

**Une crise énergétique annoncée :
Les Choix et le Défi du Québec à l'horizon 2025**

Mémoire présenté dans le cadre de la consultation générale

Le secteur énergétique au Québec - Contexte, enjeux et questionnements

Yvan Dutil

Janvier 2005

Résumé

La plupart des champs pétrolifères du monde sont âgés. Ce vieillissement s'accompagne d'une réduction de la productivité. Bientôt, l'offre ne suffira plus à la demande. Pour compliquer les choses, en Amérique du Nord, nous vivons la même situation en ce qui concerne de la production de gaz naturel.

Non seulement, le pétrole et le gaz se font rares mais il faut de plus en plus d'énergie pour extraire en extraire de moins en moins du sol. Cette dégradation du rendement énergétique se traduit par des pressions économiques du plus en plus grandes.

Dans ces conditions, le Québec n'a guère de choix : il doit devenir indépendant des hydrocarbures d'ici 2025.

Ce choix implique des investissements importants dans le domaine de l'hydro-électricité, de l'éolien ainsi que dans certaines applications de l'énergie solaire. Mais, c'est surtout, les secteurs des transports qui sera affecté. En effet, il est impossible de produire localement les quantités de biocarburants ou d'hydrogène nécessaires pour maintenir l'infrastructure de transport actuelle.

Seule une modification en profondeur de notre mode de vie et de la structure de notre économie ne permettra d'éviter une crise sociale majeure.

Yvan Dutil, Ph.D.

L'auteur est astrophysicien et occupe un poste de chercheur chez ABB Bomem, dans le groupe des projets spéciaux en radiométrie. Il est membre adjoint de Centre de Recherche de l'Observatoire du Mont Mégantic, de la Commission de Bioastronomie de l'Union astronomique Internationale et du Comité SETI de l'International Académie of Astronautics. Ses activités de recherche vont du traitement des données spectroscopiques, à l'étude de l'évolution des galaxies, en passant par la télédétection atmosphérique et l'optique adaptative, en incluant la recherche d'intelligence extraterrestre.

Introduction

Depuis quelques mois le prix du pétrole se maintient au-dessus de 40\$US le baril. Les tensions au Moyen-Orient, les problèmes de Loukos et les troubles au Vénézuéla et au Nigéria expliquent en partie cette situation. Toutefois, ces épiphénomènes cachent un problème bien plus fondamental : la production mondiale de pétrole arrive à peine à suffire à la demande ! Simultanément, les pays en développement rapide comme la Chine et l'Inde poussent la demande vers le haut. Le problème est que loin de s'améliorer cette situation ne fera qu'empirer dans le futur.

En effet, la majorité des champs pétrolifères du monde sont vieillissants. La majorité a plus de 40 ans. Par conséquent, leur production tend naturellement à diminuer avec le temps. Il faut se débattre uniquement pour maintenir la cadence de production. Or, il s'agit d'un combat perdu d'avance depuis 25 ans, on découvre moins de pétrole que l'on en consomme (figure 1).

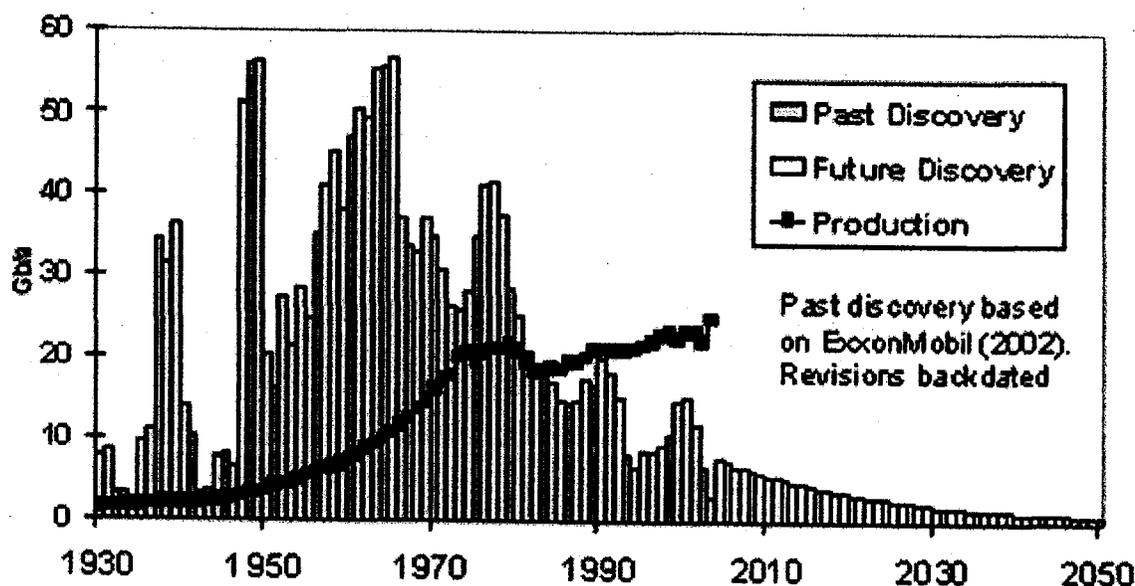


Figure 1: Découvertes et production de pétrole

Passé un certain point, tous les efforts du monde ne pourront augmenter la production. Cette situation arrive quand environ la moitié des ressources pétrolières ont été extraites. Cette situation est connue sous le nom de pic de Hubbert, du géophysicien M. King Hubbert qui prédit que la production de pétrole de 48 états du sud des USA atteindrait un pic au début des années 70 (Hubbert 1956, 1967). Dans les faits, la production a piquée en 1971.

