

L'énergie dans le monde :

le passé et les avenir possibles



2007

Préparé pour

L'Association nucléaire canadienne

Site Web : www.cna.ca

Février 2008

L'énergie dans le monde : le passé et les avenir possibles

Droit d'auteur © Canadian Energy Research Institute, 2008

Canadian Energy Research Institute

#150, 3512-33rd Street N.W.

Calgary (Alberta)

Canada T2L 2A6

Téléphone : (403) 282-1231

Télécopieur : (403) 284-4181

Site Web : www.ceri.ca

TABLE DES MATIÈRES

Avant-propos	8
Les auteurs	8
Sommaire	10
Commentaires sommaires	20
1.1 Interaction de l'économie et de l'énergie	23
1.2 Leçons d'histoire	25
2 Perspectives énergétiques mondiales	28
2.1 Population mondiale et développement humain	28
2.2 Avenir de l'énergie et des filières énergétiques	30
2.2.1 Les scénarios établis par l'AIE en 2003 pour un avenir durable.....	30
2.2.2 Les scénarios de l'AIE concernant la technologie en 2006	40
3 Historique de la consommation d'énergie	44
3.1 Moteurs de la demande d'énergie.....	45
3.1.1 Croissance démographique.....	45
3.1.2 Énergie et activité économique	46
3.1.3 Intensité énergétique	50
3.2 Tendances historiques de la consommation d'énergie	51
3.2.1 Consommation de pétrole.....	52
3.2.2 Consommation de gaz naturel	54
3.2.3 Consommation d'électricité	55
3.3 Consommation d'énergie : commentaire de synthèse	56

4	Historique de l’approvisionnement en énergie	58
4.1	Sources d’approvisionnement en énergie	58
4.2	Combustibles fossiles	60
4.2.1	Pétrole brut.....	60
4.2.2	Gaz naturel.....	62
4.2.3	Charbon.....	63
4.2.4	Ratios réserves/production de combustibles fossiles	65
4.3	Énergie nucléaire.....	65
4.4	Hydroélectricité	68
4.5	Autres sources d’énergie renouvelables.....	68
4.6	Pétrole et géopolitique	69
4.7	Commerce du pétrole et du gaz.....	71
4.8	Approvisionnement en énergie de l’Amérique du Nord	73
4.9	Approvisionnement en énergie : commentaire de synthèse	76
5	Énergie et environnement	78
5.1	Approvisionnement énergétique : un nouveau regard	78
5.2	Énergie durable et économie	78
5.3	Sources d’énergie : disponibilité et impact	83
5.3.1	Combustibles fossiles	83
5.3.2	Énergie hydroélectrique (grandes et petites centrales)	84
5.3.3	Énergie nucléaire	84
5.3.4	Fission nucléaire.....	86
5.3.5	Autres options nucléaires	88
5.4	Énergie de la biomasse.....	89
5.5	Nouvelles sources d’énergie renouvelables.....	89
5.5.1	Énergie éolienne.....	89
5.5.2	Énergie solaire	90
5.5.3	Énergie géothermique.....	91
5.5.4	Énergies marines	92
5.5.5	Hydrogène.....	92
5.6	Énergies renouvelables : aperçu mondial.....	93
5.7	Projection de l’AIE à l’horizon 2025 : émissions de CO ₂	96

6	Perspectives et enjeux énergétiques en Amérique du Nord	98
6.1	Demande, prix et durabilité	99
6.1.1	Croissance de la demande et sécurité des approvisionnements.....	99
6.1.2	Niveau élevé et instabilité des prix.....	101
6.1.3	Recherche de la durabilité	103
6.2	Options nord-américaines	104
6.2.1	Perspectives de la consommation de gaz et de pétrole.....	104
6.2.2	Perspectives des ressources et des approvisionnements.....	105
6.2.3	Gaz naturel.....	108
6.2.4	Équilibre de l'offre et de la demande et commerce pétrolier	109
6.2.5	Charbon.....	111
6.2.6	Hydroélectricité.....	112
6.2.7	Énergie nucléaire	113
7	Suffira-t-il d'accroître l'efficacité énergétique pour améliorer les perspectives?	114
7.1	Investir dans l'efficacité énergétique.....	115
7.2	Électricité : efficacité énergétique et gestion de la demande	115
7.3	Contribution de l'efficacité énergétique à l'atteinte des objectifs environnementaux	116
7.3.1	Utilisation efficace de l'énergie au foyer	117
7.3.2	Utilisation efficace de l'énergie dans l'industrie	119
8	Le cas particulier de l'électricité en Amérique du Nord	122
8.1	Instabilité des prix	128
8.2	Position dominante sur le marché	129
8.3	Concurrence sans restrictions entre les détaillants.....	130
8.4	Modèle de marché standard.....	131
8.5	Autres questions.....	131
	Annexe A — Le secteur nord-américain du raffinage du pétrole (1970-2006)	132
A.1	Parts nationales du raffinage et de la consommation	132
A.2	Capacités de raffinage opérationnelles et consommation : une comparaison.....	134
A.3	Nombre de raffineries et capacité de raffinage moyenne	135
	Annexe B — Infrastructure des pipelines de gaz naturel	138
	Annexe C — Facteurs de conversion	140
	Glossaire des termes clés	142
	Bibliographie	152

Liste des figures

Figure 1.1	Une économie simple : aucune contrainte	23
Figure 1.2	Une économie simple — capacité limitée d'absorption des déchets.....	24
Figure 2.1	Population mondiale entre 1950 et 2050 (milliards).....	29
Figure 2.2	Taux de fécondité total et indice de développement humain.....	29
Figure 2.3	Trois scénarios exploratoires	33
Figure 2.4	Scénario 1	34
Figure 2.5	Scénario 2	36
Figure 2.6	Scénario 3	37
Figure 2.7	Trois scénarios exploratoires — Orientations qualitatives du changement.....	38
Figure 2.8	Principales technologies existantes et futures	40
Figure 2.9	Évolution de l'énergie nucléaire	41
Figure 2.10	Principales hypothèses des scénarios	42
Figure 3.1	Relation entre la consommation d'énergie mondiale et la population mondiale, 1971-2006.....	45
Figure 3.2	Consommation d'énergie primaire par habitant (tonnes d'équivalent pétrole)	45
Figure 3.3	Consommation d'énergie et activité économique totale aux États-Unis et au Canada, 1980-2005 (pourcentage)	46
Figure 3.4	Relation entre l'approvisionnement total en énergie primaire (ATEP) et le PIB (rajusté en fonction de la PPA)	46
Figure 3.5	Relation entre l'approvisionnement total en énergie primaire (ATEP) par habitant et le PIB par habitant (rajusté en fonction de la PPA)	47
Figure 3.6	Taux d'urbanisation par région, 2003.....	48
Figure 3.7	Consommation mondiale d'électricité par habitant, 1980-2004 (kilowattheures)	49
Figure 3.8	Nombre de véhicules et nombre d'automobiles par millier d'habitants, 1990 et 2003.....	49
Figure 3.9	Intensité énergétique dans diverses régions, 1980-2006 (milliers de Btu par \$US de PIB)	50
Figure 3.10	Consommation mondiale d'énergie primaire, 1965-2006 (millions de tonnes d'équivalent pétrole par an).....	51
Figure 3.11	Consommation régionale d'énergie primaire selon la source (pourcentage)	52
Figure 3.12	Consommation d'énergie en Amérique du Nord par utilisateur final, 1971-2004 (millions de tonnes d'équivalent pétrole par an).....	53
Figure 3.13	Consommation de pétrole par région, 1965-2006 (millions de tonnes par an)	53
Figure 3.14	Consommation de gaz naturel par région, 1965-2006 (millions de tonnes d'équivalent pétrole par an).....	54
Figure 3.15	Consommation résidentielle et commerciale de gaz aux États-Unis, 1949-2006 (milliards de pieds cubes par an)	54
Figure 3.16	Consommation régionale d'électricité, 1980-2005 (térawattheures).....	55
Figure 3.17	Sources d'énergie primaire pour la production d'électricité par région, 2005 (térawattheures)	56

Figure 4.1	Production mondiale d'énergie primaire.....	59
Figure 4.2	Réserves pétrolières régionales prouvées, fin 2006 (milliards de barils).....	60
Figure 4.3	Réserves pétrolières canadiennes et saoudiennes, fin 2006 (milliards de barils)	61
Figure 4.4	Part du marché de l'OPEP (pourcentage)	61
Figure 4.5	Production régionale et mondiale totale de pétrole, 1965-2006 (millions de barils par jour) ...	61
Figure 4.6	Réserves régionales prouvées de gaz naturel, fin 2006 (milliards de mètres cubes)	62
Figure 4.7	Production régionale de gaz naturel, 1970-2006 (milliards de mètres cubes par an).....	63
Figure 4.8	Réserves régionales prouvées de charbon, fin 2006 (milliards de tonnes)	63
Figure 4.9	Production régionale de charbon, 1981-2006 (millions de tonnes par an)	64
Figure 4.10	Production et consommation régionales de charbon, 2006 (millions de tonnes d'équivalent pétrole)	64
Figure 4.11	Ratios réserves/production de combustibles fossiles selon la région, fin 2006 (années).....	65
Figure 4.12	Consommation mondiale et régionale d'énergie nucléaire, 1965-2006 (millions de tonnes d'équivalent pétrole par an).....	65
Figure 4.13	Parts du total mondial de ressources en uranium récupérables connues par pays (pourcentage).....	66
Figure 4.14	Production d'électricité d'origine nucléaire dans le monde.....	67
Figure 4.15	Consommation régionale d'hydroélectricité, 1965-2006 (millions de tonnes d'équivalent pétrole par an).....	68
Figure 4.16	Prix du pétrole brut, 1861-2006 (dollars US par baril)	70
Figure 4.17	Principaux échanges commerciaux de pétrole, 2006 (courants d'échange mondiaux — millions de tonnes).....	71
Figure 4.18	Principaux échanges commerciaux de gaz naturel, 2006 (courants d'échange mondiaux — milliards de mètres cubes)	72
Figure 5.1	Concentrations de dioxyde de carbone dans l'atmosphère, 1860- 2005 (parties par million)	79
Figure 5.2	Émissions totales de CO ₂ selon la région, 2004-2030 (millions de tonnes).....	81
Figure 5.3	Émissions de CO ₂ selon le combustible, 2004 (millions de tonnes).....	82
Figure 5.4	Ligne de temps de l'économie de l'hydrogène.....	93
Figure 5.5	Sources d'approvisionnement en énergie primaire (11 204 Mtep) à travers le monde, 2004.....	93
Figure 5.6	Croissance annuelle de l'approvisionnement mondial en énergies renouvelables, 1990-2004 (pourcentage).....	94
Figure 5.7	Approvisionnement total en énergie primaire (ATEP) et part des énergies renouvelables (Mtep)	94
Figure 5.8	Coûts relatifs des technologies de production d'électricité (cents canadiens par kWh, prix de 2003)	95
Figure 5.9	Baisse projetée des coûts d'investissement des technologies des énergies renouvelables, 2004-2030 (pourcentage)	95
Figure 5.10	Comparaison des émissions de CO ₂ entre différents scénarios, 2003-2050	96

Figure 6.1	Consommation nord-américaine d'énergie primaire, 1991-2006 (millions de tonnes d'équivalent pétrole)	99
Figure 6.2	Consommation d'énergie primaire selon le combustible, 2006 (millions de tonnes d'équivalent pétrole)	99
Figure 6.3	Prix de référence moyen du brut de l'OPEP, janvier 2000 à septembre 2007 (moyennes mensuelles en \$US le baril).....	101
Figure 6.4	Normes établies en vertu du Protocole de Kyoto (réduction des émissions en %)	103
Figure 6.5	Approvisionnements canadiens en gaz naturel, 1990-2020	109
Figure 6.6	Importations américaines de pétrole selon les principaux pays d'origine, 2006 (millions de barils par jour)	110
Figure 6.7	Réserves mondiale de charbon, fin de 2006.....	111
Figure 6.8	Production d'énergie hydroélectrique au Canada, 2004 (TWh).....	113
Figure 7.1	Consommation totale d'énergie (primaire et autre) aux États-Unis par secteur d'utilisation finale, 2006 (pourcentage)	117
Figure 7.2	Intensité énergétique en Amérique du Nord par pays, 2004 (Btu par \$US aux prix de 2000)	119
Figure 8.1	Restructuration du secteur de l'électricité aux États-Unis, février 2003.....	124
Figure 8.2	Restructuration du secteur de l'électricité au Canada, 2003.....	125
Figure 8.3	Régions constituantes du North American Electric Reliability Council.....	126
Figure 8.4	Investissements des compagnies d'électricité américaines dans les systèmes de transport (millions de dollars aux prix de 2005)	127
Figure 8.5	Prix moyens de l'électricité consommée par le secteur résidentiel dans les grandes villes nord-américaines le 1 ^{er} avril 2006 (cents canadiens par kWh)	129
Figure A.1	Répartition des capacités de raffinage nord-américaines par pays, 1970, 2006 et moyenne sur la période 1970-2006 (pourcentage)	133
Figure A.2	Répartition de la consommation nord-américaine de produits du pétrole par pays, 1970, 2006 et moyenne sur la période 1970-2006 (pourcentage)	133
Figure A.3	Capacité des raffineries de pétrole opérationnelles et consommation totale de pétrole en Amérique du Nord, 1970-2006 (millions de barils par jour)	134
Figure A.4	Écart entre la capacité de raffinage et la consommation pour l'Amérique du Nord dans son ensemble et pour chacun des trois pays, 1970, 2006 et moyenne sur la période 1970-2006 (pourcentage; un chiffre négatif indique un excédent de capacité)	135
Figure A.5	Évolution du nombre et de la capacité moyenne des raffineries nord-américaines, 1970-2006 (milliers de barils par jour).....	135
Figure A.6	Évolution du nombre et de la capacité moyenne des raffineries américaines, 1970-2006 (milliers de barils par jour).....	136
Figure B.1	Infrastructure nord-américaine des pipelines de gaz naturel.....	139

Liste des tableaux

Tableau 3.1	Taux de croissance de la consommation mondiale d'énergie, 1860-2006	44
Tableau 4.1	Augmentation de l'approvisionnement mondial en énergie primaire, 1986-2006	60
Tableau 4.2	Augmentation de l'approvisionnement mondial en pétrole brut, 1986-2006.....	62
Tableau 4.3	Augmentation de l'approvisionnement mondial en gaz naturel, 1986-2006	63
Tableau 4.4	Augmentation de l'approvisionnement mondial en charbon, 1986-2006	64
Tableau 5.1	Émissions de GES évitées grâce à l'utilisation de l'énergie nucléaire au Canada, 1990-2004.....	86
Tableau 5.2	Disponibilité des ressources renouvelables mondiales (exajoules par an)	94
Tableau 5.3	Contribution des différentes sources d'énergie à la production d'électricité suivant le scénario de référence et les scénarios ACT et TECH Plus, 2050	97
Tableau 6.1	PIB et consommation d'énergie, 2004.....	100
Tableau 6.2	Croissance projetée du PIB et de la consommation d'énergie selon la source, 2004-2030 (taux annuels moyens)	104
Tableau C.1	Équivalence des unités : énergie thermique et énergie électrique.....	140
Tableau C.2	Équivalence des unités : pétrole brut.....	140
Tableau C.3	Conversion générale des facteurs de l'énergie	141

AVANT-PROPOS

La présente étude est la deuxième édition du rapport *L'énergie dans le monde : le passé et les avenir possibles*, dont la première édition avait été publiée en mars 2005. La structure de base de l'ouvrage n'a guère été modifiée par rapport à l'édition précédente, mais la situation de l'énergie dans le monde et les marchés ont connu beaucoup de changements depuis mars 2005.

Le prix des combustibles fossiles en général s'est fortement accru. Alors que le prix moyen du brut de référence (WTI au comptant) était de 54,19 \$US le baril en mars 2005, il a atteint 72,36 \$US en moyenne en août 2007 et dépassait 80 \$US à la mi-septembre. La production d'électricité à partir de combustibles fossiles coûte de plus en plus cher et les préoccupations relatives au réchauffement du globe et aux émissions de CO₂ mobilisent de plus en plus l'opinion publique mondiale. La conjoncture suscite un regain d'intérêt pour des sources de production d'électricité relativement plus économiques et plus propres, comme l'énergie éolienne et l'énergie nucléaire.

L'énergie a été et demeure un élément essentiel de l'évolution de l'humanité et du progrès. Pour nous assurer un avenir durable, il faut non seulement parvenir à utiliser efficacement les ressources mondiales mais aussi veiller à ne pas entraver la capacité de la biosphère à absorber les produits résiduels et les déchets résultant de nos activités. Un nouveau courant d'idées appelle à un changement radical et immédiat de notre mode de production et de consommation de l'énergie, faute de quoi nous nous dirigeons tout droit vers des conflits sociaux et économiques et des dommages environnementaux irréversibles.

La présente étude, qui regroupe les travaux de nombreux commentateurs sur l'énergie et l'environnement, dresse un historique du domaine de l'énergie et propose une façon d'envisager l'avenir. Nous nous sommes amplement inspirés de travaux antérieurs effectués par le CERI. Nous avons adapté les communications d'autres organismes, comme l'Examen annuel de l'énergie de BP,



et les travaux de l'Agence internationale de l'énergie et de l'EIA (Energy Information Administration des États-Unis). Nous avons puisé également dans le document intitulé *Évaluation énergétique mondiale*, examen conjoint du Programme des Nations Unies pour le développement, du Département des affaires économiques et sociales des Nations Unies et du Conseil mondial de l'énergie. Sans chercher à fournir des interprétations purement originales du passé ou de l'avenir probable, nous avons essayé d'exploiter l'information dont nous disposons de manière sélective dans le but d'être utile aux lecteurs dans leur réflexion sur les grands enjeux que nous abordons ici. Tout en reconnaissant la qualité des sources auxquelles nous avons puisé, nous assumons l'entière responsabilité de toute erreur, omission ou interprétation erronée dans la présente étude.

