



Les possibilités et les défis environnementaux liés au marché nord-américain de l'électricité en évolution

1

Rapport présenté au Conseil par le Secrétariat de la CCE en vertu de l'article 13 de l'Accord nord-américain de coopération dans le domaine de l'environnement

Document de travail

Les possibilités et les défis environnementaux liés au marché nord-américain de l'électricité en évolution

Préparé par : Scott Vaughan, Zachary Patterson, Paul Miller et Greg Block
Secrétariat de la CCE

Examineurs externes : Joseph M. Dukert, consultant indépendant en énergie
Nancy Kete, World Resources Institute
Michael Margolick, conseiller principal, Global Change Strategies International, Inc.
Eduardo Arriola Valdés, consultant indépendant dans le secteur de l'énergie
Rick van Schoik, San Diego State University Foundation
Henry Lee, JFK School of Government, Harvard University
Steve Charnovitz, avocat
Philip Raphals, Centre Helios

Date : Juin 2002

Ce document de travail a été préparé par le Secrétariat de la Commission de coopération environnementale (CCE) à l'appui de l'initiative sur l'électricité et l'environnement prise aux termes de l'article 13 de l'Accord nord-américain de coopération dans le domaine de l'environnement (ANACDE). Les données qui y sont présentées visent à stimuler la discussion et à susciter des commentaires de la part du public et du Conseil consultatif sur l'électricité et l'environnement, en plus de fournir des informations en vue du symposium des 29 et 30 novembre 2001 sur « Les possibilités et les défis environnementaux liés au marché nord-américain de l'électricité ». Les opinions, points de vue et autres informations présentés ici ne reflètent pas nécessairement les vues du Canada, du Mexique ou des États-Unis.

Commission de coopération environnementale de l'Amérique du Nord
393, rue Saint-Jacques Ouest, bureau 200
Montréal (Québec) Canada H2Y 1N9
Tél. : (514) 350-4300; téléc. : (514) 350-4314
Courriel : info@ccemtl.org
Site Web : <http://www.cec.org>

© Commission de coopération environnementale de l'Amérique du Nord, 2002

Table des matières

Introduction.....	1
Le contexte environnemental du secteur de l'électricité.....	4
Évaluation des effets futurs de la croissance et de l'intégration du marché	6
Estimation des effets d'échelle des nouvelles installations de production d'électricité prévues.	7
L'environnement dans l'évolution du marché nord-américain de l'énergie : la promesse politique	12
Section I – Le secteur nord-américain de l'électricité	13
Section II – Le secteur de l'électricité et l'environnement.....	14
Pollution atmosphérique	16
Rejets toxiques imputables à la production d'électricité	18
Répercussions de la production hydroélectrique	19
Énergie nucléaire	22
Section III – Comment prévoir l'énergie de l'avenir.....	24
Nouvelle capacité de production planifiée.....	28
Section IV – Effets possibles sur l'environnement de l'augmentation prévue de la capacité de production d'ici 2007	30
Pollution atmosphérique	30
Rejets toxiques.....	32
Hydroélectricité	32
Facteurs susceptibles de modifier les incidences environnementales.....	33
Section V – Les subventions et l'internalisation des coûts environnementaux	36
Les marchés et l'établissement des prix.....	36
Estimation des niveaux de subventions	38
Exemptions réglementaires et disparités entre les règlements qui pourraient être assimilées à des subventions.....	42
Section VI – Efficacité énergétique et énergies renouvelables.....	43
Programmes d'encouragement	44
Étiquetage	46
Perspectives d'économies d'énergie du côté des fournisseurs.....	47
Énergie renouvelable	48
Choix écologiques sur les marchés libres	50
Pour une définition de l'énergie provenant de sources renouvelables.....	51
Section VII – Évaluations des impacts environnementaux et planification intégrée des ressources	52
Évaluation des impacts environnementaux à grande distance et des impacts transfrontaliers ..	53
Effets cumulatifs.....	54
Évaluation des incidences environnementales transfrontalières.....	54
Accès à l'information.....	55

Section VIII – Commerce international et politiques commerciales.....	56
Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis	57
Commerce de l'électricité entre le Mexique et les États-Unis	58
Permis d'exportation de l'Office national de l'énergie du Canada.....	59
Permis d'exportation de la CRE	60
Facteurs influant sur l'évolution du commerce	61
Politiques en matière de transport.....	63
Intégration des politiques et des marchés	65
Rôle de l'ALÉNA dans le commerce nord-américain de l'électricité	65
Conclusion – Répercussions sur la qualité de l'environnement et les politiques environnementales	71
Annexe I – Importations et exportations d'équipement de production d'électricité en Amérique du Nord.....	76
Annexe II – Codes HS.....	77
Glossaire.....	79

Les possibilités et les défis environnementaux liés au marché nord-américain de l'électricité en évolution

Document de travail¹

Introduction

Le but du présent document est de cerner les questions fondamentales liées à l'évolution du secteur de l'électricité et à l'environnement. Le document a été préparé par le Secrétariat de la Commission de coopération environnementale (CCE) de l'Amérique du Nord. Compte tenu de la portée et de la complexité des questions liées au secteur de l'électricité et à l'environnement, le présent document se limite à un examen ponctuel ou factuel de quelques-unes des principales questions.

Le secteur nord-américain de l'électricité connaît des changements sans précédent. Des marchés concurrentiels de l'électricité ont été instaurés ou sont à l'étude au Canada, au Mexique et aux États-Unis². Le passage aux marchés concurrentiels continue de susciter un intense débat au sujet des principes, de la conception, des règles, de la structure institutionnelle et des conséquences des marchés libres dans un secteur longtemps considéré comme fournissant un service public, bien protégé des marchés. Ce contexte dynamique qui entoure les politiques énergétiques offre aux décideurs et aux planificateurs l'occasion de se pencher sur la meilleure façon de maximiser les avantages, tant économiques qu'environnementaux, d'un marché de l'électricité nord-américain plus intégré.

Les partisans des marchés de l'électricité concurrentiels au Canada et aux États-Unis font valoir qu'à terme, on pourra observer des gains d'efficacité dans un secteur autrefois aux mains de monopoles et d'oligopoles. Ces gains d'efficacité se traduiront par un élargissement des choix qui s'offrent aux consommateurs en ce qui concerne l'électricité et les services d'électricité. Ce plus grand choix devrait également se traduire par une baisse marginale des prix de l'électricité, qui viendrait s'ajouter à la baisse attribuable aux gains d'efficacité.

Il convient de préciser que, jusqu'à maintenant, ces avantages sont essentiellement théoriques. De manière générale, lorsqu'on offre des choix aux consommateurs, seule une faible proportion d'entre eux optent pour une source d'énergie renouvelable. Même si elles font face à une concurrence dans ces secteurs, les entreprises existantes et leurs filiales continuent de dominer le marché, leurs concurrents demeurant des joueurs marginaux.

Parallèlement à cela, les réductions tarifaires qui auraient dû découler des gains d'efficacité ne se sont pas matérialisées; on a plutôt assisté à une augmentation des prix, parfois forte comme ce fut

¹ Ce document de travail a été préparé par Scott Vaughan, Zachary Patterson, Paul Miller et Greg Block du Secrétariat de la Commission de coopération environnementale. Il se veut un document de travail et ne reflète pas nécessairement les vues des gouvernements du Canada, du Mexique ou des États-Unis. Le Secrétariat tient à remercier Joseph M. Dukert de sa précieuse collaboration.

² L'ouverture du marché à la concurrence se caractérise habituellement par la scission d'entreprises d'électricité à intégration verticale en diverses composantes comprenant des sociétés privées de production d'électricité, des entreprises de transport à but lucratif, des courtiers et négociants intermédiaires, divers fournisseurs au détail et pour utilisation finale.

le cas en Californie, en raison de la plus grande volatilité des marchés de gros de l'électricité. On sait maintenant que les mécanismes actuels n'empêchent pas les producteurs d'exercer une emprise sur le marché, par exemple, en gonflant artificiellement les prix. Tant qu'on ne réduira pas les prix, les gains d'efficacité attendus qui justifient en grande partie la restructuration ne se concrétiseront pas.

Il convient de préciser que ce ne sont pas tous les gouvernements fédéraux, étatiques et provinciaux de l'Amérique du Nord (environ 90) qui ont mis en œuvre des plans de libéralisation du marché ou qui prévoient le faire. Cependant, il est probable que tous les États et provinces subiront les effets de l'évolution des marchés, notamment en raison du lien étroit qui existe entre les changements dans la réglementation nationale et les changements dans le marché international de l'électricité.

On s'attend à ce que la restructuration du marché et que l'expansion et l'intégration graduelles des réseaux de transport reliant différentes régions du continent amplifient et modifient les échanges en Amérique du Nord. Pendant longtemps, la majeure partie des échanges continentaux d'électricité a eu lieu entre le Canada et les États-Unis. Les échanges transfrontaliers se sont multipliés dans les deux sens au cours de la dernière décennie, mais le Canada reste, de loin, un exportateur net. En 1998, le Canada a exporté environ 39 500 gigawatts-heures (GWh) vers les États-Unis. Pendant la même période, les États-Unis ont exporté 17 280 GWh vers le Canada³.

Les exportations nettes du Canada vers les États-Unis sont restées relativement stables au cours des dernières années par rapport à la production totale d'électricité au Canada, représentant environ 9 % de cette production. On s'attend toutefois à ce que les changements structurels qui s'opèrent actuellement dans le secteur de l'électricité aux États-Unis entraînent une forte augmentation des exportations canadiennes. Par exemple, l'Office national de l'énergie du Canada a indiqué, récemment, qu'il s'attend à ce que les arrêtés de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC, Commission fédérale de la réglementation de l'énergie) entraînent un accroissement du commerce Nord-Sud entre les deux pays⁴. Les grandes sociétés hydroélectriques du Canada, qui appartiennent aux gouvernements des provinces du Québec, du Manitoba et de la Colombie-Britannique, sont très présentes sur les marchés américains et cherchent à augmenter leurs exportations⁵.

Par contre, les échanges entre le Mexique et les États-Unis ont été beaucoup plus faibles. En 1998, les États-Unis ont exporté 1 510 GWh vers le Mexique, soit environ 8 % de l'ensemble de leurs exportations (le reste des exportations est allé au Canada). Pendant la même période, le Mexique n'a exporté que près de 10 GWh vers les États-Unis, principalement à partir de la région de Baja California. Certains indices laissent penser que ces courants d'échange vont changer et que le Mexique pourrait devenir, à terme, un exportateur net d'électricité vers le marché des États-Unis.

³ Les données sur les échanges en général, notamment sur les échanges d'électricité, varient selon les sources. Les données citées ici proviennent de l'étude intitulée *Electricity Information* (éd. 2001) de l'AIE, Paris. Ces données ne représentent qu'une petite partie de la production américaine, mais une forte proportion de la production canadienne.

⁴ L'Office national de l'énergie, l'organisme de réglementation du gouvernement fédéral, a indiqué récemment que des initiatives de la FERC comme la création d'organisations de transport régionales « pourraient mener à un plus vaste commerce nord-sud et à une plus grande intégration des marchés de l'électricité des États-Unis et du Canada. Dans la mesure où le Canada maintient sa compétitivité, il en résulterait des revenus d'exportation plus élevés », probablement en raison d'une augmentation des volumes d'exportation. Office national de l'énergie, 2001, *Tendances et enjeux dans le secteur canadien de l'électricité*, gouvernement du Canada.

⁵ C'est également le cas de la société *Ontario Power Generation*, propriété du gouvernement de l'Ontario, qui possède l'équipement de production de l'ancienne Ontario Hydro.

L'évolution des échanges à court et à moyen termes dépend de nombreux facteurs, dont les taux prévus de croissance de la demande et de l'offre nationales d'électricité, l'évolution du prix relatif de l'électricité entre les régions et l'expansion des réseaux de transport de l'électricité entre régions et entre pays. À ce jour, des contraintes importantes persistent en ce qui concerne le transport interrégional, malgré une augmentation continue et marquée des échanges interrégionaux. La réforme des politiques relatives au transport est étroitement liée aux réformes réglementaires globales qui continuent de transformer le secteur.

Les nouvelles règles relatives à la concurrence et au commerce constituent des catalyseurs importants dans l'intégration des marchés de l'électricité de plusieurs États ou provinces clés, ainsi que dans l'accroissement du commerce international.

Des deux domaines de réforme qui transforment le marché, les changements dans les politiques relatives à la concurrence et la restructuration connexe du marché ont déjà eu un effet marqué aux États-Unis et entre ce pays et ses voisins. Aux États-Unis, les arrêtés 888, 889 et 2000 de la FERC, qui sont établis en vertu du mandat défini dans l'*Energy Policy Act of 1992* (Loi sur la politique énergétique de 1992), sont les moteurs de la restructuration du marché. Il existe maintenant un nombre impressionnant d'études consacrées aux règles, à leurs buts et à leurs effets probables sur les marchés de l'électricité aux États-Unis.

Compte tenu de la taille, de la proximité et de l'importance du marché des États-Unis pour les services publics canadiens, il n'est pas surprenant que les changements qui interviennent dans ce pays continuent d'avoir d'importantes répercussions sur la structure et les règles du marché au Canada. À preuve, le marché de l'électricité de l'Alberta a été restructuré en 1996, tandis qu'en Ontario, le marché devrait être ouvert à la concurrence dès ce printemps. Par ailleurs, plusieurs sociétés canadiennes de services publics ont restructuré leurs activités conformément aux arrêtés 888 et 889 de la FERC, de manière à pouvoir accéder au marché américain. Ces sociétés suivent de près la mise en application de l'arrêté 2000, aux termes duquel il pourrait être nécessaire de faire partie d'une organisation de transport régionale pour conserver l'accès au marché.

À cet égard, il ne fait nul doute que les initiatives de la FERC, à commencer par l'arrêté 888, ont eu un effet marqué sur les marchés canadiens de l'énergie.

Au Mexique, l'organe de réglementation officiel, la *Comisión Reguladora de Electricidad* (CRE, Commission de réglementation de l'électricité), n'a pas entièrement adhéré aux arrêtés 888, 889 et 2000 de la FERC. La CRE a même exprimé des préoccupations au sujet des répercussions extraterritoriales potentielles de ces changements aux règles et de leur impact sur le secteur mexicain de l'électricité. Cependant, d'un point de vue général, la CRE a accueilli avec satisfaction ce qu'elle a appelé (lorsqu'elle a délivré son premier permis d'exportation à un service public appartenant à une société étrangère, en 2000) un « pas de plus vers l'intégration d'un marché nord-américain de l'énergie »⁶.

L'Accord de libre-échange nord-américain (ALÉNA) est le second catalyseur vers la création d'un marché nord-américain de l'énergie. Bien que l'ALÉNA n'ait sans doute pas eu d'effet mesurable sur l'accroissement du commerce de l'électricité⁷, il est très probable que cet accord

⁶ *InfoCRE*, Marzo-Abril 2000, Año 3, n° 2 4/4

⁷ Cela ne veut pas dire que la libéralisation du commerce n'a pas de répercussions importantes sur le marché de l'électricité. En effet, le commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada a considérablement augmenté après la signature de l'Accord de libre-échange entre ces deux pays (voir la section VIII).

jouerait un rôle central dans l'arbitrage de différends commerciaux concernant l'électricité entre les trois pays. De plus, l'ALÉNA procure une stabilité et une prévisibilité à long terme propices aux gros investissements en capital requis dans le secteur.

Le contexte environnemental du secteur de l'électricité

L'accès à des services d'électricité fiables et économiquement abordables constitue une pierre angulaire de la stabilité économique dont dépend la prospérité. Une politique énergétique à long terme et durable est essentielle à notre bien-être économique. En même temps, pour les Nord-Américains, la mise en place d'un marché continental de l'électricité constitue l'enjeu le plus important du point de vue environnemental.

Les avantages de l'électricité sont évidents, mais il n'en reste pas moins que la production d'électricité est une activité à valeur énergétique et environnementale élevée. Un aperçu des rejets annuels par le secteur de l'électricité pendant la seconde moitié des années 1990 en ce qui concerne les polluants atmosphériques courants — oxydes d'azote (NO_x), dioxyde de soufre (SO₂), dioxyde de carbone (CO₂) et mercure — est présenté au tableau 2 (concentrations totales, par habitant, par km² et par unité d'énergie). Il semble que ce soit la première fois qu'un tel inventaire des rejets de polluants dans les trois pays ait été dressé, même s'il ne constitue que le « plus proche appariement » que la CCE ait été en mesure d'établir à partir de sources disparates qui ont fourni des données sur des périodes de temps tout aussi disparates. Une analyse des données, des méthodes et des hypothèses est présentée à la section III ainsi que dans le document de travail I⁸.

Les répercussions de la pollution atmosphérique et les incidences environnementales attribuables au secteur de l'électricité sont considérables et bien documentées. Parmi ces répercussions, on compte les dépôts acides sur les lacs, les cours d'eau, les forêts, les bâtiments et la santé humaine. La production d'électricité est une source importante de CO₂, le principal gaz à effet de serre (GES). Elle est également une source notable d'ozone troposphérique et de particules fines.

L'ozone et les particules fines sont des exemples classiques des répercussions internationales, aux chapitres de l'environnement et des politiques, des choix de sources d'énergie faits par le secteur de la production d'électricité en Amérique du Nord. Des précurseurs de ces polluants sont rejetés par les hautes cheminées des centrales alimentées avec des combustibles fossiles. Ces précurseurs, notamment les NO_x, produisent du smog et de la brume sèche dans l'atmosphère, qui traversent facilement les frontières politiques nord-américaines, provoquant des problèmes de qualité de l'air au sujet desquels les autorités de la région touchée n'ont pas compétence. Les polluants peuvent être transportés sur des distances relativement courtes ou sur de grandes distances. Ainsi, l'ozone et les matières particulaires quittent Mexicali, dans l'État de Baja California, et traversent la frontière pour pénétrer dans l'Imperial Valley de la Californie. La Californie peut retourner la politesse en envoyant la pollution produite à Los Angeles et San Diego à Tijuana⁹. Les polluants peuvent être transportés sur de plus longues distances, parfois des centaines de kilomètres, comme dans le cas de l'ozone et des particules fines rejetées par les centrales des États américains du Midwest et du Nord-Est, qui se déplacent sous forme de « rivières de pollution atmosphérique » jusque dans l'est du Canada. Les polluants peuvent même parcourir des milliers de kilomètres, comme l'ont montré des photographies prises par satellite de la fumée d'incendies de forêt dans le sud du Mexique, que l'on pouvait observer au-dessus de la

⁸ Miller, P., Z. Patterson et S. Vaughan, 2001, *Background Paper I for Article 13 Secretariat Note: Estimating Future Air Pollution from New Electric Power Generation*, CCE, Montréal (ailleurs dans le présent document).

⁹ CCE, 1997, *Les mouvements de polluants à l'échelle du continent*, Montréal.

vallée du Mississippi, jusqu'à la côte atlantique des États-Unis. Il semble tout à fait logique de penser que si le smog et la brume sèche produits par la combustion d'arbres vivants réussissent à se déplacer sur de telles distances, le smog et la brume sèche produits par la combustion d'arbres préhistoriques (p.ex., le charbon) peuvent en faire autant.

La capacité qu'ont les polluants atmosphériques de traverser les frontières est une source de préoccupations. En effet, l'existence de normes environnementales différentes peut avoir une incidence sur l'implantation de nouvelles sources de pollution qui risquent de se retrouver dans une voie de transport des polluants. Par exemple, des promoteurs du développement électrique ont prévu de construire un certain nombre de nouvelles centrales dans le nord de l'État de Baja California. L'*Environmental Protection Agency* (EPA, Agence de protection de l'environnement) des États-Unis a récemment établi que la majeure partie des particules à l'origine d'infractions aux normes sanitaires dans l'Imperial Valley, en Californie, provenait de l'autre côté de la frontière (Baja California)¹⁰. Le *Department of Energy* (DOE, Ministère de l'Énergie) a constaté que le Mexique est un endroit attrayant pour les promoteurs qui veulent alimenter la Californie en électricité parce que les exigences environnementales y sont moins rigoureuses¹¹. Au nord, les promoteurs proposent l'implantation d'une grappe relativement concentrée de nouvelles centrales au charbon en Alberta, proposition qui constituerait le plus grand projet de production d'électricité dans des centrales au charbon en Amérique du Nord. Parallèlement, les critiques font valoir que ces centrales n'auront pas à respecter les mêmes normes de pollution en ce qui concerne les particules totales, le SO₂ et les NO_x que les centrales situées ailleurs en Amérique du Nord¹².

Globalement, environ 25 % de tous les rejets de NO_x aux États-Unis proviennent du secteur de l'électricité; il en est de même d'environ 35 % des rejets de CO₂, d'un quart des rejets totaux de mercure et de près de 70 % des rejets de SO₂. La majeure partie des rejets de polluants atmosphériques provient des centrales alimentées au charbon et au mazout. Les coûts les plus immédiats et les plus prononcés de la production d'électricité ont été liés aux impacts sur la santé humaine. Malgré des améliorations dans la réduction des rejets de NO_x et de SO₂, 62 millions de personnes, soit 23 % de la population américaine, vivent dans des régions où les normes fédérales de qualité de l'air ambiant ne sont pas respectées¹³. On a estimé que les microparticules en suspension dans l'air, dont une partie mesurable provient du brûlage de combustibles fossiles dans les centrales électriques, étaient à l'origine de 60 000 décès prématurés chaque année aux États-Unis. Au Canada, on évalue que jusqu'à 16 000 personnes pourraient décéder chaque année à cause des rejets de polluants atmosphériques. Chaque jour, aux États-Unis et au Canada, plus de 200 personnes meurent prématurément à cause de la pollution de l'air. En plus des polluants courants, le secteur de l'électricité représente la plus grande source de rejets de substances toxiques au Canada et aux États-Unis¹⁴. En outre, on a établi un lien entre la construction de grandes centrales hydroélectriques et la mise en danger des poissons d'eau douce et d'autres espèces dans certaines régions de l'Amérique du Nord. De même, on croit que l'inondation de

¹⁰ *Federal Register*, Vol. 66, N° 203, p. 53,106-53,112 (19 octobre 2001).

¹¹ *U.S. Department of Energy* (DOE), *An Energy Overview of Mexico*, <<http://www.fe.doe.gov/international/mexiover.html>> (mise à jour du 5 sept. 2001) (où il est écrit que « les règlements environnementaux moins stricts du Mexique ont incité les entreprises à installer leurs centrales au Mexique pour produire de l'électricité qui sera exportée en Californie »).

¹² Fiche d'information du Pembina Institute, *New Alberta standards for emissions from coal-fired power plant less stringent than other jurisdictions*, <<http://pembina.piad.ab.ca/news/press/2001/2001-06-18bg.php>> (18 juin 2001) (consulté le 12 octobre 2001).

¹³ EPA, 1999, *National Air Quality: 1999 Status and Trends*.

¹⁴ INEGI/Semarnap, 2000; CCE, 2001, *À l'heure des comptes 1998*. Le rapport ne contient pas de données sur les rejets de substances toxiques au Mexique.

certains secteurs pour créer des réservoirs a entraîné la destruction d'habitats dans les environs immédiats des terres inondées. Par ailleurs, l'hydroélectricité favorise la mobilisation du mercure présent dans d'autres rejets atmosphériques, ce qui entraîne sa concentration dans la chaîne alimentaire sous forme de méthylmercure.

Au Mexique, les chiffres ne sont pas plus encourageants. En 2000, le nombre de jours où les normes n'ont pas été respectées a atteint 337 à Mexico, 211 à Guadalajara et 111 à Mexicali, la ville qui vient juste de recevoir l'autorisation d'exporter de l'électricité aux États-Unis¹⁵.

Évaluation des effets futurs de la croissance et de l'intégration du marché

Compte tenu du profil environnemental actuel du secteur de l'électricité, la question se pose de savoir si l'accroissement du commerce et l'intégration du marché auront un effet quelconque sur les impacts environnementaux et, le cas échéant, s'il s'agira d'une amélioration ou d'une aggravation.

Les évaluations environnementales des changements dans les politiques liés à la libéralisation du marché, tels que la promulgation des arrêtés 888, 889 et 2000 de la FERC, ou encore l'ALÉNA, posent des défis différents, du point de vue méthodologique, par comparaison avec les évaluations d'impact environnemental (EIE) d'aménagements particuliers. Bien entendu, les enseignements tirés des EIE sont d'une valeur inestimable quand il s'agit d'évaluer les effets en amont et en aval, les effets cumulatifs et autres. Il en est de même du rôle central de la transparence des EIE et de la participation du public aux travaux d'évaluation.

Au cours de la dernière décennie, des progrès ont été accomplis en ce qui concerne l'évaluation des impacts environnementaux de la libéralisation du commerce, notamment en ce qui concerne les méthodes d'évaluation, qui s'appuient sur les travaux réalisés par l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), la CCE et d'autres. Aux fins de l'évaluation, les impacts environnementaux de la libéralisation du commerce se décomposent comme suit¹⁶ :

- effets d'échelle : mesure dans laquelle le libre-échange entraîne une augmentation de l'activité économique globale, ainsi qu'une croissance économique dans un secteur donné;
- effets sur la composition de l'activité économique : mesure dans laquelle le libre-échange provoque des changements dans la structure de l'économie, en général sous la forme d'un accroissement de la part du secteur des services dans le produit intérieur brut (PIB);
- effets sur la technologie : mesure dans laquelle le libre-échange et un meilleur accès au marché accélèrent l'innovation technologique et le roulement du capital¹⁷;
- effets sur les produits : mesure dans laquelle le libre-échange modifie les caractéristiques de la demande pour différents produits;

¹⁵ INEGI/Semarnap, 2000, *Indicadores de Desarrollo Sostenible en México*, Aguascalientes.

¹⁶ OCDE, 2000, *Assessing the Environmental Effects of Trade Liberalization Agreements: Methodologies*, Paris; CCE, 1999, *Cadre d'analyse pour l'évaluation des répercussions environnementales de l'ALÉNA*, Montréal.

¹⁷ Il convient de mentionner que certains prétendent que, d'après la théorie économique, la concurrence entraîne un ralentissement du roulement du capital, étant donné que le loyer de l'argent augmente lorsque le risque est transféré du contribuable à l'actionnaire. Plus le loyer de l'argent est élevé, plus les entreprises auront tendance à reporter les investissements importants et à augmenter les activités qui peuvent couvrir leurs frais variables. Certaines données empiriques viennent confirmer cette opinion.

- effets sur la réglementation : mesure dans laquelle le libre-échange provoque des changements dans les règlements et dans les politiques chez les partenaires commerciaux.

À ces cinq effets étroitement liés, il faut en ajouter un sixième, à savoir les effets sur l'implantation des entreprises, c'est-à-dire la mesure dans laquelle le libre-échange entraîne un déplacement de l'activité économique (accompagné par des externalités environnementales et sociales) d'une région ou d'un pays à l'autre.

De manière générale, on constate que les effets sur la composition de l'activité économique, la technologie, les produits et la réglementation ont la capacité de réduire ou de compenser partiellement l'impact environnemental des effets d'échelle. Cet effet de compensation est mis en évidence par la dissociation constante de la consommation totale d'énergie et des impacts environnementaux. Depuis l'entrée en vigueur de l'ALÉNA en 1994, l'intensité énergétique (quantité d'énergie nécessaire pour produire une unité de PIB) au Canada et aux États-Unis a diminué de 9 % et 10 %, respectivement. Pendant la même période, l'intensité énergétique au Mexique a augmenté marginalement de 1 % (voir le tableau 1).

Estimation des effets d'échelle des nouvelles installations de production d'électricité prévues

Pour évaluer les répercussions environnementales probables d'un accroissement du commerce, il convient de considérer tout d'abord l'envergure actuelle et la composition du portefeuille énergétique du secteur de l'électricité du Canada, du Mexique et des États-Unis, puis d'examiner la croissance globale possible de la production d'électricité à court et à moyen termes. Ces deux ensembles de données — capacités installées actuelle et future — donnent une idée des effets d'échelle potentiels du secteur de l'électricité, dans le contexte des plans actuels de l'industrie.

Il existe de nombreuses prévisions de la croissance estimative de l'offre et de la demande dans le secteur de l'électricité jusqu'en 2025. Les résultats de ces prévisions faites par des organismes gouvernementaux du Canada, du Mexique et des États-Unis sont résumés dans la section III.

Pour compléter ces prévisions, la CCE a utilisé une base de données appelée NEWGen, gérée par la société de conseil RDI/Platts¹⁸. Cette base de données renferme de l'information sur les changements annoncés dans la capacité de production au Canada et aux États-Unis (ajouts et retraits consécutifs à la mise hors service de centrales). Cette information est complétée par des données fournies par les autorités fédérales mexicaines, en l'occurrence la *Comisión Federal de Electricidad* (CFE, Commission fédérale de l'électricité) et la CRE. (Par « ensemble de données NEWGen » ci-dessous, on entend l'ensemble de données ainsi complété.)

La base de données NEWGen inclut toutes les centrales éventuellement reliées au réseau, les installations de producteurs indépendants ayant signé des contrats de production, les ajouts de capacité par les services publics, le retour de capacité hors réseau et les reclassifications de centrales existantes. Compte tenu de cette information et d'autres renseignements, la base de données révèle qu'en août 2001, les services publics, les investisseurs et les planificateurs dans le domaine de l'énergie avaient annoncé des plans relatifs à la construction de plus de **1 900** nouvelles centrales électriques en Amérique du Nord d'ici 2007¹⁹.

¹⁸ RDI/Platts NEWGen Database, éd. d'août 2001, Boulder, Colorado.

¹⁹ L'ensemble de données comprend les centrales qui sont entrées en exploitation depuis 1999. Il en est ainsi parce que 1998 est l'année la plus récente pour laquelle on dispose de données de référence comparables sur les rejets.

Au chapitre de la capacité totale, la base de données NEWGen indique qu'on observerait une augmentation maximale de **50 %** de la capacité installée par rapport à la capacité actuelle, soit un ajout de capacité installée d'environ 500 000 mégawatts (MW).

Même avant le ralentissement économique qui a suivi les événements du 11 septembre, il était hautement improbable que toute la nouvelle capacité de production annoncée aujourd'hui, voire la majeure partie de cette capacité, devienne opérationnelle dans un délai de cinq ans. Même lorsque les circonstances sont très favorables, de nombreux projets ne se concrétisent pas. Il y a trop de variables qui peuvent influencer, et qui influenceront, sur ces prévisions, qu'il s'agisse de changements dans la croissance économique en général, de changements dans les progrès technologiques que les modélisateurs ont encore du mal à incorporer dans leurs modèles, de changements dans la composition du portefeuille de sources d'énergie ou des augmentations de la charge de base par rapport à la charge de pointe, pour n'en nommer que quelques-uns. En effet, avec la baisse des prix de l'électricité, prix qui avaient atteint un sommet en 2000, de plus en plus de projets sont mis au rancart. La récession actuelle et la faillite d'Enron ont causé une augmentation faramineuse du taux d'attrition. Selon le *Wall Street Journal*, 18 % de la capacité annoncée avait déjà été annulée à la fin de 2001²⁰.

Néanmoins, la base de données NEWGen fournit quelques renseignements au sujet des technologies et, à partir de ces renseignements, il est possible de déduire des facteurs de capacité entre la production correspondant à la charge de base (habituellement fournie par des centrales hydroélectriques, des centrales au charbon et des centrales nucléaires) et la production correspondant à la charge de pointe.

Par ailleurs, la politique énergétique nationale des États-Unis fournit une indication de l'écart entre la capacité globale annoncée et la nouvelle capacité réelle lorsqu'elle souligne que, sur le nombre total d'installations de production annoncé en 1994, environ 40 % avaient été construites en 1999. En tenant compte de ce chiffre et d'autres facteurs, la CCE a pu estimer les émissions possibles en 2007. (Voir le résumé des données ci-après; les données complètes sont présentées au tableau 9, section IV.)

La base de données NEWGen fournit une indication des répercussions possibles des plans actuels d'accroissement de la capacité installée de production d'électricité. Dans le cas correspondant à la limite inférieure, ces plans se traduiraient au Canada, d'ici 2007, par une augmentation de 3 % des rejets de CO₂, la stabilité des rejets de SO₂ et de mercure et une augmentation de 4 % des rejets de NO_x. Au Mexique, les valeurs limites inférieures correspondantes sont les suivantes : augmentation de 29 % des rejets de CO₂, augmentation de 2 % des rejets de SO₂, augmentation de 40 % des rejets de NO_x et augmentation de 19 % des rejets de mercure. Enfin, aux États-Unis, les valeurs limites inférieures s'établissent comme suit : augmentation de 14 % des rejets de CO₂; diminution de 1 % des rejets de SO₂; augmentation de 3 % des rejets de NO_x, et augmentation de 3 % des rejets de mercure.

Cette nouvelle capacité de production aura d'autres répercussions environnementales, outre les effets des rejets de polluants atmosphériques courants. Ces autres répercussions comprennent des changements dans les rejets de produits toxiques (surtout par les centrales au charbon et au mazout) ainsi que les impacts des nouvelles centrales hydroélectriques et nucléaires.

²⁰ Smith, R., « Power Industry Cuts Plans for New Plants, Posing Risks for Post-Recessionary Period », *Wall Street Journal*, 4 janvier 2002.

En outre, l'accroissement de la capacité installée et l'accent mis sur le transport interrégional exigeront probablement une augmentation de la capacité de transport. On a établi un lien entre le défrichement nécessaire à la construction et à l'entretien des lignes de transport à haute tension et la transformation des habitats dans les secteurs touchés.

La question fondamentale qui se pose est alors celle de savoir dans quelle mesure ces impacts peuvent être contrebalancés par d'autres facteurs. Outre les règlements environnementaux fixant des plafonds pour les rejets ou imposant des normes de performance environnementale ou l'équivalent, il a été prouvé que les règlements peuvent stimuler l'innovation technologique. En plus des effets technologiques, il faut également tenir compte des effets compensateurs possibles des normes d'efficacité énergétique côté demande et de la croissance du marché potentiel des énergies renouvelables.

Côté demande, on s'attend à ce que la libéralisation du commerce et l'ouverture des marchés à la concurrence se traduisent à terme par une réduction des prix de l'électricité. Diverses projections et prévisions ont été faites au sujet de l'ampleur de cette baisse des prix²¹. Des expériences récentes laissent penser que l'élasticité de la demande d'électricité peut être assez importante. Par exemple, suite à l'augmentation des prix de l'électricité pendant les années 2000 et 2001 en Californie, la demande globale d'électricité dans cet État a chuté de 12 % entre juin 2000 et juin 2001. En revanche, il est probable qu'une baisse du prix de l'électricité, consécutive à des gains d'efficacité et à d'autres changements, se traduira par une augmentation de la consommation globale d'électricité. Cependant, cette augmentation sera probablement marginale.

Les changements dans la demande pour les différents combustibles utilisés comme matière première ont des répercussions beaucoup plus importantes sur la qualité de l'environnement que les changements induits par les prix dans la demande finale. Les analyses des facteurs influant sur les échanges entre régions montrent généralement que les différences dans les coûts de ces combustibles constituent un facteur déterminant en ce qui concerne les avantages comparatifs des partenaires commerciaux. Cependant, au moins à court et à moyen termes, ce sont les écarts de prix qui détermineront les effets de la restructuration du marché sur la qualité de l'environnement. À titre d'exemple, la FERC a récemment mis en lumière des « disparités de tarif importantes » entre des régions voisines aux États-Unis, disparités largement associées aux prix des combustibles. La FERC fait remarquer que, dans un régime de libre accès, les consommateurs peuvent réaliser des économies en achetant de l'électricité moins chère produite dans des régions où les coûts sont moins élevés²². (Il est tout de même peu probable qu'un prix de rajustement unique soit établi pour toutes les régions à court et à moyen termes, en raison d'obstacles tels que ceux liés au transport et la position dominante d'une entreprise sur le marché). De façon générale, les coûts de production de l'électricité augmentent lorsqu'on passe des centrales au charbon et des centrales nucléaires aux centrales alimentées au gaz naturel, aux installations de production d'hydroélectricité et aux centrales alimentées aux sources d'énergie renouvelable²³.

²¹ À titre d'exemple, dans son rapport n° 17 (mai 2001) intitulé *Prices and Emissions in a Restructured Electricity Market*, où sont compilés les résultats de plusieurs modèles sur les effets de la restructuration, l'*Energy Modeling Forum* (Stanford University) estime qu'aux États-Unis, les prix de gros moyens de l'électricité à court terme se situeront entre 25 \$US/MWh et 34 \$US/MWh (en dollars de 1997), puis diminueront de façon marginale par la suite, s'établissant entre 25 \$US/MWh et 30 \$US/MWh. Compte tenu de l'élasticité globale de la demande d'électricité, une baisse marginale des prix se traduit à terme par une augmentation marginale de la demande globale.

²² FERC, 2000, *State of Markets 2000*, Washington, D.C.

²³ Une étude financée par la CCE dans le cadre de la préparation du présent rapport montre que, entre 1997 et 2000, à mesure que de nouvelles politiques de concurrence étaient adoptées, le marché a évolué vers le scénario « la concurrence favorise le charbon » de la FERC, ce scénario étant celui qui correspond le mieux à ce qui s'est produit. Les effets environnementaux de cette évolution comprennent un accroissement des rejets de CO₂ et de mercure, parce

L'ouverture des marchés a également pour conséquence de permettre de fixer des prix de telle sorte que les externalités environnementales soient internalisées. Par exemple, dans un récent rapport, l'*Energy Modeling Forum* (Forum sur la modélisation de l'énergie) de la *Stanford University* fait valoir que, grâce à la concurrence, « des prix reflétant les coûts réels inciteront l'industrie et les consommateurs à faire plus attention à l'efficacité et à l'économie d'énergie²⁴ ».

Avec la restructuration, de nombreux produits et services liés à l'électricité ont vu pour la première fois leurs prix fixés en fonction du marché. Sous l'effet combiné des marchés libres et des règles commerciales, la pression pour que les prix reflètent les coûts réels devient très forte. L'expérience montre également que des marchés dysfonctionnels ou inexistant, où s'accumulent les problèmes de prix, d'information et de politiques, ne font qu'aggraver les problèmes environnementaux. Le rôle de la baisse des subventions dans la réduction des distorsions du marché est examiné à la section V.

