

Les impacts marchés du développement des gaz non conventionnels

Olivier Appert, Guy Maisonnier

Les gaz non conventionnels, gaz de roche-mère en tête, ont connu un développement exceptionnel aux États-Unis à partir de 2006. Le forage horizontal et la fracturation hydraulique sont à l'origine de cette révolution. Les gaz de roche-mère représentent désormais 30% de la production américaine et devrait atteindre 50% du total en 2030.

Cette évolution a abouti à une baisse spectaculaire des prix américains du gaz et à des opportunités inespérées, il y a seulement cinq ans, en termes d'exportations gazières et de ré-industrialisation, en particulier dans le secteur pétrochimique. Au niveau mondial, de nombreux pays examinent leur potentiel, à l'image de la Chine ou des pays européens. L'enjeu est double visant, d'une part, à limiter leur dépendance gazière et, d'autre part, à stabiliser si possible les prix du gaz. Il restera à définir, comme le font actuellement les États-Unis, un cadre réglementaire strict d'un point de vue environnemental pour espérer valoriser un potentiel a priori très conséquent.

L'engouement au niveau mondial pour les gaz non conventionnels¹, en particulier les gaz de roche-mère, est lié à un développement très rapide de la production aux États-Unis, à partir de 2006. Ce changement est dû à la mise en œuvre de technologies connues, mais peu utilisées dans ces réservoirs jusqu'à présent pour des raisons de coût : le forage horizontal (largement répandu par ailleurs) et la fracturation hydraulique des roches, utilisée depuis 1948.

1. Les gaz non conventionnels recouvrent les gaz de roche-mère ou gaz de schiste (*shale gas* issus des roches-mères), les gaz de réservoirs compacts (*tight gas*) et les gaz de charbon (CBM, *coal bed methane*). Les deux premiers nécessitent de réaliser des forages horizontaux et de recourir à la fracturation hydraulique. Ils sont dits non conventionnels en raison de cette technique particulière et non en raison de leur nature (du méthane – CH₄ – traditionnel).

La part des gaz de roche-mère dans la production américaine de gaz est ainsi passée de 3% en 2006 à 9 % en 2008 et se situe autour de 30 % en 2012 avec une production de 210 Gm³. Cette proportion pourrait atteindre près de 50 % en 2030, permettant à ce pays d'envisager des exportations alors que des importations massives de gaz liquéfiés (GNL) transportés par bateau étaient envisagées il y a 5 ans. L'ensemble des gaz non conventionnels couvrirait 80 % de la production en 2030 contre 60% environ aujourd'hui.

Les gaz non conventionnels, gaz de roche-mère en tête, sont ainsi susceptibles de bouleverser la donne gazière mondiale. Les nombreuses acquisitions réalisées à partir des années 2008 par les grandes compagnies pétrolières internationales soulignent une stratégie nouvelle liée à ces ressources. Les enjeux

marchés et économiques sont également déterminants, avec des impacts potentiels en termes d'indépendance énergétique, d'évolution du prix du gaz, de baisse de la facture gazière, d'environnement (réduction de la part du charbon) et macro-économiques (industrialisation, création d'emplois...).

Une production en hausse rapide aux États-Unis depuis 2006

2006 marque un tournant avec la «révolution des gaz de roche-mère», que personne n'avait anticipé. De 17 Gm³ produits en 2005, le développement sera ensuite exceptionnel, atteignant 36 Gm³ en 2007, 60 Gm³ en 2008 pour dépasser les 100 Gm³ en 2010, soit l'équivalent de la production norvégienne. Cinq bassins assurent actuellement l'essentiel de la production, dont le plus mature, Barnett au Texas, représente un peu moins de 50% de la production. De nouvelles zones à fort potentiel sont en cours de développement, dont Haynesville,

situé en partie au Texas et au nord de la Louisiane et Marcellus, gigantesque bassin à cheval entre la Virginie de l'ouest, l'État de New York, la Pennsylvanie et l'Ohio.

Le succès imprévu des gaz de roche-mère a reposé sur de petites sociétés indépendantes qui, accompagnées par un tissu industriel de sociétés de service, se sont focalisées sur ces ressources délaissées par les grandes compagnies internationales. Un contexte de prix favorable au milieu des années 2000 a également permis la mise en œuvre de solutions technologiques plus coûteuses, dont la généralisation du forage horizontal. Le niveau de productivité des puits obtenu a connu une progression insoupçonnée, compensant largement la hausse des coûts du forage.