Selon plusieurs sources, cette situation risque de se produire au niveau mondial d'ici peu (Campbell & Laherrère 1995, 1998 ; Campbell 1997, 1999). D'après le Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group, ce pic se produira en 2008 (figure 2). Cette conclusion est basée sur une étude statistique de la taille des réserves existantes construite à partir des données publiées par l'industrie. Ces analyses sont corroborées par le US Department of Energy et l'Agence Internationale de l'Énergie qui arrivent à des conclusions similaires bien que plus optimistes.

D'après Matthew R. Simmons, le fondateur de la plus grande banque d'investissement en matière d'énergie au monde, Simmons & Co. International, on peut s'attendre assister au premier signe de la crise d'ici 12 mois (Simmons 2004). Une fois ce point atteint, on peut s'attendre à une augmentation brusque des prix des carburants, pouvant facilement dépasser les niveaux observés lors de la crise pétrolière des années 70.

OIL AND GAS LIQUIDS 2004 Scenario

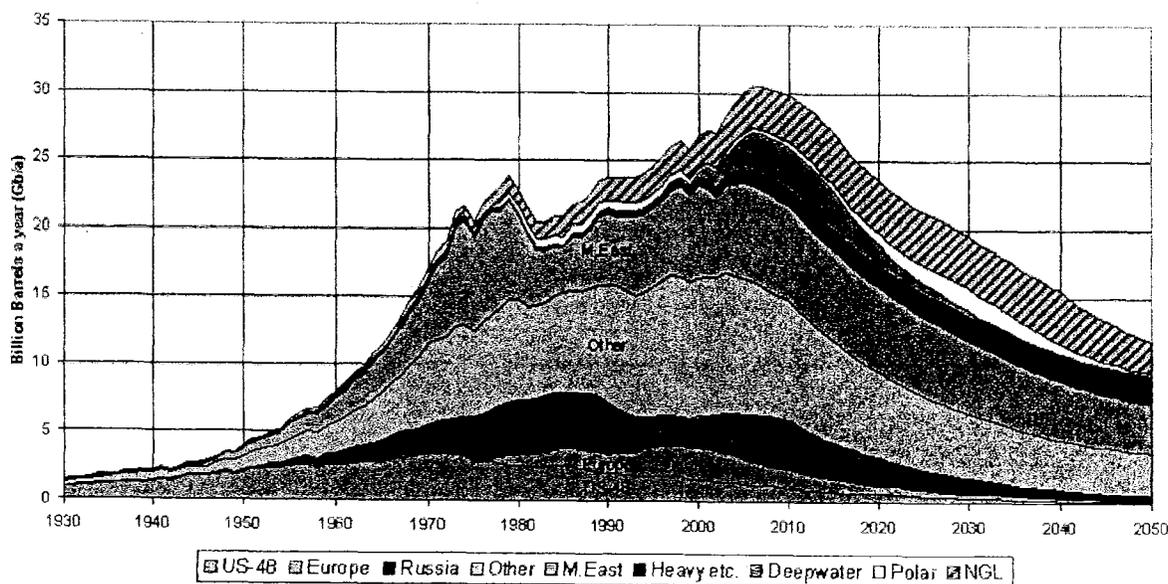


Figure 2: Production future de pétrole et de gaz

Pour compliquer les choses, en Amérique du Nord, nous vivons la même situation en ce qui concerne de la production de gaz naturel. Les champs gaziers voient décroître leur production à un rythme effréné de 25% par an. Ce n'est qu'au prix de milliers de nouveau forage par an que l'on arrive tout juste à maintenir la production. Depuis 2001, les prix ont fortement augmentés, ce qui a créé une pression énorme sur l'industrie chimique qui a commencée à déplacer sa production vers des régions où l'accès à un gaz naturel moins coûteux est possible. Cette forte réduction de la demande a jusqu'ici permis d'éviter la rupture de stock. Toutefois, il apparaît que ni la développement de sources non conventionnelles de gaz naturel, ni l'importation massive de gaz naturel liquéfié ne pourront compenser la décroissance de la production des champs gaziers en Amérique du Nord (Hughes 2004). Nous devons donc nous attendre à faire face simultanément à un choc pétrolier et à un choc gazier en Amérique du Nord dans un très proche futur.

Aussi pénible soit elle, cette situation sera relativement enviable à celle qui prévaudra par la suite. En effet, il ne suffit pas que de produire du pétrole mais il faut aussi produire de l'énergie. Or, plus un champ pétrolifère ou gazier est développé plus il faut d'énergie pour produire de moins en moins de carburant. Passé un certain point, il faut plus d'énergie pour produire le pétrole que

cela en produira à le brûler (Hall et al. 1986, figure 3). Une fois ce point atteint, le monde risque fort de se retrouver entraîné dans une crise énergétique et économique sans précédent.

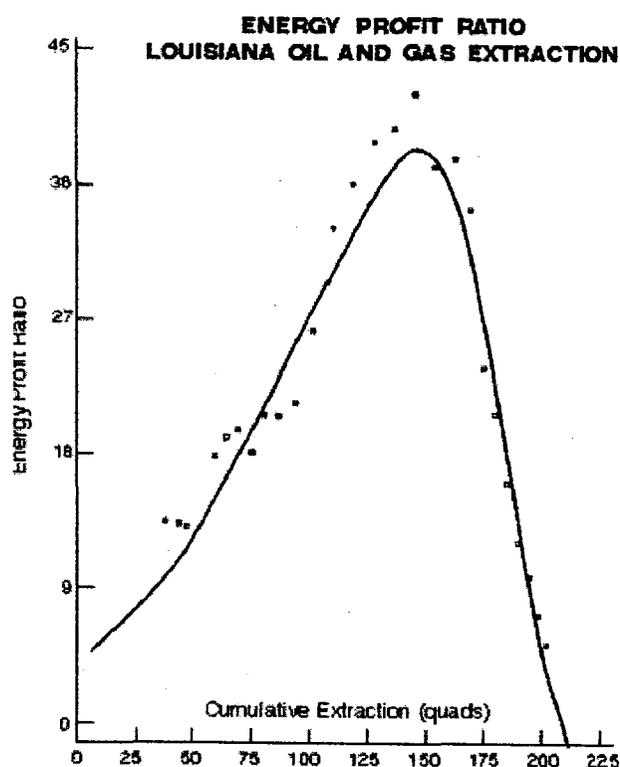


Figure 3: Retour sur l'investissement énergétique de la production de pétrole en Louisiane

