

Les moissons des fermes éoliennes

No. 30, 2004

-
- [Les moissons des fermes éoliennes : Accroître la valeur de l'électricité éolienne](#)
– par Arjun Makhijani
 - La science pour les masses critique : [Équilibrer le système énergétique](#)
 - [Conclusions et recommandations de l'étude « Les moissons des fermes éoliennes »](#)
 - [" Cher Arjun "](#) : « Allons-nous manquer de pétrole ? »
 - [Dr Egghead](#)

Crédits pour ce numéro:

- Traduction: Annike Thierry, avec la collaboration de: Jean-Luc Thierry et Annie Makhijani.
- Rédactrice en chef: Lisa Ledwidge.
- La version anglaise de ce numéro, *Science for Democratic Action* v. 12, no. 4, a été publiée en octobre 2004.

Les moissons des fermes éoliennes : Accroître la valeur de l'électricité éolienne

Par Arjun Makhijani

Peter Bickel, Aiyou Chen et Brice Smith sont les co-auteurs, avec Arjun Makhijani, du rapport qui a servi de base à cet article¹

De sérieux problèmes commencent à apparaître aux Etats-Unis dans un certain nombre de domaines relatifs à l'énergie. Il s'agit aussi bien de la volatilité et de la croissance des prix du gaz naturel, que des problèmes de sécurité liés à l'augmentation des importations de pétrole, en passant par les pannes d'électricité qui ont touché sporadiquement de vastes régions depuis la fin des années 1990. Jamais autant de vulnérabilités n'étaient apparues simultanément depuis la première crise énergétique de 1973.

En outre, le système énergétique est maintenant confronté à des problèmes inédits jusqu'ici. Une période de sécheresse prolongée dans l'Ouest suscite des inquiétudes et des conflits plus vifs sur les ressources en eau, dont les centrales thermiques sont d'énormes consommateurs. Il est maintenant généralement admis que les émissions de dioxyde de carbone et des autres gaz à effet de serre issus de l'activité humaine jouent un rôle important dans le changement climatique. Un grand nombre de centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel ont été construites au cours de ces dernières années, mais elles subissent les répercussions des prix élevés et volatils du gaz naturel.

Les Etats-Unis n'ont pas de politique énergétique en vigueur depuis l'administration Carter, à moins d'appeler politique énergétique le fait de laisser aux grandes sociétés productrices le soin de répondre à toute évolution de la demande. Quels que soient les problèmes et les faiblesses du Plan énergétique publié par le groupe de travail dirigé par le vice-président Cheney², il a eu le mérite de mettre la question énergétique au centre du débat politique national au début 2001. Mais divers facteurs, notamment les attaques terroristes du 11 septembre 2001, la Guerre en Irak, et des divergences nationales sur la question de la politique énergétique, ont pour l'instant conduit à une impasse.

Il n'y a pas de réponse unique ou simple pour résoudre les problèmes d'énergie. Les solutions doivent être coordonnées sur de nombreux fronts, au niveau technique, géographique, économique et politique. Nombreux sont ceux qui ont abordé ces questions, notamment l'IEER.³ L'efficacité, notamment des normes de consommation kilométrique pour les automobiles, constitue un aspect essentiel. L'infrastructure de transmission d'énergie en est un autre. Pour ce qui est de l'approvisionnement, il est clair que les sources d'énergie renouvelables représentent un élément central de la réponse.

Parmi ces dernières, l'électricité éolienne est peut-être la plus importante à court et moyen terme, parce que son coût a chuté considérablement et est maintenant comparable, globalement, à la production classique (sans même faire supporter à cette dernière les coûts associés au changement climatique ou à la prolifération nucléaire). Les ressources américaines en énergie

éolienne sont énormes : environ deux fois et demie la production électrique totale des États-Unis, sans tenir compte des ressources off-shore. Le potentiel annuel est du même ordre de grandeur que la production totale de pétrole de tous les membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole.

D'un point de vue écologique, l'utilisation des ressources éoliennes exploitables des États-Unis (en excluant les zones densément peuplées, les parcs nationaux, etc.) pourrait permettre de diminuer considérablement les émissions américaines de gaz à effet de serre provenant de l'utilisation des combustibles fossiles, si ceci est associé à une amélioration de l'efficacité énergétique et à d'autres mesures. De plus, l'utilisation de l'énergie éolienne peut avoir un impact positif sur la préservation des ressources en eau.

Cependant le vent n'est pas toujours prévisible. Les coûts relatifs à cet aspect sont fondamentaux dans l'étude de la valeur de l'électricité éolienne pour les consommateurs d'électricité.

De nombreuses études existent sur les *coûts* de l'énergie éolienne. L'étude récemment réalisée par l'IEER avec des statisticiens de l'Université de Californie à Berkeley, Peter Bickel et Aiyou Chen, a apporté une contribution supplémentaire. Celle-ci a évalué les *prix* que pourrait atteindre l'électricité éolienne en tenant compte de l'incertitude portant sur la vitesse du vent. Le rapport, *Les moissons des fermes éoliennes*, a choisi de réaliser une étude de cas sur un site venté du Nouveau-Mexique. Il a étudié comment les prévisions sur la vitesse du vent, la préservation des ressources en eau, la réduction de la volatilité des prix du gaz naturel et la réduction des émissions de dioxyde de carbone pourraient se conjuguer pour accroître la valeur de l'énergie éolienne.

On trouvera ici un résumé de ce rapport. Les références sont précisées dans le rapport lui-même, qui peut être consulté en totalité sur le site web de l'IEER (<http://ieer.org/resource/energy-issues/cash-crop-on-the-wind-farm/>). Il a été présenté en avril 2004 au Sommet énergétique de l'Amérique du Nord de l'Association des gouverneurs de l'Ouest, à Albuquerque, au Nouveau-Mexique.

Le potentiel éolien

Au cours des quinze dernières années, une importante source d'énergie est devenue économiquement viable : l'énergie éolienne. Les ressources éoliennes terrestres de l'ensemble du globe représentent plusieurs fois la production électrique totale au niveau mondial. Le potentiel offshore pourrait même s'avérer encore supérieur.

Les États-Unis sont eux aussi bien pourvus en énergie éolienne dans des zones où elle est exploitable. Les douze premiers États (parmi les 48 États contigus) qui possèdent une importante capacité éolienne dans des zones de grandes exploitations agricoles et des terres sur lesquelles des éoliennes pourraient être construites, disposent d'un potentiel total d'environ 10 milliards de mégawatt-heures (MWh). Cela représente, environ 2,6 fois le total de la production électrique des États-Unis. La figure 1 donne des informations sur ces douze États. L'éolien offshore n'y est pas pris en compte.

Tableau 1: Potentiel éolien physique pour les 12 Etats les plus ventés (Etats contigus des Etats-Unis)

Etats	Potentielle génération d'électricité annuelle, milliard de kilowattheures électrique (kWh)	Pourcentage correspondant à la production totale d'électricité des Etats-Unis, 2003a
North Dakota	1 210	31,5
Texas	1 190	30,8
Kansas	1 070	27,8
South Dakota	1 030	26,8
Montana	1 020	26,5
Nebraska	868	22,6
Wyoming	747	19,4
Oklahoma	725	18,9
Minnesota	657	17,1
Iowa	551	14,3
Colorado	481	12,5
New Mexico	435	11,3
Total	9 984	259,6
Total ERCOT (Texas) Région couvrant en majorité le réseau texan	~1 000 ^b	
Total interconnexion de la région Ouest Région s'arrêtant approximativement à la ligne nord-sud Montana/Nouveau-Mexique.	~3 000 ^b	
Total Interconnexion de la région Est Région couvrant le reste des 48 états contigus (en gros les Etats de l'Est du Sud et du Midwest)	~6 000 ^b	

Source: An Assessment of the Available Windy Land Area and Wind Energy Potential in the Contiguous United States, Pacific Northwest Laboratory, 1991. Cité par l'American Wind Energy Association.

Notes : (a) Production électrique en 2003 = 3 846 milliards de kWh (kilowatt-heures). Source AIE. (b) Les totaux pour les régions d'interconnexion sont approximatifs, dans la mesure où ces régions ne correspondent

pas exactement aux frontières des États. L'interconnexion ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) comprend l'essentiel du Texas à l'exception d'une partie du « panhandle » texan. La transmission est actuellement coordonnée au sein des régions d'interconnexion.

L'énergie éolienne a connu un essor rapide au cours des dernières années. C'est la source d'électricité qui progresse le plus vite. Mais elle part d'un niveau assez bas. La capacité éolienne installée totale aux Etats-Unis était de 6 370 mégawatts (MW) à la fin de 2003. C'est un chiffre bien inférieur aux 28 440 MW de capacité installée en Union Européenne à la fin 2003. Celle-ci équivaut à la consommation électrique de 35 millions d'habitants de l'UE et de 2,4 pour cent de la consommation électrique totale de l'UE.

En 2002, et à nouveau en 2003, l'augmentation de la capacité éolienne en Europe a été presque équivalente à la totalité de la capacité installée aux Etats-Unis. L'énergie éolienne couvre moins d'un demi pour cent de la demande électrique américaine. Le faible niveau actuel de l'utilisation de l'énergie éolienne aux Etats-Unis offre un contraste saisissant avec l'immense potentiel qu'elle représente en termes d'économie, d'environnement et de sécurité.

Concernant l'énergie éolienne, le fossé qui sépare la perspective de la réalité s'explique par plusieurs raisons. Au nombre de celles-ci figurent notamment une inadéquation de l'infrastructure du transport, des distorsions dans les règles de transport et d'intégration de l'énergie éolienne dans le marché de l'électricité, et l'imperfection de la structure de tarification pour l'électricité éolienne. Nous nous concentrerons sur cette dernière question.