Une autre façon d'arriver à l'internalisation des coûts environnementaux par le biais de la fixation des prix consiste à répondre au désir des consommateurs. Dans ce marché, la concurrence basée sur le prix, la qualité et la fiabilité devraient être tout à fait compatible avec l'apparition d'un certain nombre de mécanismes de marché axés sur l'électricité verte.

Les mécanismes basés sur le choix des consommateurs — initiatives des services publics visant à fixer un prix spécial pour l'électricité verte, programmes d'écocertification et autres mesures — devraient permettre aux consommateurs de choisir des services écologiques lorsqu'ils se préoccupent des répercussions environnementales de la production d'électricité dans des centrales classiques²⁵.

On observe le même phénomène lorsqu'on permet aux consommateurs d'acheter des produits plus éconergétiques, tant du côté demande — des appareils ménagers jusqu'aux normes de construction — que du côté offre, où les normes d'efficacité s'améliorent. Il existe de nombreux exemples de réussites au chapitre des produits écologiques. De plus, les plans annoncés à la mi-juillet 2001 en vue de la commercialisation au Canada de certains produits portant le logo *Energy Star* représentent un pas en avant vers l'adoption de normes pancontinentales uniformes concernant l'efficacité des produits et services, normes qui seraient d'application volontaire et assorties de programmes d'étiquetage également d'application volontaire.

L'ouverture des marchés nord-américains depuis le milieu des années 1990 s'est traduite par un accroissement des échanges trilatéraux d'équipement servant à la production d'électricité. À titre d'exemple, les exportations de biens d'équipement des États-Unis vers le Mexique ont presque doublé entre 1996 et 1999, passant de 1,059 milliard à 1,961 milliard de dollars américains, tandis que les importations canadiennes de biens d'équipement en provenance du Mexique passaient de 2,1 milliards à 3,1 milliards de dollars américains pendant la même période²⁶. On s'attend

que ces polluants ne font pas l'objet de contrôles et parce que le charbon produit beaucoup plus de ces polluants que les autres combustibles fossiles. Voir le document d'information préparé par T. Woolf, G. Keith, D. White et F. Ackerman, 2001, *A Retrospective Review of FERC's Environmental Impact Statement on Open Transmission Access*, Synapse Energy Economics, Cambridge (MA) et Tufts University (ailleurs dans le présent volume).

²⁴ Energy Modeling Forum (mai 2001), *Prices and Emissions in a Restructured Electricity Market*, Rapport n° 17, EMF, Stanford University.

²⁵ Il convient de mentionner que les programmes qui prévoient l'achat d'électricité « verte » ne sont pas aussi populaires que certains de leurs promoteurs l'auraient souhaité. Il faut donc se garder d'en exagérer les répercussions, celles-ci étant minimales par rapport à celles d'autres programmes.

²⁶ Le tableau complet des volumes des échanges trilatéraux pour l'équipement de production d'électricité entre 1994 et 1999 figure à l'annexe I. Source : Données sur le commerce en direct, Industrie Canada, Gouvernement du Canada.

normalement à ce que l'accroissement des échanges de biens d'équipement soit profitable du point de vue environnemental, puisque les marchés ouverts entraînent une accélération du taux de roulement du capital et une diffusion des technologies de production à la pointe du progrès. Cependant, les effets réels de l'accroissement des échanges de biens technologiques dépendent évidemment de la nature des échanges : si les biens technologiques sont uniquement destinés à de grandes centrales électriques, les gains d'efficacité risquent fort d'être entièrement compensés par les effets d'échelle de ces centrales.

La voie sur laquelle l'Amérique du Nord s'est engagée dans le domaine de l'énergie (tout au moins d'après l'ensemble de données NEWGen) est apparemment celle de l'augmentation de l'offre pour répondre à une croissance de la demande. Il y a 25 ans, cette voie était décrite comme la voie de l'« énergie dure », caractérisée par la « rapide expansion d'une production centralisée hautement technologique pour accroître l'offre d'énergie, particulièrement l'offre d'électricité »²⁷. Une autre voie, qui a fait ses preuves depuis les chocs pétroliers du milieu des années 1970, met l'accent sur l'efficacité énergétique, les stimulants et d'autres mesures visant à accroître la part des énergies renouvelables, ainsi que sur les installations de production d'électricité à plus petite échelle et sur les réseaux de distribution²⁸.

Il est évident que, dans bien des cas, il est plus économique de réduire la consommation d'énergie que de construire de nouvelles centrales à grande échelle, surtout lorsqu'on tient compte des externalités. Cependant, l'efficacité énergétique, qui est probablement la meilleure façon de réduire la demande globale, intéresse peu les investisseurs, qui cherchent à répondre à la croissance de la demande en augmentant l'offre. Aussi, certaines personnes allèguent qu'on exagère le potentiel d'efficacité énergétique, parce qu'on sous-estime les investissements dans ce domaine et qu'on surestime les taux de pénétration. On a mis au point des outils réglementaires visant à s'assurer que l'offre et la demande sont comparées sur des bases équitables, mais ces outils sont rarement utilisés, de nombreux organismes de réglementation estimant que les forces du marché peuvent à elles seules dicter les choix appropriés.

L'une des façons de limiter les effets d'échelle de la production d'électricité consiste, comme il est mentionné ci-dessus, à recourir aux énergies renouvelables. La mise en œuvre de normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables constitue une solution pour promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables en Amérique du Nord.

L'accroissement des échanges va entraîner des changements dans l'emplacement des nouvelles centrales électriques. Les changements au niveau de l'offre pourraient se traduire par un changement dans la nature et l'ampleur des effets environnementaux. Se pose alors la question de savoir dans quelle mesure les différences dans les réglementations environnementales peuvent influencer sur ces changements dans l'implantation des centrales. L'expérience montre que les industries polluantes ou produisant de grandes quantités de substances toxiques ont tendance à se déplacer vers les pays où les normes environnementales sont moins rigoureuses. On pourrait supposer que cette tendance résulte des seuls effets de la libéralisation du marché en général sur la composition de l'activité économique (le secteur de la fabrication cédant la place au secteur des services), mais des données indiquent que certaines industries ont profité des différences dans les réglementations pour réduire les coûts des investissements et de l'exploitation dans des marchés

²⁷ A.B. Lovins, « Energy Strategy: the Road Not Taken? », dans *Foreign Affairs*, 55(1) : 65–96.

²⁸ Les planificateurs ont toujours considéré les projets à très grande échelle comme le moyen le plus efficace pour maximiser les économies d'échelle. Cependant, grâce aux progrès technologiques, il n'est plus nécessaire de construire une centrale de 1 000 MW pour réaliser des économies d'échelle. Les turbines à gaz à cycle combiné peuvent être rentables à 400 MW et les turbines à gaz de type aviation, à 10 MW.

plus étroits. L'ampleur de ce déplacement est toutefois difficile à évaluer, tout comme les impacts environnementaux.

En effet, alors que l'évolution du marché nord-américain de l'électricité continue d'être guidée par des règles uniformes et convergentes basées sur des politiques de concurrence et des lois commerciales, aucun effort comparable n'a été entrepris pour faire en sorte que les réglementations environnementales des trois pays assurent une plus grande protection de l'environnement en Amérique du Nord.

L'environnement dans l'évolution du marché nord-américain de l'énergie : la promesse politique

L'avenir du secteur nord-américain de l'électricité dépend dans une large mesure des choix politiques qui seront faits au cours des prochaines années. Au mois d'avril 2001, les trois chefs d'état des Parties à l'ALÉNA — le premier ministre Chrétien du Canada, le président Fox du Mexique et le président Bush des États-Unis — se sont exprimés ainsi, dans une déclaration commune émise après leur rencontre historique :

Nous avons engagé des consultations au sujet de l'élaboration d'une approche nord-américaine à l'importante question des marchés de l'énergie. À cette fin, nos ministres de l'Énergie ont créé un Groupe de travail nord-américain sur l'énergie. Cette tribune, qui se penchera sur les questions techniques, jouera un rôle de premier plan dans le renforcement des efforts de communication et de coordination en vue de mettre en place des marchés nord-américains de l'énergie efficaces qui aideront nos gouvernements à répondre aux besoins énergétiques de nos peuples. Nous avons insisté sur l'importance de l'économie d'énergie, la mise au point de nouvelles sources d'énergie, de même que notre engagement commun à l'égard de l'atténuation des effets environnementaux liés à la consommation d'énergie.²⁹

Pour examiner toutes ces questions, nous avons divisé le présent document en huit sections. La section I présente un aperçu de la situation actuelle du secteur nord-américain de l'électricité, en ce qui a trait à la capacité installée, à la production et au portefeuille de sources d'énergie. La section II décrit le contexte environnemental de la production d'électricité, en insistant sur les polluants atmosphériques courants et sur les autres impacts environnementaux autres que de nature atmosphérique. La section III porte sur les changements possibles dans la demande et l'offre d'électricité et présente des prévisions jusqu'en 2010 et 2020 ainsi qu'un examen des données NEWGen pour 2007.

La section IV est consacrée aux impacts environnementaux possibles des nouvelles installations de production d'électricité, qui sont évalués à partir d'une extrapolation des données NEWGen. La section V porte sur le rôle des variations de prix et de la création de marchés dans la réduction des externalités environnementales. La section VI examine les possibilités de compenser les effets d'échelle et les coûts externes, par le biais de la gestion de la demande, de l'efficacité énergétique, de l'utilisation des énergies renouvelables et de la coopération internationale. La section VII porte sur le rôle des évaluations des impacts environnementaux dans le secteur et les possibilités d'accroître la coopération régionale et internationale afin d'améliorer ces évaluations. Enfin, la section VIII examine les liens entre le libre-échange et la qualité de l'environnement ainsi que les impacts du libre-échange sur les politiques environnementales.

²⁹ En octobre 2001, trois sous-groupes de travail avaient été établis par le Groupe de travail nord-américain sur l'énergie : efficacité énergétique, fiabilité, comparabilité des données sur le secteur nord-américain de l'électricité. Un quatrième sous-groupe pourrait être créé, celui-là sur l'énergie renouvelable.

Section I – Le secteur nord-américain de l'électricité

Jusqu'à tout récemment, le secteur nord-américain de l'électricité était structuré selon le principe de l'intégration verticale, ce qui signifie que la production, le transport, la commercialisation et la distribution de l'électricité étaient pris en charge par une seule et même compagnie.

Cette structure industrielle a connu des changements sans précédent depuis 1996–1997 dans de nombreuses régions et de nombreux États des États-Unis et provinces du Canada. Le rythme et l'ampleur des réformes mises en œuvre ou envisagées sur ce marché varient considérablement, tant au sein de chaque pays qu'entre eux. Au Canada et aux États-Unis, certaines autorités, par exemple celles de l'Alberta et de la Californie, ont lancé d'importantes initiatives de restructuration. D'autres, comme celles de l'Ontario ou de l'Arkansas, ont annoncé des plans de restructuration future. Au Mexique, le secteur de l'électricité est dominé par une société d'État, la *Comisión Federal de Electricidad* (CFE, Commission fédérale de l'électricité). Toutefois, comme on l'a vu précédemment, depuis le milieu des années 1990, des capitaux privés considérables ont été investis dans ce secteur, et les autorités mexicaines examinent actuellement d'importantes propositions de restructuration.

Cette section donne un aperçu de certaines des grandes caractéristiques du secteur de l'électricité au Canada, au Mexique et aux États-Unis. Pour les personnes intéressées, il existe de nombreux rapports annuels qui font le point sur l'état des marchés de l'électricité dans les trois pays³⁰.

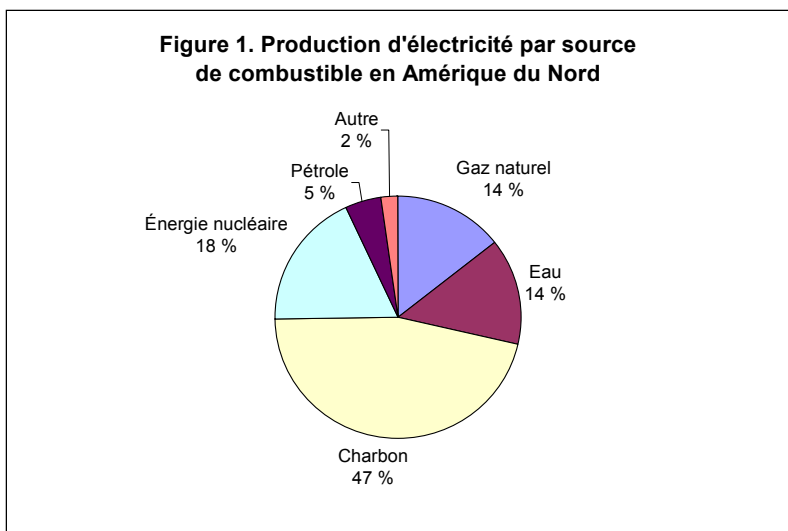
En 1999, la capacité installée de production d'électricité totalisait plus de 990 000 MW en Amérique du Nord, pour une production de 4 700 TWh. L'électricité est produite à partir de cinq sources d'énergie principales : la plus importante source de combustible (le charbon) génère 47 % de la production totale. Viennent ensuite, dans l'ordre, l'énergie nucléaire (18 %), le gaz naturel (14 %), l'énergie hydroélectrique (14 %), le pétrole (5 %) et d'autres sources (2 %), qui vont du bois à la biomasse, en passant par l'énergie éolienne (voir la figure 1)³¹.

Lorsqu'on regroupe les combinaisons de combustibles pour l'Amérique du Nord, on observe d'importantes différences entre les pays et entre les régions. Par exemple, au Canada, l'hydroélectricité compte pour environ 60 % de la production totale. Une forte proportion de la production hydroélectrique canadienne provient de très grands réservoirs. Par contre, aux États-Unis, le charbon est à l'origine de plus de 50 % de la capacité de production totale. Au Mexique, environ les deux tiers de l'électricité sont produits à partir de gaz naturel, de mazout (*combustóleo*) et de charbon.

La production d'électricité n'est qu'un des aspects de la fourniture d'électricité. L'infrastructure qui permet d'acheminer l'électricité de son lieu de production aux consommateurs est tout aussi importante. L'Amérique du Nord possède un réseau de transport d'électricité très moderne et très

³⁰ Pour le Canada, consulter les données sur l'énergie électrique publiées par l'Association canadienne de l'électricité et le ministère des Ressources naturelles du Canada, ainsi que d'autres documents de l'Office national de l'énergie (ONE) et du *North American Electric Reliability Council* (NERC, Conseil nord-américain de la fiabilité du service d'électricité). Pour le Mexique, voir le document du *Secretaría de Energía*, intitulé *Prospectiva del Sector Eléctrico*. Pour les États-Unis, voir *Annual Energy Outlook*, publié par l'*Energy Information Administration* (EIA, Agence d'information sur l'énergie), ainsi que d'autres documents de l'EIA, du NERC et de la FERC. Pour obtenir des renseignements à jour sur l'avancement de la restructuration du secteur américain de l'électricité, consulter le site <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_str/tab5rev.html>. Vous trouverez également des renseignements auprès de l'Agence internationale de l'énergie de l'OCDE.

³¹ AIE, 2001, *Electricity Information 2001*, OCDE, Paris.



étendu, qui compte plus de 362 000 km de lignes de transport de plus de 230 kV, soit 73 000 km au Canada, plus de 254 000 km aux États-Unis et un peu plus de 35 000 km au Mexique³².

Il existe aussi des écarts entre les trois pays en ce qui a trait à la consommation d'énergie par habitant. Au chapitre de l'intensité énergétique, le Mexique et le Canada affichent des niveaux similaires³³, tandis qu'aux États-Unis, on

consomme 30 % moins d'énergie par unité (dollar) du PIB. Les niveaux relativement élevés observés au Mexique et au Canada s'expliquent différemment dans les deux pays. Au Mexique, le secteur industriel traditionnel demeure un grand consommateur d'énergie, tandis qu'au Canada, même si le secteur industriel est plus développé et consomme relativement moins d'énergie, la demande demeure élevée pour le chauffage et le transport. Toutefois, les secteurs du commerce et des services canadiens et mexicains sont moins énergivores que ces mêmes secteurs aux États-Unis. Comme l'illustre le tableau 1, le Mexique a légèrement augmenté sa consommation d'énergie (1 %) par unité de PIB pendant les cinq premières années d'application de l'ALÉNA (fait qui peut être attribuable à une augmentation du volume de production), tandis qu'au Canada et aux États-Unis, le rapport énergie/PIB a diminué d'environ 10 %.

Tableau 1. Consommation d'énergie en Amérique du Nord, 1994–1999 (BTU/\$US de 1990)

Pays	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Écart entre 1994 et 1999
Canada	19 064	18 558	18 923	18 393	17 530	17 401	-9 %
États-Unis	14 038	13 934	13 893	13 361	12 837	12 638	-10 %
Mexique	17 562	18 832	18 664	18 093	18 142	17 766	1 %

Section II – Le secteur de l'électricité et l'environnement

Rien n'est plus difficile à gérer pour les responsables des politiques environnementales que les problèmes liés à la production, au transport et à la consommation d'électricité. Comme nous l'avons vu précédemment, la production d'électricité à partir de combustibles fossiles est la principale source de pollution atmosphérique, d'émissions de GES associés au changement climatique et de rejets de substances chimiques toxiques – dont les émissions gazeuses

³² NERC ES&D, 2000, Secretaría de Energía de México, 2000, *Prospectiva del Sector Eléctrico*.

³³ Quantité d'énergie consommée pour produire une unité de PIB. Voir le tableau 1.

métalliques et les gaz corrosifs en suspension dans l'air. La production d'électricité au moyen d'énergie hydraulique entraîne peu ou pas d'émissions atmosphériques. L'*US Geological Survey* (USGS, Commission géologique des États-Unis) considère toutefois que ce genre de production est une importante source de dangers pour les poissons d'eau douce aux États-Unis.

La production d'énergie thermoélectrique dépend aussi largement de l'apport en eau. La quantité d'eau moyenne utilisée pour produire ce type d'énergie aux États-Unis a diminué au cours des 50 dernières années, grâce aux progrès de la technologie : en 1950, il fallait environ 234 L d'eau pour produire 1 kWh et, dans les années 1990, il en fallait entre 75 et 94 L. Selon les estimations de l'USGS, on puise chaque jour plus de 733 milliards de litres d'eau souterraine et d'eau de surface (eau douce et eau salée) pour produire de l'électricité³⁴.

La production d'hydroélectricité a, bien entendu, d'importantes répercussions sur les écosystèmes aquatiques. Les grands complexes hydroélectriques ont aussi des effets considérables et [selon la *World Commission on Dams* (Commission mondiale des barrages)] très néfastes sur les habitats et les écosystèmes fragiles³⁵. La production d'électricité à partir d'énergie hydraulique est l'une des principales causes de la disparition d'espèces de poisson d'eau douce ou des menaces qui planent sur elles en Amérique du Nord³⁶. (Des études scientifiques démontrent qu'aux États-Unis, des espèces de poisson disparaissent à un rythme 1 000 fois supérieur au taux de référence, de sorte que, « en Amérique du Nord, la biodiversité des eaux douces diminue aussi rapidement que celle de certains des écosystèmes terrestres les plus perturbés de la planète³⁷ ».)

L'énergie nucléaire, qui n'est ni une source de pollution atmosphérique ni une source d'émissions de GES, n'en suscite pas moins un manque de confiance du public, en raison des risques d'accident liés au fonctionnement des centrales, qui peuvent entraîner des fuites de matières radioactives à l'état de traces dans l'atmosphère (très rares, improbables et largement publicisées), ainsi que des risques que pose pour la sécurité l'entreposage de combustibles radioactifs irradiés, dont la durée de vie est d'environ 800 ans.

La construction de lignes de transport peut également avoir d'importantes répercussions environnementales sur la modification de l'utilisation des terres, les habitats, les habitudes migratoires et d'autres éléments. Par exemple, un récent rapport du Centre international de recherche sur le cancer conclut que les champs électromagnétiques à très basse fréquence (notamment ceux que produisent les lignes à haute tension) peuvent être cancérigènes pour les êtres humains, si l'on en croit des statistiques connexes relatives aux champs magnétiques à haute fréquence observés dans les zones résidentielles, les risques de leucémie infantile étant deux fois

³⁴ Le prélèvement net effectué pour la production d'hydroélectricité serait une donnée plus pertinente, mais plus difficile à établir.

³⁵ Berkamp, G., M. McCartney, P. Dugan, J. McNeely et M. Acreman, 2000, *Dams, ecosystem functions and environmental restoration*, Examen thématique II.1 préparé pour la *World Commission on Dams*, Cape Town. La *World Commission on Dams*, une commission indépendante créée sous l'égide de la Banque mondiale et de l'Union mondiale pour la nature, a effectué un examen triennal de l'efficacité des grands barrages dans le monde. On peut consulter son rapport, intitulé, *Dams and Development: A New Framework for Decision-Making*, à l'adresse <<http://www.dams.org>>.

³⁶ Selon Hydro-Québec, aucune espèce de poisson d'eau douce n'est menacée par des centrales hydroélectriques au Québec. La société d'État affirme également que les aménagements hydroélectriques peuvent favoriser une augmentation de la productivité des écosystèmes dulcicoles.

³⁷ A. Ricciardi et J.B. Rasmussen, 1999, « Extinction rates of North American freshwater fauna », *Conservation Biology*, v. 13, cité dans P. Raphals, 2001, *Restructured Rivers: Hydropower in the Era of Competitive Markets*, IRN/Centre Helios, Montréal.

plus élevés³⁸. Cependant, d'autres études scientifiques révèlent que les risques pour la santé humaine sont minimes. Par exemple, l'Organisation mondiale de la santé mentionne que les preuves de l'effet des champs électromagnétiques sont encore très controversées. Il est toutefois clair que, si un tel effet existe, l'augmentation du risque sera minime³⁹. Les pages qui suivent donnent un aperçu de certains des principaux problèmes environnementaux liés au secteur de l'électricité.

Pollution atmosphérique

La production d'électricité par la combustion de combustibles fossiles constitue une importante source de pollution atmosphérique et d'émissions de GES en Amérique du Nord. Certains des principaux polluants générés par le secteur de l'électricité sont les NO_x, le SO₂, le mercure et le CO₂. Les NO_x contribuent à la formation d'ozone troposphérique (smog) dans les zones urbaines et à l'échelle régionale. Les NO_x et le SO₂ contribuent à la formation de dépôts acides, couramment appelés pluies acides. Les émissions de NO_x, de SO₂ et d'hydrocarbures provenant de la combustion de combustibles fossiles sont en fait de fines particules rejetées dans l'atmosphère, qui constituent un risque majeur pour la santé en raison de leur incidence sur les maladies pulmonaires et les décès prématurés. Le mercure (substance toxique) qui se dépose dans les lacs et les cours d'eau oblige périodiquement les autorités à publier des avertissements aux consommateurs à l'échelle de l'Amérique du Nord. Le CO₂ est un important GES qui contribue au changement climatique planétaire. En plus de ces polluants, la production d'électricité génère un grand nombre de produits toxiques, comme l'acide chlorhydrique, l'acide sulfurique, le fluorure d'hydrogène et les métaux lourds.

Étant donné que la production d'électricité génère un certain nombre de polluants atmosphériques, l'évolution de ce secteur sur un marché énergétique nord-américain intégré aura des répercussions considérables sur la qualité de l'air et le changement climatique. Pour pouvoir évaluer la modification de la qualité de l'environnement (qu'elle soit positive ou négative) provoquée par l'intégration du marché nord-américain de l'énergie, les décideurs et le public devront utiliser dès le départ le même cadre de référence. Une approche réaliste consisterait à établir un niveau de base d'émissions atmosphériques générées par la production d'électricité en Amérique du Nord pour une année de référence commune, puis à faire le suivi de l'évolution des émissions à partir de cette année de référence, à mesure que de nouvelles installations de production d'électricité sont construites et que d'anciennes installations sont fermées ou rénovées.

Même si le principe en est simple, il est parfois difficile de faire le suivi de l'évolution des émissions provenant du secteur de la production d'électricité à l'échelle nord-américaine. Au niveau le plus élémentaire, les données disponibles sur la pollution atmosphérique ne sont pas uniformes dans les trois pays, en particulier en ce qui concerne chaque centrale électrique. Lorsqu'elles sont disponibles, ces données ne portent pas nécessairement sur la même année pour les trois pays. Chaque pays peut en outre compiler des données sur les émissions à l'aide de différentes méthodes, par exemple en mesurant directement les polluants atmosphériques par une surveillance constante des émissions produites par les cheminées, au lieu d'estimer le niveau de pollution indirectement à l'aide d'équations mathématiques utilisant des facteurs d'émission standards, des chiffres sur la consommation de combustibles et d'autres paramètres. Ces équations et ces paramètres peuvent eux-mêmes différer d'un pays à l'autre.

³⁸ Centre international de recherche sur le cancer, 2001, *IARC Finds Limited Evidence that Residential Magnetic Fields Increase Risk of Childhood Leukaemia*, <<http://www.iacr.fr>>.

³⁹ Organisation mondiale de la santé, 1999, *Electromagnetic Fields*, Public Health, n° 32.

Non seulement ces différences nuisent à la capacité des décideurs et du public à exercer un suivi de l'évolution de la qualité de l'environnement imputable au secteur de l'électricité, mais elles nuisent aussi à l'utilisation potentielle d'outils stratégiques comme les programmes internationaux d'échange de droits d'émission. Si l'on observe, pour certaines centrales électriques, des lacunes en ce qui concerne la comparabilité, la transparence et la fiabilité des données sur les émissions en Amérique du Nord, le public aura de la difficulté à croire qu'un système d'échange de droits auquel participeraient des intervenants de différents pays puisse produire des réductions d'émissions à la fois réelles, permanentes et applicables. Le public est donc moins intéressé par de telles approches, ce qui nuit à la crédibilité des outils stratégiques laissant espérer une réduction peu coûteuse et flexible de la pollution, réalisable grâce à la coopération internationale.

Malgré les obstacles décrits précédemment, le Secrétariat de la CCE a pu dresser un inventaire des émissions des principaux polluants atmosphériques — CO₂, SO₂, NO_x et mercure — par le secteur de la production d'électricité au Canada, au Mexique et aux États-Unis. Les sources dont proviennent les données utilisées pour cet inventaire sont d'inégale qualité et ne couvrent pas entièrement la même période de douze mois. Nous avons utilisé principalement les données sur les émissions datant de 1998 et 1999, et parfois de 1995 lorsque nous ne disposions pas de données plus récentes. Malgré ces problèmes, l'inventaire des émissions de référence nous aide à replacer en contexte le volume d'émissions que devraient générer, d'ici 2007, les nouvelles centrales électriques par rapport à certaines émissions relativement « récentes ». On trouvera plus de détails à ce sujet à la section IV.

Un résumé de l'inventaire des émissions de référence par pays est présenté au tableau 2. La répartition par province et par État, ainsi que la description des sources des données et de la méthode utilisée se trouvent dans Miller et coll. (2002).

Lorsqu'on examine les niveaux d'émissions actuels, il est important de souligner que les émissions de SO₂ ont considérablement diminué ces dix dernières années. Par exemple, une analyse portant sur la période 1988–1998 aux États-Unis a révélé une baisse importante des émissions de SO₂ et des concentrations de sulfates dans l'air ambiant. La réduction moyenne des émissions de SO₂ a atteint 38 %; elle était de 22 % pour les sulfates. Dans l'est du Canada, les concentrations de SO₂ et de sulfates dans l'air ont enregistré les mêmes diminutions qu'aux États-Unis, même si elles n'étaient pas de la même ampleur. Pendant les périodes 1986–1989 et 1993–1996, les concentrations de sulfates ont baissé de 12 % à 30 % dans la plupart des régions⁴⁰.

Par contre, les émissions de NO_x ont peu changé durant la même période. Les émissions de CO₂ et de mercure provenant des centrales électriques ne sont soumises à aucun contrôle et augmentent donc lorsque le volume de combustibles fossiles brûlés par le secteur de la production d'électricité augmente.

⁴⁰ États-Unis–Canada, *Air Quality Agreement: 2000, Progress Report*.

Tableau 2. Émissions de polluants atmosphériques choisis attribuables au secteur nord-américain de la production d'électricité (1998*)

	Équivalent CO ₂ (tonnes)	Émissions annuelles de SO ₂ (tonnes)	Émissions annuelles de NO _x (tonnes)	Émissions annuelles de mercure (kg)
Échelle nationale				
Canada	122 000 000	650 195	290 211	1 975
Mexique	90 095 882	1 683 199	280 931	1 117
États-Unis	2 331 958 813	12 291 107	5 825 982	39 241
Par habitant				
Canada	4,016	0,021	0,010	0,000
Mexique	0,918	0,017	0,003	0,000
États-Unis	8,637	0,046	0,022	0,000
Par km²				
Canada	13,239	0,071	0,031	0,000
Mexique	46,128	0,862	0,144	0,001
États-Unis	254,605	1,342	0,636	0,004
Par GWh				
Canada	217,229	1,158	0,517	0,004
Mexique	495,577	9,259	1,545	0,006
États-Unis	608,789	3,209	1,521	0,010

* Certaines données sont des estimations; les données ne correspondent pas toutes à l'année 1998. Pour de plus amples renseignements, voir la section IV ou Miller et coll. (2002).
Sources : Population et masse continentale : Economist Intelligence Unit, 1998, *Profil national Canada*; Economist Intelligence Unit, 1998, *Profil national Mexique*; Economist Intelligence Unit, 1999, *Profil national États-Unis*. Production d'électricité : AIE, *Electricity Information 2001*.

Rejets toxiques imputables à la production d'électricité

Le secteur de la production d'électricité occupe le premier rang de l'industrie en ce qui concerne les rejets de substances chimiques toxiques — sur place et hors site — aux États-Unis et au Canada⁴¹. Ce classement est basé sur des données comparables figurant dans l'*US Toxics Release Inventory* (Inventaire des rejets toxiques des États-Unis) et dans l'Inventaire national des rejets de polluants (Canada), que la CCE a regroupées dans sa série de rapports annuels intitulés *À l'heure des comptes*. Les données sur les émissions mexicaines de substances toxiques ne figurent pas encore dans ce rapport.

En 1998, les compagnies américaines et canadiennes de production d'électricité ont rejeté 436,1 millions de kilogrammes (mégakilogrammes, ou Mkg) de substances toxiques. Même si ces compagnies évacuaient leurs substances chimiques dans des sites d'enfouissement, le volume de ces substances était dix fois inférieur au volume de substances chimiques rejetés dans l'atmosphère. De fait, en 1998, les compagnies productrices d'électricité étaient à l'origine de 43 % des émissions totales de substances toxiques dans l'atmosphère aux États-Unis et au Canada.

Les 15 installations nord-américaines de production d'électricité ayant rejeté le plus de substances chimiques toxiques en 1998 sont toutes des centrales au charbon, et elles figurent dans le tableau 3. Ces 15 centrales ont à elles seules rejeté 86 Mkg de substances chimiques. Si l'on se

⁴¹ CCE, 2001. *À l'heure des comptes 1998*. Montréal.

base sur un simple ratio de pollution par unité de production (qui peut donner une idée de l'efficacité relative de ces centrales), il semble que la centrale de Pensacola (Floride) ait rejeté 0,75 kg de substances chimiques toxiques par MWh produit. De son côté, la centrale de Monroe (Michigan) a rejeté 0,23 kg de ces mêmes substances par MWh produit, ce qui représente à peu près le tiers des rejets de Pensacola.

Tableau 3. Les quinze établissements nord-américain de production d'électricité qui rejettent le plus de substances chimiques, 1998

Établissement	État	Rejets totaux (kg)	Principales substances*	Combustible principal	Rejets (kg/MWh)
Centrale thermique à vapeur de Bowen, Southern Co.	CA	8 507 296	HCl (air)	Charbon	0,42
American Electric Power, centrale John E. Amos	WV	8 154 026	HCl (air)	Charbon	0,53
Centrale thermique à vapeur de Roxboro, Carolina Power & Light	NC	7 307 075	HCl (air)	Charbon	0,51
Dayton Power & Light Co., centrale J.M. Stuart	OH	6 674 059	HCl (air)	Charbon	0,47
American Electric Power, centrale Mitchell	WV	6 282 377	HCl (air)	Charbon	0,65
Firstenergy, centrale W.H. Sammis	OH	6 044 683	HCl (air), SO ₂ (air)	Charbon	0,44
Centrale Cardinal, Cardinal Operating Co.	OH	5 628 484	HCl (air)	Charbon	0,52
Brandon Shores & Wagner Complex, Baltimore Gas & Electric Co.	MD	5 191 301	HCl (air)	Charbon	0,63
PSI Gibson Generating Station, Cinergy Corp.	IN	5 120 355	HCl (air), SO ₂ (air), Zn et composés (sol)	Charbon	0,27
Ontario Power Generation Inc., centrale électrique de Nanticoke	ON	5 114 650	HCl (air)	Charbon	0,29
Centrale thermique à vapeur de Scherer	GA	4 718 212	HCl (air), HF (air)	Charbon	0,26
Kentucky Utilities Co. – centrale Ghent, LG&E Energy Corp.	KY	4 649 310	HCl (air), SO ₂ (air)	Charbon	0,38
U.S. TVA Paradise Fossil Plant	KY	4 369 346	SO ₂ , HCl (air)	Charbon	0,34
Gulf Power Co. - Plant Christ, Southern Co.	FL	4 346 736	HCl (air)	Charbon	0,75
Detroit Edison Monroe Plant, DTE Energy	MI	4 275 784	HCl (air), SO ₂ (air)	Charbon	0,23
Total		86 383 694			

* Substances chimiques représentant plus de 70 % des rejets de la centrale.
Sources : CCE, 2001, *À l'heure des comptes 1998*; GRID de l'EPA, 1999; Ontario Power Generation Inc., *Progress on Sustainable Development Report*;

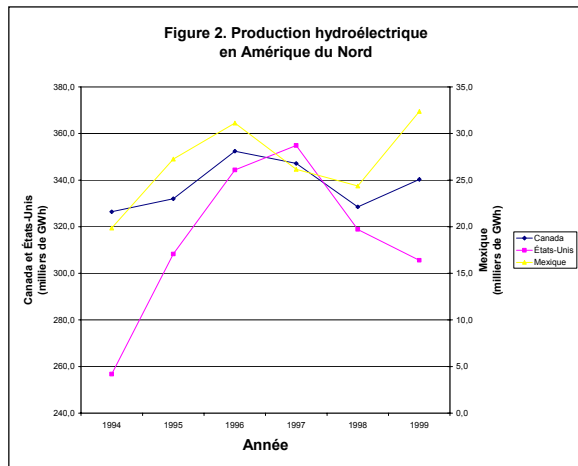
Répercussions de la production hydroélectrique

La production hydroélectrique représente un fort pourcentage de la capacité de production totale du Canada, du Mexique et des États-Unis. Ensemble, les trois pays comptent plus de 6 000 centrales hydroélectriques, dont la capacité de production combinée est de plus de 172 000 MW (tableau 4).

Tableau 4. Production hydroélectrique en Amérique du Nord

Pays	Nombre de centrales	Capacité (MW)
Canada	1 435	67 121
États-Unis	4 463	95 796
Mexique	182	9 630
Total	6 080	172 547

Sources : Statistique Canada, 2001, *Centrales d'énergie électrique*; U.S. EIA, 1999, *EIA - Annual Electric Generator Report, Nonutility*; *Annual Electric Generator Report, Utility*; Secretaría de Energía - *Prospectiva del Sector Eléctrico 2000-2009*.



La production d'hydroélectricité dépend toujours largement des variations climatiques. D'abondantes chutes de neige durant l'hiver au Canada font augmenter la quantité d'électricité que le Canada peut exporter dans le nord des États-Unis durant la période où la demande est maximale, c'est-à-dire en été. Cette variabilité a d'importantes répercussions sur la production et le commerce de l'électricité, ainsi que sur les effets environnementaux globaux de la production d'électricité en Amérique du Nord. (La figure 2 illustre la variabilité de la production hydroélectrique dans les trois pays signataires de l'ALÉNA.)

Il existe d'importantes différences en ce qui concerne les répercussions environnementales, la modification de l'utilisation des terres, l'impact sur la biodiversité et d'autres effets imputables aux complexes hydroélectriques. Elles dépendent des caractéristiques de la zone ou de la région préalablement à la construction, du type d'installations hydroélectriques construites (p. ex., les barrages sur des cours d'eau ou les barrages sur des réservoirs), du profil hydrologique local, des processus fluviaux, des flux de sédiments, des contraintes géomorphologiques, du climat et du biote local, du type de turbines utilisé et de l'aménagement, notamment. De manière générale, et compte tenu des différences qui existent entre les centrales hydroélectriques, la Banque mondiale et d'autres intervenants font observer que les répercussions environnementales de la production hydroélectrique sont sensiblement proportionnelles à l'ampleur de l'installation⁴² : les grands réservoirs hydroélectriques ont des répercussions importantes (immédiates ou secondaires) sur l'environnement et la biodiversité⁴³. Ce sont la construction et l'exploitation de ce type de réservoir (p. ex., le réservoir Caniapiscau, l'un des sept réservoirs que compte le complexe La Grande, au Québec, a une capacité de stockage de 39,6 km³, ce qui équivaut à 48,8 TWh

⁴² Banque mondiale, 1996, *The World Bank's Experience with Large Dams: A Preliminary Review of Impacts*, Washington, D.C.

⁴³ Contrairement aux indicateurs environnementaux qu'on utilise pour mesurer les émissions atmosphériques imputables aux usines à combustibles fossiles, les répercussions de la production hydroélectrique sont souvent plus qualitatives que quantitatives. Cela tient au fait que la plupart des indicateurs du changement biophysique, ainsi que de l'évolution de la biodiversité, de l'utilisation des terres et de l'habitat (qui caractérisent certains des effets les plus immédiats de la production d'hydroélectricité) sont largement qualitatifs. Cependant, on fait des progrès (en particulier l'OCDE) en ce qui concerne l'élaboration d'indicateurs clés de la biodiversité. Voir, par exemple, OCDE, 2001, *Environmental Indicators for Agriculture: Vol. 3, Methods and Results*, chap. 5, Paris.

d'énergie ou à 28,7 millions de barils de pétrole⁴⁴) qui ont les effets les plus importants et les plus rapides sur l'environnement. Des complexes d'une telle ampleur ont également une forte incidence sur les collectivités locales et autochtones. Par exemple, le Grand Conseil des Cris a récemment fait part de son inquiétude à propos des dangers que présentent pour l'environnement le détournement de cours d'eau à grande échelle, le problème de méthylmercure résultant de la construction du réservoir, les répercussions écologiques et sociales de la création de grands réservoirs sur le Bouclier canadien⁴⁵.