Le déficit auquel doit faire face l'état québécois est donc évident : devenir indépendant des combustibles fossiles d'ici 2025! Un défi de taille quand on sait que près de la moitié de notre énergie provient des combustibles fossiles (L'énergie au Québec 2003). Les changements de notre profil de consommation énergétiques devront être de même ordre que ceux effectués entre 1976 et 1986 au Québec (Le Québec Statistique 1995) et continuer sans s'interrompre pendant une période de 20 ans. Le déficit sera d'autant plus grand qu'il ne s'agit pas simplement de remplacer une source d'énergie par une autre car cela sera impossible comme nous le verrons plus loin. Dans ces conditions, la seule solution possible est de modifier considérablement notre mode de vie.

Ratio de profit énergétique (RPE)

La notion de ratio de profit énergétique est fondamentale afin de comprendre la nature de la crise à venir et de choisir au mieux les options s'offrant à nous. Cette idée a été développée originalement par Howard T. Odum combine les disciplines de l'écologie et de l'économie sur une base énergétique (Odum 1971, Odum & Odum 1981). Ses idées ont été reprises et étendues par la suite par d'autres chercheurs (Hall et al. 1986 ; Gever et al. 1991). Le ratio du profit énergétique (RPE) (*energy profit ratio; energy yield ratio ; energy payback ratio ; energy return on investment*) est le ratio entre l'énergie investie dans l'implantation d'un procédé comparée à l'énergie pouvant être produite par ce système tout au long de sa vie utile.

Historiquement, les énergies non renouvelables ont permis d'obtenir des rendements très élevés. Par exemple, les puits de pétrole et des gaz naturel des années 40 retournaient 100 fois plus d'énergie qu'il en fallait pour les mettre en place. Dans le cas des mines de charbon dans les années 50, ce ratio atteignait 80. Cependant, ces performances se sont dégradées au cours du temps car les gisements les plus faciles à exploiter sont généralement découverts en premier. Ainsi, les puits de pétrole des années 70 ne donnaient plus qu'un RPE de 8 lors de leur découverte. De même, le RPE du charbon s'est dégradé jusqu'à atteindre 30 (Hall et al. 1986).

Les énergies non renouvelables peuvent aussi présenter un RPE faible. C'est le cas de la production d'électricité par combustion du gaz naturel dont le RPE se situe entre 2,3 et 4,4 (Herendeen 1988; Ecobalance 1996; Meier & Kulcinski 2000; Lenzen & Munksgaard 2002; Spitzley & Keoleian 2004). Et ces chiffres sont encore plus faibles quand le gaz naturel est importé sous forme liquide.

La dégradation du RPE se traduit par des pressions économiques de plus en plus grande pour produire de l'énergie. Le RPE est en moyenne encore suffisamment élevé pour que cet effort soit acceptable. Avant l'ère industrielle, le RPE de la plupart des méthodes de productions d'énergie ne s'élevait guère au-dessus de l'unité, ce qui imposait une lutte incessante des populations pour subvenir à leurs besoins de base. Le défi est donc de choisir les bonnes technologies afin de maintenir le RPE moyen suffisamment élevé pour que ce dernier demeure dans la zone de confort économique. Pour les fins de cette discussion, nous placerons ce seuil à 10.

Hydro-électricité

D'une façon générale, l'hydro-électricité offre un bon retour sur l'investissement énergétique. Les résultats des analyses sont très différents d'une étude à l'autre mais en général demeurent bons, le RPE allant de 10 à 260 (Gilliland et al. 1981 ; IEA 2000 ; Pimentel et al. 2002 ; Spitzley & Keoleian 2004). Cela est dû en grande partie à la très grande longévité des installations hydro-électriques qui n'est en général limitée de façon absolue que par l'ensablement du réservoir. Il est à noter que le RPE des petites installations tend à être moins élevé que celui des installations majeures (RPE \approx 10). De plus, la production d'énergie des petites installations tend à être beaucoup plus variable que celle des grands bassins. En ce sens, elles se rapprochent de l'éolien ou du solaire.

Éoliennes

De façon similaire aux systèmes hydro-électriques, le RPE des systèmes éoliens sont très variables allant de 1 à 80 selon les études (Uchiyama & Yamamoto 1991; Tyner, & Fowler 1992; Sørensen 1995; Danish Wind Turbine Manufacturer association 1997; White & Kulcinski 1998; Wagner, Gürzenich, Pick 1999; IEA 2000; Schleisner 2000; Voorspools, Brouwers & D'haeseleer 2000; Mathur 2001; Lenzen & Munksgaard 2002; Denholm & Kulcinski 2003; Spitzley & Keoleian 2004). Cette grande variabilité est en grande partie due à la qualité des sites où sont installés les éoliennes car la productivité d'une éolienne dépend d'une façon critique de la vitesse moyenne des vents.