Grâce à l'amélioration de la productivité des puits, les perspectives de réserves et de production américaine de gaz de roche-mère ont été fortement revues à la hausse. En 2009, 100 Gm³ étaient envisagés pour 2030, volumes atteints dès 2010! Le chiffre a été revu à la hausse en 2010 à 150 Gm³, puis doublé



Source: U.S. Energy Information Administration based on data from various published studies. Canada and Mexico plays from ARI. Updated: May 9, 2011.

sur la base des dernières prévisions de 2012 (350 Gm³). Globalement, la production américaine progresserait de 100 Gm³ pour se situer à plus de 750 Gm³ en 2030. En termes de ressources, les dernières estimations du *Department of Energy* (DOE) tablent sur un potentiel de l'ordre de 14 000 Gm³, ce qui multiplie par près de 2 les réserves prouvées actuelles.

Cette évolution change radicalement la donne gazière de ce pays, permettant de compenser largement le déclin de la production des gaz conventionnels, de limiter la pression sur les prix et de réduire sensiblement les importations gazières attendues.

Les enjeux environnementaux et l'acceptation sociétale restent néanmoins un sujet sensible, susceptibles de peser sur les développements à venir. L'administration américaine a rapidement pris conscience que la valorisation de cette ressource ne pourra se faire que dans le cadre d'une réglementation exemplaire.

Ainsi, en mai 2011, un comité a été mis en place par le secrétaire à l'Énergie visant à «*améliorer la sécurité et la performance environnementale de la fracturation hydraulique*». Le rapport final publié en novembre 2011 a proposé 22 recommandations, en cours d'application. Elles portent sur les sujets les plus sensibles, en particulier le traitement de l'eau, la qualité du forage, la publication de la liste des produits employés lors de la fracturation ou les émissions de CO₂. Ce cadre réglementaire plus strict est de nature à renforcer la confiance du public, même si les opposants de principe ne seront pas sensibles à ces avancées réelles.

Un nouveau paradigme pour le prix du gaz américain

Historiquement, le prix américain était traditionnellement influencé par les énergies concurrentes: charbon, fioul domestique et fioul lourd. La forte hausse du prix des énergies, dont le pétrole à partir de 2003, a ainsi été largement à l'origine de la progression du prix de référence aux États-Unis, le prix Henry Hub. De 3 à 4 \$/MBtu, il est ainsi passé à plus de 5 \$/MBtu en 2003 puis à plus de 6 \$/MBtu à partir de 2005. Les pointes exceptionnelles à près de 9 \$/MBtu s'expliquent par l'ouragan

Katrina de 2005 et par l'envolée des cours du pétrole en 2008 (97 \$/b en moyenne annuelle).

La situation a bien changé puisque le prix du gaz naturel a désormais trouvé un équilibre autour de 4 \$/MBtu, sous l'effet de la crise de 2008 d'abord, mais aussi en raison de l'abondance de l'offre gazière. Il a même évolué entre 2 et 3 \$/MBtu sur les premiers mois de l'année 2012, niveau de prix considéré comme non tenable sur le long terme. Cela a eu pour effet une baisse exceptionnelle du nombre d'appareils de forage dédiés au secteur gazier, passant de 980 en juillet 2010 à 430 en septembre 2012, le plus bas niveau depuis 1999. La recherche se focalise désormais sur les huiles de schiste (73% des appareils de forage) beaucoup plus rentables.

Les dernières prévisions du DOE tablent sur une progression régulière du prix américain vers 5 \$/MBtu en 2020, se rapprochant des 7 \$/MBtu en 2035. La hausse du prix d'ici 2030 traduit l'idée d'une progression des coûts de production. Après l'exploitation des ressources les plus rentables (3 à 4 \$/MBtu), il sera en effet nécessaire de mettre en production des zones dont les coûts sont plus élevés. Il convient de rappeler qu'ils sont très variables d'un bassin à l'autre, compris dans une fourchette de 3 à 8, voire 9 \$/MBtu. La progression du prix traduit cette réalité. Le développement des huiles de schiste contenant du gaz associé pourrait toutefois réduire cette progression.

