

Une nouvelle géopolitique de l'énergie¹

Jean-Pierre Favennec

Le secteur de l'énergie connaît des transformations profondes. Alors que, depuis les années 1960, le paysage changeait peu, les dernières années ont été marquées par des bouleversements dans les sources d'énergie et d'approvisionnements. Jusqu'où iront ces changements ?

Énergie : stabilité du XX^e siècle

À partir des années 1950 et jusqu'en 2000 environ, la production et la consommation d'énergie augmentent certes considérablement, mais les grandes caractéristiques du secteur changent peu : prédominance du pétrole comme source d'énergie principale, développement du gaz naturel, stagnation du charbon, polluant et moins commode d'emploi que les deux autres grandes énergies fossiles, et développement important mais limité du nucléaire et de l'hydraulique. Les énergies fossiles représentent 80% de la consommation d'énergie – voire 90% si l'on exclut le bois, toujours important en Afrique subsaharienne et dans quelques pays pauvres d'Asie et d'Amérique latine.

L'essentiel de la consommation reste concentré dans les pays OCDE – environ 1 milliard d'habitants vivant aux États-Unis, au Canada, en Europe occidentale, au Japon, en Australie et en Nouvelle-Zélande. Le reste du monde, soit environ 5 milliards d'habitants, consomme relativement peu. Les grands pays producteurs de pétrole et de gaz se situent au Moyen-Orient, en Russie, voire en Amérique latine ou en Afrique. À l'inverse, les grands consommateurs, Europe et Japon en tête, sont très pauvres en ressources énergétiques et les États-Unis doivent importer des quantités importantes de pétrole.

Pays émergents : nouveaux acteurs sur la scène énergétique

Un premier changement fondamental va intervenir au tournant des années 2000 avec l'apparition des pays émergents, dont les fameux BRICS – Brésil, Russie, Chine, Inde, Afrique du Sud –, mais aussi l'Indonésie, le Sud-Est asiatique et l'Amérique latine, ou encore certains pays du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord. Le développement économique de ces pays se traduit par une forte croissance de leurs besoins en énergie. La demande de pétrole et de gaz augmente fortement.

Or, les capacités de production sont limitées car, dans les années 1990, le prix du pétrole est resté faible et les investissements ont été insuffisants. La production ne peut faire face à la demande. Les prix du pétrole vont fortement augmenter et, pour faire face à leurs besoins, des pays comme la Chine vont avoir recours au charbon, énergie abondante et bon marché. La consommation de charbon augmente davantage entre 2005 et 2008 qu'au cours des vingt années précédentes. Pendant de nombreux mois, chaque semaine, la Chine mettra en production une centrale électrique fonctionnant au charbon et d'une capacité voisine de celle d'une centrale nucléaire – environ 1 gigawatt. En un an, la Chine met en place une capacité de production électrique équivalente à celle d'un pays comme le Royaume-Uni.

1. Cet article a déjà fait l'objet d'une parution dans *La nouvelle revue Géopolitique* n°5, juillet-septembre 2012, pp. 75-80.

La situation aux États-Unis

L'augmentation des besoins énergétiques, vers 2005, ne se limite pas aux seuls pays émergents: la demande augmente aussi fortement aux États-Unis. Leurs importations en pétrole atteignent 60% des besoins – plus de 12 millions de barils par jour pour une demande totale d'environ 20 millions de barils par jour. Quant à la demande de gaz, elle progresse également, mais la production semble devoir s'effondrer. Près de 20 terminaux de regazéification de gaz naturel liquéfié sont en construction ou en projet.

Les États-Unis prévoient d'importer, au début des années 2010, près de 50% de leur consommation de gaz naturel. Une part de ces importations vient du Canada. Mais les autorités canadiennes souhaitent limiter leurs exportations de gaz, afin de conserver la part nécessaire à la production de la vapeur pour l'exploitation des *oil sands* – sables asphaltiques, dits aussi sables bitumineux. Les bitumes sont en effet en grande partie extraits par des techniques dites de drainage par gravité assisté par la vapeur – *Steam Assisted Gravity Drainage* en anglais – qui consistent à injecter de la vapeur pour fluidifier les bitumes qui peuvent être alors récupérés par pompage.

