2

L'électricité et l'environnement

Une initiative prise par la Commission de coopération environnementale (CCE) de l'Amérique du Nord, aux termes de l'article 13 de l'ANACDE

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 Commission de coopération environnementale

Examinateurs externes : Joseph M. Dukert, consultant indépendant en énergie
Nancy Kete, World Resources Institute
Michael Margolick, consultant
Eduardo Arriola Valdés, Comisión Federal de Electricidad
Rick van Schoik, San Diego State University Foundation
Henry Lee, JFK School of Government, Harvard University
Steve Charnovitz, Avocat

Date : le 22 octobre 2001

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 prochains 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. Après avoir reçu des commentaires et des observations sur ces documents, le Secrétariat préparera un rapport à l'intention du Conseil, au début de 2002, et y inclura des recommandations.

Commission de coopération environnementale
393, rue Saint-Jacques Ouest, bureau 200
Montréal (Québec) Canada H2Y 1N9
Tél. : (5140 350-4300; téléc. : (514) 350-4314
Courriel : info@ccemtl.org
Site Web : http://www.cec.org

© Commission de coopération environnementale, 2001

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

Document de travail[1]

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). Compte tenu de la portée et de la complexité des questions liées au secteur de l'électricité et à l'environnement, la présente note 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-Unis[2]. Le passage aux marchés concurrentiels continue de susciter un intense débat au sujet des principes, de la conception, de la structure institutionnelle et des conséquences des marchés libres dans un secteur longtemps considéré comme un secteur 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. Grâce à ces gains d'efficacité, les consommateurs devraient voir leur choix s'élargir en ce qui concerne l'électricité et les services d'électricité qu'ils achètent. Ce plus grand choix devrait se traduire par une baisse marginale des prix de l'électricité, qui viendrait s'ajouter à la baisse attribuable aux gains d'efficacité. Les conséquences d'un élargissement du choix et d'une baisse de prix sont examinées ci-dessous.

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

[1] Cette note a été préparée par Scott Vaughan, Zachary Patterson, Paul Miller et Greg Block du Secrétariat de la Commission de coopération environnementale. Elle 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, et divers fournisseurs au détail et pour utilisation finale.

échanges en Amérique du Nord. Pendant longtemps, la majeure partie des échanges continentaux d'électricité ont 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 gigawattheures (GWh) vers les États-Unis. Pendant la même période, les États-Unis ont exporté 17 280 GWh vers le Canada[3].

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 totale.

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.

L'évolution des échanges à court et à moyen terme 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 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 dans les pays et dans les échanges entre les pays. Aux États-Unis, les ordonnances 888, 889 et 2000 de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC, Commission fédérale de la réglementation de l'énergie) sont les moteurs de la restructuration du marché[4]. 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. Effectivement, plusieurs services publics et organismes de réglementation du Canada ne font pas que suivre de près la mise en application des ordonnances 888, 889 et 2000 de la FERC; ils se préparent apparemment à se conformer à ces ordonnances, dans la mesure où cela leur ouvrira l'accès au marché des États-Unis. Par exemple, l'Office national de l'énergie du Canada a

[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.

[4] Diverses autorités ont exprimé des points de vue différents au sujet des implications des ordonnances de la FERC. Par exemple, la CFE du Mexique et au moins une province canadienne se sont dites préoccupées par les répercussions extraterritoriales des ordonnances 888, 889 et 2000. Ces trois ordonnances visent essentiellement à assurer un marché libre, fondé sur les principes du traitement égal et de la non-discrimination.

récemment fait remarquer que les ordonnances de la FERC devraient entraîner un accroissement des échanges nord-sud entre le Canada et les États-Unis [5].

L'organe de réglementation officiel du Mexique, la *Comisión Reguladora de Electricidad* (CRE, Commission de réglementation de l'électricité), n'a pas entièrement adhéré aux ordonnances 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 de l'électricité mexicain. Cependant, d'un point de vue général, la CRE a accueilli avec satisfaction ce qu'elle a appelé (lorsqu'elle a approuvé 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 nord-américain de libre-échange (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'électricité[7], il est très probable que cet accord 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 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 qui a des répercussions énormes sur les ressources et l'environnement. Un aperçu des rejets annuels par le secteur de l'Électricité pendant la seconde moitié des années 90 en ce qui concerne les polluants atmosphériques courants - NOx, SO_2, CO_2 et mercure – est présenté ci-dessous. 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 a 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 I[8].

[5] L'Office national de l'énergie, un organisme de réglementation fédéral, a récemment souligné que « la participation à des organisations de transport régionales (OTR) [...] pourrait mener à un plus vaste commerce nord-sud et à une plus grande intégration des marchés de l'électricité de États-Unis et du Canada. Dans la mesure où le Canada maintient sa compétivité, il en résulterait des revenus d'exportation plus élevés ». Office national de l'énergie, 2001, *Le secteur canadien de l'électricité – Tendances et enjeux*, Gouvernement du Canada.

[6] Info CRE, mars-avril 2000, Amx 3 No. 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).

[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.

Tableau 1. Rejets des principaux polluants courants par le secteur de la production d'électricité en Amérique du Nord (1998*)				
	Équivalent CO_2 (tonnes/an)	**SO_2 (tonnes/an)**	**NOx (tonnes/an)**	**Hg (kg/an)**
Canada	**122 000 000**	**648 411**	**289 137**	**1 774,8**
Mexique	**90 095 882**	**1 683 199**	**244 380**	**1 117,1**
États-Unis	**2 331 958 813**	**12 291 107**	**5 825 982**	**29 241**
* Certaines données sont des estimations; les données ne correspondent pas toutes à l'année 1998. Pour plus de détails, voir la section III.				

Les répercussions du secteur de l'électricité sur l'environnement sont considérables et bien documentées. Les conséquences de la pollution atmosphérique imputable à ce secteur comprennent les effets des pluies 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 dioxyde de carbone, le principal gaz à effet de serre. Elle est également une source notable d'ozone troposphérique et de matières particulaires fines.

L'ozone et les matières particulaires 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 SO_2 et 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 Vallley de la Californie. La Californie peut retourner la politesse en envoyant la pollution produite à Los Angeles et San Diego à Tijuana[9]. 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 rejetés 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 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'Environemental Protection Agency (EPA, Agence de protection de l'environnement des États-Unis) a récemment établi que la majeure partie des matières particulaires à l'origine d'infractions aux normes de santé 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

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

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

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 rigoureuses[11]. Au nord, les promoteurs proposent l'implantation d'une grappe relativement concentrée de nouvelles centrales au charbon en Alberta, un projet 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 matières particulaires totales, SO_2 et NO_x que les centrales situées ailleurs en Amérique du Nord[12].

En plus des polluants courants, le secteur de l'électricité représente la plus grande source de rejets de produits toxiques au Canada et aux États-Unis[13]. Un lien a été catégoriquement établi entre la construction de grandes centrales hydroélectriques et la mise en danger des poissons d'eau douce et d'autre espèces, la destruction d'habitat, ainsi que les rejets de mercure et de méthylmercure.

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 CO_2, d'un quart des rejets totaux de mercure et de près de 70 % des rejets de SO_2. La majeure partie des rejets de polluants atmosphériques proviennent 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 SO_2, 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 respectées[14]. 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 atmosphérique.

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-Unis.[15]

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.

---

[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, *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] CCE, 2001, *À l'heure des comptes 1998*, Montréal. Le rapport ne contient pas de données sur les rejets de substances toxiques au Mexique.

[14] EPA, 1999, *National Air Quality: 1999 Status and Trends*.

[15] INEGI/SEMARNAP, 2000.

Les évaluations environnementales des changements dans les politiques liés à la libéralisation du marché, tels que la promulgation des ordonnances 888, 889 et 2000 de la FERC ou l'ALÉNA, posent des défis différents, du point de vue méthodologique, par comparaison avec les évaluations d'impact environnemental (EIE) de projets 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 et de la participation du public au travail d'évaluation environnementale.

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'OCDE, la CCE et d'autres. Aux fins de l'évaluation, les impacts environnementaux de la libéralisation du commerce se décomposent comme suit[16] :

- 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 PIB;
- Effets sur la technologie : mesure dans laquelle le libre-échange et un meilleur accès au marché accélèrent l'innovation technologique et la rotation de capital;
- Effets sur les produits : mesure dans laquelle le libre-échange modifie les caractéristiques de la demande pour différents produits;
- Effets sur la réglementation : mesure dans laquelle le libre-échange provoque des changements dans les règlements et dans les politiques chez les partenaires commerciaux.

Lorsqu'on évalue ces cinq effets, étroitement liés, 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 le «découplage » constant entre la consommation totale d'énergie et les 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 respectivement de 9 % et 10 %. Pendant la même période, l'intensité énergétique au Mexique a augmenté marginalement de 1 %[17].

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

[16] OCDE, 199?; CCE, 1999, *Cadre d'analyse pour l'évaluation des répercussions environnementales de l'ALÉNA*, Montréal

[17]

Tableau 2. Intensité énergétique (BTU/$US de 1990) des économies nord-américaines, 1990–1999

Pays	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Variation 1994–1999
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 %

énergétique du secteur de l'électricité au Canada, au Mexique et aux États-Unis, puis d'examiner la croissance globale possible de la production d'électricité à court et à moyen terme. Ces deux ensembles de données, capacités installées actuelle et future, donnent une idée des effets d'échelle potentiels associés aux plans envisagés.

Il existe de nombreuses prévisions de la croissance estimée 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. (Par ailleurs, un document de travail décrivant les principaux modèles et les méthodes utilisés pour établir les prévisions peut être consulté sur le site de la CCE à l'adresse www.cec.org).

Pour compléter ces prévisions, la CCE a utilisé une base de données baptisée NEWGen, gérée par la société de conseil RDI/Platts[18]. La base de données NEWGen renferme des données sur les changements annoncés dans la capacité de production au Canada, aux États-Unis et, dans une moindre mesure, au Mexique (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 reliées au réseau potentielles, les projets 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, on constate 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 2000 nouvelles centrales électriques en Amérique du Nord d'ici à 2007[19].

En termes de capacité totale, ces plans se traduiraient par un ajout de capacité installée de 500 000 MW, soit une augmentation moyenne de 50 % de la capacité installée par rapport à aujourd'hui.

Il est hautement improbable que toute la nouvelle capacité de production annoncée aujourd'hui, voire même la majeure partie, soit opérationnelle dans six ans. Il y a trop de variables qui peuvent influer, et qui influeront, 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 out des augmentations de la charge de base par rapport à la charge de pointe, pour n'en nommer que quelques-uns.

Néanmoins, la base de données NEWGen fournit quelques renseignements au sujet des technologies et, à partir de cette information, 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 alimentées au charbon et des centrales nucléaires) et la production correspondant à la charge de pointe.

[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.

Par ailleurs, le Plan énergétique national des États-Unis fournit une indication de l'écart entre la capacité globale annoncée et la nouvelle capacité réelle lorsqu'il 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 donc pu estimer les émissions possibles en 2007.

Tableau 3. Émissions totales nationales du secteur de la production d'électricité correspondant à l'inventaire de référence et aux valeurs limites supérieures et inférieures projetées (le pourcentage de variation par rapport à l'inventaire de référence de 1998*est indiqué entre parenthèses).

Scénario	CO_2 (tonnes/an)	SO_2 (tonnes/an)	NO_x (tonnes/an)	Hg (kg/an)
Canada – inventaire de référence	122 000 000	648 411	289 137	---
Canada – limite supérieure 2007	19 169 219 (+16 %)	15 037 (+2 %)	42 014 (+15 %)	233 s/o
Canada – limite inférieure 2007	5 118 299 (+4 %)	-3 556 (-1 %)	15 381 (+5 %)	11 s/o
Mexique – inventaire de référence	90 095 882	1 683 199	244 380	1 117
Mexique – limite supérieure 2007	68 565 216 (+76 %)	130 708 (+8 %)	216 565 (+89 %)	275 (+25 %)
Mexique – limite inférieure 2007	43 085 556 (+48 %)	84 278 (+5 %)	128 876 (+53 %)	153 (+14 %)
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 %)	-77 433 (-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 CO_2 imputables aux nouvelles installations équivaudraient à 16 % des émissions correspondant à l'inventaire de référence de 1998*. Ces estimations donnent une idée de l'ampleur des changements potentiels dans les émissions des différents polluants.

* Certaines données sont des estimations; les données ne correspondent pas toutes à l'année 1998. Pour plus de détails, voir la section III de Vaughan et coll., 2001.