Valorisation envisagée des gaz américains sur le marché international

Avant la révolution des gaz de roche-mère, les États-Unis devaient devenir l'un des plus importants importateurs de gaz liquéfié (GNL). Les importations progressaient régulièrement, atteignant 23 Gm³ en 2007 contre 7 Gm³ au début des années 2000. Afin de faire face à la montée attendue des importations, de nombreux terminaux de regazéification ont été développés.

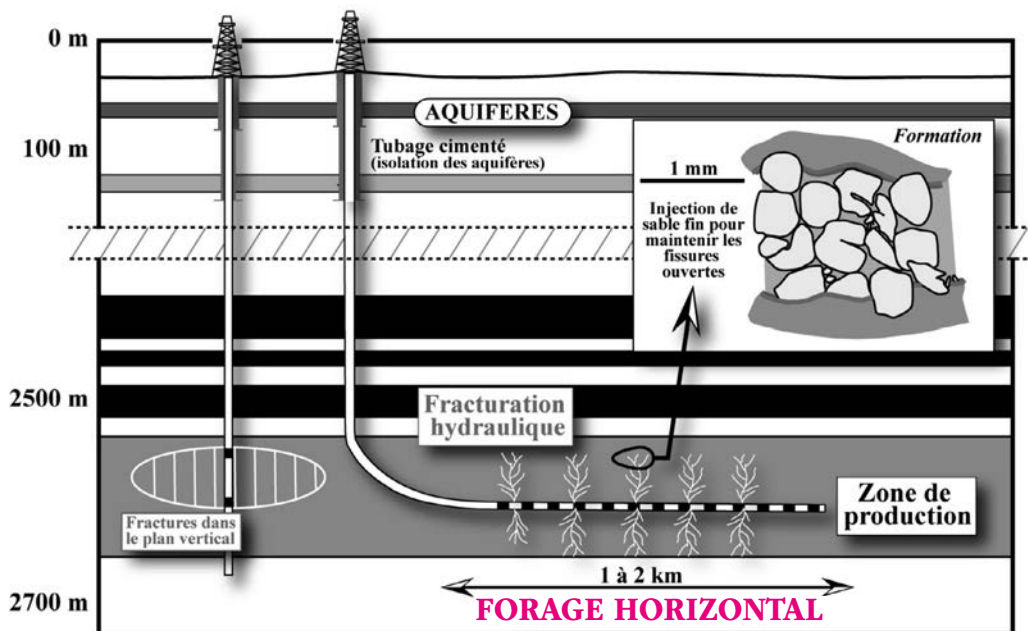
De 2 terminaux actifs jusqu'au milieu des années 2000, les États-Unis disposent désormais de 9 unités et 19 autres ont été approuvées par l'autorité de régulation américaine, la FERC.

La fracturation hydraulique

Cette technique, utilisée depuis 1946, fait partie des techniques dites de « stimulation de réservoirs ». Elles sont utilisées pour améliorer la productivité des puits lorsque les roches dans lesquelles sont emprisonnés les hydrocarbures n'ont pas des qualités pétro-physiques suffisantes (porosité et perméabilité). À ce jour, environ 2 millions de fracturations ont été réalisées dans le monde.

La fracturation hydraulique consiste à injecter sous forte pression un important volume d'eau (95%), de sable (4,5%) et d'additifs chimiques (0,5%). Ce fluide de fracturation a pour but de réactiver les fissures naturelles ou d'en créer de nouvelles afin de produire les hydrocarbures qui n'auraient pas pu être produits de façon conventionnelle. L'emploi systématique de cette technique, associée aux forages horizontaux, a permis l'exploitation à grande échelle des hydrocarbures de roche-mère (pétrole et gaz de schiste).

En voici un schéma :



La capacité de regazéification est ainsi passée de 26 Gm³ à 170 Gm³. Après 2007, les importations de GNL, bien loin de progresser, ont chuté fortement, se situant désormais autour de 12 Gm³. C'est dans ce contexte que l'idée de transformer les unités existantes destinées à l'importation en des unités d'exportation a progressivement pris naissance.

Plusieurs projets sont en cours d'étude en Amérique du Nord à des stades plus ou moins avancés. Onze projets au moins sont identifiés

dont 7 aux États-Unis et 4 au Canada. Les volumes sont loin d'être négligeables puisqu'ils représentent un potentiel annuel de 150 Gm³ (110 Mt), c'est-à-dire plus de 45% des exportations mondiales actuelles (330 Gm³ en 2011). À titre de comparaison, le Qatar, premier exportateur mondial, dispose de 100 Gm³ (77 Mt) de capacité.

