

Perspectives de l'industrie gazière

La consommation mondiale de gaz naturel a continué à augmenter en 2007 avec de sensibles variations selon les zones.

Cette situation devrait perdurer sur de nombreuses années, même à un taux réduit en raison de la concurrence du charbon, grâce aux avantages spécifiques du gaz naturel dans le mix énergétique. Les crises financière et économique au plan mondial pourraient, de même, avoir un impact défavorable sur la consommation.

Des écarts importants entre l'offre et la demande de gaz au plan régional vont apparaître progressivement d'ici à 2030. Face à ces incertitudes portant sur des marchés essentiels comme les États-Unis, l'Europe et la Russie, il est nécessaire de développer des stratégies adaptées pour satisfaire un légitime besoin de sécurisation des maillons de la chaîne gazière.

Caractéristiques de la croissance gazière

La consommation mondiale de gaz naturel a continué d'augmenter en 2007. Cette hausse est plus ou moins marquée selon les pays. Les États-Unis enregistrent une hausse de 6,5 % en 2007 tandis que la croissance japonaise atteint 9 %. Par contre l'hiver doux en Europe a ralenti la progression de la consommation. À la lumière du premier trimestre 2008, cette tendance devrait s'inverser. La demande en gaz a déjà augmenté de 20 % au premier semestre en Espagne.

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit une croissance continue de la demande de 1,8 % jusqu'en 2015.

Il convient de souligner que les États-Unis investissent largement dans la production de gaz non conventionnels (méthane émis par les couches de charbon, gaz issus de schistes bitumineux, gaz de réservoirs compacts) qui devient plus compétitive au vu des prix élevés du marché traditionnel (c'est-à-dire dès lors qu'ils dépassent 6 \$/MBtu). Si cette tendance persiste, on risque d'assister à une mutation radicale du marché américain. Cette forte demande mondiale en gaz a eu pour conséquence d'appuyer la hausse des prix, déjà très élevés du fait de leur alignement sur les prix du pétrole.

Le principal facteur de cette croissance reste la forte demande en gaz consacrée à la production d'électricité. En 2007, l'utilisation du gaz dans la production d'électricité a crû de 10 % aux États-Unis et de 13 % au Japon, alors que 41,5 % de l'électricité britannique est produite à partir de gaz.

Cette tendance devrait être confortée par le fait que les futurs projets de centrales nucléaires dans la zone de l'OCDE (Organisation de coopération et de développement économique) n'aboutiront que dans quelques décennies, et par le soutien de nombreux gouvernements au développement des centrales à gaz (comme en Espagne et en Allemagne). Ces dernières, essentiellement construites sur la base de la technique du cycle combiné à gaz, sont amenées à absorber plus de 50 % de l'augmentation de la demande gazière d'ici 2015. Les pays non situés dans la zone de l'OCDE s'alignent également sur ce modèle, à l'exception de la Chine et de l'Inde où le charbon reste dominant. Pour expliquer le succès de ces technologies, il faut insister sur le caractère flexible de ce mode de production, surtout en termes de délais de construction et de financement, auxquels s'ajoutent les avantages environnementaux du gaz par rapport au charbon. Ainsi en 2010, 25 % de la production d'électricité de l'Union européenne devrait provenir du gaz.

Perspectives de l'industrie gazière

La situation spécifique de l'Amérique du Nord

La problématique du plafonnement de production du pétrole ne doit pas faire oublier que des pics de production régionaux sont aussi possibles pour le gaz naturel.

Le Canada est le troisième pays producteur de gaz naturel au monde avec une production de 188 Gm³, devant l'Iran et ses 111,9 Gm³ et derrière la Russie (607,4 Gm³) et les États-Unis (546 Gm³), qui sont aussi les deux premiers consommateurs.

L'équilibre de l'offre/demande et des prix du gaz naturel en Amérique du Nord dépend de l'excédent de production du Canada car l'excédent canadien vient combler le déficit de production des États-Unis.

De 1987 à 2001, la production canadienne de gaz naturel a progressé en continu de 80 à 180 Gm³. De 2001 à 2006, elle a stagné entre 186 et 188 Gm³. En 2007, elle a connu une baisse de 2,5 %. Une nouvelle baisse de 7 à 15 % est possible d'ici 2009 selon l'Office national de l'énergie du Canada.