Les grands barrages ont eux aussi d'importantes répercussions secondaires sur les habitats côtiers et sur les écosystèmes situés en aval. Par exemple, la modification du débit et de la configuration des cours d'eau entraîne souvent une forte baisse de fréquence des inondations lors de crues saisonnières : ces inondations sont importantes pour les dépôts de sédiments et pour d'autres phénomènes naturels. De manière plus générale, on a établi un lien entre les barrages et la réduction graduelle de la productivité globale de la biodiversité⁴⁶.

La *World Commission on Dams* a conclu que la construction de barrages était l'une des principales causes d'extinction des espèces d'eau douce. Les barrages bloquent les frayères et modifient les liens prédateurs entre espèces et la quantité d'éléments nutritifs. Certaines évaluations ont révélé qu'ils présentent un risque tout particulier pour les alevins. Malgré les améliorations apportées, une récente évaluation a permis de conclure que les barrages étaient la principale raison pour laquelle 75 % des stocks de saumon coho indigènes sont maintenant considérés comme des espèces dont le risque d'extinction va de modéré à élevé⁴⁷. Par ailleurs, un rapport préparé par Ressources naturelles Canada indique que le changement climatique pourrait pratiquement éliminer l'habitat du saumon dans l'océan Pacifique⁴⁸.

On continue à débattre activement de l'évaluation des répercussions comparables des grands et des petits barrages. D'une part, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a observé que la tendance était à la diminution du nombre de réservoirs inondant des étendues relativement grandes de terres de qualité, des collectivités importantes, des zones occupées par des Autochtones et des zones où l'habitat est unique. En règle générale, on aménage maintenant des réservoirs de plus petite taille⁴⁹. L'amélioration des conditions d'exploitation s'est traduite par l'installation d'échelles à poissons plus efficaces, la construction de passages destinés au frai, un contrôle du débit mieux calculé dans le temps et d'autres améliorations. Par ailleurs, le débat se poursuit quant aux avantages relatifs de l'hydroélectricité — dont la production génère très peu de GES — par rapport à la combustion de combustibles fossiles. Ce débat s'est intensifié depuis que les médias s'intéressent de près au Protocole de Kyoto.

⁴⁴ Hydro-Québec, 1995, « The La Grande Complex Development and its Main Environmental Issues », cité dans AIE, 2000, *Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programmes, Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action*, rapport technique, Oslo.

⁴⁵ Lettre du Grand Chef Ted Moses, Grand Conseil des Cris, à la directrice exécutive de la Commission de coopération environnementale, 10 octobre 2001. À la fin du mois d'octobre 2001, le gouvernement du Québec et le Grand Conseil des Cris ont signé un accord de principe en vertu duquel les Cris abandonnent les poursuites d'un montant de 8 milliards de dollars relatives aux allégations de violations de la Convention de la Baie James et du Nord québécois, et donnent leur accord à la construction d'un complexe hydroélectrique sur les rivières Rupert et Eastmain (« The Cree Turn the Page », *The Montreal Gazette*, 25 octobre 2001). L'accord a été ratifié en février 2002.

⁴⁶ USGS, 1998, *Status and Trends of the Nation's Biological Resources*, Vol. 1, Washington, D.C.

⁴⁷ USGS, 1998, *Status and Trends of the Nation's Biological Resources*, Vol. 1, Washington, D.C.

⁴⁸ Ressources naturelles Canada, 2000. *Sensibilités aux changements climatiques au Canada*, <<http://sts.gsc.nrcan.gc.ca/adaptation/main.htm>>.

⁴⁹ AIE, 2000, *Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programmes, Hydropower and the Environment*.

D'autre part, dans le même rapport, l'AIE indique que les petites centrales hydroélectriques peuvent être sources de préoccupations au sujet de la fiabilité et de l'élasticité de l'offre d'énergie. En outre, les données empiriques et théoriques qui soutiennent les arguments selon lesquels les installations hydroélectriques de petite envergure sont moins dommageables pour l'environnement ne sont pas concluantes, si on tient compte de la quantité totale d'électricité produite. Un modèle utilisé par Robert Goodland de la Banque mondiale donne à entendre que, pour produire autant d'électricité que les grandes centrales actuelles, les petites centrales auraient besoin de réservoirs jusqu'à huit fois plus grands⁵⁰.

Une partie du débat porte désormais sur les outils d'évaluation du cycle de vie (ECV), qui permettent d'établir des comparaisons entre l'hydroélectricité et la combustion de combustibles fossiles. Par exemple, dans le secteur hydroélectrique, on a effectué certaines analyses utiles des impacts en amont et en aval de la production d'électricité autre que l'hydroélectricité. Cela inclut, par exemple, les répercussions environnementales de l'extraction de charbon (émissions de mercure, déchets de mine et autres dommages), les répercussions environnementales du transport des combustibles vers les usines de production et les effets de la combustion de combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel). Malheureusement, malgré ces efforts, on ne recourt pas à l'ECV pour examiner les effets en amont ou en aval, ou les effets opérationnels ou secondaires des grands barrages. En outre, en raison de la façon dont elles sont effectuées à l'heure actuelle, les ECV ne permettent pas vraiment de savoir si l'émission de dix tonnes de GES est préférable ou non à la possible extinction d'une espèce donnée (un outil plus approprié s'appuierait sur les progrès remarquables réalisés ces dix dernières années dans le domaine des techniques d'évaluation environnementale pour déterminer certains effets comparables des différentes sources de production d'électricité)⁵¹.

Comme nous l'avons mentionné, il faut déterminer sur une base individuelle les impacts environnementaux réels associés à des aménagements hydroélectriques donnés. Cela étant, un récent rapport de la *World Commission on Dams* a fait observer que, globalement, « les répercussions des barrages sur les écosystèmes sont considérables, complexes, variées, multiples et principalement négatives⁵² ».

Énergie nucléaire

La proportion de centrales nucléaires est peu élevée en Amérique du Nord par rapport aux autres principales formes de production d'électricité, mais l'énergie nucléaire est néanmoins une importante source d'électricité, puisqu'elle représente environ 12 % de la capacité de production totale du continent (10 %, 4 % et 12 % au Canada, au Mexique et aux États-Unis, respectivement). Les chiffres relatifs à la capacité ne suffisent pas à brosser un tableau précis de ce secteur. La capacité de production d'électricité d'origine nucléaire est très élevée. C'est

⁵⁰ Cité par Hydro-Québec dans les commentaires faits à la CCE sur son document de travail intitulé *Les possibilités et les défis environnementaux liés aux marchés de l'électricité en évolution*.

⁵¹ L'ECV de la consommation d'électricité doit non seulement tenir compte des aspects du cycle du combustible électrique, mais également comparer le cycle de production d'électricité à d'autres méthodes visant à atteindre les objectifs en matière d'énergie et qui n'utilisent pas nécessairement l'électricité. Voici un exemple : « Pour chaque BTU extrait du sol, converti en électricité dans une centrale à cycle combiné et utilisé dans un chauffe-eau électrique, seulement 0,36 BTU est transformé en eau chaude utilisable. Par contre, dans le cas d'un chauffe-eau au gaz, 0,54 BTU est transformé en eau chaude, et ce, parce que l'utilisation directe du gaz naturel permet d'éviter les pertes associées à l'utilisation indirecte d'un combustible pour produire de l'électricité, même dans des conditions d'efficacité optimale ». (Tiré des commentaires faits par l'*American Gas Cooling Center* à la CCE.)

⁵² G. Berkamp et coll., 2000, *Dams, Ecosystem Functions and Environmental Restoration*, World Commission on Dams, Cape Town.

pourquoi, malgré le fait que l'énergie nucléaire ne représente que 12 % de la capacité totale, elle produit 18 % de l'électricité totale. L'écart est encore plus prononcé aux États-Unis, où une capacité de 12 % génère une production représentant 20 % de l'électricité totale (voir le tableau 5).

Tableau 5. Contribution de l'énergie nucléaire à la capacité de production et à la production effective d'électricité en Amérique du Nord (1999)

	Capacité du nucléaire (MW)	Capacité totale (MW)	% de la capacité
Canada	10 615	109 984	10 %
États-Unis	103 833	845 156	12 %
Mexique	1 355	35 666	4 %
Total	115 803	990 806	12 %
	Production d'origine nucléaire (TWh)	Production totale (TWh)	% de la contribution
Canada	73,49	576,97	13 %
États-Unis	777,89	3 910,16	20 %
Mexique	10,0	192,26	5 %
Total	861,38	4 679,39	18 %
Source des données sur la capacité : Statistique Canada, 1999, <i>Centrales d'énergie électrique</i> ; U.S. DOE, 1999, EIA - <i>Existing Capacity and Planned Capacity Additions at U.S. Electric Utilities by Energy Source</i> , (consulté le 24 septembre 2001 à l'adresse < http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/ipp/html/t1p01.html >; <i>Electric Power Annual 2000, Vol. 1</i> (consulté le 30 octobre 2001 à l'adresse < http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epav1/elecprod.html#tab5 >; Secretaría de Energía de Mexico, 2000, <i>Prospectiva del Sector Electrico</i> .			
Source des données sur la production : AIE, <i>Electricity Information 2001</i> , Paris.			

Contrairement aux centrales thermiques, les centrales nucléaires ne rejettent pas de substances toxiques comme le CO₂, les NO_x, le SO₂ ou le mercure. La production d'électricité d'origine nucléaire présente toutefois un risque pour l'environnement en raison des rejets possibles de substances radioactives, qui peuvent survenir de trois façons. L'extraction d'uranium est comparable à l'extraction de charbon, dans la mesure où elle peut se faire aussi bien à ciel ouvert qu'en sous-sol. Le processus d'extraction de l'uranium a les mêmes répercussions environnementales que l'extraction du charbon, mais elle présente un danger supplémentaire, puisque les déchets des mines d'uranium sont radioactifs. Les eaux souterraines peuvent être polluées par les métaux lourds présents dans ces déchets, ainsi que par des traces d'uranium demeurant dans les déchets⁵³.

Le public est préoccupé par les rejets radioactifs des mines d'uranium, mais il l'est encore plus par les importants rejets radioactifs des centrales nucléaires ou par le transport et l'évacuation des déchets nucléaires, sous-produits du processus de production d'énergie nucléaire. Les rejets radioactifs générés par la production d'électricité peuvent résulter de la fusion du cœur d'un réacteur, comme ce fut le cas à Tchernobyl, dans l'ancienne Union soviétique, ou de la quasi-fusion qui s'était produite à Three Mile Island en 1979. Par ailleurs, il peut se produire des émissions radioactives durant le transport ou au terme du transport de déchets nucléaires à partir

⁵³ Union of Concerned Scientists. *Principles of Nuclear Power*. Consulté à l'adresse <<http://www.ucsusa.org/energy/0nuclear.html>>.

d'installations de stockage. Les rejets provenant d'installations nucléaires peuvent générer des rayonnements et l'émission de substances radioactives dans des concentrations dangereuses sur de longues distances et toucher alors de nombreuses régions. Étant donné que les déchets demeurent radioactifs pendant des milliers d'années, leurs effets peuvent durer très longtemps.

Le rayonnement constitue un risque biologique, parce qu'il peut endommager ou détruire certaines cellules. Chez les êtres humains, les cellules endommagées peuvent provoquer un cancer des années après l'exposition ou nuire à leur tour à la santé des générations futures. Par ailleurs, les cellules mortes peuvent entraîner des infections ou empêcher certains organes de fonctionner normalement⁵⁴.

Le risque d'émissions radioactives existe, mais l'Agence internationale de l'énergie précise qu'aucun accident survenu dans un pays de l'OCDE n'a libéré une quantité significative de substances radioactives, et que les effets de ces émissions sur la santé publique étaient trop peu prononcés pour pouvoir être mesurés⁵⁵. Malgré cela, la production d'énergie nucléaire continue à susciter le scepticisme et l'appréhension du public. Cela explique en partie pourquoi on n'a construit aucune nouvelle centrale nucléaire aux États-Unis depuis l'accident de Three Mile Island, et pourquoi on n'en a construit aucune au Canada depuis 1986⁵⁶.

Section III – Comment prévoir l'énergie de l'avenir

Les prévisions relatives à la production d'énergie et d'électricité pour les années à venir sont de plus en plus élaborées. Un certain nombre de modèles tout à fait viables, dont le *National Energy Modeling System* (NEMS, Système national de modélisation de l'énergie), le *Policy Office Electricity Modeling System* (POEMS, Système de modélisation de l'électricité du bureau des politiques), le modèle MARKAL (*MARKet ALlocation – Marché et attribution*) et les modèles établis par Jorgenson, Wilcoxon et d'autres, ont permis de créer des modèles économiques quantitatifs de bien meilleure qualité. En ce qui concerne le secteur de l'énergie, on a élaboré un certain nombre de modèles hybrides extrêmement novateurs combinant, par exemple, des éléments économiques et techniques. Souvent, des approches prospectives associent des modèles économétriques et des modèles d'entrée/sortie sectoriels, ainsi que des modèles d'équilibre général ou partiel⁵⁷. En combinant ainsi différents outils, on a pu en savoir plus sur les liens entre la croissance économique et la croissance de la production énergétique, connaître les variables du marché et l'évolution de la consommation d'énergie au sein de secteurs précis et à l'échelle de l'économie, analyser les effets sur le profil de l'offre et de la demande qu'ont les prix, la technologie et la réglementation, à l'intérieur du pays et à l'étranger.

Ces modèles constituent en outre des outils précieux permettant d'évaluer le lien entre, d'une part, l'évolution de la composition et de l'ampleur de la production d'électricité et, d'autre part, les coefficients environnementaux – principalement les émissions de polluants. Il faut toutefois reconnaître qu'ils ne tiennent souvent pas compte des impacts difficilement quantifiables, comme ceux associés à l'hydroélectricité. (Les modèles utilisés pour étudier les effets environnementaux

⁵⁴ *Ibid.*

⁵⁵ AIE, 2001, *Nuclear Power in the OECD*.

⁵⁶ *Ibid.*; Statistique Canada, 2001. *Centrales d'énergie électrique*.

⁵⁷ D.W. Jorgenson, 1998, *Growth: Energy, the Environment and Economic Growth*, vol. 2, MIT Press, Londres.

de la restructuration du marché de l'électricité sont décrits en détail dans un autre document de travail inclus dans le présent volume⁵⁸.)

Aussi efficaces ces modèles soient-ils devenus, ils ne permettent pas aux décideurs de savoir de quoi l'avenir sera fait. En effet, d'importantes incertitudes subsistent; elles portent sur les hypothèses à l'origine de la modélisation, à propos des éléments suivants: politiques macroéconomiques et taux de croissance moyens; évolution du prix des combustibles; évolution des politiques énergétiques et environnementales; rôle futur de l'énergie nucléaire; progrès de la technologie énergétique⁵⁹. Parmi tous ces éléments, l'AIE fait observer que la croissance économique est de loin le déterminant le plus important des tendances en matière de demande et, du fait même, la principale source d'incertitude⁶⁰.

En raison de ces incertitudes et d'autres éléments, Jorgenson, pionnier de la modélisation économétrique dynamique dans le domaine de l'énergie, a noté qu'aucun modèle ne semblait être juste en tout temps, voire très souvent⁶¹. Parallèlement à ces incertitudes, la concurrence axée sur les prix et la restructuration pose de nouveaux problèmes aux modélisateurs. La modélisation des effets de la restructuration est encore à un stade préliminaire, mais on a commencé à recueillir des données sur la nature dynamique de l'évolution des prix relatifs qui touche ce secteur⁶². On sait que les modèles ne peuvent pas à eux seuls fournir toutes les réponses, ou même une partie des réponses aux questions que soulève l'avenir de nos sources d'énergie, car cet avenir dépend encore largement des décisions stratégiques qui seront prises au cours des prochaines années.

Une des analyses stratégiques les plus importantes réalisées par les gouvernements ces dix dernières années quant à l'avenir du secteur énergétique est la *National Energy Policy* (NEP, Politique énergétique nationale), présentée par le président Bush en mai 2001. Dans ce document, on peut lire que c'est un déséquilibre fondamental entre l'offre et la demande qui est à l'origine de la crise énergétique aux États-Unis⁶³. Même s'il existe de nombreuses réponses à la crise énergétique qui menace les États-Unis (notamment, une meilleure efficacité énergétique et une plus grande économie d'énergie), la stratégie de base proposée dans la NEP vise à répondre à l'augmentation de la demande en augmentant l'offre. La NEP précise également que le principal défi à long terme en ce qui concerne l'approvisionnement des États-Unis en électricité consiste à mettre en place suffisamment de centrales et de lignes de transport pour répondre à la croissance prévue de la demande⁶⁴.

La NEP prévoit une augmentation de la demande de 25 % d'ici 2010 et de 45 % d'ici 2020, ce qui va nécessiter 400 000 MW de capacité de production supplémentaire d'ici 2020, soit entre 1 300 et 1 900 nouvelles centrales. Cela signifie qu'il faudrait construire plus d'une nouvelle centrale par semaine entre aujourd'hui et 2020.

⁵⁸ Z. Patterson, 2002, *Modeling Techniques and Estimating Environmental Outcomes*, Document de référence préparé pour l'étude réalisée aux termes de l'article 13 de l'ANACDE, CCE, Montréal (reproduit ailleurs dans le présent volume).

⁵⁹ International Energy Agency (2000), *World Energy Outlook*, Paris.

⁶⁰ *Ibid.*

⁶¹ D.W. Jorgensen, 1998, *Growth: Energy, the Environment and Economic Growth*, vol. 2, MIT Press, Londres.

⁶² Voir, par exemple, EMF, 1998, *A Competitive Electricity Industry*, qui donne un excellent aperçu des progrès réalisés et des problèmes que pose la restructuration aux responsables de la modélisation.

⁶³ National Energy Policy Development Group, 2001, *National Energy Policy: Reliable, Affordable, and Environmentally Sound Energy for America's Future*, Washington, D.C.

⁶⁴ *Ibid.*

Le tableau 6 indique les prévisions les plus récentes de la demande d'électricité au Canada, au Mexique et aux États-Unis, pour la période 2000–2009.

Tableau 6. Exemples d'estimations de l'offre et de la demande d'électricité en Amérique du Nord jusqu'en 2009

		2000	2005	2009	Augment. 2000–2009	
Canada	Office national de l'énergie*					
	Scénario 1					
	Demande de pointe – en MW	95 849	103 733	109 829	15 %	
	Demande totale – en GWh	508 122	557 420	600 094	18 %	
	Capacité totale – en MW	109 028	116 325	125 954	16 %	
	Scénario 2					
	Demande de pointe – en MW	94 444	100 406	104 470	11 %	
	Demande totale – en GWh	500 680	539 632	570 784	14 %	
	Capacité totale – en MW	108 858	114 588	120 962	11 %	
	Ressources naturelles Canada*					
Demande de pointe – en MW	ND	ND	ND			
Demande totale – en GWh	557 267	583 029	600 575	8 %		
Capacité totale – en MW	110 269	111 500	114 299	4 %		
<i>North American Electricity Reliability Council</i>						
Demande de pointe – en MW	84 928	90 383	94 769	12 %		
Demande totale – en GWh	490 485	524 749	551 671	12 %		
Capacité totale – en MW	100 492	102 372	103 947	3 %		
États-Unis	<i>North American Electricity Reliability Council</i>					
	Demande de pointe – en MW	685 816	756 445	813 264	19 %	
	Demande totale – en GWh	3 631 905	4 003 192	4 287 754	18 %	
	Capacité totale – en MW	754 662	863 200	877 760	16 %	
	<i>Department of Energy – Energy Information Administration</i>					
	Demande de pointe – en MW	ND	ND	ND		
	Demande totale – en GWh	3 364 455	3 760 101	4 067 825	21 %	
	Capacité totale – en MW	754 000	818 600	918 200	22 %	
	Mexique	<i>Secretaría de Energía</i>				
		Demande de pointe – en MW	31 499	42 181	53 943	71 %
Demande totale – en GWh		167 134	229 399	296 209	77 %	
Capacité totale – en MW		40 101	55 254	67 868	69 %	

* On a utilisé les prévisions pour 2010, et non pour 2009, parce que c'étaient les seuls chiffres disponibles⁶⁵.

Les prévisions de l'offre et de la demande ne sont pas parfaites, mais tout le monde s'accorde à dire que la demande est supérieure à l'offre, qu'il faut faire de nouveaux investissements afin de combler le déficit que vont connaître certaines régions à court terme et que les marges de réserve

⁶⁵ L'estimation de la limite supérieure de toute la capacité planifiée tirée de l'ensemble de données NEWGen utilisé par la CCE suppose une capacité installée de 127 000 MW, 59 000 MW et 1 300 000 MW pour le Canada, le Mexique et les États-Unis, respectivement, d'ici 2007.

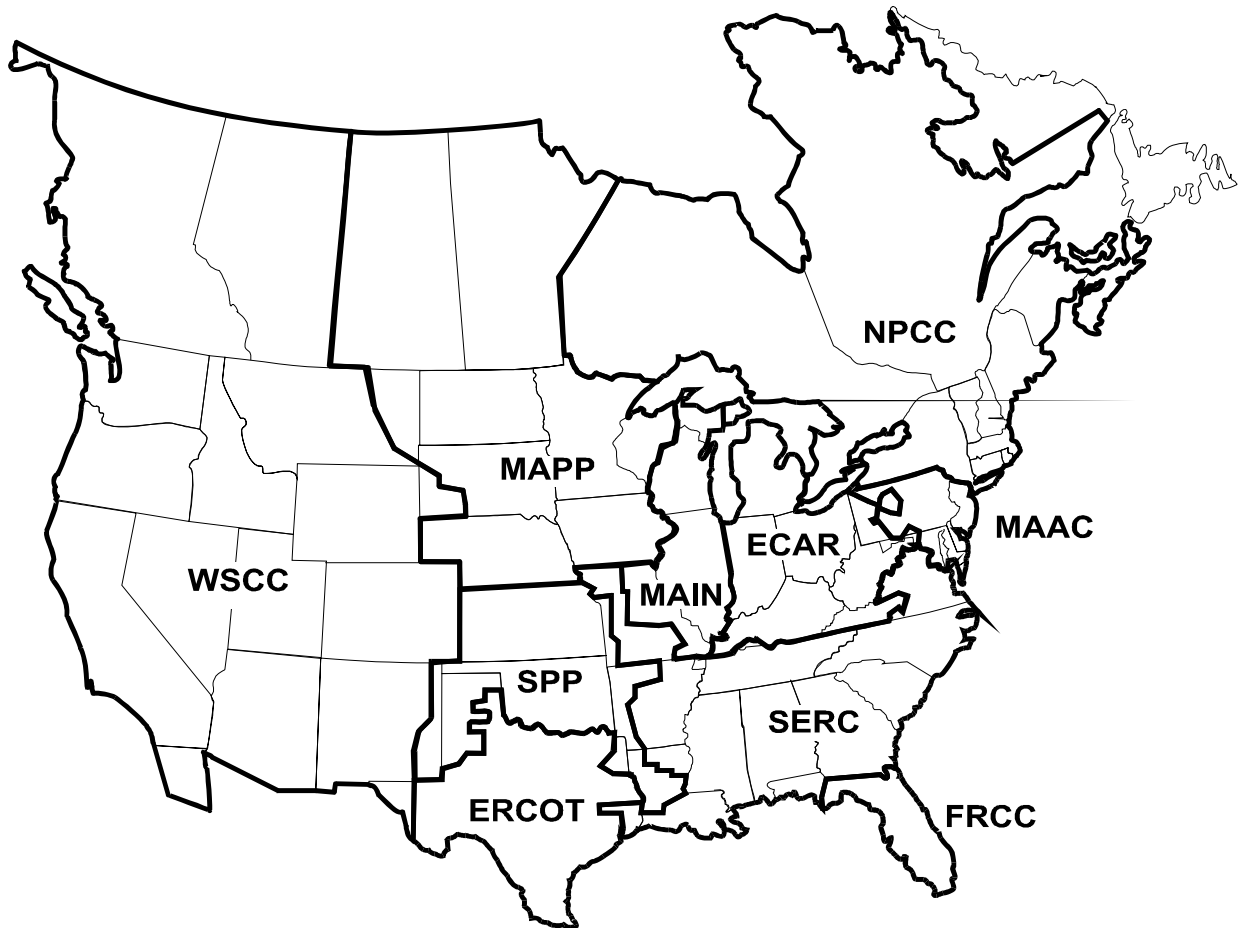
des installations de production (idéalement comprises entre 10 % et 15 %) diminuent rapidement. Il est clair que l'Amérique du Nord va devoir augmenter sa capacité de production. Le tableau 7 indique les marges de réserve des installations de production pour toutes les régions définies par le *North American Electric Reliability Council* (NERC, Conseil nord-américain de la fiabilité du service d'électricité), selon les prévisions de la demande fournies par NEWGen par région, et les données sur la capacité de production également fournies par NEWGen, qui ne visent que les centrales existantes et opérationnelles. Ces données révèlent l'accélération de la baisse des marges tant des réserves globales que d'une région à l'autre. L'ampleur des baisses régionales permet aux investisseurs et aux planificateurs de savoir où il serait bon d'implanter de nouvelles installations. Ces chiffres donnent en outre une idée de l'ampleur et de la structure du commerce interrégional. De fait, on s'attend à ce que les régions dans lesquelles le déficit de production est le plus élevé importent de l'électricité de celles qui enregistrent un excédent de capacité. La figure 3 identifie les régions définies par le NERC.

Tableau 7. Marges de réserve, uniquement dans les centrales existantes et opérationnelles (%)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
NERC - Total	21,32	23,14	20,61	18,08	15,52	13,06
ECAR	17,20	18,40	17,15	15,07	13,34	11,21
ERCOT	19,01	24,67	20,79	17,24	14,06	9,42
FRCC	5,82	5,04	2,49	-0,73	-5,36	-8,82
MAAC	16,45	16,73	15,07	11,85	10,04	7,84
MAIN	23,64	33,91	34,60	32,99	30,95	30,76
MAPP	13,47	12,64	11,41	11,23	10,54	8,67
NPCC	23,58	23,29	20,14	16,80	13,58	11,38
SERC	19,96	21,33	18,26	16,10	13,85	11,38
SPP	25,92	31,34	28,78	26,92	21,82	18,89
WSCC	22,87	22,73	18,73	15,61	12,36	10,36

ECAR - East Central Reliability Coordination Agreement, ERCOT - Electric Reliability Council of Texas, FRCC - Florida Reliability Coordinating Council, MAAC - Mid-Atlantic Area Council, MAIN - Mid-America Interconnected Network, MAPP - Mid-Continent Area Power Pool, NPCC - Northeast Power Coordinating Council, SERC - Southeastern Electric Reliability Council, SPP - Southwest Power Pool, WSCC - Western System Coordinating Council.
Source : Base de données NEWGEN, août 2001.

Figure 3. Régions du *North America Electric Reliability Council*



Copyright © 1999, North American Electric Reliability Council. Tous droits réservés.

Nouvelle capacité de production planifiée

Compte tenu de la variété de modèles et de méthodes prévisionnelles, le présent document ne donne pas les résultats que génèrent de nouveaux types de modélisation, mais examine plutôt les éventuelles répercussions environnementales de la construction de nouvelles installations de production, qui a été annoncée par les compagnies ou les investisseurs, et qui en est à différents stades d'avancement, entre aujourd'hui et 2007. Une telle approche présente à la fois des points forts et des points faibles.

En examinant l'expansion prévue des installations de production (fondée sur l'ensemble de données NEWGen), on réalise à quel stade en sont *actuellement* les marchés et les investisseurs. Les chiffres ne reflètent malheureusement pas l'évolution des investissements après la tragédie du 11 septembre 2001, évolution qui devrait être similaire au contrecoup qu'a subi l'ensemble de l'économie.

L'ensemble de données NEWGen renferme des informations sur la capacité de production prévue des centrales, à savoir 1 926 unités de production distinctes, réparties en six phases : projets

présentés, propositions, projets dont la mise en œuvre vient de commencer, projets dont la mise en œuvre est avancée, installations en construction et installations opérationnelles. (On a intégré les données sur les centrales opérationnelles parce que l'année de base utilisée pour l'analyse était 1998.) Comme on l'a déjà mentionné, les données recueillies portent sur l'augmentation de la production d'électricité prévue d'ici 2007.

Cette date a été choisie pour deux raisons. Premièrement, après 2007, les données disponibles seront extrêmement rares. Deuxièmement, l'année 2007 est la dernière année avant le début de la période de mise en œuvre des dispositions du Protocole de Kyoto (2008–2012) à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Si le Canada semble être le seul pays nord-américain qui ratifiera le Protocole en tant que Partie inscrite à l'annexe I, les trois signataires de l'ALÉNA sont également signataires de la Convention-cadre de l'ONU. L'article 4 de cette convention stipule que les Parties doivent coopérer à l'échelle nationale et internationale en vue de réduire les émissions de GES. En règle générale, on suppose que les restrictions en matière d'émissions de carbone inciteront les pouvoirs publics à mettre davantage l'accent sur les politiques visant le climat, dont certaines formes d'échanges de droits d'émission, la mise en œuvre conjointe ou des mesures prises conformément aux objectifs du mécanisme de développement propre. On s'attend également à ce que ces mesures soient prises au début de la première période de mise en œuvre des dispositions du Protocole de Kyoto (en 2008) ou avant. Par exemple, l'Association canadienne de l'électricité a proposé qu'à partir de 2008, toutes les centrales au mazout ou au charbon vieilles de plus de 40 ans soient tenues de réduire leurs émissions de GES aux niveaux établis⁶⁶.

Le tableau 8 donne des renseignements sur la combinaison de combustibles, sur l'augmentation de la capacité totale et sur les pays où de nouvelles unités de production sont créées (d'après l'ensemble de données NEWGen)⁶⁷.

Tableau 8. Répartition par type de combustible de la capacité de production d'électricité prévue (d'ici 2007) en Amérique du Nord (MW et nombre d'unités)

		Gaz naturel	Eau	Charbon	Uranium	Mazout	Autre	Total
Canada	MW	8 949	5 757,35	1 750	0	0	666,63	17 122,98
	Unités	65	30	4	0	0	32	131
États-Unis	MW	407 256,6	2 293,1	30 005,66	576	-798,82	21 053,44	460 385,9
	Unités	1344	12	67	17	34	233	1707
Mexique	MW	21 397,2	1 027,0	1 750,0	0	-1 028,33	350,5	23 496,37
	Unités	58	8	2	0	13	7	88
	Total (MW)	437 602,8	9 077,45	33 505,66	576	-1 827,15	22 070,57	501 005,3
	N ^{bre} total d'unités	1 467	50	73	17	47	272	1 926

Source : Ensemble de données NEWGen.

⁶⁶ Association canadienne de l'électricité, 1999, *Emission Performance Equivalent Standard*.

⁶⁷ On peut obtenir les données qui ont servi à l'analyse en s'adressant à la CCE.

Il convient de revenir sur deux importantes caractéristiques figurant dans le tableau 8. Premièrement, une très forte proportion de l'augmentation totale de capacité prévue fait l'objet d'études de marché. De fait, environ 500 000 MW de capacité additionnelle sont identifiés dans les chiffres ci-dessus, ce qui représente plus de 50 % d'augmentation de la capacité totale de production d'électricité de l'Amérique du Nord d'ici 2007, par rapport aux niveaux de 1999.

Ce taux de croissance est évidemment irréaliste. Malheureusement, il est difficile d'évaluer, à partir des données disponibles, quelles quantités, quels lieux, quelles technologies et quels types de combustibles vont devenir une réalité : de fait, les marchés libres ne donnent pas une bonne indication du nombre de centrales prévues qui deviendront opérationnelles. Comme on l'a vu précédemment, l'analyse figurant dans la NEP est assez révélatrice : sur l'augmentation de capacité de 43 000 MW annoncée en 1994 (qui devait se traduire par de nouvelles mises en service entre 1995 et 1999), environ 18 000 MW ont donné lieu à la construction d'installations. Ainsi, environ 40 % des installations annoncées ont été construites⁶⁸.

Le deuxième élément le plus important que révèle l'ensemble de données NEWGen (et qui est sans doute plus significatif que la quantité de mégawatts ou le nombre d'unités prévues) est la combinaison de combustibles qu'utiliseront les nouvelles centrales. En examinant les projets en cours, on constate que le gaz naturel va alimenter 88 % des nouvelles centrales construites aux États-Unis d'ici 2007, et 91 % au Mexique pour la même période. Par contre, il n'alimentera que 52 % des nouvelles centrales canadiennes, les centrales hydroélectriques représentant 34 % de la nouvelle capacité de production et les centrales nucléaires, 10 % (selon les données NEWGen).

L'importance du gaz naturel dans les trois pays est relativement encourageante sur le plan de l'environnement : parmi les trois principaux combustibles fossiles, il est reconnu par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) et d'autres organismes scientifiques comme étant celui qui a le moins de répercussions environnementales. Toutefois, comme on le verra plus loin, l'utilisation de gaz naturel et d'une combinaison globale de combustibles, que révèlent les données NEWGen, présente toujours de sérieux problèmes sur le plan de l'environnement.

Section IV – Effets possibles sur l'environnement de l'augmentation prévue de la capacité de production d'ici 2007

Pollution atmosphérique

Dans la section II, nous avons décrit les répercussions environnementales de la pollution atmosphérique imputable aux émissions du secteur nord-américain de la production d'électricité, en insistant sur quatre polluants : le CO₂, le SO₂, les NO_x et le mercure. Dans la présente section, nous nous appuyerons sur l'inventaire de référence pour avoir une idée de l'ampleur relative des futures émissions de polluants atmosphériques qui devraient être imputables, d'ici 2007, à l'augmentation de la capacité de production en Amérique du Nord que prévoit NEWGen.

Nous avons élaboré deux scénarios « assortis de limites » pour 2007. Le scénario « limite supérieure » regroupe tous les projets de centrale non annulés inclus dans la base de données NEWGen. Même s'il est très improbable qu'une forte proportion des installations annoncées

⁶⁸ National Energy Policy Development Group, 2001, *National Energy Policy: Reliable, Affordable, and Environmentally Sound Energy for America's Future*, Washington, D.C.

soient construites, on saura au moins où les activités devraient se concentrer, en fonction des sites d'implantation prévus pour les nouvelles centrales. Cela pourrait également montrer que des réglementations différentes en matière d'environnement constituent un des nombreux facteurs influant sur le choix des sites. Dans le scénario « limite inférieure », seuls les projets à un stade avancé, déjà en construction ou opérationnels sont pris en compte, ce qui donne une idée des émissions prévues associées aux nouvelles centrales les plus susceptibles d'être construites.

Le tableau 9 fournit un résumé des résultats nationaux [et le document de Miller et coll. (2002) présente la répartition des émissions par province et par État]. Le tableau ne révèle que les émissions estimatives qui devraient être imputables à l'augmentation de capacité prévue, et non pas les futures diminutions qui pourraient être imputables au nouveau contrôle exercé sur les sources existantes. Il ne faut donc pas considérer que ce tableau prévoit l'augmentation ou la diminution des émissions totales générées par le secteur de la production d'électricité, mais plutôt qu'il compare aux émissions de référence l'augmentation que nous prévoyons en fonction de l'évolution prévue de la capacité de production, afin de nous donner une idée de l'ampleur des nouvelles émissions que pourrait générer une augmentation de la capacité de production.

Tableau 9. Émissions totales nationales correspondant à l'inventaire de référence et aux valeurs limites projetées (le pourcentage de l'inventaire de référence est indiqué entre parenthèses). Les quantités de CO₂, de SO₂ et de NO_x sont exprimées en tonnes par année. Les quantités de mercure sont exprimées en kilogrammes par année

Scénario	CO ₂	SO ₂	NO _x	Mercure
Canada – inventaire de référence	122 000 000	650 195	290 211	1 975
Canada – limite supérieure 2007	18 828 537 (+15 %)	-3 917 (-1 %)	41 910 (+14 %)	221 (+11 %)
Canada – limite inférieure 2007	3 743 487 (+3 %)	20 (0 %)	10 890 (+4 %)	9 (0 %)
Mexique – inventaire de référence	90 095 882	1 683 199	280 931	1 117
Mexique – limite supérieure 2007	48 199 112 (+53 %)	36 131 (+2 %)	175 707 (+63 %)	270 (+24 %)
Mexique – limite inférieure 2007	25 712 762 (+29 %)	34 779 (+2 %)	110 978 (+40 %)	212 (+19 %)
États-Unis – inventaire de référence	2 331 958 813	12 291 107	5 825 982	39 241
États-Unis – limite supérieure 2007	875 036 007 (+38 %)	64 580 (+1 %)	459 286 (+8 %)	5 762 (+15 %)
États-Unis – limite inférieure 2007	333 347 795 (+14 %)	-77 468 (-1 %)	147 150 (+3 %)	1 039 (+3 %)

Le pourcentage indiqué entre parenthèses représente la variation des volumes d'émissions imputable aux nouvelles installations, en 2007, dans le cas limite par rapport à l'inventaire de référence. Par exemple, dans le cas limite supérieur pour le Canada, les émissions de CO₂ imputables aux nouvelles installations équivalraient à 15 % des émissions correspondant à l'inventaire de référence. Ces estimations donnent une idée de l'ampleur des changements potentiels dans les émissions des différents polluants. Il ne s'agit toutefois pas de projections de l'augmentation des émissions totales attribuable à l'ensemble de la production d'électricité, les émissions provenant des sources actuelles pouvant diminuer en raison du déplacement possible des installations, de la mise en service de centrales plus modernes ou de l'installation de nouveaux dispositifs de lutte contre la pollution.