L'irruption des gaz non conventionnels

C'est alors qu'émerge une véritable révolution qui vient de l'association de deux technologies connues, le forage horizontal et la fracturation, pour produire à moindre coût des hydrocarbures à partir de gisements très particuliers. L'industrie va d'abord développer la production de gaz dits non conventionnels.

Trois types de gaz sont concernés. Le premier, le *coal bed methane* – ou grisou en français – est un gaz que l'on trouve dans les gisements de charbon. Le deuxième, le *tight gas*, se situe dans des gisements à faible porosité et faible perméabilité². Enfin, on trouve les *shale gas* – gaz de schiste en français – qui se trouvent dans la roche mère, dont les caractéristiques

2. La perméabilité mesure la facilité du gaz à circuler dans le gisement et donc à pouvoir être produit.

sont proches de celles des réservoirs des *tight gas*. Il y a seulement dix ans, si l'existence du *coal bed methane* était connue, la possibilité de produire du gaz à partir de réservoirs compacts ou présents dans la roche mère n'était pas vraiment envisagée.

La production de gaz non conventionnels progresse très rapidement depuis plusieurs années et représente, en 2012, près de 50% de la production de gaz naturel aux États-Unis. Après un développement rapide de la production de *tight gas*, les *shale gas* – gaz de schiste – ont désormais pris le relais. L'exploitation des *tight gas* et des *shale gas* nécessite le recours aux techniques de fracturation hydraulique. Un forage horizontal est pratiqué dans le réservoir. De l'eau sous pression est injectée dans le puits pour fracturer la roche et créer une perméabilité artificielle qui va permettre la circulation et la production du gaz. Du sable et des produits chimiques sont également injectés pour maintenir ouvertes les fissures et faciliter la production. Ces techniques d'exploitation nécessitent le forage de très nombreux puits car l'extension des zones de production est limitée et le déclin de la production est très rapide – au bout d'un ou deux ans, la production d'un puits de ce type peut décroître de 90%.

Quel développement des gaz non conventionnels en dehors des États-Unis ?

Pour l'instant, la production de gaz non conventionnels reste surtout confinée aux États-Unis. Des ressources considérables – même si leur niveau est très mal connu – existent dans de nombreux pays. La Chine, des pays européens comme la Pologne ou la France, l'Algérie et bien d'autres pays disposent sans doute de ressources importantes. Mais un développement rapide en dehors de l'Amérique du Nord n'est cependant pas certain. En effet, le développement de la production de gaz non conventionnels aux États-Unis tient à des facteurs très spécifiques à ce pays. Le propriétaire du sol est aussi propriétaire du sous-sol alors que, partout ailleurs, c'est l'État qui possède l'essentiel des ressources minières. Le fermier américain – ou le propriétaire de terrain – est

donc fortement incité à permettre la recherche d'hydrocarbures puisqu'il recevra en retour des redevances. En outre, il existe un vaste secteur parapétrolier avec de nombreux appareils de forage disponibles: il en faut beaucoup car les puits sont très nombreux. D'autre part, la production de gaz non conventionnels crée un nombre considérable d'emplois et permet à l'industrie de disposer d'une énergie à très bas coût, éléments fondamentaux de la politique américaine.

Le développement de cette production en Chine, par exemple, paraîtrait naturel. Cependant, la densité de population en Chine, par rapport à celle aux États-Unis, rend plus difficile la production. Les techniques de fracturation hydraulique, si elles ne sont pas d'une complexité exceptionnelle, nécessitent des équipements importants dont la mise en place prend du temps. Enfin, la récupération et le transport de ces gaz vers les consommateurs nécessitent des réseaux de gazoducs importants. Or, pour l'instant, et à superficie de terrain quasiment égale, les États-Unis disposent de 700 000 km de gazoducs, contre 40 000 km seulement en Chine.

