'Europe. Bien que l'importation de GNL favorise la mise en place de hubs en Europe, nous avons noté comment la logique des échanges commerciaux de court-terme appliquée au GNL met l'Europe en désavantage face à la concurrence asiatique pour des importations de GNL. En fait, la crise de Fukushima a donné lieu à une explosion des prix du GNL japonais, ce qui rend le marché japonais beaucoup plus attractif que le marché européen pour les fournisseurs de GNL. De plus, la basse demande européenne empêche l'investissement en capacité d'importation de GNL, tandis que de nombreux pays se lient par des contrats de long-terme aux fournisseurs mondiaux de GNL. Enfin, nous avons noté que la dépendance européenne sur du GNL pour satisfaire des mouvements marginaux de la demande, et particulièrement des pics de consommation imprévus, pourraient entraîner une forte volatilité des prix de spot européens : une explosion du prix de spot de gaz pourrait poser des risques sur le consommateur, qui verrait sa facture énergétique augmenter de façon exorbitante. Ainsi, nous avons conclu que l'importation de GNL ne donne pas d'assurance majeure pour la sécurité énergétique européenne.

Nous avons conclu notre étude en comparant le modèle cible théorique de régulation proposé par le CEER, le Gas Target Model, aux contraintes internes et externes découlant de nos études économiques et géopolitiques. Le Gas Target Model repose sur trois objectifs : une priorisation de la mise en place de hubs, où la plupart des échanges de gaz auraient lieu sur le court-terme ; l'optimisation des échanges entre les hubs ; et des investissements en infrastructures selon des procédures de marché. En comparant ce modèle aux réalités déjà mentionnées, nous avons noté que ce modèle de régulation est hautement risqué. D'abord, la prépondérance des échanges de gaz à court-terme sur des hubs impliquerait la mise en question des contrats à long-terme liant l'Europe à ses fournisseurs de gaz, et particulièrement à Gazprom. Cependant, sans ces contrats, Gazprom et les autres producteurs de gaz se verraient dans de grandes difficultés à investir. Vue la situation relativement critique des gisements gaziers russes, et la nécessité de stimuler des investissements par Gazprom pour assurer la sécurité d'approvisionnement européenne, placer des risques supplémentaires sur une entreprise déjà très contrainte ne serait pas une option valable pour assurer la continuité des flux gaziers vers l'Europe. Nous avons ainsi critiqué la façon dont le GTM présuppose une liquidité des marchés européens de gaz, sans tenir en compte la situation géopolitique adverse. Nous avons aussi vu comment des mécanismes de régulation visant les échanges fluides et de court-terme entre hubs mettraient en danger tant les obligations contractuelles des Etats européens envers leurs fournisseurs que la capacité des gestionnaires de réseau à couvrir leurs coûts. De plus, le troisième objectif du GTM semble ignorer que certains investissements en infrastructures découlent de considérations stratégiques, et ne se réaliseraient pas en suivant une pure logique de marché. Enfin, nous avons noté que le premier et le troisième objectif du GTM sont contradictoires : une priorisation des échanges de court-terme ne permettraient pas aux opérateurs de réseau d'avoir une vision à long-terme de leurs investissements.

Nous avons donc proposé notre propre modèle de régulation du marché intérieur du gaz, qui vient soutenir le modèle alternatif d'un Gas Target Model proposé par le centre de recherche néerlandais CIEP. Nous avons recommandé un modèle qui intègre le marché extérieur à la régulation