De partenaires, les États-Unis pourraient ainsi devenir concurrents de ce pays. Il convient de rappeler que, suite à un mémorandum si-

gné en novembre 2005 par le secrétaire américain à l'Énergie, Samuel Bodman, les États-Unis devaient acheter jusqu'à 30% de leurs besoins au Qatar. L'accord prévoyait la fourniture de près de 16 millions de tonnes de GNL par an à partir de 2009. Un changement radical de la situation est intervenu en seulement 5 ans! Le Qatar, propriétaire à 70 % d'un terminal (Golden Pass) avec ExxonMobil, pourrait même devenir exportateur de gaz américain via ce terminal...

En termes de compétitivité, les projets nord-américains disposent d'un double avantage: l'existence des infrastructures portuaires, ce qui permet de limiter les investissements aux seules unités de liquéfaction, et bien sûr l'accès à des prix du gaz relativement faibles.

Des estimations de coûts ont été établies pour des prix du gaz américain compris entre 4 et 7 \$/MBtu, ce qui est en ligne avec les prévisions actuelles pour ce marché. Sur ces bases, le coût de livraison se situe entre 8 et 12 \$/MBtu vers l'Europe et entre 10 et 14 \$/MBtu vers l'Asie, la différence étant liée à des coûts de transport plus élevés.

La fourchette haute correspond aux prix actuels sur ces marchés. Ainsi, si le prix Henry Hub devait se maintenir autour des 4 \$/MBtu, la compétitivité du GNL américain serait assurée sur les marchés européens et asiatiques. Ce contexte explique l'engouement actuel des acheteurs asiatiques, Japon inclus, pour ce GNL venant des États-Unis.

Le développement des exportations GNL américain soulève toutefois un débat politique sur les conséquences en termes d'indépendance nationale, de hausse du prix intérieur du gaz et de compétitivité du tissu industriel national (pétrochimie ou autres). Le DOE semble plutôt favorable jusqu'à présent accordant, des autorisations d'exportation à 14 sociétés pour des pays ayant signé un accord de libre échange (FTA – 17 pays signataires) et un accord pour Cheniere Energy vers d'autres pays, dont l'Inde. Les impacts sur le prix intérieur divergent selon les études, mais la hausse devrait semble-t-il rester limitée si les exportations GNL ne dépassent 10% de la production annuelle, soit environ 70 Gm³.

Globalement, l'ensemble des projets GNL à partir de gaz non conventionnels représente des quantités loin d'être négligeables pour le marché: ce sont près de 150 Gm³, soit 50% environ des échanges mondiaux actuels. La réalité de ces développements dépendra des tendances effectives de production et, éventuellement, de réticences politiques possibles en particulier sur le marché américain.

La valorisation des gaz non conventionnels sous forme GNL, que ce soit aux États-Unis, au Canada ou en Australie (CBM), représente en tout état de cause un enjeu majeur pour l'équilibre futur du marché gazier. Ils pourront, en particulier, contribuer à réduire la tension sur le marché mondial envisagée par certains après 2015.

Impacts macro-économiques

D'un point de vue macro-économique, les États-Unis bénéficient grâce à ces ressources :

- d'une hausse de l'activité et des emplois directement liée à l'exploitation des gaz de roche-mère ;
- d'une baisse du coût de l'électricité et plus largement du coût de l'énergie renforçant le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des industries fortement consommatrices d'énergie ;
- d'une amélioration de la facture commerciale ;
- globalement, d'un effet positif sur la croissance économique.

L'Association américaine du gaz (AGA – *American Gas Association*) a par exemple évalué, dans une étude datant de 2012, à 250 milliards de dollars les économies réalisées par les consommateurs de gaz au cours des trois dernières années. En 2010, le montant des économies réalisées s'est élevé en moyenne à 175 \$ par client résidentiel et à 1100 \$ par client commercial.

Une étude de 2011 (IHS) estime par ailleurs différents impacts macro-économiques :

- Les dépenses d'investissement dans la production passeraient de plus en plus de 33 milliards de dollars (G\$) en 2010 à 48 G\$ en 2015.