Évaluer le prix du vent

Le prix de l'énergie éolienne perçu par les promoteurs des fermes éoliennes est basé sur la manière dont la valeur de l'énergie éolienne est calculée par ses acheteurs. Avec les formules de tarification actuelles, les promoteurs de parcs éoliens sont souvent dans l'incapacité de couvrir leurs coûts avec les seuls revenus des ventes d'énergie éolienne. Les coûts de l'électricité éolienne, même dans des sites très favorables, sont sensiblement supérieurs aux prix typiques réalisés par les promoteurs de sites éoliens. La différence est comblée par un crédit d'impôt fédéral connu sous le nom de Crédit d'impôt à la production⁴ (Production Tax Credit), et dans certains cas par un crédit d'impôt au niveau de l'État. Quand le crédit d'impôt fédéral prend fin, comme cela s'est passé le 31 décembre 2003, un arrêt complet du développement de nouveaux projets éoliens importants peut en résulter. Jusqu'à maintenant, 2004 a été une année pratiquement perdue pour le développement de grands projets de centrales éoliennes aux Etats-Unis. Cette situation est néfaste pour ce secteur industriel, pour l'environnement et pour la sécurité. Les accords d'achat d'électricité apportent généralement des recettes inférieures à celles qui découlent d'une analyse du marché. En d'autres termes, l'électricité éolienne devrait rapporter un prix considérablement supérieur si des règles du jeu équitables dominaient le marché. Par ailleurs, les accords d'achat d'électricité procurent généralement aux promoteurs éoliens des recettes inférieures aux coûts de production. De ce fait, étant donnée la structure de tarification actuelle de l'énergie éolienne, il est difficile, voire impossible, pour les promoteurs éoliens d'obtenir un financement pour leurs centrales si un crédit d'impôt n'est pas en vigueur.

Le crédit d'impôt pour l'éolien bénéficie d'un soutien très large au Congrès et figure dans la législation sur l'énergie en attente d'adoption. Mais au moment où ces lignes sont écrites, les perspectives de son adoption sont incertaines, dans la mesure où cette législation sur l'énergie prévoit également de nombreuses subventions coûteuses et controversées pour les combustibles fossiles et le nucléaire, à un moment où les déficits fédéraux sont élevés. Dans des États comme le Nouveau Mexique, le crédit d'impôt de l'État peut combler une partie de la différence. Il peut être suffisant pour couvrir les coûts dans les quelques sites les plus favorables. Les incertitudes qui entourent le crédit d'impôt fédéral présentent un problème majeur pour le taux de croissance de l'énergie éolienne aux États-Unis.

L'objectif technique principal de l'étude de l'IEER était d'élaborer une méthode de calcul de la *valeur pratique de l'énergie éolienne*, qui permettrait aux promoteurs éoliens d'obtenir une amélioration sur la tarification du coût marginal évité typique des accords d'achat des grandes fermes éoliennes.

Un promoteur éolien qui peut vendre suffisamment d'électricité pour éviter la construction d'une nouvelle centrale électrique pourrait, en principe, prétendre obtenir le paiement de la totalité des coûts que la compagnie électrique aurait eu à supporter si elle avait réellement procédé à la construction de cette centrale. Ce coût est appelé coût évité total. Il correspond au coût total de la production d'une unité électrique, en incluant les coûts d'investissement, les autres charges fixes et les coûts de combustible et de maintenance.

Typiquement, le coût évité total pour une centrale au charbon fonctionnant en base serait, dans ces conditions, d'environ 40 \$ par MWh. Les prix de l'électricité nucléaire sont plus variables, dans la mesure où les coûts d'investissements des centrales nucléaires, qui constituent l'essentiel du coût total, sont très différents d'une centrale à l'autre. Le coût évité total dans le cas du nucléaire peut aller de 40 à 70 \$ par MWh, si l'on inclut les coûts d'investissements. Le coût évité total pour les centrales à gaz naturel à cycle combiné, qui sont également utilisées en base (mais toutefois pas de manière préférentielle par rapport aux centrales nucléaires ou à charbon si ces dernières sont déjà construites), se situe entre 30 et 50 \$ ou plus, essentiellement en fonction du coût du combustible, qui tend à être prédominant lorsque les coûts du gaz naturel dépassent 3 \$ par million de Btu (British thermal units). Au prix de marché « spot » de juillet 2004 (environ 5,50 \$ par million de Btu), le coût évité total pour les centrales au gaz naturel à cycle combiné est d'environ 50 \$ par MWh. Le tableau ci-dessous donne un résumé de ces coûts.

Source	Coût évité total de l'électricité, par MWh
Charbon	Environ 40 \$
Nucléaire	40 à 70 \$
Cycle combiné au gaz naturel	30 à 50 \$ ou plus (actuellement environ 50 \$)

Il faut envisager ces coûts évités totaux dans le contexte de la capacité de ces centrales à produire une électricité selon une programmation : en d'autres termes, les unités de production peuvent

être garanties à l'avance par les gestionnaires de réseaux de transport indépendants (Independent System Operators), sauf arrêts de tranches imprévus ou non programmés, relativement rares. L'énergie éolienne ne peut obtenir la totalité des coûts évités parce qu'elle est intermittente et dans une certaine mesure imprévisible. En termes de métier, elle n'est pas « dispatchable »⁵.

Prévoir le vent

Mais le vent n'est pas complètement imprévisible. On peut arriver à un certain degré de confiance dans la prévision de l'énergie éolienne. Celle-ci dépend de plusieurs aspects spécifiques :

- Combien de temps à l'avance peut-on prévoir la vitesse du vent ;
- La période de temps totale pour laquelle est effectuée la prévision de la vitesse du vent ;
- Le degré de confiance que l'on souhaite obtenir pour la prévision, c'est-à-dire, le niveau d'erreur (prévision sous-évaluée ou surévaluée) pouvant être toléré pour la prévision, ce qui dépend du coût entraîné par l'erreur d'estimation) ;
- La quantité de données d'archives sur la vitesse des vents.

Il est par exemple foncièrement impossible de prévoir la vitesse moyenne du vent une année ou même un mois à l'avance pour une heure donnée à un jour donné. Les incertitudes autour de la valeur moyenne auront tendance à être très importantes. En revanche, il sera souvent possible de parvenir, avec un degré de confiance raisonnable, à une estimation de la vitesse moyenne du vent, par exemple pour le mois de juillet, ou même pour le cumul des heures de pointe (6 h à 22 h) et des heures creuses (22 h à 6 h) pour ce mois, si les données sur la vitesse des vents sont recueillies depuis un certain nombre d'années.

De la même manière, dans la mesure où il y a une certaine corrélation entre la vitesse du vent à une heure donnée et celle de l'heure précédente, on peut parvenir à une estimation, avec un certain degré de confiance, de la production d'énergie éolienne dans l'heure suivante (même si des erreurs significatives continueront à intervenir de temps à autre).

Le degré de précision avec lequel cette prévision peut être effectuée constitue un facteur déterminant dans la valeur économique de l'énergie éolienne à l'avenir. Les perfectionnements dans la prévision des vents peuvent réduire les marges d'erreur et, de ce fait, limiter le coût lié à l'ajout d'une capacité éolienne à un réseau, à un niveau donné de pénétration.

Le problème statistique du point de vue du vendeur d'électricité éolienne consiste à élaborer une stratégie optimale pour proposer des ventes des heures ou des jours à l'avance. Quel prix devrait être proposé pour la vente, étant données les incertitudes dans la vitesse du vent ?

Un modèle statistique qui représente une stratégie raisonnable d'optimisation des ventes sur le marché « spot » a été élaboré pour l'étude de l'IEER. Ce modèle est décrit en détail dans l'encadré ci-dessous (pour tous les cracks d'économétrie que nous sommes).

Comme le vent peut-être prévu dans une large mesure pour l'heure ou le jour suivant, il peut être

mis en vente à l'avance. Comme le vendeur ne peut garantir une livraison complète, il doit être prêt à offrir une compensation à l'acheteur en cas d'insuffisance. L'encadré décrit une méthode permettant au vendeur et à l'acheteur de convenir d'un contrat raisonnable. L'acheteur ne manquerait pas d'électricité en cas de déficit de livraison, parce que toutes les parties récupèrent l'électricité à partir du réseau. L'acheteur en achèterait à partir d'une autre source et serait facturé par celle-ci. Les transactions sont d'ordre financier.

On peut aussi imaginer des contrats éoliens « saisonniers ». Il est beaucoup plus difficile de prévoir avec précision les vitesses des vents un jour à l'avance que la moyenne des vitesses sur l'ensemble d'une saison ou une partie importante d'une saison, parce que les caractéristiques météorologiques saisonnières répondent à des facteurs beaucoup plus prévisibles. Si le contrat est basé sur la globalité d'une saison, le coût correspondant à un contrat anticipé de fourniture d'électricité éolienne, (c'est-à-dire le coût pour le vendeur d'électricité éolienne pour les jours sans vent alors que des jours ventés étaient prévus), sera faible puisque le vendeur dispose d'une très bonne chance de fournir la quantité promise au cours de la saison. En outre, les déficits sur une saison peuvent être compensés par des achats d'électricité sur le marché « spot » aux bons moments. Des contrats saisonniers peuvent être particulièrement avantageux lorsqu'un producteur éolien peut proposer de remplacer une production avec du gaz naturel à un prix élevé au moment d'une pointe de consommation en été ou en hiver.

Le modèle

Le professeur Peter Bickel a développé un modèle statistique pour évaluer le coût de la production d'énergie éolienne intermittente d'un jour à l'autre ou d'une heure à l'autre. Pour y parvenir, on suppose l'existence d'un marché pleinement développé, dans lequel des clients demanderaient un approvisionnement ferme. L'exploitant de parc éolien fait une offre d'électricité un jour ou une heure à l'avance. Nous supposons que le revenu perçu pour ces ventes correspond au prix spot moyen pour la période concernée. Nous faisons l'hypothèse que tous les déficits d'approvisionnement sont comblés par l'achat d'électricité au prix spot maximum du marché pour cette même période. Enfin, nous supposons que la centrale éolienne est intégrée à un réseau, qui est régulé de façon à assurer une capacité de réserve suffisante. Dans un tel arrangement, les coûts entraînés par les déficits par rapport aux engagements de livraison seraient remboursés après coup à l'acheteur. Nous ne traitons pas des excédents de production dans cette première version de modèle. À partir de ces hypothèses, le modèle peut être développé de façon à concevoir une stratégie optimale pour une offre de vente une heure ou un jour à l'avance.

Avec cette méthode, le vendeur offre l'électricité au prix moyen pour la période (heure ou jour) qui a cours sur le marché spot, et offre une compensation à l'acheteur au prix maximum pour la même période en cas de déficit de production. La stratégie d'optimisation du vendeur pour l'estimation de la quantité d'électricité éolienne à mettre sur le marché est basée sur le rapport entre prix moyen et prix maximum. Si le rapport est proche de un, il met en vente une grande quantité puisque le coût d'une éventuelle erreur est faible. Si le rapport est très inférieur à un, il met en vente une petite quantité, dans la mesure où le coût d'une éventuelle erreur est élevé.