L'opposition de certaines populations aux techniques de fracturation hydraulique soupçonnées d'atteintes dangereuses à l'environnement constitue un autre obstacle de taille au développement des gaz de schiste en Europe, et en France en particulier. Dans notre pays, des manifestations importantes contre les permis de recherche accordés à des sociétés pétrolières pour inventorier les ressources ont eu lieu, en 2011, à proximité des zones de recherche. Le gouvernement a alors décidé d'interdire l'utilisation des techniques de fracturation. Des études ont été lancées pour vérifier le caractère «propre» de l'exploitation.

Nouvelle géopolitique de la production et de la consommation de gaz naturel

L'apparition des gaz non conventionnels et leur développement très rapide aux États-Unis a totalement bouleversé le paysage de l'industrie du gaz. Au début du siècle, on s'attendait à des importations représentant

la moitié de la consommation du pays vers 2010. Les importations seraient, à l'exception d'une fraction non négligeable mais limitée en provenance du Canada, réalisées par gaz naturel liquéfié. Une quinzaine de terminaux de regazéification sont construits. Conçus pour traiter des dizaines de milliards de m³ par an, ils ne fonctionneront pas à plus de 15 ou 20% de leur capacité. Le développement des gaz non conventionnels a entraîné un renversement total de situation. En 2011, la compagnie Chénrière annonce qu'elle va exporter du gaz naturel liquéfié à partir d'un terminal – Sabine Pass. Ce terminal, initialement conçu pour l'importation, sera en effet modifié pour permettre l'exportation de gaz naturel liquéfié. D'autres projets suivent et, en quelques mois, leur capacité cumulée dépasse 100 milliards de m³ par an, même s'il est vraisemblable que tous ne se concrétiseront pas.

La première conséquence de cette explosion – sans jeu de mots – de la production de gaz naturel est l'éclatement du marché du gaz. Traditionnellement, le marché du gaz recouvre trois régions bien distinctes – les marchés nord-américain, européen et asiatique – du fait, en particulier, du coût de transport très élevé du gaz par rapport à son prix FOB – prix sur le lieu de production avant transport.

Le marché américain, où la production du Canada et des États-Unis est proche des lieux de consommation et réalisée par une multitude de producteurs, se caractérise par une compétition «*gas-to-gas*» – sans indexation rigide au prix du pétrole – et un prix plus bas que sur les deux autres grands marchés, européen et asiatique. L'arrivée massive de gaz non conventionnels a fait plonger le prix du gaz aux États-Unis qui ne dépasse plus guère 2 dollars par million de MMBTU – millions de *British thermal units*, l'unité traditionnelle de mesure du gaz³. Ce prix est sans doute d'ailleurs insuffisant pour assurer la rentabilité de l'exploitation des gaz de schiste. On considère généralement qu'un prix de 4 à 8 dollars serait un minimum pour rémunérer correctement les producteurs. La poursuite de la production tient à un mélange

3. Il y a 6 millions de BTU dans un baril. Ce prix est donc équivalent à un prix du baril de pétrole de seulement 12 dollars !

de contraintes juridiques – il faut honorer les contrats d'exploitation déjà signés – de *hedging* partiel sur les marchés à terme, mais surtout à la production associée de liquides dont la valeur calorifique est près de 10 fois supérieure à celle du gaz. Ce sont ces liquides qui assurent l'équilibre financier.