Rejets toxiques

Il est difficile d'évaluer les futurs rejets toxiques qui seront imputables à la production d'électricité, et ce, pour un certain nombre de raisons. Avant tout, il est difficile de prévoir les émissions gazeuses métalliques par rapport aux niveaux actuels. Contrairement aux émissions de gaz acides, qu'on peut évaluer avec une certaine précision, les émissions gazeuses métalliques peuvent varier selon que les centrales sont alimentées au charbon ou au mazout et même entre des centrales d'un même type. Ces variations sont imputables aux différences entre le type de charbon ou de mazout utilisé, au fait que la centrale soit ou non implantée dans une zone contrôlée et à d'autres facteurs.

Toutefois, on peut dire qu'en règle générale, si le gaz naturel devient (comme le laissent penser les données NEWGen) le combustible de choix d'un grand nombre de nouvelles centrales d'ici 2007, il est peu probable que les émissions de polluants dangereux augmenteront vraiment. On peut affirmer cela en se basant sur les conclusions d'un rapport que l'EPA a présenté au Congrès, et qui indiquait que les émissions de polluants atmosphériques dangereux par les centrales au gaz étaient « négligeables »⁶⁹. Parallèlement, si la combinaison de combustibles évolue différemment de ce que prévoyaient les données NEWGen et génère une augmentation du nombre de centrales au charbon et au mazout, le niveau actuel d'émissions de gaz acides qui caractérise ce secteur va augmenter.

Hydroélectricité

Selon les données NEWGen, on planifie actuellement la construction de 50 nouvelles centrales hydroélectriques en Amérique du Nord. La très grande majorité de ces centrales seront établies au Canada.

Comme on l'a vu précédemment, il est difficile d'évaluer les répercussions environnementales de nouvelles installations de production d'hydroélectricité lorsqu'on ne dispose pas d'information sur le lieu précis de l'implantation des nouvelles centrales, ainsi que des caractéristiques de la construction et de l'exploitation. Toutefois, pour revenir sur les conclusions de la *World Commission on Dams*, de la Banque mondiale et de l'Agence internationale de l'énergie, la taille des centrales a son importance : en effet, l'ampleur des dommages causés à l'environnement par de futures installations hydroélectriques dépendra largement de la taille de ces installations.

On peut raisonnablement supposer que l'intégration, aux nouveaux projets, des progrès en matière de conception et de nouvelles technologies va atténuer certaines des répercussions environnementales néfastes des centrales hydroélectriques. On peut, par exemple, concevoir des turbines moins destructives pour les poissons, des échelles à poissons, des filtres ou d'autres améliorations visant à réduire les incidences sur les poissons d'eau douce. Par contre, les exigences en matière de débit minimum et les autres contraintes relatives aux modifications apportées au débit des cours d'eau — dont on pourrait dire qu'il s'agit de la mesure la plus importante visant à limiter les dommages à l'environnement — dépassent rarement celles fixées par les organismes de réglementation (ou établies dans les accords de règlement des revendications négociés).

Le processus de renouvellement des permis en cours aux États-Unis, qui vise environ 400 centrales hydroélectriques, va faciliter considérablement la détermination des futurs effets

⁶⁹ EPA, 1997, *Study of Hazardous Air Pollutant Emissions from Electric Utility Steam Generation Units – Final Report to Congress*, vol. 1.

environnementaux, non seulement pour les centrales existantes, mais aussi pour les nouvelles centrales. Aux États-Unis, à une fréquence comprise entre 30 et 50 ans, les centrales hydroélectriques non fédérales doivent obtenir de nouveaux permis d'exploitation auprès de la FERC. Le processus de renouvellement du permis constitue une occasion d'ajouter, de maintenir ou d'éliminer des dispositions écologiques aux permis des centrales hydroélectriques existantes. Ce processus peut également mener au non-renouvellement de permis.

Le DOE a récemment observé qu'on laissait passer les possibilités d'intégrer dans les textes des permis la modernisation de l'équipement respectueux de l'environnement et l'amélioration des procédures connexes. La réintégration de telles dispositions est notamment imputable aux contraintes qu'imposent les mesures écologiques à la production d'hydroélectricité. Selon un récent rapport du DOE, on estime que ces pertes oscillent entre 1 % et 8 %⁷⁰. Plusieurs organisations non gouvernementales, notamment *American Rivers*, ont également observé que les procédures de renouvellement des permis pourraient favoriser la réintégration d'importantes mesures de protection de l'environnement déjà existantes.

Facteurs susceptibles de modifier les incidences environnementales

La combinaison de combustibles mentionnée dans les données NEWGen est importante pour les futures incidences environnementales. Même si elles sont moins propres que les énergies renouvelables, les turbines au gaz naturel et les turbines à gaz à cycle mixte produisent moins de CO₂, de SO₂, de NO_x et de polluants atmosphériques dangereux par unité d'électricité produite, comparativement aux centrales au charbon ou au mazout. Par exemple, selon les moyennes nationales établies aux États-Unis, le gaz naturel produit 40 % d'émissions de CO₂ en moins, 99 % d'émissions de SO₂ en moins, un sixième d'émissions de NO_x en moins et 99 % d'émissions de mercure en moins que le charbon par unité d'électricité produite.

D'un point de vue écologique, la question clé qu'il faut se poser est la suivante : l'expansion planifiée (ou le transfert au Mexique) des centrales au gaz naturel va-t-elle (ou va-t-il) se faire, ou l'augmentation des prix du gaz naturel avec le temps va-t-elle décourager les investisseurs de miser sur le gaz et les inciter à choisir d'autres combustibles? Il semble que les prix du gaz naturel (relativement bas au moment de la rédaction du présent rapport) soient appelés à augmenter de nouveau avec le temps. Selon les analystes de l'industrie, après des années d'expansion, l'industrie gazière pourrait bien vivre sa première période prolongée de pénurie de l'offre, au moment précis où les compagnies américaines et mexicaines d'électricité se sont dites extrêmement intéressées par le gaz⁷¹. Étant donné que les prix du gaz naturel continuent à baisser, les producteurs de gaz fonctionnent à plein rendement et ont de plus en plus de mal à trouver du gaz facile d'accès. En effet, depuis plus de dix ans, on observe sur le marché américain un écart entre la demande et l'offre : cette dernière est assurée par l'importation des réserves excédentaires du Canada et d'autres pays. Toutefois, à la fin des années 1990, on a commencé à constater que le Canada avait atteint sa capacité d'extraction de réserves de gaz facilement accessibles.

Le *Williams Capital Group* a récemment fait observer que les stocks de gaz naturel ne suffisaient pas à appuyer la production d'électricité nécessaire à l'absorption d'un taux de croissance de la

⁷⁰ Hunt et Hunt, 1998, cités dans DOE, *Scenarios for a Clean Energy Future*.

⁷¹ Les autres facteurs qui pourraient influencer sur l'environnement au cours des années à venir sont les progrès technologiques dans le domaine des énergies propres (notamment les piles à hydrogène) et l'éventuel développement de la production décentralisée sur le continent.

demande d'électricité qui devrait atteindre 3 % à long terme⁷². De la même façon, les participants à l'*Energy Modeling Forum* pensent que l'expansion prévue de la production de gaz naturel ne sera pas aussi prononcée si le prix du gaz demeure élevé.

On ne sait pas vraiment quelle direction prendrait l'expansion ou quelle serait son ampleur si le prix du gaz naturel augmentait. Par contre, certains analystes de l'industrie croient que le charbon va modifier certains des actuels plans d'expansion favorisés par le succès du gaz naturel. Par exemple, l'Office national de l'énergie du Canada note qu'en raison de l'instabilité des prix du gaz naturel, les investisseurs se tournent à nouveau vers la construction de centrales au charbon, afin de répondre à la future demande d'énergie⁷³. L'ampleur de ce glissement du gaz vers d'autres combustibles fossiles dépendra (en partie) de l'élasticité de la demande par rapport au prix – aussi bien l'élasticité de la demande de gaz naturel par rapport à son prix que l'élasticité croisée de la demande de gaz, de charbon, de mazout, d'énergie nucléaire et d'énergie hydroélectrique par rapport aux prix⁷⁴.

En raison des récents changements qui ont touché la combinaison de combustibles aux États-Unis, on peut dire que le charbon a été le substitut le plus courant durant la période d'augmentation fulgurante des prix du gaz naturel (2000 et 2001). Durant cette période, la consommation de charbon a augmenté considérablement dans le pays, et les industriels pensaient qu'un record de consommation de tous les temps serait atteint à la fin de l'année 2001 – près de

⁷² Williams Capital Group, 2001, *U.S. Electricity Supply & Demand Analysis: Tight Gas Supplies Tell the Story*, New York. La période de projection va jusqu'en 2010.

⁷³ Office national de l'énergie, 2001, *Trends and Issues*, Calgary, Canada. Parmi les facteurs qui ont eu le plus d'incidence sur le secteur énergétique au cours de la dernière année, on compte l'augmentation phénoménale du prix du gaz naturel. Par exemple, aux États-Unis, il a fait un bond de 70 % entre février 2000 et février 2001, ce qui a en partie aggravé la crise énergétique qu'a traversée la Californie à la fin de 2000 et au début de 2001. Après avoir atteint son niveau record au début de 2001, le prix du gaz naturel a baissé entre février et septembre. La plupart des analystes prévoient qu'il va continuer à baisser jusqu'en 2003, après quoi les excédents de gaz naturel devraient être pleinement utilisés. Après 2003, l'exploitation des réserves connues va être plus coûteuse, et on s'attend à ce que ces réserves se raréfient de plus en plus et à ce que l'instabilité des prix entre 2003 et 2006 génère une augmentation régulière du prix du gaz naturel.

⁷⁴ La modification du prix et de la disponibilité d'un combustible en particulier fait généralement basculer la demande vers les autres combustibles. L'ampleur de ce transfert dépend de l'élasticité croisée de l'offre et de la demande par rapport aux prix et de l'approvisionnement des installations de production d'électricité en principaux combustibles. De toute évidence, lorsque l'élasticité par rapport au prix des combustibles au Canada et l'élasticité croisée de la demande par rapport aux prix sont limitées, l'évolution des prix fera peu changer la demande. Toutefois, lorsque les différences entre l'élasticité de la demande par rapport au prix de chaque combustible sont plus importantes que l'élasticité de la demande de tous les types de production, le marché connaît des transferts importants. Selon les estimations d'Atkinson et Manning (1992), résumées par Martin (1998), l'élasticité de la demande par rapport au prix est de l'ordre de -0,2 pour toutes les sources d'énergie. Par contre, l'élasticité de la demande de chaque combustible fossile par rapport à son prix semble bien plus importante, puisqu'elle est comprise entre 1 et 2. Selon Martin, lorsque l'élasticité directe est importante, l'élasticité croisée de la demande par rapport au prix est généralement importante elle aussi, et les industriels sont alors portés à changer de type de combustible. Cela donnerait à penser que le tableau ci-dessous fournit une estimation par Jones (1996) de l'élasticité directe, et surtout de l'élasticité croisée de la demande directe des principaux combustibles fossiles par rapport à leur prix :

Élasticité de la demande à long terme au sein du secteur industriel des pays du G-7

	Charbon	Mazout	Gaz
Charbon	-1,55	0,72	0,15
Mazout	0,63	-2,23	0,78
Gaz	0,13	0,79	-0,86

Source : C.T. Jones, 1993, « A Pooled Dynamic Analysis of Interfuel Substitution in Industrial Energy Demand by the G-7 countries », *Applied Economics*, 28 : 815–821; également cité dans Martin (1998); J. Atkinson et N. Manning, 1995, « A Survey Of International Energy Elasticities », dans T. Barker, P. Ekins et N. Johnstone, éd., *Global Warming and Energy Demand*, Routledge, Londres.

1,085 milliard de tonnes américaines. Cela représente une augmentation de 21 millions de tonnes américaines par rapport à 2000⁷⁵.

On sait également que, maintenant que le gouvernement américain a mis l'accent sur la sécurité énergétique, de nombreuses politiques sont favorables à l'utilisation du charbon. En février 2001, le président Bush a déclaré que le charbon serait au centre de la politique énergétique de son gouvernement, qui consiste à réduire la dépendance à l'égard du pétrole importé et à éviter des crises comme les coupures de courant qu'a connues la Californie. On peut supposer qu'après les attentats terroristes perpétrés aux États-Unis en septembre 2001, les autorités vont s'intéresser à la sécurité énergétique avec plus d'insistance que ne le faisait déjà la NEP présentée en mai 2001. Certains analystes (notamment ceux du *Financial Times Energy*)⁷⁶ pensent que ces événements vont renforcer la détermination des autorités à réduire leur dépendance à l'égard des stocks de pétrole d'autres pays, à renforcer encore plus les liens continentaux, à explorer et exploiter des sources d'énergie sur leur propre territoire. [À cet égard, les responsables de l'*Illinois Clean Coal Institute* (Institut du charbon épuré de l'Illinois) affirment que les réserves connues de charbon souterrain et de surface représentent environ 500 milliards de tonnes américaines aux États-Unis⁷⁷.]

En examinant ce qui s'est passé récemment, on peut comprendre comment les marchés vont réagir aux changements de prix générés par la concurrence. Un analyste a constaté que les conditions récentes étaient favorables à la réapparition du charbon. À l'appui du présent document, la CCE a commandé une analyse rétrospective de l'évolution des combinaisons de combustibles découlant du regain de concurrence sur les marchés américains, et de ses répercussions environnementales. Plus précisément, cette analyse a comparé les prévisions d'émissions figurant dans l'évaluation finale des répercussions environnementales de la FERC (évaluation intégrée dans l'arrêté 888 de 1996) aux émissions réelles enregistrées en 2000.

Le rapport a révélé que les prévisions d'émissions dans une situation de concurrence sous-estimaient les niveaux réels d'émissions, et que le scénario de la FERC qui ressemblait le plus aux véritables tendances en matière d'émissions était celui d'une concurrence favorable au charbon. Pour l'ensemble des États-Unis, la prévision des émissions de NO_x pour 2000, incluse dans l'évaluation finale des répercussions environnementales de la FERC, était inférieure de 5,4 % aux données réelles (favorisant le charbon) et de 4,3 % inférieure à ce que prévoyait le scénario de la « concurrence favorable au charbon ». Les prévisions nationales d'émissions de CO₂ pour 2000 étaient inférieures de 8,5 % au scénario de base et de 7,9 % au scénario de la concurrence favorable au charbon.

En bref, en 2000, le scénario de la « concurrence favorable au charbon » sous-estimait largement les émissions réelles. Toutes les régions à l'étude ont affiché une augmentation significative de la production par des centrales au charbon entre 1996 et 2000, destinée à répondre à une demande plus élevée que prévu. L'étude a également révélé que les prévisions indiquant que le faible coût de la production dans le Midwest et le sud-est entraînerait des exportations vers les autres régions ne se sont pas concrétisées. Cependant, ces régions ont bel et bien produit plus d'électricité à l'aide de centrales au charbon afin de répondre à une demande interne plus élevée que prévu⁷⁸.

⁷⁵ Illinois Clean Coal Institute, <<http://www.icci.org>>.

⁷⁶ J. Roberts, 2001, « Attacks to Throw World Energy in Turmoil », *Energy Insight Today*, FTEnergy.com.

⁷⁷ Voir <<http://www.icci.org/fact.html>>.

⁷⁸ Voir Woolf et coll., 2001.

Section V – Les subventions et l’internalisation des coûts environnementaux

Les marchés et l’établissement des prix

Malgré les très nombreuses incertitudes relatives à la restructuration et à l’intégration des marchés, il est clair que, compte tenu de la concurrence qui règne sur ces marchés, les prix ont une incidence cruciale sur le profil de la demande, de l’offre, des investissements et des choix technologiques. En raison du mode d’établissement des prix sur les marchés de l’électricité, un grand nombre de produits et services qui étaient jusque-là protégés des marchés par des monopoles ou des oligopoles ont aujourd’hui un prix et s’échangent sur ces marchés. Pour faire les meilleures affaires, des milliers de courtiers, d’intermédiaires, de négociants en électricité et d’autres intervenants prennent des décisions au sujet des ventes d’électricité et ce, pratiquement en temps réel⁷⁹.

Étant donné que le manque d’information sur les marchés de l’électricité est l’une des principales causes de l’échec des marchés et de la dégradation de l’environnement, l’amélioration constante de méthodes transparentes et efficaces d’établissement et de structure des prix devrait se traduire par des gains d’efficacité et par la création de nouvelles ouvertures pour les politiques d’établissement des prix axées sur l’environnement. Ces ouvertures visent principalement deux domaines.

Premièrement, la concurrence qui règne sur les marchés offre aux consommateurs plus de choix en ce qui concerne l’achat de produits et services respectueux de l’environnement. Dans sa description des objectifs globaux de la restructuration, la FERC précise que l’intensification de la concurrence sur les marchés énergétiques a sensibilisé davantage les intervenants aux besoins des consommateurs⁸⁰. Dorénavant, il existe toute une série de programmes de commercialisation qui permettent de répondre aux deux questions suivantes : dans quelle mesure les consommateurs connaissent-ils les répercussions environnementales de leur consommation d’électricité, et à quel prix et dans quelles conditions sont-ils disposés à acheter de l’électricité provenant de sources renouvelables et des produits et services éconergétiques⁸¹? Parmi ces programmes, on compte la tarification de l’énergie verte par les compagnies productrices d’électricité, la certification de l’électricité « écologique » ou provenant de sources renouvelables et l’attribution d’étiquettes « vertes » à des produits et services qui sont jugés éconergétiques. Ces programmes, ainsi que d’autres initiatives, sont décrits à la section VI.

Deuxièmement, pour limiter les répercussions environnementales de la consommation d’électricité, on pourrait également établir des prix raisonnables. L’idée consistant à réviser les prix pour tenir compte des dommages causés à l’environnement est à la base de l’engagement qu’ont pris les trois gouvernements des États nord-américains à l’égard du principe du pollueur-payeur, adopté par l’OCDE. Certains affirment que, si l’on établit des prix plus efficaces sur le marché nord-américain de l’électricité, le public sera plus sensible aux dommages causés à l’environnement qui demeurent étrangers aux marchés, ne sont attribués à personne, ne sont pas

⁷⁹ Pour consulter une excellente analyse du rôle que les marchés au comptant à court terme ont joué dans la crise de l’électricité qu’a connue la Californie, voir R. Cavanagh, 2001, « Revisiting ‘the Genius of the Marketplace’: Cures for the Western Electricity and Natural Gas Crises », *The Electricity Journal* (juin).

⁸⁰ FERC, 2000, *State of Markets*, Washington, D.C.

⁸¹ Voir, par exemple, B.C. Farhar, 1999, *Willingness to Pay for Electricity from Renewable Resources*, NREL, Golden, Colorado; CCE, 2001, *Market for renewable electricity in Mexico’s industries*. Montréal; I. Rowlands, D. Scott et P. Parker, 2000, « Ready to Go Green?: The Prospects for Premium-Priced Green Electricity in Waterloo Region, Ontario », *Environments*, 28 (3).

Effets sur la santé de la production d'électricité

Dans une récente étude, Levy et coll. ont examiné les émissions polluantes de deux centrales au charbon de la Nouvelle-Angleterre : la centrale de Salem Harbor, qui brûle un million de tonnes américaines de charbon par an pour une capacité de 805 MW, et la centrale de Brayton Point, qui brûle environ trois millions de tonnes de charbon par an pour une capacité de 1 611 MW. L'étude s'est intéressée aux coûts pour la santé humaine de trois polluants rejetés par ces installations (SO₂, NO_x et PM₁₀), qui touchent une population de 32 millions de personnes vivant à proximité des principales émissions. Voici certaines des conclusions du rapport produit :

- Chaque année, 53 décès prématurés sont liés à la centrale de Salem Harbor et 106, à celle de Brayton Point.
- Chaque année, 570 visites aux services d'urgence sont liés à la centrale de Salem Harbor et 1 140, à celle de Brayton Point.
- Chaque année, 14 400 cas d'asthme sont liés à la centrale de Salem Harbor et 28 900, à celle de Brayton Point.
- Chaque jour, 99 000 incidents liés à des symptômes de maladie des voies respiratoires supérieures sont liés aux émissions de la centrale de Salem Harbor et 199 000, à celles de la centrale de Brayton Point.

L'étude révèle que les risques pour la santé sont plus élevés près des centrales — problème qui soulève à nouveau des questions de justice environnementale liées au choix des sites des nouvelles centrales —, et que ces risques diminuent avec l'éloignement. Elle révèle en outre que les effets secondaires des émissions ont davantage de répercussions sur la santé à long terme que leurs effets directs.

L'étude révèle également que, si les deux centrales réduisaient leurs niveaux d'émissions pour respecter les actuelles normes fédérales américaines visant les émissions atmosphériques, le coût des dommages pour la santé humaine baisserait de 280 millions de dollars par an pour Salem Harbor, et de 530 millions pour Brayton Point.

quantifiés et ne sont pas signalés⁸². En bref, la transparence dans l'établissement des prix pourrait créer de nouvelles possibilités d'internaliser certains des effets environnementaux externes qui caractérisent ce secteur.

De toute l'évidence, les sociétés de production d'électricité sont loin de payer le prix des dommages causés par la pollution qu'ils génèrent. Les effets environnementaux externes sont variés : changement climatique, dépôts acides, perte d'habitat et de biodiversité, risques de cancer imputables aux rejets de grandes quantités de mercure et de méthylmercure — directement liés à la neurotoxicité⁸³. La production d'électricité par des centrales au mazout et au charbon occasionne en outre l'émission de traces de dioxines, d'arsenic, de radionucléides et d'autres substances dangereuses et toxiques. Il existe aujourd'hui de très nombreux documents qui établissent des liens entre la production d'électricité à partir de combustibles fossiles et les dommages causés à la santé

humaine et à l'environnement, et évaluent les répercussions de ces dommages (voir l'encadré).

Une étude plus récente consacrée aux techniques d'évaluation a comparé le coût de l'énergie éolienne au coût des centrales au charbon. Comme on l'a vu précédemment, les coûts des centrales au charbon sont peu élevés (3–4 ¢/kWh). Cependant, selon les auteurs de l'étude, si l'on tenait compte des 2 000 décès survenant chaque année aux États-Unis et des 35 milliards de dollars américains que le pays a dépensés jusqu'à maintenant pour dédommager les victimes de l'antracose, les coûts réels liés aux centrales au charbon augmenteraient considérablement. Les auteurs affirment en outre que, si les centrales au charbon assumaient l'intégralité des coûts qui leur sont imputés, l'énergie éolienne deviendrait alors une source d'énergie concurrentielle

⁸² T. Panayotou, 1993, *Green Markets: The Economics of Sustainable Development*, International Center for Economic Growth.

⁸³ Dans le rapport qu'elle a présenté au Congrès, l'EPA a conclu, après avoir effectué une évaluation des risques posés par les principaux polluants atmosphériques dangereux rejetés par les centrales au mazout et au charbon, qu'en règle générale, l'information disponible indique que les émissions de mercure imputables aux centrales électriques présentent des risques suffisants pour la santé publique pour justifier l'intensification de la recherche et du contrôle. EPA, 1998, *Study of Hazardous Air Pollutant Emissions from Electric Utility Steam Generating Units – Final Report to Congress*, vol. 1, Washington, D.C.

(3-4¢/kWh, incluant les coûts associés aux investissements de départ, au choix des sites, à l'exploitation et à la désaffectation⁸⁴).

Ces dernières années, les environmentalistes se sont intéressés de très près au rôle des subventions. Celles-ci, ainsi que d'autres types de transferts financiers, qui visent à créer un écart entre les prix nationaux et les prix internationaux, imposent de nombreux coûts économiques (notamment en matière d'aide sociale), ainsi que divers coûts environnementaux. Les subventions peuvent créer une surcapacité, nuire au roulement des capitaux et favoriser la conservation d'équipement ancien, peu efficace et nuisant à l'environnement, qui aurait normalement dû être mis au rebut. En plus de susciter l'intérêt de nombreux économistes et environmentalistes, la capacité des gouvernements à recourir aux subventions a été (dans une certaine mesure) définie et limitée par les règles énoncées dans des accords commerciaux comme l'ALÉNA et l'Accord sur l'OMC. En raison de l'émergence de méthodes transparentes d'établissement des prix au sein d'un réseau ouvert, les provinces et les États pourraient avoir plus de difficulté, au sein de ce réseau, à obtenir certains types de subventions.

Estimation des niveaux de subventions

Il est difficile d'évaluer les niveaux exacts des subventions accordées dans le secteur de l'électricité. Le mode de recensement des subventions dépend largement de la façon dont celles-ci sont définies. L'OCDE définit une subvention comme le paiement direct d'un gouvernement à l'appui de la production, de la vente ou de l'achat d'un produit ou d'un service. Toutefois, cette limite imposée aux dépenses gouvernementales officielles exclut de nombreuses interventions indirectes du secteur public — qu'il s'agisse d'assumer les coûts du transport des combustibles utilisés ou de la dépréciation des immobilisations —, qui ont les mêmes effets sur la baisse des prix que les subventions directes⁸⁵.

Les travaux entrepris par l'OCDE et par d'autres entités révèlent que c'est au cas par cas qu'on évaluera le plus efficacement les répercussions environnementales des subventions; ce genre d'analyse dépasse la portée du présent rapport. On peut quand même désigner trois catégories de subventions au secteur énergétique :

- a) paiements directs aux producteurs et/ou aux consommateurs;
- b) allègements fiscaux;
- c) aide à la recherche-développement (R+D).

Certaines subventions contribuent à la dégradation de l'environnement, tandis que d'autres (notamment les mesures d'aide à la R+D consacrée aux énergies renouvelables, les mesures d'aide aux programmes d'efficacité énergétique — p. ex., l'amélioration de l'isolation — ou d'autres types d'aides à visant l'économie d'énergie) vont dans le sens des objectifs écologiques. Ainsi, dans la quasi-totalité des débats portant sur le retrait ou la suppression des subventions, on

⁸⁴ M. Jacobson et G. Masters, 2001, « Exploiting Wind Versus Coal », *Science*, vol. 293.

⁸⁵ L'OCDE a notamment cherché à évaluer les niveaux des subventions directes et indirectes à l'aide de l'équivalent subvention à la production (ESP), qui porte sur l'ensemble des outils d'aide aux marchés, notamment les politiques gouvernementales soutenant certains prix à la production, les activités axées sur la création de marchés ou les méthodes de différenciation des technologies ou des produits/services. L'ESP a permis de définir les niveaux de subventions accordés au secteur agricole. Par contre, il n'a pas été aussi efficace pour le secteur de l'énergie. C'est pourquoi l'OCDE, en collaboration avec les responsables du Programme des Nations Unies pour l'environnement et d'autres intervenants, s'appuie davantage sur des études de cas pour calculer les niveaux de subventions, les effets de celles-ci sur l'environnement et les avantages probables de leur suppression pour l'environnement. OCDE, 1997, *Reforming Coal and Electricity Subsidies*, Annex 1, Expert Group on the UNFCC, Working Paper No. 2, OCDE/GD(97)70, Paris.

finit par classer ces subventions comme étant néfastes pour l'environnement, écologiques, ni l'un ni l'autre ou une combinaison des deux. Par exemple, le débat qu'ont engagé il y a six ans les membres du Comité du commerce et de l'environnement de l'OMC continue de porter sur la façon dont on différencie les subventions « écologiques » de celles qui sont néfastes pour l'environnement.

L'OCDE fait néanmoins observer qu'il faut établir une distinction entre les subventions qui favorisent des incidences environnementales positives et celles qui ont des effets néfastes sur l'environnement⁸⁶.

Les subventions accordées par les États et les provinces et les nombreuses subventions indirectes (en particulier celles qui visent les producteurs de combustibles) sont importantes et justifient une analyse plus approfondie. Les exemples ci-dessous visent à identifier certaines des subventions accordées en Amérique du Nord dans le secteur de l'électricité (mais pas toutes).

Canada

Au Canada, de nombreux programmes et politiques appuient l'efficacité énergétique, ainsi que la mise au point de technologies plus propres de production d'électricité. Certains de ces programmes, qui sont financés par Ressources naturelles Canada, sont décrits à la section VI.

Les subventions les plus élevées attribuées au secteur énergétique par le gouvernement fédéral sont celles qui sont versées dans le cadre du projet relatif aux sables bitumineux de l'Alberta. Ce projet devrait permettre d'extraire environ 300 milliards de barils de pétrole, soit plus que les réserves estimées de l'Arabie saoudite. Les subventions accordées à ce projet ont totalisé près de 600 millions de dollars canadiens (en 1997), sous forme de mesures fiscales qui ont permis de reporter les coûts d'immobilisation liés au développement du projet.

Un rapport de 1997 faisait observer que, tandis que les subventions fédérales visant le secteur des combustibles fossiles semblaient diminuer, l'aide au projet relatif aux sables bitumineux était dix fois plus élevée que l'aide fédérale globale accordée aux programmes axés sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables. Ces programmes prévoient une modification du statut d'admissibilité de la classe 4.1 du code des impôts, qui vise à faciliter le financement des énergies renouvelables par une prise en charge des dépenses d'immobilisation. Malgré ces programmes et d'autres initiatives, un rapport publié à la fin de 1997 par le Comité permanent de l'environnement et du développement durable de la Chambre des communes du Canada indiquait que les chances des divers intervenants du secteur énergétique étaient loin d'être égales, étant donné que la plupart des politiques fiscales fédérales penchaient en faveur d'industries énergétiques conventionnelles utilisant beaucoup de charbon, au détriment des programmes axés sur l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables⁸⁷.

Les effets environnementaux de l'élimination des subventions

Plusieurs études et rapports ont examiné les répercussions environnementales des subventions, ainsi que les effets de leur suppression. Bon nombre d'études récentes portent précisément sur les secteurs de l'agriculture et de la pêche, où les subventions et les distorsions dans l'établissement

⁸⁶ Les participants aux négociations d'Uruguay de l'OMC ont en partie reconnu cette distinction. L'article 8 de l'Accord sur les subventions et les mesures compensatoires porte sur les subventions ne donnant pas lieu à une action; elles comprennent [à l'alinéa 8.2 (c)], les mesures couvrant les investissements qui doivent respecter les « nouvelles prescriptions environnementales ». (L'ALÉNA ne contient aucune exemption comparable.)

⁸⁷ Comité permanent de l'environnement et du développement durable, décembre 1997, *Kyoto and Beyond*.

des prix sont fort nombreuses. De leur côté, l'OCDE, la Banque mondiale, le *World Resources Institute* et l'Institut international du développement durable continuent d'effectuer de précieuses évaluations des avantages pour l'environnement de la suppression des subventions. Là encore, une partie de cette analyse s'appuie sur les conclusions inspirées de certains modèles. Par exemple, dans les années 1990, l'EPA a commandé plusieurs études qui devaient évaluer les effets de la réduction des subventions sur les émissions totales de CO₂. L'une de ces études⁸⁸, qui combinait un modèle d'équilibre général à d'autres modèles, a révélé que la suppression de 15,4 milliards de dollars américains de subventions à l'échelle mondiale réduirait de 64 millions de tonnes américaines les émissions de CO₂ d'ici 2010 – ce qui équivaut à une réduction d'environ 4 millions de tonnes pour chaque milliard de dollars de subvention en moins.

Il est intéressant de noter que, selon cette même étude, les subventions accordées aux programmes axés sur les énergies renouvelables et l'économie d'énergie ont eu pour effet de faire baisser les prix sur les marchés, ce qui a entraîné une augmentation des émissions de CO₂. Le rapport indiquait que la réduction des subventions entraînerait également une baisse de ces émissions.

L'impact relatif sur les marchés des subventions allouées au secteur des combustibles fossiles, par rapport à l'ensemble de ce marché, est beaucoup moins important que celui des subventions allouées aux énergies renouvelables.

Mexique

Les estimations officielles du budget du Mexique pour l'année 2000 indiquent que les subventions annuelles consenties aux consommateurs d'électricité sont de 3,4 milliards de dollars américains. Le gros de cette somme — près de 85 % — est affecté à la compensation des tarifs de l'électricité pour les utilisateurs résidentiels et ceux du secteur agricole. Par contre, les utilisateurs commerciaux n'ont pas droit aux tarifs subventionnés.

Le type et le niveau des subventions allouées au Mexique sont pratiquement constants depuis plusieurs années. Toutefois, entre 1999 et 2000, les subventions destinées à aider les utilisateurs résidentiels ont légèrement augmenté. Au cours des cinq à six dernières années, on a fait des efforts pour aligner les coûts et les prix dans la plupart des secteurs, et (à l'exception de ce qu'on a mentionné plus haut) il semble que le ratio de subventions se rapproche de un dans le secteur de l'électricité. Selon des estimations officielles, la CFE ne reçoit aucune subvention directe du gouvernement fédéral. Par contre, il existe de nombreux allègements fiscaux qui ont les mêmes effets que les subventions. Un bon exemple est la taxe *aprovechamiento* visant les droits d'exploitation, qui permet de reporter l'imposition, la taxe étant alors assimilée à une proportion des actifs immobilisés totaux de la CFE.

États-Unis

Aux États-Unis, les subventions fédérales directes visant la consommation d'énergie primaire ont totalisé près de 4 milliards de dollars américains en 1999. Cela représentait une diminution de près d'un milliard de dollars par rapport à l'exercice 1992⁸⁹. Les subventions du gouvernement fédéral américain aux exploitants de centrales au mazout, au gaz naturel ou au charbon et de centrales nucléaires ont totalisé près de 2,8 milliards de dollars américains. Parmi les centrales

⁸⁸ Jorgenson, 1998.

⁸⁹ Energy Information Agency, 1999, *Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy Markets, 1999: Primary Energy*, DOE, <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/servicerpt/subsidy>>.

alimentées aux combustibles fossiles, ce sont les centrales au gaz naturel qui ont reçu le plus de subventions fédérales (1,2 milliard), dont la majeure partie ont pris la forme d'un crédit d'impôt sur les combustibles de remplacement, principalement le méthane émanant des couches de charbon et les sables colmatés. Durant cette même année, les dépenses directement affectées aux énergies renouvelables ont totalisé environ 4 millions de dollars américains.

Les allègements fiscaux consentis aux producteurs d'énergie primaire ont totalisé 1,7 milliard de dollars américains (en dollars de 1999), auxquels on a ajouté 0,7 milliard pour l'exemption de l'éthanol des taxes d'accise fédérales. Durant l'exercice 1999, les deux principaux crédits d'impôt ont été accordés à la production de combustibles de remplacement (méthane émanant des couches de charbon et sables colmatés) (un milliard de dollars américains) et sous la forme d'une provision pour amortissement, aux centrales au mazout, au gaz et au charbon.

Le *General Accounting Office* (GAO, Bureau de la comptabilité générale) des États-Unis estime que l'ensemble des subventions américaines qui ont appuyé les énergies renouvelables depuis les années 1970 ont dépassé 10 milliards de dollars américains et qu'une large proportion des dépenses ou des crédits d'impôt consentis ont visé les énergies solaire et éolienne. Le GAO estime par ailleurs que les centrales au charbon épuré ont reçu environ 119 millions de dollars américains en subventions entre 1987 et 1998⁹⁰.

La proposition que fait l'*Office of Management and Budget* (OMB, Bureau de l'administration et du budget) dans le budget fédéral 2002 prévoit que le DOE dépensera 2,8 milliards de dollars, plus 2,1 milliards supplémentaires, sous forme d'avantages fiscaux, principalement consentis pour les sources d'énergie traditionnelles ou de remplacement. En vertu des propositions de l'OMB (qui datent de la fin du mois de septembre 2001), l'aide que consentirait le gouvernement fédéral aux projets d'économie d'énergie serait de 795 millions de dollars américains. Pour les combustibles fossiles, l'OMB indique que les incitatifs fiscaux du gouvernement fédéral visent principalement à encourager la production ou l'utilisation de combustibles fossiles et d'autres combustibles sur le territoire américain. Le budget propose de nombreux crédits d'impôt, incitatifs fiscaux et autres mesures qui sont trop détaillés et trop complexes pour être résumés dans le présent document⁹¹.

L'aide que prévoit apporter le DOE aux énergies renouvelables par voie de subventions est de l'ordre de 1,2 milliard de dollars; ce montant dépendra des recettes générées par le forage proposé dans la Réserve faunique nationale de l'Arctique, en Alaska.

Il est utile de connaître l'appui que consent le budget fédéral américain au secteur de l'énergie, pour pouvoir comparer, par exemple, le niveau de soutien entre les sources d'énergie primaire et les sources d'énergie renouvelables. Il existe quand même de nombreuses subventions secondaires ou indirectes visant le secteur de l'électricité; elles ont fait l'objet de diverses études et d'estimations les plus variées. Par exemple, une étude effectuée en 1997 par les *Management Information Services* (Services d'information sur la gestion) révèle que les subventions accordées au secteur énergétique entre 1947 et 1997 ont totalisé 564 milliards de dollars américains. Près de la moitié de ces dépenses ont profité à l'industrie pétrolière, sous forme d'allègements fiscaux⁹².

⁹⁰ US General Accounting Office, 2000, *Clean Coal Technologies: Status of Projects and Sales of Demonstrated Technologies*, Washington, D.C.

⁹¹ Voir <<http://www.whitehouse.gov/omb>>.

⁹² Ces études ont été compilées dans un rapport très utile publié par l'*Energy Information Agency* en 1999.

Une étude effectuée en 1992 par l'*Energy Information Agency* (EIA, Agence d'information sur l'énergie) estimait à 3,9 milliards de dollars américains les dépenses directes affectées cette année-là au secteur de l'électricité et à 2,3 milliards les subventions à la R+D, dont près de la moitié ont visé les centrales nucléaires. L'étude de l'EIA comparait également les efforts financiers qui se sont concrétisés par des reports de la taxe d'accise (exemptions) ou la compensation des dettes, et annonçait une subvention nette négative de 2,4 milliards de dollars américains.

Une deuxième étude effectuée en 1992 par l'*Alliance to Save Energy* (Alliance pour l'économie d'énergie) a brossé un tableau très différent des niveaux de subventions. En s'appuyant sur des estimations de 1989, l'auteur de l'étude indiquait que les subventions totales accordées au secteur de l'électricité étaient comprises entre 27 milliards et 46 milliards de dollars américains. Cette étude faisait une estimation des subventions basées sur des produits ou services gouvernementaux (y compris les instruments financiers avec participation aux risques) qu'il aurait fallu normalement obtenir selon les conditions du marché, et indiquait que tout fardeau fiscal était comparable aux taxes normalement imposées à une activité similaire. Elle visait plusieurs programmes qui avaient pris fin au moment de sa rédaction, soit en 1992, notamment l'amortissement accéléré des machines et de l'équipement (estimé à 12 milliards de dollars américains), supprimé par la *Tax Reform Act* (Loi sur la réforme des impôts).