Nous tenons à remercier les membres et commanditaires du programme de recherche du CERI, sans lesquels l'étude n'aurait pas vu le jour. Nous remercions tout spécialement la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie pour son appui aux travaux antérieurs utilisés de manière sélective ici et l'Association nucléaire canadienne pour le soutien financier et moral qu'elle nous a apporté afin que nous donnions un aperçu objectif du secteur de l'énergie et de ses répercussions sur l'environnement.

Les auteurs

Les auteurs de cette nouvelle édition, qui s'inspire fortement de l'édition précédente, aimeraient tout d'abord souligner la contribution des auteurs de la première édition et les remercier. Les personnes suivantes ont contribué à la nouvelle édition.

M. Marwan Masri, président et chef de la direction du Canadian Energy Research Institute (CERI) depuis août 2007. De la fin de 2005 jusqu'en juillet 2007, il a été vice-président de la recherche au CERI. Auparavant, M. Masri avait travaillé pendant 29 ans auprès de la California Energy Commission à Sacramento, en Californie. Directeur du Programme sur l'énergie renouvelable, il était à la tête d'une équipe spéciale de consultants qui a conçu et déployé un programme de 1,9 milliard de dollars visant à permettre aux projets d'énergie renouvelable appartenant à des intérêts indépendants de faire leur entrée sur le marché concurrentiel. Mis en œuvre en 1998, ce programme est reconnu à l'échelle nationale et internationale. Au fil de sa carrière, M. Masri a occupé bien des postes : économiste principal, analyste de l'énergie, planificateur des sites d'ouvrages énergétiques, spécialiste de l'énergie solaire, spécialiste des statistiques et de l'économie de l'énergie, spécialiste des combustibles énergétiques, superviseur II de la Commission de l'énergie et directeur adjoint, Technology Systems Division (R&D.)

M. J. P. (Phil) Prince, président émérite du CERI depuis août 2007. Auparavant, il était président et chef de la direction du CERI entre avril 1999 et juillet 2007. Avant sa nomination au CERI, il siégeait à l'Alberta Energy and Utilities Board et était coprésident de l'Energy Resources Conservation Board. L'expérience de M. Prince dans le secteur énergétique couvre 25 années, où il a occupé divers postes. En 1985, il a été lauréat du Prix d'économie des minéraux Robert Elver, décerné par l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole.

M. Seyed Jazayeri, directeur principal de la recherche au CERI depuis octobre 2005. Avant sa nomination au CERI, il a été coordonnateur des modèles et des prévisions au secrétariat de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) à Vienne, en Autriche, pendant huit ans. Il était alors responsable de l'élaboration de modèles mathématiques et économétriques et participait à la prévision des indicateurs de base du marché du pétrole. Avant d'entrer au service de l'OPEP, M. Jazayeri a été membre du corps professoral et vice-doyen du Collège de la comptabilité et des finances de la Petroleum University of Technology d'Iran dans les années 1990. Pendant dix ans, M. Jazayeri a relevé du sous-ministre du pétrole de l'Iran et du président de la National Petrochemical Company (NPC) en tant que directeur général du service des affaires internationales de NPC.

M. Abbas Naini, associé de recherche principal au CERI depuis mars 2005. Avant d'entrer au CERI, il a été conseiller principal chez Telequest, directeur de la prévision des prix chez British Columbia Hydro, conseiller en énergie au Canadian Petroleum Institute, chef d'équipe à l'Alberta Energy and Utilities Board, analyste des statistiques à l'Institute of Public Affairs et professeur adjoint à l'Université de Calgary. M. Naini possède une vaste expérience au sein d'organismes publics et de réglementation ainsi que dans le secteur privé et dans le milieu universitaire. Il a été le lauréat du Prix pour réalisations exceptionnelles de Shaw Calgary et du Prix du leadership de l'Economics Society of Calgary.

M. Thorn Walden, économiste principal du CERI depuis juin 2005. Il est titulaire d'un MBA en finances et d'un baccalauréat ès sciences avec spécialisation en chimie et en mathématiques de l'Université de la Colombie-Britannique. Avant d'entrer au service du CERI, M. Walden a occupé des postes similaires auprès de l'Alberta Energy and Utilities Board. Il a également été analyste technique auprès de la société Montreal Engineering Company Limited. M. Walden possède une expérience professionnelle variée, à savoir analyse des répercussions économiques et sociales de la production et du transport de l'électricité; projets pétrochimiques et d'exploitation de mines de charbon proposés pour l'Alberta; analyse intrants-extrants de l'énergie nucléaire et des sables bitumineux; modélisation économétrique de l'économie provinciale et de l'offre et de la demande d'électricité, de gaz naturel et de charbon; ainsi que rédaction de notes pour un cours interne sur les techniques d'estimation des coûts d'un service public d'électricité.

Les auteurs de l'édition précédente étaient :

M. J. P. (Phil) Prince, ancien président et chef de la direction du CERI et président émérite du CERI depuis août 2007

M. Daniel Czamanski, ancien vice-président principal, Recherche, du CERI

M. George Eynon, vice-président du CERI, Développement commercial et relations extérieures

M. Kok-sum (Sam) Chan, économiste principal du CERI

M. Matt Ayres, ancien directeur principal du CERI

M. Bob Dunbar, ancien directeur principal du CERI

SOMMAIRE

Comme nous l'avons signalé dans l'avant-propos, nous avons préparé une vue d'ensemble annotée de diverses sources d'observations sur l'énergie, l'environnement et l'économie. Nous n'avons pas essayé d'apporter une nouvelle perspective sur les liens qui unissent ces trois secteurs. Notre propos était plutôt de réunir des points de vue qui nous paraissaient utiles, de dégager certains aspects qui nous semblaient importants et d'ouvrir le débat à un large auditoire et peut-être même à de nouveaux interlocuteurs. Il s'agit d'un survol qui, de ce fait, se prête mal à une mise en résumé.

Néanmoins, nous présentons dans les pages qui suivent un aperçu de chacun des chapitres ainsi qu'un commentaire de conclusion sur l'évolution future possible du secteur de l'énergie.

L'introduction présente l'évolution des sources d'énergie et l'influence des progrès techniques sur la contribution de l'énergie à l'activité humaine. Nous donnons ensuite une description schématique de l'activité économique où l'énergie a joué son rôle, dans un contexte libre de toute restriction liée à l'environnement. Cette conception d'un monde sans limite était monnaie courante jusqu'à tout récemment, c'est-à-dire jusqu'au moment où on a largement reconnu l'importance des problèmes liés aux déchets, à la pollution et au climat. Nous évoquons ensuite une nouvelle vision du monde, dans laquelle la capacité d'absorption des déchets n'est plus illimitée.

Dès lors, les limites qui la caractérisent commandent une évaluation à la fois théorique et axée sur la formulation de politiques, qui s'écarte de celle qui s'appliquait au monde plus simple que nous avons connu par le passé. Enfin, nous présentons certaines leçons générales émanant d'un travail de recherche bibliographique que l'on peut regrouper sous trois points :



- ▶ l'étude des tendances historiques a une certaine utilité car, à l'instar des grands paquebots, l'économie mondiale et les économies nationales ne peuvent changer de cap qu'avec lenteur et beaucoup d'efforts;
- ▶ tout projet de prospective s'avère difficile car le progrès technique comporte une source d'incertitude inévitable; et
- ▶ enfin, sur de très longues périodes, certains changements sont tout simplement imprévisibles, peu importe les aptitudes et les ressources mobilisées pour y parvenir.

Le chapitre 2, Perspectives énergétiques mondiales, présente une approche particulièrement utile pour comprendre les futurs possibles. Après avoir analysé les principales variables de base qui influenceront sur la consommation d'énergie, en mettant l'accent sur la population et l'intensité énergétique, nous résumons deux séries de scénarios les plus utiles qui aient été décrits dans les ouvrages récents consacrés à ces questions, tirés d'une étude de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) publiée en 2003, *Energy to 2050: Scenarios for a Sustainable Future*, et en 2006, *Energy Technology Perspectives 2006: Scenarios and Strategies to 2050*. Ces scénarios nous paraissent intéressants parce qu'ils décrivent de façon claire et simple les principaux facteurs inhérents à la consommation énergétique future et illustrent de façon objective

les principaux éléments d'incertitude¹. Les scénarios sont représentés au moyen de diagrammes stylisés où le progrès technique se trouve sur la coordonnée verticale et les attitudes envers le climat mondial sur la coordonnée horizontale, permettant ainsi au lecteur de comprendre facilement les répercussions des scénarios.

L'étude des tendances historiques a une certaine utilité car, à l'instar des grands paquebots, l'économie mondiale et les économies nationales ne peuvent changer de cap qu'avec lenteur et beaucoup d'efforts.



¹ La publication de 2003 de l'AIE inclut un scénario normatif ou subjectif qui décrit certaines orientations pour un avenir durable. Nous la recommandons fortement aux lecteurs intéressés, mais comme il n'est pas de notre propos d'énoncer des règles à suivre, nous ne l'avons pas incluse ici.

Le scénario qualifié de « propre, mais pas étincelant », par exemple, met l'accent sur la mobilisation des ressources d'aujourd'hui en vue de réduire les émissions indésirables dans l'atmosphère. Cette stratégie amoindrit la probabilité que l'effet de serre puisse avoir des répercussions négatives sur le climat à l'avenir, mais elle a également pour effet d'amputer les ressources consacrées à la recherche et donc d'entraver le progrès technique, qui est peut-être le moyen le plus efficace de réduire la quantité totale des émissions sur de longues périodes. Selon ce scénario, qui privilégie la propreté de l'air aujourd'hui au détriment de la recherche technologique, la planète pourrait, à terme, se trouver dans une situation plus grave. Une autre approche, le scénario dit « dynamique, mais négligent », privilégie la technologie, en se préoccupant peu de l'environnement planétaire. Cette approche pourrait toutefois nous amener à un point de non-retour, condamnant ainsi les générations futures à un environnement dégradé ou à pis encore. Bien que ces théories s'accompagnent d'une grande incertitude, la formule des scénarios permet à un auditoire plus vaste de comprendre non seulement les incertitudes mais aussi les compromis implicites à envisager selon les diverses approches du problème. Ce qu'il faut retenir du débat, c'est le lien entre la technologie et le souci de l'environnement et l'idée que le développement durable pourrait exiger que les deux fassent l'objet de toute l'attention voulue.

Le chapitre 3, Historique de la consommation d'énergie, décrit le rôle de l'énergie au fil du temps, examinant à la fois les tendances de la consommation et les facteurs qui les engendrent. À l'échelle planétaire, les principales forces d'impulsion ont été la croissance démographique et économique et l'intensité énergétique². Ces notions sont analysées en détail. Par le passé, la consommation d'énergie progressait de façon logique au même rythme que la population et l'activité économique. L'intensité énergétique a diminué au fil du temps dans les pays industrialisés, à mesure que l'efficacité énergétique s'accroissait et que l'activité économique se tournait vers les services. Une tendance

similaire commence à se faire jour dans les pays en développement qui voient leur économie progresser. À l'heure actuelle, c'est en Europe centrale et orientale qu'on peut observer les plus hauts niveaux d'intensité énergétique, ce qui résulte vraisemblablement de l'organisation sociale et politique dans cette région de même que d'un régime de tarification qui n'est pas assujéti aux lois du marché.

À l'échelle planétaire, les principales forces d'impulsion ont été la croissance démographique et économique et l'intensité énergétique.

À l'échelle mondiale, la consommation d'énergie s'est accrue dans le passé et continuera de s'accroître à l'avenir afin de soutenir des populations de plus en plus nombreuses et une activité économique croissante. Il est possible que l'augmentation de l'efficacité en vienne à ralentir la croissance de la demande énergétique, mais elle ne l'arrêtera pas. En effet, les besoins des économies en développement sont tels que la croissance globale de la consommation totale d'énergie se poursuivra, mais les tendances de la consommation varieront selon les sources d'énergie. Dans l'ensemble, les combustibles fossiles resteront la principale source d'énergie primaire, comme on le verra dans le chapitre suivant, mais vu l'importance grandissante de l'électricité dans l'activité économique et la montée des préoccupations environnementales, d'autres sources pourraient être envisagées. En particulier, les sources qui ne produisent pas d'émissions, telles l'énergie éolienne et l'énergie solaire, gagneront du terrain. Avec le temps, l'énergie nucléaire, dont le volume des rejets dans l'atmosphère est également négligeable, sera probablement mieux acceptée. Les problèmes que suscite cette forme d'énergie dans la conscience populaire peuvent être surmontés, et les avantages qu'elle présente du point de vue de l'environnement semblent croître en importance. Le chapitre sur la consommation se termine par un commentaire sur l'avenir possible, évoqué ci-dessous.

² L'intensité énergétique est la mesure globale de l'efficacité définie comme étant la quantité d'énergie requise pour produire un dollar d'activité économique.



De façon générale, on ne recherche pas l'énergie pour elle-même, mais plutôt pour les services qu'elle fournit, c'est-à-dire le chauffage, le refroidissement, l'électricité et l'éclairage — tout un ensemble de choses qui nous facilitent l'existence. Cela signifie que le portefeuille énergétique qui se dégagera éventuellement ne dépendra qu'en partie de la forme que prendra cette énergie. Les besoins du secteur des transports continueront d'alimenter la demande en pétrole au moins jusqu'au milieu du siècle actuel, car il est peu probable

que des sources de rechange seront disponibles en quantité suffisante d'ici là. L'importance du gaz naturel s'accroîtra en raison de la demande de sources d'énergie produisant moins d'émissions et parce que le gaz est un combustible plus propre. Cette caractéristique pourrait également stimuler l'intérêt pour le nucléaire, notamment à mesure que sera diffusée l'information sur les risques et les coûts réels de cette source. Les sources d'énergie renouvelables sont également attrayantes, mais la réticence à payer la prime rattachée à leur mise

en valeur a constitué un obstacle par le passé. C'est donc l'importance relative que les consommateurs attachent respectivement aux services tirés de l'énergie et à ceux que procure l'environnement qui, dans une certaine mesure, déterminera leurs choix quant à la composition souhaitable du portefeuille énergétique de demain.

Le chapitre 4, Historique de l'approvisionnement en énergie, décrit l'évolution des sources d'énergie. Autrefois, c'est la biomasse, notamment le bois et d'autres formes de végétation combustible, qui était la principale source d'énergie. Grâce aux progrès techniques, le charbon est ensuite passé au premier rang, puis a été remplacé plus tard par le pétrole. Aujourd'hui, le gaz naturel

est la source d'énergie qui croît le plus rapidement. L'électricité étant devenue une partie intégrante de la vie moderne, l'énergie hydraulique et l'énergie nucléaire ont gagné du terrain, mais elles représentent un pourcentage relativement faible de l'offre globale. Si l'on se tourne vers l'avenir, il est évident, comme le montre le chapitre 4, que nous ne sommes pas aux prises avec des contraintes imminentes sur l'offre mondiale. Les ressources en hydrocarbures sont suffisantes pour assurer les approvisionnements jusqu'en 2050 (et beaucoup plus longtemps dans le cas du charbon). Le pétrole brut continuera d'occuper le haut du pavé dans les transports, mais cédera lentement la place au gaz naturel dans d'autres applications, en raison des émissions moindres de ce combustible. Même s'il est très polluant, en raison de son prix



relatif, le charbon conservera sa position et son utilisation augmentera lorsque les problèmes environnementaux auront été réglés. Les problèmes associés aux combustibles fossiles n'ont pas directement trait à l'importance des réserves, mais plutôt à leur emplacement. Les ressources ne sont pas situées là où on en a besoin. Les questions de transport et de sécurité prendront donc davantage d'importance dans la première partie du siècle. Les problèmes liés au transport du pétrole sont bien connus et ont été pris en charge, mais le gaz naturel deviendra lui aussi, inévitablement, un produit vendu d'un bout à l'autre de la planète, ce qui nécessitera une énorme flotte de navires-citernes et des installations portuaires spécialisées pour la manutention du gaz naturel liquéfié (GNL).

Les énormes capitaux destinés à mettre en valeur et à exploiter l'énergie sont comme un paquebot sur une mer calme : il leur faut du temps et des efforts pour changer de cap.

Au cours des premières années du XXI^e siècle, le choix du site de ces installations pourrait entraver fortement l'essor du commerce. On observera un regain d'intérêt à l'égard de l'hydroélectricité et de l'énergie nucléaire, à mesure que l'information aura fait son chemin et que l'urgence environnementale deviendra indéniable. Ces deux formes d'énergie présentent des avantages similaires sur le plan environnemental mais elles ont parfois mauvaise presse pour des raisons relatives aux coûts, à la sûreté et à d'autres répercussions sur l'environnement. Les sources d'énergie renouvelables, comme l'énergie éolienne, solaire, géothermique et les énergies marines, se tailleront graduellement une place, à moins d'une percée technologique importante, car les énormes capitaux destinés à mettre en valeur et à exploiter l'énergie sont comme un paquebot sur une mer calme : il leur faut du temps et des efforts pour changer de cap. On assiste peu à peu à une prise de

conscience de l'importance accrue qu'il faut accorder à la protection de l'environnement dans le choix du portefeuille énergétique le plus souhaitable, ce qui montre bien l'intérêt d'innovations technologiques pertinentes qui permettront d'utiliser efficacement les sources d'énergie actuelles et de trouver de nouvelles sources répondant aux besoins de la population et de l'environnement.