De 1984 à 2003, les réserves de gaz naturel du Canada ont baissé de 42 % mais elles restent stables depuis cette date.

La production du Canada dépend essentiellement de la production de gaz de sa province de l'Alberta. Cette dernière produisait 136 Gm³ de gaz en 2007, ce qui représente 81 % de la production de gaz naturel du Canada. Elle possède 70 % des réserves de gaz du pays. La production de gaz naturel de la Colombie britannique représente 13 % de la production du Canada et le Saskatchewan 3,7 %. La production commercialisée de réservoirs compacts (*tight gas*) au Canada s'établit à 46,5 Gm³/an en 2007, ce qui représente 27 % de la production de l'Ouest canadien.

Les dépenses des équipements de gaz et pétrole ont triplé dans la région de l'Alberta et le nombre de puits de gaz en activité a presque doublé en huit ans. Pourtant, la production et les réserves de gaz naturel ont baissé depuis 2000 dans cette région stratégique. Depuis 2001, début de la période de stagnation de la production de gaz naturel, les investissements pour chercher du gaz naturel et du pétrole ont triplé. Le nombre de forages pour la recherche de gaz naturel a doublé, alors que le prix minimum du gaz naturel a triplé pendant la même période.

Le secteur du gaz naturel au Canada a ainsi connu une période de forts investissements et une activité d'exploration très importante, motivée par la hausse des prix

du gaz naturel. Malgré tous ces facteurs positifs, la production de gaz naturel a stagné, puis baissé en 2007, et elle baissera probablement encore en 2008.

En somme, on dépense plus d'argent pour forer davantage de puits et produire au mieux la même quantité de gaz.

Cause aggravante pour la production du gaz naturel au Canada, les sables bitumineux attirent une partie des capitaux qui lui sont destinés, et du gaz naturel est consommé pour la production du pétrole à partir des sables bitumineux. Ainsi, ces derniers freinent le financement et augmentent la pression sur la demande.

Pour maintenir la production de gaz naturel en Amérique du Nord, des niveaux de prix élevés pour le gaz naturel sont indispensables. Aujourd'hui, il faut des forages toujours plus nombreux, complexes et profonds, et qui coûtent de plus en plus cher. Cependant, il faut reconnaître que la crise économique et financière actuelle opère un effet modérateur sur cette tendance, car elle aiguise la concurrence entre les opérateurs de forage.

Après neuf ans de stagnation ou de déclin, la production gazière aux États-Unis a montré un rebond en 2007, où elle s'est accrue de plus de 4 %. Cette croissance, dont l'ampleur est inattendue, serait estimée à 7 % en 2008. Selon le gouvernement américain, cette progression reposerait, pour plus de 50 %, sur les régions du Texas (+ 15 %), du Wyoming dans les Montagnes Rocheuses (+ 9 %), de l'Oklahoma (6 %) et de la Louisiane (4 %), où des prix élevés combinés aux améliorations technologiques (forage horizontal) ont encouragé un développement massif des gaz non conventionnels. Les gaz de schiste (en particulier le bloc "*Barnett Shale*" au Texas) ont enregistré la progression la plus forte, même s'ils ne représentent encore que la plus petite part (12 %) de la production totale de gaz non conventionnels. Celle-ci s'établirait à 250 Gm³/an en 2007, soit déjà plus de 45 % de la production nationale. Sur la période 2007-2020, la production de gaz de schiste devrait continuer à croître très rapidement pour atteindre plus de 170 Gm³/an en 2020, et représenter 40 % du total de la production de gaz non conventionnels à cet horizon (plus de 400 Gm³/an).

La production de gaz provenant des réservoirs compacts s'est accrue de 58 % aux États-Unis sur la période 1998-2007 pour atteindre un volume de 170 Gm³/an en 2007, soit plus des deux tiers de la production nationale de gaz non conventionnels, et presque un tiers de la production totale. Plus de 40 % de ce volume provient de la région des Montagnes Rocheuses, où la croissance de

Perspectives de l'industrie gazière

la production des *tight gas* a été la plus forte (+ 121 % sur la période 1998-2007). Il convient de noter que six des dix plus grands gisements de production de gaz naturel aux États-Unis font l'objet d'une exploitation de ce type de gisement. Sur la période 2007-2020, la production de *tight gas* devrait rester la catégorie dominante des gaz non conventionnels. Cependant, sa part du total diminuerait jusqu'à 45 % en 2020, pour faire jeu presque égal avec les gaz de schiste.