Il est à noter que ces chiffres ne tiennent pas compte des coûts liés aux systèmes de stockage en énergie pour faire face aux fluctuations de l'intensité du vent. Au Québec, cette variabilité sera supportée par les grands barrages. Elle présente donc un coût relativement faible qui affecte faiblement le RPE.

Énergie solaire

L'énergie solaire apparaît intuitivement comme une solution de choix pour combler une partie des besoins énergétique. Bien qu'intermittente, elle peut s'avérer une source d'énergie intéressante permettant de délocaliser la production d'énergie. Toutefois, la fabrication de panneaux solaires demande une quantité considérable d'énergie ce qui diminue grandement le retour sur l'investissement énergétique. Selon différentes sources, le RPE des systèmes photovoltaïque se situe entre 1,7 et 10 (Hall, Cleveland & Kaufmann 1986 ; Kato et al. 1998; Ferguson 2000; Kato et al. 2001; Mathur 2001; Meier 2002; Alsema 2002; Denholm & Kulcinski 2003; Spitzley & Keoleian 2004). Ces rendements sont toutefois appelés à augmenter (entre 11-18) en raison des gains en efficacité due à la production de plus grands volumes (Kato et al. 2001) et développement de nouvelles technologies de fabrication.

Il est à noter que ces chiffres ne tiennent pas compte des coûts liés aux systèmes de stockage en énergie. Dans le cas où cette variabilité est supportée par les grands barrages, il est relativement faible. Par contre, dans le cas où l'énergie est stockée localement (e.g. batteries), le rendement énergétique peut diminuer de plus d'un facteur 2.

Alternativement, l'énergie solaire peut être captée directement sous forme de chaleur. Cette utilisation, a l'avantage d'offrir un bien meilleur rendement énergétique (60-80%) que les systèmes photovoltaïques (5-10%). Il existe cependant peu d'évaluation du RPE disponible pour ces systèmes. Les estimés vont entre 2 et 10 (Herendeen 1988; Wagner, Gürzenich, & Pick 1999). L'utilisation du solaire passif semble plus efficace avec des RPE allant de 10 à 25. Certains systèmes semi-actifs comme le Solarwall™ semble avoir des performances du même ordre.

Biocarburants

La majeure partie de notre consommation de pétrole (65%) est produite par le secteur des transports. De ce nombre 82% est consommé par le transport routier (l'Énergie au Québec 2003). Dans les fait, quasiment toute l'énergie est consommée dans les transports est sous forme d'essence ou de carburant diesel. Dans ces conditions, l'utilisation de bio-carburants peut s'avérer une avenue intéressante. Cependant, il faut être conscient des contraintes sévères qu'imposent ces technologies.

D'une part, le retour sur l'investissement énergétique est faible. Dans le cas, du biodiesel, le RPE se situe entre 3 et 4,6 (Goering & Daughtery 1982; Sheehan 1998; Richard 2000; Nelson 2001; Provance 2003). Dans le cas de l'éthanol, la situation est encore plus problématique. En effet, le RPE de l'éthanol varie entre 1,13 et 2,51 lorsque produit avec du maïs (Hall et al. 1986; Novem 1992; Shapouri et al 1995; Levelton 2000; Lorenz & Morris 1995; Giampietro, Ulgiati & Pimentel 1997; Richards 2000 ; Ulgiati 2001; Wang 2001; Graboski 2002; Shapouri et al. 2002; Sopuck 2002; S&T2 consultants Inc. 2003). Cependant, certains auteurs considèrent que le rendement peut-être négatifs (RPE 0,5-0,7) (Hall 1986; Giampietro, Ulgiati & Pimentel 1997; Pimentel 1998a). L'éthanol produit directement à partir de la cellulose semble plus prometteur avec un RPE de 4,6 (Lynd 1996). Il y a cependant peu de confirmation indépendante de ce résultat. La production d'éthanol à partir d'autres sources de sucre a aussi été peu étudié. Pour le blé et la betterave sucrière, les estimés sont de 1,02 et 1,3 respectivement (Novem 1992).

Le faible retour sur le rendement énergétique des bio-carburants est un moindre mal s'il n'y a pas de solution alternative. Cependant, il y a un problème beaucoup sérieux lié au biocarburant : leur faible productivité globale. En effet, environ 0,1% de la lumière solaire est stocké dans les plantes. Ce faible rendement impose l'utilisation de superficie impossible à atteindre pour couvrir nos besoins énergétiques actuels. En effet, les sociétés modernes consomment beaucoup plus d'énergie que la productivité totale de la biomasse. Aux Etats-Unis, il se consomme 30% plus d'énergie que tout ce que la biomasse produit globalement (Pimentel 1998b). En Europe où les besoin en carburant sont beaucoup moins important qu'ici, l'ensemble des terres arables ne pourraient produire que 50% des besoins en carburant et ce dans des conditions optimales (Kaltschmitt, Reichmuth, & Vogel 2004). Dans ces conditions, il est totalement illusoire de penser produire plus qu'une infime fraction de nos besoins en carburant à partir de la biomasse si l'on maintient le niveau de consommation actuelle.

Il nous faudra donc changer radicalement nos comportements en matière de transport. D'une part, il faudra favoriser le transport en commun ainsi que le transport ferroviaire. Sur des moyennes et longues distances, le train est jusqu'à cinq fois plus efficace que les camions (Mason 1997). De plus, l'électrification du réseau ferroviaire devrait être envisagée sur certaines lignes afin de réduire plus encore la demande en carburant fossile. De plus, il faudra favorisé la consommation de produits locaux afin de réduire les besoins en transport.