du marché intérieur, particulièrement en tenant en compte de la situation fragile de Gazprom. Ainsi, nous considérons que les relations énergétiques russo-européennes devraient s'établir sur de nouvelles bases, reposant davantage sur la dépendance mutuelle et moins sur les menaces ; un tel modèle accepterait la nécessité russe d'une visibilité financière à long-terme de ses investissements, et protégerait les contrats à long-terme liant l'Europe et la Russie, même si les termes d'indexation pourraient être modifiés pour inclure un certain degré d'indexation au prix des hubs. Nous rejoignons le CIEP sur l'idée que la baisse du prix du gaz devrait passer par la mise en concurrence des fournisseurs externes plutôt que des acteurs internes au marché européen. Cependant, la diversification des sources de gaz doit être accompagnée par la mise en place d'une diplomatie énergétique commune à l'Europe, qui tiendrait en compte des multiples erreurs commises avec le projet Nabucco et du gazoduc transcaspéen. Nous rejoignons aussi le CIEP sur l'idée d'une nécessité de flexibilité dans le choix de contrats à long et à court terme par les acteurs du marché européen. Cette flexibilité maximiserait le nombre de partenaires possibles pour l'Europe, particulièrement sur les marchés mondiaux de GNL. Nous mettons cependant en garde contre des mécanismes de réponse à des changements marginaux de la demande par des prix de spot de GNL, plus volatiles que les prix contractuels. Enfin, nous considérons que le développement du hub-to-hub trading ne doit pas être un concept virtuel, mais basé sur des infrastructures réelles. Le modèle de régulation du marché européen doit donc reposer davantage sur la stimulation des investissements en infrastructures pour unir physiquement le marché européen, au lieu de faire peser des risques financiers sur les gestionnaires de réseau pour une optimisation des échanges de court-terme.

Notre étude révèle deux critiques majeures au fonctionnement des institutions européennes. D'abord, la Commission européenne a fixé trois objectifs pour le développement du marché intérieur du gaz : libéralisation, sécurité et durabilité. Cependant, vu l'absence d'une diplomatie commune à l'Europe, l'objectif de sécurité n'a pas pu progresser au même rythme que celui de la libéralisation. Le cadre juridique européen des trois paquets énergétiques a permis libéralisation du marché du gaz et l'introduction de la concurrence dans celui-ci ; cependant, lorsque nous touchons aux questions

de sécurité, toutes les prérogatives redeviennent nationales. Par conséquent, l'Europe se retrouve affaiblie internationalement sur le plan énergétique. Ensuite, les régulateurs chargés de la libéralisation des marchés sont tellement focalisés sur un cadre théorique de la régulation du marché intérieur qu'ils semblent avoir perdu de vue les relations entre le marché intérieur régulé et le marché extérieur. Dans le cas du gaz, la domination actuelles de conceptions théoriques de la régulation de gaz par rapport aux réalités physiques et géopolitiques de ce marché sont tellement exceptionnelles qu'elles risquent de compromettre la sécurité du marché intérieur, et avec celle-ci toute les structures que la libéralisation de ce marché a mises en place.

Un grand nombre de régulateurs de l'énergie cherchent à transformer le marché du gaz en un « marché normal ». Ainsi, ils essaient de forcer les acteurs du marché à adopter les comportements d'un marché optimal : échanges optimaux entre un nombre illimité d'acteurs, prix fixés à la marge selon les fluctuations à court-terme de l'offre et de la demande. L'adaptation plus facile du marché électrique à ce modèle renforce l'illusion que quelque chose ne marche pas bien avec le marché du gaz, et que celui-ci doit être corrigé. Cependant, le marché du gaz est loin d'être « normal » : les ressources de gaz sont très limitées géographique et physiquement ; les intérêts politiques et géostratégiques sont aussi importants que les intérêts commerciaux au moment de faire de grandes décisions ; les investissements sont exceptionnellement longs et coûteux ; la structure même de la chaîne de valeur du gaz détient une logique de moyen et de long-terme, où les approvisionnements doivent être assurés. En essayant de forcer un tel marché à rentrer dans le cadre théorique d'un marché néo-classique, les régulateurs énergétiques multiplient des risques qui finalement seront reportés sur le consommateur final. Cependant, la régulation ne devrait-elle pas suivre l'intérêt général ? Avec l'utilisation du gaz pour le chauffage et la production d'électricité, la distribution de gaz n'est-elle pas un service public ? Nous sommes tentés à dire que le modèle de régulation actuellement proposé pourrait sacrifier l'intérêt général des consommateurs européens au nom d'une idée théorique, voire idéologique, du fonctionnement correct d'un marché.