Nous allons maintenant examiner l'importance de la connaissance des données historiques sur la vitesse du vent ou la production électrique pour les revenus bruts attendus des ventes d'énergie par une société produisant de l'énergie éolienne.

Le hub⁶ de Four Corners est l'un des principaux points d'exportation d'électricité vers l'ouest à partir du

Nouveau-Mexique. Nous ne disposons pas d'une longue série chronologique pour les données éoliennes et nous supposons, pour les besoins de cet exemple, que les données de cette période sont suffisamment représentatives pour ne pas affecter les conclusions quantitatives générales présentées ici.

Ce modèle s'inscrit dans un cadre technique général dans lequel l'exploitant d'une centrale éolienne peut s'engager à vendre une quantité d'électricité à l'avance. L'exploitant prend cet engagement en se basant sur la production éolienne à laquelle il s'attend dans la période à venir et sur le coût d'une production insuffisante. Les éventuels déficits de production par rapport à l'engagement sont couverts par des achats auprès du réseau. Ce montage technique nécessite qu'un accord soit conclu, précisant qu'un exploitant éolien achètera de l'électricité du réseau à une autre entité qui dispose d'une capacité en excédent ou maintient une réserve tournante. Cet arrangement offre une sorte d'assurance à l'opérateur éolien qui sera ainsi capable d'honorer ses engagements de ventes même si les prévisions de vent ne se concrétisent pas.

Ce modèle une fois mis en place, nous pouvons maintenant l'utiliser pour prévoir la production journalière ou horaire pendant une période donnée, par exemple avril 2000. La production du 2 avril sera basée sur la production du 1er avril. Les engagements de vente sont ensuite basés sur les prix spot maximum et moyens pour le jour (ou l'heure) prévu(e). Finalement, le revenu total pour le mois est calculé en additionnant les jours ou, respectivement, les heures, pour le mois concerné. Ces chiffres n'intègrent aucun calcul des revenus provenant d'un excédent de production (dépassant les engagements de vente).

Les résultats de ce modèle fournissent une estimation des revenus nets qui peuvent être attendus d'un parc éolien si la production est vendue sur le marché spot, sur la base de transactions « day-ahead » (la veille pour le lendemain), ou « hour-ahead » (transactions horaires). Le modèle peut également fournir des estimations du coût de la production intermittente pour l'exploitant éolien, lui donnant ainsi une indication de la valeur de l'accroissement de la précision des prévisions de vent.

Étude de cas : un site venté au Nouveau-Mexique

Nous avons retenu un site qui nous permettait de nous concentrer sur le problème principal que nous envisageons de résoudre : évaluer quelle peut être la valeur de l'électricité éolienne en sus du coût marginal évité. Nous avons donc choisi un site où :

- les vents sont favorables ;
- il existe des couloirs de transport et une infrastructure de transmission (sans évaluation de sa disponibilité effective, dans la mesure où il s'agit d'une étude méthodologique plus qu'une étude visant à l'aménagement d'un site particulier) ;
- il existe une infrastructure routière et ferroviaire ;
- le gouvernement de l'État est favorable au développement de l'énergie éolienne.

Ce dernier facteur est à prendre en considération, dans la mesure où les orientations au niveau d'un État peuvent représenter une incitation cruciale pour l'essor de l'éolien, tout particulièrement à un moment où des incertitudes considérables pèsent au niveau fédéral. La centrale éolienne hypothétique se trouve à San Juan au Nouveau-Mexique (site 604).

En prenant en compte les prix du marché spot, nous supposons que les ventes ont lieu au hub de Four Corners dans le nord-ouest du Nouveau-Mexique, pour lequel nous disposons de données du marché spot pour 2003. Le coût global de l'électricité éolienne fournie au hub de Four Corners, où l'énergie est négociée, est de 44 \$ par MWh.

Prix d'acquisition sur le marché spot avec et sans crédit d'impôt du Nouveau-Mexique

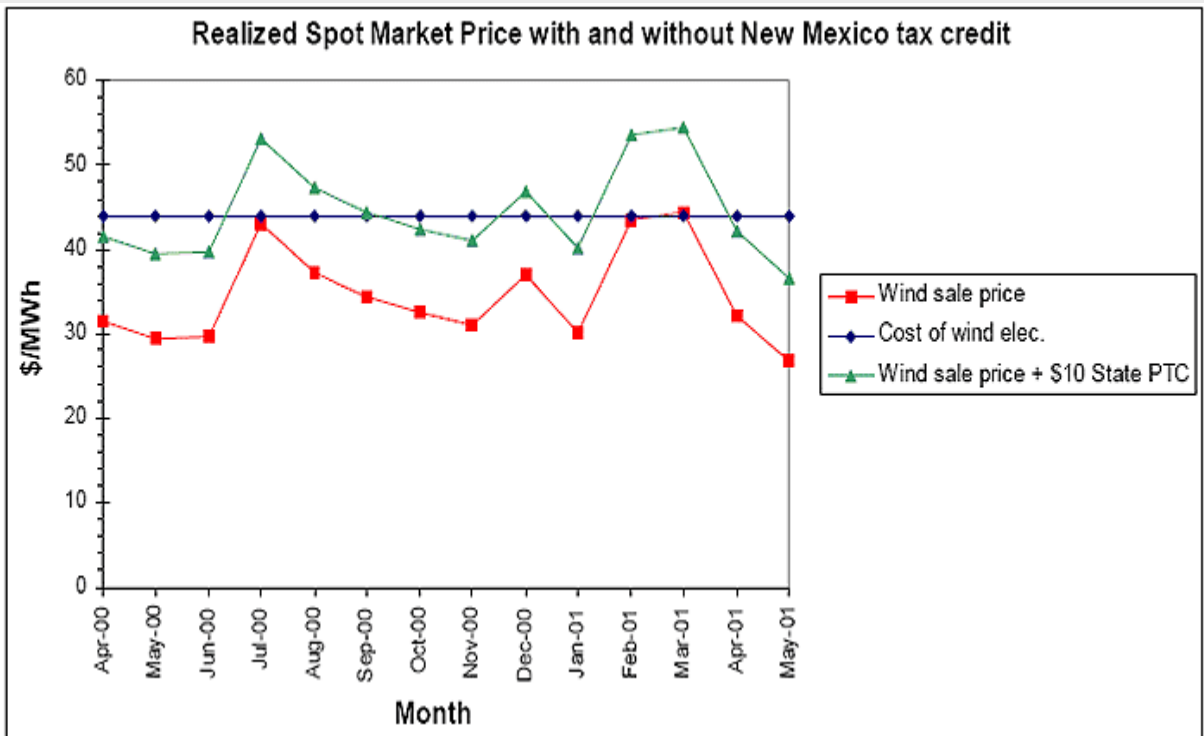


Figure 1 : Prix hypothétiques obtenus pour des transactions horaires sur un marché spot d'électricité éolienne sur le Hub de Four Corners, données sur les prix de 2003, données éoliennes de 2000 et 2001. PTC = crédit d'impôt à la production.

La Figure 1 fait apparaître le prix de vente réalisé, le coût, et le prix de vente réalisé auquel viennent s'ajouter les 10 \$ par MWh du crédit d'impôt à la production du Nouveau-Mexique. Avec le crédit d'impôt à la production du Nouveau-Mexique, le prix de vente réalisé est un peu inférieur au coût moyen. Ceci montre que, dans l'exemple que nous avons retenu, les ventes d'énergie éoliennes sont capables d'atteindre la presque totalité du coût sur un marché spot avec le crédit d'impôt à la production du Nouveau-Mexique, mais sans le crédit d'impôt fédéral (qui n'existe plus).

Nous pourrions résumer la situation actuelle à Four Corners de la façon suivante. Alors que le hub de Four Corners transmet une grande quantité d'électricité produite dans la région (qui compte une capacité en centrales de plusieurs milliers de mégawatts) et qui traverse le hub, la quasi totalité de celle-ci est vendue selon des contrats à long terme entre des acheteurs et vendeurs individuels qui se servent tout simplement de l'infrastructure de transmission, au lieu de la vendre sur le marché spot. Four Corners ne peut servir de hub pour des ventes spot à grande échelle d'électricité éolienne que si un marché spot beaucoup plus développé y est présent, c'est-à-dire si le volume des ventes horaires est très supérieur.

Ceci indique que le développement de l'énergie éolienne est toutefois possible même sans avoir recours au crédit d'impôt fédéral à la production, pourvu qu'il existe des marchés adaptés. Bien sûr, comme nous l'avons vu, le hub de Four Corners n'est pas encore un marché adapté. Nous envisagerons ensuite les ventes d'énergie éolienne, dans le contexte d'un grand client commercial au Nouveau-Mexique, le Chino Building à Santa Fe, où les ventes sont réglementées.

Le Chino Building sert d'immeuble de bureaux à l'État du Nouveau-Mexique. Nous avons obtenu par la personne responsable des services collectifs les renseignements détaillés sur la consommation électrique du bâtiment en 2003 et les prix de l'électricité correspondants.

Les courbes de la Figure 3 indiquent l'hypothèse d'un achat d'énergie par le Chino Building à un parc éolien situé au Site 604 au Nouveau-Mexique. Nous supposons que les facteurs de charge mensuels moyens de juillet 1999 à juin 2001 (cercles) constituent les valeurs pour le parc éolien pendant l'année pour laquelle nous faisons les calculs. Pour les besoins de notre exemple, nous faisons l'hypothèse que le contrat avec la ferme éolienne sera conclu de façon à ce que celle-ci produise la moitié de l'électricité totale utilisée annuellement par le Chino building, selon un calendrier d'approvisionnement qui correspond aux facteurs de charge mensuels du parc. Ce qui veut dire que les gestionnaires du Chino Building achètent une quantité d'électricité plus importante dans les mois où la production d'électricité éolienne est plus forte et vice versa. La différence est comblée par l'achat d'électricité.