L'utilisation de l'hydrogène (RPE de 0,66) pour le transport ne permettra pas d'échapper à ce problème, car il nécessiterait une augmentation prohibitive de la capacité de production électrique au Québec. L'usage de voiture électrique si cette technologie devient technologiquement abordable pourrait offrir une porte de sortie beaucoup plus acceptable.

Conservation d'énergie

La conservation d'énergie est l'un des moyens les plus efficaces de produire de l'énergie. En effet, le RPE d'une fenêtre double est de 136 et de l'isolation d'un toit de 61 (Hannon 1981). Cependant, les économies d'énergie ont un effet global limité car elles entraînent souvent une baisse des prix suivie d'une hausse de la consommation supérieure à l'économie d'énergie. Ce phénomène est connu sous le nom de *Paradoxe de Jevons*, découvert par l'économiste anglais William Stanley Jevons (Jevons 1865). Afin de l'éviter, il est nécessaire que le prix de l'énergie se maintienne à un coût élevé. En cas de pénurie cela ne pose pas de problème. Hors pénurie, cela exige un contournement des règles du marché.

Conclusion

Des choix judicieux devront être faits si l'on veut éliminer notre dépendance aux carburants fossiles d'ici 2025. Le Québec a la chance de posséder d'abondantes ressources hydrauliques et éoliennes qui sont suffisamment efficaces pour maintenir une activité économique intense. À ces ressources, s'ajoute une utilisation plus judicieuse de l'énergie solaire et des politiques d'économie d'énergie. Déjà, près de la moitié de notre énergie est de sources renouvelables. Ce qui nous place dans un solution très enviable face à la majorité des nations. Cependant, notre économie largement basée sur l'exportation risque de souffrir grandement de l'augmentation très importantes des coûts de transport à prévoir. Dans ces conditions, il faudra essayer de développer le commerce intérieur tant au niveau national que local.

D'une façon plus large, c'est notre mode de vie qui devra changer. Particulièrement en matière de transport où des changements majeurs à nos habitudes de vie seront inévitables. Le développement durable basé sur les ressources renouvelables ne peut se faire que si nous (Trainer 2003) :

- Acceptons un mode de vie plus simple.
- Développons un haut degré de autarcie sociale et économique, tant au niveau local, national qu'individuel.
- Agissons de façon plus coopérative et participative.
- Créons une économie qui n'est pas basée sur la croissance.
- Promouvons une utilisation soutenue de technologie alternative.
- Changeons notre système de valeurs pour un basé sur la frugalité, la coopération et l'autarcie.

Ce n'est qu'à ce prix que nous serons en mesure de passer à travers la crise énergétique imminente.

Références :

- Alsema, E., *Energy Payback Time and CO₂ emission of PV Systems*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 8: pp. 17-21 (2002)
- Campbell, C.J., *The Coming Oil Crisis*, Multi-Science Publishing Company & Petroconsultants (1997)
- Campbell, C.J., *The imminent peak of world oil production*, Presentation a la Chambre de Commune, Comité multi-partis , (7 juillet 1999)
- Campbell C.J. & Laherrère, J.H, *The world's supply of oil 1930-2050*; Report Petroconsultants S.A., Geneva (1995)
- Campbell C.J. & Laherrère, J.H, *The End of Cheap Oil*, Scientific American, (Mars 1998)
- Danish Wind Turbine Manufacturer association, *Energy balance of modern wind turbine*, Wind Power Note 16, (1997)
- Denholm, P. & Kulcinski, G., *Net energy balance and greenhouse gas emissions from renewable energy storage systems*, Fusion Technology Institute, University of Wisconsin-Madison (2003)
- Ecobalance Inc., *Data for Environmental Analysis and Modeling*, (1996)
- Ferguson, A. , *Biomass and Energy*, Optimum Population Trust, (Jan. 2000)
- Gever, J., Kaufmann, ., RSkole, D. & Vorosmarty, C. 1991, *Beyond Oil*, University Press of Colorado, Boulder.
- Giampietro, M., Ulgiati, S. and Pimentel, D. , *The feasibility of large scale biofuel production. Does an enlargement of scale change the picture*, Bioscience, Vol. 47, No. 9, Oct., pp.587-600 (1997)
- Gilliland, M.W., Klopatek, J.M. & Hildebrand, S.G.. *Net energy: Results for small-scale hydroelectric power and summary of existing analyses*, Energy 6:1029-1040. (1981)
- Goering, C.E. , Daughtery, M. J., *Energy accounting for eleven vegetable oil fuels*, Transactions of the American Society of Agricultural Engineers 25:1209-1215 (1982)
- Graboski, M., *Fossil energy use in the manufacture of corn ethanol*, Préparé pour: The National Corn Growers Association, (2002)
- Hall, C., Cleveland, C. & Kaufmann, R., *Energy and Resource Quality*, Wiley Interscience, New York., (1986)

Hannon, B., The energy cost of energy. Pp. 81-107 Dans H.E. Daly and A.F. Umaña (eds.). *Energy, Economics, and the Environment: Conflicting Views of an Essential Interrelationship*. Westview Press, Boulder, CO. (1981)

Herendeen, R.A., *Net energy considerations*. Pp. 255-273 in: R.E. West and F. Kreith (eds.). *Economic Analysis of Solar Thermal Energy Systems*. MIT Press, Cambridge, MA (1988)

Hubbert, M. K., dans *Drilling and Production Practice*, American Petroleum Institute, Washington, DC , (1956)

Hubbert, M. K., *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.* 51, 2207 (1967)

Hughes, J. D., *North America's Natural Gas Crisis: The Big Picture Overview and the Role of Unconventional Gas*, Canadian Institute's 3rd annual Coalbed Methane Conference, (21 juin 2004)