L'ensemble de données NEWGen fournit une indication des répercussions potentielles 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 à 2007, par une augmentation de 4 % des rejets de CO_2, une diminution de 1 % des rejets de SO_2 et une augmentation de 5 % des rejets de NO_x (les volumes des rejets de mercure seront connus à la fin de novembre 2001). Au Mexique, les valeurs limites inférieures correspondantes sont les suivantes : augmentation de 48 % des rejets de CO_2, augmentation de 5% des rejets de SO_2, augmentation de 53 % des rejets de NO_x et augmentation de 14 % des rejets de mercure. Aux États-Unis, ces valeurs limites inférieures s'établissent comme suit : augmentation de 14 % des rejets de CO_2; diminution de 1% des rejets de SO_2; 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, en dehors des effets sur les rejets de polluants atmosphériques courants. Ces autres répercussions comprennent notamment des changements dans les rejets de produits toxiques (surtout par les centrales alimentées au charbon et au mazout) ainsi que les impacts des nouvelles centrales hydroélectriques et nucléaires.

L'accroissement de la capacité installée et l'accent mis sur le transport interrégional exigeront probablement une augmentation de la capacité de transport. Le défrichement nécessaire à la construction des lignes de transport à haute tension peut entraîner la perte d'habitat, voire également une fragmentation des habitats. Il semble aussi, bien qu'il y ait encore une controverse à ce sujet, que les lignes de transport de l'électricité pourraient avoir des effets négatifs sur la santé des personnes vivant à proximité, en raison du rayonnement électromagnétique émis par ces lignes de transport.

La question fondamentale qui se pose est alors de savoir dans quelle mesure ces scénarios et impacts correspondant au cas limite inférieur 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 stimulent l'innovation technologique par le biais des achats d'équipement. En plus des effets technologiques, il faut également tenir compte des effets possibles de la réglementation sur les normes d'efficacité énergétique côté demande et sur 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 prix[20]. 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, entre juin 2000 et juin 2001, a chuté de 12 %. En revanche, il est probable qu'une baisse marginale 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 terme, ce sont les changements dans les prix relatifs 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 élevés[21]. (Il est peu probable qu'un prix de

[20] 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 gos moyens de l'électricité à court terme se situeront entre 25 $US/MWh et 34 $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.

[21] FERC, 2000, *State of Markets 2000*, Washington, D.C.

rajustement soit établi pour toutes les régions à court et à moyen terme, en raison d'obstacles tels que le transport, la position dominante sur le marché ou autres). 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 et aux installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables[22].

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 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 la conservation »[23].

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 disciplines commerciales, la pression pour que les prix reflètent les coûts réels devient très forte. L'expérience montre également que des marchés dysfonctionnels ou inexistants, 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 ci-dessous.

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 devrait 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 du consommateur tels que les initiatives des services publics visant à fixer un prix spécial pour l'électricité verte, les programmes d'écocertification et autres mesures devraient permettre aux consommateurs de choisir des services écologiques lorsque ces consommateurs se préoccupent des répercussions environnementales de la production d'électricité dans des centrales classiques.

On observe le même phénomène lorsqu'on permet aux consommateurs d'acheter des produits plus éconergétiques, tant du côté demande — depuis les 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 en Amérique du Nord. 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 uniformes à l'échelle du continent, concernant l'efficacité des produits et services, normes qui seraient d'application volontaire et assorties de programmes d'étiquetage également d'application volontaire.

---

[22] 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 mises en place, le marché a évolué vers le scénario « la concurrence favorise le charbon », selon les scénarios élaborés par la FERC. Les effets environnementaux de cette évolution comprennent un accroissement des rejets de dioxyde de carbone et de mercure, parce que ces polluants ne font pas l'objet de contrôles et parce que le charbon en produit beaucoup plus que les autres combustibles fossiles. Voir T. Woolf, G. Keith, D. White et F. Ackerman, 2001, *Background Paper II: A Retrospective Review of FERC's Environmental Impact Statement on Open Transmission Access*, Synapse Energy Economics, Cambridge, Massachusetts.

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

L'ouverture des marchés nord-américains depuis le milieu des années 90 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[24]. On s'attend 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 rotation 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 des projets de grandes centrales électriques, les gains d'efficacité risquent fort d'être entièrement compensés par les effets d'échelle des projets.

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 un quart de siècle, 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, plus particulièrement l'offre d'électricité »[25]. Une autre voie, qui a fait ses preuves depuis les chocs pétroliers du milieu des années 70, 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 distribution[26].

L'expérience montre qu'il revient moins cher de faire des économies d'électricité en améliorant l'efficacité énergétique que de construire et exploiter de nouvelles centrales électriques à grande échelle. Cependant, l'efficacité énergétique, qui est probablement la meilleure façon de réduire la demande globale, intéresse peu les investisseurs, les entreprises et les organismes de réglementation qui cherchent à répondre à la croissance de la demande en augmentant l'offre.

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 place aux États-Unis, des normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables, à l'échelle de l'État, 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. En d'autres termes, plusieurs des projets annoncés dans l'ensemble de données NEWGen seront retardés, pendant que le libre-échange prend de l'ampleur, pour être implantés ailleurs, peut-être dans un autre pays. Ce changement dans l'emplacement de l'offre se traduira par un changement dans le lieu géographique, l'échelle et l'ampleur éventuelle des effets environnementaux. Se pose alors la question de savoir dans quelle mesure les différences dans les réglementations environnementales peuvent influer sur ces changements dans l'implantation des centrales. L'expérience montre que les industries polluantes ou produisant de grandes quantités de produits toxiques ont tendance à se déplacer vers les pays où les normes environnementales

[24] 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.

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

[26] 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.

sont moins rigoureuses. Toutefois, on ne sait pas très bien si 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), ou du fait que certaines industries ont profité des différences dans les réglementations pour réduire les coûts des investissements et de l'exploitation dans des marchés inflationnistes. L'ampleur de ce déplacement est difficile à évaluer, tout comme les impacts environnementaux.

Il est probable que les dispositions de l'ALÉNA seraient invoquées dans tout différend commercial lié à des mesures environnementales ou autres. Par exemple, d'après une étude commandée par la CCE, les normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables pourraient aller à l'encontre des dispositions de l'ALÉNA relatives à la non-discrimination.

Ce dernier exemple nous ramène à une conclusion centrale du présent rapport : 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.

La solution à cette situation, du point de vue des politiques environnementales, est claire : les gouvernements doivent déployer tous les efforts nécessaires pour mettre en place des normes environnementales comparables et compatibles qui puissent s'adapter rapidement aux changements dans les règles du marché.

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. Plus tôt cette année, les trois chefs d'état des Parties à l'ALÉNA — le président Fox du Mexique, le premier ministre Chrétien du Canada et le président Bush des États-Unis — se sont exprimés ainsi, dans une déclaration commune émise en avril 2001:

> 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 efficients qui aideront nos gouvernements à répondre aux besoins énergétiques de nos peuples[27].

Pour examiner toutes ces questions, la présente note est divisée en huit sections. La section I présente un aperçu de la situation actuelle du secteur nord-américain de l'électricité, en termes de capacité installée et de 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 les autres impacts environnementaux. 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.

[27] 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.

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.

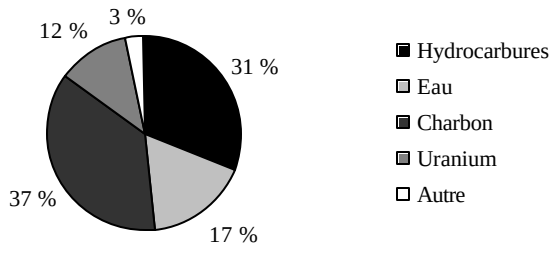
Section I
Le secteur nord-américain de la production et de la distribution d'électricité

Jusqu'à une période récente, le secteur nord-américain de l'électricité était structuré selon le principe de l'intégration verticale, ce qui signifie que la production, la transmission, 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 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 les deux pays. 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 de Mexico examinent actuellement d'importantes propositions de restructuration.

La présente section donne un aperçu de certaines des principales 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 pays[28].

Figure 1. Capacité installée en Amérique du Nord par type de source d'énergie, 1999



En 1999, la capacité électrique installée totalisait plus de 900 000 MW en Amérique du Nord. L'électricité est produite à partir de cinq sources d'énergie principales : la plus importante source de combustible (le charbon) génère 37 % de l'électricité continentale. Elle est suivie du gaz naturel et des hydrocarbures (31 %), de l'énergie hydroélectrique (environ 17 %), du nucléaire (12 %) et d'autres sources (3 %), qui vont du bois à la biomasse, en passant par l'énergie éolienne (voir la figure 1)[29].

[28] Pour le Canada, consulter les données sur l'énergie électrique publiées par l'Association canadienne de l'électricité et le ministère des Resources naturelles du Canada, ainsi que d'autres documents de l'Office national de l'énergie (ONE) et du *North American Energy Reliability Council* (NERC). Pour le Mexique, voir le document du *Secretaría de Energía*, intitulé *Prospectiva del Sector Electrico*. Pour les États-Unis, voir *Annual Energy Outlook*, publié par l'*Energy Information Administration* (EIA), ainsi que d'autres documents de l'EIA, du NERC et de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC). Pour obtenir des renseignements à jour sur l'avancement de la restructuration du secteur américain de l'électricité, consuler <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.

Lorsqu'on regroupe les combinaisons de combustibles pour l'Amérique du Nord, on observe d'importantes différences entre les pays, ainsi qu'entre les régions. Par exemple, au Canada, l'hydroélectricité représente plus de 60 % de la capacité installée. 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 50 à 55 % de la capacité de production totale. Au Mexique, plus de 80 % de l'électricité est produite à l'aide de gaz naturel ou 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 transmission d'électricité très moderne et très étendu, qui compte plus de 362 000 km de lignes de transmission de plus de 230 kV. Le Canada compte 73 000 km de lignes de plus de 230 kV, les États-Unis, plus de 254 000 km et le Mexique, un peu plus de 35 000 km de ces mêmes lignes[30].

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, à la transmission et à la consommation d'électricité. La production d'électricité est une importante source de pollution atmosphérique, d'émissions de gaz à effet de serre responsables du changement climatique et de rejets de produits chimiques toxiques – dont les émissions gazeuses métalliques et les gaz corrosifs en suspension dans l'air. La production d'électricité par de grandes installations hydroélectriques est l'une des principales causes de la disparition des espèces de poissons d'eau douce ou des menaces qui planent sur elle. Les gros complexes hydroélectriques ont par ailleurs des effets considérables (selon la *World Commission on Dams*) et très néfastes sur les habitats et les écosystèmes fragiles[31].

La production d'énergie thermoélectrique dépend 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 litres pour produire 1 kilowatt/heure et, en 1992, ce chiffre était compris entre 75 et 94 litres. Selon les estimations de la *U.S. Geological Survey*, on puise chaque jour plus de 733 milliards de litres d'eaux souterraines et d'eaux de surface (eau douce et salée) pour produire de l'électricité.

L'énergie nucléaire, qui n'est ni une source de pollution atmosphérique ni une source d'émissions de gaz à effet de serre (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.

---

[29] Données de Statistique Canada 1999 – Centrales d'énergie électrique; U.S. DOE –EIA, *Annual Electric Generator Report Nonutility, Annual Electric Generator Report Utility*; Secretaría de Energía de Mexico, 2000, *Prospectiva del Sector Electrico*. Il convient de souligner que, pour les États-Unis, le calcul des proportions de chaque type de combustible fait abstraction des quelque 100 000 MW de capacité de production des centrales « bicombustible », pour lesquelles on ne connaissait pas le type de combustible.

[30] NERC ES&D 2000, Secretaría de Energía de Mexico, 2000, *Prospectiva del Sector Electrico.*

[31] World Commission on Dams, *Dams, Ecossystems and Environmental Restoration.*

La construction de lignes de transmission 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 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, ce qui double les risques de leucémie infantile[32]. Cependant, d'autres études scientifiques révèlent que les risques pour la santé humaine sont minimes. Les sections ci-après 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 gaz à effet de serre en Amérique du Nord. Certains des principaux polluants générés par le secteur de l'électricité sont les oxydes d'azote (NO_x), le dioxyde de soufre (SO_2), le mercure (Hg) et le dioxyde de carbone (CO_2). Les oxydes d'azote contribuent à la formation d'ozone troposphérique (smog) dans les zones urbaines et à l'échelle régionale. Les NO_x et le SO_2 contribuent à la formation de dépôts acides, couramment appelés pluies acides. Les émissions de NO_x, de SO_2 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 dioxyde de carbone est un important gaz à effet de serre 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 à propos de 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

[32] Centre international de recherche sur le cancer, juin 2001, *IARC Finds Limited Evidence That Residential Magnetic Fields increase Risk of Childhood Leukaemia*, <www.iacr.fr>.

d'estimer le niveau de pollution indirectement à l'aide d'équations mathématiques utilisant des facteurs d'émissions standard, 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.