**Demande énergétique / Approvisionnement en énergie éolienne et électricité achetée
(Site 604)**

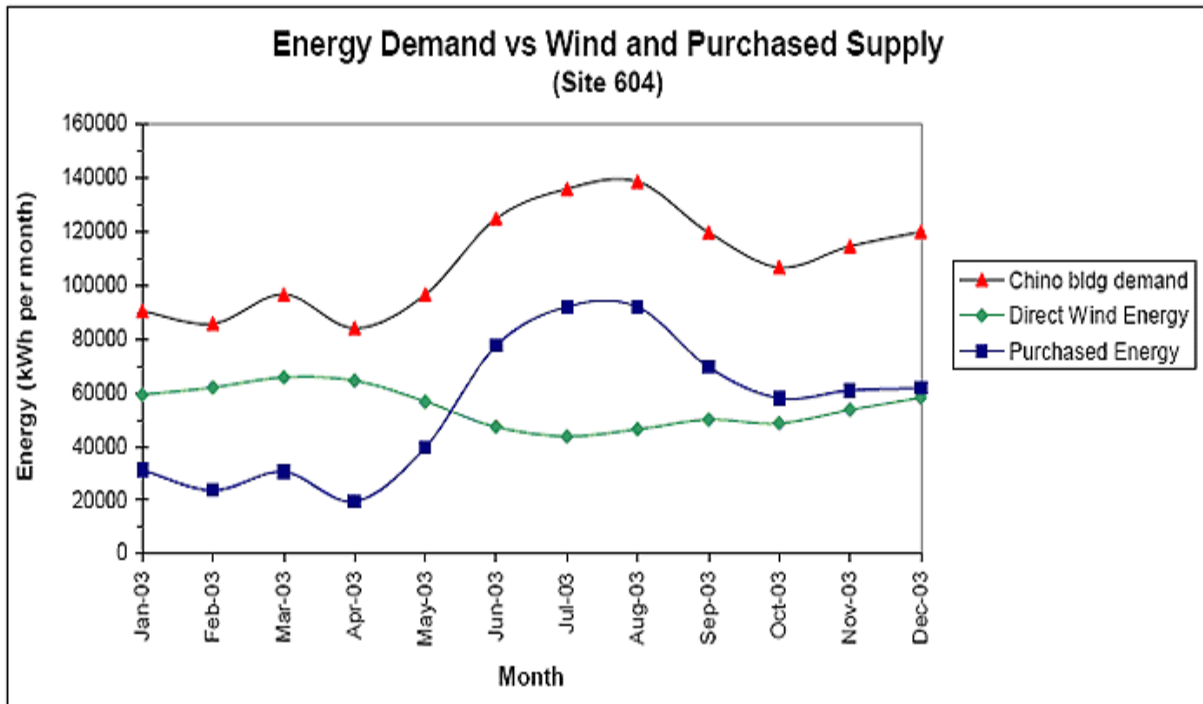


Figure 2 : La demande en énergie du Chino Building de Santa Fe, appartenant à l'État du Nouveau-Mexique (triangles) ainsi que les éventuels achats d'énergie à un parc éolien de 188 kW situé au Site 604 (cercles) et l'électricité achetée à d'autres sources (carrés). L'électricité éolienne achetée en moyenne au cours de l'année équivaut à 50 pour cent de la demande annuelle totale.

Les caractéristiques éoliennes de ce site ne correspondent pas très favorablement à la demande du Chino Building, dans la mesure où il a un facteur de charge très élevé en avril, un mois où la demande est faible. Dans ces circonstances, l'utilisateur pourrait s'attendre à des frais supplémentaires liés à la demande. Les « frais liés à la demande » sont des charges facturées par la compagnie pour l'utilisation par le consommateur d'une capacité électrique maximale. Celle-ci correspond à la demande électrique maximale, tout à fait comparable à la demande de puissance maximale du moteur d'une automobile pendant une accélération en côte, par exemple.

Dans le cas actuel, le coût des fournitures électriques pour le Chino building n'augmenterait pas, même si la moitié de son électricité était fournie par des parcs éoliens. Aucune subvention découlant de crédits d'impôt à la production ne serait nécessaire.

Si l'on suppose que la capacité électrique éolienne est complètement imprévisible, c'est-à-dire, si aucun crédit n'est donné pour la capacité éolienne installée, il y aura une légère augmentation de la facture électrique (moins de un pour cent). S'il y a un crédit de 80 pour cent pour la capacité (une limite supérieure très élevée), il y aura des économies nettes d'environ deux pour cent.

Réduction des gaz à effet de serre

L'énergie éolienne présente beaucoup d'autres bénéfices tangibles. Le Nouveau-Mexique, par exemple, pourrait réduire d'environ 50 pour cent les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) liées à l'approvisionnement électrique du Chino Building sans augmentation significative de la facture énergétique du bâtiment.

En première approximation, la réduction de 50 pour cent de l'électricité achetée réduirait aussi les émissions de gaz à effet de serre correspondants d'environ 50 pour cent, dans la mesure où la production électrique du Nouveau-Mexique provient principalement de centrales à charbon. Un calcul plus précis peut faire apparaître une réduction quelque peu plus faible ou plus élevée, selon la proportion réelle des combustibles qui ont servi à l'alimentation du Chino Building à différents moments de l'année. Si l'éolien remplace de l'électronucléaire pendant une partie du temps, tout en augmentant la part relative de la production avec des combustibles fossiles dans le mix énergétique acheté, la réduction du CO₂ sera inférieure à 50 %. Si l'éolien remplace préférentiellement le charbon et augmente la part de l'hydraulique et du nucléaire, la réduction sera supérieure à 50 pour cent. Mais, dans tous les cas, elle sera très significative, et très supérieure aux proportions qui doivent être atteintes d'ici 2010 dans le cadre du protocole de Kyoto.

Si les crédits de dioxyde de carbone étaient négociés aux Etats-Unis comme ils le sont en Europe, la valeur de la réduction des émissions de CO₂ se situerait entre 2,25 et 4,50 \$ par MWh en cas de remplacement des centrales alimentées en charbon, et entre 0,75 et 1,50 \$ dans le cas de centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel.

Remplacer le gaz naturel

Des facteurs tels que le niveau élevé ou la volatilité des prix du gaz naturel, la longueur des délais de mise en œuvre pour la construction d'une infrastructure de gaz naturel et les problèmes de sécurité liés aux importations de gaz naturel liquide renforcent la possibilité de l'utilisation de l'éolien pour remplacer une partie du gaz naturel actuellement utilisé dans les centrales électriques. Plusieurs types de bénéfices économiques peuvent en résulter :

- Pour la compagnie qui dispose d'une capacité en cycle combiné à gaz naturel, il pourrait être avantageux d'en remplacer une partie par de l'électricité éolienne.
- Il pourrait être très rentable de remplacer par de l'énergie éolienne des turbines à gaz à un seul étage pour production de pointe, celles-ci n'étant généralement exploitées que quelques centaines d'heures par an.
- La capacité éolienne pourrait fournir une protection contre l'augmentation des prix du gaz naturel.
- Une importante pénétration de l'éolien dans le réseau électrique pourrait remplacer suffisamment de gaz naturel pour faciliter la stabilisation des prix.
- L'énergie éolienne, si elle est associée à une amélioration de l'efficacité des systèmes de chauffage et de climatisation (notamment les pompes à chaleur utilisant la chaleur du sol), pourrait remplacer de grandes quantités de gaz naturel à long terme et le rendre disponible pour remplacer une partie du pétrole utilisé dans les véhicules.

Dans la mesure où l'électricité éolienne est maintenant très supérieure aux turbines à gaz naturel

à un seul étage, son utilisation en période de pointe peut être intégrée en mettant les turbines à étage unique actuellement en existence dans un mode d'attente adapté pour compléter la capacité éolienne. Il pourrait s'agir d'une façon économique d'améliorer le crédit de capacité de l'éolien, dans la mesure où il n'est pas nécessaire de construire de nouveaux moyens de production utilisant des turbines à gaz naturel.

Des turbines à un seul étage peuvent fournir une capacité de secours très économique pour l'éolien. Les turbines à gaz sont suffisamment bon marché et le gaz suffisamment coûteux pour qu'il soit intéressant de laisser les turbines existantes à l'arrêt et d'utiliser des aérogénérateurs, en ne démarrant les turbines à gaz que si le vent baisse en dessous des prévisions. De ce fait, le développement de l'éolien pourrait être explicitement associé par contrats au remplacement de l'utilisation du gaz naturel en période de pointe dans des turbines à gaz à un seul étage. Le coût évité pour la production et la maintenance seules est de l'ordre de 60 \$ par MWh. C'est aussi plus ou moins rentable dans le cas de centrales à cycle combiné, où les coûts évités sont de l'ordre de 50 \$ par MWh aux prix actuels du gaz naturel.

En l'espace de quelques années, la valeur de l'électricité éolienne comme protection contre la volatilité des prix du gaz naturel pourrait se chiffrer à quelques dollars par MWh.

Diversité géographique des fermes éoliennes

La diversité géographique et la robustesse du réseau de transmission peuvent aussi augmenter le crédit de capacité. Les grandes distances séparant des zones à fort potentiel éolien peuvent entraîner des avantages très nets en matière de rentabilité et de fiabilité. Une étude européenne⁷ s'est penchée sur la corrélation entre les vents et leur effet sur le réseau. L'étude a montré qu'avec une diversité géographique suffisante et un réseau de transport reliant les centrales éoliennes (dans ce cas, une ligne à haute tension en courant continu a été étudiée), la capacité éolienne peut être intégrée au réseau de manière fiable. En d'autres termes, la dispersion géographique des fermes éoliennes se traduit par une probabilité plus importante que le vent souffle à un endroit alors que ce n'est pas le cas dans un autre. En ce sens, le développement de moyens éoliens séparés par de grandes distances et connectés par un réseau de transmission robuste peut réduire le recours à une capacité de réserve.

Intégration de piles à combustible au mix énergétique

Les piles à combustible peuvent stabiliser l'utilisation efficace de l'énergie éolienne pour le consommateur, et ouvrir des possibilités d'optimisation de coût, par exemple en les faisant fonctionner à pleine puissance pendant les périodes de pointe et en rechargeant les réserves d'hydrogène pendant les heures creuses.