Exemptions réglementaires et disparités entre les règlements qui pourraient être assimilées à des subventions

L'octroi d'exemptions réglementaires correspond, en réalité, à une subvention indirecte qui permet au bénéficiaire d'éviter les coûts directs et indirects qu'il devrait normalement assumer pour respecter les règlements établis. De même, lorsqu'une des Parties à un accord de libre-échange adopte des règlements qui sont moins sévères que ceux des autres Parties, on parle également de subventions indirectes.

À cet égard, les environnementalistes demeurent inquiets à propos de l'avenir des quelque 300 GW sous-utilisés que produisent les centrales au charbon de l'Amérique du Nord, centrales qui sont nettement sous-exploitées. La plupart de ces centrales se trouvent aux États-Unis et, jusqu'à maintenant, elles ont été protégées par les dispositions des « droits acquis » de la *Clean Air Act* (CAA, Loi sur l'air salubre). Lorsque le texte initial de la CAA a été présenté il y a plus de 30 ans, on a accordé temporairement une exemption « *old source* » — qu'on appelle couramment la clause des droits acquis — aux centrales existantes (principalement des centrales au charbon). Ces exemptions ont été maintenues au moment des modifications apportées à la CAA en 1977 et en 1990. Près des deux tiers des centrales au charbon ont été construites avant 1970. On a supposé que ces exemptions réglementaires seraient maintenues jusqu'à l'arrêt de ces centrales, soit entre 20 et 30 ans plus tard.

Ces exemptions autorisent les anciennes centrales au charbon à produire des émissions polluantes de 4 à 100 fois plus élevées que celles des centrales plus récentes⁹³. Plus de 30 ans après l'entrée en vigueur des exemptions d'origine justifiées par les droits acquis, des centaines de centrales au charbon encore opérationnelles aux États-Unis bénéficient d'importantes exemptions en matière de plafonds d'émissions de polluants atmosphériques et d'autres contrôles.

⁹³ A Cohen, 1997, « Unfinished Business: Cleaning Up the Nation's Power Plant Fleet », *Clean Power Journal* (été).

Sur des marchés fonctionnant normalement, la concurrence ouverte accélère à la fois l'élimination des anciennes immobilisations et l'acquisition d'immobilisations nouvelles et efficaces. D'un point de vue économique, les clauses des droits acquis ont les mêmes effets que les subventions, puisqu'elles préservent des centrales aussi anciennes qu'inefficaces, qui seraient normalement jugées obsolètes sur des marchés concurrentiels.

Les disparités dans les programmes de délivrance de permis aux sociétés de production d'hydroélectricité peuvent également donner lieu à des subventions indirectes. Aux États-Unis, la plupart des centrales hydroélectriques sont exploitées en vertu de permis délivrés pour des périodes de 30, voire 50 ans par la FERC. Depuis 1986, la *Federal Power Act* (Loi fédérale sur l'énergie) oblige la FERC à accorder à la protection de l'environnement la même importance qu'aux autres critères lorsqu'elle examine des demandes de permis⁹⁴. Dans ce contexte, lors de l'examen de nouveaux projets ou de demandes de renouvellement de permis, on applique des normes environnementales plus strictes que celles qui étaient en vigueur au moment où la demande initiale a été présentée, particulièrement en ce qui a trait aux régimes d'écoulement.

Section VI – Efficacité énergétique et énergies renouvelables

Depuis le bouleversement des prix du pétrole, dans les années 1970, les gouvernements fédéraux des trois pays nord-américains ont adopté des politiques favorisant l'efficacité énergétique. Aujourd'hui, plus de 25 ans après la mise en œuvre du premier programme d'efficacité énergétique, une conclusion s'impose : pour économiser de l'énergie, il est souvent plus rentable d'améliorer la performance des usines existantes que de construire de nouvelles usines. Les programmes d'efficacité énergétique ont démontré qu'il est possible de réduire la demande d'électricité tout en offrant des services similaires, voire améliorés.

La mesure dans laquelle les nouvelles technologies reconnues seront utilisées pour répondre à la demande d'électricité future aura bien entendu une grande incidence sur l'environnement. Les projections environnementales établies dans la section III illustrent un scénario où l'offre est élevée. Par conséquent, en faisant la promotion de l'efficacité énergétique, on pourrait réduire considérablement la nouvelle capacité installée.

Entre le milieu des années 1970 et le milieu des années 1980, à une époque où le prix du pétrole était très élevé, on a observé une amélioration du rendement énergétique de l'ordre de 40 % aux États-Unis. Un rapport diffusé en 1991 par l'*Office of Technology Assessment* indiquait que l'efficacité énergétique devrait permettre de réduire les émissions de CO₂ de 20 % à 35 %.

Ces gains ont été réalisés à la faveur d'une concentration des mesures dans quelques secteurs, particulièrement l'amélioration de l'efficacité dans le secteur résidentiel. Dans un rapport diffusé en 1992, la *National Academy of Sciences* (Académie nationale des sciences) établissait que la

⁹⁴ La *Electric Consumers' Protection Act of 1986* (Loi de 1986 sur la protection des consommateurs d'électricité) prévoit ce qui suit :

[...] lorsqu'elle examine une demande de permis [de centrale hydroélectrique], la Commission doit tenir compte non seulement des objectifs de production d'énergie et de mise en valeur, mais également des critères d'économie d'énergie, de la protection des ressources halieutiques et fauniques (y compris les aires de frai et l'habitat), du contrôle des effets néfastes sur ces ressources et de leur mise en valeur, du maintien des activités récréatives et de la préservation de tout autre aspect de la qualité de l'environnement.

solution la moins coûteuse au chapitre des gains en efficacité consistait à améliorer le rendement énergétique des bâtiments⁹⁵.

Programmes d'encouragement

Dans le même ordre d'idées, un rapport de l'*American Council for an Energy Efficient Economy* (Conseil américain pour une économie éconergétique) indiquait que le montant total dépensé par le DOE pour ses 20 plus importants programmes d'efficacité énergétique ces 20 dernières années s'élevait à 712 millions de dollars américains, ce qui lui a permis d'éviter des dépenses énergétiques d'environ 30 milliards de dollars américains.

La plupart de ces programmes prévoient des mesures d'encouragement pour les consommateurs. Par exemple, certains peuvent consentir des rabais aux consommateurs qui achètent des appareils éconergétiques ou des primes aux grossistes ou détaillants qui vendent de tels appareils.

En plus des programmes gouvernementaux, dans les années 1990, les sociétés de services publics des États-Unis étaient encouragées, voire tenues d'offrir des programmes d'efficacité énergétique à leurs clients lorsque les coûts de tels programmes étaient inférieurs au coût associé à l'augmentation de la production⁹⁶. Au début des années 1990, on s'attendait à ce que les investissements des services publics dans de tels programmes dépassent les 30 milliards de dollars avant l'an 2000⁹⁷.

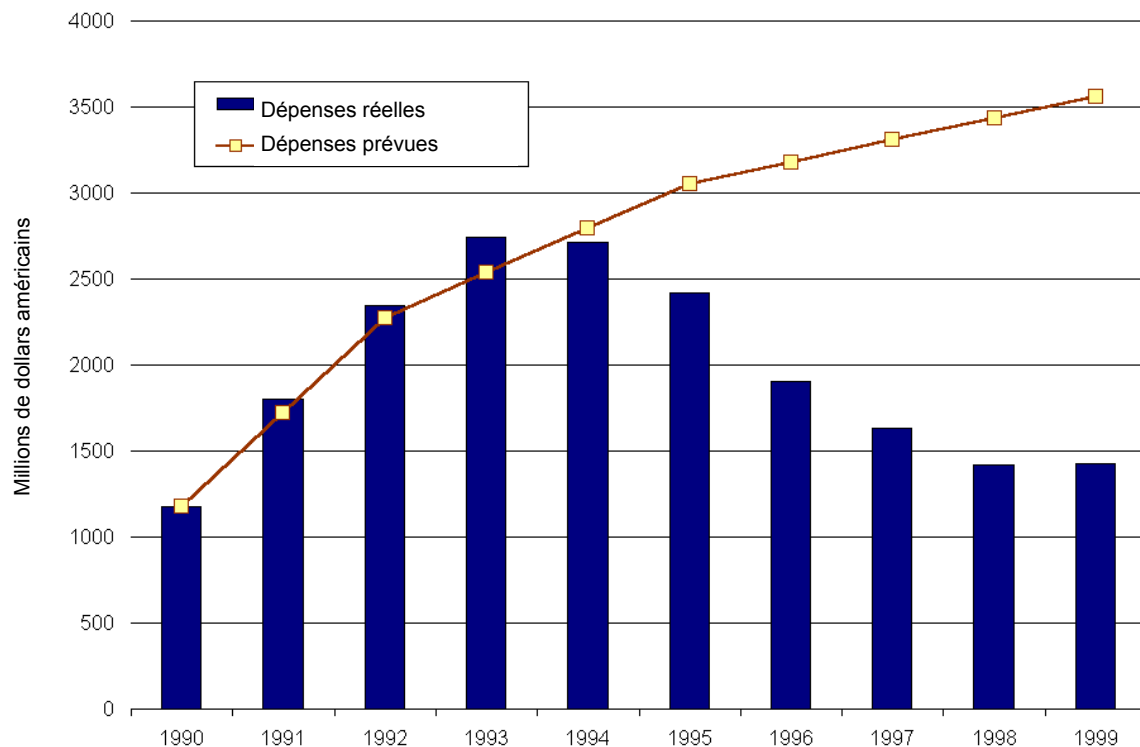
Toutefois, dans le contexte de la déréglementation des prix et de l'ouverture des marchés, les entreprises de services publics et les organismes de réglementation ont réduit les dépenses jugées « non nécessaires », y compris de nombreux programmes de gestion de la demande. Les dépenses totales pour toute la décennie ont été inférieures aux prévisions initiales dans une proportion de 30 % et sur une base annuelle, elles ont été réduites de 60 %, comme l'illustre la figure 4.

⁹⁵ DOE/IWG (*Department of Energy Interlaboratory Working Group*), 2000, *Scenarios for a Clean Energy Future* (Oak Ridge, TN; Oak Ridge National Laboratory and Berkeley, CA; Lawrence Berkeley National Laboratory), ORNL/CON-476 et LBNL-44029.

⁹⁶ Dans de nombreux États, le seuil des coûts d'approvisionnement tient compte des externalités environnementales que pourraient avoir la production d'électricité ou l'approvisionnement en gaz naturel et la combustion de ce gaz.

⁹⁷ E. Hirst, 1993, *Electric-Utility DSM Program Costs and Effects: 1991 to 2001*, (version révisée).

Figure 4. Dépenses réelles et prévues des services publics des États-Unis dans les programmes de gestion de la demande (1990–1999)⁹⁸



Vers la fin des années 1990, on a observé une augmentation des dépenses dans le secteur de l'efficacité énergétique, tendance qui s'est maintenue avec la crise de l'énergie qu'a connue la Californie en 2000–2001. À l'heure actuelle, 18 États américains ont approuvé le prélèvement d'une taxe d'intérêt public en ce qui concerne les programmes d'efficacité énergétique et d'autres États devraient bientôt faire de même⁹⁹. Les 18 taxes existantes permettront d'investir près d'un milliard de dollars dans les programmes d'efficacité énergétique, et ce, dans le seul secteur de l'électricité. L'exécution des programmes — par les services publics, les gouvernements, des organismes paragouvernementaux ou des organismes indépendants sans but lucratif — varie d'un État à l'autre.

Au Canada, les services publics ont considérablement réduit leurs investissements dans les activités de gestion de la demande depuis le milieu des années 1990 et, de manière générale, les gouvernements n'ont pas augmenté leurs investissements pour compenser cette réduction. Par

⁹⁸ P. Dunsky, 2000. *L'efficacité énergétique: manuel pour la régulation des marchés monopolistiques et concurrentiels* (Montréal, Centre Helios). Préparé pour l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec.

⁹⁹ Par ailleurs, de nombreux projets de loi qui sont présentement étudiés par les deux chambres du Congrès américain prévoient l'instauration d'une taxe d'intérêt public pour financer les programmes d'efficacité énergétique (et, dans certains cas, d'autres biens publics).

contre, avec le maintien de la pression pour qu'on ouvre les marchés à la concurrence et compte tenu du fait que les prix sont de plus en plus volatiles, on commence à parler de l'adoption de taxes similaires à celles des États-Unis dans les provinces.

Étiquetage

De nombreux programmes permettent aux consommateurs nord-américains qui veulent acheter des produits éconergétiques ou écologiques de faire des choix éclairés. Il existe environ 75 programmes de certification et d'étiquetage écologique, la majorité étant des programmes d'efficacité énergétique.

On trouve aujourd'hui sur le marché de détail de nombreux produits qui permettent de réduire la demande énergétique tout en maintenant la prospérité économique. Par exemple, on peut se procurer des ampoules fluorescentes de petite taille qui consomment environ 75 % moins d'énergie, durent 10 fois plus longtemps que les ampoules de taille conventionnelle et peuvent donner lieu à des économies considérables pour les consommateurs.

Au Canada, le programme Choix environnemental est le principal programme d'éco-étiquetage. Choix environnemental, qui est une marque de commerce fédérale établie en 1998 et gérée en toute indépendance par la société TerraChoice Inc., autorise l'utilisation de son ÉcoLogo sur environ 20 000 produits et services, regroupés dans une centaine de catégories. Même si les estimations varient, les ventes totales de produits et services étiquetés dans le cadre du programme canadien se sont élevées à environ 3,5 milliards de dollars canadiens en 2000.

Les électroménagers, qui représentent 20 % de la consommation résidentielle d'électricité et plus de 4 % de la consommation d'énergie au Canada, constituent une des catégories de produits éconergétiques. Le programme Choix environnemental, comme nombre d'autres programmes d'étiquetage, fait appel, dans une certaine mesure, à l'analyse du cycle de vie : on étudie les caractéristiques environnementales d'un produit pendant sa fabrication, ainsi que son profil énergétique final. (De manière générale, la quantité d'énergie nécessaire à la fabrication d'un appareil électroménager correspond à deux mois d'utilisation de l'appareil.) Des appareils comme des lave-vaisselle, des appareils de bureau (télécopieurs, photocopieurs, imprimantes) et des piles rechargeables, sont au nombre des produits visés par le programme Choix environnemental.

Au Mexique, on s'efforce depuis quelque temps à améliorer les programmes d'étiquetage environnemental. L'adoption de l'étiquette Sello FIDE pour les produits éconergétiques est un exemple de ces efforts. Le programme s'intitule *Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico* (FIDE, Fonds d'appui au programme d'économies d'énergie dans le secteur de l'électricité). Les produits les plus pertinents pour le secteur de l'électricité qui sont visés par le programme sont les compresseurs d'air; les lampes et ampoules; divers appareils électriques, dont des appareils de climatisation, des réfrigérateurs et des machines à laver; divers autres appareils économiseurs d'énergie comme des capteurs, des cellules photo-électriques et des minuteriers. Il existe également des programmes d'isolation des logements et des programmes de financement favorisant l'économie d'énergie dans les régions chaudes.

Aux États-Unis, il existe deux importants programmes d'étiquetage des produits et services éconergétiques. Le premier, appelé *Energy Guide*, est un programme d'étiquetage obligatoire qui fournit de l'information sur le rendement énergétique des appareils (réfrigérateurs, congélateurs, machines à laver, lave-vaisselle), notamment le coût estimatif de la consommation d'énergie annuelle.

L'autre programme, appelé *Energy Star*, est utilisé par l'administration fédérale américaine en complément des normes minimales de rendement, pour promouvoir une plus grande efficacité énergétique. Les étiquettes apposées dans le cadre de ce programme visent une quarantaine de catégories de produits et plus de 500 entreprises de gestion environnementale. Lorsqu'une entreprise ou un fabricant répond aux critères du programme, on l'autorise à utiliser l'étiquette de qualité *Energy Star* sur ses produits dans le cadre des campagnes de promotion et de publicité, par exemple. Les principales catégories de produits visées sont les suivantes : équipement de bureau (télécopieurs, imprimantes, photocopieurs, ordinateurs, moniteurs); appareils d'éclairage résidentiel; les enseignes d'issue (SORTIE); les transformateurs; les appareils de chauffage et de climatisation résidentiels; l'isolant; la plupart des appareils électroménagers, les appareils électroniques, les téléviseurs et les magnétoscopes.

Le programme d'étiquetage s'inscrit dans un ensemble de programmes portant sur les nouvelles habitations (*Energy Star New Homes*), les immeubles (*Energy Star Buildings*) et les petites entreprises (*Energy Star Small Business*). Pour déterminer si un produit ou service est admissible à l'un des programmes, on évalue son efficacité énergétique. Un des principaux objectifs du programme d'étiquetage consiste à promouvoir l'utilisation de produits éconergétiques pour réduire la pollution attribuable aux combustibles fossiles. Les responsables du programme estiment qu'en 2000, 392 000 kg de CO₂ n'ont pas été émis grâce aux produits portant l'étiquette *Energy Star*, et que les économies d'énergie cumulatives réalisées grâce au programme dépasseront les 60 milliards de dollars américains d'ici 2010.

La NEP prévoit l'élargissement du programme *Energy Star* pour y inclure les écoles, les immeubles commerciaux, les établissements de soins de santé et les maisons. On recommande également d'inclure un plus grand nombre d'appareils électroménagers au programme d'étiquetage.

Sur le plan international, l'EPA a pris une importante décision lorsqu'elle a annoncé, en juillet 2001, la mise en œuvre d'un programme conjointement avec le gouvernement du Canada (par l'entremise de Ressources naturelles Canada), dans le cadre duquel les consommateurs canadiens peuvent acheter des produits portant l'étiquette *Energy Star*.

Perspectives d'économies d'énergie du côté des fournisseurs

On a déjà réalisé des progrès considérables en ce qui a trait à l'amélioration de l'efficacité énergétique et des normes de performance des technologies de production d'électricité. Il est par contre difficile d'obtenir des données claires et normalisées sur les niveaux actuels de l'efficacité opérationnelle de chaque centrale, niveaux qui sont établis en mesurant les émissions évitées. Par exemple, le DOE indique que les centrales au charbon et au gaz naturel utilisant la technologie de gazéification intégrée à cycle combiné semblent générer des gains d'efficacité supérieurs de 10 % à ceux des centrales au charbon conventionnelles¹⁰⁰, et que les systèmes de turbines évoluées donneront lieu à une augmentation de 60 % de l'efficacité dans quelques années¹⁰¹. En vertu du programme *Vision 21*, on a aussi élaboré des plans favorisant la création de centrales hybrides de production d'électricité, l'objectif à long terme étant l'exploitation de centrales non polluantes. En vertu du programme *Clean Coal* (Charbon épuré), les recherches sur les technologies du charbon — par exemple, le cycle de vapeur supercritique ou la technologie de gazéification intégrée à cycle combiné — indiquent que ces technologies devraient être concurrentielles dans

¹⁰⁰ Gains d'efficacité de 45 % à 50 % par rapport aux niveaux actuels, qui s'établissent à environ 35 %. Voir <http://www.fe.doe.gov/coal_power/gasification/index.shtml>.

¹⁰¹ Voir <http://www.fe.doe.gov/coal_power/turbines/index.shtml>.

les 10 à 20 prochaines années. De même, des technologies comme la réduction sélective catalytique, qui vise à réduire les émissions de NO_x produites par les centrales au charbon, devraient être utilisées par environ le tiers de toutes les centrales au charbon dans quelques années.

Dans un rapport publié en 2000, le DOE indique quelles sont les améliorations techniques qui pourraient donner lieu à une augmentation de l'ordre de 30 à 70 % de l'efficacité des centrales alimentées aux combustibles fossiles, de même qu'à une réduction des coûts de production de celles qui utilisent des sources renouvelables, ce qui ferait en sorte que l'énergie éolienne serait concurrentielle et que les coûts de production des centrales utilisant l'énergie photovoltaïque connaîtraient une diminution de 75 % d'ici 20 ans¹⁰².

Énergie renouvelable

Lorsqu'on parle des sources d'énergie renouvelables, il existe un écart considérable entre le marché réel et le marché potentiel. Certaines données indiquent toutefois que cet écart rétrécit quelque peu. Par exemple, le Conseil des ministres de l'Union européenne a récemment approuvé des plans visant à doubler l'utilisation de sources d'énergie renouvelables (de 6 à 12 %) d'ici neuf ans. En Allemagne, la capacité de production de l'énergie éolienne est de 6 000 MW — la plus élevée dans le monde — tandis qu'au Danemark et en Espagne, elle est d'environ 2 000 MW.

Aux États-Unis, la capacité de production de l'énergie éolienne est d'environ 2 555 MW, mais on prévoit qu'elle va presque doubler d'ici la fin de 2002. Par contre, au Canada, cette capacité n'est que de 140 MW. Le gros de cette production, soit environ 100 MW, provient d'une seule centrale, située à Gaspé (Québec). Le reste provient essentiellement de centrales situées en Alberta. Au Mexique, on n'utilise l'énergie éolienne que dans le cadre de projets pilotes de petite envergure. Par contre, l'État d'Oaxaca a annoncé récemment que, d'ici 2010, il portera à 200 MW sa capacité de production, qui est actuellement de 2,1 MW de capacité installée.

Les mesures incitatives basées sur les forces du marché, les achats directs effectués par des organismes gouvernementaux, l'adoption de normes relatives aux portefeuilles d'énergies ainsi que d'autres interventions sur le marché demeurent des éléments importants du débat sur les énergies renouvelables.

À l'heure actuelle, 22 États ont étudié la possibilité d'adopter une loi établissant des normes relatives aux portefeuilles d'énergies et 11 ont adopté une telle loi. Dans la plupart des cas, les normes établissent le pourcentage de l'électricité vendue sur un territoire par un producteur ou un fournisseur qui doit être produite à partir de sources d'énergie renouvelables. La loi habilitante doit donc définir deux éléments importants : le pourcentage requis et les sources d'électricité renouvelables.

Les pourcentages requis varient de 0,2 % des ventes (Arizona) à 30 % des ventes (Maine) et vont croissant, pour la plupart. Dans certains cas, on a créé deux catégories ou plus, assorties de critères d'admissibilité et d'échelles de pourcentage propres à chacune. Avec ces catégories, on établit une distinction entre les ressources existantes et les nouvelles ressources ou encore entre les niveaux de pertinence du point de vue environnemental. Les critères d'admissibilité sont

¹⁰² DOE/IWG (*Department of Energy Interlaboratory Working Group*), 2000, *Scenarios for a Clean Energy Future* (Oak Ridge, TN; Oak Ridge National Laboratory and Berkeley, CA; Lawrence Berkeley National Laboratory), ORNL/CON-476 et LBNL-44029.

habituellement fondés sur le type de production, ainsi que sur d'autres éléments, comme la taille de la centrale.

Dans les onze États, il existe douze formes de production d'électricité qui sont considérées comme utilisant de l'énergie renouvelable. Les plus courantes sont celles qui utilisent les énergies solaire, éolienne, marémotrice et de biomasse. Par exemple, la plupart des États considèrent que l'hydroélectricité est une forme d'électricité provenant d'une source renouvelable. Certains États, dont l'Arkansas, pensent le contraire. Pour ce qui est des restrictions qui s'appliquent à la production, certains États n'imposent aucune contrainte. Par exemple, le Kansas estime que la production hydroélectrique constitue une forme d'énergie renouvelable; en Arizona, par contre, seules les centrales hydroélectriques qui produisent moins de 5 MW sont considérées comme produisant de l'électricité à partir de sources renouvelables. Il existe d'autres critères qui se rapportent ceux-là à l'origine du combustible (en Arizona, p. ex., la biomasse doit provenir d'Arizona) ou à la technologie de production utilisée. Ainsi, au Massachusetts, on considère qu'une centrale hydroélectrique produit à partir de sources renouvelables à la condition qu'elle ne possède pas de réservoirs¹⁰³.

Divers programmes de crédits d'impôts, notamment, sont en vigueur ou à l'étude pour soutenir la production d'énergie renouvelable. Par exemple, un incitatif fiscal d'environ 1,7 ¢/kWh a eu un effet positif sur les producteurs aux États-Unis. Au Canada, l'alliance CARE propose certains changements au code des impôts, par exemple, l'établissement d'un crédit à la consommation de 2-3 ¢/kWh pour l'énergie verte. Un tel crédit couvrirait la différence de prix à payer pour l'énergie renouvelable. On propose également un crédit d'investissement de 2 ¢/kWh pour les investissements dans les nouvelles technologies¹⁰⁴.

Au Canada et aux États-Unis, on a réalisé de nombreuses études de marché en vue de savoir dans quelle mesure les consommateurs étaient prêts à payer plus cher pour des sources d'énergie renouvelables. (En janvier 2001, la CCE a publié un document d'information contenant une analyse des études de marché, document qu'on peut consulter en ligne à l'adresse <<http://www.cec.org>>.) Au mois d'octobre 2001, la CCE et la CONAE ont contribué à la diffusion d'un sondage effectué par la firme Gallup Mexico et visant à mesurer l'intérêt du secteur industriel pour l'électricité produite à partir de sources renouvelables et sa volonté à acheter ce type d'énergie. Ce sondage, le premier du genre à être effectué au Mexique, visait les 100 entreprises consommant le plus d'électricité au pays. Il ressort de l'étude que le secteur industriel mexicain est très favorable à l'achat d'énergie écologique, particulièrement d'énergie solaire. Environ la moitié des répondants ont déclaré qu'ils accepteraient de payer 10 % de plus pour de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, mais seulement 35 % d'entre eux croyaient qu'ils pourraient transférer ce coût supplémentaire aux consommateurs¹⁰⁵.

Lors d'une réunion tenue au mois d'octobre 2001, le ministre de l'Énergie du Mexique a annoncé des projets visant à augmenter la consommation d'énergie renouvelable dans l'ensemble du pays, ainsi que des mesures précises visant l'électrification rurale. Dans le cadre de ces projets, on prévoit l'adoption de mesures incitatives, l'établissement de règles spéciales d'accès au réseau du

¹⁰³ Pour en savoir davantage, voir la base de données sur l'électricité et l'environnement de la CCE (en anglais seulement), à l'adresse <<http://www.cec.org/databases>>.

¹⁰⁴ CARE Coalition, 2000, *Working Together to Advance Renewable Energy*.

¹⁰⁵ Pour de plus amples renseignements, voir le communiqué de la CCE, à l'adresse <<http://www.cec.org/news/details/index.cfm?varlan=français&ID=2423>>, ou le document de référence, à l'adresse <http://www.cec.org/pubs_docs/documents/index.cfm?varlan=français&ID=373>.

gouvernement de sources écologiques qui produisent de l'énergie sur une base intermittente et l'élaboration de programmes de certification de l'énergie écologique¹⁰⁶.

Il existe de toute évidence un rapport inverse entre la volonté des consommateurs de payer plus cher et la nécessité pour les gouvernements d'offrir des crédits d'impôt ou d'autres mesures d'encouragement. Au Canada, des données non scientifiques indiquent que certains clients paieraient 10 % de plus pour de l'électricité provenant de sources renouvelables. Par exemple, *Canadian Hydro Developers* — une société de production d'énergie qui possède de petites centrales (hydroélectriques, alimentées à l'énergie éolienne et au gaz naturel) dans l'Ouest canadien, la plupart ayant obtenu l'ÉcoLogo — facture un supplément de 10 % à ses clients.

Choix écologiques sur les marchés libres

Outre les normes obligatoires relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables, il existe trois façons, fondées sur le marché et la demande, de permettre aux consommateurs d'acheter de l'électricité plus écologique. La première consiste en un programme de certification de l'énergie écologique par un tiers, par exemple les programmes *Green E* et ÉcoLogo¹⁰⁷. La deuxième consiste à fournir de l'information comparative sur les effets environnementaux de diverses sources d'énergie. La *Power Scorecard* (fiche d'évaluation énergétique), créée par six grandes organisations environnementales, dont le *Pace University Energy Project* (Projet énergétique de la Pace University), l'*Union of Concerned Scientists* (Union des scientifiques préoccupés) et le *Natural Resources Defense Council* (Conseil de défense des ressources naturelles), permet de comparer l'empreinte écologique des différents types d'électricité offerts sur le marché dans les États où les consommateurs peuvent choisir leur fournisseur d'électricité¹⁰⁸. L'organisation *Scientific Certification Systems* (Systèmes de certification scientifique) de Californie, a également défini son propre système d'évaluation et de comparaison des portefeuilles d'énergies¹⁰⁹.

La troisième façon, et de loin la plus efficace sur le plan commercial, consiste en des programmes de tarification de l'énergie verte par les entreprises de services publics. Aux États-Unis, 85 entreprises de services publics établies dans 29 États ont adopté ou prévoient adopter un programme de tarification de l'énergie verte. Selon une analyse effectuée récemment par l'*US National Renewable Energy Laboratory* (NREL, Laboratoire national des énergies renouvelables), on estime que de tels programmes correspondent à une capacité installée 110 MW de nouvelles énergies renouvelables. Par ailleurs, la construction d'une autre centrale devrait faire augmenter la production de 172 MW¹¹⁰. Bien que les sociétés de services publics ne s'entendent pas sur la définition de l'énergie renouvelable, elles sont toutes d'accord pour dire que l'énergie éolienne est la source privilégiée. Le NREL fait observer que c'est cette source d'énergie qui est le plus souvent visée par les programmes de tarification de l'énergie verte, en partie en raison de son efficacité économique dans les régions où la ressource est facilement accessible, et en partie parce que les consommateurs sont favorables à ce type d'énergie.

Les suppléments à payer varient selon les programmes établis par les sociétés de services publics, allant d'aussi peu que 0,17 ¢/kWh à 17 ¢/kWh. Dans le premier cas, l'augmentation s'applique à

¹⁰⁶ Voir <<http://www.cec.org>>.

¹⁰⁷ Il n'existe que quelques programmes individuels de déclaration volontaire. Par exemple, Hydro-Québec a créé un programme dans le cadre duquel elle déclare le niveau des émissions atmosphériques de ses grandes centrales hydroélectriques.

¹⁰⁸ Voir <<http://www.powerscorecard.org>>.

¹⁰⁹ Voir <<http://www.scs1.com/index.shtml>>.

¹¹⁰ B. Swezey et L. Bird, 2001, *Utility Green Pricing Programs: What Defines Success?*, TP.620.29831

l'énergie éolienne, au méthane d'enfouissement et à l'énergie solaire, tandis que dans le second, elle s'applique à l'électricité produite à partir d'énergie solaire uniquement. Le tableau 10 regroupe les dix plus importantes sociétés de services publics qui favorisent l'utilisation de sources d'énergie renouvelables grâce à des programmes de tarification de l'énergie verte.

Tableau 10. Les 10 plus grandes sociétés de services publics qui favorisent l'utilisation de sources d'énergie renouvelables

Rang	Société	Énergie utilisée	Capacité (MW)
1	Los Angeles Department of Water and Power	Éolienne et autres	25,0
2	Austin Energy	Éolienne-photovoltaïque	23,2
3	Public Service of Colorado	Éolienne	15,7
4	Sacramento Municipal Utility District	Méthane d'enfouissement-photovoltaïque	10,2
5	Madison Gas and Electric	Éolienne	8,2
6	Wisconsin Electric	Éolienne-hydroélectricité-méthane d'enfouissement	7,2
7	Eugene Water and Electric Board	Éolienne	6,5
8	Wisconsin Public Power Inc.	Hydroélectricité	6,0
9	Platte River Power Authority	Éolienne	5,3
10	Alliant Energy	Éolienne-méthane d'enfouissement	4,6

Les décisions d'achats d'énergie verte par les grandes entreprises, les municipalités, les autorités étatiques et fédérales, de même que les gouvernements fédéraux pourraient aussi encourager les consommateurs à choisir de telles sources d'énergie. Par exemple, au début de 2001, l'État de New York a annoncé que d'ici 2010, 20 % de l'électricité qu'il achètera proviendra de sources renouvelables. De la même façon, le gouvernement du Canada a annoncé que, d'ici 2006, 20 % de l'électricité qu'il achètera proviendra de sources renouvelables. Dans le cadre d'une initiative connexe soutenue par le *World Resources Institute* (Institut des ressources mondiales) et le *Business for Social Responsibility Educational Fund* (Fonds éducatif commercial pour la responsabilité sociale), le *Green Power Market Development Group* (Groupe de développement du marché de l'énergie verte) — qui regroupe General Motors, IBM et d'autres grandes entreprises — on prévoit que les achats d'énergie produite à partir de sources renouvelables sera de 1 000 MW d'ici 2010¹¹¹.

Pour une définition de l'énergie provenant de sources renouvelables

Le nouveau marché nord-américain de l'électricité offre une occasion de collaboration trinationale en vue d'établir une définition commune de l'énergie renouvelable, avec tous les défis que cela suppose. L'Association canadienne de l'électricité fait observer que ses membres « croient qu'il est critique pour le gouvernement canadien de se doter d'une position claire et cohérente relativement à la définition de l'énergie renouvelable ».

¹¹¹ Voir <<http://www.thegreenpowergroup.org>>.

L'absence d'une définition commune est particulièrement problématique pour les grandes centrales hydroélectriques, celles-ci étant exclues dans certains États¹¹². Comme nous l'avons déjà vu, certaines normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables excluent l'hydroélectricité, d'autres excluent les grandes centrales hydroélectriques, au motif que la création de grands réservoirs cause des dommages irréversibles au milieu naturel.

De fait, l'Agence internationale de l'énergie a indiqué récemment que les installations énergétiques de grande envergure vont probablement à l'encontre de l'objectif de développement durable¹¹³. On poursuit tout de même le débat sur les questions relatives à l'envergure des installations, à la comparaison entre leurs effets environnementaux, aux diverses sources de combustibles et aux technologies accessibles, et sur ce qu'est précisément la « renouvelabilité ». Par conséquent, le manque d'uniformité dans les définitions demeure une source de controverse entre les producteurs concurrents et une source de conflit potentiel en ce qui a trait aux règles commerciales¹¹⁴.

On veut bien entendu éviter les différends commerciaux, mais ce n'est pas la seule raison pour laquelle on cherche à définir plus clairement l'électricité produite à partir de sources renouvelables. En effet, une définition claire permettrait aussi de maximiser les avantages environnementaux. Par exemple, on a constaté, dans le cadre de l'application de programmes de « tarification de l'énergie verte » par les services publics, que plus le message est simple, plus il est efficace. L'existence de nombreuses définitions peut entraîner la méfiance des consommateurs à l'égard des sociétés qui font des allégations contradictoires et, de manière plus générale, un certain manque d'intérêt compte tenu du trop grand nombre de programmes d'étiquetage ou de certification.

L'établissement d'une définition claire n'est pas une fin en soi. Les efforts d'harmonisation à cet égard visent l'établissement de normes environnementales strictes, communes, claires et prévisibles qui s'appliqueront au marché nord-américain.

Section VII – Évaluations des impacts environnementaux et planification intégrée des ressources

Il faudra une coopération sans précédent à l'échelle continentale pour maximiser les avantages que peut apporter le commerce transfrontalier de l'électricité et éviter, ou à tout le moins limiter, les effets néfastes pour la santé des humains et des écosystèmes. Cela est particulièrement vrai dans les régions où on est susceptible de construire un grand nombre de centrales de production d'électricité, ce qui pourrait nécessiter la prise en compte des incidences sur les bassins atmosphériques et les bassins versants, de même que sur les couloirs de migration de la faune (ou les écosystèmes complexes). Divers mécanismes bilatéraux¹¹⁵ ont déjà permis de régler certains

¹¹² Ces questions ont été soulevées par Hydro-Québec dans un document présenté à la CCE, et par le gouvernement du Canada dans des lettres envoyées à plusieurs législateurs américains. Hydro-Québec, 2000, *Environnement et restructuration de l'électricité en Amérique du Nord*, rapport présenté à la CCE : <<http://www.ccc.org>>.

¹¹³ AIE, 2001, *Towards a Sustainable Energy Future*, <www.iea.org/public/studies/futurehigh.pdf>.

¹¹⁴ Les questions de nature commerciales liées aux normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables sont traitées à la Section VIII du présent document.

¹¹⁵ Parmi les organisations binationales qui participent à la planification transfrontalière ou les accords en vigueur à cet égard, on compte la Commission mixte internationale, l'*International Boundary and Water Commission* (Commission internationale des frontières et des eaux), la *Border Environment Cooperation Commission* (Commission de coopération environnementale aux frontières), la *North American Development Bank* (Banque nord-américaine de développement), l'Accord de coopération pour la protection et l'amélioration de l'environnement dans la zone

problèmes de planification et d'évaluation régionales et transfrontalières qui ont découlé du choix des lieux d'implantation, et d'apporter les améliorations voulues à l'infrastructure; de tels mécanismes continueront d'être utiles, mais ils présentent tout de même d'importantes lacunes. Comme on le verra plus loin, les préoccupations demeurent au sujet de l'accès à l'information et de la participation significative au processus décisionnel entourant les aménagements qui pourraient avoir des effets à long terme ou transfrontaliers, soit individuels, soit cumulatifs.

Comme nous l'avons mentionné précédemment, les processus publics utilisés pour régler ces problèmes de planification des services publics ou des États (ou provinces) au moyen de la planification intégrée des ressources ont pour la plupart été abandonnés dans le contexte de l'ouverture des marchés de l'électricité. Par contre, la très grande volatilité qu'on a observée ces deux dernières années sur les marchés de l'électricité a amené certains intervenants à rétablir les processus de planification. Les outils existants de planification intégrée des ressources demeurent pertinents, mais il faut les adapter au contexte des marchés restructurés.