International Energy Agency (IEA), *Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action*, IEA, Paris, France (2000)

Jevons, W. S., *The Coal Question; an Inquiry concerning the Progress of the Nation, and the Probable Exhaustion of our Coal Mines*, London and Cambridge: Macmillan & Co. 8vo. xix, 349 pp. (1865)

Kaltschmitt, M., Reichmuth, M., Vogel, A., *Alternative biofuels in Europe and Germany: What contribution is possible?* Proceedings of the 3rd International Workshop On Oil&Gas Depletion Berlin, Germany, Organised by the Association for the Study of Peak Oil&Gas, (2004)

Kato, K. et al , *Energy Pay-Back Time and life-cycle CO₂ Emission of Residential PV Power System with Silicon PV Module*. *Progress in Photovoltaics: Research and Application*, 6: pp. 105-115 (1998)

Kato, K. , Hibino, T., Komoto, K. , Ihara, S., Yamamoto, S. & Fujihara, H., *A life-cycle analysis on thin-film CdS/CdTe PV modules*, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 67, pp. 279- 287 (2001)

Le Québec Statistique, publication réalisée par le bureau de la statistique du Québec (1995).

L'Énergie au Québec, publication préparée par la Direction des politiques et des technologies de l'énergie, Secteur de l'énergie et des changements climatiques, ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs. (2003)

Lenzen, M. & Munksgaard, J. , *Energy and CO₂ life-cycle analyses of wind turbines--review and applications*, *Renewable Energy*, vol. 26, pp. 339-362, (2002)

Lorenz, D. & Morris, D., *How Much Does It Cost To Make A Gallon Of Ethanol?*, Institute for Local Self Reliance. (1995)

Levelton Engineering Ltd, *Assessment of net emissions of greenhouse gases from ethanol-gasoline blends in southern Ontario*, Préparé pour Agriculture et Alimentation Canada, (2000)

Lynd, L.R., *Overview and evaluation of fuel from cellulosic biomass*, Annual Review of Energy and Environment, Vol. 21, pp.403–465 (1996)

Mason, P., *Opportunities and Challenges for Increased Private Rail Operations*. Documents présenté au Chartered Institute of Transport and the Transport Panel of the Institution of Engineers, Australia, Perth Western Australia (Octobre 1997)

Mathur, J., *Development of a modified dynamic energy and greenhouse gas reduction planning approach through the case of Indian power sector*, These de Doctorat, Maschinenwesen-Energietechnik-Verfahrenstechnik der Universität GH Essen (2001)

Meier, P. J., *Life-Cycle Assessment of Electricity Generation Systems and Applications for Climate Change Policy Analysis*. These Ph.D., Madison, Wisconsin: University of Wisconsin, (2002)

Meier, P.J. & Kulcinski, G.L., *Life-Cycle Energy Cost and Greenhouse Gas Emissions for Gas Turbine Power*, Préparé by Fusion Technology Institute University of Wisconsin-Madison, (Décembre 2000)

Nelson, R., Leatherman, J., *Kansas Soybean-Based Biodiesel IMPLAN Analysis: Estimating the Impact of a Soybean Processing and Biodiesel Production Plant in the Crawford and Ford Counties and the State of Kansas*, Kansas Soybean Commission and Energy Programs Division-Kansas Corporation Commission, (Octobre 2001)

Novem, *The feasibility of Biomass Production in the Netherland Energy Economy*, Apeldoorn (NI) (1992)

Odum, H.T. *Environment, Power, and Society*. Wiley-Interscience, New York. (1971)

Odum, H.T. & Odum E.C.. *Energy Basis for Man and Nature*. Mcgraw Hill.& Co., New York. (1981)

Pimentel, D., *Energy and dollar costs of ethanol production with corn*, Hubbert Centre Newsletter, (Avril 1998)

Pimentel, D. *Food vs biomass fuel*, Advances in Food Research, Vol. 32, No. 1, pp.185–239. (1998)

Pimentel D., Herz, M., Glickstein, M., Zimmerman, M., Allen, R., Becker, K., Evans, J., Hussain, B., Sarsfeld, R., Grosfeld, A., & Seidel, T., *Renewable Energy: Current and Potential Issues*, *BioScience*, vol. 52, pp. 1111-1120 (2002)

Provance, P., *EU: Biodiesel Industry Expanding Use of Production Estimates and Crop Assessment*, Division Foreign Agricultural Service, USDA, (2003)