L'ajout de piles à combustible augmente considérablement les coûts du système, non seulement parce que ces piles coûtent cher, mais aussi à cause des pertes énergétiques liées à la production d'hydrogène à partir d'électricité, et ensuite d'électricité à partir de l'hydrogène. Ces pertes augmentent la capacité éolienne installée nécessaire à la fourniture d'une charge donnée, comme par exemple le Chino Building.

Pour déterminer les coûts d'un tel système, nous supposons que les coûts d'investissement du système à piles à combustible sont de 4 millions de dollars par mégawatt, avec une capacité de stockage d'hydrogène de quelques jours et les cellules électrolytiques nécessaires à sa production. Avec cette hypothèse, les coûts de fourniture au Chino building augmentent sensiblement : plus d'un tiers pour l'électricité éolienne provenant Site 604.

Notre analyse fait apparaître qu'il n'y a pas, à l'heure actuelle, d'avantages économiques réels à intégrer des piles à combustibles dans le réseau électrique à grande échelle. Il est toutefois intéressant d'adopter des politiques qui intègrent l'utilisation des énergies renouvelables dans les bâtiments, dans le but d'éliminer l'utilisation du gaz naturel pour le chauffage des locaux et de l'eau. Ceci permettrait de rendre disponible du gaz naturel qui pourrait alors être utilisé comme un combustible automobile en remplacement du pétrole, avec pour conséquences d'améliorer la sécurité et de réduire les émissions de CO₂. L'utilisation de piles à combustible peut jouer un rôle important dans la création d'un tel système énergétique.

Un système énergétique pour l'avenir

Une programmation électrique à l'échelle du réseau, dans laquelle l'éolien viendrait remplacer une partie du gaz naturel utilisé pour la production électrique, pourrait représenter une transition vers un système énergétique américain produisant beaucoup moins d'émissions de dioxyde de carbone, une pollution de l'air considérablement réduite, et une diminution importante des importations de pétrole.

En combinant les diverses composantes (éolien, piles à combustible, efficacité énergétique avec des pompes à chaleur « sol » et utilisation d'automobiles à gaz naturel), il sera possible de réduire considérablement l'utilisation du gaz naturel pour le chauffage de locaux ou de l'eau dans secteur commercial, ce qui le rend disponible pour une utilisation dans les transports.⁸ Un simple transfert d'un pour cent du gaz naturel actuellement utilisé pour le chauffage des locaux aux véhicules entraînerait une réduction de 300 millions de litres d'essence par an, soit l'équivalent de la consommation d'essence de plus de 100 000 voitures. Ceci correspondrait à une réduction de plus de 300 000 tonnes d'émissions de CO₂ chaque année, ainsi qu'à une réduction de la pollution de l'air en ville, et à des avantages en termes de sécurité nationale du fait de la réduction des importations de pétrole.

Un tel système suppose évidemment des coûts d'investissements importants. Nous n'avons pas effectué d'étude de faisabilité détaillée pour optimiser ces divers facteurs. Néanmoins, notre étude du Chino Building sans optimisation révèle que le coût de la réalisation de ces objectifs, portant sur une réduction à hauteur de 50 pour cent des émissions de gaz à effet de serre liées aux bâtiments, serait modeste si on l'envisage comme une fraction du coût actuel des services procurés par l'énergie, comme le chauffage, la climatisation et l'éclairage.

Voir aussi :

- [La science pour les masses critique : Équilibrer le système énergétique](#)

- [Conclusions et recommandations de l'étude « Les moissons des fermes éoliennes »](#)

LES NOTES BAS DE PAGE

1 Cet article est basé sur le rapport de Makhijani et al., *Cash Crop on the Wind Farm: A New Mexico Case Study of the Cost, Price, and Value of Wind-Generated Electricity*, préparé pour être présenté lors du Western Governor's Association North American Energy Summit, à Albuquerque, Nouveau Mexique, les 15 et 16 avril 2004. Sur le web : <http://ieer.org/resource/energy-issues/cash-crop-on-the-wind-farm/> On trouvera les références dans le rapport.

2 Pour lire une critique de ce plan, consulter *Energie et Sécurité* Numéro 18. Disponible en ligne sur le site Internet <http://ieer.org/article/energy-security/us-energy-policy-rokkasho-nuclear-fuel-complex-issue-18/>.

3 Voir Arjun Makhijani, *Securing the Energy Future of the United States: Oil, Nuclear, and Electricity Vulnerabilities and a post-September 11, 2001 Roadmap for Action*, Institute for Energy and Environmental Research, Takoma Park, Maryland, novembre 2001. Disponible en ligne sur le site : <http://ieer.org/resource/press-releases/securing-energy-future-united/>

4 En 2003 ce crédit s'élevait à 1,8 cents par kilowatt heure (\$18 par MWh). Il existe pendant les dix années suivant la mise en service de l'usine éolienne, à la fin desquelles il expire.

5 Les réseaux électriques ont besoin d'une capacité « dispatchable », de manière à ce que la production puisse s'ajuster aux changements de la demande des consommateurs sur des périodes calculées en minutes ou en heures. Les centrales de base sont à même de générer de l'électricité 24 heures sur 24, et 7 jours sur 7. Comme le vent n'est pas disponible en permanence, il ne peut fournir une capacité de production de base.

6 Un hub est un lieu où l'électricité, provenant de plusieurs directions, converge pour être ensuite redistribuée dans d'autres directions.

7 Gregor Giebel, Niels Gylling Mortensen, et Gregor Czisch, *Effects of Large-Scale Distribution of Wind Energy in and Around Europe*, non daté, mais apparemment publié en 2003. Disponible en ligne à <http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/projekte/Risoe200305.pdf>. La présentation Power Point associée a été diffusée lors de la Conférence internationale sur l'énergie de Risø : « Energy Technologies for post Kyoto targets in the medium term » (Les technologies énergétiques pour l'après-Kyoto ciblent le moyen terme », conférence tenue au Risø National Laboratory, Danemark, du 19 au 21 mai 2003. En ligne à l'adresse www.risoe.dk/konferencer/energyconf/presentations/giebel.pdf.

8 Nous n'avons pas explicitement traité la question des cellules photovoltaïques solaires pour remplacer ou en complément de ce système. Dans les zones désertiques, les piles photovoltaïques peuvent compléter l'énergie éolienne, en particulier dans les cas où la vitesse du vent est faible pendant les heures de pointe.

La <>science <>pour <>les <>masses <>critique

"La science pour les masses critiques" apparaîtra régulièrement dans Énergie et Sécurité. Elle fournira aux lecteurs des éléments de référence technique pour les questions de politique discutées dans chaque numéro, ainsi que l'occasion de mesurer leurs connaissances sur ces points techniques.

Équilibrer le système énergétique

Puisque la prévision de vent pour un moment spécifique n'est pas possible l'énergie éolienne n'est pas « dispatchable » (elle ne peut pas être acheminée par le réseau). En d'autres termes, une centrale éolienne peut fournir de l'énergie à un réseau, mais on ne peut miser à l'avance sur sa disponibilité pour une période donnée.

Bien que la prévisibilité du vent soit imparfaite, il est néanmoins possible de programmer ou de vendre à l'avance la capacité d'une centrale éolienne, comme par exemple sur un marché « day ahead » (la veille pour le lendemain) ou « hour-ahead » (horaire). Toutefois, une mauvaise estimation de la production électrique future entraîne des coûts.

Pour comprendre la nature de ces coûts, il faut prendre en compte les diverses échelles de temps dans le fonctionnement d'un réseau électrique. Un bilan des études sur l'impact et le coût de l'intégration de l'énergie éolienne au réseau (publié par le National Renewable Energy Laboratory) (a) décrit succinctement le problème :

L'équilibrage du réseau électrique intervient à différentes échelles de temps. Par exemple, une capacité de production suffisante doit être programmée et construite avec plusieurs années d'avance de façon à pouvoir couvrir les exigences de charge. En se rapprochant du temps réel, les exploitants de réseau prévoient les demandes de puissance un jour à l'avance et choisissent les producteurs disponibles qui peuvent couvrir la demande de manière fiable et au moindre coût. Il est important d'obtenir des prévisions précises pour des demandes et des productions individuelles mais seulement parce que, collectivement, elles constituent une prévision cumulée dans la zone de régulation...

Les erreurs de prévisions entraînent des coûts, soit parce que l'exploitant du réseau sait que la prévision n'est pas fiable et intègre des réserves supplémentaires dans le mix énergétique de la production engagée, soit parce que des erreurs imprévues obligent à ajuster le mix de production à la dernière minute. Dans les deux cas, le mix de production résultant est « sous-optimisé ».¹

Sur le long terme, l'énergie éolienne présente deux avantages liés à l'ajout de capacité. Les projets éoliens peuvent être construits relativement rapidement, et il est possible d'augmenter la capacité très graduellement. Dans la mesure où les prévisions de charge à long terme des centrales peuvent présenter des erreurs importantes, les longs délais (de nombreuses années) de construction habituels pour les centrales nucléaires et à charbon engendrent des risques qui peuvent être évités par des centrales éoliennes.

Toutefois, deux réserves doivent être apportées à cette affirmation. Premièrement, l'énergie éolienne ne peut servir à la capacité de production de base sans des moyens de stockage coûteux, qui pourraient annuler l'avantage apporté par les faibles délais de construction.² Deuxièmement, des capacités éoliennes ne peuvent être ajoutées rapidement sur le réseau que s'il existe une structure de transmission bien développée, qui relie les zones très ventées où il faut construire les centrales éoliennes avec un réseau régional. Ce réseau devra disposer d'une capacité suffisante pour transporter de grandes quantités d'électricité. La contrainte sur les transmissions est souvent un élément déterminant. Moyennant ces deux réserves, l'ajout de centrales éoliennes au réseau

peut réduire les risques d'erreurs à long terme dans les prévisions électriques.