Non seulement ces différences nuisent à la capacité des décideurs et du public à faire le 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 d'échange de droits d'émissions. Si l'on observe, pour certaines centrales électriques, des lacunes en ce qui concerne la comparabilité des données sur les émissions en Amérique du Nord, la transparence de ces données ou leur confidentialité, 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 — CO_2, SO_2, 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 vraiment 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 ». Vous trouverez plus de détails à ce sujet à la section IV.

Vous trouverez ci-après un résumé de l'inventaire des émissions de référence, ainsi qu'une répartition par province et par État (en annexe) et la description des sources des données et de la méthodologie utilisée.

Tableau 4. Émissions des principaux polluants atmosphériques générées par le secteur nord-américain de l'électricité en 1998

	Équivalent CO_2 (tonnes)	**Émissions annuelles de SO_2 (tonnes)**	**Émissions annuelles de NO_x (tonnes)**	**Émissions annuelles de Hg (kg)**
Canada	122 000 000	648 411	289 137	1 774,8
Mexique	90 095 882	1 683 199	244 380	1 117,1
États-Unis	2 331 958 813	12 291 107	5 825 982	29 241

Lorsqu'on examine les niveaux d'émissions actuels, il est important de souligner que les émissions de SO_2 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 SO_2 et des concentrations de sulfates dans l'air ambiant. La réduction moyenne des émissions de SO_2 a atteint 38 %; elle était de 22 % pour les sulfates. Dans l'est du Canada, les concentrations de SO_2 et de sulfates dans l'air ont enregistré les mêmes réductions 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 régions[33].

Par ailleurs, les émissions de NO_x ont peu changé durant la même période. Les émissions de CO_2 et de mercure produites par les 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.

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 produits chimiques toxiques — sur place et hors site — aux États-Unis et au Canada[34]. Ce classement est basé sur des données comparables figurant dans le *U.S. Toxics Release Inventory* et dans l'Inventaire national des rejets de polluants (Canada), qu'a regroupés la la CCE dans son rapport annuel intitulé *À l'heure des comptes.* Les données sur les émissions mexicaines de produits toxiques ne figurent pas encore dans ce rapport.

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

Les 15 installations nord-américaines de production d'électricité ayant rejeté le plus de produits chimiques toxiques en 1998 sont toutes des centrales au charbon, et elles figurent dans le tableau 5 ci-dessous. Ces 15 centrales ont à elles seules rejeté 83 millions de kg de produits chimiques. Si l'on se 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 ait rejeté 0,75 kg de produits chimiques toxiques par MW produit. De son côté, la centrale de Monroe a rejeté 0,22 kg de ces mêmes produits par MW produit, ce qui représente à peu près le tiers des rejets de Pensacola.

[33] États-Unis–Canada, *Air Quality Agreement: 2000, Progress Report.*

[34] CCE. 2001. *À l'heure des comptes 98*. Montreal.

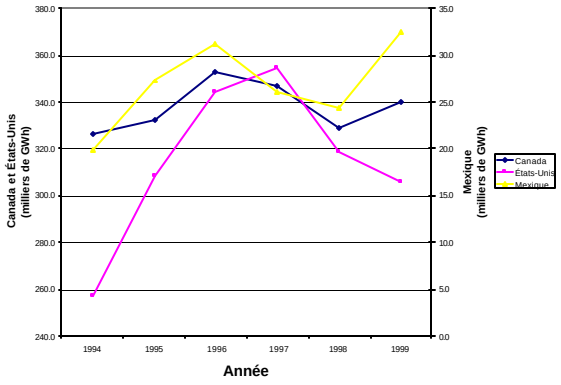
Tableau 5. Les quinze établissements nord-américain de production d'électricité qui rejettent le plus de produits chimiques, 1998					
Établissement	**État**	**Rejets totaux (kg)**	**Principaux produits chimiques***	**Combustible principal**	**Rejets (kg/MW)**
Centrale thermique à vapeur de Bowen, Southern 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			
Sources : *À l'heure des comptes*, CCE; GRID, EPA, *Progress on Sustainable Development Report*, OPG, 1999.					
* Produits chimiques représentant plus de 70 % des rejets de la centrale.					

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 près de 6 000 centrales hydroélectriques, dont la capacité de production combinée est de plus de 172 000 MW.

Tableau 6. Production hydroélectrique en Amérique du Nord		
Pays	**Nombre de centrales**	**Capacité (MW)**
Canada	1 435	67 121
États-Unis	4 463	95 796
Mexique	89	9 630
Total	5 987	172 547
Statistique Canada 2001 – Centrales d'énergie électrique, 1999, U.S. EIA – *EIA -Annual Electric Generator Report Nonutility, Annual Electric Generator Report Utility*, Secretaría de Energía - *Prospectiva del Sector Eléctrico 2000-2009*		

Figure 2. Production hydroélectrique en Amérique du Nord



La production d'hydroélectricité dépend toujours largement des variations climatiques. D'abondantes chutes de neige durant l'hiver dans l'est du Canada font augmenter la quantité d'électricité que le Canada peut exporter dans le nord-est 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. (Veuillez vous reporter à la figure 2, qui 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 (par exemple, les barrages sur des cours d'eau ou les barrages sur des réservoirs), du profil hydrologique local, des processus fluviatiles, des flux de sédiments, des contraintes géomorphologiques, du climat et du biote local, du type de turbines utilisé, et d'autres caractéristiques propres à l'aménagement et à l'environnement.

Néanmoins, la Banque mondiale et d'autres intervenants font observer que les répercussions environnementales sont généralement proportionnelles à l'ampleur du projet[35] : les grands réservoirs hydroélectriques ont des répercussions considérables (immédiates ou secondaires) sur l'environnement et la biodiversité[36]. Ce sont la construction et l'exploitation de ce type de

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

[36] 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 a 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.

réservoir (par exemple, le projet de réservoir de Caniapiscau, qui fait partie du complexe La Grande, au Québec, et dont la capacité de stockage est de 39,6 km^3, ce qui équivaut à 48,8 TWh d'énergie ou à 28,7 millions de barils de pétrole[37]) 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, et les répercussions écologiques et sociales de la création de grands réservoirs sur le Bouclier canadien[38].

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. En fait, on a établi un lien entre les barrages et la réduction, avec le temps, de la productivité globale de la biodiversité[39].

La WCD 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 prédatoires entre espèces et les niveaux d'éléments nutritifs. Certaines évaluations ont révélé qu'ils présentent un risque tout particulier pour les alevins. Malgré ces améliorations, 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 s'établit sur une échelle allant de « modéré » à « élevé »[40].

On a continué à débattre activement à propos de l'évaluation des répercussions comparables des grands et des petits barrages. L'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 taille[41]. 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 à propos des avantages relatifs de l'hydroélectricité — dont la production génère peu de gaz à effet de serre — 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.

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

[37] Hydro-Québec, 1995, « The Le Grande Complex Development and its Main Environmental Issues », cité dans International Energy Agency, 2000, *Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action*, IEA Technical Report, Paris.

[38] 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 annoncé la signature d'un accord à long terme en vertu duquel les Cris ont accepté d'abandonner des 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 donné leur accord à la construction d'un complexce hydroélectrique sur les rivières Rupert et Eastmain (« The Cree Turn the Page », *The Montreal Gazette*, 25 octobre 2001).

[39] USGS, 1998, *Status and Trends of the Nation's Biological Resources*, Vol. 1, p. 63-69, Washington, D.C.

[40] *Ibid*., p. 63-88.

[41] IEA (2000), *Hydropower and the Environment.*

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 des coûts du transport des combustibles pour les compagnies productrices 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).

Étant donné qu'il est difficile de faire de telles comparaisons, 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 négatives*[42].

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 14 % de la capacité de production totale du continent (respectivement 10 % et 15 % au Canada et aux États-Unis, et 4 % au Mexique). 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 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 7).

[42] G. Berkamp et coll. (novembre, 2000), *Dams, Ecosystem Functions and Environmental Restoration*, World Commission on Dams.

Tableau 7. Contribution de l'énergie nucléaire à la capacité de production et la production effective d'électricité en Amérique du Nord			
Capacité de production par l'énergie nucléaire			
	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'électricité d'origine nucléaire			
	Production d'origine nucléaire (GWh)	**Production totale (GWh)**	**% de la contribution**
Canada	69 331	557 285	12 %
États-Unis	728 000	3 691 000	20 %
Mexique	9 950	180 911	5 %
Total	807 281	4 429 196	18 %
Source : Statistique Canada 1999 – Centrales d'énergie électrique; U.S. DOE - EIA - *Existing Capacity and Planned Capacity Additions at U.S. Electric Utilities by Energy Source*, 1999 (consulté le 24 septembre 2001 à l'adresse http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/ipp/html1/t1p01.html; *Electric Power Annual 2000, Volume 1* (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 - *Prospectiva del Sector Electrico.*			

La production d'électricité d'origine nucléaire présente 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 a les mêmes répercussions environnementales que l'extraction de charbon, mais 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 déchets[43].

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 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 générer un cancer des années après l'exposition, ou nuire à leur tour à la santé des générations futures. Par ailleurs,

[43] *Ibid*.

les cellules mortes peuvent entraîner des infections ou empêcher certains organes de fonctionner normalement[44].

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 mesurés[45]. 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 1986[46].

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) américain, les *Policy Office Electricity Modeling Systems* (POEMS), le modèle MARKAL (qui signifie *MARKet ALlocation*) et les modèles établis par Jorgensen, Wilcoxen 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 combinent des modèles économétriques et des modèles d'entrée/sortie sectoriels, ainsi que des modèles d'équilibre général ou partiel. 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 l'évolution de la consommation d'énergie au sein de secteurs précis, ainsi qu'à l'échelle de l'économie; et analyser les effets sur le profil de l'offre et de la demande des prix, de la technologie et de 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. (Ces modèles sont décrits en détail dans une annexe au présent document de travail, qui sera accessible en ligne à l'adresse www.cec.org/electricite)

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; et progrès de la technologie énergétique[47]. Parmi tous ces éléments, l'AIE fait observer que la croissance

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

[45] IEA (International Energy Agency). 2001. *Nuclear Power in the OECD*.

[46] *Ibid*.; Statistique Canada, 2001, *Electric Power Generating Stations.*

[47] International Energy Agency, 2000, *World Energy Outlook*, Paris.

économique est de loin le déterminant le plus important des tendances en matière de demande et, du fait même, la principale source d'incertitude[48].

En raison de ces incertitudes et d'autres éléments, Dale Jorgensen, pionnier de la modélisation économétrique dynamique dans le domaine de l'énergie, a noté qu'aucun modèle ne semblait répondre à tous les besoins, voire à un certain nombre des besoins établis[49]. Parallèlement à ces incertitudes, la concurrence axée sur les prix et la restructuration pose de nouveaux problèmes aux responsables de la modélisation. La modélisation des effets de la restructuration en 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 secteur[50]. On sait déjà que les modèles ne peuvent pas à eux seuls fournir toutes les réponses, ou même une partie des réponses aux questions que nous nous posons à propos de l'avenir de nos sources d'énergie, parce que cet avenir dépend encore largement des décisions stratégiques qui seront prises au cours des prochaines années. L'analyse stratégique la plus importante de ces dix dernières années à propos de l'avenir du secteur énergétique est la *National Energy Policy* (NEP), 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-Unis[51]. Même s'il existe de nombreuses réponses à la crise énergétique qui menace les États-Unis (notamment, une meilleure efficacité énergétique et une intensification des activités axées sur la conservation), la stratégie de base visant à répondre à l'augmentation de la demande passe par une augmentation de 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 transmission pour répondre à la croissance prévue de la demande[52].

Le *National Energy Plan* prévoit une augmentation de la demande de 25 % d'ici 2010, et de 45 % d'ici 2020, ce qui va nécessiter 200 000 MW de capacité de production supplémentaire d'ici 2020, soit entre 1300 et 1900 nouvelles centrales d'ici cette même date. Cela signifie qu'il faudrait construire plus d'une nouvelle centrale par semaine entre aujourd'hui et 2020.

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

[48] *Ibid*.