- En 2010, l'industrie liée à l'exploitation des gaz de roche-mère concernait 600 000 emplois, chiffre qui passerait à près de 870 000 en 2015 et à plus de 1,6 million en 2035.
- La contribution de ce secteur au PIB était de plus de 76 G\$ en 2010 et passera à 118 G\$ d'ici à 2015 et à 231 G\$ en 2035.
- En 2010, la production de gaz de roche-mère a généré 18,6 G\$ de recettes fiscales aux niveaux local et fédéral. En 2035, ces recettes pourraient atteindre un peu plus de 57 G\$.

Enfin, il convient également de mentionner les effets de ré-industrialisation liés à la faiblesse des prix, redonnant de la compétitivité à l'industrie américaine. Des études estiment à 1 million d'emplois le potentiel d'ici 2025 si l'environnement actuel en termes de prix du gaz devait perdurer.

Impacts industriels : l'exemple de la pétrochimie des oléfines

La faiblesse a priori durable des cours du gaz naturel devrait affecter l'industrie pétrochimique des deux côtés de l'Atlantique. En effet, cette industrie est basée en partie sur le vapo-craquage des hydrocarbures, éthane, GPL ou naphtha. Or, en Europe, la pétrochimie est principalement alimentée par du naphtha, produit issu du raffinage du pétrole, dont le prix est tiré vers le haut par le cours élevé du baril de brut et qui semble ne plus vouloir redescendre en dessous d'un plancher de \$100/baril.

Au contraire, la pétrochimie américaine est principalement alimentée par de l'éthane, co-produit du gaz naturel et dont le prix est tiré vers le bas par la production massive de gaz de roche-mère. Autrement dit, un pétrochimiste européen est fortement pénalisé en achetant sa charge plus de 70% plus cher qu'un

pétrochimiste nord américain, sans qu'il puisse vendre ses produits à un tarif significativement supérieur, le marché des produits étant largement mondialisé.

En pratique, un vapo-craqueur européen devait se contenter d'une marge brute de l'ordre de \$50/t de produit (oléfines) en 2011, tandis que celle d'un vapo-craqueur américain, favorisé par un coût d'approvisionnement très bas en éthane, atteignait près de \$600/t. On observe donc un différentiel de compétitivité de plus de \$500/t entre les États-Unis et l'Europe.

Historiquement, le dernier vapo-craqueur américain de l'ère pré-gaz *shale* avait été démarré en 2001, et un mouvement de désinvestissement s'était amorcé au bénéfice du Moyen-Orient. Mais l'assurance de coûts de production faibles a provoqué une relocalisation de l'activité pétrochimique aux États-Unis. Les projets de redémarrage d'installations à l'arrêt, voire d'installation de nouvelles capacités, se multiplient. C'est ainsi que la production d'éthylène, en recul sensible pendant l'année 2008, a retrouvé en 2011 son niveau de référence de l'année 2000, et que l'on prévoit un doublement à 2020 des exportations nettes américaines.

À moyen terme, la construction (en 5 ans) aux États-Unis de près de 10 millions de tonnes de nouvelles capacités de production d'éthylène a été annoncée dans la presse et peut être considérée comme crédible. Les États-Unis reviennent en force dans la compétition mondiale, juste derrière le Moyen-Orient. À l'horizon 2030 et plus, les gaz de roche-mère devraient encore permettre aux États-Unis de contribuer à la croissance mondiale à hauteur de près de 10% de la production d'éthylène malgré la concurrence accrue du Moyen-Orient et des émergents. En revanche, la pétrochimie européenne qui ne bénéficie ni de charges pétrochimiques et d'énergie à bas coût comme les États-Unis et le Moyen-Orient, ni d'un marché domestique en forte croissance comme les pays émergents d'Asie, se classe bonne dernière.

À ceci s'ajoute la fermeture possible à moyen terme des raffineries européennes les moins performantes. L'existence de la pétrochimie européenne reposant sur la disponibilité de naphtha-issu du raffinage à un coût correct, la fermeture d'une raffinerie met en danger le

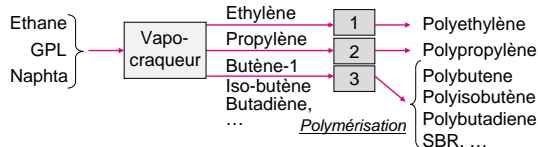


Schéma simplifié de la production de polymères par la voie oléfines.

site pétrochimique adjacent par la suppression des synergies de site que la proximité autorise (en particulier la valorisation de sous-produits des deux sites).