Le marché européen, pour sa part, est encore pour moitié alimenté par la production locale et pour l'autre moitié par les importations. Ces importations proviennent pour 50% de Russie et, pour le reste, essentiellement de Norvège, d'Algérie et plus récemment du Qatar et du Nigéria, les importations de gaz naturel liquéfié du Nigeria et du Qatar jouant désormais un rôle accru. Un double système de prix coexiste : les prix des contrats à long terme passés entre les grandes compagnies gazières européennes – comme Eon Ruhrgas, SNAM ou encore GDF Suez – et leurs fournisseurs russes, norvégiens ou algériens. Ces prix sont indexés sur les prix des produits pétroliers concurrents. Mais, parallèlement, s'est développé au Royaume-Uni, à partir de la production de la mer du Nord, un marché *spot* dont le centre notionnel est le *National Balancing Point*. Après s'être nettement écartés, ces prix ont tendance à se rapprocher, peut-être du fait que certains exportateurs – Gazprom, par exemple – semblent accepter une indexation partielle du prix « contrat » sur le prix *spot*. Le prix du gaz en Europe est de l'ordre de 10 dollars par millions de BTU, soit en valeur calorifique représentant la moitié environ du prix du pétrole brut.

Le marché asiatique a été longtemps limité pour l'essentiel au Japon, à la Corée du Sud et à Taïwan. Ces pays étaient essentiellement alimentés par des importations de gaz naturel liquéfié d'Indonésie et de Malaisie. Depuis quelques années, la Chine est devenue le premier pays consommateur de gaz en Asie et la consommation augmente rapidement en Inde et dans de nombreux pays. Le Qatar est désormais un fournisseur important et l'Australie devient également un partenaire de poids. Le prix du gaz est beaucoup plus élevé sur ce marché du fait de la faiblesse de la production locale et des besoins en importation croissants. Comme en Europe, l'indexation du prix dans le cadre de contrats à long terme est

également la règle. Mais l'indexation au Japon se fait souvent directement sur le brut. Le prix est actuellement beaucoup plus élevé que sur les marchés américain et européen : 15 dollars par millions de BTU ou davantage, soit 80% environ du prix du brut.

La saturation du marché américain et l'effondrement concomitant du prix aux États-Unis a bien entendu pris à contre-pied des nouveaux producteurs de gaz naturel liquéfié comme le Qatar, dont une partie de la production, désormais proche de 77 millions de tonnes par an, était destinée au marché américain. C'est donc à une redirection complète de leurs exportations qu'ont dû procéder certains pays producteurs. Cette redirection a été « facilitée » par la catastrophe de Fukushima : l'arrêt quasi-total des centrales nucléaires japonaises a conduit à une forte augmentation des importations de gaz du Japon.

Les écarts de prix entre les trois grands marchés restent néanmoins considérables et justifient, par exemple, les projets d'exportation de gaz naturel liquéfié depuis les États-Unis. Le nombre de projets qui seront autorisés reste une interrogation. Un projet doit obtenir l'approbation du département américain de l'Énergie – *Department of Energy* ou DOE – et de la FERC – *Federal Energy Regulatory Commission*. Les consommateurs américains pourraient être hostiles aux projets d'exportation dans la mesure où ils pourraient réduire les disponibilités locales et favoriser une hausse des prix. Mais l'Organisation mondiale du commerce, soucieuse de liberté des échanges, pourrait aussi peser sur les décisions.

Développement de la production d'hydrocarbures liquides en Amérique du Nord

Depuis quelques années, on assiste également au développement de la production de *shale oil* – ou huile de schiste en français –, un pétrole brut relativement léger que l'on trouve en particulier dans la roche mère⁴. Les

4. Il ne faut pas confondre le *shale oil*, huile relativement légère et liquide, avec le *oil shale*, produit connu depuis longtemps, qui est un bitume solide pris dans la roche.

techniques de fracturation utilisées pour la production d'huile, à partir des roches réservoir, sont tout à fait similaires à celles utilisées pour la production des gaz de schiste. C'est aux Etats-Unis à nouveau, dans le Bakken (Dakota du Nord), que cette production se développe le plus vite. Mais, dans d'autres régions comme en Californie, il est également possible de reprendre une production sur d'anciens champs avec la même technique. Cette production de *shale oil*, encore aujourd'hui inférieure à 1 million de barils par jour pourrait atteindre 3 à 4 millions de barils par jour vers 2020.