[49] Dale W. Jorgensen, 1998, *Growth: Energy, the Environment and Economic Growth*, vol. 2, MIT Press, Londres.

[50] 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.

[51] Report of the National Energy Policy Development Group, mai 2001, *National Energy Policy: Reliable, Affordable, and Environmentally Sound Energy for America's Future*, Washington, D.C.

[52] *Ibid.*, I-5

Tableau 8. Exemples d'estimations de l'offre et de la demande d'électricité en Amérique du Nord jusqu'en 2009					
Canada		2000	2005	2009	% d'augment. 2000–2009
	Office national de l'énergie (ONE)*				
	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 (RNCan)*				
	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 %
	North American Electricity Reliability Council (NERC)				
	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					
	North American Electricity Reliability Council (NERC)				
	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 %
	Department of Energy (DOE) – *Energy Information Administration* (EIA)				
	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	754000	818 600	918 200	22 %
Mexique					
	Secretaría de Energía				
	Demande de pointe – en MW	31 499	42 181	53 943	71 %
	Demande totale – en GWh	154 994	197 479	257 072	66 %
	Capacité totale – en MW	36 774	49 021	60 254	64 %
* On a utilisé les prévisions pour 2010, et non pour 2009, parce que c'étaient les seuls chiffres disponibles.					

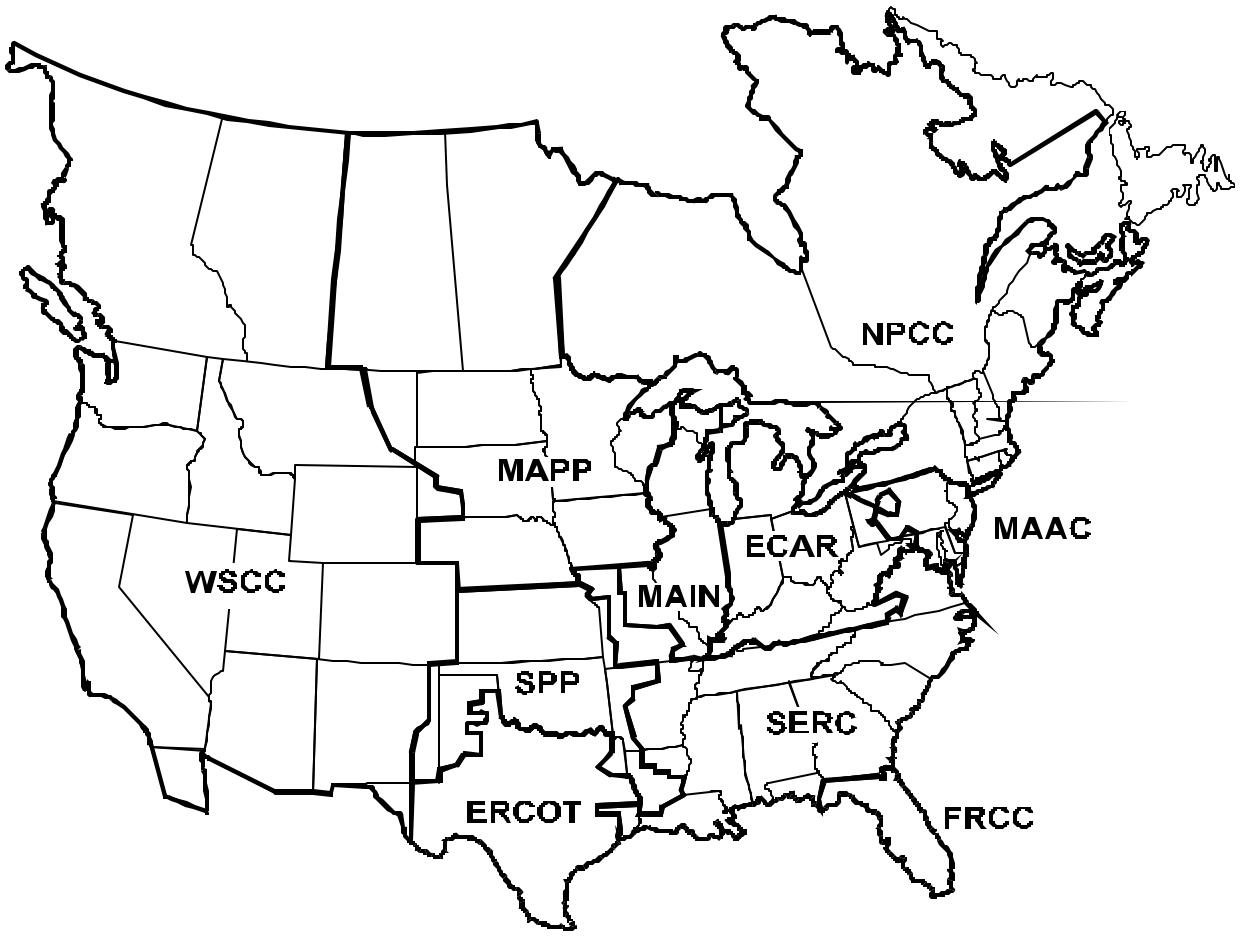
Les prévisions de l'offre et de la demande ne sont pas parfaites, mais tout le monde s'accorde à dire que la demande est supérieure à l'offre, qu'il faut faire de nouveaux investissements afin de combler le déficit que vont connaître certaines régions à court terme et que les marges de réserve des installations 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 9 ci-dessous indique les marges de réserve des installations de production pour toutes les régions

définies par le NERC, 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 à la fois l'accélération de la baisse des marges de réserve globales, et des baisses comparables d'une région à l'autre. L'ampleur de ces baisses 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. En 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 carte ci-dessous identifie les régions définies par le NERC.

Tableau 9. Marges de réserve, uniquement dans les centrales existantes et opérationnelles

	2000	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**
ECAR	15,31 %	16,49 %	14,44 %	11,63 %	9,56 %	7,06 %
ERCOT	18,96 %	24,72 %	20,84 %	17,29 %	14,17 %	9,52 %
FRCC	0,31 %	-0,11 %	-2,31 %	-5,43 %	-9,96 %	-13,31 %
MAAC	16,44 %	16,73 %	15,07 %	11,85 %	10,04 %	7,84 %
MAIN	-46,79 %	-43,57 %	-44,43 %	-45,48 %	-46,40 %	-47,19 %
MAPP	17,13 %	15,04 %	13,41 %	12,49 %	11,71 %	9,94 %
NERC	15,94 %	17,92 %	15,48 %	12,78 %	10,28 %	7,59 %
NPCC	18,43 %	20,37 %	17,79 %	14,47 %	12,29 %	9,56 %
SERC	14,15 %	15,24 %	12,33 %	9,95 %	7,63 %	5,13 %
SPP	22,56 %	26,92 %	22,97 %	20,40 %	14,72 %	9,55 %
WSCC	17,18 %	18,44 %	16,11 %	13,02 %	10,58 %	8,41 %

Source : NEWGEN Dataset, août 2001.



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 (basée sur les données publiées par 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, qui devrait être similaire au contrecoup qu'a subi l'ensemble de l'économie.

Les données publiées par NEWGen portent sur la capacité de production prévue des centrales, à savoir 2 063 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, 2007 est la dernière année avant le début de la période de mise en œuvre des dispositions du Protocole de Kyoto (2008-2012), signé dans le cadre de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Le Canada est le seul pays nord-américain qui ait ratifié le Protocole en tant que Partie inscrite à l'annexe I, mais 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 gaz à effet de serre. En règle générale, on suppose que les pays qui connaissent des problèmes liés à la séquestration du carbone vont mettre davantage l'accent sur les politiques visant le climat, et notamment le principe des échanges de droits d'émissions, la mise en œuvre 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 ramener leurs émissions de GES au niveau établi[53].

Le tableau 10 ci-dessous 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 les données de NEWGen). (L'annexe I donne plus de détails sur le lieu, la taille des installations, le type de combustible utilisé et d'autres éléments relatifs à ces 2 063 unités.)

Tableau 10. 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	36 531,54	1 151,09	2 249,8	0	526,63	2 092,79	42 551,85
	Unités	128	16	9	0	30	42	225
	Total, en MW	452 737,1	9 201,54	34 005,46	576	-272,19	23 812,86	520 060,8
	Nbre total d'unités	1 537	58	80	17	64	307	2 063

Source : Données publiées par NEWGen.

Il convient de revenir sur deux importantes caractéristiques figurant dans le tableau ci-dessus. Premièrement, une très forte proportion de l'augmentation totale de capacité prévue fait l'objet d'études de marché. En fait, environ 500 000 MW de capacité additionnelle sont identifiés dans

[53] Association canadienne de l'électricité, 21 octobre 1999, *Emission Performance Equivalent Standard*.

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 1998.

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 : en 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 construites[54].

Le deuxième élément le plus important que révèlent les données de NEWGen (et qui est sans doute plus significatif que la quantité de MW 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 89 % des nouvelles centrales construites aux États-Unis d'ici 2007, et 88 % au Mexique pour la même période. Par contre, il n'alimentera que 45 % des nouvelles centrales canadiennes, les centrales hydroélectriques et les centrales au charbon représentant près de 51 % de la nouvelle capacité de production.

Ceci est relativement encourageant sur le plan de l'environnement : parmi les trois principaux combustibles fossiles, le gaz naturel est reconnu par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat et d'autres organismes scientifiques comme celui qui a le moins de répercussions environnementales. Toutefois, comme on le verra plus bas, l'utilisation de gaz naturel et d'une combinaison globale de combustibles, que révèlent les données de 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 dioxyde de carbone (CO_2), le dioxyde de soufre (SO_2), les oxydes d'azote (NO_x) et le mercure (Hg). Dans la présente section, nous nous appuierons 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 « élargi » prévoit que tous les projets de centrale non annulés soient intégrés à la base de données de NEWGen. Même s'il est très improbable qu'une forte proportion des installations annoncées 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 influer de façon décisive sur le choix des sites par les responsables de la réglementation environnementale. Le scénario «restreint » prévoit que seuls les projets à un stade avancé, déjà en construction ou opérationnels seront pris en compte.

[54] Voir la note 51.

Cela permettra d'avoir une idée des prévisions d'émissions associées aux nouvelles centrales les plus susceptibles d'être construites.

Le tableau 3 ci-dessous fournit un résumé des résultats nationaux (et le texte en annexe donne plus de détails[55]) et présente une répartition par province et par État. Il ne révèle que les émissions qui devraient être imputables à l'augmentation de capacité prévue, et 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 3. Émissions totales nationales du secteur de la production d'électricité correspondant à l'inventaire de référence et aux valeurs limites supérieures et inférieures projetées (le pourcentage de variation par rapport à l'inventaire de référence de 1998*est indiqué entre parenthèses).

Scénario	**CO_2 (tonnes/an)**	**SO_2 (tonnes/an)**	**NO_x (tonnes/an)**	**Hg (kg/an)**
Canada – inventaire de référence	122 000 000	648 411	289 137	---
Canada – limite supérieure 2007	19 169 219 (+16 %)	15 037 (+2 %)	42 014 (+15 %)	233 s/o
Canada – limite inférieure 2007	5 118 299 (+4 %)	-3 556 (-1 %)	15 381 (+5 %)	11 s/o
Mexique – inventaire de référence	90 095 882	1 683 199	244 380	1 117
Mexique – limite supérieure 2007	68 565 216 (+76 %)	130 708 (+8 %)	216 565 (+89 %)	275 (+25 %)
Mexique – limite inférieure 2007	43 085 556 (+48 %)	84 278 (+5 %)	128 876 (+53 %)	153 (+14 %)
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 %)	-77 433 (-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 CO_2 imputables aux nouvelles installations équivaudraient à 16 % des émissions correspondant à l'inventaire de référence de 1998*. Ces estimations donnent une idée de l'ampleur des changements potentiels dans les émissions des différents polluants.

* Certaines données sont des estimations; les données ne correspondent pas toutes à l'année 1998. Pour plus de détails, voir la section III de Vaughan et coll., 2001.

[55] Disponible sur demande auprès de la CCE.

Rejets toxiques

Il est difficile d'évaluer les futurs rejets toxiques qui seront imputables à la production d'électricité, pour un certain nombre de raisons. Avant tout, il est difficile de prévoir les émissions gazeuses métalliques par rapport aux niveaux actuels. Contraitrement aux émissions de gaz acides, qu'on peut évaluer avec une certaine précision, les émissions gazeuses métalliques peuvent varier selon les centrales au charbon ou au mazout. Ces variations sont imputables aux différences entre ces types de centrales, 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 de 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 (PAD) par les centrales au gaz étaient « négligeables »[56]. Parallèlement, si la combinaison de combustibles évolue différemment de ce que prévoyaient les données de 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.