Enfin, les objectifs de sécurité d’approvisionnement et de libéralisation du marché ne sont pas les seuls objectifs contradictoires de la stratégie énergétique européenne. Nous avons déjà démontré comment le besoin d’un développement durable peut entrer en contradiction avec les impératifs de la sécurité énergétique, par exemple, avec les débats sur le gaz de schiste. Cependant, il serait intéressant d’étudier les contradictions entre la libéralisation des marchés énergétiques et le développement durable, et particulièrement sur le plan de la production électrique. Nous prévoyons de nombreuses tensions entre un régime de production électrique par des sources d’énergie renouvelables hautement subventionnées et la mise en place d’un marché énergétique concurrentiel et libéralisé. Cependant, si nous avons proposé des compromis et équilibres entre sécurité d’approvisionnement et libéralisation du marché, la recherche d’autres compromis pourrait donner encore plus de force et cohérence à la stratégie énergétique européenne.

Bibliographie

Textes européens :

Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions du 10 novembre 2010 intitulée « Énergie 2020 Stratégie pour une énergie compétitive, durable et sûre » [COM(2010) 639 final].

Directive 96/92/CE du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

Directive 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 22 juin 1998 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

Règlement (CE) n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

Directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (abrogeant la directive 96/92/CE).

Directive 2003/55/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel (abrogeant la directive 98/30/CE).

Règlement (CE) n° 713/2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie.

Règlement (CE) n° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité (abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003).

Règlement (CE) n° 715/2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel (abrogeant le règlement (CE) n° 1775/2005).

Directive 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (abrogeant la directive 2003/54/CE).

Directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel (abrogeant la directive 2003/55/CE).

Communication de la Commission européenne COM/2010/0677 final du 17 novembre 2010, "Priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà - Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré."

"Connecting Europe Facility: Commission adopts plan for €50 billion boost to European networks," Communiqué de presse de la Commission européenne, 19 octobre 2011.

ACER. "Reasoning behind the opinion on the Network Code on Capacity Allocation mechanisms for the European gas transmission network," 5 juin 2012.

http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2004-2012%20Reasoning.pdf

ACER. "Public Consultation on Draft Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas," PC_2013_G_03.

http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/PC_2013_G_03.aspx

ENTSO-G Ten-Year Network Development Plan, 2011-2020.

http://www.entso-g.eu/public/uploads/files/publications/TYNDP/2012/TYNDP_Report_110217_MQ_.pdf

CEER. "CEER Vision for a European Gas Target Model: Conclusions Paper," Ref: C11-GWG-82-03, 1 décembre 2011.

"Memorandum of understanding on a strategic partnership between the European Union and the Republic of Azerbaijan in the field of energy."

http://ec.europa.eu/energy/international/doc/mou_azerbaijan_en.pdf

Ouvrages :

CHEVALIER (Jean-Marie), *Les grandes batailles de l'énergie*, Editions Gallimard, 2004.

CHEVALIER (Jean-Marie), et GEOFFRON (Patrice), *Les Nouveaux défis de l'énergie : Climat, économie, géopolitique*, Editions Economica, 2011.

GRAND (Emmanuel), VEYRENC (Thomas), *L'Europe de l'électricité et du gaz : Acteurs, marchés, régulations*, Editions Economica, 2011.

HANSEN (Jean-Pierre), PERCEBOIS (Jacques), *Energie : Economie et politiques*, Groupe De Boeck, 2010.