Le chapitre 5, Énergie et environnement, s'attache aux divers aspects de la durabilité. Du point de vue de l'offre, on s'intéresse ici aux ressources qui restent encore inexploitées et à leur durabilité probable. Comme la consommation d'énergie engendre des déchets, un autre aspect de la durabilité consiste à déterminer pendant combien de temps la biosphère pourra continuer de se protéger efficacement contre les déchets ainsi produits. Nous nous penchons en premier lieu sur la question de l'approvisionnement, passant d'abord en revue les combustibles fossiles de base, c'est-à-dire le pétrole, le gaz naturel et le charbon. Les réserves des deux premiers, en particulier, sont de toute évidence assez abondantes pour répondre à nos besoins au cours de la première moitié du siècle actuel, et même vraisemblablement bien au-delà, jusqu'au siècle suivant³. L'exploitation de ces ressources deviendra naturellement de plus en plus onéreuse et probablement non exempte de tensions géopolitiques; mais pour notre propos, la sécurité relative des approvisionnements au cours de notre siècle est suffisante pour qu'on mette la question de côté. À mesure que s'accroîtront les pressions sur les combustibles fossiles et que les prix monteront inexorablement, d'autres sources d'énergie deviendront plus attrayantes, notamment les petites et grandes centrales hydroélectriques, la fission et la fusion nucléaires, l'énergie de la biomasse, l'énergie éolienne, solaire, géothermique, les énergies marines et l'énergie tirée de l'hydrogène. La question des déchets concerne les solides, les liquides et les gaz qui découlent de la production d'énergie. Certaines émissions gazeuses peuvent également avoir des effets toxiques sur les humains; dans bon nombre de pays, ces polluants atmosphériques dangereux font l'objet de contrôles

³ Les réserves de charbon pourraient durer encore beaucoup plus longtemps compte tenu de leur importance et de leur répartition relativement équilibrée à travers le monde.

directs. Toutefois, à long terme, l'aptitude de l'atmosphère à absorber les émissions sans provoquer des répercussions nocives sur l'environnement suscite de graves inquiétudes. On s'est donc penché sur les gaz à effet de serre et sur leur impact.

Par ordre d'importance, les gaz à effet de serre comprennent la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane et l'oxyde nitreux, ainsi que de nombreux autres gaz de moindre volume. La contribution anthropique aux gaz à effet de serre se fait principalement par l'entremise de la combustion et des émissions de dioxyde de carbone connexes⁴.

La contribution anthropique aux gaz à effet de serre se fait principalement par l'entremise de la combustion et des émissions de dioxyde de carbone connexes.

La notion d'effet de serre repose sur le principe selon lequel certains gaz présents dans l'atmosphère produisent un effet de couverture thermique qui maintient la température à un niveau plus élevé qu'elle ne serait autrement. Cette couverture thermique a permis à la vie de se développer sur la Terre, mais si l'effet de réchauffement continue de s'accroître, le climat terrestre pourrait se mettre à évoluer dans des directions imprévisibles. Cela pourrait susciter des améliorations dans certaines régions du globe, mais créer des effets défavorables ailleurs. Dans l'ensemble, on s'attend à ce que les répercussions de ce phénomène à travers le monde soient défavorables. On s'est donc attaché à mesurer la concentration de dioxyde de carbone dans l'atmosphère sur de longues périodes. Les études montrent que cette concentration s'est accrue de près de 30 % en 150 ans. Le dioxyde est éliminé en partie du fait qu'il se disperse dans divers puits, notamment les océans, les forêts et les sols, mais ce cycle met environ un siècle à parvenir à son

terme. Le réchauffement planétaire reste donc un objet de préoccupation. Pour ce qui est de la répartition régionale, le niveau des émissions en Afrique et en Amérique centrale et du Sud était beaucoup moins élevé qu'ailleurs en 2004. Pour ce qui est de la répartition entre les combustibles, le charbon et le pétrole sont chacun à l'origine d'environ 40 % des émissions totales, tandis que le gaz naturel y contribue dans une proportion de 20 %.

Le double problème auquel nous sommes confrontés, à savoir la diminution des réserves de combustibles fossiles, d'une part, et les gaz à effet de serre, d'autre part, nous amène naturellement à envisager d'autres formes d'énergie. Si la mise en place de grandes centrales hydroélectriques offre des possibilités considérables dans certaines régions du globe, ailleurs, le nombre de sites exploitables est limité. L'impact considérable des grands ouvrages de ce genre sur l'environnement local suscite par ailleurs des résistances, malgré les niveaux d'émissions très faibles qu'ils engendrent (qui ne sont toutefois pas nuls, car la plupart de ces ouvrages provoquent la dégradation de matières végétales). Les microcentrales hydrauliques au fil de l'eau ont un impact moindre et produisent un niveau d'émissions négligeable; le potentiel de mise en valeur de cette source dans de nombreuses régions du monde est élevé. Le recours à la fission nucléaire pour la production d'énergie est en suspens depuis plusieurs années en raison des craintes liées à la sûreté des centrales, au traitement des déchets, à la prolifération et aux coûts élevés. Ces craintes sont en partie attribuables à une méconnaissance de la question, mais il faudra néanmoins y répondre. Le fait que les déchets nucléaires demeurent actifs très longtemps a pour effet d'exacerber les craintes. Cependant, vu l'importance grandissante accordée au réchauffement planétaire, à mesure que l'on apportera des réponses aux interrogations du public, la solution nucléaire deviendra plus acceptable. La biomasse ne représente à l'heure actuelle que 10 % de l'approvisionnement mondial, mais sa part atteint 22 % dans les pays en développement et jusqu'à

⁴ Toutefois, il y a un effet secondaire également, puisque le réchauffement de l'atmosphère accroît l'évaporation, ce qui augmente encore la quantité de vapeur d'eau, qui est le gaz à effet de serre le plus important.

49 % en Afrique. Même si l'utilisation de la biomasse sans remplacement engendre des gaz à effet de serre, il existe des moyens de l'utiliser plus efficacement, et comme la biomasse est une source d'énergie renouvelable, elle demeure importante.

L'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie géothermique et les énergies de la mer forment ce que l'on appelle souvent les « nouvelles » sources d'énergie renouvelables. Ensemble, elles représentent près de 1 % de l'approvisionnement total en énergie primaire.



L'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie géothermique et les énergies de la mer forment ce que l'on appelle souvent les « nouvelles » sources d'énergie renouvelables. Ensemble, elles représentent près de 1 % de l'approvisionnement total en énergie primaire; toutefois, certaines d'entre elles ont connu une forte croissance au cours des 20 dernières années. Diverses applications de chacune de ces sources en grande partie exemptes d'émissions en sont à différents stades de développement ou de commercialisation à travers le monde. C'est l'énergie éolienne qui croît le plus rapidement, notamment en Europe occidentale, mais aussi dans d'autres régions du monde. Toutes ces sources continuent de faire l'objet de travaux de recherche-développement et ont un avenir prometteur. Toutefois, en raison du rôle très limité qu'elles jouent à l'heure actuelle, elles n'ont qu'une influence minimale sur le marché global de l'énergie, et il faudra probablement encore plusieurs décennies avant qu'elles ne deviennent un élément majeur de l'offre d'énergie, comparativement aux combustibles fossiles.

Les perspectives touchant l'énergie tirée de l'hydrogène sont encore plus lointaines, mais cet élément pourrait également présenter un grand intérêt si on en venait à mettre au point la technologie et l'infrastructure nécessaires. On trouve de l'hydrogène en abondance partout à la surface de la Terre, et sa combustion ne produit aucune émission nocive, seulement de l'eau et de la chaleur. Actuellement, les coûts de production sont excessifs et même si on réussit à surmonter cet obstacle, il faudra encore mettre en place un vaste système de distribution. De nombreux pays participent à la recherche, mais il faudra sans doute plusieurs décennies, sinon davantage, avant qu'une application commerciale étendue puisse mener à l'économie de l'hydrogène.

Bref, les énergies nouvelles renouvelables deviennent de plus en plus populaires en raison des inquiétudes au sujet du réchauffement du globe, qui ont mené à la ratification du Protocole de Kyoto. Ces sources pourraient bien répondre aux besoins énergétiques à long terme tout en contribuant à réduire l'impact de la consommation d'énergie sur les conditions climatiques. S'il est vrai que le progrès scientifique et technologique dépend souvent de circonstances fortuites, il semble néanmoins peu probable que des percées soudaines se produisent avant la fin de la seconde moitié du siècle ou même avant le XXII^e siècle.

Le chapitre 6, Perspectives et enjeux énergétiques en Amérique du Nord,

passé en revue les problèmes régionaux liés à l'énergie qui ont vu le jour en Amérique du Nord ces dernières années. Mentionnons entre autres la croissance inévitable de la demande énergétique conjuguée au plafonnement probable et à la diminution éventuelle des réserves conventionnelles de combustibles fossiles. Les pressions à la hausse qui s'exerceront sur les prix de l'énergie se répercuteront sur l'activité économique dans son ensemble. À long terme, il faut instaurer un système d'énergie durable prenant en compte à la fois le problème de l'approvisionnement et celui des effets sur le climat.

Ce chapitre rend compte des préoccupations concernant les combustibles pour chacun des trois pays nord-américains : le Canada, les États-Unis et le Mexique. Bien que chaque pays ait ses propres tendances en matière de consommation d'énergie, tous trois sont aux prises avec le même problème, à savoir s'assurer un avenir énergétique durable. La croissance de la demande et le ralentissement de l'offre ont entraîné des hausses des prix qui se sont répercutées sur l'économie de chaque pays. Le marché du pétrole se détermine à l'échelle mondiale, et les prix en Amérique du Nord suivent les cours mondiaux. Le marché du gaz naturel, en revanche, demeure régional, différents prix étant fixés à divers endroits du continent américain, de sorte qu'un équilibre approximatif se dégage dans le temps⁵. On continue par ailleurs de tirer parti des leçons apprises par le passé quant à l'inutilité des interventions directes sur les marchés pour tenter d'infléchir les prix.

***... la croissance inévitable
de la demande énergétique conjuguée
au plafonnement probable
et à la diminution éventuelle
des réserves conventionnelles
de combustibles fossiles.***

Les principaux problèmes au Canada et aux États-Unis ont trait au maintien de l'offre de combustibles fossiles et à la mise en place des infrastructures nécessaires pour en assurer la livraison aux clients à partir des sites de production. Le Mexique tient également à ce que ses ressources soient exploitées par des intérêts locaux, même si cet objectif entre parfois en contradiction avec le désir d'en assurer l'exploitation rapidement et de manière efficace. C'est au Canada qu'on a aménagé les plus grands ouvrages hydroélectriques, mais le nombre de sites disponibles pour une expansion est limité. Les États-Unis exploitent davantage le charbon, ce qui n'est pas sans conséquence pour l'environnement. Quant à l'énergie nucléaire, dans les trois pays, elle semble en voie d'être plus largement acceptée. Au Canada, elle représentait environ 15 % de la production d'électricité en 2005. Les chiffres pour les États-Unis et le Mexique sont proches de 19 % et moins de 5 % respectivement. Le Canada est également le plus grand producteur mondial d'uranium, avec près de 30 % de la production mondiale totale.

Le chapitre 7, Suffira-t-il d'accroître l'efficacité énergétique pour améliorer les perspectives?, porte sur les deux grands moyens mis en œuvre pour réduire la consommation d'énergie, bien que la plupart des gens les regroupent habituellement sous un seul concept, celui de la conservation. Il s'agit d'abord de consommer moins d'énergie et ensuite de consommer l'énergie plus efficacement. Bien que ces approches se distinguent nettement, nous les examinons ensemble dans cette brève analyse.

Le moyen le plus simple de réduire la consommation d'énergie relève de décisions personnelles : marcher ou rouler à vélo au lieu de prendre sa voiture, porter un chandail au lieu de remonter le thermostat, etc. Ces décisions peuvent être plus faciles à prendre si, par exemple, on conçoit des quartiers de façon à encourager la marche. Toutefois, pour que ce genre de décisions ait un effet appréciable sur la consommation globale, il suppose une mobilisation de la population, que la société occidentale ne semble pas encore avoir opérée.

⁵ Cette situation change puisque le GNL commence à être vendu à plus grande échelle.

Pour accroître le rendement énergétique, il faut également avoir l'adhésion du public. Les ampoules plus éconergétiques sont en vente depuis de nombreuses années, mais leur usage ne s'est pas généralisé. De nombreux investissements judicieux sur le plan économique n'offrent pas un rendement assez rapide pour la plupart des consommateurs, même si ce rendement est attrayant. Par exemple, il faut environ cinq ans pour récupérer la dépense additionnelle occasionnée par l'achat d'un appareil de chauffage à rendement élevé, après quoi les économies seront continues. Néanmoins, de nombreux consommateurs ne sont pas disposés à effectuer l'investissement nécessaire.

Dans les secteurs résidentiel et commercial, le succès dépend habituellement de programmes d'information et de subventions bien ciblées, visant par exemple les matériaux isolants.

La situation se complique en raison de la restructuration du secteur de l'électricité. Auparavant, nombre de services publics avaient mené avec succès des programmes de gestion axée sur la demande qui incitaient les gens à consommer l'électricité pendant les heures creuses. Non seulement cela permettait-il de réduire les coûts d'exploitation dans certains cas, mais aussi de reporter à plus tard le besoin d'effectuer de nouveaux investissements. Il est toutefois difficile de mesurer ces effets, et on considère que la démarche a eu des résultats mitigés. Depuis la restructuration de l'industrie, aucune compagnie n'offre d'incitation pour essayer de réduire ou modifier les habitudes de consommation. Néanmoins, le système de tarification offre une incitation que l'on pourrait faire entrer en jeu. Mais jusqu'à présent, son effet a été entravé par le fait que les consommateurs, tout au moins dans les secteurs résidentiel et commercial, ne sont pas conscients de la tarification en temps réel, de sorte qu'on ne peut s'attendre à ce qu'ils modifient leur comportement en réaction à l'évolution des prix, comme c'est souvent le cas dans la plupart des marchés. Cette contrainte a donné lieu à d'autres expériences liées à la tarification,



et certaines ont eu un certain succès. Les résultats de cette approche pourraient s'avérer importants. On estime en effet qu'on pourrait réduire de 40 % la croissance de la demande aux heures de pointe grâce à des améliorations de l'efficacité énergétique.

Les moyens à mettre en œuvre pour y parvenir diffèrent selon le secteur (résidentiel, commercial et industriel). Dans les secteurs résidentiel et commercial, le succès dépend habituellement de programmes d'information et de subventions bien ciblées, visant par exemple les matériaux isolants. À cela s'ajoutent des initiatives telles que l'attribution d'une cote d'efficacité énergétique aux appareils électroménagers. Il est un peu plus facile de réaliser des progrès dans le secteur industriel, en partie parce que les acteurs sont à la fois plus gros et moins nombreux. On peut mettre au point des programmes s'adressant à certains secteurs et leur imposer l'obligation de s'y conformer, sans compter que l'on peut avoir recours à la tarification différenciée dans le temps, qui incite les usines à adopter un comportement rationnel et à économiser l'énergie tout en réduisant leurs coûts.

Dans certains secteurs, comme le transport, il existe de grandes possibilités d'amélioration grâce à l'adoption de nouvelles technologies au niveau de la fabrication; à mesure qu'elles se généraliseront sur le marché, elles deviendront moins coûteuses, ce qui pourrait mener à un cycle vertueux d'améliorations.

Le chapitre 8, Le cas particulier de l'électricité en Amérique du Nord, présente une brève analyse du marché de l'électricité en pleine évolution en Amérique du Nord. Nous avons inclus ce chapitre principalement pour signaler aux lecteurs que les efforts en vue de restructurer cette industrie essentielle sont à la fois la cause de nombreux problèmes actuels et la source de développements positifs futurs. Étant donné que certains segments de ce marché sont des monopoles naturels, la restructuration a porté principalement sur la production et sur les choix offerts aux consommateurs. Toutefois, comme certains segments du marché restent assujettis aux contrôles réglementaires, le marché de l'électricité est plus complexe que d'autres, et les consommateurs ont parfois de la difficulté à comprendre comment prendre des décisions à leur avantage. Tant que les marchés n'auront pas établi les structures propres à permettre la tarification en temps réel pour influencer les décisions des consommateurs, il est peu probable que le succès de la restructuration soit inconditionnel. En d'autres termes, des problèmes comme la position dominante sur le marché, la fiabilité et l'instabilité des prix ne seront résolus que si l'on met en place un modèle de marché acceptable. C'est la condition sine qua non pour que l'on puisse contribuer à l'efficacité éconergétique de façon significative.

Notre survol se termine par trois courtes annexes, un glossaire et une bibliographie. Les annexes renferment de brèves observations sur 1) le secteur du raffinage du pétrole en Amérique du Nord, 2) l'infrastructure de gazoducs et 3) les facteurs de conversion. Elles visent principalement à montrer que notre examen est loin de refléter toute la complexité de la question. Nous espérons que le lecteur trouvera utile la bibliographie, qui ne se limite pas à ce qui a été mentionné dans le texte et porte sur d'autres ouvrages très intéressants qui ont retenu notre attention au cours des dernières années.

Commentaires sommaires

L'énergie fait partie intégrante de l'activité économique et est essentielle à l'amélioration du niveau de vie de la population sur notre planète Terre. Tout au long de l'histoire, les sources d'énergie ont été adaptées aux besoins de la société, en fonction du niveau de développement technique de l'époque. On a pris conscience depuis peu que l'utilisation de l'énergie engendrait des sous-produits qui peuvent avoir des effets indésirables sur l'environnement, en particulier le climat de la planète, et qui pourraient même mettre en péril l'existence humaine.

Du point de vue géopolitique, les ressources énergétiques ont modifié les rapports de richesse entre les nations et ont fourni un instrument de développement qui a aidé de nombreux pays à améliorer leur économie. À l'heure actuelle, les combustibles fossiles fournissent la majeure partie de l'énergie primaire consommée à travers le monde. Cette source présente toutefois des problèmes en ce qui concerne les émissions et les effets délétères possibles sur le climat terrestre. En outre, ces ressources ne sont pas illimitées et certaines semblent être à la veille de leur déclin.

Cette situation nous oblige à envisager d'autres sources d'énergie qui pourraient être mises en valeur au profit des générations futures. S'il est vrai que les nouvelles énergies renouvelables n'occupent pas une place très importante à l'heure actuelle, les avantages qu'elles procurent portent à croire qu'elles pourraient devenir un élément central de l'offre énergétique plus tard au cours du siècle ou au début du siècle prochain. L'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie de la mer et l'énergie géothermique n'ont guère d'effet sur le climat et sont appelées à occuper le haut du pavé. L'énergie nucléaire semble être sur le point d'atteindre un niveau d'acceptation qu'elle n'a pas connu depuis longtemps et pourrait même être la clé de la transition vers l'économie de l'hydrogène, une source prometteuse d'énergie durable qui n'a pas d'impact sur l'environnement.

L'énergie nucléaire semble être sur le point d'atteindre un niveau d'acceptation qu'elle n'a pas connu depuis longtemps et pourrait même être la clé de la transition vers l'économie de l'hydrogène, une source prometteuse d'énergie durable qui n'a pas d'impact sur l'environnement.