Il n'est donc pas étonnant qu'aucun projet majeur d'extension de capacité n'ait été annoncé en Europe. Bien au contraire, sa position concurrentielle inconfortable expose la pétrochimie européenne à la fermeture de certains de ses sites les moins performants si d'aventure les augmentations de capacité aux États-Unis ou au Moyen-Orient excèdent la croissance mondiale du marché.

Compte tenu des conséquences nombreuses sur la compétitivité de l'industrie pétrochimique américaine et sur le spectre mondial de production des oléfines, il ne paraît pas exagéré d'écrire que la production des gaz de roche-mère est à l'origine d'une nouvelle donne pour la pétrochimie mondiale, et qu'elle constitue une menace à terme sur la pétrochimie européenne, défavorisée par le prix de son approvisionnement.

Impacts sur la consommation de charbon et le secteur des transports

En 2009, la consommation de charbon aux États-Unis a fortement reculé, probablement en raison de la crise économique. Le développement des gaz de roche-mère dans des proportions importantes et la baisse du prix de cette énergie ont amplifié ce recul. Entre 2008 (1120 Mt) et 2012 (900 Mt), la baisse s'établit à 18%. La production suit cette tendance, mais dans de moindres proportions, renforçant les exportations qui atteignent 100 Mt environ contre 47 Mt en 2009. La détente des prix sur le marché international s'explique probablement en partie par cette progression.

L'analyse de la baisse des émissions américaines de CO₂ en 2011 (- 2,4%), a mis en évidence l'importance du recul du contenu CO₂ par énergies consommées² à hauteur de

2. Les variations des émissions de CO₂ peuvent se décomposer en quatre effets : population, PIB par habitant, intensité énergétique (énergie consommée sur PIB) et contenu CO₂ par énergie. Variations pour le CO₂ en 2011 : - 2,4%. La décomposition est la suivante : population : + 0,7% ;

1,9%. La baisse de la consommation de charbon (- 6%) dans le secteur électrique au profit des énergies renouvelables, mais aussi du gaz a joué un rôle important dans cette évolution.

Le secteur des transports est également susceptible d'être impacté par l'abondance des gaz de roche-mère aux États-Unis. Historiquement, le gaz naturel, sous forme comprimée ou liquéfiée, n'a joué qu'un rôle limité dans le secteur des transports dans ce pays. Ainsi, en 2008, le gaz naturel représentait moins de 0,1% du carburant utilisé par les voitures et 0,2% par les camions, marché considéré comme le plus attractif pour accroître l'utilisation du gaz naturel.

Compte tenu de ce contexte, l'infrastructure de ravitaillement en gaz naturel est très peu développée. Cela constitue un premier frein à l'expansion de ce marché en dépit d'un avantage concurrentiel en termes de prix entre le gaz naturel et le gazole. D'autres considérations, comme le surcoût significatif lié à l'adaptation du réservoir ou une autonomie moindre, limitent a priori l'expansion de ce marché aux États-Unis.

L'usage du gaz dans les transports devrait, d'après le DOE dans son scénario de référence, rester marginal, progressant essentiellement pour les camions. Le gaz naturel ne représenterait toutefois que 1,6% du total consommé à l'horizon 2030. Des perspectives plus importantes sont envisagées pour les bus.

Il convient toutefois de noter que le DOE propose un scénario plus volontariste avec une pénétration à hauteur de 30% du gaz naturel dans le secteur du transport routier. Cela représenterait une substitution importante au gazole de 1 Mb/j environ (consommation totale de l'ordre de 3,7 Mb/j).

Enjeux pour l'Europe et l'Asie

L'Europe et l'Asie, deux zones gazières dépendantes, importent des quantités significatives de GNL. La révolution américaine a d'ores et déjà eu un impact bénéfique difficilement quantifiable, mais réel. La hausse de la production américaine depuis 2006 a en effet permis

PIB/hab. : + 1,1% ; intensité énergétique (E/PIB) : - 2,3% ; contenu CO₂ (CO₂/E) : - 1,9%.

de réduire les achats internationaux de GNL. La tension sur le marché du GNL, en particulier en Asie en raison de l'arrêt des centrales nucléaires au Japon, aurait été probablement plus forte que celle que l'on a connue.