Hydroélecricité

Selon les données recueillies par NEWGen, on prévoit actuellement la construction de 60 nouvelles centrales hydroélectriques en Amérique du Nord. La majorité de ces centrales produiront plus de 30 MW, et ne devraient donc pas être assimilées à la catégorie des centrales ayant peu d'impact sur l'environnement[57].

Comme on l'a vu précédemment, il est difficile d'évaluer les répercussions environnementales de nouveaux projets lorsqu'on ne dispose pas de l'information — pourtant accessible au public par le biais de NEWGen — à propos du lieu précis de l'implantation des nouveaux projets, 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 négatives des centrales hydroélecriques. On peut, par exemple, concevoir des turbines moins destructives pour les poissons, et prévoir des débits minimaux, des échelles à poissons, des filtres ou d'autres améliorations visant à réduire les dommages causés aux poissons d'eau douce.

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

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

[57] Par exemple, la société Canadian Hydro Developers Inc., a mis en œuvre des projets ayant peu d'impact sur l'environnement; ses centrales hydroélectriques produisent entre 6,6 MW (à Ragged Chute, en Ontario) et seulement 1,3 MW (à Moose Rapids, également en Ontario).

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 des dispositions écologiques aux permis des centrales hydroélectriques existantes, d'éliminer certaines dispositions écologiques en place ou de maintenir ces dispositions.

Le DOE a récemment observé qu'on laissait passer les possibilités d'intégrer aux 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 %[58]. Plusieurs organisations non gouvernementales, notamment *American Rivers*, ont également observé que les procédures de renouvellement des permis permettaient de réintégrer d'importantes mesures de protection de l'environnement déjà existantes.

Facteurs susceptibles de modifier les plans de construction de nouvelles centrales

Premièrement, la combinaison de combustibles mentionnée dans les données recueillies par NEWGen est importante pour les futures répercussions 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 des niveaux inférieurs de CO_2, de SO_2, de NO_x et de polluants atmosphériqus dangereux par kWh produit, comparativement aux centrales au charbon ou au mazout**.** Par exemple, selon les moyennes nationales établies aux États-Unis, le gaz naturel produit un tiers d'émissions de CO_2 en moins, 99 % d'émissions de SO_2 en moins, un sixième d'émissions de NO_x en moins et 99 % d'émissions de mercure en moins que le charbon par kWh produit.

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 (qui, au moment de la rédaction du présent rapport, sont relativement bas) 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 gaz[59]. 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 : celle-ci 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.

Un membre du *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

[58] Hunt et Hunt, 1998, cités dans DOE, *Scenarios for a Clean Energy Future.*

[59] Les autres facteurs qui pourraient influer 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.

croissance de la demande d'électricité qui devrait atteindre 3% à long terme[60]. 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'énergie[61]. 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 prix[62].

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 pensent qu'un record de consommation de tous les temps sera atteint à la fin de l'année 2001 – près de

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

[61] 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 l'année 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.

[62] 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 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 de 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 :

Tableau 11. Élasticité de la demande à long terme au sein du secteur industriel des payx 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

Jones, C.T., 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 Barker, T., Ekins, P., et N. Johnstone, réd., *Global Warming and Energy Demand*, Routledge, Londres.

1,085 milliard de tonnes. Cela représente une augmentation de 21 millions de tonnes par rapport à 2000[63].

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 de septembre 2001, les autorités vont s'intéresser à la sécurité énergétique avec plus d'insistance que ne le faisait déjà la politique énergétique nationale (*National Energy Policy*) présentée en mai 2001. Certains analystes (notamment ceux du *Financial Times Energy*)[64] 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, et à explorer et à exploiter des sources d'énergie sur leur propre territoire. (À cet égard, les responsables de l'*American Coal Association* affirment que leurs réserves connues de charbon souterrain et de surface excèdent 507 milliards de tonnes américaines aux États-Unis[65].)

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 (FEIS) (elle-même intégrée à 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 FEIS des émissions de NO_x pour 2000 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 CO_2 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-ouest 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 prévu[66].

[63] Illinois Clean Coal Institute, <www.icci.org>.

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

[65] American Coal Producers Association.

[66] Voir Woolf et coll., 2001.

Section V
Le rôle des prix et des variations de prix dans l'internalisation des coûts environnementaux

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. Compte tenu 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 à propos des ventes d'électricité et ce, pratiquement en temps réel[67].

Étant donné que le manque d'information sur les marchés de l'électricité est l'une des principales causes de l'échec de ces marchés et de la dégradation de l'environnement, l'amélioration constante de méthodes transparentes et efficaces d'établissement 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 consommateurs[68]. 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 renouvelable et des produits et services éconergétiques[69]? Parmi ces programmes, on compte la tarification de l'énergie verte par les compagnies productrices d'électricité, la certification de l'électricité « écologique » ou renouvelable 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.

---

[67] 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 2001. Il est important de noter que le commerce de l'électricité diffère du commerce d'autres types de marchandises, puisque les transactions ne sont pas considérées comme des « ventes » au sens conventionnel du terme, mais plutôt comme des échanges effectués dans le cadre de contrats d'échange ou d'autres arrangements. Assez souvent, aucun échange d'argent ne se fait directement entre les producteurs et les acheteurs étrangers, puisque les échanges sont gérés par un certain nombre de négociants en électricité et d'intermédiaires financiers qui ont fait leur apparition depuis la restructuration du secteur de l'électricité. Par exemple, cette restructuration a entraîné une nette transition du principe des ventes à long terme associées à des stocks prévisionnels pour les situations d'urgence au principe des ventes gérées par des négociants en électricité dans le cadre de contrats à court terme.

[68] FERC, 2000, *State of Markets*, Washington, D.C.

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

Encadré 1 – 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 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 des trois polluants rejetés par ces installations (SO_2, 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 respiratoires 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.

Pour limiter les répercussions environnementales de la consommation d'électricité, on peut 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 envers le principe du pollueur-payeur, adopté par l'OCDE il y a près de 30 ans. Si l'on établit des prix plus efficaces sur le marché nord-américain de l'électricité, il se peut que le public soit plus sensible aux dommages causés à l'environnement qui demeurent étrangers aux marchés, ne sont attribués à personne, ne sont pas quantifiés et ne sont pas rapportés[70]. 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.

À l'évidence, les pollueurs sont loin de payer le prix des dommages causés par la pollution qu'ils génèrent. Les effets environnementaux externes vont du changement climatique aux pluies acides, en passant par les risques de cancer imputables aux rejets de grandes quantités de mercure et de méthylmercure – directement liés à la neurotoxicité[71]. La production d'électricité, principalement assurée par des centrales au mazout et au charbon, génère 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 le secteur de l'électricité et les dommages causés à l'environnement et à la santé humaine, et évaluent les répercussions de ces dommages (voir le texte 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

[70] T. Panayotou, 1993, « Green Markets: The Economics of Sustainable Development », International Center for Economic Growth.

[71] 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.

centrales au charbon sont peu élevés (3–4 ¢/kWh). Cependant, selon les auteurs de l'étude, si l'on tient compte des 2000 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'anthracose, les coûts liés aux centrales au charbon augmentent. Les auteurs affirment en outre que les coûts de l'énergie éolienne (incluant les coûts associés aux investissements de départ, au choix des sites, à l'exploitation et à la mise au rebut) font de celle-ci une source d'énergie concurrentielle (3–4 ¢/kWh[72]).

Ces dernières années, les environnementalistes 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 à la rotation 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 environnementalistes, 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 elles 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 directes[73].

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 :

1) paiements directs aux producteurs et/ou aux consommateurs;
2) allégements fiscaux;
3) aide à la recherche-développement.

[72] M. Jacobson et G. Masters, août 2001, « Exploiting Wind Versus Coal », *Science*, vol. 293.

[73] 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 le PNUE 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.

Certaines subventions favorisent 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 la conservation de l'énergie) vont dans le sens des objectifs écologiques. Ainsi, les participants à la quasi-totalité des débats portant sur le retrait ou la suppression des subventions finissent par classer ces subventions; elles sont : 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 que les subventions appuyant des activités respectueuses de l'environnement ne devraient pas être systématiquement assimilées à des subventions dont les effets nuisent à l'environnement[74].

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).

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 par rapport à l'exercice 1992[75]. 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 principaux 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 de taxe 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 allégements 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 de taxe 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) américain 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 de taxe consentis ont visé les énergies solaire et éolienne. Le GAO estime par ailleurs que les centrales au

[74] 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.)

[75] Energy Information Agency, 1999, « Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy Markets 1999: Primary Energy », Department of Energy, <www.eia.doe.gov/oiaf/servicerpt/subsidy>.

charbon « propres » ont reçu environ 119 millions de dollars américains en subventions entre 1987 et 1998[76].

La proposition que fait l'*Office of Management and Budget* (OMB) 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 aux 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 de conservation de l'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 de taxe, incitatifs fiscaux et autres mesures qui sont trop détaillés et trop complexes pour être résumés[77].

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 des estimations les plus variées. Par exemple, une étude effectuée en 1997 par les *Management Information Services* 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'allégements fiscaux[78].

Une étude effectuée en 1992 par l'EIA estimait à 3,9 milliards de dollars américains les dépenses directes affectées cette année-là au secteur de l'électricité (1992), 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*) a brossé un tableau très différent des niveaux de subventions. En s'appuyant sur des estimations de 1989, elle indiquait que les subventions totales accordées au secteur de l'électricité étaient comprises entre 46 et 27 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.*

[76] US General Accounting Office, 2000, « Clean Coal Technologies: Status of Projects and Sales of Deomstrated Technologies » Washington, D.C.

[77] Voir <http://www.whitehouse.gov/omb>.

[78] Ces études ont été compilées dans un rapport très utile publié par l'*Energy Information Agency* américaine (1999).

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 à peu près 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 allégements 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.

Canada

Au Canada, de nombreux programmes et politiques appuient l'efficacité énergétique, ainsi que l'élaboration 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 que touche régulièrement l'*Alberta Tar Sands Project* (projet relatif aux sables bitumineux en Alberta). Ce projet devrait permettre d'extraire environ 300 milliards de barils de pétrole, soit plus que les réserves estimées de l'Arabie Saoudite. Lorsqu'il sera mis en œuvre, la production quotidienne devrait être de l'ordre de 800 000 barils. Les subventions accordées à ce projet ont totalisé près de 600 millions de dollars canadiens (en 1997), investis 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 *Tar Sands Project* 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 dives 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 renouvelables[79].

[79] Comité permanent de l'environnement et du développement durable, décdembre 1997, « Kyoto and Beyond ».

Plusieurs études et rapports ont examiné les répercussions environnementales des subventions, ainsi que les effets de leur suppression. Bon nombre d'études récentes se concentrent sur les secteurs de l'agriculture et de la pêche, qui reçoivent d'innombrables subventions, et sur d'autres distorsions dans l'établissement des prix. 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'*Environmental Protection Agency* américaine a commandé plusieurs études qui devaient évaluer les effets de la réduction des subventions sur les émissions totales de CO_2. L'une de ces études (effectuée par Jorgensen), qui combinait un modèle d'équilibre général à d'autres modèles, a révélé que la suppression des 15,4 milliards de dollars américains de subventions à l'échelle mondiale réduirait de 64 millions de tonnes les émissions de CO_2 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 la conservation de l'énergie ont eu pour effet de faire baisser les prix sur les marchés, ce qui a ensuite généré une augmentation des émissions de CO_2. 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.

Effets des exemptions réglementaires comparables à ceux des subventions

Les environnementalistes demeurent inquiets à propos de l'avenir des quelque 300 gigawatts sous-utilisés que produisent les centrales au charbon de l'Amérique du Nord. L'avenir de cette production dépend notamment de l'effet des dispositions des « droits acquis ». Lorsque le texte initial de la *Clean Air Act* a été présenté il y a plus de 30 ans, puis au moment des modifications de 1977 et 1990, on a accordé temporairement une exemption baptisée *old source* — qu'on appelle couramment la clause des droits acquis — aux centrales existantes (principalement des centrales au charbon). 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 comprises entre 4 et 100 fois celles des centrales plus récentes[80]. 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.

Sur des marchés fonctionnant normalement, la concurrence ouverte accélère à la fois l'élimination des anciennes immobilisations et l'acquisition d'immobilisations nouvelles et efficientes. 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.