Le chemin qui conduira vers les réalités de demain déterminera la qualité du patrimoine que nous léguerons aux générations futures. Nous sommes convaincus qu'un engagement suffisant — et autrement dit plus grand — envers la recherche, les sciences, la technologie et la formulation de politiques sera nécessaire pour trouver le chemin le plus approprié.



1 INTRODUCTION



La présente étude porte sur la consommation d'énergie par l'être humain pour améliorer sa qualité de vie. Cette courte phrase d'introduction donne à penser qu'un ouvrage colossal nous attend puisque l'énergie a été au centre de l'existence et du développement de l'homme depuis la préhistoire jusqu'à nos jours, mais nous avons été sélectifs dans notre étude afin que les profanes puissent comprendre l'évolution de la production et de la consommation d'énergie. Nous avons également cherché à éclairer à la fois les enjeux qui conditionneront l'utilisation collective future de l'énergie et les complexités qui empêchent d'en prédire exactement les conséquences.

Le film à grand déploiement *2001 : Odyssée de l'espace* commence par une scène impressionnante qui montre comment l'être humain se différencie de l'animal, par la compréhension des outils — utilisation des massues comme arme et conquête du feu. Pendant une grande partie de l'histoire, les progrès techniques et les sources d'énergie qui les ont rendus possibles ont contribué au développement économique. Les changements techniques et l'énergie disponible ont également réorienté le développement. Mentionnons par exemple l'industrie métallurgique autrefois prospère en Angleterre, au XVI^e siècle. La pénurie de bois a fini par limiter sa capacité de fabriquer du charbon de bois, contraignant à terme l'industrie à quitter l'Angleterre, pour s'implanter d'abord en Irlande, puis en Écosse, afin d'avoir accès aux importantes réserves de bois de ces régions⁶.

Pendant une grande partie de l'histoire, les progrès techniques et les sources d'énergie qui les ont rendus possibles ont contribué au développement économique.

Plus tard, au XIX^e siècle, le charbon de bois a cédé la place au charbon, et au XX^e siècle, le pétrole a remplacé le charbon dans de nombreuses applications. De nos jours, le pétrole est concurrencé par le gaz naturel. D'aucuns espèrent et croient que les sources d'énergie renouvelables remplaceront bientôt dans une grande proportion les combustibles fossiles, mais la plupart

⁶ Auke Koopmans, « Trends in Energy Use », exposé présenté à l'Expert Consultation on Wood Energy, Climate and Health, Phuket, Thaïlande, octobre 1999.

savent pertinemment que cela nécessiterait d'importants incitatifs politiques sous forme de subventions. L'avenir énergétique à long terme pourrait bien reposer sur l'hydrogène, potentiellement propre mais dont la production requiert actuellement plus d'énergie qu'elle n'en produit. Et bon nombre pensent que la fusion nucléaire, une technologie sûre, propre et sans limite, finira par contribuer dans une large mesure à l'approvisionnement énergétique, même si le secret pour y arriver pourrait bien ne pas être découvert avant plusieurs dizaines d'années ou plus.

Si l'on se penche sur ces changements, il est possible d'en discerner les origines et les incidences. Mais prédire l'avenir est une autre affaire. On reconnaît maintenant que la prospective est une activité parfois nécessaire, mais toujours difficile, et qu'elle est surtout utile pour discuter des possibilités. Notre étude examine le passé et adapte certains scénarios simples pour présenter les avenir possibles.

1.1 Interaction de l'économie et de l'énergie

D'un point de vue économique, l'énergie est l'un des nombreux facteurs nécessaires à la production de biens et de services. La main-d'œuvre, les matières premières et les machines utilisées pour la production constituent d'autres facteurs de production. Les progrès technologiques ont joué un rôle important en nous permettant d'utiliser l'énergie plus efficacement pour obtenir ce que nous voulons. L'accès à l'énergie est vital pour permettre à la technologie de jouer son rôle. Le cercle est en fait très convivial. Dans les sociétés primitives, les bœufs tiraient des instruments aratoires rudimentaires pour faciliter l'agriculture. Aujourd'hui, une seule personne, assise dans la cabine d'un tracteur moderne, climatisée, où elle peut écouter la musique de son lecteur de CD, peut faire avec une efficacité croissante le travail de centaines de bœufs et de paysans.

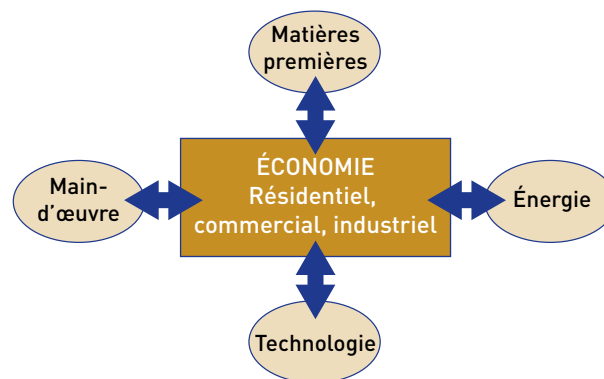
Cependant, le monde n'est pas formé d'une seule communauté homogène où chacun tirerait profit de ces progrès. Certes, les habitants des pays industrialisés ont accès aux fruits des avancées scientifiques et

organisationnelles⁷. Mais il existe encore aujourd'hui de nombreux pays en développement qui, pour diverses raisons, n'ont pas connu l'évolution technologique du monde industrialisé et qui ne bénéficient pas encore de cette manne. Dans ces pays, l'accès à l'énergie est souvent limité. Ainsi, environ 2 milliards de personnes, un tiers de la population mondiale, n'ont pas accès à l'électricité dans leur foyer. Bien que les changements soient lents mais continus, l'un des défis du monde moderne consiste à trouver une façon d'améliorer la vie de ces laissés pour compte. Quant aux habitants des pays industrialisés, que le sort a favorisé, ils ont eu accès à des sources d'énergie qui ont grandement facilité leur travail et en ont changé la nature. Leur vie est plus facile, plus longue et plus confortable.

L'analyse qui précède fait abstraction des complexités des relations en cause dans une même région ou un même pays, à plus forte raison dans le monde. Le diagramme de la figure 1.1. présente schématiquement les grandes interactions, sans en donner les détails.

La description des secteurs de l'économie et l'établissement de liens entre eux, même dans un modèle d'activité économique extrêmement schématisé, requièrent littéralement des milliers d'équations, qui définissent des rapports qui doivent régulièrement être estimés au moyen d'approximations économétriques. Il est presque impossible de tenir compte de l'évolution

Figure 1.1
Une économie simple : aucune contrainte



⁷ Naturellement, dans les pays industrialisés, tout le monde n'a pas le même niveau d'accès; certains sont plus riches que d'autres et profitent plus des avantages de la vie moderne.



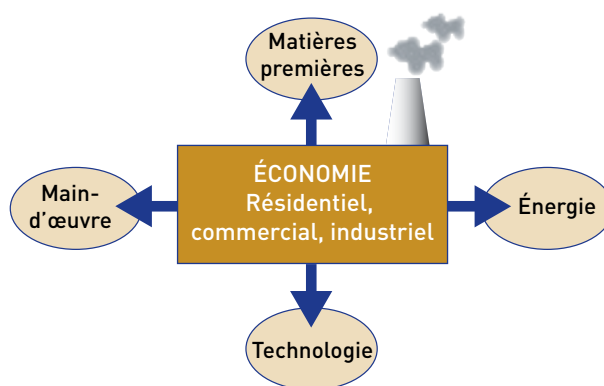
technologique et d'autres gains de rendement. Néanmoins, nous utilisons des modèles de ce genre pour la description rigoureuse et l'attention qu'ils requièrent de notre part et parce que des calculs simplifiés ne permettent simplement pas de rendre compte de nombreux problèmes. C'est pourquoi les modélisateurs exécutent leurs équations, qui englobent pour la plupart des décisions, afin de donner une idée des scénarios futurs possibles. Ils les réexécutent ensuite, en changeant des éléments critiques, afin d'obtenir d'autres résultats. Ce processus est extrêmement utile, si les résultats sont interprétés avec le soin voulu.

***La Terre ne peut s'adapter indéfiniment
aux conséquences de l'activité humaine
toujours croissante.***

Malheureusement, une issue inévitable, l'accumulation de déchets, vient compliquer le tableau global. Au cours de l'histoire, la Terre et son environnement ont tous été à l'origine de bienfaits : sols fertiles, ressources énergétiques, eau et air, et ils ont été le réceptacle des déchets résiduels — solides et gazeux — de l'activité humaine. Le tableau simplifié présenté ci-dessus doit donc ajouter un autre élément — la capacité de l'environnement à absorber les résidus de l'activité humaine sous forme de déchets solides, liquides et gazeux.

La Terre ne peut s'adapter indéfiniment aux conséquences de l'activité humaine toujours croissante. La figure 1.2 illustre une économie simple qui a des

Figure 1.2
Une économie simple — capacité limitée d'absorption des déchets



limites quant à ce qu'elle peut absorber des activités qu'elle engendre. La cheminée industrielle représente toutes les sources de déchets solides, liquides et gazeux qui sont des sous-produits de l'économie moderne. Pendant presque toute l'histoire de l'humanité, ces limites étaient pratiquement inexistantes, car l'activité était modeste par rapport à la capacité de la biosphère. Aujourd'hui, on redoute de plus en plus pour les générations futures les répercussions du maintien de notre façon de faire. Si les déchets solides sous toutes leurs formes, depuis les métaux jusqu'aux produits électroniques en passant par les plastiques, constituent un problème croissant dans la plupart des régions, ce sont les émissions de gaz, en particulier les gaz à effet de serre (GES), qui constituent le problème le plus inquiétant à l'échelle planétaire, et ce, parce qu'on craint que ces gaz s'accumulent dans notre atmosphère ne finissent, en raison de l'effet de serre, par faire monter la température moyenne sur Terre. Cette hausse de la température entraînera la fonte des calottes glaciaires et relèvera le niveau des océans, qui submergeront certaines régions côtières. En bout de ligne, elle aura un impact imprévisible à court terme sur les conditions climatiques extrêmes et à long terme sur le climat.

Pour simplifier les choses au maximum, disons qu'il existe deux points de vue opposés concernant la question du changement climatique. Selon le premier, dans le pire des scénarios, ce changement pourrait rendre notre planète inhabitable. Il faut donc prendre rapidement des mesures musclées pour inverser la tendance, à la fois par des initiatives individuelles et nationales en vue de réduire dès à présent notre consommation d'énergie, même s'il faut en payer le prix — et par conséquent, réduire les émissions actuelles tout en cherchant des solutions efficaces et permanentes.

D'autres font observer que notre compréhension du climat planétaire est limitée et s'interrogent sur l'imminence du danger. Ils affirment que la réduction de notre consommation d'énergie entraînerait un ralentissement économique et aurait l'énorme inconvénient de nous contraindre à renoncer à des investissements dans la technologie. Cette réduction des investissements limiterait notre capacité à lutter efficacement contre les problèmes climatiques. Les tenants de ce courant d'idée pensent que nous devons

nous tourner vers le développement technologique pour résoudre la plus grande partie du problème et qu'il importe d'éviter les réductions inutiles de l'activité économique. Nous devons parvenir à un équilibre délicat dans notre intervention.

Il existe un problème connexe, à savoir la perspective de voir les efforts en matière de lutte contre le changement climatique du monde industrialisé anéantis par l'activité des pays en développement, qui ne sont guère disposés à renoncer à la croissance économique alors qu'ils accusent encore un retard marqué par rapport au reste du monde. Il s'agit en fait d'un autre problème urgent qui a trait à la gestion mondiale des ressources : l'équité entre les nations. La présente étude n'apporte aucune solution à ces problèmes, mais elle aide à les comprendre, à comprendre certains facteurs en jeu et certaines des solutions proposées.

1.2 Leçons d'histoire

En 1963, le prestigieux groupe de réflexion Resources for the Future (RFF), établi à Washington, D.C., a publié une étude détaillée intitulée *Resources in America's Future*⁸. Quelque 22 ans plus tard, l'un des auteurs, Hans H. Landsberg, a comparé de manière informelle l'étude et la réalité actuelle⁹. Il a fait part de plusieurs observations intéressantes, et nous en avons sélectionné quelques-unes se rapportant à notre propos.



En ce qui a trait à deux variables fondamentales, la population et l'activité économique, les estimations de RFF ont fait fausse route, mais s'annulent. RFF avait choisi des prévisions démographiques pour les États-Unis qui, en fait, reposaient sur des taux de croissance plus élevés que ceux observés, si bien qu'en 1980, son estimation de 245 millions de personnes était de

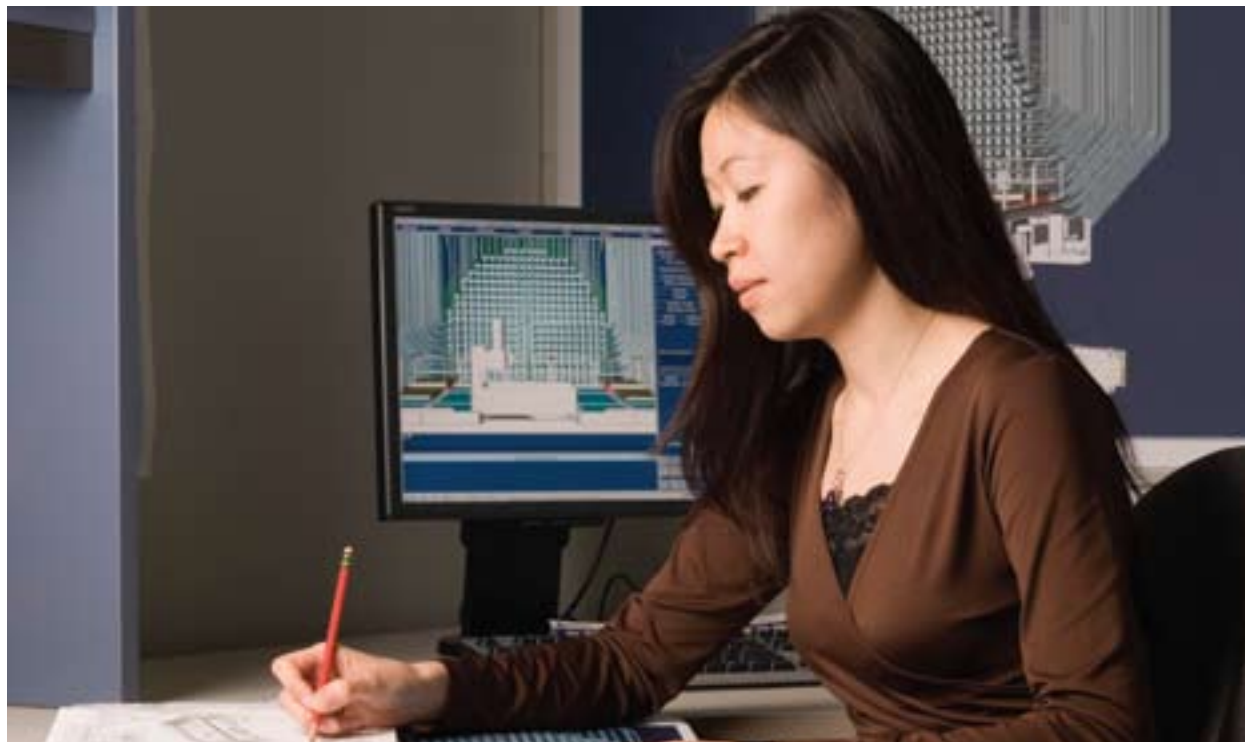
⁸ Hans H. Landsberg, Leonard L. Fischman et Joseph L. Fisher, *Resources in America's Future: Patterns of Requirements and Availabilities 1960-2000*, publié pour Resources for the Future par Johns Hopkins University Press, Baltimore, MD, 1963.

⁹ Hans H. Landsberg, « Energy in Transition: A View from 1960 », dans *The Energy Journal*, vol. 6, n° 2, avril 1985.

20 millions supérieure à la réalité (et l'écart a indubitablement augmenté pendant les années 1990 et 2000). L'erreur provient du fait que pendant les 15 années précédant l'étude, la croissance démographique annuelle avait été stable, entre 1,7 et 1,8 %, mais en 1962, alors que RFF peaufinait son travail, le taux a commencé à baisser, et en 1968, il n'était plus que de 1 % par an. De plus, l'étude avait été influencée par diverses prévisions des années précédentes qui avaient sous-estimé la croissance. Sur le plan économique, l'organisme avait prévu que le produit national brut (PNB) augmenterait de 3,8 % par an, alors que la croissance a été de 3,9 % par an. Derrière cette remarquable précision se cachent plusieurs erreurs qui se sont compensées. Par exemple, RFF n'avait pas bien calculé la croissance de la main-d'œuvre car il n'avait pas prévu la participation accrue des femmes au marché du travail, mais il s'est également trompé quant aux gains de productivité, prévoyant une hausse de 50 % au cours de la période, alors que celle-ci n'a été que de 40 %. Les deux erreurs ont donné lieu en bout de ligne à des prévisions très proches de la réalité.

RFF n'avait pas bien calculé la croissance de la main-d'œuvre car il n'avait pas prévu la participation accrue des femmes au marché du travail.

Le résultat relatif à la consommation d'énergie est tout aussi intéressant. RFF avait prévu que la consommation d'énergie en 1980 s'élèverait à 79,2 quadrillions (quad) de Btu (British Thermal Units); elle était en fait de 79,6 quad. Une fois de plus, plusieurs erreurs se sont neutralisées pour donner une estimation étonnamment juste sur 20 ans. En ce qui concerne les sources d'énergie, les auteurs avaient sous-estimé la consommation de charbon, surestimé la consommation de gaz et étaient pratiquement dans le vrai, somme toute, pour le marché du pétrole, qui a subi de grands changements au cours de la période¹⁰. Il en est de même pour la consommation d'énergie par secteur. Les résultats de l'analyse de Landsberg étaient des plus intéressants en ce qui a trait aux conclusions générales qu'il s'est senti en mesure de tirer.



¹⁰ Compte tenu des bouleversements qu'ont connus dans les années 1970 les marchés pétroliers mondiaux, le résultat est surprenant.