Articles scientifiques:

2b1st Consulting. "Gazprom to think technology for new Shtokman partnership." <http://www.2b1stconsulting.com/gazprom-to-think-technology-for-new-shtokman-partnership/>

AEA. "Climate impact of potential shale gas production in the EU," Rapport pour la Commission Européenne DG CLIMA, 30 juillet 2012.

ec.europa.eu/clima/policies/eccp/docs/120815_final_report_en.pdf

BADIDA (Josef), "A Golden Age of Natural Gas in Europe?" *The Journal of Energy Security*, 17 avril 2013.

http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&id=440:a-golden-age-of-natural-gas-in-europe&catid=135:issue-content&Itemid=419

BECKMAN (Karel), "It's finally coming: The great European gas market transformation," *The European Energy Review*, 5 avril 2012.
<http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=3631>

Clingendael International Energy Programme. "CIEP Vision on the Gas Target Model: ASCOS (Ample, Secure and Competitive Supply)."
[www.clingendaelenergy.com/inc/upload/files/Gas Target Model.pdf](http://www.clingendaelenergy.com/inc/upload/files/Gas_Target_Model.pdf)

HEATHER (Patrick), "Continental Europe Gaz Hubs: Are they fit for purpose?" *The Oxford Institute for Energy Studies*, juin 2012.
<http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/06/NG-63.pdf>

LAMOUREUX (David), "The Shanghai Cooperation Organization: Assessing China," *Journal of Energy Security*, 14 décembre 2011.
http://www.ensec.org/index.php?Itemid=386&catid=121:contentenergysecurity1111&id=331:the-shanghai-cooperation-organization-assessing-chinas-energy-strategy-in-central-asia&option=com_content&view=article

MAKAROVA (Nadejda) "Gazprom: Gas Giant Under Strain," Program on Energy and Sustainable Development at Stanford University, January 2008.
http://iis-db.stanford.edu/pubs/22090/WP71,_Nadja_Victor,_Gazprom,_13Jan08.pdf

Marcogaz, Technical Association of the European Natural Gas Industry. "Odorisation and Interoperability."
http://www.marcogaz.org/index.php/component/docman/doc_download/1308-gi-od-12-03d129-odorisation-and-interoperability-final-document-09-10-2012?Itemid=135

Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem). "Gas Security of Supply Report," Ofgem Report to Government. <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/40204/gas-sos-report.pdf>

Ofgem. "Open letter: Call for evidence on the use of Gas Interconnectors on Great Britain's borders and on possible barriers to trade." 1er octobre 2012.
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/59290/120928interconnectoropen-letter-final.pdf>

OSWALD (Kurt), "The Future of European Gas Supply." AT Kearney, Issue Papers and Perspectives, décembre 2011. http://www.atkearney.com/paper/-/asset_publisher/dVxv4Hz2h8bS/content/the-future-of-the-european-gas-supply/10192

RATNER (Michael), "Europe's Energy Security: Options and Challenges to Natural Gas Supply Diversification," Congressional Research Service Report for Congress, 20 août 2013. P. 6.

Shale Gas Europe. "Security of Gas Supply." <http://www.shalegas-europe.eu/en/index.php/resources/benefits-of-gas/security-of-gas-supply>

SÖNDERBERGH (Bengt), "European energy security: an analysis of future Russian natural gas production and exports," Université Uppsala, Suède.

STOKES (David), SPINKS (Oliver), "LNG's European core," *Energy Global*, 20 juin 2013. http://www.energyglobal.com/news/liquid-natural-gas/articles/LNGs%20European%20core_200.aspx#.Ui35H7wm3l

The Institute for Energy Research. "A Primer on Energy and the Economy: Energy's Large Share of the Economy Requires Caution in Determining Policies That Affect It." <http://www.instituteforenergyresearch.org/2010/02/16/a-primer-on-energy-and-the-economy-energys-large-share-of-the-economy-requires-caution-in-determining-policies-that-affect-it/>

Timera Energy. "LNG spot volatility and European price formation," 4 février 2013. <http://www.timera-energy.com/commodity-prices/lng-price-volatility-and-european-price-formation/>

Timera Energy. "Price Divergence at PEG Sud," 22 juillet 2013. <http://www.timera-energy.com/continental-gas/price-divergence-at-peg-sud/>

Timera Energy. "Will European LNG reloads continue?" 26 août 2013. <http://www.timera-energy.com/commodity-prices/will-european-lng-reloads-continue/>

WILLIAMS (Terry), "European Gas Interchangeability." <http://www.igu.org/html/wgc2009/papers/docs/wgcFinal00086.pdf>

