

EFFETS PRÉSENTS ET FUTURS DE L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES DE SCHISTE AUX ÉTATS-UNIS

Patrice Geoffron, Sophie Meritet

Editions Choiseul | « *Géoeconomie* »

2014/5 n° 72 | pages 85 à 99

ISSN 1620-9869

ISBN 9782362590573

Article disponible en ligne à l'adresse :

<http://www.cairn.info/revue-geoeconomie-2014-5-page-85.htm>

Pour citer cet article :

Patrice Geoffron, Sophie Meritet « Effets présents et futurs de l'exploitation des hydrocarbures de schiste aux États-Unis », *Géoeconomie* 2014/5 (n° 72), p. 85-99.
DOI 10.3917/geoec.072.0085

Distribution électronique Cairn.info pour Editions Choiseul.

© Editions Choiseul. Tous droits réservés pour tous pays.

La reproduction ou représentation de cet article, notamment par photocopie, n'est autorisée que dans les limites des conditions générales d'utilisation du site ou, le cas échéant, des conditions générales de la licence souscrite par votre établissement. Toute autre reproduction ou représentation, en tout ou partie, sous quelque forme et de quelque manière que ce soit, est interdite sauf accord préalable et écrit de l'éditeur, en dehors des cas prévus par la législation en vigueur en France. Il est précisé que son stockage dans une base de données est également interdit.

Village global

Effets présents et futurs de l'exploitation des hydrocarbures de schiste aux États-Unis

Professeur à l'université Paris-Dauphine, Patrice Geoffron est directeur du Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières (CGEMP) et membre du Cercle des économistes. Il a récemment publié Avenir énergétique : cartes sur table (Folio-Gallimard, 2012) et The New Energy Crisis (Palgrave MacMillan, 2013).

Maître de Conférences à l'université Paris-Dauphine, Sophie Méritet est membre du CGEMP et spécialiste de politique énergétique, en particulier nord-américaine. Elle est membre du comité de direction de l'Association des économistes de l'énergie.

Dans la chronique énergétique, 2007 restera très probablement, au même rang que 1973, un moment de grande bascule : le *US Potential Gas Committee* rehausse cette année les réserves nationales de gaz de 45 %, à partir de données plus précises concernant les gaz non conventionnels, de schiste en particulier. Cette année marque une rupture à partir de laquelle la production de gaz puis de pétrole non conventionnels connaissent un boom et modifient les perspectives énergétiques internes : au lieu d'avoir à affronter une dépendance croissante en importations d'hydrocarbures, les États-Unis commencent à entrevoir une progressive et large autonomie.

Cette nouvelle donne induit des conséquences très larges dans la sphère énergétique (substitution gaz-charbon dans la production électrique), dans l'industrie (effondrement du prix intérieur du gaz

naturel et réduction de celui de l'électricité) et mécaniquement au-delà même des frontières nord-américaines. Comme les fossiles non conventionnels modifient la carte du monde énergétique (la Chine et certaines parties de l'Europe en sont probablement riches), les rapports de force entre les nations s'en trouvent également affectés : le gaz de schiste américain est apparu dans le cadre du conflit russo-ukrainien de 2014¹, ce qui n'avait pas été le cas lors des tensions précédentes en 2006 et 2009.

Cette rupture soudaine participe d'un changement de « paradigme » énergétique. La croissance économique des décennies 1990 et 2000 a modifié les équilibres offre-demande sur les marchés d'énergie primaire fossile, propulsant les prix d'un étiage de 20\$/baril à 100\$/baril désormais. À ce niveau de prix, la raréfaction progressive des hydrocarbures, qui était la menace de premier rang à la fin du siècle dernier, semble désormais caduque : les industriels des filières pétrolière et gazière ont pu, en forant plus profond sous la mer ou sous la terre, identifier des ressources considérables qui repoussent plus loin dans le temps la fin « physique » des énergies fossiles.