Trois autres échelles de temps sont applicables à un système énergétique :

1. **Ajustement** : Elle intervient à une échelle de temps allant de quelques secondes à environ 10 minutes. Les ajustements du système énergétique dans ce délai sont effectués automatiquement par informatique, de façon à répondre aux fluctuations rapides de la demande, qui sont en général réduites par rapport à la demande totale. Une augmentation de la demande à cette échéance est couverte par des unités de production qui sont en ligne mais ne fonctionnent pas à pleine puissance, et par une réserve tournante.
2. **Fonctionnement en suivi de charge**: Il intervient à une échelle de temps comprise entre 10 minutes et plusieurs heures. C'est la période pendant laquelle peuvent survenir des changements importants de la charge auxquels doit répondre le système énergétique. Les compagnies électriques réglementées, qui gèrent elles-mêmes leur production, leur transmission et leur distribution, ont un fonctionnement intégré garantissant la disponibilité d'une capacité suffisante pour absorber les changements de la demande. Une augmentation de la demande à cette échéance est couverte par des unités de production qui sont en ligne mais ne fonctionnent pas à pleine capacité, par la réserve tournante, et par des unités qui peuvent être démarrées rapidement le cas échéant, généralement des turbines à gaz naturel à un seul étage et des centrales hydroélectriques.
3. **Engagement des centrales** : Cette échelle de temps fait intervenir l'engagement d'unités spécifiques qui demandent un temps relativement long pour démarrer et/ou s'arrêter (plusieurs heures, et parfois plus). Dans la mesure où des variations de la demande électrique sur une journée ou d'une saison à l'autre suivent des schémas prévisibles, les temps d'engagement d'unités de production sont de l'ordre d'un à plusieurs jours, en fonction de la saison (de façon à programmer la maintenance des grandes installations).

Les lignes de transport de l'électricité et l'intégration de l'éolien

La capacité des lignes de transport représente un facteur très important pour déterminer si l'éolien peut être développé dans des zones favorables et dans quelle proportion. Mais cela va bien plus loin. L'existence d'un réseau de transport dense avec une capacité suffisante peut augmenter le taux de pénétration de l'éolien pour un coût d'intégration donné. Même un système de distribution robuste peut être utile. Par exemple, une bonne partie de la capacité éolienne terrestre au Danemark ne transite pas par un réseau de transport à haute tension, mais alimente directement le système de distribution, diminuant ainsi les pertes d'énergie et les coûts.

Le terme « réseau de transport » renvoie à la partie du réseau constituée de lignes à haute tension pour le transport sur de grandes distances, alors que ce lui de « système de distribution » désigne la partie locale du réseau où la haute tension est progressivement transformée en tensions plus basses pour desservir finalement les clients résidentiels et commerciaux et les petites entreprises industrielles. Le transport de l'électricité sur de longues distances s'effectue à haute tension pour réduire les pertes d'énergie.

L'éolien représente déjà 2,4 pour cent de l'approvisionnement électrique de l'Europe. Dans trois régions d'Europe, la pénétration de l'éolien atteint 27 % de la capacité (le Schleswig-Holstein en Allemagne, le Jutland-Funen au Danemark, et la Navarre en Espagne). Nous n'avons pas connaissance d'études de coûts détaillées réalisées sur ce niveau de pénétration de l'énergie éolienne. Néanmoins, les compagnies européennes sont en accord avec les missions politiques et sociales qui rendent l'énergie éolienne nécessaire

pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de dioxyde de carbone. Les estimations des coûts pour une future intégration de l'éolien, c'est-à-dire pour ajouter de nouvelles fermes éoliennes au réseau, ne sont d'ailleurs pas élevées.

Il sera nécessaire de procéder à de nombreux investissements non seulement dans les fermes éoliennes, mais aussi dans les infrastructures, particulièrement dans les infrastructures de transport, avant qu'une petite proportion du potentiel physique puisse devenir une réalité technique et économique dans le système énergétique américain.

Extrait de Cash Crop on the Wind Farm (Les moissons de la ferme éolienne) de Makhijani et al., préparé pour une présentation lors du Sommet de l'énergie en Amérique du Nord de l'Association des Gouverneurs de l'Ouest, 15-16 avril 2004. Sur le web : <http://ieer.org/resource/energy-issues/cash-crop-on-the-wind-farm/>

Voir aussi :

- [Les moissons des fermes éoliennes : Accroître la valeur de l'électricité éolienne par Arjun Makhijani](#)
- [Conclusions et recommandations de l'étude « Les moissons des fermes éoliennes »](#)

LES NOTES BAS DE PAGE

1 Parsons, et al., *Grid Impacts of Wind Power: A Summary of Recent Studies in the United States*. Version provisoire de la présentation donnée à la Conférence européenne de l'énergie éolienne, à Madrid (Espagne) en juin 2003. (Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2003).

2 La répartition spatiale des centrales éoliennes associée à des liaisons à très longue distance sur le même réseau peut réduire partiellement ce problème. Ceci pose, bien sûr, d'autres questions relatives aux investissements nécessaires au transport et à l'intégration du réseau.

Conclusions et recommandations de l'étude « Les moissons des fermes éoliennes »

Principaux résultats

1. **La production d'électricité éolienne dans des sites favorables et par de grandes fermes éoliennes est maintenant rentable.** Une utilisation beaucoup plus importante de l'électricité éolienne n'entraînerait pas une augmentation de la facture des

consommateurs, même sans l'octroi d'un crédit d'impôt prenant en compte la réduction de la consommation d'eau et des émissions de gaz à effet de serre.

2. **Les ressources éoliennes des États-Unis sont énormes et peuvent s'adapter à une croissance beaucoup plus rapide de l'électricité éolienne. Les États-Unis disposent du potentiel physique nécessaire pour assurer une percée économique importante de la production éolienne.** Le potentiel éolien de l'ensemble des douze États les plus ventés de la partie continentale des États-Unis équivaut à environ deux fois et demie la production électrique totale de ce pays en 2003.
3. **Un mandat politique est indispensable pour arriver à une forte intégration de l'énergie éolienne dans des délais raisonnables.** Trois régions d'Europe sont déjà parvenues à un taux de pénétration de 27 pour cent de l'énergie éolienne. C'est en partie parce qu'il existe un fort consensus politique et d'orientation en Europe, y compris de la part de l'industrie, sur le fait que la réduction des émissions de gaz à effet de serre et l'accroissement de l'utilisation des énergies renouvelables sont essentiels. Aujourd'hui, certains États jouent un rôle moteur dans le domaine des énergies renouvelables et dans celui de la réduction des émissions de gaz à effet de serre des États-Unis, mais, en l'absence d'un mandat économique et politique, du type du Renewable Portfolio Standard (imposition d'un taux minimum d'énergie issue des renouvelables), le développement de l'éolien dans ce pays restera bien en deçà de son potentiel.
4. **L'infrastructure institutionnelle et de transmission est inadaptée au développement de l'éolien à une grande échelle.** Le développement de l'énergie éolienne aux États-Unis est très loin de son niveau en Europe, principalement parce que l'infrastructure de transport et le consensus économique et politique en faveur de son développement est beaucoup plus fort en Europe qu'aux États-Unis.
5. **Les prix de l'éolien dans des Accords d'achat d'électricité (PPA) classiques s'avèrent beaucoup plus faibles que celui qui serait rapporté par la même électricité si elle était vendue au consommateur final.** Le prix moyen de l'électricité éolienne se situe dans une fourchette située entre 25 et 30 \$ par mégawatt-heure (MWh) dans beaucoup d'Accords d'achat. Toutefois, le prix à payer par le consommateur final, sans augmentation de sa facture d'électricité, pourrait bien être beaucoup plus élevé. En d'autres termes, le prix final implicite de l'éolien (après prise en compte des frais de transport et de distribution et des coûts d'intégration au réseau) est bien plus élevé que celui perçu par les promoteurs éoliens. Cet écart entre prix final et revenus des promoteurs éoliens renforce la nécessité de pratiquer des crédits d'impôt. Si les promoteurs éoliens pouvaient réellement recevoir le prix implicite qui est facturé, le développement de l'éolien s'en trouverait fortement accéléré.
6. **Une importante réduction des émissions de gaz à effet de serre est économiquement réalisable avec des politiques adaptées et des investissements dans l'éolien et l'efficacité énergétique.** Dans la mesure où l'éolien n'émet pas de dioxyde de carbone (CO₂), et dans la mesure où il est aujourd'hui rentable si des conditions et des politiques adaptées sont mises en place, il en résulte qu'une importante réduction des émissions de CO₂ est possible sans augmentation des coûts de l'électricité. C'est ce qui se passe actuellement en Europe. Les crédits pour la réduction des émissions de CO₂ ne jouent qu'un rôle assez modeste aux États-Unis.
7. **Les crédits d'impôts à la production au niveau fédéral et de chaque Etat sont essentiels dans les conditions actuelles.** En l'absence d'un mandat national ou régional

identique et d'infrastructures de transmission ou autres permettant l'intégration de l'éolien, les crédits d'impôt à la production au niveau fédéral et/ou étatique sont essentiels pour poursuivre le développement de l'énergie éolienne.

8. **Pour des prix du gaz naturel atteignant ou dépassant les 5 \$ par million de Btu, l'énergie éolienne peut remplacer de manière rentable la production au gaz naturel sur la base du coût marginal évité.** Le coût de l'électricité éolienne produite sur des sites favorables, en prévoyant 3 \$ par MWh pour l'intégration au réseau électrique, se situe dans une fourchette allant de 38 à environ 45 \$ par MWh pour cinq sites que nous avons étudiés au Nouveau Mexique. Le coût marginal évité (c'est-à-dire, en excluant les coûts d'investissements et les autres coûts fixes) est d'environ 38 à 40 \$ par MWh pour les centrales à cycle combiné. L'éolien représente aussi un bénéfice en termes d'économie d'utilisation de l'eau (quelques dollars par MWh) et pour se prémunir contre la volatilité des prix du gaz naturel (également quelques dollars par MWh). L'électricité éolienne peut assurer de façon encore plus rentable le remplacement de l'électricité produite par des centrales à cycle combiné avec post-combustion, ou par des turbines à gaz à un seul étage en période de pointe, dans la mesure où les coûts évités sont respectivement d'environ 50 et 60 \$ par MWh dans ces cas.
9. **L'électricité éolienne devrait bénéficier d'un certain crédit au niveau de la capacité et pas seulement pour la production électrique.** Le vent n'est pas complètement imprévisible. Il peut être estimé, avec une certaine marge d'erreur, une heure ou un jour à l'avance, ou en fonction des variations saisonnières. Des analyses statistiques peuvent être utilisées pour établir un calendrier de la disponibilité de la capacité éolienne du réseau. La marge d'erreur, et donc les coûts, peuvent être réduits (a) en améliorant les prévisions, (b) en intégrant dans le même réseau diverses sources d'énergie éolienne séparées par de grandes distances, (c) par des aménagements des infrastructures de transport et de l'intégration au réseau électrique. Il est possible d'obtenir un crédit de capacité plus élevé pour un niveau de coût et de fiabilité donné, par la programmation d'une nouvelle capacité éolienne visant à réduire l'utilisation du gaz naturel pour la production électrique.
10. **Les conditions économiques de l'éolien seraient améliorées si les promoteurs obtenaient un crédit de capacité raisonnable.** Dans les exemples que nous avons étudiés, les crédits de capacité pour l'éolien pourraient s'élever à 2 ou 3 \$ par MWh, ce qui représente une proportion significative de l'écart séparant le prix dans un accord d'achat et le coût de l'éolien (différence actuellement comblée par les crédits d'impôts).
11. **L'électricité éolienne peut être utilisée (indirectement) pour libérer une quantité de gaz naturel pour les véhicules.** Des pompes à chaleur « sol », des systèmes combinés à chaleur et électricité et l'énergie éolienne peuvent se conjuguer pour remplacer le gaz naturel pour l'eau chaude sanitaire et le chauffage des bâtiments. Ce gaz naturel peut alors être utilisé sous forme compressée dans des véhicules pour remplacer l'essence et réduire les importations de pétrole. Cette formule entraînerait d'importantes réductions des émissions de CO₂ pour les bâtiments comme pour les automobiles, et diminuerait la pollution de l'air en ville.
12. **L'intégration de piles à combustible dans le mix des énergies renouvelables suppose des améliorations de l'efficacité de la production d'hydrogène et des piles à combustible, ainsi qu'une réduction du coût de ces dernières.** L'intégration de la production d'hydrogène et de piles à combustible dans le système électrique, dans le