Évaluation des impacts environnementaux à grande distance et des impacts transfrontaliers

Souvent, les impacts environnementaux des installations classiques de production d'électricité ne se limitent pas aux environs immédiats des installations. Le transport sur des distances moyennes et sur de grandes distances de polluants tels que les précurseurs d'ozone (SO_x, NO_x), les polluants à l'origine des dépôts acides, les particules et le mercure est bien documenté. D'autres émissions — comme celles de CO₂ et de destructeurs d'ozone — suscitent des préoccupations à l'échelle mondiale, peu importe d'où elles proviennent. Les polluants ou les perturbations de l'habitat peuvent même avoir des effets sur la biodiversité et sur les espèces qui se trouvent loin du lieu de production. Cela est particulièrement vrai dans le cas des espèces migratrices qui ont besoin de couloirs de migration et d'écosystèmes particuliers dans de multiples régions.

Habituellement, l'évaluation des répercussions de grands projets sur l'environnement local, y compris les projets de production et de distribution d'électricité, s'effectue en vertu d'une loi étatique, provinciale ou fédérale. C'est ce qu'on appelle souvent l'évaluation des incidences environnementales (EIE) — qui comprend l'examen de la portée du projet, la détermination des incidences environnementales probables et l'évaluation des mesures d'atténuation, le cas échéant¹¹⁶. Les projets de production d'électricité qui ne sont pas soumis à une EIE tel que prévu par la loi font généralement l'objet d'un examen détaillé dans le cadre du processus de délivrance de permis de l'État, de la province ou de la municipalité; ce processus peut toutefois être moins rigoureux lorsqu'il s'agit d'évaluer les impacts à grande distance et cumulatifs, et ne pas prévoir l'examen des incidences sur tous les milieux. Par ailleurs, les activités d'information publique et les occasions offertes à la population de participer au processus varient considérablement d'un endroit à l'autre¹¹⁷. Dans les faits, lorsqu'une décision relative au choix de l'emplacement n'est pas assujettie à une EIE, la population qui se trouve à l'extérieur de la collectivité visée est rarement informée des incidences du projet.

transfrontière (Accord de La Paz). Nombre d'autres accords transfrontaliers fédéraux, locaux, étatiques et provinciaux favorisent grandement la planification et l'évaluation à l'échelle régionale. Voir <http://www.cec.org/pubs_info_resources/law_treat_agree/transbound_agree/abouttrans.cfm?varlan=français>.

¹¹⁶ Voir l'étude comparative des cadres juridiques d'évaluation des incidences environnementales en Amérique du Nord dans *Le droit et les politiques de l'environnement en Amérique du Nord : L'évaluation des effets environnementaux – Droit et pratique en Amérique du Nord*, CCE, hiver 1999.

¹¹⁷ Ibid. Le rapport décrit la façon dont chaque pays détermine quels projets sont soumis à l'EIE fédérale et donne des exemples de processus d'EIE provinciaux et étatiques.

Effets cumulatifs

En vertu de la plupart des EIE officielles, on doit tenir compte des impacts environnementaux cumulatifs que peut avoir le projet, y compris ceux qui découlent d'une combinaison avec les impacts d'autres projets qui ont été ou seront mis en œuvre¹¹⁸. Dans le contexte nord-américain, l'évaluation des impacts cumulatifs est particulièrement importante compte tenu du grand nombre de projets de production d'hydroélectricité qui sont prévus à court terme, projets qui seront probablement concentrés dans des régions précises. Toutefois, un examen sommaire de quelques projets de production d'électricité qui n'ont pas été soumis au processus fédéral d'EIE a permis de constater que l'examen des effets cumulatifs est inégal.

L'évolution de la modélisation du mouvement et du devenir des polluants, des techniques de télédétection et d'autres techniques de surveillance nous permet de mieux évaluer les liens entre les sources éloignées et les récepteurs. Par exemple, il est maintenant possible de surveiller le mouvement des émissions de sources régionales et d'estimer leur taux de dépôt et leurs effets sur des collectivités éloignées de ces sources. Pourtant, ces outils ne sont pas couramment utilisés aux fins d'évaluations en Amérique du Nord, souvent parce que les parties concernées ne sont pas au courant des projets proposés ou parce qu'il n'existe pas de bases de données fiables sur les émissions. Les responsables des projets qui ne sont pas assujettis au processus d'EIE sont particulièrement moins susceptibles de recourir à de tels outils pour déterminer les effets potentiels à l'échelle régionale ou transfrontalière.

Dans le contexte de l'étude des effets cumulatifs des projets hydroélectriques, on se pose d'autres questions encore plus complexes. Comment un aménagement hydroélectrique influe-t-il sur les impacts d'une centrale hydroélectrique implantée dans le même bassin hydrographique ou dans un bassin hydrographique environnant? Quels sont les effets, sur cette même centrale, d'autres projets de mise en valeur des ressources, par exemple, des ressources forestières ou minières? Ces questions ont été soulevées ces dernières années dans le cadre de l'évaluation environnementale de mégaprojets de centrales hydroélectriques¹¹⁹, mais on n'a toujours pas trouvé de réponse satisfaisante, même au plan méthodologique.

Évaluation des incidences environnementales transfrontalières

L'évaluation des incidences environnementales transfrontalières (EIET) est maintenant une activité répandue et elle est de plus en plus acceptée à l'échelle internationale¹²⁰. L'EIET suppose la mise en œuvre d'un mécanisme conjoint d'évaluation. Elle permet à la population et au gouvernement des régions qui pourraient subir des effets néfastes de participer à l'évaluation des incidences environnementales, selon les procédures établies par le pays où le projet doit être réalisé¹²¹.

¹¹⁸ Voir par exemple la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, alinéa 16(1)a).

¹¹⁹ Voir, p. ex., Great Whale Public Review Support Office, 1992, *Guidelines*.

¹²⁰ Voir, p. ex., la Convention sur l'évaluation de l'impact sur l'environnement dans un contexte transfrontière (Convention d'Espoo, 1991); la directive européenne sur l'évaluation environnementale de 1985; le Protocole sur l'environnement au Traité de l'Antarctique (1991). Pour obtenir de plus amples renseignements sur l'évaluation des incidences environnementales transfrontalières en droit international, voir P. Sands, 1995, *Principles of International Environmental Law I*, Ch. 15, Manchester Univ. Press; D. Hunter et coll., 1994, *International Environmental Law Concepts and Principles*, Série du PNUE sur le commerce et l'environnement, n° 2; N. Robinson, 1992, « International Trends in Environmental Impact Assessment », 19 B.C. *Envtl. Aff. Law Rev.* 591.

¹²¹ Voir CCE, printemps 2000, *Le droit et les politiques de l'environnement*, vol. 4, Montréal. L'article 10.7 de l'ANACDE se lit comme suit :

Bien qu'aucune entente pancontinentale n'ait officiellement été conclue en Amérique du Nord, des institutions bilatérales ont participé à des évaluations qui s'apparentent à l'EIET et de plus en plus d'États et de provinces adoptent des procédures d'EIET. Par exemple, les incidences environnementales des projets de la *Border Environment Cooperation Commission* (Commission de coopération environnementale aux frontières) et de la NADBank doivent faire l'objet d'une évaluation, tout comme les activités réalisées dans le cadre du mandat de la Commission mixte internationale. La province de Colombie-Britannique et l'État de Washington semblent être les premières instances à avoir conclu un accord officiel d'EIET¹²². Par ailleurs, les dix États frontaliers du Mexique et des États-Unis ont déclaré qu'ils allaient s'informer mutuellement des projets qui pourraient avoir des répercussions néfastes sur leurs voisins¹²³, et l'État de Californie a récemment invité la population de Baja California à participer à son processus d'évaluation des impacts environnementaux d'une nouvelle centrale dans la région frontalière¹²⁴. Le *Border Energy Forum* (Forum frontalier sur l'énergie) créé en 1994, constitue un autre exemple de coopération transfrontalière. Ses membres collaborent avec divers organismes partenaires des États-Unis et du Mexique dans le but d'améliorer la communication d'informations dans le domaine de l'énergie et d'établir des rapports plus efficaces dans l'ensemble de la région transfrontalière¹²⁵.

À l'échelon fédéral, on continue de chercher des façons d'élargir le processus d'EIET à tout le continent.

Accès à l'information

L'information revêt une importance capitale dans les activités de planification intégrée des ressources et d'évaluation (y compris la prise en compte des effets cumulatifs et transfrontaliers), de même que pour faciliter la participation du public à ces activités. Paradoxalement, le secteur de l'électricité, qui semble souvent fournir de nombreuses données sur pratiquement tous les aspects de la production, de la distribution et de la consommation, fournit très peu de renseignements opportuns, complets, abordables et accessibles sur un grand nombre d'éléments qui ont un effet néfaste sur l'environnement, ce qui limite considérablement notre capacité de prévoir les impacts régionaux et les impacts à grande distance et de les atténuer.

Les données relatives à certaines émissions réglementées sont communiquées par les producteurs ou estimées par les autorités, mais seules quelques instances consultent ou tiennent une base de données ou un centre d'information sur les projets, outils qui permettraient aux autorités et au public d'évaluer efficacement les effets cumulatifs, régionaux ou transfrontaliers des

Considérant le caractère fortement bilatéral de nombreuses questions environnementales transfrontières, et en vue d'un accord entre les Parties sur les obligations découlant du présent article dans un délai de trois ans, le Conseil examinera les questions suivantes et fera des recommandations à leur sujet :

- a) évaluation de l'impact environnemental d'activités envisagées qui risquent d'avoir des effets nocifs transfrontières importantes et dépendent de la décision d'une autorité gouvernementale compétente, y compris une évaluation approfondie des observations présentées par les autres Parties et par des personnes des autres Parties;
- b) notification, communication d'informations pertinentes et consultations entre les Parties concernant de telles activités; et limitation des effets nocifs possibles de ces activités.

¹²² Déclaration commune de coopération relativement à l'écosystème du bassin de Georgia et de Puget Sound.

¹²³ Voir <<http://www.westgov.org/wga/publicat/annrep99.htm>>.

¹²⁴ Comm. pers. avec un employé de l'EPA.

¹²⁵ Pour un complément d'information, voir <<http://www.glo.state.tx.us/energy/border>>.

émissions¹²⁶. Même lorsqu'il existe beaucoup de données, celles-ci sont souvent peu utiles, car elles sont conservées par un grand nombre d'organismes et de ministères, présentées sous des formats difficilement accessibles et/ou très coûteuses.

Section VIII – Commerce international et politiques commerciales

Lorsqu'on examine les données sur le commerce « nord-américain » de l'électricité, on constate qu'il existe deux structures distinctes de commerce bilatéral : le commerce entre le Canada et les États-Unis et le commerce entre les États-Unis et le Mexique. En effet, le commerce de l'électricité entre le Canada et le Mexique est peu important, notamment en raison du fait que le transport de l'électricité sur de longues distances est peu rentable. Lorsqu'on parle des nouvelles structures commerciales dans le secteur de l'électricité, la proposition de structure d'échanges « en étoile » faite par le bureau du représentant américain du commerce extérieur lors des négociations de l'ALÉNA semble très appropriée dans le cas de l'électricité, les États-Unis étant la « plaque tournante » de ce commerce¹²⁷.

Avec l'avènement du commerce de l'électricité en Amérique du Nord, on assistera fort probablement à un élargissement de la composition des importations et des exportations, composition qui n'avait pas changé depuis 20 ans. Il est plus difficile de prévoir les changements dans la composition, le volume et le déplacement des échanges, qui font suite à l'entrée sur le marché de nouveaux producteurs, que de prévoir l'évolution de l'offre et de la demande internes. L'*Energy Modeling Forum* (EMF) a rendu public récemment un rapport très utile qui présente un sommaire des résultats produits par cinq modèles : NEMS, POEMS, RFF (Haiku), IPM et Energy 2020. Dans le contexte du scénario de référence de l'EMF, on a utilisé tous les modèles pour étudier l'évolution du réseau interrégional de transport jusqu'en 2010¹²⁸.

En utilisant les 13 régions définies par le NERC, le modèle NEMS prévoit des importations de 259 milliards de kWh dans les régions du NERC en provenance d'une autre région. Le modèle POEMS projette des importations de 209 milliards de kWh, et le modèle de RFF, de 238 milliards de kWh. Selon les modèles, on estime que le commerce entre les régions du NERC représente entre 4,1 % et 6,2 % de la production totale aux États-Unis. Par contre, les modèles prévoient aussi des écarts considérables entre les régions. Par exemple, le modèle de RFF prévoit davantage d'importations dans la région du Midwest [ECAR et MAAC (Est)], et moins d'importations en Illinois et au Wisconsin (MAIN), de même qu'en Californie et au Nevada¹²⁹.

Les modèles donnent également à entendre que les importations en provenance du Canada et du Mexique représenteront entre 29 milliards et 44 milliards de kWh en 2010. Selon l'EMF, la similarité des estimations faites par les modèles canadiens et américains indique que, dans les

¹²⁶ Aux États-Unis, les projets qui sont assujettis à la NEPA sont affichés à l'adresse <<http://es.epa.gov/oeca/ofa>>. Quelques États, dont la Californie, ont établi un service central qui tient un répertoire en ligne de tous les projets. Voir <<http://www.energy.ca.gov/sitingcases/>>. Au Canada, on dresse une liste des projets qui sont régis par l'Office national de l'énergie (http://www.ceaa-acee.gc.ca/0008/index_f.htm), ainsi que ceux exécutés en vertu du processus fédéral d'évaluation (http://www.ceaa-acee.gc.ca/0008/index_f.htm); au Mexique, il existe une liste des projets évalués en vertu de la loi fédérale sur l'évaluation, liste qu'on peut consulter à l'adresse <<http://www.ine.gob.mx/dgoeia/impacto/index.html>>.

¹²⁷ Government of the US, 1994, *Environmental Review of NAFTA*, Washington, D.C.

¹²⁸ EMF, 2001, *Prices and Emissions in a Restructured Electricity Market*, EMF Report 17.

¹²⁹ Voir la carte des régions du NERC à la Section III.

deux cas, on prévoit les activités commerciales entre les deux pays en se fiant au nombre de permis déjà délivrés. Des exemples de permis ou de demandes de permis sont fournis ci-après.

Les estimations faites par l'*Energy Information Administration* du DOE des États-Unis au sujet des importations sont considérablement élevées. Le tableau 11 illustre les importations et les exportations projetées entre les États-Unis, le Canada et le Mexique.

**Tableau 11. Commerce de l'électricité aux États-Unis – Projections globales pour 1998
(milliers de GWh)**

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Importations du Canada et du Mexique	38,9	47,9	48	45,5	57,6	60,3	66,1	57,9	54
Exportations brutes	13,5	13,0	13,1	13,1	12,7	16,6	16,7	16,8	16,9

Source : EIA, 2002, *Annual Energy Outlook*.

Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis

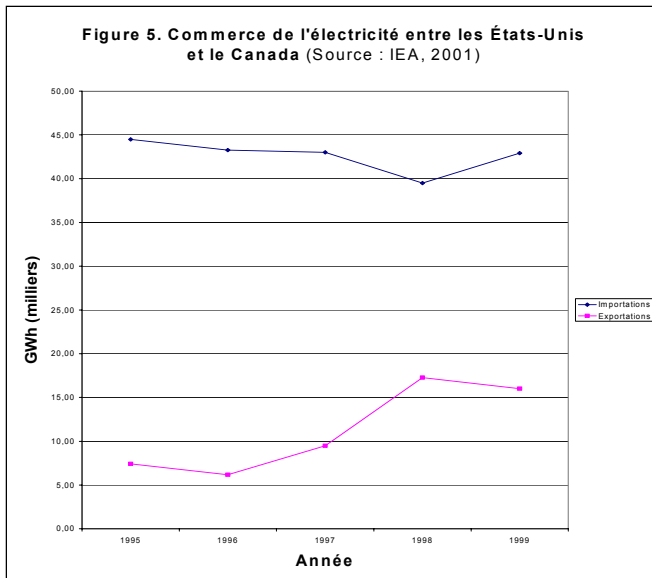
L'essentiel du commerce nord-américain de l'électricité s'effectue entre le Canada et les États-Unis. Avant le milieu des années 1970, les échanges entre les deux pays étaient relativement faibles. Toutefois, depuis les bouleversements des prix du pétrole de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), les États-Unis se sont tournés vers le Canada pour obtenir de l'hydroélectricité à coût moindre. Depuis ce temps, bien que les volumes d'échanges aient connu des variations attribuables à plusieurs facteurs — les conditions météorologiques, les précipitations moyennes, l'évolution du prix relatif des combustibles utilisés et les besoins en approvisionnement d'urgence — le commerce total entre le Canada et les États-Unis a connu une croissance constante.

En 1980, les États-Unis ont exporté environ 3 560 GWh d'électricité, surtout au Canada. En 1999, ces exportations ont plus que quadruplé, passant à environ 16 020 GWh. En 1980, les exportations canadiennes étaient supérieures à celles des États-Unis et, au cours de la même période, elles ont aussi augmenté, passant d'environ 30 000 GWh à près de 43 000 GWh¹³⁰. En tout, le Canada a exporté 50 000 GWh d'électricité aux États-Unis en 2000, soit une augmentation de 11 % par rapport à 1999¹³¹, tandis que les exportations des États-Unis vers le Canada ont diminué, demeurant tout de même importantes à 10 000 GWh (voir la figure 5).

Les secteurs américain et canadien de l'électricité sont considérés comme très complémentaires, compte tenu des écarts saisonniers et des profils asymétriques de la consommation : au Canada, la consommation est à son niveau maximum pendant les mois d'hiver, tandis qu'aux États-Unis, c'est en été qu'on enregistre la plus forte demande. Si on tient compte des écarts de prix, de la proximité du marché et des écarts saisonniers, on constate une croissance du commerce depuis 20 ans.

¹³⁰ International Energy Agency. 2001. *Electricity Information, 2001*, Paris.

¹³¹ International Energy Agency, May 2001, *Monthly Electricity Survey*, Paris.



Les variations annuelles dans le commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis font ressortir l'intégration de plus en plus marquée des marchés des deux pays. En 1999–2000, lorsqu'on a observé une certaine volatilité des prix aux États-Unis, les revenus d'exportation d'électricité ont augmenté au Canada de 111 % ou 2,1 milliards de dollars canadiens. Le prix élevé du gaz naturel comparativement au prix de l'énergie de remplacement offerte par le Canada est un des facteurs qui ont poussé les consommateurs américains à acheter de l'électricité canadienne. Les faibles précipitations dans la région du Pacific Northwest et la crise de l'énergie en

Californie ont aussi été des facteurs déterminants. En plus de l'augmentation des exportations nettes enregistrée pendant cette période, on a observé une croissance de plus de 1 000 % des prix au comptant de l'électricité dans la région du Pacific Northwest et en Californie¹³².

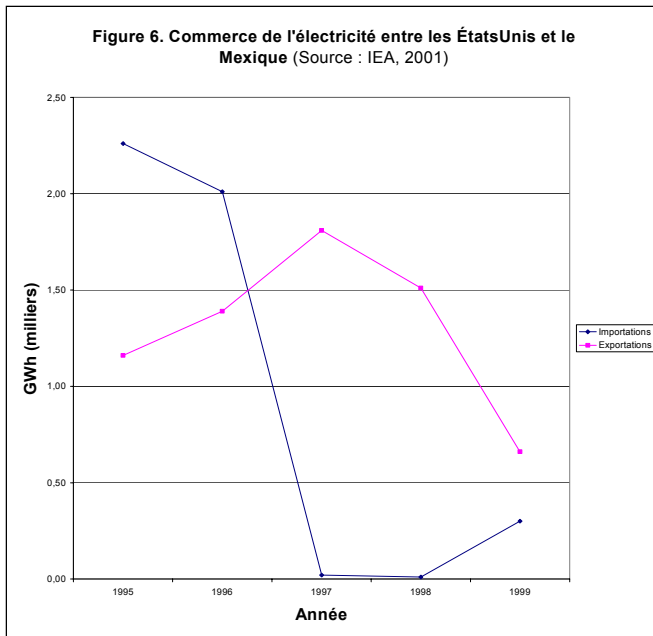
Commerce de l'électricité entre le Mexique et les États-Unis

Comme nous l'avons déjà dit, le commerce de l'électricité entre le Mexique et les États-Unis est beaucoup moins important que celui entre les États-Unis et le Canada. Au cours de la dernière décennie, on a observé une diminution constante de la balance commerciale (exportations–importations) du Mexique dans le secteur de l'électricité; en effet, le Mexique est passé d'un excédent exportable de 1 300 GWh en 1989 à un déficit de 360 GWh en 1999 (voir la figure 6). Le Mexique exporte davantage d'électricité vers le Belize que vers les États-Unis. À titre d'exemple, en 2000, le Mexique a exporté environ 110 GWh d'électricité au Belize. Par contre, les exportations de Baja California vers les États-Unis s'établissaient à quelque 30 GWh en 2000¹³³.

Plusieurs facteurs expliquent les écarts importants qui existent entre le Canada et le Mexique au chapitre des volumes d'exportation, notamment les réseaux de distribution. Une centaine de connexions de réseau relie le Canada et les États-Unis, environ le tiers d'entre elles pouvant être utilisées pour l'exportation d'électricité en vrac. D'autres connexions s'ajouteront au cours des prochaines années, entre l'Alberta et le marché américain surtout (à l'heure actuelle, c'est BC Hydro qui achemine l'électricité de l'Alberta sur le réseau qui relie la Colombie-Britannique à l'État de Washington).

¹³² Office national de l'énergie (2000), *Rapport annuel*. Les prix au comptant sont les prix du marché au comptant – ils peuvent être représentatifs des prix en vigueur pendant une période aussi courte que quelques heures.

¹³³ Il faut toutefois tenir compte du fait que la consommation totale du Mexique correspond à environ 5 % de la consommation américaine. Ces chiffres ne sont donc pas aussi négligeables qu'on peut penser.



Par contre, l'infrastructure de transport et les liens interréseaux sont peu développés entre le Mexique et les États-Unis. Il existe deux réseaux principaux de distribution d'électricité entre les deux pays; le premier, qui comprend deux connexions interréseaux de 230 kV (de Mexicali à Imperial Valley et de Tijuana 1), relie la Baja California à la Californie. En janvier 2001, le Mexique a commencé à exporter de l'électricité (50 MW) sur ce réseau. L'autre réseau comprend également deux connexions de 115 kV, une à Diablo et l'autre à Azcarate. Il existe en outre sept connexions moins importantes entre le Mexique et les États-Unis¹³⁴. On prévoit que la capacité de transport entre les deux pays augmentera d'ici 2010. (Les

questions et les politiques de transport d'électricité sont très importantes pour la définition des nouvelles structures commerciales en Amérique du Nord. Elles sont décrites ci-après.)

Permis d'exportation de l'Office national de l'énergie du Canada

Au Canada, le ministre fédéral des Ressources naturelles a récemment rappelé à quel point il était important d'étendre et de renforcer le marché nord-américain de l'énergie, au sein duquel le Canada devrait, selon lui, profiter d'importantes ouvertures sur le marché américain de l'électricité¹³⁵. Durant son discours, le ministre a déclaré que les ouvertures sont nombreuses, étant donné que les États-Unis traversent actuellement ce qu'ils décrivent eux-mêmes comme une crise énergétique.

En examinant les demandes d'autorisation adressées à l'Office national de l'énergie, qui visent l'exportation d'électricité, l'expansion de lignes de transport existantes entre les réseaux américain et canadien ou la construction de nouvelles lignes, on a une idée de la façon dont évolue l'intégration des marchés.

- Dans sa demande datée du 7 juin 2000, la société Aquila Canada Capital and Trade a sollicité l'autorisation d'exporter jusqu'à 10 000 GWh d'énergie interruptible par an et 1 142 MW/10 000 GWh d'énergie garantie à court terme pendant dix ans.
- Dans sa demande datée du 4 juin 2001, la société Energy Encore Solutions a sollicité l'autorisation d'exporter jusqu'à 10 541 GWh d'énergie interruptible par an et 750 MW/6 588 GWh d'énergie à court terme.

¹³⁴ Ces interconnexions sont habituellement accessibles et ne sont utilisées que pour des situations d'urgence, pour répondre à des besoins à court terme et pour la vente d'électricité.

¹³⁵ Discours devant la Chambre de commerce de Toronto, 6 septembre 2001.

- Dans sa demande datée du 1^{er} mai 2001, la société Morgan Stanley Capital Group a sollicité l'autorisation d'exporter, sur 20 ans, jusqu'à 2 336 MW/1 557 GWh d'énergie garantie par an et jusqu'à 757 GWh d'énergie interruptible par an.
- Dans sa demande datée du 24 mai 2001, la société Nexen Marketing a sollicité l'autorisation d'exporter jusqu'à 5 000 GWh d'énergie interruptible par an et 1 000 MW/5 000 GWh d'énergie garantie à court terme par an.
- Dans sa demande datée du 7 juillet 1999, la société Sumas Energy a sollicité l'autorisation de construire et d'exploiter une ligne de transport internationale de 230 kV reliant la sous-station de Clayburn, à Abbotsford (Colombie-Britannique), à Sumas, dans l'État de Washington.
- La Régie de l'hydroélectricité du Manitoba a sollicité l'autorisation de construire une ligne de transport internationale de 230 kV reliant sa station de Glenboro (située dans le sud-ouest du Manitoba) à la frontière internationale proche de Killarney (Manitoba).

En octobre, Hydro-Québec a annoncé son intention de construire, au sud de Montréal, une centrale au gaz naturel d'une capacité d'environ 800 MW.

Permis d'exportation de la CRE

Au cours de la dernière année, la *Comisión Reguladora de Energía* (CRE, Commission de réglementation du secteur énergétique) a délivré un grand nombre de permis d'exportation. Ces permis visaient autant les exportations que les importations en provenance des États-Unis. Voici quelques exemples :

- Au mois de mars 2000, la CRE a délivré son premier permis d'exportation d'électricité à la société Energía de Mexicali, une filiale d'American Electric Power Co. La société construira et exploitera une centrale dans la municipalité de Mexicali (Baja California), centrale qui aura une capacité de production nette de 257,60 MW. L'électricité produite à la centrale au gaz naturel sera exportée et commercialisée dans le sud de la Californie par Integral Energy Sources, Inc. La CRE indique que ce projet constitue « un autre pas vers l'intégration du marché nord-américain de l'énergie »¹³⁶.
- Toujours dans la région de Baja California — au sud de la Californie —, la CRE a approuvé, au mois d'août 2001, la demande de la société Termoeléctrica de Mexicali visant l'exportation, aux États-Unis, de 5 835 GWh d'électricité, par l'intermédiaire de la société Sempra Energy Resources, basée aux États-Unis. La centrale, qui se trouvera à Mexicali, aura une capacité de production totale de 679,7 MW. La CRE a indiqué que la centrale, qui sera alimentée au gaz naturel, nécessitera un investissement de capitaux privés de 279 millions de dollars américains et sera mise en service au mois de mai 2003.
- Au mois de mai 2001, la CRE a autorisé DeAcero, S.A., à importer, conjointement avec Enron Power Marketing, environ 932 GWh d'électricité à ses installations de Saltillo. On utilisera 16 km de lignes de 230 kV à double circuit pour relier entre eux les réseaux américain et mexicain. La CFE assurera le transport de l'électricité de la frontière jusqu'à Saltillo.
- Au mois de décembre 2000, la CRE a délivré son premier permis à un producteur indépendant — Energía Azteca X, une filiale d'InterGen —, en vue de l'exportation d'électricité produite dans deux centrales, Rosarito 10 et 11, qui auront une capacité

¹³⁶ *InfoCRE*, Marzo-Abril 2000, Año 3, No. 2, 4/4

combinée maximale de 895,9 MW. La société Energía Azteca X, qui appartient à des intérêts américains, a non seulement obtenu l'autorisation de construire et d'exploiter la centrale, à la suite du processus d'appel d'offres de la CFE, mais elle est également autorisée à exporter l'électricité qu'elle produira.

Outre l'augmentation du nombre de permis d'exportation, on a observé une augmentation des investissements étrangers directs dans le secteur mexicain de l'électricité ces deux dernières années. Des entreprises américaines qui cherchent à obtenir un accès direct au marché mexicain investissent dans ce secteur, tout comme des entreprises de France (Électricité de France International), de Belgique (Tractebel), d'Espagne (Iberdrola et Unión Fenosa), du Japon (Mitsubishi) et du Canada (Transalta). Par exemple, au mois d'avril 2000, Transalta — le plus grand producteur d'électricité d'Alberta — a obtenu l'autorisation de la CRE de construire une centrale au gaz à cycle combiné dans l'État de Campeche, centrale qui aura une capacité de production de 275 MW. Dans le cadre de ce projet, la CRE a délivré huit permis à des producteurs indépendants, pour une capacité de production totale supplémentaire de 3 528 MW, et un investissement de 1,8 milliard de dollars américains¹³⁷.

Des rapports sur les activités commerciales indiquent que la société américaine EnviroPower souhaite construire deux centrales au charbon dans les villes de Manzanillo et de Lazaro Cardenas. Selon les modalités contractuelles, une partie de l'électricité produite à la centrale de Mexicali sera destinée au marché intérieur et le reste sera exporté en Californie¹³⁸.

Facteurs influant sur l'évolution du commerce

Les données ci-dessus, qui fournissent des exemples individuels, mais ne brossent pas vraiment un tableau complet des changements susceptibles de toucher les échanges commerciaux, sont complétés par les résultats produits par d'autres modèles et d'autres travaux, qui indiquent que les échanges vont se multiplier en Amérique du Nord. Même si cette évolution dépend de nombreuses variables, il convient d'en mentionner deux en particulier : a) les différences de prix; b) l'expansion des réseaux.

a) Différences de prix entre les sources de combustible

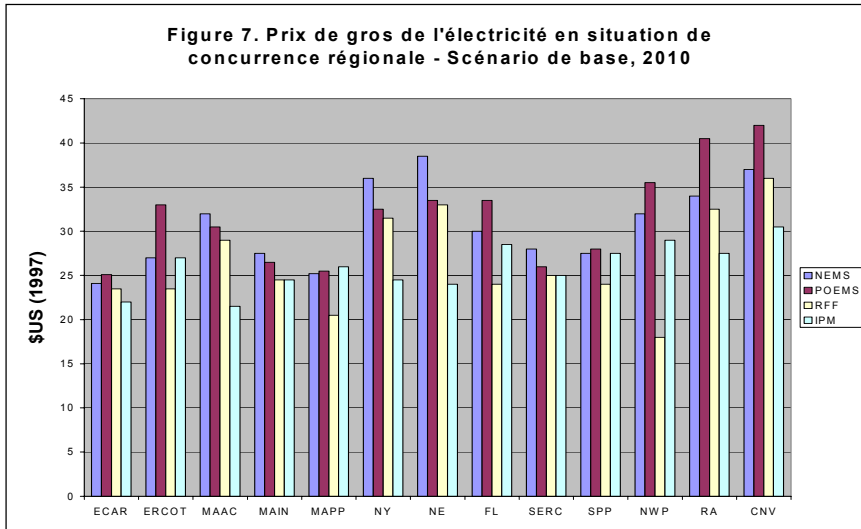
La plupart des modèles prévoient que, globalement, l'évolution des prix imputable à la restructuration sera peu marquée. Par contre, on prévoit que les différences de prix entre régions seront beaucoup plus importantes. Le document de l'*Energy Modeling Forum*, dont nous avons déjà parlé, établit que, dans le cadre du scénario de base de la restructuration, les prix moyens de gros de l'électricité oscilleront à court terme entre 24 \$US/MWh et 34 \$US/MWh (dollars de 1997). Ces prix sont appelés à baisser par la suite, pour atteindre entre 25 \$US et 30 \$. Que ce soit d'après le scénario de base ou dans une éventuelle situation de concurrence, il semble y avoir d'importants écarts de prix entre les régions définies par le NERC à mesure que la restructuration se poursuit.

La restructuration n'explique pas à elle seule les différences de prix relatifs entre régions et entre types de produits. Par exemple, depuis 1993, les importations d'électricité de la Nouvelle-Angleterre ont augmenté régulièrement, de sorte qu'elles représentent aujourd'hui plus de 11 % de la consommation totale d'électricité de cette région. Cependant, les estimations produites par

¹³⁷ *Ibid.*

¹³⁸ « Energy Firms Get a Foothold in Mexico »; « Power: With demand for electricity soaring, the Mexican government is becoming receptive to foreign proposals », *The Los Angeles Times*, Los Angeles, CA, 19 août 2001.

certaines modèles indiquent que le ratio entre les importations et la production de la région pourrait être plus élevé encore. Par exemple, l'étude de l'EMF révèle qu'en situation de concurrence, la plus forte augmentation de prix par rapport aux niveaux de base atteindrait 27 % dans la région MAIN (Midwest) si l'on appliquait le modèle NEMS. La plus forte réduction (de 22 %) serait observée dans la région de New York (modèle de RFF). Selon certaines estimations,



on peut s'attendre au niveau d'importations le plus élevé dans la région ECAR et dans la région MAAC (dans l'est du pays), et à un volume d'échange peu élevé dans les régions MAIN et CNV. La figure 7¹³⁹ résume les différences régionales que l'on devrait observer en 2010 en ce qui a trait au coût de l'électricité (selon les recherches sommaires de l'EMF)¹⁴⁰.

Les conclusions que tire l'EMF des résultats de la modélisation diffèrent, mais nous ne pouvons pas les résumer dans le présent document pour des raisons d'espace. On peut lire dans le rapport de l'EMF que, « en règle générale, les régions où les prix sont les plus bas sont celles qui possèdent des installations nucléaires ou au charbon, peu coûteuses. Dans les régions qui dépendent davantage des centrales au mazout et au gaz, et celles où le coût des combustibles livrés est plus élevé, les prix sont plus élevés¹⁴¹ ».

Certains analystes pensent que la consommation de charbon par les compagnies productrices d'électricité pourrait augmenter de 30 %, directement à cause de la guerre des prix liée à la restructuration.

b) Expansion des réseaux de transport et intégration des politiques

Comme on l'a vu précédemment, il existe de nombreuses contraintes au sein des réseaux de transport du Canada, du Mexique et des États-Unis et entre ces réseaux. Le système n'a pas été conçu ou aménagé pour établir une « superautoroute » du commerce interrégional, mais pour permettre à des services publics individuels de répondre aux besoins de leur clientèle locale. Cela cause donc des problèmes considérables, qui touchent aussi bien les installations physiques que le comportement des intervenants et qui continuent de créer des engorgements au sein du système. Parallèlement, le réseau interrégional de transport a connu une rapide expansion ces dernières années, ce qui révèle l'importance croissante des échanges entre régions définies par le NERC, ainsi que certaines améliorations touchant l'infrastructure des liens entre réseaux. Par exemple, en

¹³⁹ Extrait Energy Modeling Forum, 2001, *Prices and Emissions in a Restructured Electricity Market*, Report 17.

¹⁴⁰ Les régions mentionnées dans la figure et dans l'étude de l'EMF ne correspondent pas exactement aux principales régions définies par le NERC.

¹⁴¹ Energy Modeling Forum, 2001, *Prices and Emissions in a Restructured Electricity Market*, Report 17.

1995, environ 25 000 transactions de transport interrégional ont été conclues en Amérique du Nord. En 1999, ce chiffre est passé à plus de deux millions¹⁴².

Les responsables de la planification énergétique ne voient pas grand uniquement lorsqu'ils planifient l'augmentation de l'offre; ils voient aussi très grand lorsqu'ils évaluent les besoins de capacité de transport. Par exemple, les auteurs de la NEP estiment qu'il faudra 410 000 km de nouvelles infrastructures de transport d'ici 2020 pour répondre à l'augmentation de la demande.

Le NERC prévoit une légère expansion de l'infrastructure entre 1999 et 2009 aux États-Unis (elle devrait passer de 137 300 GW/mille à 143 500 GW/mille. Par contre, lorsque l'on compare la nouvelle capacité de transport prévue à la nouvelle capacité de production qui doit être installée d'ici 2009 (mesurée en fonction de la demande de pointe estivale), les données du NERC portent à croire à une diminution de la capacité totale de transport, qui devrait passer de 201 MW/mille à 176 MW/mille par mégawatt de demande entre 1999 et 2009¹⁴³. [1 mi = 1,6 km]

Selon l'*Edison Electric Institute* (EEI, Institut de l'électricité Edison), une association industrielle basée dans l'État de Washington, on observe depuis 1982 une baisse constante de la capacité de transport des États-Unis et une augmentation de la demande. Selon une estimation, la capacité de transport par mégawatt de demande de pointe estivale a baissé de 1,4 % par an entre 1982 et 1999. L'EEI estime que, pour maintenir la capacité de transport à son niveau actuel par rapport à la demande de pointe estivale, il faudrait une augmentation nette de 54 000 GW/mille au cours des dix prochaines années. (Ces chiffres tiennent compte d'un taux de mise hors service d'anciennes lignes de 2 %.) Le même rapport de l'EEI estime que les investissements dans les lignes de transport (en dollars de 1999) ont baissé en moyenne de 120 millions de dollars américains par an sur 25 ans. Il faudrait investir environ 56 milliards de dollars au cours des dix prochaines années pour répondre aux besoins de nouvelles capacités de transport; cela représente près de la moitié du coût total de la nouvelle capacité de production nécessaire aux États-Unis¹⁴⁴.

Politiques en matière de transport

Les politiques en matière de transport peuvent avoir des répercussions considérables sur les échanges en Amérique du Nord. On est précisément en train de définir les principes de base des changements qui vont être apportés à ces politiques.

Aux États-Unis, l'arrêté 2000 de la FERC (adopté à la fin de 1999) vise à réduire le nombre d'obstacles à l'ouverture des marchés qui subsistaient après l'entrée en vigueur des arrêtés 888 et 889. Ces arrêtés exigent des services publics qu'ils offrent un « libre accès » à leurs réseaux de transport, élément clé de la création d'un marché de l'électricité ouvert où règne la concurrence par les prix. Par contre, les règles établies par ces premiers arrêtés permettaient néanmoins aux services publics de gérer leurs réseaux de transport d'une manière discriminatoire pour leurs concurrents. L'arrêté 2000 vise à rectifier cette situation en exigeant une distinction plus nette entre les activités de commercialisation et les activités de transport.

¹⁴² Hirst et Kirby, 2001, *Transmission Planning for a Restructuring U.S. Electricity Industry*, Edison Electric Institute.