Cette résurgence des hydrocarbures accroît la complexité énergétique d'un cran. Les décennies à venir devront être celles durant lesquelles la transition vers des modèles sobres en carbone doit être impulsée ; et ironie, cette transformation devra être impulsée dans un environnement caractérisé par cette profusion d'énergies fossiles². Tentons d'analyser ici les conditions du développement des hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis et de cerner leurs effets internationaux à moyen et long terme, tant en termes économiques que géopolitiques, en portant une attention spécifique à l'Europe qui se trouvera aux premières loges.

1. Les Ukrainiens et les Polonais appelant de leurs vœux des imports de gaz liquéfié américain à l'avenir, orientation également prônée par Barack Obama.

2. Voir les évaluations de l'Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook*, 2013.

Une rupture très soudaine dans les perspectives énergétiques nord-américaines

L'essor des technologies de récupération des hydrocarbures dans des environnements complexes

Le développement des gaz de schiste résulte tout d'abord des progrès réalisés à partir des années 1980. Le forage horizontal permet d'accéder à des gisements de petites dimensions et souvent inaccessibles par forage vertical, tandis que la fracturation hydraulique libère (grâce à l'injection à très haute pression d'un mélange d'eau, de sable et de produits chimiques) les molécules de gaz ou de pétroles emprisonnés dans la roche.

Une configuration géologique et géographique particulièrement favorable

Les États-Unis disposent de champs de grandes tailles dans des zones peu peuplées et de nombreuses données de forages déjà disponibles. La rentabilité des investissements a souvent été assurée par la nature des gaz trouvés, souvent « humides », c'est-à-dire associés à un pétrole léger d'une grande valeur.

Une régulation très permissive ou très incitative

Le gouvernement américain a facilité l'exploitation de ces ressources *via* une fiscalité attractive pour les petits producteurs. Au niveau fédéral, depuis le début des années 1970, des budgets en R&D ont été alloués pour promouvoir de nouvelles technologies extractives. Surtout, le régime minier juridique américain est souple, la propriété du sol l'emportant sur celle du sous-sol (avec un intérêt direct pour les propriétaires à concéder l'exploitation des ressources disponibles dans leur environnement direct).

Une industrie gazière très concurrentielle

Avec plus de 4000 producteurs, une transparence des prix, des

infrastructures de transport du gaz très maillées, le contexte s'est prêté à une rapide mobilisation des capitaux et des acteurs industriels.

Dans ce contexte, entre 2007 (au moment où le potentiel des ressources en gaz de schiste est fortement réévalué par les autorités américaines) et 2012, la production de gaz naturel a rebondi de 19 à 24 Tcf (milliards de pieds cube), soit pratiquement au niveau de la consommation nationale de 25 Tcf. Les gaz non conventionnels occupaient déjà une place significative au milieu des années 2000 (sous la forme de *tight gas* et de *coalbed methane*), mais la rupture est provenue spécifiquement du décollage du gaz de schiste (*shale gas*). Négligeable en 2005, ce gaz de schiste pourrait représenter plus de 50 % de la production en 2040. Au-delà du seul gaz de schiste, le total des non conventionnels (en incluant le *tight gas*), pourrait représenter 75 % de la production gazière à cet horizon.

Soulignons que si, jusqu' alors, les attentions ont été centrées sur le gaz, les perspectives pour les différentes catégories de pétroles de schistes sont également impressionnantes. L'administration américaine envisage l'augmentation de la production pétrolière nationale de 6,5 MMbbl/jour en 2012 à 9,6 en 2019 (soit un retour au record historique de 1970). En dépit d'un déclin relatif au-delà, la production non conventionnelle représenterait environ 50 % du total national en 2040. Autrement dit, la focalisation sur le gaz de schiste masque sans doute un autre enjeu économique de premier rang, à long terme, relevant du pétrole non conventionnel.