cadre d'une stratégie de développement des énergies renouvelables, peut permettre d'augmenter le crédit de capacité pour l'éolien. Elle n'est toutefois pas rentable actuellement du fait du prix élevé des piles à combustible et de la faible efficacité globale de la conversion de l'électricité éolienne en hydrogène et en électricité dans les piles à combustible.

Recommandations

1. **L'Association des Gouverneurs de l'Ouest (WGA) devrait formellement adopter un objectif de 20 % d'énergies renouvelables dans l'approvisionnement électrique de la région.** Étant donné que l'éolien est à la fois abondant et, dans des situations adaptées, rentable, la décision de produire 20 pour cent de l'électricité de la région à partir des renouvelables, en mettant l'accent sur la pénétration de l'énergie éolienne, est extrêmement souhaitable pour les raisons évoquées dans les conclusions de l'étude. Chaque État devrait, bien sûr, définir ses propres règles pour mettre en œuvre et parvenir à un bouquet d'énergies renouvelables (Renewable Portfolio Standard) de 20 pour cent. La WGA devrait pousser l'Association nationale des gouverneurs et le gouvernement fédéral à adopter le même bouquet d'énergies renouvelables.
2. **Le développement de l'éolien devrait être intégré à une programmation de la réduction de la volatilité des prix du gaz naturel.** Puisque les coûts de l'électricité éolienne dans des sites favorables sont souvent inférieurs aux coûts évités pour le gaz naturel aux prix actuels, les autorités de régulation et les opérateurs de réseau indépendants devraient étudier les bénéfices de l'utilisation de l'électricité éolienne pour remplacer l'utilisation des turbines à un seul étage utilisées en période de pointe, tout en conservant certaines de ces unités en réserve dans le cadre d'une approche globale pour assurer une pénétration importante de l'énergie éolienne à des coûts modestes. Le cadre réglementaire d'une telle intégration reste à créer.
3. **La WGA devrait étudier une intégration de l'éolien à grande échelle dans toute la région.** Un comité devrait être mis en place pour envisager les impératifs techniques et économiques d'un développement éolien à grande échelle dans la région du réseau Western Interconnect. Cette étude porterait sur la diversité de l'approvisionnement et de la demande, le coût et le financement des lignes de transport régionales, l'amélioration des capacités de prévision météorologique existantes, les avantages économiques en termes d'économie d'eau, de création de mécanismes de financement pour l'infrastructure, d'intégration du développement éolien avec la réduction de l'utilisation du gaz naturel, et de politiques qui amèneraient à une internalisation des coûts pour les émissions de CO₂ et l'utilisation d'eau.
4. **De nouvelles règles sont nécessaires pour assurer un accès équitable aux consommateurs finaux.** Dans les États où l'électricité est réglementée, les règles permettant aux compagnies électriques de couvrir des coûts raisonnables (y compris le retour sur investissement) peuvent être créées dans le cadre de la mise en œuvre d'un Bouquet d'énergies renouvelables. Nous estimons que si l'éolien est développé dans des sites adaptés, ceci ne devrait pas affecter de façon significative le coût final de l'électricité pour les consommateurs.
5. **Une internalisation harmonisée des coûts de l'eau et des émissions de gaz à effet de serre devrait être entreprise dans l'ensemble des régions.** Une démarche

d'internalisation des coûts des émissions de CO₂ et de l'utilisation d'eau par les centrales thermiques permettrait une accélération considérable du développement de l'éolien. Le prix de l'électricité éolienne dans un Contrat d'achat typique pourrait, de ce fait, être augmenté d'environ 5 \$ par MWh

6. **Le Nouveau Mexique devrait lancer un projet de démonstration combinant éolien, piles à combustible, photovoltaïque, efficacité énergétique et utilisation du gaz naturel comprimé dans les véhicules à moteur.** La combinaison de ces mesures offre de grandes possibilités de bénéfices tant au niveau de l'environnement que de la sécurité, mais n'est pas rentable aujourd'hui. Un projet de démonstration, prévoyant l'examen minutieux des avantages et des coûts, serait extrêmement précieux pour l'évaluation des perspectives et des difficultés sur le chemin d'un avenir énergétique basé sur les renouvelables dans lequel l'hydrogène, le gaz naturel et les renouvelables sont les principales sources d'énergie, alors que l'utilisation du pétrole est considérablement réduite. Bien que nous n'ayons pas étudié cette question, il peut s'avérer souhaitable d'intégrer une part d'utilisation directe d'électricité photovoltaïque dans un tel projet de démonstration, pour évaluer la réduction des pointes de charge sur le réseau et une augmentation du crédit de capacité pour l'éolien. Le Nouveau Mexique est bien placé pour jouer un rôle moteur dans un tel projet au sein de la WGA et aussi de l'ensemble du pays, dans la mesure où il dispose d'excellents moyens scientifiques et techniques à travers des laboratoires nationaux et la NASA (à White Sands). Le gouvernement de son État s'est par ailleurs résolument engagé dans une politique de soutien aux renouvelables et a déjà mis en place une bonne partie de l'infrastructure légale requise.

La totalité du rapport et la présentation, Cash Crop on the Wind Farm (Les moissons des fermes éoliennes), sont en ligne sur <http://ieer.org/resource/energy-issues/cash-crop-on-the-wind-farm/>

Les fonds qui ont permis la recherche et la production du rapport Cash Crop on the Wind Farm ont été généreusement fournis par la Livingry Foundation, la New Cycle Foundation, l'Energy Foundation et la McCune Charitable Foundation.

Voir aussi :

- [Les moissons des fermes éoliennes : Accroître la valeur de l'électricité éolienne par Arjun Makhijani](#)
- [La science pour les masses critique : Équilibrer le système énergétique](#)

" Cher Arjun "

Cher Arjun,

Allons-nous manquer de pétrole ?

-- Olive, à Oklahoma City

Cher Olive,

Au XIXe siècle, le pétrole était indispensable à l'éclairage. Mais de nos jours, l'électricité est beaucoup plus utilisée, et les lampes à pétrole sont passées de mode. Dans ces conditions, il est très peu probable que nous manquions de pétrole pour nous éclairer... Oh, attendez ! Vous voulez parler du pétrole qui alimente nos automobiles ! Désolé. Je reprends votre question avec un autre éclairage.

Ce pétrole-là alimente un régime à forte teneur en carbone, pas seulement les moteurs. Depuis plus d'un siècle, il a débouché sur différentes versions d'un mythe. Version 1 : le monde va bientôt manquer de pétrole. Version 1.1 : le monde va bientôt manquer de pétrole bon marché. Version 6 : la production de pétrole va bientôt arriver à son plus haut niveau avant de décliner, l'augmentation de la demande va coïncider avec une chute rapide de l'approvisionnement, les prix vont exploser. Résultat : une catastrophe économique.

Un siècle d'accroissement de la production et des réserves pétrolières et un siècle d'obstination dans l'erreur n'ont pas arrêté les créateurs de mythes. Toutes les ressources sont limitées. Mais certaines sont plus limitées que d'autres.

Il y a beaucoup de pétrole dans le monde. Les réserves récupérables de la seule Arabie saoudite, estimées à mille milliards de barils, représentent environ 35 années de la consommation mondiale au rythme actuel. Un quart de ce chiffre correspond à des réserves prouvées. L'Irak dispose d'une centaine de milliards de barils de réserves prouvées et probablement beaucoup plus dans des zones inexploitées. Le coût de l'extraction d'un gallon (3,79 litres) dans les réserves du Golfe persique s'élève à moins de 5 centimes de dollar.

Si la planète connaissait des prix du pétrole plus élevés à la suite d'un véritable épuisement des réserves pétrolières, elle passerait rapidement à l'utilisation du gaz naturel, du charbon gazéifié, du charbon liquéfié, et même de l'hydrogène fourni par l'énergie éolienne. Le potentiel en hydrogène de l'énergie éolienne dans les 12 États les plus ventés de la partie continentale des Etats-Unis à lui seul est du même ordre de grandeur que la production pétrolière totale des pays de l'OPEP, la totalité de la région du Golfe persique étant donc incluse.

Nous épuiserons notre environnement bien avant d'épuiser le pétrole et ses équivalents. La capacité de notre Mère Nature à absorber toutes les merveilleuses technologies qui injectent du dioxyde de carbone dans l'atmosphère est d'ores et déjà dépassée. Il ne s'agit pas d'un problème théorique qui se poserait dans le futur. Il est maintenant scientifiquement admis que nous sommes déjà dans cette situation. Les glaciers fondent, des millions d'hectares de forêts disparaissent, des événements climatiques extrêmes, comme de graves sécheresses ou inondations, sont de plus en plus fréquents.