Au-delà de cet effet, un recours plus important aux gaz non conventionnels dans le monde, hypothèse aujourd'hui incertaine compte tenu des enjeux environnementaux, pèserait à la baisse sur la croissance des échanges gaziers mondiaux. Une baisse des prix en Europe ou en Asie au niveau de ceux observés sur le marché américain ne semble toutefois pas réaliste. Il faudrait pour cela que deux conditions soient remplies, et elles ne le seront pas :

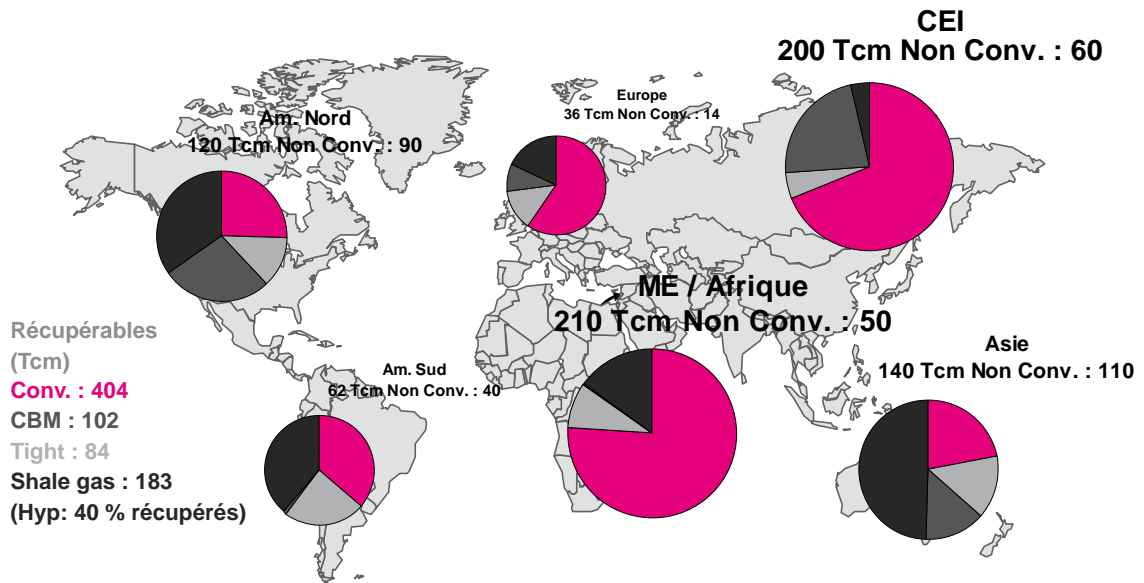
- Une autonomie complète de ces marchés, ce qui est peu vraisemblable : des achats de gaz par gazoduc ou par GNL seront encore nécessaires.
- Des coûts de production du même ordre que ceux observés aux États-Unis : les premières indications, en particulier pour le marché européen, plaident pour des coûts de forage sensiblement plus élevés, et donc des prix moins favorables; des estimations allant jusqu'à 9 à 11 \$/MBtu sont évoquées en Europe et des niveaux inter-

médiaires entre la situation européenne et américaine sont envisagés en Asie.

Dans ce contexte, que peut-on espérer des gaz non conventionnels? L'enjeu majeur reste de pouvoir éviter des situations de tension sur le marché gazier. Les hausses attendues de la consommation au niveau mondial pourraient entraîner une forte pression sur les prix spots. Le recours dans des proportions significatives aux gaz non conventionnels serait de nature à éviter en grande partie ce risque.

Il s'agirait de pouvoir maintenir le prix dans une zone d'équilibre, reflet des seules considérations économiques, sans prime liée à des déséquilibres entre offre et demande. En zone basse, un seuil de 7 à 8 \$/MBtu serait en ligne avec les coûts attendus de livraison des unités GNL les plus coûteuses (Norvège et Russie, en particulier). Une zone haute de l'ordre de 10/11 \$/MBtu permettrait la valorisation à terme des ressources les plus coûteuses.

Cette fourchette de 7 à 11 \$/MBtu est obtenue dans les contrats long terme pour un prix du pétrole compris entre 60 et 80 \$/b. En d'autres termes, cela signifie que, si le prix du pétrole est supérieur à 80 \$/b, le marché spot du gaz offrirait un niveau plus favorable par



Un potentiel mondial important.