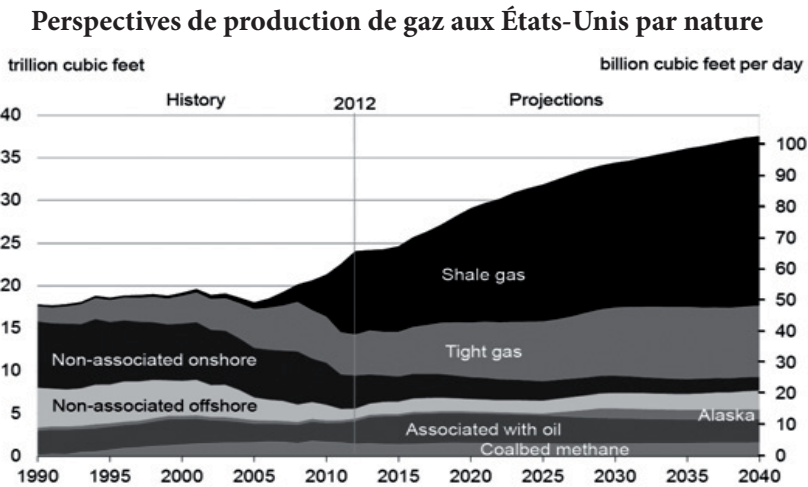
Dans le domaine gazier, la hausse de la production américaine de gaz a entraîné une forte baisse du prix aux États-Unis : entre 2008 et 2012, son niveau a été divisé par trois pour atteindre moins de 3 \$/MBtu. S'il est remonté depuis entre 4 et 5 dollars, et peut-être plus à l'avenir, l'Agence internationale de l'énergie considère que les entreprises américaines bénéficieront durablement de prix du

3. Le *tight gas* est piégé dans des réservoirs ultra-compacts, dont la porosité et la perméabilité sont très faibles (mais non pas dans le cœur de la roche comme les *shale gas*). Le *coalbed methane* est un gaz emprisonné dans les gisements de charbon.

gaz (et de l'électricité) deux fois inférieurs à ceux accessibles à leurs homologues européennes et japonaises.

Dans la sphère énergétique, le principal impact à court terme porte sur la production d'électricité. Au-delà de l'avantage en termes de prix, le gaz dispose d'une caractéristique qui constitue un atout pour la stratégie de transition énergétique américaine: son usage est considérablement moins nocif que celui du charbon pour la production d'électricité (à la fois en termes de CO2 et de polluants locaux émis). Aussi, en 2012, la part du gaz naturel dans la production électrique a-t-elle atteint un record historique, pesant 30 % du mix, cela au détriment du charbon (dont la part a diminué de 19 % par rapport à 2011).

Graphique 1 :



Source: US Energy Information Agency (2014), *Annual Energy Outlook 2014*, Early release.

En dépit de cet essor rapide et de marges de développement potentiel à long terme considérables, la progression du gaz de schiste n'est pas exempte de questionnements sur sa «soutenabilité», aussi bien en termes économiques qu'environnementaux. Certaines interrogations sont liées aux fondamentaux mêmes de l'activité, suggérant que les conditions du décollage observées ces dernières années présentent un caractère transitoire. L'un des arguments est que la fracturation de la roche permet de libérer des hydrocarbures dans un périmètre restreint de sorte que le maintien d'un niveau de

production élevé implique de creuser constamment de nouveaux puits. Or, une décroissance du nombre de forages est déjà amorcée en 2012, phénomène assez logique en économie minière où les espaces exploités font l'objet d'une difficulté croissante (ou d'un rendement décroissant). En outre, suivant les zones, le coût d'extraction du gaz oscille entre 3 et 8 dollars par MBtu (soit 28m³), alors qu'il n'est vendu qu'aux alentours de 4 à 5 dollars. Si la présence de gaz « humide » assure une rentabilisation *via* la valorisation du pétrole léger, cette configuration n'est pas universelle et lorsque que le gaz est « sec », l'équilibre économique est fragile (voire inexistant). Et, même tardivement, le débat sur les conséquences environnementales s'anime, pointant les émissions de méthane, les volumes d'eau requis, la micro sismicité, etc.