[80] A Cohen, XXXX, *Unfinished Business: Cleaning Up the Nation's Power Plant Fleet.*

Section VI
Gestion de la demande
Normes environnementales, étiquetage de produits et programmes de certification

Depuis le bouleversement des prix du pétrole, dans les années 1970, les gouvernements fédéraux des trois pays d'Amérique du Nord ont adopté des politiques favorisant l'efficacité énergétique. Aujourd'hui, plus de 25 ans après la mise en oeuvre du premier programme d'efficacité énergétique, une conclusion s'impose : pour économiser de l'énergie, il est 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 pourra influer considérablement sur la nouvelle capacité de production.

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 CO_2 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* établissait que la solution la moins coûteuse au chapitre des gains en efficience consistait à améliorer le rendement énergétique des bâtiments[81]. Dans le même ordre d'idées, un rapport du *American Council for an Energy Efficient Economy* 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.

Certains des gains susmentionnés sont ponctuels, et la plupart d'entre eux suivent les fluctuations de prix. Lorsque le prix du pétrole, du gaz naturel ou de l'électricité augmente, on observe un plus grand intérêt pour les programmes d'efficacité énergétique ou pour l'énergie renouvelable. Dans le cas des sources d'énergie renouvelable (tel que susmentionné), on a constaté, avec le temps, que l'énergie éolienne est concurrentielle lorsque son coût est de 4-5 ¢/kWh. Toutefois, les perspectives sont moins intéressantes, tant en ce qui a trait à l'efficacité énergétique qu'aux sources d'énergie renouvelables, lorsque les prix sont bas.

[81] (DOE IWG) 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 and LBNL-44029, November.

Perspectives d'efficacité énergétique du côté des consommateurs

De nombreux choix s'offrent aux consommateurs nord-américains qui veulent des produits éconergétiques ou écologiques. 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 très petite taille qui consomment 25 % 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 de Choix environnemental est le principal programme d'étiquetage environnemental. Choix environnemental, un organisme fédéral établi en 1998 et géré par la société TerraChoice, autorise l'utilisation de son Ecologo sur environ 20 000 produits et services, regroupés dans une centaine de catégories. En 2000, 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.

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 de 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 de 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 Ahorro de Energia Electrica* (FIDE, Fiducie pour l'économie d'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, par exemple, des appareils de climatisation, des réfrigérateurs et des machines à laver; ainsi que divers autres appareils économiseurs d'énergie comme des capteurs, des cellules photo-électriques et des minuteries.

Aux États-Unis, il existe deux importants programmes d'étiquetage des produits et services éconergétiques. Le premier, intitulé *Energy Guide*, est un programme d'étiquetage obligatoire qui fournit de l'information sur le rendement énergétique des appareils (réfrigérateurs, congélateurs, machines à laver et 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 le label 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 et moniteurs); appareils d'éclairage résidentiel; les enseignes d'issue (SORTIE); les transformateurs; les appareils de chauffage et de climatisation résidentiels; l'isolant; ainsi que la plupart des appareils électroménagers, les appareils électroniques, les téléviseurs et les magnétoscopes.

Le programme d'étiquetage s'inscrit dans un ensemble de programmes qui comprend les suivants : *Energy Star New Homes*, *Energy Star Buildings*, et *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, 864 000 livres de CO_2 n'ont pas été émises 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.

Le *U.S. National Energy Plan* prévoit l'élargissement du programme *Energy Star* pour y inclure les écoles, les édifices 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. Il existe des données sur les émissions atmosphériques en temps réel provenant des grandes centrales américaines, et ce sont ces données qui constituent d'ailleurs le fondement de l'analyse présentée dans les sections II et IV. 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 conventionnelles.

On devra établir, à l'avenir, des comparaisons entre les gains d'efficacité des diverses technologies utilisées. Par exemple, le U.S. DOE indique que les *Advanced Turbine Systems* donneront lieu à une augmentation de 60 % de l'efficacité dans quelques années. 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*, 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 les 10 à 20 prochaines années. De même, des technologies comme la réduction sélective catalytique, qui vise à réduire les émissions de $N0_x$ produites par les centrales au charbon, devraient être utilisées par environ le tiers de toutes les centrales au charbon dans quelques années.

On trouvera plus loin un exemple d'améliorations qui peuvent être apportées pour obtenir des gains en efficience, de même que les points saillants d'un rapport diffusé récemment par le DOE et qui traite des nouvelles technologies favorisant une plus grande efficacité énergétique[82].

Dans un rapport publié dernièrement, 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, 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 ans[83].

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 2002. Par contre, au Canada, cette capacité n'est que de 140 MW. L'essentiel de cette production, soit environ 100 MW, provient d'une seule centrale, située à Gaspé. 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 que, d'ici 2010, il portera à 200 MW sa capacité de production, qui est actuellement de 2,1 MW de puissance 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, 23 États ont étudié la possibilité d'adopter une loi établissant des normes relatives aux portefeuilles d'énergies et 12 ont adopté une telle loi. En vertu de ces normes, les producteurs ou distributeurs d'électricité dans un territoire donné sont tenus de vendre de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. De façon générale, la législation définit deux éléments importants – les critères des normes et les sources d'électricité renouvelables. Les critères des normes déterminent la proportion de l'électricité produite ou vendue dans un État qui doit provenir de sources d'énergie renouvelables. Les critères sont exprimés soit en pourcentages de la production ou des ventes totales, soit en quantité de production fixe. Huit États ont choisi d'établir des pourcentages, qui varient de 0,2 % des ventes (Arizona) à 30 % des ventes (Maine). Les définitions de l'énergie renouvelable sont fondées sur le type de combustible, ainsi que sur d'autres critères, comme l'importance de la production. Par exemple, la plupart des États considèrent que l'hydroélectricité est une forme d'électricité 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

[82] W. Stanton et al, Scenarios for a Clean Energy Future: Chapter Seven – The Electricity Sector, p. 7-1,2

[83] DOE IWG 2000.

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, par exemple, la biomasse doit provenir d'Arizona) ou à la technologie de production utilisée. Par exemple, au Massachusetts, on considère qu'une centrale hydroélectrique produit à partir de sources renouvelables que si elle ne possède pas de réservoirs[84].

Dans les douze États, il existe douze formes de production d'électricité qui sont considérées comme utilisant de l'énergie renouvelable. Les énergies solaire, éolienne, marémotrice et de biomasse seraient probablement considérées comme renouvelables.

Divers programmes de crédits d'impôts, entre autres, 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 technologies[85].

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 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 de la population mexicaine pour l'électricité renouvelable 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 renouvelable, mais seulement 35 % d'entre eux croyaient qu'ils pourraient transférer ce coût supplémentaire aux consommateurs[86].

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 et l'élaboration de programmes de certification de l'énergie écologique[87].

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. Des données non scientifiques indiquent que certains clients paieraient 10 % de

[84] Pour en savoir davantage, voir la base de données sur l'électricité et l'environnement de la CCE (en anglais seulement) - www.cec.org/databases.

[85] CARE Coalition (2000) "Working together to Advance Renewable Energy.

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

[87] Voir www.cec.org

plus pour de l'électricité renouvelable. Par exemple, *Canadian Hydro Developers* — une société de production d'énergie renouvelable écologique — 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 renouvelable. La première consiste en un programme de certification écologique par un tiers, par exemple le programme « *Green E* » et les critères visant l'énergie verte du programme TerraChoice[88]. La deuxième façon, qui s'apparente aux programmes d'étiquetage nutritionnel, consiste à fournir de l'information comparative sur les effets environnementaux de diverses sources d'énergie. *Scientific Certification Systems*, de Californie, est le principal fournisseur de ce service.

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 le *U.S. National Renewable Energy Laboratory* (NREL), 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 MW[89]. 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 l'énergie éolienne, au méthane 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 11 ci-après 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.

[88] Il y a peu d'exemples de programmes individuels ou de programmes de déclaration volontaire. Au Canada, Hydro-Québec publie des données sur les émissions de polluants atmosphérique des grandes centrales hydroélectriques; on ne fait toutefois aucune mention des incidences environnementales des grands barrages.

[89] Blair Swezey and Lori Bird (August 2001) "Utility Green Pricing Programs: What Defines Success?", National Renewable Energy Laboratory, NREL TP.620.29831

Tableau 11. 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. Dans le même ordre d'idées, le gouvernement du Canada a annoncé que 25 % de l'électricité qu'il achètera proviendra de sources renouvelables. Dans le cadre d'une initiative connexe soutenue par l'Institut des ressources mondiales et le *Business for Social Responsibility Educational Fund*, le *Green Power Market Development Group* — 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 2010[90].

Qu'est-ce que l'énergie renouvelable?

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 ». Cela ne concerne toutefois pas que le Canada.

L'absence d'une définition commune est particulièrement problématique pour les grandes centrales hydroélectriques où qu'elles se trouvent, celles-ci étant exclues dans les États où on adopte un système de classification plus restrictif – c'est-à-dire là où on n'inclut que les centrales hydroélectriques qui ont une production relativement faible, au motif que la création de grands réservoirs cause des changements irréversibles au milieu naturel d'origine.

En fait, l'Agence internationale de l'énergie a indiqué récemment que les projets énergétiques de grande envergure vont probablement à l'encontre de l'objectif de développement durable[91]. On

[90] Voir www.thegreenpowergroup.org

[91] IEA, Towards a Sustainable Energy Future," 2001: www.iea.org/public/studies/futurehigh.pdf)

poursuit tout de même le débat sur les questions relatives à l'envergure des projets, la comparaison entre leurs effets environnementaux et les diverses sources de combustibles et 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 commerciales.

On veut bien entendu éviter les conflits commerciaux, mais ce n'est pas la seule raison pour laquelle on cherche à définir plus clairement l'électricité renouvelable. 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 entraîne la méfiance des consommateurs à l'égard des sociétés qui font d'allégations contradictoires et, de manière plus générale, un certain manque d'intérêt compte tenu du trop grand nombre de programme 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 humaine et écosystémique. 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 bilatéraux[92] ont déjà permis de régler certains 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 la participation significative au processus décisionnel entourant les projets qui pourraient avoir des effets à long terme ou transfrontaliers, soit individuels, soit cumulatifs.

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

[92] Les organisations binationales qui participent à la planification transfrontalière ou les accords en vigueur à cet égard sont les suivants, entre autres : la Commission mixte internationale, la Commission internationale des frontières et des eaux, la Commission de coopération environnementale frontalière, la *North American Development Bank*, l'Accord de coopération pour la protection et l'amélioration de l'environnement dans la zone 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 [renvoi à la base de données de la CCE sur les accords transfrontaliers]

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, notamment, est bien documenté. D'autres émissions — comme celles de CO_2 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 affecter des 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 échéant[93]. 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'autre[94]. 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.

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 œuvre[95]. Dans le contexte nord-américain, l'évaluation des impacts cumulatifs est particulièrement importante compte tenu du grand nombre de projets de production 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 des techniques de modélisation du sort et des mouvements des polluants, de télédétection et 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 les mouvements d'émissions de sources diffuses et d'estimer leur taux de dépôt et leurs effets sur des collectivités éloignées de la source. 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 projets qui ne sont pas assujettis au processus d'EIE sont particulièrement moins

[93] Voir l'étude comparative des cadres juridiques d'évaluation des incidences environnementales en Amérique du Nord dans "*North American Environmental Law and Policy: Environmental Impact Assessment Law and Practice in North America*" CEC Winter 1999.

[94] 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.

[95] Voir, p. ex., la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, alinéa 16(1)*a*).

susceptibles de recourir à de tels outils pour déterminer les effets potentiels à l'échelle régionale ou transfrontalière.

Évaluation des incidences environnementales transfrontalières (EIET)

L'évaluation des incidences environnementales transfrontalières est maintenant une activité répandue et elle est de plus en plus acceptée à l'échelle internationale [96]. 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 réalisé[97].

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 CCET/NADB 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'EIET[98]. 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 négatives sur leurs voisins[99]; 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 frontalière[100].

Au niveau 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

[96] 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; et 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, *Principles of International Environmental Law I*, Chapt. 15 (Manchester Univ. Press, 1995); D. Hunter et al. *International Environmental Law Concepts and Principles* (UNEP Trade and Environment Series, No.2)(1994); N. Robinson, « International Trends in Environmental Impact Assessment », 19 B.C. Envtl. Aff. Law Rev. 591 (1992).

[97] Voir CCE, printemps 2000, *Le droit et les politiques de l'environnement*, vol. 4, Montréal.

L'article 10.7 de l'Accord nord-américain de coopération dans le domaine de l'environnement se lit comme suit : 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 activitée; et limitation des effets nocifs possibles de ces activités.