YAFIMAVA (Katja), "The EU Third Package for Gas and the Gas Target Model: major contentious issues inside and outside the EU," *Oxford Institute for Energy Studies*, avril 2013. <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/04/NG-75.pdf>

Données statistiques et financières :

Electricity production by fuel (ENER 027) – Assessment published Apr 2012. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/electricity-production-by-fuel-1/electricity-production-by-fuel-assessment-3>

Eurogas. "Long-term Outlook to 2030." <http://www.eurogas.org/uploaded/Eurogas%20long%20term%20outlook%20to%202030%20-%20final.pdf>

Energy Policies of IEA Countries, 2006 Review. OECD – IEA.

Rapports Annuels de Gazprom de 2006 à 2011
Rapports Financiers de Gazprom de 2006 à 2011.
<http://www.gazprom.com/investors/reports/>

Gazprom Reference Figures, 2006-2010.
<http://www.gazprom.com/f/posts/64/119881/gazprom-reference-figures-2006-2010-en.pdf>

Sovereign Risk and Currency Risk Ratings by Country.
<http://seekingalpha.com/article/248600-sovereign-risk-and-currency-risk-ratings-by-country>

Fiches d'information :

Bulgaria Country Gas Profile, Energy Delta Institute.
<http://www.energydelta.org/mainmenu/energy-knowledge/country-gas-profiles/bulgaria#t57396>

Germany Country Gas Profile, Energy Delta Institute.
<http://www.energydelta.org/mainmenu/energy-knowledge/interactive-world-gas-map/europe/duitsland>

“Nord Stream Gas Pipeline (NSGP), Russia-Germany,” *hydrocarbons-technology.com*. <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/negp/>

Gazprom Gas and Oil Production.
<http://www.gazprom.com/about/production/extraction/>

Zapolyarnoe Field, Gazprom.
<http://www.gazprom.com/about/production/projects/deposits/zm/>

Yamal Megaprojet, Gazprom.
<http://www.gazprom.com/about/production/projects/mega-yamal/>

Shtokman field, Gazprom.
<http://www.gazprom.com/about/production/projects/deposits/shp/>

Shtokman Review. http://www.shtokman.ru/r/10EC543D-2464-428D-8A03-B3ADE33BF5F0/ShtRevEng_0.pdf

Azerbaijan – The Shah Deniz Project.
<http://www.thefreelibrary.com/AZERBAIJAN+-+The+Shah+Deniz+Project.-a089806494>

Articles de presse:

SCOTT (Mark), “Europe struggles in shale gas race,” *The New York Times*, 24 avril 2013. http://www.nytimes.com/2013/04/25/business/energy-environment/europe-faces-challenges-in-effort-to-embrace-shale-gas.html?_r=1&

CARCELLER (Juliette), “Gaz de schiste: les vrais enjeux,” *Les Echos*, 14 août 2013. <http://www.lesechos.fr/entreprises-secteurs/energie->

environnement/dossier/0202391226050-gaz-de-schiste-miracle-economique-ou-desastre-annonce-516245.php

“Gaz de schiste: l’exploitation contaminerait bien l’eau potable,” *Les Echos*, 24 juin 2013. <http://www.lesechos.fr/entreprises-secteurs/energie-environnement/dossier/0202391226050/0202854721440-gaz-de-schiste-l-exploitation-contaminerait-bien-l-eau-potable-579832.php>

“François Hollande : ‘Il n’y aura pas d’exploitation de gaz de schiste en France,’” *France 24*, 14 juillet 2013. <http://www.france24.com/fr/20130714-francois-hollande-il-ny-aura-pas-exploration-gaz-schiste-france-ecologie-environnement>

LAWRENCE (Daina), “Eastern Europe seeks shale gas ‘Revolution,’” *The Globe and Mail*, 14 août 2013. <http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/breakthrough/eastern-europe-seeks-shale-gas-revolution/article13738672/>

“Shale Gaz in Poland: Mad and messy regulation,” *The Economist*, 10 juillet 2013. <http://www.economist.com/blogs/easternapproaches/2013/07/shale-gas-poland>