Une carte maîtresse pour la compétitivité de l'industrie américaine dans la globalisation

En l'espace de quelques années, les États-Unis ont à la fois rejoint le groupe des pays bénéficiant d'un gaz naturel à bas prix (seul dans ce cas au sein de l'OCDE), tout en ayant considérablement détendu sa problématique de sécurité d'approvisionnement. Compte tenu de cette large disponibilité des hydrocarbures non conventionnels, de différentiels de prix durables à l'avantage des entreprises américaines, de conditions d'exploitation difficiles (voire impossibles) à reproduire ailleurs, l'essor des gaz de schiste dès aujourd'hui et, à l'avenir, des huiles de schiste constitue à l'évidence un phénomène nouveau dans la globalisation, avec un impact durable bien au-delà de l'espace nord-américain.

L'évaluation économique de cet impact est délicate car elle suppose une meilleure visibilité sur l'évolution des coûts et des prix et sur les stratégies d'exportation du gaz, vers l'Asie ou l'Europe, qui pourraient être élaborées. Tentons toutefois d'assembler les éléments permettant d'estimer l'impact économique à long terme aux États-Unis et les conséquences sur la compétitivité américaine.

En termes d'emplois tout d'abord, le secteur de la fracturation hydraulique a déjà, à lui seul, permis la création de nombreux emplois depuis 2008, auxquels s'ajoutent ceux associés à l'extraction et au raffinage, ainsi que ceux induits dans les industries manufacturières et, en termes macroéconomiques *via* la distribution de revenus. L'étude la plus citée est celle d'*IHS Global Insight* qui estime que 900 000 emplois auront été créés à l'horizon 2015⁴. En contrepoint, d'autres études mettent en avant les financements importants nécessaires à cette activité très capitalistique et peu intensive en emplois⁵ et soulignent que, à la fin de la récession en 2010, le taux de croissance dans ce secteur d'activité a été équivalent à celui des autres secteurs industriels⁶. Parmi le faisceau d'indices, soulignons que, depuis 2008, les quatre États présentant les taux de croissance les plus élevés correspondent à ceux dans lesquels l'industrie des hydrocarbures a été la plus dynamique.

Mais, l'essentiel se joue sans doute au-delà des frontières des secteurs pétrolier et gazier, *via* les effets induits par la baisse du prix du gaz « matière première » sur des industries comme la chimie et la pétrochimie et la baisse du coût de l'énergie dans les secteurs intensifs comme l'aluminium ou les pneumatiques. Certains chercheurs objectent que le poids économique des activités concernées est limité, les secteurs intensifs en gaz ne pesant que 1,2 % du PIB américain⁷. Et même si ces derniers ont vu leur exportations nettes tripler (de 10.5 milliards en 2006 à 27.2 en 2012), cette progression est minime dans le total du déficit commercial américain (près de 800 milliards en 2012). Mais, l'analyse rétrospective est sans doute

4. *The Economic and Employment Contributions of Unconventional Gas Development in State Economies*, IHS report, juin 2012,

5. T. Centner, H. Hatzenbuehler, « Regulation of water pollution from hydraulic fracturing in horizontally-drilled wells in the Marcellus shale region, USA », in *Water*, n°4, 2012.

6. S. Brown, M. Yucel, *The Shale Gas and Tight Oil Boom: U.S. States' Economic Gains and Vulnerabilities*, Council on Foreign Relations, Policy Brief, octobre 2013.