- Il a tout d'abord observé que l'extrapolation des tendances historiques n'était pas nécessairement un exercice inutile, car le passé peut en fait donner des indices pour l'avenir. L'impulsion inhérente à une grande économie est importante à cet égard, comme le fait que le capital social n'évolue que très lentement au fil du temps. Landsberg a constaté que, si les extrapolations sérieuses ne garantissent pas l'exactitude, elles permettent de déceler plus facilement les erreurs et de comprendre leur origine, à mesure que le temps passe. Nous nous efforcerons donc ci-après de présenter le dossier historique.
- Deuxièmement, les plus grandes erreurs avaient trait aux changements technologiques, en particulier ceux axés sur l'accroissement du rendement énergétique. Mentionnons à titre d'exemple le cas de l'énergie nucléaire. Alors que la production était très faible en 1960, tout comme l'antipathie de la population à son égard, RFF a fondé ses prévisions de croissance solide sur des différences régionales probables dans les coûts, ce qui a donné lieu à des prévisions de 400 milliards de kilowattheures en 1980, soit environ 80 % de plus que la production enregistrée. Selon nous, la technologie est l'une des variables les plus importantes et les plus difficiles à saisir dans une étude prospective.
- Troisièmement, au cours de longues périodes, mesurées en décennies, il se produit des événements qui sont tout simplement imprévisibles. Bien que cela semble évident, il est toujours nécessaire de prévoir l'avenir en fonction du présent, et certains changements sont très difficiles à imaginer.

Vingt ans plus tard, presque toutes ces questions figurent sur une liste de grandes incertitudes.

Bien que Landsberg ait tiré d'autres conclusions, les trois susmentionnées ont directement trait à notre étude actuelle et sont les plus révélatrices à cet égard. Tout aussi intéressant, voire plus encore, mentionnons une série de questions pour lesquelles Landsberg a déterminé en 1984 qu'on obtiendrait la réponse au cours des 20 années suivantes. Vingt ans plus tard, presque toutes ces questions figurent sur une liste de grandes incertitudes.

- L'énergie nucléaire connaîtra-t-elle à nouveau une croissance? Observera-t-on des percées relativement au réacteur surgénérateur et à la fusion?
- La conversion des solides en gaz et des solides en liquide deviendra-t-elle commercialement rentable? Pour le charbon? Pour les schistes? Le cas échéant, quand?
- L'énergie solaire se taillera-t-elle une part du marché ou continuera-t-elle à alimenter uniquement des marchés spécialisés?
- Le prix du pétrole brut a-t-il grimpé pour atteindre un prix stable dans un avenir à court terme? Ou observera-t-on à nouveau d'importantes fluctuations de prix?
- Le prix du pétrole reprendra-t-il son mouvement à la hausse? Le cas échéant, quand?
- Les pays en développement exerceront-ils des pressions accrues sur les réserves énergétiques? Le cas échéant, quand?
- Quand et à quel coût disposerons-nous de charbon « propre »?
- La voiture américaine atteindra-t-elle une efficacité supérieure à 27,5 milles au gallon, seuil imposé par le gouvernement? De combien et quand?

Le reste de la présente étude comprend sept chapitres. Le **chapitre 2** présente des perspectives énergétiques mondiales reposant sur des scénarios. Les **chapitres 3** et **4** renferment une analyse des tendances historiques de la demande et de l'offre d'énergie. Le **chapitre 5** porte sur la relation entre la consommation d'énergie et l'environnement et renferme une analyse des sources d'énergie potentiellement durables. Les perspectives énergétiques de l'Amérique du Nord sont présentées au **chapitre 6**, tandis que le **chapitre 7** traite de la possibilité d'améliorer l'efficacité énergétique afin de réduire les besoins en énergie. Le cas particulier de l'électricité est analysé au **chapitre 8**.

2 PERSPECTIVES

énergétiques mondiales



Les perspectives énergétiques mondiales dépendent de plusieurs facteurs, entre autres la croissance démographique, le développement économique, les limites environnementales et tout ce qui influe sur ces facteurs¹¹. Il existe une distinction naturelle et évidente entre les pays en développement et les pays industrialisés, dont il faut tenir compte dans une étude prospective. Le comportement dans ces régions fort différentes variera beaucoup, tout comme ses répercussions sur la consommation d'énergie. Le reste du présent chapitre est divisé en deux sections. La section 2.1 présente un compte rendu des changements antérieurs et prévus de la population mondiale et de l'indice de développement humain (IDH) afin de planter le décor pour l'analyse des scénarios concernant l'énergie. La section 2.2 traite des avenir plausibles relatifs à l'énergie dans le monde. On y décrit et commente deux séries de scénarios différents élaborés par l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

¹¹ Le présent chapitre s'inspire grandement de l'analyse des scénarios des documents de l'Agence internationale de l'énergie intitulés *Energy to 2050; Scenarios for a Sustainable Future*, Paris, France, 2003; et *Energy Technology Perspectives 2006: Scenarios and Strategies to 2050*, Paris, France, 2006.

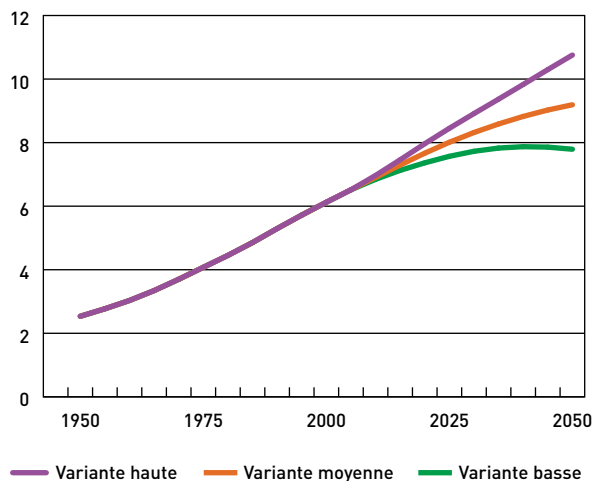
2.1 Population mondiale et développement humain

La population mondiale, qui se chiffre actuellement à 6,6 milliards de personnes, devrait augmenter d'environ 2,5 milliards d'ici le milieu du XXI^e siècle. Comme cette augmentation se concentrera principalement dans les pays en développement, assoiffés d'énergie, la demande énergétique augmentera encore plus rapidement. Bien que les économies modernes soient dangereusement dépendantes d'un approvisionnement fiable et abordable en énergie, près de 2 milliards de personnes n'ont pas encore l'électricité dans leur vie de tous les jours. C'est pourquoi le monde en développement ne saurait accepter qu'on limite la quantité ou la forme d'énergie qu'il consomme avant d'avoir atteint un niveau de vie acceptable semblable à celui d'autres pays. Autrement dit, la demande internationale à l'égard d'un approvisionnement fiable en énergie augmentera dans un avenir prévisible.

La figure 2.1 présente des données historiques concernant la croissance et les prévisions démographiques reposant sur des estimations des Nations Unies. En 2000, la population mondiale était estimée à plus de 6 milliards de personnes. Dans toutes les prévisions, la population augmente, mais dans une proportion qui varie. Elle pourrait atteindre entre 7,8 et 10,8 milliards de personnes d'ici 2050.

Les grandes sources d'incertitude dans les prévisions démographiques sont les hypothèses concernant les taux de fécondité futurs, définis comme étant le nombre moyen d'enfants par femme. Un taux de fécondité total de 2,1 est requis pour remplacer la population actuelle.

Figure 2.1
Population mondiale entre 1950 et 2050
(milliards)



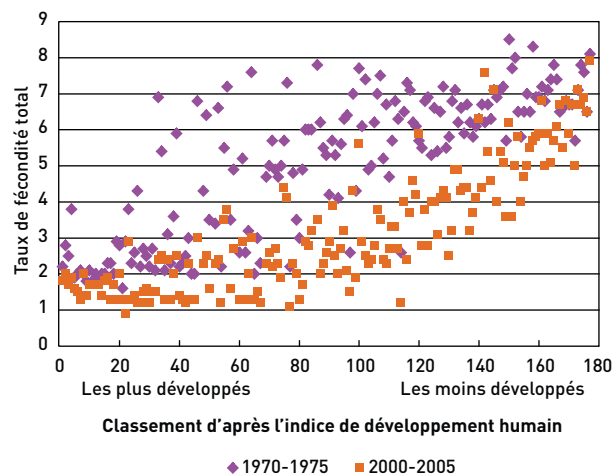
SOURCE : Division de la population des Nations Unies, Perspectives de la population mondiale : la Révision de 2006, tableaux à l'adresse esa.un.org/unpp/p2k0data.asp.

Selon les estimations actuelles, dans de nombreux pays développés, le taux de fécondité total est bien en deçà de ce niveau. Selon ces mêmes estimations, on observerait une baisse sans précédent de la fécondité, même dans certains pays en développement. Compte tenu de ce recul très inattendu, les prévisions ont été revues à la baisse.

La figure 2.2 présente la relation entre l'indice de développement humain et les taux de fécondité estimatifs totaux pour les périodes 1970-1975 et 2000-2005. Le Programme des Nations Unies pour le développement définit cet indice comme les résultats moyens combinés obtenus par les pays au chapitre de la longévité, des connaissances et du niveau de vie¹². Ce graphique montre un net recul des taux de fécondité estimatifs totaux entre 1970-1975 et 2000-2005, en particulier parmi les pays qui se trouvent au milieu selon le classement de l'IDH.

La figure 2.2 montre également que, même si les taux de fécondité ont beaucoup diminué, de grands écarts persistent malgré tout entre les pays les plus développés et les pays les moins industrialisés. On estime

Figure 2.2
Taux de fécondité total et indice de développement humain



SOURCE : Programme des Nations Unies pour le développement, Rapport mondial sur le développement humain 2006 — Au-delà de la pénurie : pouvoir, pauvreté et crise mondiale de l'eau, consulté à l'adresse hdr.undp.org/en/media/09-table_fr2.pdf.

que le taux de fécondité total pour le Canada est de 1,5, ce qui signifie que sans une immigration soutenue, la population canadienne pourrait commencer à décliner. Pour les États-Unis, le taux de fécondité total estimatif est de 2, ce qui signifie que sans l'immigration, la population totale demeurerait relativement stable. Dans l'ensemble, les Nations Unies s'attendent à ce



que la population canadienne augmente d'ici 2050 pour passer d'environ 32,6 millions à 42,8 millions. Au cours de la même période, la population américaine devrait croître, passant de 301 millions à 402 millions d'habitants.

C'est dans les pays les moins développés que le taux de fécondité total devrait demeurer plus élevé et que l'on devrait observer en grande partie la croissance démographique. On prévoit que les taux de croissance seront élevés dans la plupart des pays africains, malgré les ravages causés par la crise du VIH/sida. Pour certains pays, la baisse du taux de fécondité total au cours des 30 dernières années a été spectaculaire. Par exemple, le taux de fécondité de la Chine a baissé, passant d'un taux estimatif de 4,9 en 1970-1975 à

¹² Voir hdr.undp.org/en/reports/global/hdr2007-2008/chapters/french/, p. 229 pour obtenir de plus amples précisions.



1,7 en 2000-2005. Selon les prévisions démographiques « moyennes » des Nations Unies, la croissance démographique devrait être modeste (de 1,35 à 1,41 milliard de personnes entre 2000 et 2050)¹³.

2.2 Avenir de l'énergie et des filières énergétiques

En tenant compte du facteur de base qu'est la population, analysons maintenant la façon d'envisager les relations complexes qui détermineront l'avenir de l'énergie et des filières énergétiques. Notre analyse des besoins et de l'offre future d'énergie doit commencer par le constat suivant : nous avons affaire à un vaste système interdépendant qui pourrait évoluer de bien des manières. Cette question fait l'objet de nombreux documents savants et d'études de la part d'organismes publics et internationaux. Nous ne pouvons que survoler la question dans le présent aperçu et nous conseillons au lecteur intéressé de consulter la bibliographie pour obtenir la liste des commentaires disponibles.

Pour donner une idée plus précise des points de vue différents sur l'avenir de l'énergie, nous présentons un survol de deux études reposant sur des scénarios établis par l'AIE, qui sont différents, quoique quelque peu complémentaires. La première étude, publiée en

2003, formule différentes hypothèses sur la croissance économique, la croissance démographique, la demande énergétique, etc., pour chacun des scénarios qui se déroulent jusqu'en 2050. Le deuxième rapport, publié en 2006, porte toutefois sur les divers niveaux plausibles de progrès technique et évalue les niveaux possibles de lutte contre les émissions dans ces scénarios. Les hypothèses sous-jacentes sur la croissance économique et d'autres paramètres demeurent les mêmes pour tous les scénarios possibles.

2.2.1 Les scénarios établis par l'AIE en 2003 pour un avenir durable

Nous avons choisi d'avoir recours à une approche schématique de description de scénario pour communiquer nos points de vue sur les éventuels développements futurs dans le domaine de l'énergie. Nous avons retenu une série limitée de scénarios, mise au point par l'Agence internationale de l'énergie (AIE)¹⁴, en vue de simplifier l'analyse et de mettre en évidence les principales divergences concernant les avènements possibles. Les scénarios ne sont pas des prévisions, des prophéties, des prédictions ou même des estimations concernant l'avenir. Il s'agit plutôt d'ébauches ou d'illustrations, de portraits ou de représentations des avènements possibles. Les scénarios présentés dans cette section se veulent descriptifs et non normatifs. Ils visent à expliquer les possibilités au lieu de fournir des directives sur la façon d'obtenir un résultat souhaitable par le truchement de politiques ou d'autres moyens. De plus, ils reposent sur des exposés de faits et non sur des chiffres. Il ne s'agit pas d'établir des modèles vérifiables ni même une uniformité numérique parmi les variables déterminantes analysées ici; nous n'avons d'autre ambition que d'expliquer clairement les questions qui découlent de l'interaction complexe de l'énergie, de l'environnement et de l'économie.

2.2.1.1 Définir les avènements possibles

Dans l'examen préliminaire, nous avons établi que la croissance démographique et l'intensité énergétique étaient les principaux déterminants de la demande énergétique. Au niveau mondial, ces facteurs ont un degré d'importance qui varie selon le niveau de développement de chaque pays.

¹³ Aux fins de comparaison, le scénario « élevé » estime que la population augmentera pour atteindre environ 1,65 milliard de personnes d'ici 2050.

¹⁴ Agence internationale de l'énergie, *Energy to 2050: Scenarios for a Sustainable Future*, Paris, France, 2003.

Dans les pays en développement, environ un tiers de la population mondiale, soit environ 2 milliards de personnes, n'a pas accès aux formes d'énergie que nous tenons pour acquises dans les régions plus développées. Cette population a recours à des formes d'énergie traditionnelles comme le bois et les déchets animaux qu'elle brûle pour se chauffer et cuisiner. Les habitants de ces pays consacrent une grande partie de leur temps à trouver des combustibles pour leur survie, et la croissance économique y est donc plus lente.

Par ailleurs, la population de ces pays continue de croître à des taux relativement élevés par rapport aux pays industrialisés pour des raisons ayant trait à la sécurité et à la survie. Dans ces pays, à mesure que l'économie devient plus complexe et que la population urbaine croît, on observe une tendance à la hausse de la demande énergétique, laquelle entraîne une augmentation de plus en plus marquée de la demande d'hydrocarbures, puisque ces combustibles sont les plus facilement utilisés pour répondre aux besoins de la population. À mesure que les pays se développent sur le plan économique, ils ont davantage accès à des sources d'énergie comme l'électricité, et la croissance démographique ralentit, ce qui met également un frein à l'augmentation de la demande énergétique.

Dans les pays plus développés, la production, la conversion et le transport de l'énergie sont mieux organisés et stimulent la croissance économique. Ces pays affichent une croissance démographique moindre et semblent être parvenus à un équilibre entre la natalité et la mortalité. Ils ont la possibilité de réduire leur consommation d'hydrocarbures puisqu'ils peuvent se permettre de subventionner des formes d'énergie renouvelables ainsi que de financer des améliorations technologiques qui, au fil du temps, accroîtront l'efficacité énergétique.

Ainsi, les problèmes mondiaux — et les incitatifs pour les régler — varient selon les pays et sans une action concertée, il pourrait en résulter une disparité accrue.

Du côté de l'offre, il semble que les réserves mondiales d'hydrocarbures (pétrole, gaz et charbon) soient suffisantes pour au moins 50 à 100 ans. Bien que les prix associés à ces sources d'énergie puissent être

un fardeau pour les pays en développement, les pays industrialisés ont les moyens de les payer et de les financer.

2.2.1.2 La vue à 50 000 pieds

Vu du ciel, l'avenir du système énergétique n'est perceptible que dans les grandes lignes. Ici, nous pouvons étudier utilement un de ces schémas

qui repose sur le « maintien du statu quo ». En d'autres termes, nous nous appuyons sur les tendances passées pour définir ou projeter un avenir possible. Ceci nous permet de dégager



en gros les répercussions des tendances historiques décrites dans les chapitres suivants, mais il nous faut émettre des hypothèses qui peuvent être contestables. L'hypothèse d'un changement minimal dans la gestion des interactions entre l'énergie et l'environnement peut être contestée à plusieurs égards. Dans cette section, nous voulons donner un aperçu de ce que pourrait être l'avenir si l'on poursuit dans la même voie.

2.2.1.3 Un avenir reposant sur les tendances

Cet avenir plausible, qui repose sur le passé que nous connaissons, présente les principales caractéristiques suivantes :

- ▀ La population continue de croître. D'ici 2050, la population, qui était de 6 milliards de personnes au tournant du siècle, se chiffre entre 8 et 11 milliards. La croissance démographique touche principalement les pays en développement, et l'urbanisation se poursuit.
- ▀ Comme l'accroissement de la population se concentre dans les pays en développement, où la croissance économique requiert de fortes augmentations de la consommation d'énergie, la demande énergétique mondiale augmente plus rapidement que la population. Ainsi, la consommation d'énergie double presque, passant de quelque 400 quad en 2000 à environ 800 quad d'ici 2050.