D'autres flux vont venir nourrir la croissance de la production de liquides: l'accroissement de la production de liquides de gaz naturel aussi appelés condensats – *Natural Gas Liquids* ou *Condensates* en anglais – du fait, en particulier, de la croissance de la production de gaz de schiste et de *tight gas*; le développement de la production de pétrole en offshore profond dans le golfe du Mexique; le développement, au Canada, de la production de *shale oil* – à l'image de ce qui se passe aux États-Unis – et la production de pétrole synthétique à partir des sables bitumineux de l'Athabasca; la reprise de la production de pétrole au Mexique après une chute due au déclin du gisement géant de Cantarell, reprise rendue possible par la production en offshore profond et à celle *shale oil*.

Au total, les Etats-Unis, qui produisaient un peu moins de 9 millions de barils par jour en 2011, pourraient en produire 16 millions en 2020. L'ensemble de l'Amérique du Nord, incluant le Canada, les États-Unis et le Mexique, pourrait produire près de 25 millions de barils par jour en 2020.

Disponibilités d'hydrocarbures liquides aux États-Unis (millions de barils par jour)			
	2011	2015	2020
Ultra profond	1	2	4
Huile de schiste (<i>Shale Oil</i>)	0,5	2	3
Alaska	0,5	1	1,5
Conventionnel	4	2,5	2
LGN (Condensats)	2	3	4
Biocarburants	1	1	1,5
Importations du Canada	2	3,5	4
TOTAL	11	15	20

Source: auteur d'après Ed Morse, Citi GPS

L'Amérique du Nord, nouveau Moyen-Orient ?

C'est le titre un peu provocateur d'un article Edward Morse, spécialiste reconnu de l'industrie pétrolière et, en particulier, de l'industrie américaine. En effet, la production américaine de liquides ajoutée aux importations des États-Unis depuis le Canada pourrait atteindre, en 2020, 20 millions de barils par jour pour une demande de 17 millions de barils.

Or, cette augmentation de la production de liquides en Amérique du Nord intervient au moment où la demande de produits pétroliers diminue aux États-Unis. La diminution de la demande tient à plusieurs facteurs:

- La hausse des prix des carburants: le gallon d'essence atteint 4 dollars alors qu'il ne valait qu'1 dollar il y a un peu plus de 10 ans;
- Les normes de consommation (*CAFE: Corporate Average Fuel Economy*) plus sévères qui accroissent le nombre de *miles* qu'un véhicule doit parcourir pour un gallon consommé;
- La consommation d'éthanol dont les États-Unis sont devenus le premier producteur. Cette production pourrait cependant se stabiliser, voire décroître, du fait de la diminution drastique des subventions;
- Le remplacement du fuel domestique par du gaz pour le chauffage: le prix du gaz est équivalent à 12 dollars par baril contre beaucoup plus de 100 pour le fuel domestique.

Sécurisation des approvisionnements pétroliers et gaziers

La diminution des importations américaines, voire le passage des États-Unis à un statut d'exportateur de gaz et de pétrole⁵, change la géopolitique de l'énergie. Le pétrole est, depuis l'origine, indispensable aux États-Unis. Tout le secteur des transports, donc toute l'économie, dépendent des disponibilités de pétrole.