7. T. Spencer, O. Sartor, M. Mathieu, *Unconventional wisdom: an economic analysis of US shale gas and implications for the EU*, IDDRI, Policy Brief, n°5, 2014

limitée, car l'enjeu est d'anticiper les transformations à long terme de la structure de production en raison de l'attractivité nouvelle d'un espace économique offrant des garanties concernant le prix du gaz et de l'électricité. Par exemple, après avoir financé le sauvetage de l'industrie automobile, le président américain a injecté 20 milliards dans ce secteur pour promouvoir l'usage des carburants alternatifs. La loi *Natural Gas Act* soutenant la motorisation au gaz devrait voir le jour en 2014 afin de favoriser l'utilisation de ce combustible dans le transport. Les pouvoirs publics seront d'autant plus incités à favoriser de telles transformations structurelles que le gaz non conventionnel a rapporté 31 milliards en impôts et taxes fédéraux en 2012.

Des effets qui se propagent *via* les marchés internationaux du gaz et du pétrole

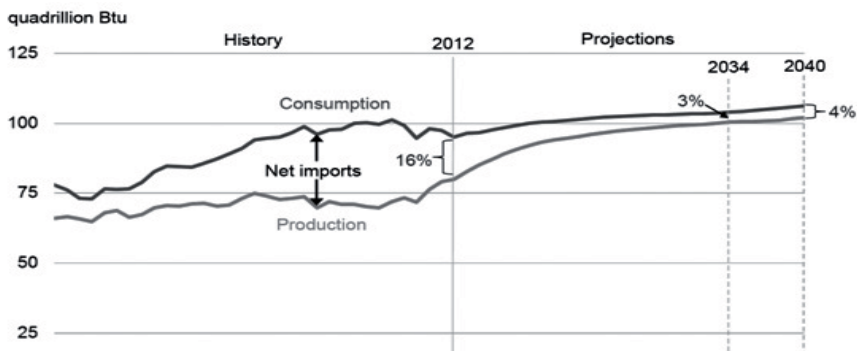
Dès lors que la position nord-américaine sur les marchés gazier et pétrolier se trouvera fortement influencée par le développement de ces ressources non conventionnelles, il convient de prendre en compte le canal de diffusion du « choc » des hydrocarbures non conventionnels *via* ces marchés, autant en matière économique que géopolitique.

À partir de 2016, les États-Unis pourraient devenir exportateurs de gaz. Leurs débouchés sont déjà sécurisés par des contrats notamment avec des pays d'Asie-Pacifique, la fin des travaux d'expansion du canal de Panama facilitant de tels flux. Afin d'exporter du gaz liquéfié, les États-Unis doivent toutefois adapter des infrastructures qui avaient initialement été conçues pour importer (c'est-à-dire pour gazéifier le méthane et non pour le liquéfier), car, sans anticiper cette révolution du gaz de schiste, le pays s'apprêtait à devoir massivement faire entrer du gaz (à partir du Moyen-Orient, de Russie, etc.). Une vingtaine de projets de transformation ou de construction de terminaux méthaniers destinés à l'export sont envisagés, probablement au-delà les capacités requises. Au niveau fédéral, un seul projet a été autorisé jusqu'à présent (*Sabine Pass*),

tandis que trois autres ont reçu un accord conditionnel. En parallèle, le réseau de gazoducs doit être modifié pour permettre l'acheminement du gaz des lieux de production aux points d'exportation.

Cette perspective d'exportation du gaz nord-américain ne serait toutefois pas un bouleversement conduisant à délivrer en Europe ou en Asie du méthane à bas prix: la prise en compte du coût de liquéfaction et de transport renchérisse considérablement le gaz américain à son point de livraison. Toutefois, il y a là un facteur, sinon de déstabilisation, au moins de complexification du jeu gazier, de nature à accroître le pouvoir de négociation et de diversification des acheteurs, notamment européens.

Graphique 2 : Autonomie énergétique des Etats-Unis



Source : US Energy Information Agency (2014), *Annual Energy Outlook 2014*, Early release.