Les données les plus récentes de la société Advanced Resources International distinguent, à partir d'un volume total de 16 400 Gm³ de gaz non conventionnels aux États-Unis, un montant de 10 760 Gm³ de ressources *tight gas*. Les Montagnes Rocheuses concentrent plus de la moitié de ce volume. Il faut noter que les estimations varient de façon importante selon les sources de données (tableau 1). Un des facteurs clés de développement des *tight gas* porte sur l'accroissement de l'efficacité et de la productivité des puits par les progrès techniques, exigeant une accélération des investissements entrepris en R&D.

La production de gaz de méthane émis par les couches de charbon (*coalbed methane - CBM*) resterait constante à près de 55 Gm³/an sur la période 2007-2020. La part de la production de CBM dans le total de la production de gaz non conventionnels diminuerait ainsi de 23 % en 2007 à 13 % en 2020.

Tableau 1

Estimations des ressources de *tight gas* aux États-Unis

Gm ³	US Geological Survey	US Department of Energy	National Petroleum Council	Advanced Research International
<i>Tight gas</i>	5 270	9 685	4 500	10 760
Total non conventionnel	8 665	13 450	8 300	16 400

Source : Cedigaz

D'ici à 2020, les principaux défis technologiques portent sur :

- la détection et l'analyse en temps réel pendant le forage,
- le traitement de l'eau de production,
- les technologies de recomplétion et de refracturation à partir d'un puits existant.

Des niveaux de prix élevés sauvent la production à court terme, mais ils ne suffiront pas à long terme à empêcher la chute de la production en Amérique du Nord. L'excédent de production de gaz naturel canadien à

destination des États-Unis commence à s'amoinrir. La baisse de production de la région de l'Alberta au Canada bouleverse l'équilibre offre/demande en Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique).

Le problème du marché du gaz naturel en Amérique du Nord est l'éloignement des zones de production en dehors de cette zone. Il n'est pas possible d'envisager un approvisionnement par gazoduc depuis la Russie, l'Afrique de l'Ouest ou le Moyen-Orient. Pour transporter le gaz, il n'y a pas donc d'autres solutions que le gaz naturel liquéfié (GNL) et les méthaniers.

Le regain d'enthousiasme pour les gaz non conventionnels aux États-Unis, le contexte de prix *Henry Hub* relativement bas et la forte réévaluation à la baisse des perspectives de consommation gazière en raison de la récession économique remettent cependant en cause le schéma futur des approvisionnements par GNL en Amérique du Nord tel qu'il était prévu.

Les perspectives d'importations de GNL aux États-Unis, qui sont déjà estimées en chute de 55 % cette année, amènent à envisager une certaine érosion de la concurrence GNL dans le bassin Atlantique, et ainsi une meilleure disponibilité de GNL en Europe dans les prochaines années pour répondre aussi bien au pic de demande hivernal qu'à la hausse de la consommation annuelle dans le secteur électrique.

L'approvisionnement européen

Si l'on examine, sur la période 2005-2030, le profil de la production domestique de l'Europe, on constate que, dès 2010, il fléchit très sensiblement pour se stabiliser aux alentours de 80 Gm³ en 2030, soit une diminution de près de 60 % (tableau 2). Par ailleurs, les importations contractuelles de Norvège et des autres pays hors Europe (y compris les prolongations de contrats) sont stables sur la période 2010-2030.

Coté consommation, le profil est inverse. Estimée à 585 Gm³ en 2010, la demande est prévue à hauteur de près de 750 Gm³ en 2030, ce qui correspond à une augmentation de 30 %. En 2010, il en résulte un écart grandissant entre offre et demande sur la période, qui atteint 285 Gm³/an en 2030. L'Europe doit donc trouver de nouvelles sources de gaz pour couvrir sa demande, et ce au-delà des contrats d'approvisionnement déjà signés et prolongés.

Compte tenu des délais de mise en place de contrats à long terme, le problème doit être examiné dès maintenant, avec d'autant plus d'acuité que le potentiel d'approvisionnement supplémentaire n'existe qu'en dehors

Perspectives de l'industrie gazière

de l'Europe. Par ailleurs, il est important de noter que les investissements cumulés pour ajouter 200 Gm³/an de gaz à l'offre européenne sont estimés à plus de 300 G\$.