5. Les États-Unis, avec les principales réserves mondiales de charbon, sont plus que suffisants en combustibles solides.

La Seconde Guerre mondiale dans la Pacifique était très liée à la compétition entre le Japon et les États-Unis pour le contrôle des sources de pétrole. Dès la fin de la guerre et avec la célèbre rencontre entre le président Roosevelt et le roi Ibn Saoud sur le cuirassé Quincy dans la mer Rouge en février 1945 – Franklin Roosevelt rentrait de Yalta et devait mourir quelques semaines plus tard –, l'industrie pétrolière s'est organisée autour d'un axe Washington-Ryad. Certes, en 1945, les États-Unis étaient encore exportateurs de pétrole et l'Arabie Saoudite était surtout riche de ses réserves de pétrole présumées – la découverte de Ghawar, le plus grand gisement au monde, n'interviendra qu'en 1948. Mais cette rencontre, lors de laquelle le roi Ibn Saoud garantit les approvisionnements pétroliers de l'Occident en échange de la protection américaine, est fondamentale.

Par la suite, tout au cours de la deuxième moitié du xx^e siècle, cette garantie d'approvisionnement jouera un rôle central dans la politique étrangère américaine. Il s'agit, pour les États-Unis, de contenir l'influence soviétique dans la région et d'empêcher toute tentative de contrôle de la région du golfe Persique par des intérêts étrangers. En 1979, par exemple, l'Union soviétique intervient en Afghanistan pour soutenir un régime qui lui est proche, mais qui est menacé – déjà! – par les talibans. Or, une Russie ou une Union soviétique trop proche du golfe Persique, et donc susceptible d'y intervenir plus vigoureusement, fait partie des craintes américaines depuis le fameux grand jeu des années 1900. Réaction immédiate des États-Unis: le président Carter, dans son discours sur l'état de l'Union le 23 janvier 1980, indique clairement que les États-Unis mettront tout en œuvre, y compris des moyens militaires, pour s'opposer à une tentative de contrôle de la région par des intérêts étrangers. Quelques mois plus tard, Ronald Reagan, nouvellement élu, réaffirme le même principe en indiquant que les États-Unis ne pourront pas «*rester immobiles si l'Arabie Saoudite devait tomber sous le contrôle d'une puissance qui couperait les approvisionnements pétroliers*». George H.W. Bush adoptera la même position lors de la première crise du golfe.

Les attentats du 11 septembre 2001 atténueront la vigueur des liens entre les États-Unis et l'Arabie saoudite sans remettre en cause, pour autant, une relation qui s'impose dans la mesure où Washington ne peut pas se passer du brut de la région. Obligés d'importer des quantités importantes de brut, les États-Unis sont contraints de mettre en œuvre des moyens militaires importants pour sécuriser les approvisionnements. La flotte américaine est positionnée à proximité des points stratégiques – dans le golfe, l'océan Indien et la Méditerranée – par où transite le pétrole. Le coût de ces opérations a été évalué à des sommes allant de 30 à 140 milliards de dollars par an pour un budget militaire total de plus de 600 milliards. Les États-Unis réduiraient certainement leurs dépenses pour sécuriser leurs approvisionnements pétroliers si ces approvisionnements tombaient à un niveau très bas. Certes, le marché mondial du pétrole – et du gaz – restera largement dominé par le golfe Persique et tout conflit, toute tension dans la région auraient immédiatement des conséquences importantes pour l'ensemble de la planète, par le biais des prix en premier lieu. Il est donc clair qu'il n'y aura pas de retrait militaire total des États-Unis de la région. Mais les moyens mis en œuvre pourront être diminués.

Conséquences stratégiques pour l'Europe

L'Europe est de plus en plus dépendante de ses importations pétrolières et gazières. La Commission européenne estime que la dépendance pétrolière pourrait atteindre 90% dès 2020 et la dépendance gazière 70% en 2030. Pour l'instant, une large part de ces importations vient de Russie. La sécurité physique de ces approvisionnements est donc bonne. Mais l'accroissement des importations, par exemple d'Afrique de l'Ouest et du Moyen-Orient sera sans doute menacée par exemple par les actes de piraterie au large des côtes africaines. L'Europe devrait donc s'impliquer davantage dans la sécurisation des approvisionnements en hydrocarbures dans cette nouvelle donne géopolitique. Compte-tenu des contraintes budgétaires et militaires, ceci est-il encore envisageable? ■