Ressources récupérables totales de gaz: 770 Tcm dont Conv. : 404 Tcm / Non conv. : 370 Tcm.

Source: Rogner / WEO 2009

rapport à celui défini par les contrats indexés sur le marché pétrolier.

La moyenne annuelle du Brent a évolué entre 80 \$ et 110 \$/b depuis 2010. Pour le moyen et long terme, il paraît difficilement envisageable de voir le prix du pétrole, hors crises économique et financière majeures, redescendre durablement en dessous des 80 \$/b, voire 100 \$.

Les gaz non conventionnels pourraient ainsi contribuer à une certaine stabilité des prix autour des 10 \$/MBtu. Ce sont des niveaux que l'on observe par exemple au Royaume-Uni (4,6 à 10,3 \$/Mbtu depuis 2003), alors que ce pays dépend pourtant de plus en plus des échanges GNL.

Une telle évolution constituerait une remise en cause radicale du cadre souhaité par les pays exportateurs qui veulent maintenir une indexation pétrole, voire atteindre la parité des prix. Pourtant, cette logique d'une liaison gaz-pétrole n'a plus réellement de raison d'être. L'énergie principale en concurrence avec le gaz est désormais le charbon, ce qui milite au moins pour une indexation renforcée sur cette énergie. Par ailleurs, les structures des marchés gaziers et pétroliers n'ont plus rien à voir: le marché pétrolier est sous pression avec des risques d'emballement des prix; le marché gazier est au contraire sans tension excessive sur l'offre, voire plutôt en surcapacité éventuellement jusqu'en 2013-2015. L'émergence d'un prix directeur spot en Europe, et peut-être en Asie, semble dans ce contexte de plus en plus crédible.

Un équilibre du prix entre 7 à 11 \$/MBtu pour les échanges internationaux, hors crises exceptionnelles, pourrait donc être le résultat du développement des gaz non conventionnels, dans l'hypothèse de l'émergence de prix spots directs. Cela éviterait une possible spirale haussière du prix du gaz indexé, liée uniquement à l'emballement du marché pétrolier. Ce niveau serait satisfaisant, tant pour les producteurs que pour les consommateurs dans une vision de long terme. Il convient de rappeler qu'un prix excessivement élevé, souhaité par certains exportateurs, aurait *in fine* des effets néfastes pour leurs propres intérêts. L'expérience des chocs pétroliers des années 1970 et 1980, qui ont abouti à un recul

important de la consommation et des prix, est là pour nous le rappeler.

Les impacts multiples des gaz de roche-mère

Les gaz non conventionnels ont profondément transformé le marché américain de l'énergie qui bénéficie d'un prix particulièrement bas et devient susceptible de pouvoir exporter à terme du GNL sur le marché international. Ce dernier facteur sera bénéfique pour le marché gazier international, en contribuant à limiter les tensions potentielles en termes de prix liées à la demande croissante des pays émergents, de l'Europe et du Japon suite à l'accident nucléaire de Fukushima.

Dans le reste du monde, le développement des gaz non conventionnels contribuerait également à réduire la dépendance gazière de pays ou zones appelés à fortement renforcer leur demande (Chine et Inde) ou dont la production est amenée à baisser (Europe). À titre d'illustration, pour l'Europe, la production de 15% de ses besoins (80 Gm³ environ) aurait pour effet de réduire la facture énergétique de 28 milliards d'euros³, sans compter les effets directs et indirects induits en termes de création d'emplois.

Il s'agit aussi d'un enjeu économique très important à l'image de retombées directes et indirectes observées aux États-Unis. Il convient, en particulier, de souligner les impacts en termes d'emplois et de croissance et de ré-industrialisation, à l'image du secteur de la pétrochimie. L'avantage compétitif dont bénéficient les industriels américains pourrait avoir un impact très négatif en Europe.

Afin d'assurer un déploiement durable des gaz de roche-mère, il conviendra en tout état de cause de respecter deux impératifs: une production respectueuse de l'environnement et une gestion compatible avec la montée en puissance légitime des énergies renouvelables. ■

3. Côté français, la facture gazière se situe autour de 10 à 12 G€ depuis le milieu des années 2000 pour 45 Gm³ d'importation environ. La production de seulement 5% de nos besoins permettrait ainsi de réduire cette facture de l'ordre de 0,8 G€ par an environ.