Tableau 2

Les approvisionnements en gaz supplémentaires requis sur la période 2010-2030 en Europe

Gm ³	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Production domestique EU27	218	195	130	100	80	80
Importations norvégiennes contractuelles	85	80	125	125	120	115
Importations contractuelles hors Europe	222	310	320	310	310	265
Total	525	585	575	535	510	460
Consommation	525	585	635	685	715	745
Approvisionnements supplémentaires requis	0	0	60	150	205	285

Source : Eurogas

Dans le contexte de restriction du crédit que le monde connaît actuellement, ces projets très coûteux ne pourront être entrepris que par des acteurs industriels de grande envergure. En effet, seules les grandes compagnies peuvent développer leur vision à long terme, en évitant d'avoir une attitude opportuniste sur les dossiers très complexes à monter.

Hormis le projet du gazoduc Algérie-Espagne Medgaz d'une capacité de 8 Gm³/an et dont les travaux de pose de la section *offshore* ont été achevés en territoire algérien (il reste à terminer les travaux liés à la station de compression de Beni Saf en Algérie et la liaison terrestre entre Almeria et Albacete en Espagne), les projets majeurs de gazoducs européens, garantissant un approvisionnement régulier sur le long terme, rencontrent des freins à leur développement, rendant leur faisabilité incertaine et leur mise en œuvre compromise à court terme :

- le projet *North Stream* se heurte à la législation environnementale de la Commission européenne, qui a confirmé qu'une étude d'impact environnemental devait être réalisée selon ses propres règles, malgré les menaces des autorités russes d'abandonner le projet dont la faisabilité se trouve mise à mal,
- ENI et Gazprom ont annoncé que le projet *South Stream* va être reporté de quelques années.

Les perspectives de l'Asie centrale

Par ailleurs, le projet Nabucco a rencontré de nouveaux obstacles :

- l'Iran, dont les réserves substantielles apparaissent pour beaucoup d'experts comme indispensables à la faisabilité du gazoduc, a formellement renoncé à participer à la mise en œuvre du projet en annonçant son intention de construire son propre gazoduc vers l'Europe,
- l'Azerbaïdjan, principale source potentielle reconnue du Nabucco, semble resserrer ses liens politiques et contractuels avec la Russie,
- la Turquie a fait part de son intention d'utiliser en priorité le gaz naturel pour ses besoins domestiques, ce qui compromet le transit du gaz sur son territoire.

Parmi les autres sources d'approvisionnement européen par gazoducs à court et moyen termes, les découvertes prolifiques et les réévaluations à la hausse des réserves réalisées récemment en Asie centrale, sont un élément majeur à prendre en compte dans l'analyse de la sécurité de l'approvisionnement gazier européen :

- les autorités du Kazakhstan prévoient de doubler la production nationale à plus de 60 Gm³ d'ici 2015, et de la porter à 114 Gm³ en 2020, tandis que la consommation nationale augmenterait d'environ 5 Gm³ sur la période 2007-2020, laissant un potentiel d'accroissement des exportations prometteur,
- le gouvernement de l'Azerbaïdjan prévoit également de presque doubler la production du pays, sous l'impulsion du gisement *offshore* de Shah Deniz, dont les réserves ont été fortement réévaluées à la hausse cette année suite à une nouvelle découverte confirmant la faisabilité économique de la phase 2 du projet,
- le Turkménistan fait actuellement l'objet d'un audit international de ses réserves gazières, réalisé par la firme britannique Gaffney Cline & Associates. Celui-ci a déjà confirmé les estimations les plus optimistes de ces dernières années en mettant en évidence en octobre 2008 des réserves considérables sur le gisement de Yolotan Sud-Osman, estimées entre 4 000 et 14 000 Gm³, permettant une production à terme de 70 Gm³/an. Cette nouvelle récente confirmerait la capacité du pays à exporter près de 125 Gm³/an d'ici 2015, 140 Gm³/an d'ici 2020 et 200 Gm³/an d'ici 2030 (contre environ 50 Gm³/an en 2007), objectif annoncé par le gouvernement.