- ▶ Malgré l'avenir prometteur de l'énergie renouvelable, les hydrocarbures demeurent la source d'énergie dominante. La production d'énergies renouvelables augmente rapidement, mais en raison de leur marginalisation et de leur coût plus élevé, ces sources d'énergie sont souvent moins en mesure de satisfaire les besoins des systèmes et ne peuvent dès lors contribuer dans une large mesure à répondre à la demande.
- ▶ L'efficacité énergétique continue de progresser dans les pays en développement. Pour atteindre leurs objectifs, ils peuvent adopter comme combustible les hydrocarbures disponibles à bon marché, tout en acceptant les émissions inévitables.
- ▶ Il est possible de poursuivre cette stratégie pendant 30 à 50 ans en utilisant les ressources existantes, même si les problèmes environnementaux risquent de devenir de plus en plus urgents.

Malgré l'avenir prometteur de l'énergie renouvelable, les hydrocarbures demeurent la source d'énergie dominante.

Des progrès techniques relativement plus rapides ou des initiatives politiques musclées visant à susciter un changement pourraient modifier le cours des choses. Cependant, ces progrès peuvent être freinés si le capital social et les nouvelles technologies prennent du temps à entrer sur le marché.

À part cet avenir possible extrapolé à partir des tendances passées et sachant que le changement nécessite du temps et des efforts et que la probabilité qu'il se produise rapidement est faible, nous examinons la récente étude de l'AIE afin d'évaluer d'autres perspectives d'avenir.

Ce travail repose essentiellement sur l'incertitude entourant l'avenir. Comme nous sommes incapables d'imaginer l'avenir avec certitude, nous cherchons des moyens de définir convenablement des stratégies qui nous laissent une marge de manœuvre. Les scénarios exploratoires aident à établir les déterminants qui façonneront probablement l'avenir ainsi que leur mode d'interaction. En revanche, les scénarios normatifs définissent l'avenir souhaité et explorent les lignes directrices qui nous y conduiront. Ici, nous

mettons l'accent sur les premiers, puisque nous voulons clarifier les solutions de rechange, et non imposer des solutions.

Pendant plus de 30 ans, on a déployé beaucoup d'efforts pour définir et peaufiner la modélisation et l'approche de planification du scénario. Nous présentons ci-après un sommaire de ces travaux, reposant en grande partie sur la publication de l'AIE intitulée *Energy to 2050* où l'Agence présente trois scénarios exploratoires¹⁵. Le résultat est intéressant tant pour sa clarté que pour sa simplicité.

2.2.1.4 Les scénarios de l'AIE

L'AIE a répertorié sept grands facteurs qui pourraient grandement modifier le système et qui sont directionnellement incertains. Ceux-ci sont, par ordre d'importance :

- ▶ Vitesse du changement technologique (demande et offre)
- ▶ Attitudes vis-à-vis de l'environnement planétaire
- ▶ Croissance économique
- ▶ Croissance démographique
- ▶ Mondialisation et degré d'ouverture du marché
- ▶ Structure du pouvoir et gouvernance
- ▶ Questions de sécurité mondiales

2.2.1.5 En quoi les scénarios sont-ils différents?

On a donné aux trois scénarios des titres qui reflètent leurs principales caractéristiques :

- ▶ Propre, mais pas étincelant (progrès technique lent, prise en compte de l'environnement)
- ▶ Dynamique, mais négligent (progrès technique rapide, la protection de l'environnement passe au second plan)
- ▶ Cieux sereins (progrès technique rapide, protection de l'environnement au premier plan)

¹⁵ L'AIE a également consacré beaucoup d'efforts à un scénario normatif visant à donner des orientations pour comprendre l'avenir et parvenir à un avenir désirable. Nous n'avons pas retenu cette analyse qui sort du cadre de notre étude.



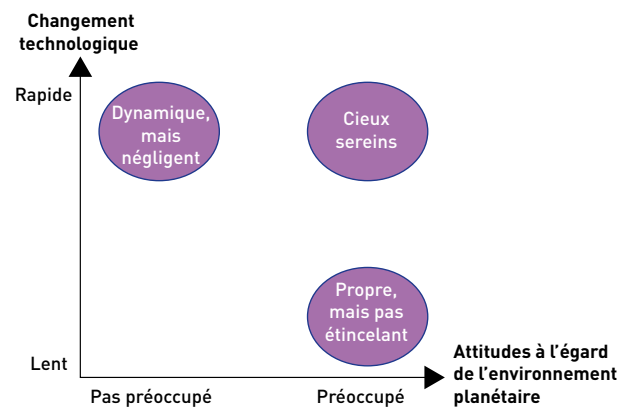
Les scénarios sont définis par rapport aux deux principaux facteurs qui devraient être déterminants pour l'avenir.

- ▮ Bien que dans tous les scénarios, les progrès techniques se poursuivent, dans certains, on encourage plus particulièrement le progrès, qui s'accélère.
- ▮ De même, bien que tous les scénarios prévoient une prise en compte de l'environnement à l'échelon local, dans certains, la politique met davantage l'accent sur la protection de l'environnement à l'échelle planétaire.

La figure 2.3, qui présente les progrès techniques sur la coordonnée verticale et l'attitude à l'égard de l'environnement sur la coordonnée horizontale, illustre le positionnement des trois scénarios. Le quatrième scénario sans nom, près de l'intersection, serait proche de notre « maintien du statu quo », dans le cadre duquel, par le

passé, on ne s'est guère préoccupé de l'environnement planétaire et l'on a manifesté peu d'intérêt conscient à l'égard de l'accélération du progrès technique.

Figure 2.3
Trois scénarios exploratoires



SOURCE : Agence internationale de l'énergie, Energy to 2050: Scenarios for a Sustainable Future, Paris, France, 2003.

2.2.1.6 Caractéristiques communes aux scénarios

Les scénarios ont quelques caractéristiques en commun que nous avons abordées dans notre analyse antérieure et certaines qui ressortent de l'analyse préliminaire.

Population

La croissance se poursuit, quoique plus lentement que par le passé. Cette croissance démographique se concentre dans les pays en développement où, par suite de l'urbanisation, 80 % de la population vivra dans des villes d'ici 2050 et où des mégapoles verront le jour, en particulier dans les pays en développement.

Niveau de revenu et croissance

La croissance économique se poursuit et s'accélère dans les pays en développement; le secteur des services prend de l'importance et la priorité accordée au savoir devient une source d'avantage relatif pour certains pays.

Réserves énergétiques

Les réserves d'hydrocarbures devraient suffire jusqu'en 2050, bien que des disparités régionales et géopolitiques puissent accentuer les différences entre les scénarios.

Demande d'énergie

La demande énergétique continue d'augmenter dans tous les scénarios, mais plus rapidement dans les pays en développement que dans les pays industrialisés. Cependant, le progrès technique dans tous les scénarios continue de faciliter une réduction de l'intensité énergétique et un accroissement de l'efficacité dans les pays en développement dans une plus grande proportion que celle observée par le passé dans les pays industrialisés à des étapes similaires. L'électrification se poursuit dans les pays industrialisés et gagne du terrain dans les pays en développement. Celle-ci nécessitera une nouvelle infrastructure dans de nombreuses régions qui sera difficile à financer dans certains pays.

Préoccupation environnementale

Le développement économique exacerbera les problèmes environnementaux plus importants et, en raison de la richesse qu'il produit, suscitera des préoccupations environnementales généralisées. Chaque scénario prévoit une certaine sensibilisation à l'environnement.

Libéralisation et interdépendance accrues

L'ouverture accrue des marchés et l'interdépendance croissante peuvent accélérer le transfert de connaissances et aider à réduire l'écart de revenu plus vite que par d'autres moyens. Les scénarios mettant l'accent sur la protection de l'environnement peuvent prévoir une intervention plus musclée du gouvernement pour lutter contre le changement climatique.

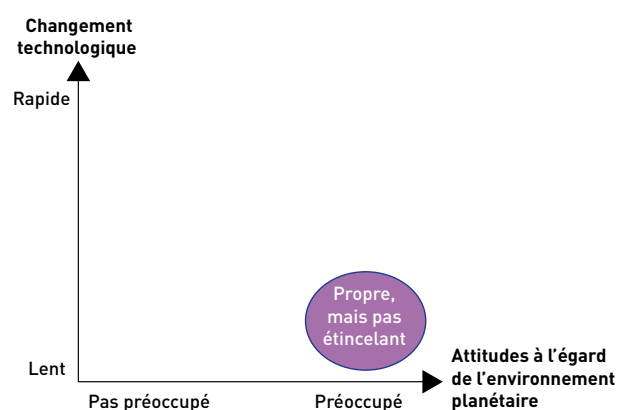
2.2.1.7 Sommaire des scénarios

L'analyse qui suit présente les différences entre les scénarios et des commentaires sur les incertitudes inhérentes. L'évaluation des scénarios permet en fait de mettre en lumière les incertitudes relatives à l'évolution de systèmes complexes comme l'économie mondiale. Chaque scénario s'étend de 2003 à 2050 et est divisé en trois périodes, différentes dans chaque cas.

Scénario 1 : Propre, mais pas étincelant

Dans ce scénario (voir la figure 2.4), on accorde une grande importance à l'environnement planétaire, mais pour diverses raisons, les progrès techniques avancent lentement, ce qui empêche la réalisation de gains environnementaux qui autrement auraient été possibles. L'une des hypothèses est qu'en adoptant une politique environnementale axée sur des changements de comportement relativement coûteux pour l'industrie et les particuliers, on détourne des investissements à l'appui des améliorations technologiques.

Figure 2.4
Scénario 1



SOURCE : Agence internationale de l'énergie, Energy to 2050: Scenarios for a Sustainable Future, Paris, France, 2003.

Le défi de la technologie



- La politique environnementale est rigoureuse pendant les 25 premières années et les habitants des pays industrialisés adoptent l'approche écologique, se déplaçant davantage à pied et à bicyclette, et prenant moins souvent leur voiture. Le Protocole de Kyoto est adopté et renouvelé au cours de la deuxième période de l'engagement. Le gaz devient de plus en plus le combustible de choix, ce qui procure des avantages connexes relativement au remplacement du charbon et du pétrole.
- Au cours des 25 années suivantes, les émissions se stabilisent, mais ne régressent pas, et les coûts du changement climatique commencent à se faire sentir, tout comme l'augmentation du coût de l'énergie. Les pays en développement poursuivent leur croissance, ce qui donne lieu à une hausse des revenus, mais également à des émissions. Ces pays acceptent désormais de lutter contre les émissions, mais l'évolution technologique a pris du retard et le capital national est relativement nouveau. Les progrès

techniques qui se sont produits ne permettent pas de remplacer le capital existant avant la fin de la période.

- Bien que la courbe d'émissions finisse par descendre, d'ici 2050, il est difficile de maintenir les améliorations, car elles s'accompagnent d'un ralentissement de la croissance. Désormais, les changements de comportement nécessitent des sacrifices et sont plus difficiles à accepter.

« Les perspectives à l'horizon 2050 présentent un monde qui travaille pour réduire davantage les émissions de gaz à effet de serre, en vue de stabiliser leurs concentrations, mais au prix d'un ralentissement de la croissance économique et de changements de comportement relativement importants — certains étant faciles à accepter, d'autres auxquels il est peut-être plus difficile de s'adapter¹⁶. » [traduction]

¹⁶ Agence internationale de l'énergie, *Energy Technology Perspectives 2006: Scenarios and Strategies to 2050*, Paris, France, 2003, p. 78.

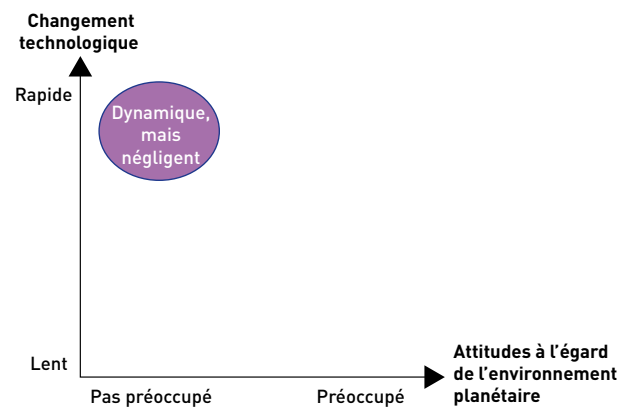
Scénario 2 : Dynamique, mais négligent

Dans ce scénario (voir la figure 2.5), la technologie progresse rapidement, l'économie connaît une croissance qui accroît les revenus et renforce l'idée que la technologie résoudra les problèmes environnementaux. Le Protocole de Kyoto est adopté, mais devient caduc après la phase 1, peu de pays atteignant les objectifs.

- ▶ Les gains technologiques de départ ont trait aux combustibles fossiles et permettent aux prix de demeurer bas, ce qui stimule la demande et donne lieu à une augmentation des émissions de gaz à effet de serre.
- ▶ À mesure que la demande s'accroît, les prix se raffermissent, ce qui entraîne une intensification des activités de prospection de combustibles fossiles et accroît l'importance de l'utilisation efficace grâce aux

Figure 2.5

Scénario 2



SOURCE : Agence internationale de l'énergie, Energy to 2050: Scenarios for a Sustainable Future, Paris, France, 2003.



progrès technologiques. Les pays développés et en développement cherchent à trouver de nouvelles réserves de combustibles fossiles et à avoir la haute main sur les sources d'approvisionnement à faible coût, faisant ressurgir la préoccupation concernant la sécurité des approvisionnements.

- ▀ La dépendance continue à l'égard des combustibles fossiles crée des tensions géopolitiques, à mesure que les régions productrices cherchent à augmenter leurs prix et que les consommateurs cherchent la sécurité et l'économie. La technologie continue de s'intéresser à l'offre, par exemple la gazéification du charbon, une plus grande valorisation et les applications d'utilisation finale.
- ▀ Au fil du temps, les émissions de gaz à effet de serre augmentent, mobilisant à nouveau l'attention sur l'environnement planétaire. L'énergie nucléaire est de mieux en mieux acceptée et la recherche sur l'hydrogène et les piles à combustible s'intensifie. On a davantage recours à la séquestration du CO₂ en raison d'une prise de conscience généralisée des effets néfastes des émissions soutenues.

« Le développement à grande échelle des options en matière d'énergie illustrées ci-dessus donnerait lieu à une amélioration de la qualité de l'air local dans les pays développés et en développement et même à un ralentissement important de l'accroissement des émissions de gaz à effet de serre dans les pays développés, qui gagnerait petit à petit les pays en développement vers 2050. Au cours de la période, ce scénario produit des concentrations d'émissions bien plus élevées que le premier, mais pourrait créer des conditions technologiques propices à une réduction plus rapide après 2050. On adopterait ces nouvelles technologies lorsqu'elles deviendraient concurrentielles, et que leur supériorité au chapitre de la propreté serait évidente. Dans le cas de l'hydrogène, cet avantage s'ajouterait à sa facilité d'utilisation par rapport aux vecteurs énergétiques traditionnels¹⁷. » [traduction]

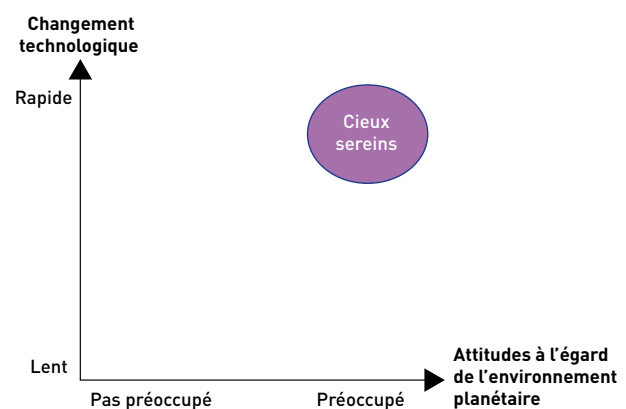
¹⁷ *Ibid.*, p. 90.

Scénario 3 : Cieux sereins

Dans ce scénario (voir la figure 2.6), des progrès techniques rapides se produisent et tant les particuliers que les pouvoirs publics adoptent une attitude ferme et déterminée à l'égard de l'environnement planétaire. La croissance économique est légèrement inférieure à celle du scénario 2, mais meilleure qu'au scénario 1. Les pays développés conviennent d'une approche environnementale concertée, qui accorde une importance accrue à la technologie et finit par séduire les pays en développement dont la croissance est maintenant suffisante pour leur permettre de se concentrer sur l'état du monde.

- ▀ Par suite d'événements climatiques extrêmes et d'un débat international soutenu, les citoyens et les pouvoirs publics prennent conscience de l'urgence environnementale. L'approche de la prime d'assurance prévaut et une démarche sur les deux fronts voit le jour : réduire les répercussions de l'activité anthropique sur l'environnement et mettre l'accent sur les améliorations technologiques du côté de l'offre et de la demande afin de pouvoir réduire dans une plus grande proportion les émissions.
- ▀ La pression exercée sur les combustibles fossiles est moindre que dans les deux autres scénarios, si bien que les préoccupations en matière de sécurité et les tensions géopolitiques sont relativement moins importantes.

Figure 2.6
Scénario 3



SOURCE : Agence internationale de l'énergie, *Energy to 2050: Scenarios for a Sustainable Future*, Paris, France, 2003.

Figure 2.7

Trois scénarios exploratoires — Orientations qualitatives du changement

	Changement technologique	Prise en compte de l'environnement	Croissance	Sécurité	Émissions
S1. Propre, mais pas étincelant					
S2. Dynamique, mais négligent					
S3. Cieux sereins					

- ▮ Les pays développés assurent dès le début le gros du fardeau, mais leur acceptation de cette responsabilité, ajoutée à l'augmentation de la croissance qu'elle permet dans le monde en développement convainc ces pays de prendre en bout de ligne des engagements similaires.
- ▮ On encourage la séquestration du carbone et l'adoption de combustibles à faibles émissions comme le gaz naturel.
- ▮ L'énergie nucléaire est graduellement acceptée à mesure que les technologies s'améliorent et que l'on comprend mieux en général les risques, les coûts et les avantages de l'option nucléaire.
- ▮ Au niveau individuel, des initiatives comme le covoiturage, les investissements dans l'efficacité énergétique des immeubles résidentiels et l'amélioration du réseau de transport en commun rendu plus convivial ont un effet important sur la réduction de la consommation d'énergie et, par conséquent, des émissions.
- ▮ À plus long terme, les technologies de production d'énergie jouent un rôle déterminant, non seulement pour les utilisations traditionnelles, mais de plus en plus aussi pour les transports, ce qui entraîne une

utilisation accrue des formes d'énergie renouvelables comme l'énergie éolienne, solaire, marémotrice, géothermique et autres.