“Commission opens anti-trust case against Gazprom,” *EurActiv*, 5 septembre 2012. <http://www.euractiv.com/energy/commission-opens-antitrust-case-news-514613>

“Nord Stream ‘a waste of money,’ says Poland,” *Euractiv*, 11 janvier 2010. <http://www.euractiv.com/energy/nord-stream-waste-money-poland/article-188727>

PETERSEN (Alexandros), “The Molotov-Ribbentrop Pipeline,” *The Wall Street Journal*, 9 novembre 2009. <http://online.wsj.com/article/SB10001424052748703567204574499150087261242.html>

“Gazprom and Wintershall intend to expand gas production of Achimov deposits of the Urengoy field,” *BASF*, 10 mars 2011. <http://www.basf.com/group/pressrelease/WH-11-04>

“Gazprom launches Bovanenkovo gas field, Russia,” *LNG World News*, 25 octobre 2012. <http://www.lngworldnews.com/gazprom-launches-bovanenkovo-gas-field-russia/>

“Trillion rouble pipeline,” *Barents Observer*, 16 mai 2011. <http://barentsobserver.com/en/articles/trillion-rouble-pipeline>

“Getting ready for Bovanenkovo launch,” *Barents Observer*, 13 mai 2012. <http://barentsobserver.com/en/energy/getting-ready-bovanenkovo-launch>

“Shtokman exit shows a realistic Gazprom,” *The Financial Times*, 29 août 2012. <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/b6c8cf9c-f1f8-11e1-bba3-00144feabdc0.html#axzz2eOprJ8zv>

“Statoil writes off \$336 mln Shtokman gas investment,” *Reuters*, 7 août 2012. <http://www.reuters.com/article/2012/08/07/statoil-shtokman-idUSL6E8J76LB20120807>

“Shtokman exit shows a realistic Gazprom,” *The Financial Times*, 29 août 2012.

“Gazprom expects to keep domestic gas market share at around 75% through 2020,” *Platts*, 28 mai 2013. <http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/Moscow/Gazprom-expects-to-keep-domestic-gas-market-share-26972184>

“Gazprom seeks control over Moscow utility,” *The New York Times*, 11 septembre 2007. http://www.nytimes.com/2007/09/11/business/worldbusiness/11iht-gazprom.4.7467716.html?_r=0

“Blue Stream: Gazprom double le débit de gaz vers la Turquie,” *RIA Novosti*, 26 août 2010. <http://fr.rian.ru/energetics/20100826/187303855.html>

“Gazprom’s strategic objectives in East are to supply Russian consumers with natural gas and create center for gas export to Asia-Pacific,” Gazprom press release, 18 juin 2013. <http://www.gazprom.com/press/news/2013/june/article164811/>

MEHDI (Ahmed), “Putin’s Gazprom Problem: How the Kremlin accidentally liberalized Russia’s natural gas market,” *Foreign Affairs*, 6 mai 2012. <http://www.foreignaffairs.com/articles/137615/ahmed-mehdi/putins-gazprom-problem>

“Russia Bemoans Low Credit Rating as Government Seeks to Increase Borrowing,” *Bloomberg*, 8 août 2011. <http://www.bloomberg.com/news/2011-08-08/russia-bemoans-low-credit-rating-as-government-seeks-to-increase-borrowing.html>

“Novatek: The Challenger Takes on Gazprom,” *The Wall Street Journal*, 19 juin 2013. <http://online.wsj.com/article/SB10001424127887323836504578553323525867116.html>

“Total expects first gas from Absheron field in 2020,” *Bloomberg*, 10 avril 2013. <http://www.bloomberg.com/news/2013-04-10/total-expects-first-gas-from-azerbaijan-s-absheron-field-in-2020.html>

“Nabucco Pipeline Suffers Setback As Rival Expected To Get Azeri Gas,” *Radio Free Europe*, 27 juin 2013. <http://www.rferl.org/content/nabucco-gas-pipeline-rivals-future-in-doubt/25030223.html>