Le rôle majeur de la Russie et de Gazprom

La Russie entend bien renforcer son rôle, déjà majeur, dans l'approvisionnement européen. En effet, le ministère

Perspectives de l'industrie gazière

russe a publié son plan général de développement à court et long termes (2008-2030) du secteur gazier. La Russie prévoit d'augmenter ses exportations de gaz russe vers l'Europe de 27 à 161 Gm³/an en 2008 et 167 Gm³/an en 2010, avant une hausse importante à 220 Gm³/an d'ici 2015-2020, contre 153 Gm³/an en 2007. À court et moyen termes, Gazprom devrait privilégier les exports vers le marché européen au détriment de l'Asie, un marché qui lui semble moins attractif dans les conditions économiques actuelles. Les exportations vers l'Asie (Chine et Corée du Sud) ne dépasseraient donc pas 50 Gm³/an d'ici 2020. Les exportations totales de gaz naturel de Gazprom (pays de l'ex-URSS et Asie inclus) sont appelées à croître de 260 Gm³/an en 2009 à environ 360 Gm³/an d'ici 2015 et 430 Gm³/an d'ici 2030. Pour répondre à la croissance des exportations et de la demande domestique, qui devrait augmenter de 10 % dans les huit prochaines années, le ministère envisage une hausse de la production d'environ 100 Gm³/an entre 2008 et 2015, et d'à nouveau 100 Gm³/an entre 2015 et 2030. À cela viennent s'ajouter les importations en provenance des pays d'Asie centrale, estimées à 70 Gm³/an à long terme.

La projection faite par Gazprom pour le développement du secteur du gaz russe jusqu'en 2030 envisage ainsi une croissance de la production d'environ 40 % sur les 20 prochaines années, mais indique des valeurs plus faibles pour la croissance des ventes en Asie par rapport aux prévisions précédentes. En effet, la Chine devrait prendre moins que les 80 Gm³/an prévus antérieurement par gazoducs. Par ailleurs, les flux commerciaux de gaz associés produits par les compagnies pétrolières devraient baisser sur la période, et ne pas refléter les efforts pour éviter le torchage, largement espérés jusqu'ici.

Gazprom estime que l'industrie domestique a besoin d'investir entre 545 et 645 G\$ sur la période 2007-2030

si la Russie veut à la fois couvrir la demande interne et les engagements pris à l'export. L'essentiel serait utilisé pour l'extension du réseau de transport de gaz de Gazprom, comprenant les projets *North Stream* et *South Stream*, et pour accroître l'exploration et la production de gaz principalement à Shtokman et Yamal.

Les principaux projets russes

En 2030, les zones de Sibérie orientale et de Russie Extrême-Orient devraient représenter un huitième de la production de gaz russe, soit entre 89 et 121 Gm³/an, à comparer aux 12,5 Gm³/an observés en 2008.

Ces volumes de gaz proviendront des projets Sakhaline 1 et Sakhaline 2, mais aussi des projets Sakhaline 3 à 6 qui prennent forme sur la côte pacifique de la Russie.

Une contribution plus importante est attendue du gisement de Chayanda (1 200 Gm³). La production commerciale du gisement de Kovykta, détenu à ce jour par TNK-BP, n'est pas attendue avant 2017.

Le plan élaboré par Gazprom (tableau 3) devrait faire partie de la stratégie énergétique jusqu'en 2030, stratégie que le gouvernement vise à finaliser cette année. Il montre que la production de gaz russe devrait croître de 654 Gm³/an en 2007 à 876-981 Gm³/an en 2030. Gazprom ne précise d'ailleurs pas ce qu'il produirait lui-même et ce qui viendrait de producteurs de gaz indépendants. Cependant, il met en évidence la production commerciale émanant des compagnies pétrolières en annonçant sa baisse constante sur la période (36 Gm³/an en 2030 pour 50,4 Gm³/an en 2007 et une valeur estimée à 48,5 Gm³/an en 2008). La Banque mondiale estime ainsi que le gaz mis à la torche par la Russie dépasse 50 Gm³/an.