- Richards, I. R., *Energy balances in the growth of oilseed rape for biodiesel and of wheat for bioethanol*, Levington Agriculture Report (Juin 2000)
- Schleisner, L. , *Life cycle assessment of a wind farm and related externalities*, Renewable Energy, vol. 20, pp. 279-288 (2000)
- Shapouri, H., Duffield, J., Graboski, M., *Estimating the Net Energy Balance of Corn Ethanol*, U.S. Department of Agriculture, Economic Research Service, Office of Energy. Agricultural Economic Report No. 721. (1995)
- Shapouri, H., Duffield, J., Wang, M., *The Energy Balance of Corn Ethanol: An Update*, U.S. Department of Agriculture, Office of the Chief Economist, Office of Energy Policy and New Uses. Agricultural Economic Report No. 814 (2002)
- Sheehan, J., Camobreco, V., Duffield, J., Graboski, M., Shapouri, H, *Life Cycle Inventory of Biodiesel and Petroleum Diesel for Use in an Urban Bus*, NREL/SR-580-24089 UC Category 1503 (Mai 1998)
- Simmons, M. R. , *Energy: A Global Overview*, conférence donnée lors du Deloitte & Touche's 2004 Oil & Gas Conference, (17 Novembre 2004)
- Sopuck, R. D., *Ethanol: the Promise and the Peril*, Frontier centre for public policy (policy series 12), (Octobre 2002)
- Sørensen., B., *History of, and recent progress in, wind-energy utilization*. Annual Review of Energy and Environment 20:387-424. (1995)
- Spitzley, D. V. & Keoleian, G. A., *Life Cycle Environmental and Economic Assessment of Willow Biomass Electricity: A Comparison with Other Renewable and Non-Renewable Sources* , Center for Sustainable Systems, University of Michigan, Report No. CSS04-05 (25 Mars 2004)
- S&T Squared Consultants Inc., *The addition of ethanol from wheat to GHGenius*, Préparé pour Ressources Naturelles Canada- Bureau de l'Éfficacité Énergétique (2003)
- Trainer, T., *Can solar sources meet Australia's electricity and liquid fuel demand?*, Int. J. Global Energy Issues, Vol. 19, No. 1, (2003)
- Tyner, G. & Fowler. R.G., *Estimating the viability of alternative sources of energy*. dans: Investing in Natural Capital – A Prerequisite for Sustainability. Second Meeting of the International Society for Ecological Economics. Stockholm University, Stockholm, Suède, (3-6 Août 1992)
- Uchiyama, Y. & Yamamoto, H., *Energy analysis of power generation plan*, CRIEPI Economic Research Center, Y90015, (1991)

Ulgiati, S., *A comprehensive energy and economic assessment of biofuels; when green is not enough*, Critical Reviews in Plant Sciences, Vol. 20, No. 1, pp.71–106 (2001)

Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group, *OIL AND GAS LIQUIDS 2004 Scenario*, mis à jour par Colin J. Campbell, (15 mai 2004)

Voorspools, K. R. , Brouwers, E. A. & D'haeseleer, W. D., *Energy content and indirect greenhouse gas emissions embedded in 'emission-free' power plants: results for the Low Countries*, Applied Energy, vol. 67, pp. 307-330, (2000)

Wagner, H.-J. , Gürzenich, D. & Pick, E., *Cumulative Energy Demand of Wind Energy and Solar Water Heating Systems*, Proceedings of the ISES-Solar World Congress, Jerusalem, (1999)

Wang, M., *Development and use of GREET 1.6 fuel-cycle model for transportation fuels and vehicle technologies*, Argonne National laboratory – Centre for transportation research. (2001)

White S. W., Kulcinski, G. L., *Net energy Payback and CO2 emission from wind-generated Electricity in Midwest*, Fusion Technology Institute, Departement of Engineering Physics, University of Wisconsin-Madison , UWFD-1092, (Decembre 1998)

Annexe A

Limites de production des biocarburants :

En 1999, la superficie totale des terres agricoles au Québec était de 1 936 600 ha (Québec Statistique 2002). Selon l'étude du USDA (Shapouri et al 2002), le rendement de production du maïs est de 9,8 t/ha, ce qui permet de produire 3100 l/ha d'éthanol. La productivité des champs de maïs au Québec était plutôt de 5,5 t/ha en 1999 (Québec statistique 2002), ce qui donne une productivité de 1740 l/ha. Il est à noter que le rendement énergétique de l'éthanol est marginal (1,34) même dans de bonnes conditions (Shapouri et al 2002). Dans l'environnement québécois, l'éthanol risque donc d'être un puit d'énergie au lieu d'une source.

Dans ces conditions, en sacrifiant toutes les terres agricoles du Québec, nous serions en mesure de produire 3,4 milliards de litres d'éthanol annuellement. Ce chiffre peut paraître impressionnant mais en 2001, nous avons consommé 8,1 milliards de litres d'essence (L'énergie au Québec 2003), ce qui correspond à 12,5 milliards de litres d'éthanol car la densité d'énergie de l'éthanol est moins grande (23,4 MJ/l vs 35 MJ/l). L'éthanol provenant du maïs ne satisferait dans ces conditions que 27% de nos besoins en essence.

Dans le cas du biodiesel, la plante offrant possiblement le meilleur rendement cultivable au Québec est le canola. Avec un rendement de 1,5 t/ha (Québec statistique 2002) et un contenu en huile de 40%, on peut espérer en tirer 600 l/ha de biodiesel. En 2001, nous avons consommé 3,5 milliards de litre de carburant diesel (L'énergie au Québec 2003), ce qui correspond à 4 milliard de litre de biodiesel car sa densité énergétiques est moindre (38,3 MJ/l vs 33,4 MJ/l). En sacrifiant toutes les terres agricoles, il ne nous serait possible de produire que soit 29% de nos besoins en diesel.

Si on convertissait tout nos véhicule à l'éthanol, nous ne pourrions couvrir que dans le meilleur des cas que 19% de nos besoins. Dans le cas d'une conversion total au biodiesel, seulement 9% de nos besoins pourraient être couverts.

C'est chiffre sont très optimistes car ils ne tiennent pas compte du retour sur l'investissement énergétique. Dans le cas de l'éthanol, ceci masque que la grande majorité de l'énergie contenue dans un litre d'éthanol provient d'ailleurs que du champ (lire document principal). Dans les faits, on ne peut guère espérer d'une technologie basée sur le biocarburant qu'elle produise plus de 26,5 GJ/an/ha, soit l'équivalent de 760 litres d'essence à l'hectare par an (Trainer 2003). Cette limite est imposée par l'efficacité de conversion de l'énergie solaire par les plantes et est donc pratiquement impossible à repousser. Même dans ce cas limite, il faudrait 15,7 millions d'hectares de terres agricoles pour subvenir à nos besoins en carburant, soit 8,2 fois la superficie cultivée actuellement ou 9,4% du territoire du Québec.