- ▮ L'acceptation et l'utilisation accrues de l'énergie nucléaire n'excluent pas la recherche sur la fusion nucléaire, même si cet objectif ne sera probablement pas atteint avant la fin du siècle.
- ▮ On réussit à produire de l'hydrogène de façon économique en même temps que de l'électricité nucléaire, et la technologie des piles à combustible continue de s'améliorer, tant dans des applications mobiles que stationnaires.

« Par suite d'importants efforts de recherche internationaux, il est probable qu'on réalisera d'importantes percées dans une ou plusieurs de ces technologies avant la fin de l'horizon prévu, ce qui réglerait à long terme le problème d'atténuation des changements climatiques sans réduire outre mesure la croissance économique et permettrait de répondre à la demande future pour les services énergétiques¹⁸. » [traduction]

¹⁸ *Ibid.*, p. 100.

2.2.1.8 Analyse et commentaires sur les répercussions des trois scénarios

Les trois scénarios présentent divers avenir possibles, chacun étant plausible et ayant des implications différentes. Pour les évaluer, l'AIE a publié un tableau reprenant les changements d'orientation par rapport aux principaux facteurs. Ce tableau est reproduit ci-contre. Il offre une représentation schématique de certaines différences entre les trois scénarios en vue de résumer l'analyse. Par exemple, les scénarios 2 et 3 mettent plus l'accent sur l'évolution technologique que ne le fait le scénario 1. Les profils d'émissions qui en résultent montrent que le scénario 1 a une plus grande incidence au cours des premières années, mais affiche des réductions relativement moins efficaces les années suivantes à mesure que les technologies adoptées dans les scénarios 2 et 3 obtiennent de meilleurs résultats. Ainsi, le scénario 1 retarde l'acceptation de l'énergie nucléaire en tant que solution partielle au problème, en partie parce que l'importance accordée aux réductions

d'émissions détourne les investissements qui auraient pu être consacrés à la recherche. Dans le scénario 2, l'énergie nucléaire est onéreuse au départ. Mais comme on met davantage l'accent sur la technologie, l'énergie nucléaire est plus largement acceptée et devient plus économique, ce qui lui permet de mieux répondre aux besoins énergétiques et de réduire dans une plus large mesure les émissions au cours des années suivantes. Non seulement le scénario 3 adopte l'énergie nucléaire dès le départ, mais il privilégie d'autres technologies porteuses à long terme, ce qui engendre dans les années suivantes des résultats encore plus favorables en ce qui a trait aux réductions des émissions.

De même, le scénario 2, qui met moins l'accent sur les émissions à court terme, entraîne une accélération de l'exploitation des combustibles fossiles. L'importance accordée au pétrole et au gaz donne lieu au départ à une dépendance à l'égard des ressources provenant de



Figure 2.8
Principales technologies existantes et futures

Stratégies technologiques pour un avenir plus durable				
Énergies renouvelables	Industrie	Énergie nucléaire	Transports	Bâtiments
<ul style="list-style-type: none"> ▶ Bioénergie ▶ Géothermique ▶ Hydraulique (éclairage et à petite échelle) ▶ Énergies marines ▶ Éolienne (sur terre et en mer) ▶ Solaire photovoltaïque ▶ Solaire 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Capture et stockage du CO₂ ▶ Production combinée chaleur-électricité ▶ Efficacité énergétique ▶ Combustibles de substitution ▶ Recyclage de l'eau 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Avancé, eau bouillante ▶ Avancé, refroidi au gaz ▶ Eau bouillante ▶ Surgénérateur ▶ Refroidi au gaz ▶ Refroidi à l'eau légère ▶ Eau lourde pressurisée ▶ Eau pressurisée 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Biocarburants ▶ Électrification ▶ Pile à combustible ▶ Hydrogène ▶ Moteur à combustion interne ▶ Matériaux légers ▶ Carburants synthétiques 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Appareils ▶ Cuisine ▶ Éclairage ▶ Chauffage et climatisation ▶ Chauffage de l'eau ▶ Fenêtres et isolation

diverses régions, avec une réduction subséquente du niveau de sécurité de l'approvisionnement énergétique : la flèche de la sécurité descend donc dans ce scénario.

Cette méthode, qui consiste à examiner les résultats éventuels, vise essentiellement à mettre en évidence les interactions critiques entre la technologie et l'environnement et l'importance d'une croissance économique sûre et durable, ce qui à terme conduira à des choix plus équilibrés pour répondre aux besoins énergétiques de demain sans compromettre notre capacité au chapitre de la durabilité.

2.2.2 Les scénarios de l'AIE concernant la technologie en 2006

Dans son étude¹⁹ intitulée *Energy Technology Perspectives 2006: Scenarios and Strategies to 2050*, l'Agence internationale de l'énergie a augmenté le nombre de scénarios et mis l'accent sur les technologies

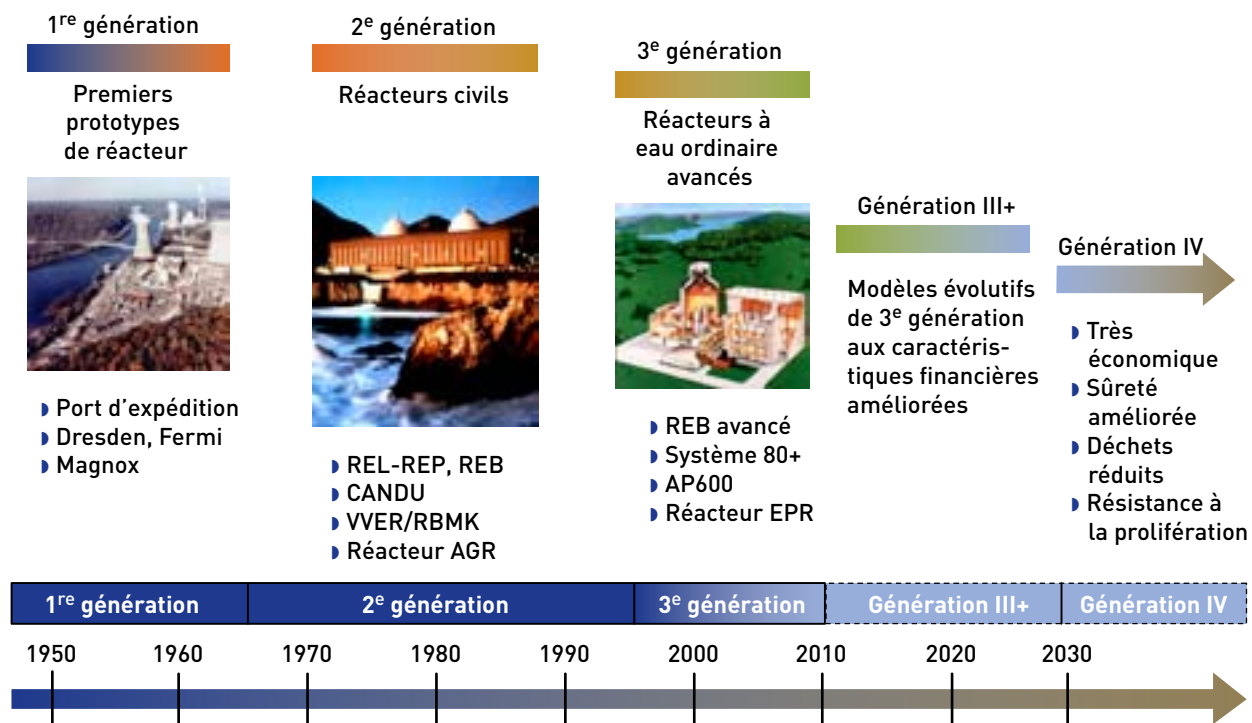
clés qui devraient à son avis déboucher sur un avenir énergétique plus durable. La figure 2.8 regroupe ces technologies en cinq catégories. Dans cette optique, le développement et le perfectionnement des technologies pertinentes semblent être le moyen à privilégier pour permettre aux producteurs et aux consommateurs d'énergie de réduire leurs émissions.

L'AIE a examiné l'incidence possible des technologies de l'énergie dans le choix du portefeuille énergétique de demain et a évalué leur effet sur la réduction des émissions liées à l'énergie. Les scénarios tablent sur des technologies clés existantes ou en cours de développement qui pourraient réduire les émissions mondiales futures de CO₂ liées à l'énergie par rapport à leurs niveaux actuels.

Selon l'étude, dans le scénario de référence, la croissance mondiale des émissions de CO₂ est rapide, importante et insoutenable. De plus, le problème de la sécurité énergétique ne sera pas résolu.

¹⁹ Agence internationale de l'énergie, *Energy Technology Perspectives 2006: Scenarios and Strategies to 2050*, Paris, France, 2006.

Figure 2.9
Évolution de l'énergie nucléaire



SOURCE : Association nucléaire canadienne, Colloque annuel, exposé de l'AIE (Robert Dixon).

L'AIE montre que pour assurer la sécurité et la durabilité de l'approvisionnement énergétique, il faut développer et déployer des technologies existantes et de nouvelles technologies. L'AIE a mis au point cinq scénarios d'accélération technologique ou scénarios ACT — Map (ou de base), peu d'énergies renouvelables, peu d'énergie nucléaire, pas de captation ni de stockage du CO₂ (CSC) et faible efficacité — en plus du scénario TECH Plus. Le scénario ACT Map tient compte de cinq technologies, à savoir énergies renouvelables, énergie nucléaire, CSC, biocarburants et efficacité de l'utilisation finale. Le scénario TECH Plus se penche sur les cinq technologies susmentionnées, mais ajoute les piles à combustible (voir la figure 2.10).

Il convient de noter que l'objectif de l'analyse des scénarios de l'AIE n'était pas d'établir des prévisions, mais d'illustrer les résultats possibles d'après une analyse approfondie des caractéristiques et du potentiel des technologies existantes.

Dans l'analyse de scénarios de l'AIE, la divergence dans les résultats entre les scénarios tient à des hypothèses plus ou moins optimistes concernant le rythme des progrès réalisés en vue de surmonter les obstacles technologiques et de parvenir à réduire les coûts. Par exemple, le scénario ACT Map est relativement optimiste pour toutes les technologies, tandis que tous les autres scénarios ACT (énergies renouvelables, nucléaire, aucune CSC, efficacité) sont pessimistes à propos d'une technologie particulière; le scénario TECH Plus est cependant plus optimiste que le scénario ACT Map à propos des progrès réalisés dans la résolution des problèmes technologiques.

L'AIE décompose le développement historique de l'industrie nucléaire en quatre générations²⁰ (voir la figure 2.9). La génération historique I (années 1950 et années 1960) est celle des prototypes et la génération II (années 1970 jusqu'aux années 1990) correspond à l'avènement des réacteurs commerciaux.

²⁰ www.ne.doe.gov/genIV/neGenIV1.html et www.cna.ca/seminar2007/docs/2007SeminarDixon-FR.pdf.

La génération III (1995-2010) est caractérisée par des percées dans la technologie et comporte un volet plus axé sur la sûreté et l'économie. La génération future III+ et la génération IV représentent l'avenir avec des réductions des coûts d'investissement et des délais de construction ainsi qu'une durée de vie plus longue. Les

génération III+ et la génération IV représentent l'avenir avec des réductions des coûts d'investissement et des délais de construction ainsi qu'une durée de vie plus longue. Les générations suivantes sont intégrées aux scénarios ACT et Tech Plus.

Les autres grandes hypothèses et caractéristiques propres à chaque scénario (voir la figure 2.10) et décrites dans le rapport de l'AIE²¹ sont présentées ci-après.

Figure 2.10
Principales hypothèses des scénarios

Scénario	Énergies renouvelables	Énergie nucléaire	Captation et stockage du CO ₂ (CSC)	Piles à combustible hydrogène	Bio-carburants avancés	Efficacité utilisation finale
ACT Map	Relativement optimiste dans tous les domaines de technologie					Amélioration globale de 2,0 % p.a.
ACT Peu d'énergies renouvelables	Réductions de coût plus lentes					
ACT Peu d'énergie nucléaire		Plus faible adhésion du public				
ACT Pas de CSC*			Pas de CSC			
ACT Faible efficacité						Amélioration globale de 1,7 % p.a.
TECH Plus	Meilleures réductions de coût	Meilleures réductions de coût et améliorations techniques		Percée sur les piles à combustible	Meilleures réductions de coût et meilleure disponibilité de la matière première	

* CSC : captation et stockage du CO₂

SOURCE : Agence internationale de l'énergie

²¹ Agence internationale de l'énergie, *Energy Technology Perspectives 2006: Scenarios and Strategies to 2050*, Paris, France, 2006, page 40.

2.2.2.1 Scénario ACT Map

Les principales caractéristiques du scénario ACT Map qui le distinguent des autres scénarios sont les suivantes :

- ▶ Réduction continue des coûts des technologies des énergies renouvelables.
- ▶ Règlement des problèmes de gestion des déchets et meilleure acceptation par le public de l'accroissement du parc nucléaire.
- ▶ Levée des obstacles à la captation et au stockage du CO₂.
- ▶ Gains d'efficacité énergétique et améliorations de la consommation d'énergie dans les transports, la construction et l'industrie en raison de l'adoption et de la mise en œuvre de technologies plus éconergétiques.
- ▶ Hausse de la consommation des biocarburants au détriment des produits pétroliers.

2.2.2.2 Scénario ACT — Peu d'énergies renouvelables

Ce scénario explore l'incidence de réductions de coûts plus lentes pour les technologies de l'énergie éolienne et solaire par rapport au scénario ACT Map.

2.2.2.3 Scénario ACT — Peu d'énergie nucléaire

Ce scénario prévoit une croissance limitée de l'énergie nucléaire si les problèmes relatifs aux déchets ne sont pas réglés de manière satisfaisante.

2.2.2.4 Scénario ACT — Pas de CSC

Ce scénario explore ce qui se passera si les problèmes techniques pesant sur la CSC ne sont pas réglés et que les technologies de CSC ne sont pas accessibles à l'échelle commerciale.

2.2.2.5 Scénario ACT — Faible efficacité

Ce scénario présume que les améliorations globales de l'efficacité énergétique seront inférieures de 0,3 % par an à celles prévue dans le scénario ACT Map.

2.2.2.6 TECH Plus

Le scénario TECH Plus formule des hypothèses plus optimistes concernant les progrès réalisés pour surmonter les obstacles technologiques que ne le fait le scénario ACT Map : plus grandes réductions des coûts pour les piles à combustibles et progrès plus rapide dans les technologies de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, utilisation de biocarburants et technologies nucléaires. Dans ce scénario, les parts de l'énergie renouvelable et de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité augmentent, et les véhicules fonctionnant avec une pile à combustible font des percées importantes sur le marché.

Les hypothèses macroéconomiques et démographiques sont les mêmes pour tous les scénarios. La croissance économique mondiale est censée être de 2,9 % par an entre 2003 et 2050, avec un revenu par habitant progressant de 2 % par an en moyenne. Les prix de l'énergie dans chaque scénario reflètent les changements dans la demande et l'offre d'énergie propres au scénario. Les perspectives de l'AIE jusqu'en 2050 pour chaque scénario sont présentées à la section 5.7.

3 HISTORIQUE

de la consommation d'énergie



Au cours des 150 dernières années, la consommation d'énergie dans le monde a augmenté de plus de 3 000 %. Entre 1860 et 1945, elle a progressé en moyenne de 2,2 % par an. Au cours de la même période, la population mondiale s'est accrue, passant de 1 milliard à 2,5 milliards d'habitants. Le PIB a augmenté de plus de 1,5 % par an en moyenne. Cette hausse de la consommation d'énergie était en grande partie attribuable à l'industrie. Le charbon était le combustible dominant.

Entre la fin de la Seconde Guerre mondiale et la crise pétrolière survenue au début des années 1970, la consommation d'énergie a augmenté de 4,9 % en moyenne. La population mondiale a augmenté pour atteindre 4 milliards de personnes. Le PIB s'est accru de quelque 5 % par an en moyenne. Le pétrole est devenu une forme d'énergie dominante.

Entre la crise de l'énergie et le début du troisième millénaire, la consommation d'énergie a progressé plus lentement au rythme de 1,7 % par an en moyenne. La population mondiale s'est accrue d'environ 2 milliards de personnes, mais la croissance du PIB a régressé pour s'établir à 3 % environ en moyenne. En raison de l'urbanisation massive, les enjeux environnementaux liés à l'énergie sont devenus une préoccupation majeure. Au cours de ces dix ans, la consommation mondiale d'énergie a augmenté de plus de 2 %.

Tableau 3.1
Taux de croissance de la consommation mondiale d'énergie, 1860-2006

1860-1945	2,2 %
1945-1973	4,9 %
1973-2000	1,7 %
2000-2006	2,6 %

SOURCES : Peter R. Odell, Why Carbon Fuels Will Dominate the 21st Century's Global Energy Economy, Multi-Science Publishing Co. (1860-2000); British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007 (2000-2006).

3.1 Moteurs de la demande d'énergie

Trois éléments moteurs, analysés plus haut, ont entraîné cette hausse historique des besoins énergétiques :

- ▷ la croissance démographique;
- ▷ la croissance économique;
- ▷ l'intensité énergétique.

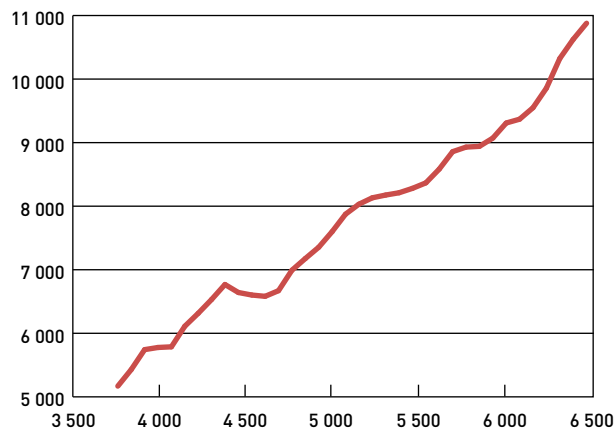
3.1.1 Croissance démographique

Comme l'illustre la figure 3.1, par le passé, la demande d'énergie a suivi systématiquement l'accroissement de la population mondiale.