Il convient de considérer non pas seulement la présence nouvelle des Américains sur certains marchés, mais également, leur retrait au moins partiel d'autres, comme pour le pétrole. Depuis les années 1930, les États-Unis ont lié leurs approvisionnements pétroliers à l'Arabie saoudite et aux pays du Moyen-Orient. L'alliance a été assortie côté américain d'une garantie d'assurer la stabilité de la région et la libre circulation sur les voies maritimes. Qu'en sera-t-il dès lors que la production américaine pourrait dépasser celle de l'Arabie saoudite, dès 2020, *a fortiori* avec les ressources disponibles au Canada? Pour la zone, la perte du client américain devrait être plus que compensée par les importations accrues de pays émergents

comme la Chine ou l'Inde, mais rien n'indique que ces nouvelles puissances pourraient se charger d'une fonction de stabilisation de la zone. L'ancrage américain au Moyen-Orient repose certes, sur d'autres considérations (notamment l'alliance avec Israël), mais nul ne peut prédire comment cette nouvelle géopolitique des énergies fossiles pèsera sur les équilibres anciens et si la cinquième flotte américaine sera toujours basée au Bahreïn pour sécuriser la principale route du pétrole qui traverse le détroit d'Ormuz.

Quels impacts et réponses stratégiques pour l'Europe ?

Les Européens ne peuvent évidemment pas rester simples observateurs face à ces évolutions géopolitiques qui les concerneront très directement. Dès à présent, des effets économiques sont perceptibles, avec la perspective de voir émerger, avec les États-Unis, un redoutable concurrent *low cost* pour l'Union européenne qui, après avoir dopé sa compétitivité depuis les années 1990 avec les recettes de la « nouvelle économie », ravive maintenant ses avantages comparatifs avec ceux de « l'ancienne économie » basée sur l'exploitation des ressources minières.

Le diagnostic de la Commission européenne est tranchant, sur l'impact en termes de compétitivité de la dégradation du différentiel de coûts du gaz et de l'électricité : « Certes, l'énergie n'a jamais été bon marché en Europe, mais l'écart de prix dans le domaine de l'énergie entre l'UE et ses principaux partenaires économiques s'est encore accentué au cours des dernières années »⁸.

Quelle stratégie adopter de ce côté-ci de l'Atlantique ? Certes, les rapports du GIEC viennent confirmer que la vision énergétique des Européens, définie à la fin des années 2000 par l'objectif du 3x20, est une démarche cohérente, visionnaire même. Mais, sur fond de

8. Commission européenne, Communication au Parlement, *Prix et coûts de l'énergie en Europe*, DG Energie, janvier 2014, p.16.

crise économique, les coûts collectifs pour promouvoir les filières bas carbone (énergies renouvelables, efficacité énergétique, véhicule électrique, stockage, réseaux intelligents, etc.) représentant un lourd fardeau, la tentation est forte de moduler l'effort collectif de transition pour tenir compte du nouveau paradigme énergétique.

Une question surgit logiquement : parmi les options disponibles, pourrait-on envisager de reproduire en Europe les conditions du « miracle » nord-américain ? Ce débat se tient à la maille nationale : alors que la Pologne, la Grande-Bretagne ou le Danemark (ou l'Ukraine aux confins de l'UE) s'engagent dans l'exploration de leurs ressources en hydrocarbures de schiste, la France ou la Bulgarie ont prohibé l'usage de la fracturation hydraulique, seule technologie en usage pour l'heure (et sans doute pour toute la décennie).