¹⁴³ *Ibid.*

¹⁴⁴ *Ibid.*

L'arrêté 2000 vise expressément à obtenir des services publics qu'ils cèdent la gestion de leurs installations de transport à des organisations de transport régionales indépendantes (*Regional Transmission Organizations – RTO*)¹⁴⁵. Ces RTO peuvent être des sociétés à but lucratif ou sans but lucratif. Dans les arrêtés qu'elle a adoptés par la suite, la FERC a clairement indiqué qu'elle souhaite que quatre grandes RTO soient créées sur le territoire américain, établissant par la suite que la Californie et les États du nord-ouest n'étaient pas tenus de faire partie d'une même RTO. Une des fonctions importantes des RTO consistera à coordonner la planification du réseau de transport américain :

Il faut que les RTO soient responsables à la fois de la planification du réseau de transport et de son expansion au sein de leur région, afin de pouvoir offrir des services efficaces, fiables et non discriminatoires. En l'absence d'une entité unique chargée d'exécuter ces tâches, les investissements distincts dans des réseaux de transport risquent de créer des conflits d'objectifs, et même de nuire à la fiabilité de ces réseaux¹⁴⁶.

On s'attend aussi à ce que les RTO s'attaquent aux problèmes de fiabilité à mesure que le réseau prendra de l'expansion, en éliminant certains obstacles au transfert d'information entre les exploitants et les intermédiaires financiers. On est en train d'élaborer des règles visant à limiter le nombre de régimes tarifaires doubles au sein des régions — par exemple, l'aplanissement des tarifs —, afin de réduire le nombre d'obstacles de nature administrative ou autre auxquels se heurtent les compagnies désirant entrer sur le marché ou en sortir, et d'intensifier la concurrence avec les grossistes en électricité.

Cela représente un changement radical dans la façon dont le réseau de transport fonctionnait jusqu'à maintenant. Habituellement, les exportations provenaient des compagnies productrices d'électricité. Elles étaient gérées dans le cadre de contrats de vente à long terme ou étaient destinées aux situations d'urgence. Or, la restructuration s'est accompagnée d'une multiplication incroyable du nombre de négociants et de courtiers en électricité, qui peuvent conclure des ententes pour les producteurs d'électricité se trouvant près de la frontière. Dorénavant, les exportateurs n'ont plus à être installés près de la frontière pour pouvoir exporter et ils peuvent vendre leur électricité aux acheteurs par l'intermédiaire d'exploitants frontaliers.

Ces progrès font tout particulièrement l'affaire des petits producteurs d'électricité, notamment des producteurs indépendants comme les fournisseurs d'énergie renouvelable ou ceux qui pratiquent la production décentralisée. Bien entendu, l'ouverture du marché ne signifie pas que l'accès à ce marché soit garanti, et la capacité de chaque producteur à accéder au réseau dépendra de sa capacité à supporter l'uniformisation des tarifs qui devrait prévaloir dans ces régions.

La mise en place des RTO va avoir d'importants effets sur le commerce international¹⁴⁷, en particulier sur les échanges canado-américains. Plusieurs sociétés canadiennes se sont déjà vu attribuer le statut de négociant grossiste par la FERC, à condition qu'elles offrent un accès libre à leur réseau, conformément aux arrêtés 888 et 889 de la FERC.

Plusieurs compagnies canadiennes productrices d'électricité souhaitent vivement préserver cette entente avec la FERC et, surtout, se trouver à l'intérieur plutôt qu'à l'extérieur du réseau ouvert. À la suite de la crise de l'énergie qui a frappé la Californie, la FERC a revu sa façon d'évaluer le

¹⁴⁵ Les entreprises ne sont pas tenues de faire partie d'une RTO, mais on les encourage fortement à le faire.

¹⁴⁶ Arrêté 2000 de la FERC.

¹⁴⁷ Le principe selon lequel un réseau de transport ouvert multiplierait les échanges est en partie logique, et en partie basé sur des hypothèses selon lesquelles un engorgement du réseau de transport entre la Nouvelle-Angleterre et le Canada entraînerait des pertes dues à la baisse du coût des importations d'hydroélectricité du Canada.

pouvoir dominant d'une entreprise sur le marché, un élément important dans le choix des négociants. Cette initiative, jumelée à la politique sur les RTO, pourrait avoir d'importantes répercussions sur les exportateurs canadiens d'électricité.

Dans son rapport annuel 2000, BC Hydro affirmait que le maintien de l'accès aux marchés d'exportation constituait un des plus importants risques commerciaux auxquels elle était confrontée¹⁴⁸. Lors d'une récente réunion des membres de la FERC consacrée aux RTO, un représentant de BC Hydro a fait observer que sa société avait fait des efforts considérables pour mettre en place une structure destinée à faciliter la participation canadienne [sur le marché américain] et à créer ainsi un marché ouvert incluant les provinces et les États de l'Ouest¹⁴⁹.

Intégration des politiques et des marchés

En examinant le marché nord-américain, on constate non seulement que le marché américain constitue la plaque tournante des exportations et des importations, mais que la réforme des politiques visant la concurrence à l'intérieur des États-Unis constitue un élément clé des politiques d'intégration des marchés. Par exemple, dans sa récente étude consacrée au Canada, l'Agence internationale de l'énergie (de l'OCDE) note que les points de vue exprimés par les membres de la FERC ont eu un impact considérable sur l'élaboration des politiques canadiennes. Il est probable que les marchés concurrentiels vont continuer à se développer dans certaines provinces, ce qui va créer un climat de concurrence à l'intérieur du pays et offrir un accès plus étendu aux marchés américains. À cette fin, il faudra peut-être que la structure des marchés provinciaux se conforme en partie aux politiques de la FERC américaine. Selon les auteurs du rapport, c'est ce qui va sans doute se produire, en dépit des objections soulevées par la province de l'Alberta à propos de l'application extraterritoriale des règles de la FERC¹⁵⁰.

De la même façon, l'Office national de l'énergie a récemment indiqué que la création des RTO allait renforcer la capacité des compagnies canadiennes productrices d'électricité à accéder au réseau de transport américain, mais aussi accélérer l'intégration des marchés américain et canadien de l'électricité. Voici ce qu'a fait observer le NEB :

Les sociétés canadiennes ne sont pas soumises à la réglementation de la FERC mais, en raison de l'intégration du réseau de transport nord-américain, il semble que la participation canadienne à la création de RTO pourrait profiter à tous les intervenants du marché, à condition que l'on adopte les approches appropriées pour la supervision des RTO transfrontalières.

L'observation ci-dessus souligne une réalité bien simple : si vous êtes un exportateur et que vous assistez à l'ouverture du marché de transport d'électricité, vous voudrez profiter de cette ouverture. En d'autres termes, vous ne voulez pas que les limites du marché correspondent aux frontières nationales.

Rôle de l'ALÉNA dans le commerce nord-américain de l'électricité

L'ALÉNA constitue un autre facteur qui permet de comprendre la libéralisation et l'intégration du marché nord-américain de l'électricité. Par exemple, l'arrêté 2000 de la FERC, qui vise à

¹⁴⁸ BC Hydro, *Annual Report 2000*.

¹⁴⁹ Présentation de Tokout Mansour, de BC Hydro, à la FERC, dans le dossier de la coordination interrégionale des RTO, numéro de dossier PL01-5-001, 19 juin 2001.

¹⁵⁰ AIE, 2000, *Canada, 2000*, OCDE, Paris.

garantir un accès ouvert non discriminatoire au marché, est tout à fait comparable aux engagements pris par les signataires de l'ALÉNA.

L'ALÉNA contient une série d'engagements associés à certaines règles visant le commerce des produits et des services, ainsi que la libéralisation des investissements. Ces engagements sont examinés en détail dans un document indépendant, publié au début du mois de novembre 2001 sur le site Web de la CCE, à l'adresse <<http://www.cec.org/electricite>>. Certaines des dispositions clés de l'ALÉNA portent sur le traitement national et la non-discrimination, les obstacles techniques au commerce, le commerce des services, les engagements précis des signataires en matière d'accès aux marchés, la réduction des tarifs (notamment la réduction de certains tarifs applicables à l'équipement de production d'électricité et à d'autres immobilisations), la libéralisation des acquisitions et les engagements relatifs à la libéralisation des échanges dans le secteur de l'électricité. Ces dispositions sont décrites de façon assez détaillée dans Horlick et Schuchardt¹⁵¹.

Le chapitre 6 de l'ALÉNA

En plus des engagements susmentionnés, le chapitre 6 de l'ALÉNA prévoit des engagements plus précis en matière de libéralisation dans le secteur de l'énergie, notamment en ce qui concerne le commerce de l'électricité. L'ALÉNA définit l'électricité comme un produit — le chapitre 6 est intégré dans la Partie II de l'Accord : Commerce des produits —, et l'électricité appartient à la catégorie HS 2716.00.0 du Système harmonisé [de désignation et de codification des marchandises]¹⁵².

La portée et le champ d'application du chapitre 6 visent à la fois les produits énergétiques et les « mesures [...] en ce qui concerne les investissements et le commerce transfrontières des services associés à ces produits ». Parmi les principales dispositions de l'ALÉNA, le chapitre 6 inclut des règles d'interdiction ou de limitation s'appliquant à ce qui suit : a) importation et exportation; b) recours aux taxes à l'exportation; c) autres mesures à l'exportation.

Il existe de nombreuses exceptions significatives à ces règles et à d'autres règles de l'ALÉNA. Mais surtout, le texte contient des réserves et des dispositions spéciales applicables au Mexique, notamment des exemptions pour les activités des centrales électriques et les investissements dans ces centrales, qui visent la production d'électricité par une entreprise pour son propre usage, la cogénération et la production d'électricité indépendante [alinéas (5) a), b) et c) de l'annexe 602.3 du chapitre 6 de l'ALÉNA].

L'article 605 du chapitre 6 (Autres mesures à l'exportation) énonce d'autres exceptions liées à la politique environnementale. Il renvoie à l'alinéa XX(g) de l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (GATT) en ce qui concerne l'exportation de produits énergétiques vers le territoire d'une autre Partie. L'article XX (Exceptions générales à l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce), qui fait partie des Négociations commerciales multilatérales du Cycle d'Uruguay de l'Organisation mondiale du commerce (OMC), fait depuis longtemps l'objet d'un débat animé à propos des liens entre commerce et environnement. Le début de l'article XX et l'alinéa g) se lisent comme suit :

¹⁵¹ Horlick, Gary, et Christiane Schuchardt, 2001, *NAFTA Provisions and Electricity Sector. Background Paper III for the Article 13 Working Paper*. Commission de coopération environnementale, Montréal (reproduit ailleurs dans le présent document).

¹⁵² Au Canada et aux États-Unis, la catégorie d'échelonnement HS 2716.00.00 est « D » (signifie que le produit demeurera exempt de droits), avec une franchise de base. Au Mexique, la catégorie 2716.00.00 est « B »; elle est soumise à des droits de 10 %, qui ont été progressivement éliminés jusqu'en 1998.

Sous réserve que ces mesures ne soient pas appliquées de façon à constituer soit un moyen de discrimination arbitraire ou injustifiable entre les pays où les mêmes conditions existent, soit une restriction déguisée au commerce international, rien dans le présent Accord ne sera interprété comme empêchant l'adoption ou l'application par toute partie contractante des mesures [...]

g) se rapportant à la conservation des ressources naturelles épuisables, si de telles mesures sont appliquées conjointement avec des restrictions à la production ou à la consommation nationales; [...]

Selon toute probabilité, l'ALÉNA a eu un impact limité sur le commerce de l'électricité en Amérique du Nord. Le Canada et les États-Unis se sont entendus sur les règles à appliquer à la libéralisation six ans avant l'entrée en vigueur de l'ALÉNA, dans le cadre de l'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis. Au fil des ans, le Canada et les États-Unis ont conclu de nombreux accords bilatéraux réglementant le commerce de l'électricité¹⁵³. Le Mexique continue d'appliquer d'importantes exceptions aux dispositions du chapitre 6.

Toutefois, l'ALÉNA aurait d'importantes répercussions en cas de conflit entre les Parties à propos des dispositions visant le commerce de l'électricité, le commerce des immobilisations et des services liés à l'électricité ou la libéralisation des investissements dans le secteur de l'électricité.

L'analyse des liens entre l'environnement et le commerce est l'un des domaines sur lesquels les dispositions de l'ALÉNA pourraient avoir une incidence, dans le contexte du présent document. Il est important de noter que, jusqu'à maintenant, personne n'a invoqué le chapitre 6 ou d'autres dispositions de l'ALÉNA portant sur le secteur de l'électricité pour justifier un différend lié au commerce et à l'environnement. Cependant, étant donné la multiplication des échanges et l'accès de plus en plus facile aux marchés, combinés aux règlements, transferts financiers, incitatifs, normes (dont celles applicables aux produits) et autres mesures liées à l'environnement, il n'est pas impossible qu'un tel différend survienne un jour. Comme nous l'avons déjà mentionné, le gouvernement du Canada a même déjà laissé entendre que des mesures pourraient être prises au nom des exportateurs canadiens d'hydroélectricité, en ce qui a trait aux normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables.

Normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables et accès aux marchés

Les normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables constituent un exemple intéressant des questions qui pourraient être soulevées dans le cadre de l'ALÉNA. Aux États-Unis, 23 États ont imposé de telles normes ou sont en train de les mettre en place. En vertu de ces normes, un certain pourcentage de la production totale d'électricité de l'État doit être composé d'électricité provenant de sources renouvelables. Ces normes ne s'appuient pas sur une définition uniforme de cette forme d'électricité, mais diffèrent plutôt d'un État à l'autre.

Certains exportateurs s'inquiètent depuis longtemps des possibles effets sur l'accès au marché du commerce de l'électricité qui n'est pas visé par les critères énoncés dans les normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables. Par exemple, certains de ces critères excluent carrément l'hydroélectricité, ou précisent que l'électricité ne peut être considérée comme une énergie renouvelable que si elle est produite par de petites centrales. D'autres normes favorisent les

¹⁵³ Il s'agit de l'*Energy Banking Agreement* (Accord bancaire relatif à l'énergie), de l'*Interconnection Use Agreement* (Accord d'utilisation de l'interconnexion) et de divers contrats liés à l'énergie et à l'énergie garantie, visant par exemple les exportations d'Hydro-Québec vers la Nouvelle-Angleterre.

centrales produisant de l'électricité à partir de sources renouvelables à l'intérieur des limites de l'État. De la même façon, il peut arriver que les critères relatifs aux normes de rendement, aux sources de combustible ou à certaines technologies de production excluent certaines importations d'électricité en provenance du Mexique ou du Canada.

En vertu des règles commerciales internationales (ALÉNA et OMC), de telles mesures pourraient soulever des questions au sujet de l'éventuel caractère discriminatoire de critères environnementaux non uniformes, qui pourraient être contraires aux exigences relatives au traitement national, à moins d'être protégées par une exception¹⁵⁴.

Les auteurs Gary Horlick et Christiane Schuchardt ont présenté les conclusions suivantes (parmi d'autres) dans leur document.

En règle générale, on n'applique pas à la lettre l'article XX du GATT pour permettre à un membre de l'OMC d'intervenir hors de son territoire afin de forcer les ressortissants d'un autre pays membre à modifier leurs pratiques *sur leur propre* territoire national, lorsque l'impact de ces pratiques est *limité* à leur territoire national, que ces pratiques sont visées par la réglementation gouvernementale et qu'elles respectent cette réglementation. Non seulement une telle interprétation peut nuire considérablement à l'application des principes de base de la souveraineté nationale¹⁵⁵, mais elle prive également les membres de droits basés sur les différences entre les niveaux de protection assurés par la réglementation. Il faut également noter que certains groupes d'experts ont fait une interprétation restrictive de l'article XX, afin de préserver les objectifs et les principes du GATT¹⁵⁶. Il serait plus facile de justifier une mesure commerciale en invoquant l'alinéa XXg) si elle visait un objectif clairement défini, au lieu de chercher à atteindre toute une série d'objectifs liés à la protection de l'environnement.

Par ailleurs, il se peut que les normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables, intégrées aux lois d'un certain nombre d'États, soient considérées de fait comme des mesures discriminatoires à l'encontre des fournisseurs d'hydroélectricité¹⁵⁷. Ces normes établissent la taille maximale admissible d'une centrale hydroélectrique (p. ex., lors de l'inondation du territoire, de la construction d'un barrage, etc.). Même si les critères associés à ces normes ne sont pas assortis de justifications environnementales détaillées, on peut supposer que les préoccupations visent principalement les effets environnementaux négatifs d'une grosse centrale hydroélectrique.

¹⁵⁴ Il semble pourtant que les exceptions aux dispositions de l'article XX du GATT prévues à l'article 605 du chapitre 6 de l'ALÉNA visent uniquement les exportations. En outre, l'ALÉNA ne fait aucunement référence à l'alinéa XXb) du GATT « nécessaire à la protection de la santé et de la vie des personnes et des animaux ou à la préservation des végétaux ».

¹⁵⁵ La souveraineté est reconnue à la fois par le droit international et par le droit américain. Voir, p. ex., Ian Brownlie, *Principles of Public International Law* 287 (4^e éd. 1990). [La souveraineté et l'égalité des États représentent l'un des fondements constitutionnels du droit des nations, qui régit une collectivité principalement composée d'États qui sont tous dotés d'une personnalité juridique. *** Les principes corollaires à la souveraineté et à l'égalité des États sont : 1) la compétence, à première vue exclusive, sur un territoire et sur la population qui y vit en permanence; 2) un devoir de non-intervention dans les domaines de compétence exclusive des autres États.] *The Schooner Exchange c. McFaddon*, 11 U.S. (7 Cranch) 116, 136 (1812) (« L'autorité d'un pays sur son propre territoire est nécessairement exclusive et absolue. *** Toute restriction imposée à cette autorité par une source extérieure entraînerait une diminution de sa souveraineté qui serait proportionnelle à la restriction en question. »). *Pennoyer c. Neff*, 95 U.S. 714, 722 (1877) (« En vertu de l'un de ces principes [bien établis], chaque État possède une compétence et une souveraineté exclusives sur les personnes et les biens se trouvant sur son territoire. »)

¹⁵⁶ *United States – Section 337 of the Tariff Act of 1930*, 1989, BISD 36S/345, 393, paragr. 5.27; voir aussi *FIRA*, paragr. 5.20, *Gasoline*.

¹⁵⁷ Voir la section V.

Quels que soient les objectifs visés par les critères précis qui ont été établis, on peut se demander s'ils justifient les mesures de conservation d'une grande quantité de ressources prévues à l'alinéa XXg). La construction d'une grosse centrale hydroélectrique ou d'un barrage et l'inondation des terres peuvent évidemment avoir des répercussions environnementales négatives. Dans certains cas, ces répercussions sont observées hors du territoire où se trouvent les installations (p. ex., les effets sur les oiseaux migrateurs ou sur les eaux internationales), mais il est difficile de déterminer dans quelle mesure ces répercussions se produisent et dans quelles mesure elles sont préférables aux importations provenant d'autres sources énergétiques.

Comment harmoniser la définition de l'électricité produite à partir de sources renouvelables

Au terme de leur examen de la non-uniformité des critères utilisés, Horlick et Schuchardt concluent que l'absence de définition harmonisée de l'électricité produite à partir de sources renouvelables dans les normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables risque de créer des écarts entre la façon dont la loi s'applique aux intervenants du marché de l'électricité. On observe ce manque d'harmonisation à l'échelle nationale, mais aussi à l'échelle internationale, puisque ni l'ALÉNA ni aucun autre accord international n'énonce de lignes directrices (exécutives ou non) à propos de ce que l'on considère comme des ressources renouvelables.

Il est clair qu'un différend commercial qui remettrait en question la capacité des États à garantir la protection de l'environnement grâce aux normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables nuirait à la fois aux politiques commerciales et aux politiques environnementales. En outre, même si les règles commerciales énoncent parfois des obligations bien précises, le public et la société civile sont justement très préoccupés par le fait que les règles du libre-échange pourraient saboter les politiques environnementales de leur pays.

Pour anticiper et éviter un tel problème, il faut commencer par élaborer une définition à caractère non obligatoire de l'électricité provenant de sources renouvelables, à l'échelle régionale et internationale. Ensuite, on pourrait adopter des normes internationales¹⁵⁸. À l'évidence, les règles du commerce international révèlent une préférence des autorités pour les normes internationales, en raison, notamment, de la non-uniformité des normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables établies par les États et les provinces. En outre, les politiques environnementales reconnaissent depuis longtemps l'importance de la coopération internationale, régionale et bilatérale.

À l'appui d'une transparence et d'une comparabilité accrues des normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables, à l'appui également de l'étiquetage volontaire des produits et services écologiques, la CCE a constitué et mis à jour deux bases de données en ligne. La première regroupe les normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables en place aux États-Unis et la deuxième, des renseignements sur l'étiquetage éconergétique et les normes de

¹⁵⁸ Rowlands et Patterson proposent quatre normes possibles pour l'énergie renouvelable en Amérique du Nord : a) norme continentale sans variation locale; b) norme continentale avec des variations locales « objectives »; c) norme continentale avec interprétations locales; d) normes continentales avec établissement de priorités locales. Voici certains des avantages de l'adoption d'une ou de plusieurs variations par rapport à ces options : une définition uniforme créerait des économies d'échelle; une norme claire raviverait l'intérêt du secteur privé pour les énergies renouvelables; on éviterait l'espèce de « spirale malsaine » consistant à osciller entre la définition des sources « vertes » et celle des sources « brunes ». I. H. Rowlands et M.J. Patterson, 2001, *A North American Definition for Green Electricity: Implications for Sustainability*, ébauche présentée lors de la quatrième conférence biennale de la Canadian Society for Ecological Economics, Montréal.

certification des produits électriques. On trouve ces bases de données à l'adresse <<http://www.cec.org/databases>>¹⁵⁹.

Le chapitre 11 de l'ALÉNA : Investissement

Le chapitre 11 de l'ALÉNA (Investissement) constitue une autre source de préoccupation en ce qui concerne les liens entre le commerce et l'environnement. La portée et le champ d'application du chapitre 6 de l'ALÉNA (Produits énergétiques et produits pétrochimiques de base) vise à la fois les « mesures qui y sont énoncées en ce qui concerne les produits énergétiques et les produits pétrochimiques de base originaires des territoires des Parties, *ainsi qu'en ce qui concerne l'investissement* [...] » (article 602.1 de l'ALÉNA, italique ajouté) La définition de l'investissement que donne l'article 609 du chapitre 6 renvoie à celle de l'article 1139 (section c, Définitions) du chapitre 11 de l'ALÉNA.

Selon les auteurs de la deuxième partie du document de référence III, il se cache derrière le titre du chapitre 11 (Investissement) tout un ensemble de droits destinés à protéger les investisseurs étrangers contre certains types d'interventions gouvernementales et à leur fournir des recours en cas de telles interventions. Initialement, la protection des investisseurs visait à empêcher les gouvernements de nationaliser ou d'exproprier les biens d'une compagnie à capitaux étrangers sans la dédommager de façon appropriée. Avec le temps, la protection des investisseurs a été étendue pour inclure d'autres principes, par exemple le fait d'exiger qu'une compagnie étrangère soit traitée de la même façon qu'une compagnie nationale, d'instaurer des normes internationales minimales visant le traitement de toutes les compagnies à capitaux étrangers, d'empêcher les gouvernements d'obliger les compagnies à pratiquer une gestion basée sur certains paramètres opérationnels ou certains avantages économiques définis par les gouvernements eux-mêmes.

On protège les investisseurs en imposant des obligations aux gouvernements des pays où l'investissement est effectué (les États hôtes) afin qu'ils ne puissent se soustraire aux obligations énoncées au chapitre 11. Les interventions gouvernementales qui ne satisfont pas à ces obligations peuvent être : des mesures de nature législative ou réglementaire; des décisions administratives; l'adoption de politiques; d'autres actions visant l'investisseur. Tous les paliers de gouvernement et d'administration sont soumis à ces obligations (national, étatique/provincial, municipal), ainsi que toutes les divisions du gouvernement (pouvoirs législatif, exécutif et judiciaire). Dans le secteur de l'électricité, par exemple, les organismes de réglementation fédéraux, étatiques, provinciaux et locaux sont en principe tous concernés, à moins d'indication contraire dans les dispositions de l'ALÉNA.

Expropriation

Parmi les principales dispositions que contient le chapitre 11 — droits d'établissement, traitement national, norme minimale de traitement et prescriptions de résultats —, c'est l'article 1110, consacré à l'expropriation, qui a causé le plus de controverse. Le droit international visant l'expropriation de biens étrangers a été initialement rédigé en réponse à l'expropriation généralisée ou à la nationalisation de leurs biens. Avec le temps, il a intégré les notions d'étalement ou d'expropriation graduelle – mesures qui empêchaient effectivement un

¹⁵⁹ Une analyse de ces normes révèle qu'elles sont tout particulièrement similaires lorsqu'elles visent la quantité d'électricité que l'on doit produire à partir de sources renouvelables ou la définition des énergies renouvelables. Neuf des douze États exigent moins de 5 % de production d'énergie à partir de sources renouvelables, et l'énergie ne provenant pas de l'hydroélectricité ou de la combustion est celle qui est la plus susceptible d'être qualifiée de renouvelable.

propriétaire de gérer ses biens ou d'en déterminer le sort, mais sans vraiment modifier son statut de propriétaire ou son titre.

Aujourd'hui, les enjeux cruciaux sont notamment la portée des termes « équivalant à l'expropriation » et la notion évolutive de ce qui constitue un « traitement équitable ». À l'heure actuelle, on débat activement au sein des trois gouvernements à propos de ce que devraient être la portée et l'interprétation de ces dispositions, et notamment d'un énoncé interprétatif consensuel annoncé par la Commission du libre-échange en juillet 2001, qui pourrait être bientôt clarifié un peu plus¹⁶⁰.

Il est un autre élément qui peut influencer sur le chapitre relatif à l'expropriation : l'imposition de contingents ou de contrôles à l'exportation peut donner lieu à des demandes d'expropriation d'un droit de propriété. Dans au moins un cas, on a défini les marchés d'exportation comme un droit de propriété devant être protégé en vertu du chapitre 11¹⁶¹. Un contingent qui restreint un tel droit peut donc équivaloir à l'expropriation de ce droit. Il est difficile de déterminer si les restrictions à l'exportation qui respectent les contingents et les circonstances que prévoit le chapitre 6 (décrits précédemment) pourraient encore être contestées par un investisseur étranger en vertu du chapitre 11. Si tel était le cas, cela pourrait limiter davantage la capacité des gouvernements à restreindre les exportations dans des conditions expressément prévues par d'autres parties de l'ALÉNA.

Conclusion – Répercussions sur la qualité de l'environnement et les politiques environnementales

Il demeure difficile de déterminer dans quelle mesure une augmentation du commerce de l'électricité va toucher à la fois la qualité de l'environnement et les politiques environnementales, et les données à sujet ne sont pas claires. Cependant, l'expérience de l'évaluation des effets environnementaux du libre-échange acquise jusqu'à maintenant nous donne de précieuses indications sur certains des effets possibles.

L'effet le plus immédiat sur la qualité de l'environnement est étroitement lié aux effets d'échelle découlant de l'accès à des marchés plus étendus. Il est clair que le commerce de l'électricité a pris de l'expansion en partie parce que de plus petits marchés (notamment le marché canadien de production d'hydroélectricité dans les années 1970 et 1980) ont exploité leur avantage comparatif pour intensifier leur production afin de pouvoir servir les marchés américains, beaucoup plus importants. Par contre, de manière plus globale, on note qu'il s'agit d'un effet lié au lieu d'implantation des entreprises, la production augmentant dans une région pour répondre à la demande dans une autre région. L'application du libre-échange au secteur de l'électricité ouvre de nouveaux marchés qui n'auraient normalement pas été servis par une compagnie nationale productrice d'électricité. La création de marchés, découlant autant du libre-échange que de la décentralisation des services d'électricité, ouvrira de nouvelles portes aux petites entreprises de production comme aux grandes. L'arrêté 2000 de la FERC (qui s'appliquera à tous les exploitants de lignes de transport) vise à permettre à tous les producteurs d'accéder de la même façon au réseau, sans discrimination, quelle que soit la taille du marché ou l'importance de la production. Il convient de noter, une fois encore, que le commerce de l'électricité en Amérique du Nord a

¹⁶⁰ L'énoncé interprétatif assimile le terme « équitable » à des « normes minimales » en vertu du droit international et répond en partie à certaines des préoccupations relatives à la transparence, exprimées dans le chapitre 11.

¹⁶¹ *S.D. Myers c. Canada*, op. cit.

débuté au milieu des années 1970, lorsque les acheteurs américains ont abandonné le pétrole importé au profit de l'énergie hydroélectrique canadienne, moins chère.

On peut donc considérer que les effets du libre-échange sur la qualité de l'environnement se traduisent par un transfert des lieux de production de l'électricité par rapport à ce qui se serait produit dans le cadre de marchés fermés. Ce transfert, combiné à une augmentation de la taille des marchés auxquels accèdent ces installations de production, entraîne évidemment un changement de la répartition géographique et de l'intensité des émissions de ces centrales, ainsi que de leurs effets environnementaux. En réalité, l'électricité importée déplace les effets environnementaux prévus à l'échelle locale.

[L]'importation d'électricité entraîne l'exportation du fardeau environnemental connexe et l'exportation d'électricité entraîne l'importation d'un fardeau environnemental¹⁶².

Dans la mesure où les effets liés au lieu d'implantation des entreprises suppose également un changement dans le *type* de production (p. ex., des combustibles fossiles à l'hydroélectricité), ils entraînent aussi des impacts différents. L'ampleur de ces changements au chapitre des émissions et des effets environnementaux est difficile à prévoir et à évaluer. En s'appuyant sur une analyse des niveaux actuels d'exportation du Canada vers les États-Unis (environ 9 % de la production totale), répartis par province, par source de combustible et par facteur d'émissions, on estime qu'en 1999, les émissions liées à l'ensemble des exportations canadiennes équivalaient à 3,6 millions de tonnes américaines de CO₂, 28 300 tonnes américaines de SO₂ et 9 700 tonnes américaines de NO_x¹⁶³. Par ailleurs, par définition, les exportations et importations nettes se traduisent par un évitement de la pollution dans le pays importateur. Hydro-Québec estime que, en 1998, ses exportations totales vers les États-Unis ont permis d'éviter des émissions de 14,4 millions de tonnes américaines de CO₂, de 60 400 tonnes de SO₂ et de 23 500 tonnes de NO_x, que les producteurs américains auraient autrement rejetées¹⁶⁴.

On ne se demande pas si le libre-échange va modifier la répartition géographique et les types de répercussions environnementales qui découlent de la production d'électricité. Cette répartition change régulièrement et va continuer à changer. Mais on continue de se poser plusieurs questions cruciales. D'abord, si le libre-échange modifie la répartition géographique et la nature des répercussions, est-ce qu'il modifie aussi leur ampleur? Pour répondre à cette question, il faut bien entendu comparer un vaste éventail de répercussions environnementales, allant des émissions de SO_x à la perte de biodiversité. Ensuite, il y a lieu de s'interroger sur la mesure dans laquelle on peut demander à la population d'une région d'accepter les répercussions environnementales de la production d'électricité destinée à une autre région.

Il convient alors de se demander dans quelle mesure les différences entre les normes et les règlements sur l'environnement des diverses régions, ainsi qu'entre les sources de combustible, influent sur la modification de la répartition géographique des effets du libre-échange, compte tenu du fait que l'observation des mesures réglementaires peut coûter très cher aux entreprises du secteur énergétique. Durant les années 1990, on s'est intéressé de très près à la question de savoir si la réglementation environnementale a une incidence sur la compétitivité des entreprises. Il faut

¹⁶² Arturo Gándara, "United States-Mexico Electricity Transfers: of Alien Electrons and the Migration of Undocumented Environmental Burdens," *Energy Law Journal* 16:1 (1995).

¹⁶³ Ces calculs sont basés sur les exportations d'électricité du Canada en 1998-1999, ainsi que sur une analyse effectuée dans Miller et coll., document relatif aux émissions des secteurs provinciaux de l'électricité.

¹⁶⁴ Communication d'Hydro-Québec à la CCE, 10 janvier 2002.

accorder plus d'attention à la comparaison des coûts des normes et règlements sur l'environnement dans le secteur de l'électricité du Canada, du Mexique et des États-Unis.

Le secteur de la production d'électricité et les activités connexes, qui utilisent de nombreuses ressources écologiques et rejettent de grandes quantités de polluants, sont soumis à une réglementation de l'environnement très développée. Les estimations les plus récentes indiquent qu'en 1994, les compagnies américaines productrices d'électricité ont affecté 4,34 milliards de dollars américains à la lutte contre la pollution. Les fonds investis dans les biens d'équipement destinés à la réduction de la pollution atmosphérique ont augmenté de 7 % par rapport à 1993, tandis que les investissements dans la lutte contre la pollution de l'eau ont diminué de 2 %¹⁶⁵. Dans le cas de l'hydroélectricité, on estime que les améliorations environnementales exigées par les organismes de réglementation ces dernières années aux États-Unis ont entraîné une réduction de production comprise entre 1 % et 8 %, sans compter les coûts directs associés à l'atténuation des incidences. Selon une estimation parallèle, le respect des plafonds d'émissions de SO₂ coûte aux industriels américains 175 \$US par tonne américaine, et entre 600 \$ et 1 000 \$US par tonne américaine pour le NO_x. La réduction de production ou de profit équivalente est difficile à évaluer, mais elle est de l'ordre d'un dixième de cent par kWh à un cent par kWh.

En plus des coûts d'exploitation et d'immobilisation que doivent assumer les centrales existantes (qui incluent les coûts de rénovation des anciennes centrales, par l'achat d'équipement de fin de chaîne), les nouvelles installations de production doivent respecter de nombreuses exigences en matière d'évaluation des incidences environnementales (ce qui, souvent, leur coûte cher). Le respect de ces exigences nécessite du temps et de l'argent : une EIE peut en effet prendre entre 12 et 24 mois. Selon la FERC, les résultats positifs d'une EIE constituent l'un des principaux facteurs dont on tient compte pour attribuer des permis présidentiels aux exportations et aux importations d'électricité.

Étant donné que les contraintes relatives aux prix et à la technologie sont moins flexibles d'un producteur à l'autre, on peut se demander si les différences entre règlements sur l'environnement peuvent influencer sur les décisions d'implantation de centrales en Amérique du Nord. Dans quelle mesure le libre-échange peut-il entraîner l'annulation ou le report de l'installation prévue de centrales dans certaines régions et la multiplication des centrales dans d'autres? Et dans quelle mesure ces reports, cette multiplication et l'ensemble des changements touchant les choix d'implantation peuvent-ils être liés aux différences entre règlements sur l'environnement? Certaines données empiriques révèlent que les pays dont la législation de l'environnement est laxiste dans les domaines liés au libre-échange tirent un avantage comparatif de la production issue des secteurs fortement polluants. Par ailleurs, on sait que les industries rejetant de nombreux produits toxiques sont en train de quitter les pays où les normes environnementales sont strictes pour des pays où ces normes sont plus souples¹⁶⁶. Par contre, on ne sait pas vraiment dans quelle mesure les différences de réglementation ont été à l'origine de ce déplacement des secteurs fortement polluants.

L'analyse des répercussions qu'ont les règlements relatifs à la qualité de l'air sur le commerce révèle que les différences entre les règlements des trois pays qui visent les secteurs fortement polluants ont eu un impact limité, mais néanmoins mesurable, sur les échanges commerciaux. Par ailleurs, il existe d'autres facteurs, plus importants, qui peuvent justifier en grande partie les décisions d'implantation que la réglementation environnementale, par exemple, la proximité des marchés, le coût de la main-d'œuvre, le coût du capital, le risque-pays et l'infrastructure.

¹⁶⁵ U.S. Department of Commerce, 1996, *Pollution Abatement Costs and Expenditures: 1994*, MA2000 (94) – 1.

¹⁶⁶ Banque mondiale, 1992, *Trade and Environment*, Patrick Low (réd.), Washington, D.C.

Par exemple, d'après les données NEWGen, c'est en Californie et dans l'État de New York que la majorité des nouvelles centrales doivent être créées d'ici 2007 (ce sont les deux États américains où la réglementation environnementale est la plus sévère). Il semble donc que la proximité des marchés soit plus importante que les différences entre les diverses réglementations de l'environnement, en partie en raison des nombreuses contraintes auxquelles sont encore soumis les réseaux de transport interrégionaux.

Quoi qu'il en soit, on sait que certaines compagnies exploitent *parfois* les différences entre règlements sur l'environnement de façon stratégique pour faire baisser leurs coûts d'exploitation. Même si, à ce jour, le principe des « refuges pour pollueurs » n'est pas appuyé par des données empiriques solides, certaines des nouvelles installations de production américaines ont été construites très près de régions « non conformes aux niveaux recommandés », et une forte proportion de la production totale est concentrée dans ces régions. De la même façon, il semble clair que les normes environnementales moins sévères appliquées en Alberta (par rapport à celles des États-Unis) à l'égard des polluants courants entreront en considération lors de la construction de nouvelles centrales au charbon dans cette province au cours des prochaines années.

On observe une disparité similaire dans la réglementation visant les centrales hydroélectriques. Comme nous l'avons déjà vu, depuis l'adoption de l'*Electric Consumer Protection Act* aux États-Unis, en 1986, les critères de délivrance de permis d'exploitation de centrale hydroélectrique ont beaucoup changé. Désormais, la FERC doit accorder la même importance aux préoccupations environnementales qu'aux autres facteurs. Il existe toutefois des écarts importants entre les processus de délivrance de permis du Canada et des États-Unis. Comme les permis délivrés au Canada ne comportent habituellement pas de date d'échéance, il n'existe pas, dans ce pays, de processus de renouvellement comme c'est le cas aux États-Unis¹⁶⁷. Par conséquent, les normes qui s'appliquent aux centrales hydroélectriques canadiennes en matière de débit peuvent être beaucoup moins strictes que celles qui visent des installations similaires aux États-Unis.

Par contre, contrairement à ce qui a été fait relativement à la qualité de l'air, peu d'études ont été réalisées sur les différences qui existent entre les pays signataires de l'ALÉNA au chapitre des règlements visant les centrales hydroélectriques, ou encore des conséquences du choix de l'emplacement de ces centrales. Si on n'évalue pas attentivement les règles très différentes qui s'appliquent ou s'appliqueraient à des projets similaires, il est impossible de tirer des conclusions sans équivoque quant à la mesure dans laquelle ces différences peuvent entraîner la création de « havres de pollution ».