“BP: Botas infrastructure may replace TANAP,” *Azernews*, 6 juin 2012. http://www.azernews.az/oil_and_gas/42494.html

“Turkey, Azerbaijan sign accord on \$7 bln gas pipeline,” *Reuters*, 26 juin 2012. <http://www.reuters.com/article/2012/06/26/turkey-azerbaijan-gas-idUSL6E8HQAVA20120626>

“Nabucco-West in Synergy with Trans-Anatolia Project,” *Eurasia Daily Monitor*, may 2012. [http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews\[swords\]=8fd5893941d69d0be3f378576261ae3e&tx_ttnews\[any_of_the_words\]=Nabucco&tx_ttnews\[tt_news\]=39364&tx_ttnews\[backPid\]=7&cHash=54104e1706f041d35d5f514a5888c099#.Ui6HPLwmx3I](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews[swords]=8fd5893941d69d0be3f378576261ae3e&tx_ttnews[any_of_the_words]=Nabucco&tx_ttnews[tt_news]=39364&tx_ttnews[backPid]=7&cHash=54104e1706f041d35d5f514a5888c099#.Ui6HPLwmx3I)

“BP plans new pipeline to Europe from Azerbaijan,” *The Financial Times*, 26 septembre 2011. <http://www.ft.com/cms/s/0/ed9151b8-e84c-11e0-ab03-00144feab49a.html#axzz1Z59p23q0>

“BP, Shah Deniz Partners Take Control Of Trans Adriatic Pipeline,” *The Wall Street Journal*, 30 juillet 2013. <http://online.wsj.com/article/BT-CO-20130730-705802.html>

“Gazprom inks contract with SOCAR,” *UPI*, 16 octobre 2009. http://www.upi.com/Business_News/Energy-Resources/2009/10/16/Gazprom-inks-contract-with-SOCAR/UPI-34701255712898/

“Turkey's talks with Armenia test ties with gas-supplier Azerbaijan,” *The Christian Science Monitor*, 23 octobre 2009. <http://www.csmonitor.com/World/Europe/2009/1023/p06s04-woeu.html>

“U.S. lifts sanctions on Iranian companies participating in Shah Deniz project,” *Azernews*, 4 juin 2013. http://www.azernews.az/oil_and_gas/54890.html

“Gazprom, Turkmenneftegaz to continue gas talks,” *New Europe*, 25 juin 2006. <http://www.neurope.eu/article/gazprom-turkmenneftegaz-continue-gas-talks>

“Turkmenistan’s Southern Yoloten-Osman gas field may become world's second largest,” *Turkmenistan.ru*, 25 mai 2011. <http://www.turkmenistan.ru/en/articles/14931.html>

“Turkmenistan: Gas Blast Ignites Turkmen-Russian Row,” *Eurasianet*, 9 avril 2009. <http://www.eurasianet.org/departments/insightb/articles/eav041009b.shtml>

“Pipeline politics in Turkmenistan,” *Center for Global Energy Studies*, 19 juin 2009. <http://www.cges.co.uk/news/571-pipeline-politics-in-turkmenistan->

“China opens Turkmenistan gas pipeline,” *BBC News*, 14 décembre 2009. <http://news.bbc.co.uk/2/hi/asia-pacific/8411204.stm>

“Turkmenistan Supplying over Half of Chinese Gas Imports,” *Eurasianet*, 6 août 2013. <http://www.eurasianet.org/node/67356>

SHAFRANIK (Yuri), “Opening of Gas Pipeline “Turkmenistan-China” – a Positive Development for RF,” 23 novembre 2009. <http://shafranik.com/news/opening-of-gas-pipeline-turkmenistan-china-a-positive-development-for-rf>

“US supports TAPI not Pak-Iran pipeline: Olson,” *Pakistan Today*, 5 mars 2013. <http://www.pakistantoday.com.pk/2013/03/05/news/national/us-supports-tapi-not-pak-iran-pipeline-olson/>