Gazprom souligne que le ralentissement de la production des gisements matures en Sibérie occidentale et les

Tableau 3

Production de gaz russe à l'horizon 2030

Gm ³	2007	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Producteurs de gaz	603,6	629,5	674,5	741-805	813-904	834-938	840-945
dont Sibérie occidentale	557,0	582,0	617	624-688	629-707	631-712	637-719
dont Russie occidentale	34,8	35,0	34,9	73	108-120	116-140	114-137
dont Sibérie orientale, Extrême-Orient	11,8	12,5	22,7	44	77-108	87-118	89-121
Compagnies pétrolières	50,4	48,5	42,4	40	37	36	36
Production totale	654,0	678,0	716,9	781-845	850-941	871-974	876-981

Source : Gazprom

Perspectives de l'industrie gazière

prix plus élevés du gaz importé d'Asie centrale l'amènent à développer de nouvelles réserves coûteuses principalement sur la péninsule de Yamal et le gisement de Shtokman sur la côte arctique.

Gazprom prévoit une première production d'environ 8 Gm³/an des gisements à terre de Yamal en 2011, qui atteindrait 250 Gm³/an en 2030. Shtokman devrait entrer en production en 2013 avec 11 Gm³/an et les exportations de GNL vers l'Europe et l'Amérique du Nord sont prévues en 2014 à hauteur de 10,4 Gm³/an (soit 7,5 Mt/an).

La demande domestique devrait atteindre 613 Gm³/an, et les exportations 440 Gm³/an en 2030, ce qui implique l'achat d'environ 85 Gm³/an de gaz d'Asie centrale, principalement du Turkménistan.

Les exportations de la Russie vers l'Europe, l'Asie et l'Amérique du Nord s'élèveront à près de 345 Gm³/an en 2030, plus du double d'aujourd'hui (161 Gm³/an vers l'Europe uniquement).

En 2030, les exportations vers l'Europe devraient s'établir dans une fourchette de 220-227 Gm³/an, exportations auxquelles Gazprom rajoute de 66 à 97 Gm³/an (soit 48 à 71 Mt/an) de ventes globales de GNL et de 25 à 50 Gm³/an de ventes de gaz par gazoducs vers l'Asie.

Gazprom cite la Chine et la Corée du Sud comme les principaux marchés de l'Asie-Pacifique pour son gaz par gazoducs d'ici 2030, mais les premières livraisons ne démarreront qu'en 2015, et s'élèveront à 25-50 Gm³/an en 2020.

À partir de 2020, des livraisons de GNL pourraient être faites à hauteur de 20 Gm³/an, pour atteindre 26,6 Gm³/an en 2030. Ceci indique à la fois une priorité pour le GNL, et la volonté de mettre en place une voie d'exportation vers la Chine basée sur les réserves de Gazprom en Sibérie occidentale.

Le rôle croissant du GNL

Le gaz naturel liquéfié (GNL) est le deuxième élément de croissance du marché du gaz. La production mondiale a augmenté de 9 % en 2007 pour atteindre 233 Gm³. Le Qatar reste le premier producteur mondial avec 40 Gm³. Les échanges de GNL se sont multipliés en 2007 et de nombreux méthaniens ont été déviés du bassin atlantique vers l'Asie (à hauteur de 12,5 Gm³) du fait de prix très attractifs dans cette zone. La Chine et l'Inde ont augmenté de façon significative leurs importations en 2007 avec respectivement 4 et 10 Gm³.

L'expansion du GNL bouleverse considérablement le marché du gaz. Traditionnellement basé sur des

contrats à long terme entre producteurs et consommateurs, le marché du GNL laisse de plus en plus de place à des contrats offrant plus de flexibilité (engagement *free on board - Fob -*, marché Spot et court terme). Des pays comme la Chine, le Japon et la Corée du Sud ont acheté des cargaisons spot à des prix très élevés en 2007. Le haut niveau de prix et le développement des marchés court terme et spot (qui, selon le groupe international des importateurs de gaz naturel liquéfié (GII-GNL), a atteint 20 % en 2007) renforcent indéniablement les interactions mondiales sur le marché du gaz.

En outre, le GNL est un nouveau vecteur de développement pour les entreprises internationales de l'industrie du pétrole et du gaz qui sont capables de proposer des projets intégrés (de la liquéfaction à la regazéification). En France, le GNL se retrouve au centre des stratégies des grands groupes énergétiques comme Total, qui prend de plus en plus de participations dans des usines de regazéification et liquéfaction, ou EDF, qui investit dans un projet de terminal à Dunkerque, ou encore GDF SUEZ qui a positionné le GNL au cœur de son modèle. Pour autant, le marché du gaz reste principalement régional, loin du phénomène de globalisation actuel sur le marché du pétrole.