Jusqu'à maintenant, on n'a pas recueilli assez de données sur les effets environnementaux cumulatifs du libre-échange en Amérique du Nord. Une étude¹⁶⁸ a révélé qu'à court terme, la multiplication des exportations mexicaines vers les États-Unis allait entraîner une diminution des émissions de SO₂ et de NO_x, et une augmentation des émissions de CO₂. Pour ce qui est du commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis, on s'attend à une forte croissance, compte tenu de la construction prévue de centrales au charbon et de centrales hydroélectriques pour répondre à la demande du marché américain. On a fait certaines estimations relativement aux émissions atmosphériques qui seront évitées grâce à l'exportation d'hydroélectricité, mais aucune estimation satisfaisante n'a encore été faite quant à l'effet net de cette exportation sur l'environnement, compte tenu des effets directs qu'ont les barrages et les réservoirs sur les

¹⁶⁷ La Colombie-Britannique et l'Ontario ont toutefois commencé à appliquer un processus de planification de l'utilisation de l'eau en vue de revoir les régimes d'exploitation des centrales hydroélectriques existantes.

¹⁶⁸ Hoyt, E.A., J.P. Moscarella et J.N. Swisher, 1998, « Environmental Implications of Increased U.S.–Mexico Electricity Trade », *Environmental Science and Policy*.

écosystèmes et les collectivités. Il ne serait donc pas de mise de tirer des conclusions sur les effets environnementaux nets du libre-échange de l'électricité en Amérique du Nord.

Annexe I – Importations et exportations d'équipement de production d'électricité en Amérique du Nord

Exportations					
Exportations vers le Canada (\$US courants)					
	1996	1997	1998	1999	2000
États-Unis	651 872 345	819 572 614	999 040 437	987 884 541	1 107 021 771
Mexique	34 562 989	59 309 481	57 450 551	93 338 758	89 074 549
Total	686 435 334	878 882 095	1 056 490 988	1 081 223 299	1 196 096 320
Exportations vers les États-Unis (\$US courants)					
	1996	1997	1998	1999	2000
Canada	796 389 004	671 627 288	734 163 231	821 760 218	949 992 682
Mexique	1 140 690 945	1 562 411 906	1 665 796 600	1 751 619 423	2 104 040 835
Total	1 937 079 949	2 234 039 194	2 399 959 831	2 573 379 641	3 054 033 517
Exportations vers le Mexique (\$US courants)					
	1996	1997	1998	1999	2000
Canada	2 186 134	1 990 441	4 752 176	9 019 026	3 111 307
États-Unis	1 059 092 342	1 447 041 384	1 333 417 831	1 618 674 681	1 961 503 103
Total	1 061 278 476	1 449 031 825	1 338 170 007	1 627 693 707	1 964 614 410
Importations					
Importations canadiennes (\$US courants)					
	1996	1997	1998	1999	2000
États-Unis	556 952 156	697 972 089	841 244 785	814 967 875	859 559 033
Mexique	34 562 989	59 309 481	57 450 551	93 338 758	89 074 549
Total	591 515 145	757 281 570	898 695 336	908 306 633	948 633 582
Importations américaines (\$US courants)					
	1996	1997	1998	1999	2000
Canada	748 185 054	628 286 913	675 778 690	738 724 281	861 164 666
Mexique	1 140 690 945	1 562 411 906	1 665 796 600	1 751 619 423	2 104 040 835
Total	1 888 875 999	2 190 698 819	2 341 575 290	2 490 343 704	2 965 205 501
Importations mexicaines (\$US courants)					
	1996	1997	1998	1999	2000
Canada	2 186 134	1 990 441	4 752 176	9 019 026	3 111 307
États-Unis	1 059 092 342	1 447 041 384	1 333 417 831	1 618 674 681	1 961 503 103
Total	1 061 278 476	1 449 031 825	1 338 170 007	1 627 693 707	1 964 614 410

Nota : Les chiffres relatifs au Mexique sont dérivés des chiffres produits par les États-Unis et le Canada. Par exemple, les exportations du Mexique vers le Canada correspondent aux importations du Canada en provenance du Mexique.

Source : Industrie Canada, *Données sur le commerce en direct*.

Annexe II – Codes HS

Codes HS utilisés pour calculer le montant des importations et des exportations d'équipement dans les secteurs canadien et américain de l'électricité – pas de l'électricité elle-même.

- HS 840110 – Réacteurs nucléaires
- HS 840120 – Machines et appareils de séparation isotopique, et pièces connexes
- HS 840130 – Éléments combustibles (cartouches) non irradiés.
- HS 840140 – Parties de réacteurs nucléaires
- HS 840211 – Chaudières à tubes d'eau - production de vapeur supérieure à 45 tonnes américaines/heure
- HS 840212 – Chaudières à tubes d'eau - production de vapeur inférieure ou égale à 45 tonnes américaines/heure
- HS 840219 – Autres chaudières à vapeur NSA (incluant les chaudières hybrides)
- HS 840220 – Chaudières à l'eau surchauffée
- HS 840290 – Pièces pour chaudières à vapeur NSA
- HS 840410 – Appareils auxiliaires pour chaudières à vapeur de chauffage central
- HS 840420 – Condenseurs pour générateurs de vapeur d'eau
- HS 840490 – Pièces pour appareils auxiliaires et condenseurs pour générateurs de vapeur
- HS 840510 – Générateurs de gaz de gazogène ou de gaz à l'eau, générateurs d'acétylène et autres générateurs du même type
- HS 840590 – Pièces pour générateurs de gaz de gazogène ou de gaz à l'eau, générateurs d'acétylène et autres générateurs du même type
- HS 840619 – Turbines à vapeur (autres que pour la propulsion navale)
- HS 840681 – Turbines à vapeur (autres que pour la propulsion navale) – puissance supérieure ou égale à 40 MW
- HS 840682 – Turbines à vapeur (autres que pour la propulsion navale) – puissance de moins de 40 MW
- HS 840690 – Pièces pour turbines à vapeur
- HS 840810 – Moteurs diesel de propulsion navale
- HS 841011 – Turbines hydrauliques et roues hydrauliques – puissance inférieure à 1 000 kW
- HS 841012 – Turbines hydrauliques et roues hydrauliques – puissance comprise entre 1 000 et 10 000 kW
- HS 841013 – Turbines hydrauliques et roues hydrauliques – puissance supérieure à 1 000 kW
- HS 841090 – Pièces pour turbines hydrauliques et roues hydrauliques, incluant les régulateurs de vitesse
- HS 850211 – Groupes électrogènes avec moteurs diesel/semi-diesel – puissance de sortie maximale de 75 kVA
- HS 850212 – Groupes électrogènes avec moteurs diesel/semi-diesel – puissance de sortie comprise entre 76 et 375 kVA
- HS 850213 – Groupes électrogènes avec moteurs diesel/semi-diesel – puissance de sortie supérieure à 375 kVA
- HS 850230 – Groupes électrogènes NSA
- HS 850231 – Groupes électrogènes éoliens
- HS 850239 – Groupes électrogènes non éoliens
- HS 850240 – Commutatrices électriques
- HS 850300 – Pièces pour moteurs électriques, générateurs, groupes électrogènes et commutatrices
- HS 850421 – Transformateurs diélectriques liquides – puissance admissible inférieure ou égale à 650 kVA
- HS 850422 – Transformateurs diélectriques liquides – puissance admissible comprise entre 651 et 10 000 kVA
- HS 850423 – Transformateurs diélectriques liquides – puissance admissible supérieure à 10 000 kVA
- HS 850431 – Transformateurs électriques NSA – puissance admissible inférieure ou égale à 1 kVA
- HS 850432 – Transformateurs électriques NSA – puissance admissible comprise entre 2 et 16 kVA
- HS 850433 – Transformateurs électriques NSA – puissance admissible comprise entre 17 et 500 kVA

HS 850434 – Transformateurs électriques NSA – puissance admissible supérieure à 500 kVA
HS 850440 – Convertisseurs statiques électriques (incl. l'alimentation, les rectificateurs et les inverseurs)
HS 850450 – Inducteurs
HS 850490 – Pièces pour transformateurs électriques, convertisseurs statiques et inducteurs

Glossaire

Abaissement de la tension : Toute baisse intentionnelle de la tension d'un système de l'ordre de 3 % ou davantage, pour maintenir la continuité des services dans le système d'approvisionnement en électricité en bloc.

Accès direct : Pour un client de détail, fait de pouvoir acheter de l'électricité directement sur le marché de gros au lieu de passer par un service public de distribution local.

Achats au comptant : Livraison unique de combustible acheté aux fins de livraison à l'intérieur d'un an. Les achats au comptant sont souvent utilisés par un usager pour combler une partie de ses besoins énergétiques, satisfaire à une demande imprévue ou profiter de prix avantageux..

Autorité de tarification : Pouvoir légal d'une commission d'un service public d'établir, d'approuver ou de désapprouver les tarifs, selon les pouvoirs qui lui sont conférés par les lois étatiques ou fédérales.

Avantages délaissés : Avantages d'un service d'électricité de détail réglementé qui sont menacés par l'ouverture du marché à la concurrence – par exemple, programmes de conservation, diversité des combustibles, fiabilité de l'approvisionnement, recettes fondée sur les produits du service public.

Baril : Unité de volume pour l'huile brute et les produits pétroliers équivalant à 42 gallons américains. [1 gal = 3,78 L]

Base tarifaire : Valeur des immobilisations sur lesquelles le service public a droit de réaliser un taux de rendement déterminé par une instance de réglementation. La base tarifaire représente habituellement la valeur des immobilisations mises à profit par le service public pour fournir les services. Elle peut être calculée par l'une quelconque des méthodes comptables suivantes, seule ou en association : valeur juste, investissement raisonnable, coût de reconstitution, coût historique. Selon la méthode utilisée, la base tarifaire couvre la trésorerie, le fonds de roulement, les fournitures et approvisionnements, les déductions au titre des provisions accumulées pour dépréciation, les contributions d'aide à la construction, les avances versées par les clients au titre de la construction, les impôts reportés accumulés, les crédits d'impôt reportés accumulés.

BTU (British thermal unit) : Unité désignant la quantité de chaleur nécessaire pour élever de 1 degré Fahrenheit la température de 1 livre d'eau.

Capacité (achetée) : Quantité d'énergie et de puissance pouvant être achetée à l'extérieur du réseau.

Capacité de pointe : Équipement de production d'électricité réservé aux périodes de consommation maximale quotidiennes, hebdomadaires ou saisonnières. Certains équipements de production sont exploités à des moments précis au titre de la capacité de pointe, et à d'autres moments pour générer de l'électricité en permanence.

Capacité de production de la charge de base : Équipement de production d'électricité qui fonctionne de manière constante pour répondre à la demande.

Centrale à combustion interne : Centrale alimentée principalement par un moteur à combustion interne. Celui-ci est doté d'un ou de plusieurs cylindres où se produit la combustion. L'énergie produite par l'explosion d'un mélange de combustible et d'air est convertie en énergie mécanique. On utilise surtout des moteurs au diesel ou au gaz. Habituellement, la centrale est exploitée durant les périodes de demande élevée.

Centrale à pompage mixte : Centrale hydroélectrique qui utilise l'eau pompée et l'apport hydraulique naturel pour produire de l'électricité.

Centrale à turbine à gaz : Centrale qui utilise principalement une turbine à gaz. La turbine à gaz est formée d'un compresseur axial et d'une ou de plusieurs chambres de combustion; le combustible liquide ou gazeux y est brûlé, les gaz chauds sont transmis à la turbine et, après expansion, les gaz chauds font fonctionner le générateur, puis le compresseur.

Centrale de base : Centrale équipée le plus souvent de turbines thermiques à vapeur très performantes, qui fonctionnent habituellement de manière constante pour répondre aux besoins normaux sur un réseau et qui, par conséquent, produisent de l'électricité de manière constante. Ces unités sont exploitées afin de maximiser l'efficacité mécanique et thermique du système et de réduire au minimum ses charges d'exploitation.

Centrale de pointe : Centrale qui utilise généralement des machines à vapeur anciennes et peu efficaces, des turbines à gaz, au diesel ou des stations de pompage, qui sont mises à profit durant les périodes de consommation maximale.

Centrale électrique : Usine renfermant les appareils moteurs, les générateurs et les équipements auxiliaires de conversion de l'énergie thermique, chimique et/ou nucléaire en énergie électrique.

Centrale géothermique : Centrale alimentée principalement par une turbine à vapeur. La turbine est activée par la vapeur d'eau chaude ou la vapeur naturelle dérivée de la chaleur extraite des roches ou des fluides des profondeurs de la Terre. L'énergie est extraite par forage et/ou par pompage.

Centrale hydroélectrique : Centrale dont les turbines sont alimentées par des chutes d'eau.

Centrale nucléaire : Centrale qui utilise la chaleur produite par la fission du combustible nucléaire dans un réacteur nucléaire pour activer une turbine à vapeur.

Centrale thermique classique : Centrale qui utilise une turbine à vapeur. La vapeur produite par la combustion de combustibles fossiles dans la chaudière sert à faire tourner la turbine.

Centrale : Établissement doté des appareils moteurs, des générateurs et de l'équipement auxiliaire utilisés pour convertir l'énergie mécanique, chimique et/ou nucléaire en énergie électrique. Peut contenir plus d'un type d'appareils moteurs. Les centrales des services publics d'électricité excluent les installations qui correspondent à la définition d'installation autorisée aux termes de la *Public Utility Regulatory Policies Act* (Loi sur la réglementation des services publics) de 1978.

CFE : *Comisión Federal de Energía* – société d'État qui produit, transporte, distribue et vend l'électricité à 19 millions d'abonnés, ce qui représente près de 80 millions de Mexicains.

Charbon : Combustible solide noir ou brun noirâtre, abondant, composé (incluant l'humidité) de matières carbonées (plus de 50 % de son poids et plus de 70 % de son volume). Il provient des débris végétaux qui ont été accumulés, durcis, modifiés chimiquement et métamorphosés par la chaleur et les pressions pendant les temps géologiques.

Charge (électrique) : Quantité d'électricité (puissance) fournie ou consommée à un point donné d'un système. La demande provient des appareils électriques chez les clients.

Charge de base : Quantité minimale d'énergie électrique fournie ou consommée pendant une période donnée de manière constante.

Charge du marché de l'énergie : Charge planifiée par le marché de l'énergie, reçue par le biais des installations de transport ou de distribution détenues par les sociétés de transport participantes.

Charge intermédiaire (système électrique) : Échelle située entre la charge de base et un point entre la charge de base et la pointe. Ce point peut être le centre, un pourcentage de la pointe ou la charge répartie sur une période donnée.

Charge interruptible : Désigne les activités qui, aux termes d'un contrat, peuvent interrompre la puissance lors des pointes saisonnières, par voie d'un contrôle direct sur l'exploitant du système du service public ou par une action du consommateur, à la demande expresse de l'exploitant du système. Il s'agit habituellement des clients commerciaux et industriels. Dans certains cas, la réduction de la charge peut être faite directement par l'exploitant (déclenchement à distance), après l'envoi d'un avis au client conformément aux dispositions du contrat. Par exemple, les charges susceptibles d'être interrompues pour satisfaire aux exigences en matière de planification ou de réserve d'exploitation doivent être signalées à titre de charge interruptible. En l'occurrence, la charge interruptible exclut le contrôle direct de la consommation et autre gestion de la charge. [La charge interruptible, dans le cas présent, est synonyme de demande interruptible, laquelle est signalée au *North American Electric Reliability Council* (NERC, Conseil nord-américain de la fiabilité du service d'électricité) dans le formulaire à déclaration volontaire EIA-411 – seule exception, les effets des pointes annuelles sont présentés dans le formulaire EIA-861 et les effets des pointes saisonnières (été, hiver) sont présentés dans le formulaire EIA-411.]

Chaudière : Appareil fournissant de la vapeur destinée à la production d'électricité, à la transformation ou au chauffage, ou fournissant de l'eau chaude destinée au chauffage ou à la consommation. La chaleur dégagée par une source de combustion externe est transmise au fluide contenu dans les tubes du corps cylindrique de la chaudière. Ce fluide est acheminé pour utilisation finale à la pression, à la température et selon la qualité désirées.

Circuit : Conducteur ou ensemble de conducteurs à travers lesquels circule le courant électrique.

Coke (pétrole) : Résidu à teneur élevée en carbone et faible en hydrogène, produit par calcination dans le processus de condensation du craquage. Désigné sous le nom de coke commercialisable ou catalytique. La conversion est de 5 barils (de 42 gallons américains chacun) par tonne courte. Le coke de pétrole a un pouvoir calorifique de 6,024 millions de BTU par baril.

Collecteurs de particules de gaz de charbon : Dispositif servant à retirer les cendres volantes des gaz de combustion d'une centrale thermique à chaudière avant leur rejet dans l'atmosphère. Il s'agit, entre autres dispositifs, des dépoussiéreurs électrostatiques, des séparateurs mécaniques (cyclones), des dépoussiéreurs à sacs filtrants et des dépoussiéreurs par voie humide.

Combustible nucléaire : Matière fissile qui a été enrichie afin d’entraîner, dans un réacteur nucléaire, une réaction nucléaire en chaîne auto-entretenu qui produit la chaleur de façon contrôlée aux fins de conversion.

Concurrence de détail : Système dans lequel de multiples fournisseurs peuvent vendre de l’énergie électrique directement aux consommateurs; ensemble des mécanismes et responsabilités nécessaires à son fonctionnement.

Concurrence de gros : Système dans lequel un distributeur d’électricité pourrait acheter son électricité de divers de producteurs différents, et dans lequel les producteurs pourraient se livrer concurrence pour vendre l’électricité à divers distributeurs.

Congestion : Condition survenant lorsque la capacité de transfert disponible est insuffisante pour la mise en oeuvre simultanée des plans de transport de l’électricité préconisés.

Consortium d’électricité : Association d’au moins deux réseaux intégrés ayant convenu par voie d’un accord de coordonner l’exploitation et la planification. en vue de renforcer la fiabilité et l’efficacité.

Contrat à terme : Organisation contractuelle de la livraison d’un bien à un moment ultérieur et au prix fixé au moment de l’achat, par adjudication ou en fonction du marché. Il s’agit d’un mécanisme de couverture standardisé, négociable en bourse et réglementé par le gouvernement.

Coopérative d’électricité : Service public d’électricité détenu et exploité au profit des personnes utilisant ses services. Il s’occupe de la production, de la transmission et/ou de la distribution de l’électricité dans une région donnée, laquelle n’est pas desservie par un autre service public. Habituellement, ces coopératives ne sont pas assujetties aux impôts fédéraux. La plupart des coopératives d’électricité ont été financées au départ par la *Rural Electrification Administration* (Administration de l’électrification rurale) relevant du *Department of Agriculture* (Ministère de l’Agriculture des États-Unis).

Courtier : Entité qui organise la vente et l’achat d’énergie électrique, son transport et d’autres services entre les acheteurs et les vendeurs, mais qui ne détient pas l’électricité vendue.

Coûts non amortis : Dépenses raisonnables engagées par un service public qui ne sont peut-être pas récupérables en vertu d’un système de concurrence de détail fondé sur le marché – installations de production non amorties, charges reportées, coûts contractuels à terme.

CRE : *Comisión Reguladora de Energía* – organisation ayant pour mission de favoriser les investissements et le développement dans les industries du gaz et de l’électricité.

Cycle mixte : Technologie selon laquelle l’électricité est produite à partie de l’énergie thermique – autrement perdue – rejetée par une ou plusieurs turbines à gaz (combustion). La chaleur rejetée active une chaudière conventionnelle ou un générateur à vapeur récupérant la chaleur, dans lesquels une turbine à vapeur produit de l’électricité. Ce processus accroît l’efficacité de l’unité de production d’électricité.

Demande (d’électricité) : Quantité d’électricité consommée ou fournie par un système, un élément d’un système ou un appareil à un moment donné ou exprimée par une moyenne sur une période déterminée.

Demande maximale : Demande la plus forte enregistrée dans une période donnée.

Dépôts acides : Synonyme de pluies acides et de pollution acide. Les dépôts acides renferment des quantités nocives d'acide nitrique et d'acide sulfurique provenant surtout d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre rejetés dans l'atmosphère par la combustion des carburants fossiles. Les dépôts acides prennent la forme de précipitations liquides (pluie, neige ou brouillard) ou sèches (particules gazeuses absorbées, particules d'aérosols, poussière). Une précipitation est dite acide si son pH est inférieur à 5,6. La pluie normale a un pH de 5,6, légèrement acide. Le pH est l'indice de l'acidité et de l'alcalinité sur une échelle de 0 à 14, 7 indiquant la neutralité. Si le pH est inférieur à 7, la précipitation est acide, et s'il est supérieur à 7, elle est alcaline.

Déréglementation : Suppression de la réglementation qui encadre une industrie.

Dessaisissement : Action par laquelle un service public se dépossède d'une fonction, par la vente (apport partiel d'actif) ou par un changement de propriété des actifs rattachés à cette fonction. Cette opération est généralement associée aux actifs de production d'électricité, de façon à ce qu'ils n'appartiennent plus aux propriétaires des actifs de transport et de distribution.

Distribution : Acheminement de l'électricité aux clients de détail (résidences, entreprises, etc.)

Droit de mobilisation de la capacité : Composant d'une méthode de tarification à deux volets utilisé dans les transactions sur la capacité (différent de « droit énergétique »). Parfois désigné sous le nom de frais lié à la demande. Établi en fonction de la puissance achetée.

Droit de passage à la concurrence : Droit imposé aux clients d'un service public de distribution, y compris les clients desservis par un fournisseur indépendant, afin de récupérer les coûts de transition du service public.

Électricité utilisée par la centrale : Énergie électrique requise pour exploiter la centrale. Cette énergie est retranchée de la production brute de la centrale. Aux fins de présentation des résultats, la production énergétique de la centrale est ensuite indiquée à titre de résultat net. L'énergie consommée par le pompage dans les centrales de pompage est donc soustraite. La production énergétique de ces centrales est ensuite présentée sous forme de résultat net.

Entreprise de production : Entité réglementée ou non (selon la structure en place) qui exploite et maintient des centrales de production existantes. Elle peut être propriétaire de centrales ou intervenir sur le marché des contrats à court terme pour le compte des propriétaires de centrales. Dans le contexte de la restructuration du marché de l'électricité, ce terme désigne parfois un « négociant spécialisé » pour les centrales anciennement détenues par un service public à intégration verticale.

Exploitation commerciale : Débute lorsque le contrôle de charge de la génératrice est transféré au responsable de l'engagement du système.

FERC : *Federal Energy Regulatory Commission* – Commission fédérale de la réglementation de l'énergie.

Fiabilité : Fiabilité d'un système électrique, comprenant deux volets : adéquation et sûreté. L'adéquation est l'aptitude d'un réseau à desservir la consommation en tout temps, compte tenu des interruptions prévues et imprévues dans les installations. La sûreté désigne la capacité du réseau à résister aux perturbations soudaines (courts-circuits ou perte imprévue d'une

installation). Le niveau de fiabilité peut être mesuré par la fréquence, la durée et l'ampleur des effets défavorables sur les services aux consommateurs.

Gaz interruptible : Gaz vendu aux clients aux termes d'une entente qui prévoit la réduction ou l'interruption de la livraison, à la discrétion du fournisseur, dans certaines circonstances précisées dans le contrat.

Gaz naturel : Mélange naturel d'hydrocarbures et de gaz non hydrocarbonés qu'on retrouve dans les formations géologiques poreuses sous la surface de la Terre, souvent avec du pétrole. Le méthane y domine.

Gaz pour livraison hors période de pointe : Gaz livré et utilisé sur demande pendant les périodes de faible consommation.

Générateur planifié : Proposition d'une entreprise désireuse d'installer de l'équipement de production d'électricité dans une installation existante ou prévue. Le propriétaire doit, au préalable, 1) recevoir les autorisations environnementales et réglementaires nécessaires, 2) signer un contrat pour l'énergie électrique ou 3) obtenir un financement de fermeture pour l'installation.

Gestion axée sur la demande : Planification, mise en oeuvre et surveillance des activités d'un service public dans le but d'encourager les abonnés à modifier leurs habitudes de consommation, dont la durée et le niveau de la demande. La gestion axée sur la demande désigne uniquement les activités visant à modifier la consommation et le « profil » de la demande, en application des programmes du service public, et non les changements survenus par suite de l'exploitation normale du marché ou des normes de rendement énergétique imposées par l'État. La gestion axée sur la demande s'applique à l'éventail complet d'objectifs relatifs au profil, dont la conservation stratégique, la gestion de la puissance et l'augmentation de puissance stratégique.

Gigawatt (GW) : 1 milliard de watts.

Gigawatt-heure (GWh) : 1 milliard de watt-heure.

Installation autorisée : Usine de cogénération ou petite centrale de production qui satisfait aux critères de propriété, d'exploitation et d'efficacité établis par la *Federal Energy Regulatory Commission* (Commission fédérale de la réglementation de l'énergie), en application de la *Public Utility Regulatory Policies Act* (Loi sur la réglementation des services publics).

Installation de cogénération : Unité qui produit de l'électricité et une autre forme d'énergie thermique utile (chaleur ou vapeur), utilisées à des fins industrielles, commerciales, de chauffage ou de refroidissement. Pour obtenir le statut d'installation autorisée aux termes de la *Public Utility Regulatory Policies Act* (Loi sur la réglementation des services publics), l'installation doit produire de l'électricité et « une autre forme d'énergie thermique utile par utilisation séquentielle de l'énergie » et satisfaire à certains critères de propriété, d'exploitation et d'efficacité fixés par la *Federal Energy Regulatory Commission* (Commission fédérale de la réglementation de l'énergie). [Consulter le *Code of Federal Regulations* (Code des règlements fédéraux), Title 18, Part 292.]

Intégration verticale : Disposition selon laquelle une même entreprise détient les différents volets de la fabrication, de la vente et de la livraison d'un produit ou d'un service. Dans l'industrie de l'électricité, désigne la disposition classique selon laquelle un service public

posséderait ses propres centrales, son système de transport et son réseau de distribution, pour couvrir tous les aspects du service de l'électricité.

Interruption : Période durant la quelle une unité de production, une ligne de transport ou une autre installation est indisponible.

Interruption forcée : Fermeture d'une unité de production, d'une ligne de transport ou d'autres installations en cas d'urgence ou lorsque le matériel de production est indisponible en raison d'une panne non prévue.

Kilowatt (kW) : 1 000 watts.

Kilowatt-heure (kWh) : 1 000 watt-heure.

Liberté d'accès : Directive de la réglementation autorisant l'utilisation des installations de transport et de distribution d'un autre service public d'électricité afin de transporter de l'énergie en bloc d'un point à un autre, à conditions égales pour un droit déterminé en fonction des coûts.

Marché de l'énergie : Entité qui établira un marché au comptant pour l'électricité par le biais de l'enchère des offres de production et de demande (marché à 24 heures et/ou marché à 1 heure).

Marge de réserve (exploitation) : Quantité de la productibilité disponible inutilisée d'un système d'énergie électrique en période de consommation maximale pour un service public, exprimée en pourcentage de la productibilité totale.

Mégawatt (MW) : 1 million de watts.

Mégawatt-heure (MWh) : 1 million de watt-heure.

MMp³ : 1 000 000 de pieds cubes.

Monopole : Marché où un seul vendeur d'électricité est maître de l'offre.

Mp³ : 1 000 pieds cubes.

Négociant en électricité : Entreprise qui s'occupe de la vente, de l'achat et de la commercialisation de l'électricité. Habituellement, les négociants ne possèdent pas leurs propres installations de production ou de transport. Contrairement aux courtiers, ils deviennent propriétaire de l'électricité et font des échanges avec d'autres États. Ils doivent demander le statut de négociant en électricité à la *Federal Energy Regulatory Commission* (Commission fédérale de la réglementation de l'énergie).

Offre d'achat : Offre d'achat faite sur un marché de l'électricité précisant la quantité d'énergie ou le service auxiliaire qu'un client admissible est prêt à acheter et, au besoin, le prix maximal qu'il est prêt à payer.

ONE : Office national de l'énergie (du Canada).

Pétrole : Mélange d'hydrocarbures liquides accumulés dans des réserves souterraines naturelles, souvent avec du gaz naturel. Le pétrole comprend le mazout n° 2, n° 4, n° 5 et n° 6, le résidu de première distillation, le kérosène et le carburacteur.

Pointe : Consommation maximale pendant une période déterminée.

Pointe non simultanée : Somme d'au moins deux pointes sur un système individuel ne se produisant pas dans le même intervalle. Significatif seulement lorsqu'on étudie les charges sur une période déterminée — jour, semaine, mois, saison de chauffage ou de climatisation — et habituellement pour un an au plus.

Poste : Ensemble de l'équipement qui permet l'interconnexion, le changement ou la régulation de la tension électrique.

Prix d'équilibre : Prix établi au point où l'offre égale la demande sur les marchés à 24 heures et/ou sur les marchés à 1 heure.

Producteur sans vocation de service public (indépendant) : Personne physique ou morale, organisme, autorité ou toute autre entité ou intermédiaire juridique qui détient des installations de production d'électricité et qui n'est pas un service public d'électricité. Les producteurs indépendants comprennent les cogénérateurs autorisés, les petits producteurs autorisés et d'autres producteurs sans vocation de service public (dont les producteurs indépendants) qui n'ont pas de zone à desservir et qui ne déposent pas de formulaires inscrits dans le *Code of Federal Regulations* (Code des règlements fédéraux), Title 18, Part 141.

Producteurs indépendants d'électricité : Aux États-Unis, comprend les producteurs sans vocation de service public. Il s'agit de producteurs grossistes qui exercent des activités au sein des zones desservies par les services publics hôtes et qui sont habituellement autorisés à vendre l'électricité aux tarifs du marché. Contrairement aux services publics d'électricité traditionnels, les producteurs indépendants n'ont pas d'installations de transport et ne vendent pas d'électricité sur le marché du détail.

Productibilité : Quantité maximale d'énergie qu'une unité de production, une centrale ou d'autres machines électriques peuvent produire dans des conditions normales pour une période donnée, sans excéder les limites approuvées de température et de pression.

Production (d'électricité) : Opération consistant à produire de l'énergie électrique par la transformation d'autres formes d'énergie. Désigne également la quantité d'électricité produite, exprimée en watt-heure (Wh).

Production brute : Quantité totale d'énergie électrique produite par les unités de production dans le ou les postes de production, mesurée aux terminaux des générateurs.

Production brute : Quantité totale d'énergie électrique produite par une centrale, mesurée aux terminaux des générateurs.

Production du marché de l'énergie : Production planifiée par le marché de l'énergie.

Production nette : Production brute de la centrale moins l'électricité consommée par les centrales du service public. L'énergie consommée par le pompage dans la centrale à pompage mixte est considérée comme consommée par une centrale, et doit donc être retranchée de la production brute.

Production nette : Production brute moins l'électricité consommée par le poste de production.

Puissance : Quantité d'électricité consommée ou fournie par un générateur, une turbine, un transformateur, un circuit de transport, un poste ou un système, selon les normes du fabricant.

Réglementation sur le coût des services : Réglementation visant les services publics d'électricité traditionnels qui autorise le service public à fixer ses tarifs de base en fonction du coût des services fournis aux clients pour ainsi réaliser un certain bénéfice.

Rentrées contractuelles : Achats fondés sur un accord négocié, d'une durée habituelle d'au moins un an.

Réorganisation : Action de remplacer la situation de monopole des services publics d'électricité au profit d'un système de concurrence, qui permet aux clients de choisir leur fournisseur d'électricité; la distribution se fait toujours sur le réseau du service public local. La réorganisation comprend le réaménagement du service public à intégration verticale.

Re-réglementation : Conception et mise en oeuvre des pratiques de réglementation qui viseront les entités réglementées ayant survécu à la réorganisation d'un service public d'électricité à intégration verticale. Ces entités réglementées restantes seraient celles qui continuent à afficher les caractéristiques d'un monopole naturel, au sein duquel les imperfections du marché empêchent l'atteinte de résultats plus concurrentiels, et dans lequel, à la lumière des autres aspects de la politique, les résultats concurrentiels sont insatisfaisants à certains égards. La réglementation pourrait faire intervenir les pratiques de réglementation en vigueur avant la réorganisation, ou d'autres.

Réseau : Configuration du système de distribution de l'électricité.

Réseau de distribution : Partie d'un réseau électrique servant à distribuer l'électricité aux usagers.

Réserve tournante : Capacité de production en réserve, à une charge zéro, synchronisée avec le système électrique.

Ressources renouvelables : Sources d'énergies naturelles qui peuvent être renouvelées. Elles sont pratiquement inépuisables dans le temps, mais limitées en ce qui a trait à la quantité d'énergie disponible par unité de temps. Pour certaines (comme les ressources géothermiques et la biomasse), le stockage pose un problème, car l'utilisation épuise les stocks. Cependant, elles peuvent probablement se renouveler sur des décennies, voire des siècles. Les sources d'énergies renouvelables sont la biomasse, l'eau, la géothermie, le soleil et le vent. Dans l'avenir, on pourrait également faire appel à l'énergie calorifique des océans, aux vagues et à la marée. Les services publics utilisent les ressources renouvelables pour la production d'électricité en bloc, la production d'électricité sur place, la production d'électricité décentralisée, la production non reliée à un réseau et les technologies de réduction de la demande (efficacité énergétique).

Séparation : Dégrouper des opérations du service de l'électricité, de la production au comptage, en plusieurs éléments de façon à établir les tarifs ou à offrir les services séparément.

Service de transit : Acheminement de l'électricité électrique d'un réseau à un autre via des réseaux intermédiaires. Les contrats de transit sont établis entre au moins deux réseaux.

Service de transport en gros : Transport de l'énergie électrique vendue ou à être vendue en gros sur le marché interétatique (de l'EPACT).

Service public d'électricité : Personne physique ou morale, organisme, autorité ou autre entité ou intermédiaire juridique qui détient et/ou exploite, aux États-Unis et sur ses territoires ou à Porto Rico, des installations de production, de transport, de distribution ou de vente d'électricité à la population surtout, et qui dépose les documents énumérés dans le *Code of Federal Regulations* (Code des règlements fédéraux), Title 18, Part 141. Les installations de cogénération et les petits producteurs d'électricité aux termes de la *Public Utility Regulatory Policies Act* (Loi sur les politiques de réglementation des services publics) ne sont pas considérés comme des services publics d'électricité.

Service public de transport : Entité réglementée qui détient, exploite et peut construire et entretenir les fils utilisés pour transporter l'électricité de gros. Elle peut ou non s'occuper de la modification de l'engagement de l'énergie et des fonctions de coordination. Elle est réglementée afin d'offrir des connexions égales et un service comparable, et récupérer ses coûts. Selon l'EPACT, cela comprend les services publics d'électricité, les installations de cogénération autorisées, les petits producteurs autorisés et l'organisme fédéral de commercialisation de l'électricité qui détient ou exploite les installations de transport de l'énergie électrique utilisées pour la vente de l'électricité de gros.

Service public détenu par le privé : Entreprise de service public dont les actions sont cotées en bourse et qui est assimilée à une entreprise assujettie à l'impôt. Elle est habituellement financée par la vente de titres sur les marchés financiers. Elle est réglementée et autorisée à réaliser un taux de rendement déterminé.

Service public groupé : Ensemble des services de production, de transport et de distribution fournis par une entité pour un tarif unitaire. Comprendrait les services auxiliaires et les services au détail.

Services auxiliaires : Services essentiels à la production et à la distribution de l'électricité. Selon la *Federal Energy Regulatory Commission* (Commission fédérale de la réglementation de l'énergie), ils comprennent les services de coordination et de planification (surveillance de la charge, responsabilité d'équilibre, régulation de la congestion dans le système de transport); régulation de production automatique (réglage de la fréquence et de la puissance, répartition de l'engagement des centrales); ententes contractuelles (compensation des pertes), aide à l'intégrité et à la sûreté des systèmes (puissance réactive ou réserves de fonctionnement et tournantes).

Stabilité : Propriété d'un système ou d'un élément de conserver une production stable. Quantité d'énergie transférable d'une machine à une autre après une perturbation. La stabilité d'un système électrique est sa capacité de développer des forces de rétablissement égales ou supérieures aux forces perturbatrices, afin de demeurer dans un état d'équilibre.

Système de transport (électricité) : Groupe intégré de lignes de transport d'électricité et des installations de transport ou de transfert de l'électricité en bloc entre les points d'approvisionnement et les points où le courant est transformé, aux fins d'acheminement sur le réseau de distribution vers les consommateurs ou vers d'autres réseaux électriques.

Tarifcation en fonction du marché : Tarif des services d'électricité déterminés dans un marché ouvert d'offre et de demande, où le tarif est déterminé uniquement par convention entre l'acheteur et le vendeur. Ces tarifs pourraient couvrir moins ou plus que les coûts totaux, selon ce que le vendeur et l'acheteur considèrent comme étant leurs possibilités et risques respectifs.

Transit de détail : Action d'acheminer le courant électrique sur un ou plusieurs réseaux de transport et de distribution publics entre le lieu de production et le lieu de consommation.

Turbine : Machine qui produit l'énergie mécanique rotatoire à partir de l'énergie générée par un écoulement de fluide (eau, vapeur, gaz chaud). La turbine convertit l'énergie cinétique des fluides en énergie mécanique, suivant les principes de poussée et réaction, ou une combinaison des deux.

Unité à cycle mixte : Unité de production d'électricité dotée d'une ou de plusieurs turbines à combustion et chaudières, dans laquelle une partie de l'énergie consommée par la chaudière provient des gaz d'échappement de la turbine à combustion.

Unité de production : Combinaison d'un ou de plusieurs générateurs, réacteurs, chaudières, turbines à combustion ou autres appareils moteurs, reliés et exploités ensemble afin de produire de l'électricité.

Watt-heure (Wh) : Unité de mesure de l'énergie électrique équivalant à 1 watt de puissance fourni ou consommé par un circuit électrique pendant une heure de façon constante.

Source EIA : <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epav1/glossary.html>.