“India quits IPI gas pipeline project,” *The Nation*, 8 septembre 2009. <http://www.nation.com.pk/pakistan-news-newspaper-daily-english-online/Business/08-Sep-2009/India-quits-IPI-gas-pipeline-project>

“Rouhani, Zardari reiterate rapid construction of IP Pipeline,” *The Nation*, 4 août 2013. <http://www.nation.com.pk/pakistan-news-newspaper-daily-english-online/international/04-Aug-2013/rouhani-zardari-reiterate-rapid-construction-of-ip-gas-pipeline>

“TAPI: A Bridge Too Far? – Part II,” *Russia and India Report*, 28 mai 2012. http://indrus.in/articles/2012/05/28/tapi_a_bridge_too_far_part_ii_15850.html

“Barroso on Caspian Trip to Promote Pipeline,” *European Voice*, 13 janvier 2011. <http://www.europeanvoice.com/article/imported/barroso-on-caspian-trip-to-promote-gas-pipeline/69897.aspx>

“EU bets on gas from Azerbaijan, Turkmenistan for Trans-Caspian pipe,” *New Europe*, 19 septembre 2012. <http://www.neurope.eu/article/eu-bets-gas-azerbaijan-turkmenistan-trans-caspian-pipe>

“Ashgabat Unimpressed By Moscow's Objections On Trans-Caspian Pipeline,” *Eurasia Daily Monitor*, 21 octobre 2011. <http://www.refworld.org/docid/4ea52dba2.html>

“Europe faces change in LNG market,” Questions et réponses avec Jason Bennett, Baker Botts. http://www.bakerbotts.com/file_upload/PRLNG17QABennett.htm

“US LNG no cure for high European gas prices,” *Breaking Energy*, 11 avril 2013. <http://breakingenergy.com/2013/04/11/us-lng-no-cure-for-high-european-gas-prices/>

“EU softens sunset clause on long-term natural gas transport contracts,” *ICIS*, 17 mai 2013.

<http://www.icis.com/heren/articles/2013/05/17/9670125/eu+softens+sunset+clause+on+long-term+natural+gas+transport.html>

Résumé

Ce mémoire vise à tester le modèle cible du marché intérieur du gaz proposé par le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER), le Gas Target Model, face aux défis géopolitiques et économiques auxquels l'Europe fait face, pour ainsi tenter de réconcilier les objectifs de libéralisation du marché intérieur et de sécurité d'approvisionnement de la stratégie énergétique européenne Energie 2020. Il prend comme point de départ les contraintes internes du marché intérieur du gaz : chute de la production domestique, hausse de la demande, et insuffisance des infrastructures pour assurer les interconnexions des marchés nationaux. Les débats européens sur le gaz de schiste sont examinés dans ce contexte. Dans un second temps, il analyse en profondeur les contraintes extérieures pesant sur le marché européen du gaz. D'abord, l'étude se focalise sur les relations de l'Europe avec la Russie : les réactions face au projet Nord Stream, les perspectives d'investissement dans de nouveaux gisements tels que Yamal et Shtokman, et la fragilité financière du groupe Gazprom sont mis en relation avec les préoccupations européennes de sécurité d'approvisionnement. Ensuite, nous examinons les échecs de la diplomatie européenne face à la mise en place d'un Corridor Sud gazier permettant à l'Europe de réduire sa dépendance face au gaz russe. Enfin, nous explorons les implications des importations de gaz naturel liquéfié pour la sécurité énergétique européenne. Dans un troisième temps, nous démontrons que le Gas Target Model proposé par le CEER ne tient pas en compte les contraintes géopolitiques et économiques étudiées, et pose alors de nombreux risques de sécurité pour le marché intérieur. Un nouveau modèle cible pour le marché intérieur du gaz est alors proposé, réconciliant la libéralisation du marché intérieur avec les impératifs de la sécurité d'approvisionnement en gaz de l'Europe.

Mots clés

Gas Target Model

Gazoduc

Gaz naturel liquéfié (GNL)

Gazprom

Géopolitique

Hubs

Marché intérieur du gaz

Nabucco

Régulation

Troisième paquet énergétique