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

[99] www.westgov.org (Western Governors Association)

[100] Communication personnelle avec un employé de l'EPA.

de l'électricité, qui semble souvent fournir de nombreuses données sur pratiquement tous les aspects de la production, sur la distribution et sur 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 régies 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[101]. Même lorsqu'il existe des 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

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 des exportations, 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* a rendu public récemment un rapport très utile qui présente un sommaire des résultats produits par six modèles : NEMS, POEMS, RFF (Haiku), IPM, E2020 et Marketpoint. Dans le contexte du scénario de référence, on a utilisé les modèles pour étudier l'évolution du réseau interrégional de transmission jusqu'en 2010.

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 interrégional 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 Nevada.

Les modèles donnent également à entendre que les importations en provenance du Canada et du Mexique représenteront entre 29 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 deux cas, on prévoit les activités commerciales entre les deux pays en se fiant au nombre de permis déjà délivrés[102]. Des exemples de permis ou de demandes de permis sont fournis ci-après.

[101] 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 www.ine.gob.mx/dgoeia/impacto/index.html.

[102] EMF (2001), "Prices and Emissions in a Restructured Electricity Market," EMF Report 17

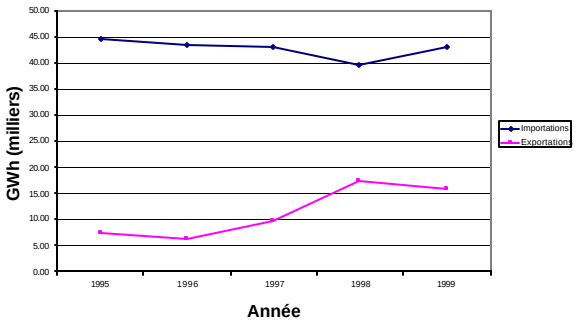
Bien qu'elles soient moins claires que celles de l'EMF, les estimations de l'*International Energy Agency* (année de référence : 1998), sont tout de même intéressantes. Le tableau ci-dessous illustre les importations et les exportations entre les États-Unis, le Canada et le Mexique.

Tableau 12. 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	47,6	46,5	48,6	62,0	66,9	66,0	68,7	67,1	61,9
Exportations brutes	15,5	13,0	13,1	13,1	12,7	16,6	16,7	16,8	16,9
Source : *IEA Monthly Electricity Survey*, Mai 2001.									

Les paragraphes qui suivent décrivent les volumes d'échanges en Amérique du Nord et les changements récents à cet égard.

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

Figure 3. Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada - Source : IEA, 2001



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 des pays de l'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 3560 GWh d'électricité, surtout au Canada. En 1999, ces augmentations ont augmenté, passant à environ 16 020 GWh. Au cours de la même période, les exportations canadiennes ont aussi augmenté, passant d'environ 30 000 GWh à près de 43 000 GWh[103]. En tout, le Canada a exporté 50 000 GWh d'électricité aux États-Unis en 2000, soit une augmentation de 11 % par rapport à 1999[104], tandis que les exportations des États-Unis vers le Canada ont diminué, demeurant tout de même importantes à 10 000 GWh.

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,

[103] International Energy Agency. 2001. *Electricity Information, 2001*, Paris

[104] Internatioal Energy Agency, May 2001, Monthly Electricity Survey, Paris.

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 que, depuis 20 ans, certaines grandes sociétés, dont Hydro-Québec — le plus important exportateur net d'électricité du Canada — BC Hydro et Ontario Power Generation, entre autres, sont très présentes sur le marché.

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 Californie [105].

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, entre autres en raison du fait que le transport de l'électricité sur de longues distances est peu rentable [106]. 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 commerce[107].

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 le commerce canado-américain. 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 1300 GWh en 1989 à un déficit de 360 GWh en 1999. 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 2000. [108]

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 relient 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, particulièrement entre l'Alberta et le marché américain (à l'heure actuelle,

[105] 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.

[106] Cela ne signifie pas pour autant que le commerce soit inexistant, par exemple, BC Hydro vend de l'électricité au Mexique par l'intermédiaire de Powerex.

[107] Government of the U.S. (1994), Environmental Review of NAFTA, Washington.

[108] 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.

c'est BC Hydro qui achemine l'électricité de l'Alberta sur le réseau qui relie la Colombie-Britannique à l'État de Washington).

Par contre, l'infrastructure de transmission 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 (Imperial Valley et Tijuana 1) relie 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, une à Diablo et l'autre à Azcarate. Il existe en outre sept connexions moins importantes entre le Mexique et les États-Unis. On prévoit que la capacité de transmission entre les deux pays augmentera d'ici 2010. (Les questions et les politiques de transmission sont très importantes pour la définition des nouvelles structures commerciales en Amérique du Nord. Elles sont décrites ci-après.)

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, par exemple :

- 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 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 »[109];
- 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 Termoelectrica de Mexicali visant l'exportation de 5 835 GWh d'électricité, par l'intermédiaire de la société américaine *Sempra Energy Resources*. 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 de279 millions de dollars américains et sera mise en service au mois de mai 2003;
- au mois de mai 2001, la CRE a autorisé *DeAcero SA* à importer, conjointement avec *Enron Power Marketing*, environ 932 GWh à ses installations de Matamoros. À cette fin, on utilisera 16 km de lignes de 230 KV à double circuit;
- au mois de décembre 2000, la CRE a délivré son premier permis à un producteur indépendant – *Energia Azteca X*, une filiale d'InterGen, en vue de l'exportation d'électricité produite dans deux centrales. Les centrales, Rosarito 10 et 11, auront une capacité combinée maximale de 895,9 MW. La société Energia 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'offre 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

[109] InfoCRE, Marzo-Abril 2000, Ano 3, No. 2, 4/4

investissent dans ce secteur, tout comme des entreprises de France (Gaz de France International), de Belgique (Tractebel), d'Espagne (Iberdrola) et du Canada. 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 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 américains [110].

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 Mexicala sera destinée au marché intérieur et le reste sera exporté en Californie.

Demandes d'autorisation adressées au 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'électricité [111]. Durant le même 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 la *National Energy Board* (NEB), qui visent l'exportation d'électricité, l'expansion de lignes de transmission 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 750 MW/6 588 GWh d'énergie à court terme.
- Dans sa demande datée du 1er mai 2001, la société Morgan Stanley Capital Group a sollicité l'autorisation d'exporter 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 pendant dix ans.
- Dans sa demande datée du 7 juillet 1999, la société Sumas Energy a sollicité l'autorisation de construire et d'exploiter une ligne de transmission internationale de 230 000 volts reliant la sous-station de Clayburn, à Abbotsford (Colombie-Britannique), à Sumas, dans l'État de Washington.
- La *Manitoba Hydro Power Board* a sollicité l'autorisation de construire une ligne de transmission internationale de 230 kilovolts reliant sa station de Glenboro (située dans le sud-ouest du Manitoba) à la frontière internationale proche de Killarney (Manitoba).

[110] Ibid.

[111] Discours devant la Chambre de commerce de Toronto, 6 septembre 2001.

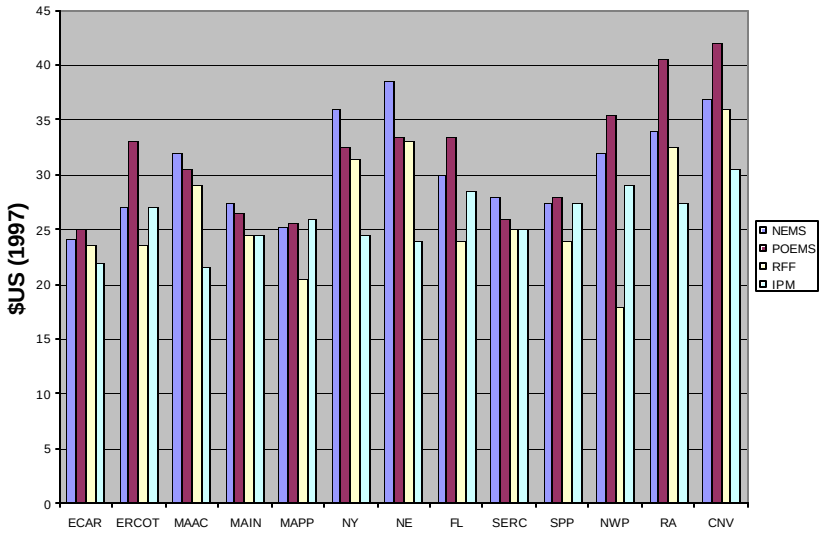
En octobre, Hydro-Québec a annoncé son intention de construire, au sud de Montréal, une centrale au gaz naturel d'une capacité d'environ 800 MW. Une partie de la production de cette centrale sera destinée au marché américain.

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 entre régions; b) l'évolution d'un réseau direct de transmission interrégional.

a) Différences entre les sources de combustible

Premièrement, 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. Par exemple, un document extrêmement utile publié par l'*Energy Modeling Forum* compile les résultats produits par plusieurs modèles clés – NEMS, POEMS, le modèle Haiku établi par *Resources for the Future*, le modèle de planification intégrée (IPM), et *Energy 2020*, établi par l'Institut canadien de recherche énergétique et Market Point.

Figure 5. Prix de gros de l'électricité en situation de concurrence - Scénario de base, 2010



Ce document établit notamment 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 et 34 $US par MWh (dollars de 1997). Ces prix sont appelés à baisser par la suite, pour atteindre entre 25 et 30 $. Que ce soit d'après le scénario de base ou dans une éventuelle situation de concurrence, il semble qu'on observe d'importantes différences 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 certains modèles indiquent que le ratio entre les importations et la production de la région pourrait être plus élevé. 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 (est du pays), et à un volume d'échange peu élevé dans les régions MAIN et CNV. La figure 5 résume les différences régionales que l'on devrait observer en 2010 en ce qui a traite au coût de l'électricité (selon les recherches sommaires de l'EMF)[112].

Ces résultats diffèrent à tel point que nous n'avons pas suffisamment d'espace pour en faire un résumé, mais voici certains des résultats de la modélisation présentés par l'EMF :

> 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 élevés[113].

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[114].

b) Expansion des réseaux de transmission et intégration des politiques

Ces deux hypothèses se concrétiseront selon que les liens de transmission interrégionaux et l'intégration d'un réseau ouvert deviendront ou non une réalité. Si les liens de transmission demeurent peu développés, les prix, les réserves de production et les autres différences entre régions ne se traduiront pas par des échanges interrégionaux (et internationaux).

Comme on l'a vu précédemment, il existe de nombreuses contraintes au sein des réseaux de transmission du Canada, du Mexique et des États-Unis et entre ces réseaux. Le système n'a pas été conçu ou aménagé par un comité central de planification, mais plutôt par les investisseurs et les compagnies. Des problèmes considérables, qui touchent aussi bien les installations physiques que le comportement des intervenants, continuent de créer des engorgements au sein du système. Parallèlement, le réseau interrégional de transmission a connu une rapide expansion ces dernières années. Cela 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 1995, environ 25 000 transactions de transmission interrégionale ont été conclues en Amérique du Nord. En 1999, ce chiffre est passé à plus de deux millions[115].

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 planifient les nouveaux besoins de capacité de production. Par exemple, les auteurs du *National Energy Plan* américain estiment qu'il faudra 410 000 km de nouvelles infrastructures de transmission d'ici 2020 pour répondre à l'augmentation de la demande.

Le NERC prévoit une légère expansion de l'infrastructure jusqu'en 2009 aux États-Unis (elle devrait passer de 137 300 GW/mille à 143 500 GW/mille. Par contre, lorsque le NERC compare

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

[113] Energy Modeling Forum, mai 2001, *Prices and Emissions in a Restructured Electricity Market*, EMF Report 17.

[114] Document n° 5854, *Investigation into the Restructuring of the Electric Utility Industry in Vermont,* rapport provisoire et décret, p. 97–98, 16 octobre 1996, cité dans CCE, *NAFTA Effects Project: Energy Issue Study*, 17 octobre 1997.

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

la nouvelle capacité de transmission prévue à la nouvelle capacité de production qui doit être installée d'ici 2009 (mesurée en fonction de la demande de pointe estivale), il observe une diminution de la capacité totale de transmission, qui devrait passer de 201 à 176 MW/mille entre 1999 et 2009[116].