Quoi qu'il en soit, tout porte à croire que les enjeux économiques ne sont pas du même ordre en Europe qu'aux États-Unis, cela pour différentes raisons. Tout d'abord, les conditions d'exploitation seraient assez foncièrement différentes en raison d'une urbanisation plus dense de ce côté-ci de l'Atlantique (population trois fois à quatre supérieure au km² en France, par exemple), caractéristique restreignant les zones d'extraction, la proportion de gaz récupérable et tirant les coûts d'exploitation vers le haut. Par ailleurs, les données disponibles suggèrent que la géologie est moins favorable avec des bassins plus petits et plus accidentés. Ces facteurs, combinés à d'autres (moins d'expertise dans l'extraction, moins d'équipements directement mobilisables, un réseau de transport de gaz moins maillé, etc.), suggèrent non seulement que les volumes d'exploitation seraient moindres, mais également que le coût du gaz extrait serait bien plus élevé qu'aux États-Unis. Enfin, rien ne garantit la présence de gaz « humide » qui contient la valeur intrinsèque la plus élevée. Ajoutons que le développement du gaz est venu en substitut partiel du charbon dans les centrales électriques américaines, concourant à ramener les émissions de CO₂ à leur niveau du milieu des années 1990. Comme le poids du charbon est plus limité en moyenne en Europe, nous ne pourrions pas envisager d'adopter cette même

stratégie de réduction des émissions en opérant une transition entre les sources de carbone, plutôt que vers des filières bas carbone.

Il est difficile de conclure car peu d'endroits ont été explorés (la Pologne étant le seul État-membre à disposer de données d'exploration significatives), de sorte que les États-Unis sont les seuls dotés d'un réel retour d'expérience. Néanmoins, rien ne permet de dire sérieusement que l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels représente en Europe, comme aux États-Unis, un potentiel *game changer*.

Si l'Europe ne peut pas répliquer la stratégie américaine, faut-il refermer définitivement le dossier des gaz et huiles de schiste pour autant ? Sans doute pas, et pour deux raisons. Les Européens doivent veiller à leur sécurité collective en termes d'approvisionnements en hydrocarbures, ressources qui pèseront encore longtemps dans notre bilan énergétique ; *a fortiori* dans un environnement où les Américains pourraient, eux, avoir conquis une grande autonomie énergétique. Dans ce contexte, l'évaluation des réserves européennes non conventionnelles relève, en quelque sorte, du principe de précaution pour la sécurité collective européenne. Si certains États membres devaient s'engager dans une exploitation de leurs hydrocarbures non conventionnels, cela ne les détournerait pas de l'objectif commun de transition énergétique. Les ressources locales se substitueraient aux ressources importées, sans augmenter les émissions (qui suivront l'objectif d'une réduction des émissions de 80 % en 2050). Comme le montre le cas du Danemark qui subordonne l'exploitation de ses ressources à une stratégie de transition très ambitieuse (avec l'objectif de décarboner totalement la production électrique en 2050).

Mais, le principal enseignement à tirer de l'expérience américaine est sans doute ailleurs. Dès lors que l'exploitation des ressources non conventionnelles ne changera par la « donne », les Européens doivent concentrer leurs efforts sur l'amélioration de l'efficacité énergétique. En effet, face à une concurrence américaine dopée

par une énergie à bas coût, au moment où le développement des renouvelables tire ceux de l'Europe vers le haut, la réplique ultime relève nécessairement de la recherche du meilleur niveau d'efficacité énergétique dans l'industrie. Le secteur manufacturier de l'UE a déjà entamé, au fil des dernières décennies, des restructurations visant à diminuer l'intensité énergétique, efforts qui ont partiellement atténué la hausse des prix de l'énergie et qui devront être poursuivis.

RÉSUMÉ

Le développement des gaz et des huiles de schiste aux États-Unis est un événement majeur dans la sphère énergétique, mais également dans la dynamique de la globalisation et dans la géopolitique des prochaines décennies. Cette évolution est une alerte pour les Européens, tant pour ce qui concerne leur politique énergétique que leur politique industrielle. Elle renforce, en Europe, l'obligation (et les risques) d'une transition énergétique et, tout particulièrement, des indispensables efforts d'efficacité énergétique.

ABSTRACT

The development of shale gas and oil in the United States is a major event in the energy sphere, but also in the dynamics of globalization and geopolitics in the coming decades. This evolution is an alert for Europeans as regards their energy policy, as well as their industrial policy. It strengthens, for Europe, the obligation (and risks) of an energy transition and, in particular, the energy efficiency improvements.