Crier au loup sur le manque de pétrole est un passe-temps dangereux. La focalisation alarmiste

sur cette notion détourne l'attention des problèmes réellement graves associés à l'ensemble du système énergétique moderne : la gravité du changement climatique mondial, la sécurité et les accidents nucléaires, les problèmes de prolifération liés au plutonium, *et le problème créé par de trop grandes quantités de pétrole bon marché dans des zones qui ne sont pas des centres de consommation.*

Trop de pétrole bon marché

Une quantité trop importante de pétrole bon marché constitue l'un des facteurs principaux des problèmes d'énergie et de sécurité planétaire. Il coûte moins de 2 dollars pour extraire du sol un baril de 42 gallons (159 litres) de pétrole dans le Golfe persique. Le prix actuel du pétrole (août 2004) est d'environ 35 à 40 dollars le baril. Les réserves prouvées actuelles du Golfe persique représentent donc une mine d'or noir de plus de 20 mille milliards — oui, vingt mille milliards — de dollars de royalties et de profits. En Irak seul, les réserves potentielles supplémentaires de pétrole qui n'ont pas été explorées ou exploitées pourraient, avec le temps, rapporter des profits de plus de 3 mille milliards de dollars. L'Arabie saoudite représente un pactole encore plus important.

Le pétrole bon marché du Golfe persique a amené des sociétés multinationales et certains impérialistes, à commencer par les Britanniques en Iran puis en Irak, à arriver en masse. Le pétrole bon marché et les immenses profits à en tirer continuent d'alimenter l'impérialisme, la guerre et le réchauffement climatique.

Les Britanniques ont d'abord voulu contrôler les ressources pétrolières du Golfe persique parce que leur marine militaire était passée du charbon au pétrole pendant la Première Guerre mondiale. La marine militaire jouait un rôle essentiel dans le maintien de l'empire britannique ; la Grande-Bretagne possédait beaucoup de charbon, mais pas de pétrole. Il s'avéra que le pétrole du Golfe persique n'était pas seulement abondant ; il était aussi bon marché.

Ce pétrole a imposé un lourd tribut à l'environnement et à la sécurité internationale, depuis le réchauffement de la planète jusqu'aux soldats tués ou mutilés qui ont combattu dans les sables du Moyen-Orient depuis près d'un siècle : soldats de l'Inde, de Grande-Bretagne, des Etats-Unis et des pays de la région elle-même. Plus d'une crise nucléaire militaire a été liée au pétrole du Moyen-Orient, notamment en 1958, lorsque le roi d'Irak, un vassal de l'Occident, a été renversé par un coup d'État. Ainsi, l'un des problèmes de la dépendance chronique de l'Occident vis-à-vis du pétrole bon marché du Moyen-Orient est l'intimité parallèlement entretenue avec des fondamentalistes, ainsi qu'avec des dictateurs séculaires (rois saoudiens, Shah d'Iran, Saddam Hussein avant 1990, etc.).

En termes d'environnement et de sécurité, le pétrole n'a pas été bon marché ; il a au contraire été très, très coûteux. Mais nous n'avons pas trouvé de moyen efficace de limiter son utilisation pour traduire ces coûts. L'utilisation complète des réserves prouvées de pétrole, sans parler des réserves inconnues ou inexploitées, entraînerait à elle seule une augmentation de près de 30 pour cent des concentrations de dioxyde de carbone dans l'atmosphère. Le changement climatique catastrophique qui est déjà engagé en serait encore aggravé. En outre, la panique liée au manque de pétrole fait de la publicité aux partisans du nucléaire, et même à ceux qui préconisent

l'utilisation du plutonium dans les réacteurs nucléaires.

Notre environnement arrivera à sa fin bien avant que les réserves de pétrole soient suffisamment réduites pour que celui-ci devienne cher. En termes de sécurité, trop de vies ont déjà été sacrifiées au pétrole. Finalement, comme je le soulignais dans le numéro spécial d'Énergie et Sécurité (n°25, 2003), même le système monétaire international dominé par le dollar est maintenant lié à la façon dont les prix du pétrole sont déterminés.

Que faudrait-il faire ?

Si le pétrole bon marché est au centre de tous les problèmes d'environnement et de sécurité mondiale, quelle est alors la solution ? Une réponse simple, que beaucoup avancent, est de tout simplement taxer le pétrole. Si les automobiles européennes sont plus économes que les américaines, c'est en large mesure grâce aux taxes sévères imposées sur l'essence en Europe. Mais, à mon avis, cela ne peut constituer le cœur de la solution.

La taxation du pétrole est régressive. Pour avoir un impact sur le changement climatique, il faudrait qu'elle atteigne des niveaux dissuasifs, à un niveau mondial. Ce serait injuste, exagéré et irréalisable, en partie parce que beaucoup n'ont qu'un accès très limité aux services apportés par le pétrole. Par ailleurs, les technologies permettant une profonde amélioration de l'efficacité énergétique des automobiles sont maintenues à l'écart du marché, tant par les décisions des consommateurs et que par les compagnies automobiles. Il existe un profond fossé entre les technologies disponibles et le faible niveau d'efficacité énergétique qui est la réalité du marché, même en Europe ou au Japon.

Audi, par exemple, possède un modèle commercial de voiture qui consomme 3 litres aux 100 km. Il ne fait même pas appel à une technologie de moteur hybride. Il s'agit d'un diesel perfectionné. Volkswagen a fabriqué une voiture, très coûteuse et qui ne peut être une voiture particulière pour l'instant, mais qui arrive à une consommation époustouflante de 0,9 litres aux 100 km. En même temps que des normes de sécurité nous avons besoin de rigoureuses normes d'efficacité pour les automobiles qui seront rehaussées rapidement et inexorablement. La consommation de pétrole peut être significativement réduite, même si les déplacements augmentent.

Il serait également acceptable de taxer lourdement les véhicules inefficaces et dangereux, pour décourager leur fabrication et d'utiliser les taxes pour encourager des systèmes à énergies renouvelables. Les efforts visant à une forte augmentation de l'efficacité énergétique des transports peuvent être associés à une utilisation plus importante du gaz naturel. Le gaz naturel émet moins de dioxyde de carbone que le pétrole ou le charbon ; il est compatible avec les piles à combustible qui devraient, je pense, occuper à l'avenir une place centrale dans le système énergétique. Ceci tient au fait que les piles à combustible peuvent utiliser de l'hydrogène à partir des énergies renouvelables comme l'énergie solaire ou éolienne. Il existe de grandes quantités de gaz naturel dans le monde, mieux réparti que le pétrole bon marché. Celui-ci peut assurer une transition relativement progressive à un autre système énergétique mondial. Mais il ne s'agit que d'une réponse partielle, dans la mesure où il existe de nombreuses utilisations concurrentes pour le gaz naturel, et où son cours est en augmentation (tout en restant très inférieur à celui de

l'essence).

Il sera difficile d'apporter des solutions aux problèmes de changement climatique et de sécurité internationale qui sont enchevêtrés avec les questions de pétrole et de transport. Il faut se concentrer sur les problèmes réels et les perspectives de résolution. L'obsession d'une catastrophe qui surviendrait parce que nous arriverions au pic de la production pétrolière ou que nous manquerions de pétrole bon marché est, dans le meilleur des cas, une diversion. Au pire, cela ne fait que renforcer la demande d'une plus forte production pétrolière ou nucléaire.

— Dr. Egghead

Cet article est issu d'une série de trois émissions radio d'Arjun Makhijani intitulées « Allons-nous manquer de pétrole ? » qui sont passées sur les ondes de KUNM (Albuquerque) en janvier 2004. Vous pouvez les écouter sur le web, ainsi que beaucoup d'autres interventions radio de l'IEER <http://ieer.org/article/topic/audiovideo/>

Dr Egghead

Coût évité

- a) Quantité d'argent économisée en utilisant des bons de réduction à l'épicerie.
- b) Ce que les industriels des secteurs pétrolier, gazier et nucléaire appellent « subventions gouvernementales »
- c) Le coût de production d'une unité d'électricité qu'une compagnie n'aura pas à supporter parce qu'elle achète cette électricité auprès d'un tiers (par ex. un producteur d'électricité indépendant). Le coût évité est normalement très inférieur au prix de détail.

Centrale à cycle combiné

- a) Organisation syndicale qui utilise des combines pour recycler ses adhérents.
- b). Un dispositif de production d'électricité actionné par deux vélos d'appartement.
- c). Une centrale thermique à gaz naturel qui se sert de moteurs à combustion interne associés à des turbines à vapeur pour produire de l'électricité. Le gaz naturel est brûlé dans une turbine à gaz ou un moteur alternatif à gaz, et la chaleur des gaz d'échappement est utilisée pour produire la vapeur qui entraîne la turbine à vapeur.

Opérateur de réseau indépendant

- a) Un autre terme pour un « électeur indécis ».
- b) Mot d'argot pour désigner un beau parleur qui joue les entremetteurs.
- c) Responsable du maintien de la fiabilité d'un système électrique, notamment de ses réseaux de transport dans un contexte de déréglementation.

Accord d'achat d'électricité

- a) Une négociation avec Jean-Marie Messier ou l'un de ses semblables.
- b) Un don important à un parti politique.
- c) Contrat conclu par une compagnie électrique et un producteur électrique indépendant qui précise les modalités selon lesquelles la compagnie achète de l'électricité au producteur indépendant.

Marché spot

- a) Épicerie qui vend des produits à prix cassés. Le nom vient des petites tâches des légumes et des fruits trop mûrs.
- b) Endroit où l'on peut acheter des petits chiots.
- c) Marché dans lequel l'électricité est achetée ou vendue pour être fournie à un moment et un prix définis dans un avenir proche. (Marché électrique au jour le jour)

Réponses: c, c, c, c, c

[Énergie et Sécurité Index](#)
[IEER page d'accueil](#)

L'Institut pour la Recherche sur l'Énergie et l'Environnement

Envoyez vos impressions à la rédactrice en chef, *Énergie et Sécurité*: [annie\[at\]ieer.org](mailto:annie[at]ieer.org)
Takoma Park, Maryland, USA

(La version anglaise de ce numéro, *Science for Democratic Action* v. 12, no. 4, a été publiée en octobre 2004.)

Mise en place mars 2005