Selon l'*Edison Electric Institute*, groupe industriel basé dans l'État de Washington, on observe depuis 1982 une baisse constante de la capacité de transmission des États-Unis. Selon une estimation, la capacité de transmission 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 transmission 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 transmission (en dollars de 1999) ont baissé en moyenne de 120 millions de dollars américains par an sur une période de 25 ans. Il faudrait investir environ 56 milliards de dollars au cours des dix prochaines années pour répondre aux besoins de nouvelles capacités de transmission; cela représente près de la moitié du coût total de la nouvelle capacité de production nécessaire aux États-Unis[117].

Politiques en matière de transmission

Les politiques en matière de transmission 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) visait à réduire le nombre d'obstacles à l'ouverture des marchés qui subsistaient après l'entrée en vigueur des arrêtés 888 et 889 de cette même FERC. Ces arrêtés définissaient les règles fédérales applicables à la restructuration et à la création d'un marché de l'électricité ouvert où règne la concurrence par les prix. L'arrêté 2000 de la FERC (qui s'appliquera à tous les exploitants de lignes de transmission) vise l'objectif suivant : la mise en place d'un réseau de transmission « transparent », visé par des règles claires basées sur la non-discrimination, permettra à tous les producteurs d'accéder de la même façon au réseau.

Depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté 2000, on accorde plus d'importance au rôle de quatre très grandes organisations régionales de transmission (*Regional Transmission Organizations*/RTO). Ces RTO, qui sont des sociétés à but lucratif, chercheront à mettre un terme aux pratiques discriminatoires en vertu desquelles les principaux exploitants de lignes de transmission assortissent de certaines conditions l'accès au réseau. Une transparence accrue et des règles claires devraient permettre de normaliser les tarifs au sein des régions[118]. En outre, les RTO seront mieux placées pour coordonner la planification du réseau de transmission américain :

> Il faut que les RTO soient responsables à la foi de la planification du réseau de transmission 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

[116] Ibid.

[117] Ibid.

[118] Les rapports présentés en avril 2001 à la FERC et à la *Securities and Exchange Commission* (SEC) américaine (qui portent sur le transfert du contrôle du réseau *Midwestern Utilities* à *Alliance RTO*) donnent une indication de la façon dont la gestion de la capacité de transmission va être confiée à des sociétés à but lucratif. Si cette initiative est approuvée, le réseau de transmission sera géré par *National Grid U.S.A*, division du *National Grid Group* britannique (qui prévoit investir un milliard de dollars américains).

> chargée d'exécuter ces tâches, les investissements distincts dans des réseaux de transmission risquent de créer des conflits d'objectifs, et même de nuire à la fiabilité de ces réseaux.

On s'attend d'ailleurs à ce que les RTO s'attaquent aux problèmes de fiabilité à mesure que le réseau prendra de l'expansion, à ce qu'elles éliminent 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 transmission 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 se sont mis à conclure des ententes pour les producteurs d'électricité ne se trouvant pas près de la frontière. Ainsi, les exportateurs n'ont plus à être installés près de la frontière pour pouvoir exporter, et 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 multiplication des RTO va avoir d'importants effets sur le commerce international[119], en particulier sur les échanges canado-américains. Plusieurs sociétés canadiennes se sont déjà vu attribuer le statut de 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. Lors d'une récente réunion des membres de le 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'Ouest[120].

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.

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

[120] 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.

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 cet effet, 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 FERC[121].

De la même façon, le *National Energy Board* a récemment indiqué que la création des RTO allait renforcer la capacité des compagnies canadiennes productrices d'électricité à accéder au réseau de transmission 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 transmission 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 transmission 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'Accord de libre-échange nord-anméricain (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 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 www.cec.org..

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 le document de référence de la CCE consacré à l'ALÉNA.[122].

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

[121] IEA, 2000, *Canada*, 2000, OCDE, Paris.

[122] Horlick, G., et Christiane Schuchardt, 2001, *Background Paper III for the Article 13 Secretariat Note*, Commission de coopération environnementale, Montréal.

commerce de l'électricité. L'ALÉNA considère l'électricité comme un produit — le chapitre 6 est intégré à 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][123].

La portée et le champ d'application du chapitre 6 visent à la fois les produits énergétiques et les « mesures qui y sont énoncées [...] 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 : a) restrictions à l'importation et à l'exportation; b) interdiction de recourir aux taxes à l'exportation; c) interdiction de prendre d'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) du 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 (GATT)), 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 :

> 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'électricité[124]. 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

[123] 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.

[124] Il s'agit de l'*Energy Banking Agreement*, de l'*Interconnection Use Agreement*, 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.

des services liés à l'électricité ou la libéralisation des investissements dans le secteur de l'électricité.

L'analyse des liens entre environnement et économie 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 applicables aux produits et autres mesures liées à l'environnement, il n'est pas impossible qu'un tel différend survienne un jour.

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

Les normes relatives aux portefeuilles d'énergies renouvelables (NRPER) 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 des NRPER, un certain pourcentage de la production totale d'électricité de l'État doit être composé d'électricité renouvelable. Ces normes ne s'appuient pas sur une définition uniforme de l'électricité renouvelable, 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 NRPER. Par exemple, certains de ces critères excluent carrément l'hydroélectricité, ou précisent que l'électricité ne peut être considérée comme renouvelable que si elle est produite par de petites centrales. D'autres NRPER favorisent les centrales produisant de l'électricité renouvelable 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 les 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 à propos 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 exception[125].

Les auteurs du document de référence consacré à l'ALÉNA (Gary Horlick et Christiane Schuchhardt) ont présenté les conclusions suivantes (notamment) :

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 nationale[126], mais elle prive également les membres de droits basés sur les différences entre les

[125] 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 ».

[126] 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 (4e éd. 1990) (La souveraineté et l'égalité des États représentent l'un des

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 GATT[127]. Il serait plus facile de justifier une mesure commerciale en invoquant l'alinéa XX(g) 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 NRPER, intégrées aux lois d'un certain nombre d'États, soient considérées de fait comme des mesures discriminatoires à l'encontre des fournisseurs d'hydroélectricité[128]. 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.

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 XX(g). La construction d'une grosse centrale hydroélectrique ou d'un barrage et l'inondation des terres peuvent évidemment avoir des répercussions environnementales négatives. Il est néanmoins difficile de déterminer dans quelle mesure la production d'hydroélectricité aura des effets néfastes sur l'environnement hors du territoire où se trouvent les installations, ou si l'on préfère le risque de telles répercussions à l'importation d'énergie de remplacement.

Comment harmoniser la définition de l'électricité renouvelable

Au terme de l'examen de la non-uniformité des critères utilisés, le document de référence consacré à l'ALÉNA conclut que l'absence de définition harmonisée de l'électricité renouvelable dans les NRPER 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 (exécutoires 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 NRPER 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.

---

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. »)

[127] *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*, p. 22-23.

[128] Voir la sous-section V.2.a.

Pour anticiper et éviter un tel problème, il faut commencer par élaborer une définition à caractère non obligatoire de l'électricité renouvelable, à l'échelle régionale et internationale. Ensuite, on pourrait adopter des normes internationales[129]. 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 NRPER 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 NRPER, et 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 NRPER en place aux États-Unis et la deuxième, des renseignements sur l'étiquetage éconergétique et les normes de certification des produits électriques. On trouve ces bases de données à l'adresse www.cec.org/databases.[130]

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, italiques ajoutées) (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 consacré à l'ALÉNA, derrière le titre du chapitre 11 (Investissement) se cache 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, et d'empêcher les gouvernements d'obliger les compagnies à pratiquer une gestion basée sur certains paramètres opérationnels ou certains avantages économiques.

---

[129] 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, août 2001, « A North American Defintion for Green Electricity: Implications for Sustainability », ébauche présentée lors de la quatrième conférence biennale de la Canadian Society for Ecological Economics, Montréal.

[130] Une analyse de ces normes révèle qu'elles sont tout particulièrement complémentaires 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.

On protège les investisseurs en imposant des obligations aux gouvernements des pays où l'investissement est effectué (les États hôtes), qui ne peuvent 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; ou 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 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 plus[131].

Il est un autre élément qui peut influer 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 11[132]. 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.

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.

[131] 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.

[132] *S.D. Myers* c. *Canada*, op. cit.

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.

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. Le libre-échange crée de nouveaux marchés, mais aussi des marchés plus vastes, qui peuvent à leur tour avoir d'importantes répercussions sur la taille des installations de production. Il convient de noter, une fois encore, que le commerce de l'électricité en Amérique du Nord a débuté au milieu des années 1970, lorsque les acheteurs américains ont abandonné le pétrole importé au profit de l'énergie hydroélectrique canadienne, moins chère. Cette création de nouvelles possibilités d'exportations a poussé plusieurs grandes compagnies canadiennes productrices d'électricité — notamment Hydro-Québec, premier exportateur du continent — à intensifier la production d'hydroélectricité pour répondre à l'accroissement de la demande étrangère.

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'ampleur de ce déplacement des émissions et des effets environnementaux est difficile à prévoir. Toutefois, 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, source de combustible et facteur d'émissions, on estime qu'en 1999, les émissions liées à l'ensemble des exportations canadiennes équivalaient à 3,6 millions de tonnes de CO_2, 28,3 milliers de tonnes de SO_2 et 9,7 milliers de tonnes de NO_x[133].

On ne se demande pas si le libre-échange va modifier la répartition géographique des répercussions environnementales. Cette répartition change régulièrement et va continuer à changer. On se demande en fait si le libre-échange ne modifie pas également l'ampleur des répercussions.

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, peuvent influer sur la modification de la répartition géographique des effets du libre-échange. Durant les années 1990, on s'est intéressé de très près à l'incidence de la réglementation de l'environnement sur la compétitivité des entreprises. Il faut accorder plus d'attention à la mesure des coûts des normes et règlements sur l'environnement dans le secteur de l'électricité du Canada, du Mexique et des États-Unis.

[133] Ces calculs sont basés sur les exportations d'électricité du Canada en 1998_1999, ainsi que sur une analyse effectuée dans le premier document de travail relatif aux émissions des secteurs provinciaux de l'électricité.

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 %[134]. Des estimations globales indiquent que les coûts que doivent assumer les producteurs américains d'hydroélectricité pour se conformer aux lois de l'environnement équivalent à une réduction de production comprise entre 1% et 8%. Selon une estimation parallèle, le respect des plafonds d'émissions de SO_2 coûte aux industriels américains 175 $US par tonne, et entre 600 $ et 1 000 $US par tonne 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 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 influer sur les décisions d'implantation de centrales en Amérique du Nord. Dans quelle mesure le libre-échange peut-il entraîner le report de l'installation prévue de certaines centrales dans certaines régions (comme semblent l'indiquer des données récemment publiées par NEWGen), 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 tire 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 souples[135].

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 du commerce sur l'environnement 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 justifient davantage les décisions d'implantation que la réglementation environnementale; en voici quelques exemples : proximité des marchés, coût de la main-d'œuvre, coût du capital, risque-pays et infrastructure.

[134] U.S. Department of Commerce, 1996, « Pollution Abatement Costs and Expenditures: 1994 » MA2000 (94) – 1.

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

Selon les données publiées par NEWGen, des facteurs autres que les différences de réglementation jouent un rôle plus important dans les choix des sites d'implantation. Par exemple, 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 transmission interrégionaux.

On sait par contre que certaines compagnies exploitent *parfois* les différences entre règlements sur l'environnement de façon stratégique pour faire baisser leurs coûts d'exploitation. Même si le principe des « refuges pour pollueurs » est rarement 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 finalement concentrée dans ces régions-là. De la même façon, les nouvelles centrales hydroélectriques ou au charbon (au Québec ou en Alberta, respectivement) vont certainement prendre de l'expansion et exporter vers les États-Unis, tout en rejetant une moins grande quantité des principaux polluants, ou en respectant les normes environnementales applicables aux grands réservoirs.

Jusqu'à maintenant, on n'a pas recueilli assez de données à propos des effets environnementaux cumulatifs du libre-échange en Amérique du Nord. Une étude[136] a révélé qu'à court terme, la multiplication des exportations mexicaines vers les États-Unis allait entraîner une diminution des émissions de SO_2 et de NO_x, et une augmentation des émissions de CO_2.

[136] Hoyt, E.A., J.P. Moscarella et J.N. Swisher, 1998, « Environmental Implications of Increased U.S.-Mexico Electricity Trade ». *Environmental Science and Policy*, p. 99-113.

Annexe I. Exportations et importations 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
Mexico	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
	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
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 : Données sur le commerce en direct, Industrie Canada.

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/heure
HS 840212 – Chaudières à tubes d'eau - production de vapeur inférieure ou égale à 45 tonnes/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