Évidemment, ces estimés ne tiennent pas compte des coûts écologiques ou sociaux d'une telle exploitation de la biomasse à grande échelle. Il serait donc étonnant que nous puissions produire plus que 1 ou 2% de nos besoins actuels en carburant à partir des biocarburants.

Hydrogène vs l'électricité dans les transports:

Présenté souvent comme le carburant du futur, l'hydrogène présente de nombreux problèmes qui vont handicaper son utilisation à grande échelle. Premièrement, il n'existe pas à l'état naturel et doit être fabriqué soit à partir du gaz naturel, soit par décomposition de l'eau. Il ne faut donc pas le voir comme une source d'énergie, mais comme un procédé de stockage et de transport de l'énergie. Cependant, l'hydrogène est le moins dense des gaz, il fuit facilement et est difficile à transporter et à stocker. Ces propriétés handicapent fortement l'utilisation que l'on veut en faire.

On présente généralement l'hydrogène comme la solution au problème de pollution urbaine, surtout s'il est combiné à une pile à combustible. Ces systèmes permettent de convertir directement l'énergie produite par la réaction entre l'hydrogène et l'oxygène en électricité. Cette dernière peut alors être utilisée pour propulser un véhicule. Mieux encore, les piles à combustible sont théoriquement de fois plus efficaces que les moteurs à combustion interne. Il y aurait donc là une économie d'énergie intéressante à faire.

En 2001, nous avons consommé au Québec 408 PJ dans le domaine des transports et avons consommé 636 PJ d'électricité (L'énergie au Québec 2003). Si on transformait notre flotte de véhicules actuelle en véhicule utilisant des piles à combustible, on ne consommerait plus de 204 PJ dans le domaine des transports. Cela peut sembler une économie intéressante, mais ces chiffres cachent une inefficacité cachée de l'hydrogène. Beaucoup d'énergie est perdu dans la production, le transport, le stockage de l'hydrogène. Ces pertes combinées au rendement effectif des piles à combustibles implique qu'il faut entre 2,4 et 4 fois plus d'énergie pour faire avancer un véhicule mue par des piles à combustible que le véhicule équivalent alimenté par des piles électriques (Brooks 2002; Eaves & Eaves 2003; Mazza & Hammerschlag 2004). Dans ces conditions, il faudrait produire entre 490 et 816 PJ d'électricité de plus qu'à l'heure actuelle pour soutenir le domaine des transports. Cela représente une croissance de 77% à 128% de notre production d'électricité. Pour comparaison de 1981 à 2001, la production électrique s'est accrue de 48% (L'énergie au Québec 2003). Il est donc illusoire de combler l'ensemble de nos besoins en transport en passant par l'hydrogène. De plus ces chiffres ne tiennent pas compte de l'importante infrastructure qu'il faudra construire pour fabriquer et distribuer l'hydrogène.

Par contre dans le cas des véhicules tout électrique l'infrastructure existe déjà. Il faudrait alors entre 122 et 204 PJ d'électricité pour alimenter les moyens de transports. Cela représente entre 19 et 32% de notre consommation d'énergie électrique. Ce type de croissance de la demande électrique est envisageable. Toutefois, il faudrait envisager d'augmenter la part modale du transport en commun et du système ferroviaire afin de minimiser encore plus cette demande.

À court terme, les véhicules électriques disponibles ne seront pas disponibles en quantité suffisante. Il existe toutefois une alternative intéressante : les véhicules hybrides branchables. Ces véhicules sont équipés de batteries plus grandes que les véhicules hybrides actuels ce qui les autorisent à fonctionner en mode électrique de façon prolongée (30 à 100 km d'autonomie). Cela permettrait essentiellement de ne pas consommer de carburant pour les trajets quotidiens dans la mesure où la voiture est branchée la nuit. Typiquement, cela permet de réduire la consommation de carburant de 42% à 78% (Taylor 2003) par rapport à une voiture hybride actuelle. Cette technologie pourrait être mise en place très rapidement car elle ne nécessite que peu de développements technologiques. Elle offre un potentiel d'économie de carburant suffisant pour

que les biocarburant deviennent une option permettant de couvrir une partie significative de nos besoin en carburant.

Références

Brooks, A. N., *Perspectives on Fuel Cell and Battery Electric Vehicles*, AC Propulsion, Présenté au CARB ZEV Workshop (5 décembre 2002)

L'Énergie au Québec, publication préparée par la Direction des politiques et des technologies de l'énergie, Secteur de l'énergie et des changements climatiques, ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs. (2003)

Eaves, S. S. & Eaves, J. E., *Fuel-Cell Vehicles: Solution or Shell Game?*, Eaves Devices,(2003)

Le Québec Statistique, publication réalisée par le bureau de la statistique du Québec (2002)

Mazza, P. & Hammerschlag, R., *Carrying the Energy Future: Comparing Hydrogen and Electricity for Transmission, Storage and Transportation*, Institute for Lifecycle Environmental Assessment (Juin 2004)

Shapouri, H., Duffield, J., Wang, M., *The Energy Balance of Corn Ethanol: An Update*, U.S. Department of Agriculture, Office of the Chief Economist, Office of Energy Policy and New Uses. Agricultural Economic Report No. 814 (2002)

Taylor, D., *Plug-in HEVs*, Committee Hearing Transportation Fuels, Technologies and Infrastructure Assessment Report, California energy commission (21 Août 2003)

Trainer, T., *Can solar sources meet Australia's electricity and liquid fuel demand?*, Int. J. Global Energy Issues, Vol. 19, No. 1, (2003)