Un impératif : renforcer les investissements

Par ailleurs, l'analyse du marché du GNL reflète la persistance de la nécessité d'investir dans des projets d'infrastructures. En effet, le taux d'utilisation des capacités de liquéfaction s'est élevé en 2007 à 91 %, faisant la démonstration de l'obligation de construire de nouvelles unités de production. Même si la Norvège et la Guinée équatoriale ont exporté leurs premiers méthaniens récemment, peu de nouvelles capacités ont vu le jour en 2007. Les nouveaux projets annoncés sont également peu nombreux : Pluto en Australie (6,5 Gm³/an), Skikda en Algérie (remplacement d'un train de 6,1 Gm³/an) et Angola LNG (7,1 Gm³/an). Les nombreux retards et reports annoncés pour des projets de liquéfaction constituent un sujet d'inquiétude majeure. Le manque de main-d'œuvre qualifiée, l'escalade des coûts de construction tant du point de vue de l'*engineering* que des matières premières, et l'augmentation des risques géopolitiques rendent les projets très complexes. Ce phénomène touche à la fois les terminaux de regazéification qui doivent, en outre, dépasser des oppositions locales croissantes, et les projets de gazoducs (*North Stream* et *South Stream* voient leurs coûts doubler). Pour pallier ces difficultés, l'industrie du gaz naturel

Perspectives de l'industrie gazière

investit dans de nouvelles technologies, à commencer par des usines de regazéification *onboard* ou *offshore* dont la mise en œuvre est plus rapide et l'utilisation plus flexible (par exemple : Bahia Blanca en Argentine).

L'industrie du gaz doit également procéder à des investissements dans les gazoducs. Les interconnexions gazières ne sont pas suffisamment développées en Europe pour répondre aux besoins futurs de la demande. L'intégration régionale du marché européen reste une condition préalable à la mise en place d'un marché compétitif capable de procéder aux arbitrages nécessaires.

Selon les nouvelles projections de l'AIE, le prix du brut, en termes réels, devrait être élevé, passant de 70 \$/b en 2007 à plus de 100 \$/b sur la période 2010-2030. Ceci entraîne un prix du gaz lui-même élevé, puisqu'il passe d'une moyenne de 7,3 \$/MBtu en 2007 à plus de 13 \$/MBtu sur la période. Ces valeurs pour le prix du gaz varient assez sensiblement selon que la zone considérée est la zone États-Unis, l'Europe ou le Japon.

Ces conditions de prix créent un climat favorable à l'investissement de l'industrie gazière.

Seule une déconnexion du prix du gaz par rapport aux prix du pétrole peut remettre en cause ce schéma d'une hausse inéluctable du prix du gaz. Une volatilité plus forte du prix du gaz, qui refléterait plus fidèlement les conditions spécifiques de l'offre et de la demande de gaz au plan régional, serait alors envisageable.

Conclusions

Les États-Unis disposent de réserves de gaz non conventionnels dont la mise en production est rendue possible par l'évolution technologique et dont l'intérêt économique est largement reconnu. Elles permettent de retarder l'apparition d'un déficit de l'offre par rapport à la demande, qui sera comblé par l'appel au GNL.

Des réserves abondantes peuvent être destinées à l'Europe, mais leur utilisation optimale semble de plus en plus compromise avant 2015.

Des efforts financiers doivent aussi être faits pour augmenter les capacités de stockage, notamment en Europe, qui a besoin de construire plus de sites, de préférence proches des consommateurs. Ces derniers permettraient de répondre à la forte variabilité de la demande mais aussi aux enjeux de la sécurité d'approvisionnement.

Pour continuer à jouer son rôle majeur dans l'approvisionnement en gaz de l'Europe, la Russie doit se concentrer sur l'amont (exploration et développement) de la chaîne gazière en réduisant la pratique du torchage et en améliorant la qualité des *pipelines*. Elle devra aussi renforcer ses partenariats industriels, pour bénéficier des meilleures technologies disponibles au plan mondial.

*Emmanuel Valentin - emmanuel.valentin@cedigaz.org
Manuscrit remis le 5 décembre 2008*