Si la croissance démographique entraîne généralement une demande en énergie plus élevée, la consommation d'énergie par habitant varie considérablement dans le monde. La figure 3.2 présente la consommation d'énergie par habitant (mesurée en tonnes d'équivalent pétrole ou tep).

Figure 3.1

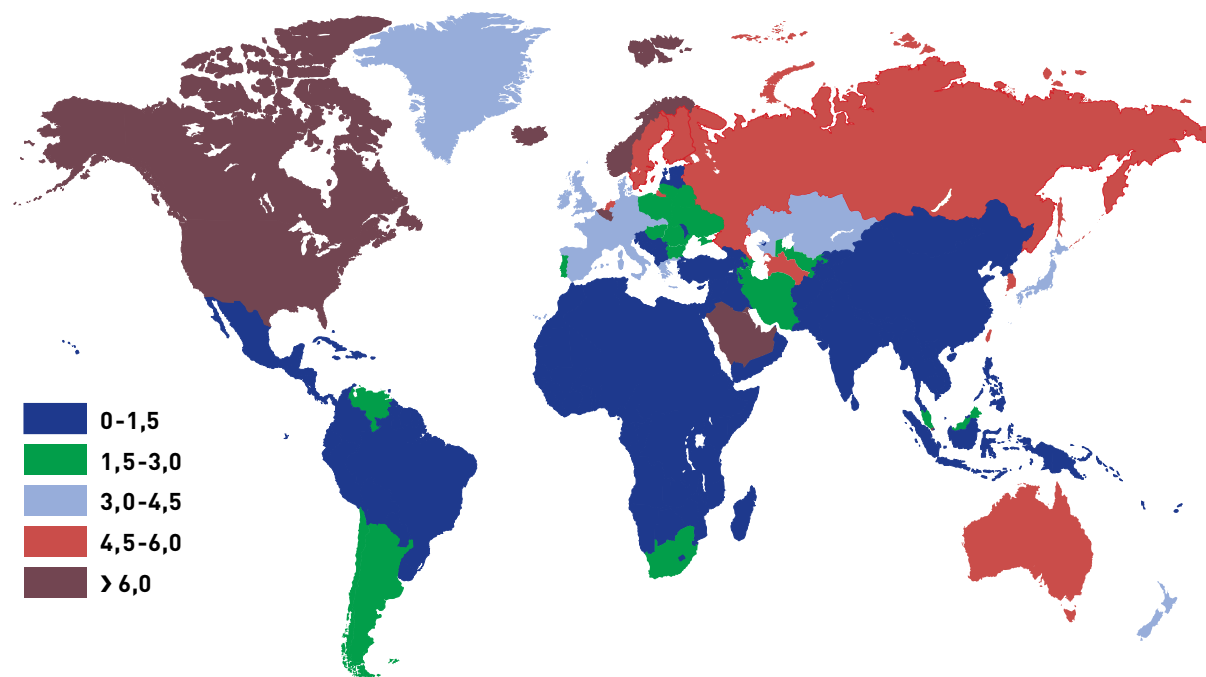
Relation entre la consommation d'énergie mondiale et la population mondiale, 1971-2006



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

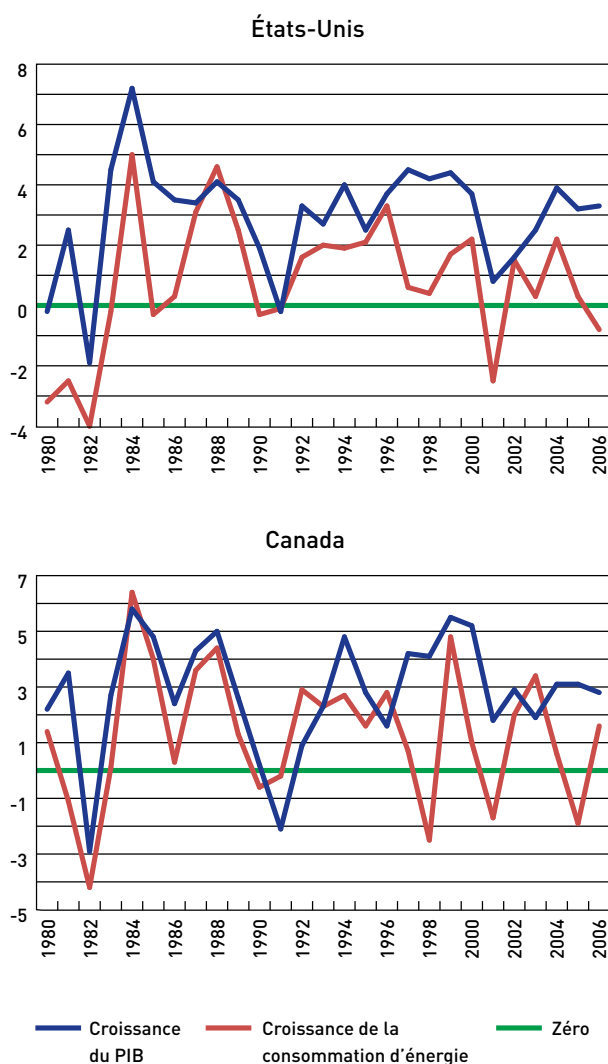
Figure 3.2

Consommation d'énergie primaire par habitant (tonnes d'équivalent pétrole)



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

Figure 3.3
Consommation d'énergie et activité économique
totale aux États-Unis et au Canada, 1980-2005*
(pourcentage)



* Le produit intérieur brut est rajusté en fonction de la parité des pouvoirs d'achat (PPA). Ce rajustement vise à tenir compte des différences dans les taux de change qui ne reflètent pas la véritable valeur de la devise.

SOURCES : U.S. Energy Information Administration, www.eia.doe.gov/emeu/international/populationandgdp.html et www.eia.doe.gov/emeu/international/energyconsumption.html, sauf pour le PIB du Canada, obtenu de Statistique Canada.

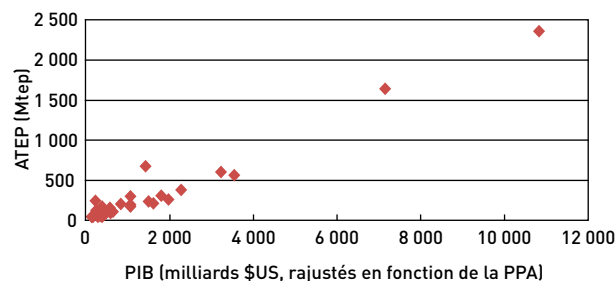
Les raisons à l'origine des différences dans la consommation d'énergie par habitant sont aussi importantes pour déterminer la demande d'énergie que le sont les hausses de population. À titre d'exemple, disons que si la consommation d'énergie par habitant dans le monde était partout aussi élevée qu'aux États-Unis, la demande mondiale totale d'énergie serait quatre à cinq fois plus élevée qu'actuellement²².

3.1.2 Énergie et activité économique

Il existe un lien direct entre le niveau d'activité économique et la consommation d'énergie. La figure 3.3 présente les variations annuelles en pourcentage de la consommation d'énergie et de l'activité économique totale (mesurée d'après le PIB) pour les États-Unis et le Canada entre 1980 et 2005. La demande d'énergie augmente parallèlement à la croissance économique (mesurée d'après l'augmentation du PIB).

La figure 3.4 donne une représentation graphique de l'activité économique et de la consommation d'énergie. On voit à quel point la demande totale d'énergie (considérée comme égale à l'approvisionnement total en énergie primaire à l'échelle mondiale) est grandement liée à l'activité économique totale.

Figure 3.4
Relation entre l'approvisionnement total en énergie
primaire (ATEP) et le PIB
(rajusté en fonction de la PPA)



SOURCE : D'après les données de l'Agence internationale de l'énergie, *Key World Energy Statistics 2006*, Paris, France, 2006, consulté à l'adresse www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/key2006.pdf, p. 48-57.

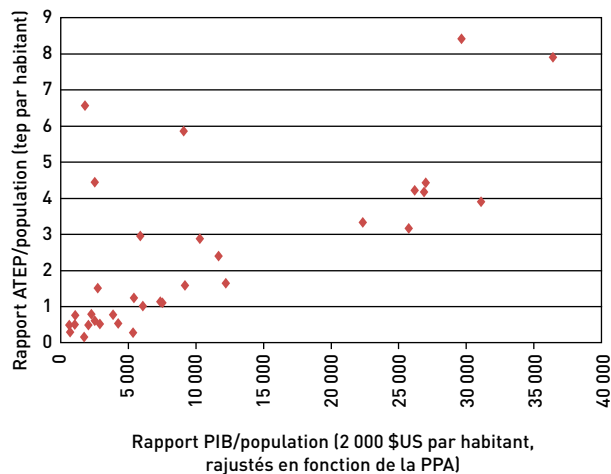
²² D'après des données de l'Agence internationale de l'énergie, *Key World Energy Statistics*, 2006. L'approvisionnement total en énergie primaire (ATEP) par habitant aux États-Unis est d'environ 7,91 tep par rapport à un ATEP mondial moyen par habitant de 1,77.

L'examen du lien entre le PIB et la consommation d'énergie par habitant présenté à la figure 3.5 est plus révélateur. S'il existe un lien indéniable entre un niveau élevé d'activité économique et la consommation d'énergie par habitant, pour un revenu donné par habitant, la consommation d'énergie peut grandement varier. Certains pays, comme la Norvège et le Japon, ont un niveau de vie relativement élevé, mais enregistrent une intensité énergétique beaucoup moins grande.

Cet écart dans la consommation d'énergie par habitant s'explique en partie par le fait que certains pays ont un revenu plus élevé par habitant et que les activités à la clé de ces revenus consomment généralement plus d'énergie.

Il est possible d'établir une distinction entre plusieurs facteurs associés à des niveaux d'activité économique plus élevés (croissance économique) et la consommation d'énergie. La vaste superficie du Canada et des États-Unis et le climat des régions septentrionales de

Figure 3.5
Relation entre l'approvisionnement total en énergie primaire (ATEP) par habitant et le PIB par habitant (ajusté en fonction de la PPA)



SOURCE : D'après les données de l'Agence internationale de l'énergie, Key World Energy Statistics 2006, Paris, France, 2006, consultées à l'adresse www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/key2006.pdf.



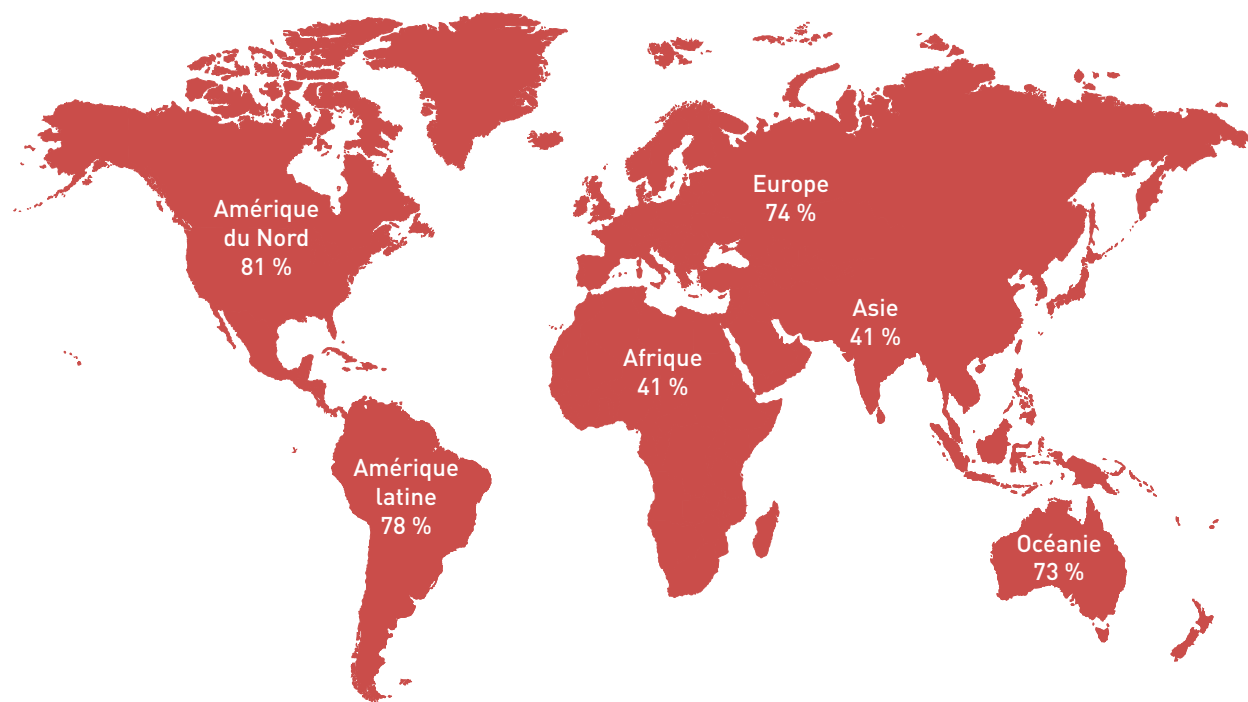
ces pays font partie des facteurs entrant en ligne de compte.

Urbanisation : Dans de nombreux pays, la croissance économique est associée à l'urbanisation. Dans certains cas, l'urbanisation a été très rapide. En Chine, par exemple, 17,4 % de la population vivaient en milieu urbain en 1975. En 2005, la proportion de citoyens était passée à 40,5 % et devrait augmenter considérablement²³. L'accroissement de la population urbaine a des répercussions sur le plan tant de la quantité que du type d'énergie demandée. En général, les populations urbaines sont moins en mesure d'utiliser la biomasse (comme le bois ou les déchets animaux) et dépendent davantage des combustibles fossiles et de l'électricité. Le recours à différentes formes d'énergie est lié en partie au transport (on accorde la préférence aux

combustibles faciles à transporter) et, à mesure que les régions urbaines prennent de l'expansion, la source d'énergie choisie peut être dictée par l'obligation d'utiliser des combustibles plus propres. Dans les pays plus développés, l'expansion des banlieues accroît souvent le besoin de moyens de transport individuels.

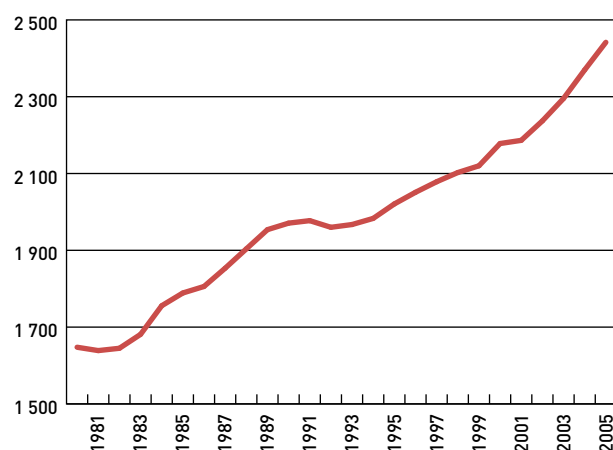
À la figure 3.6, on présente les taux moyens d'urbanisation par région. Il convient de noter que l'Asie et l'Afrique sont relativement moins urbanisées que le reste du monde. L'urbanisation est également associée à l'électrification. Bien que la consommation d'électricité augmente constamment (voir la figure 3.7), il existe d'importantes populations dans les pays en développement, y compris en région urbaine, qui n'ont pas accès à l'électricité.

Figure 3.6
Taux d'urbanisation par région, 2003



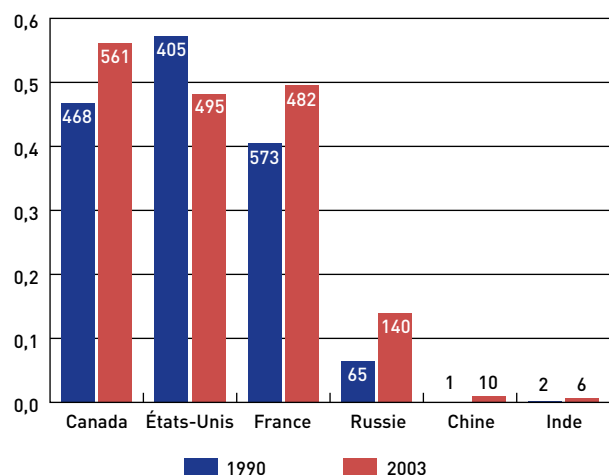
²³ Programme des Nations Unies pour le développement, *Rapport mondial sur le développement humain 2006 — Au-delà de la pénurie : pouvoir, pauvreté et crise mondiale de l'eau*, 2006. Aux fins de comparaison, l'Amérique du Nord a un niveau d'urbanisation d'environ 81 %.

Figure 3.7
Consommation mondiale d'électricité par habitant, 1980-2004
(kilowattheures)



SOURCE : U.S. Energy Information Administration, International Energy Outlook, site Web consulté à l'adresse www.eia.doe.gov/ieo/elec.html (tableau 6.2), www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/table62.xls. Site Web du U.S. Census Bureau www.census.gov/ipc/www/idb/worldpop.html.

Figure 3.8
Nombre de véhicules et nombre d'automobiles par millier d'habitants, 1990 et 2003



Industrialisation : En outre, la demande d'énergie et la croissance économique sont généralement liées à l'industrialisation. La vitesse à laquelle les pays en développement s'industrialisent et la voie qu'ils suivent pour s'approvisionner en énergie ont d'importantes répercussions à la fois sur le rythme de croissance et sur l'environnement. Dans les économies industrialisées, les secteurs manufacturiers sont stables ou en déclin, tandis que l'activité s'intensifie dans le secteur tertiaire. Cette situation a des répercussions sur la demande énergétique, puisque la croissance du secteur tertiaire dépend le plus souvent de l'électricité (pour l'éclairage, la climatisation, les ordinateurs et autre matériel électrique) et non des combustibles primaires.

En outre, la demande d'énergie et la croissance économique sont généralement liées à l'industrialisation.

Richesse : Souvent, l'intensification de l'activité économique s'accompagne d'une augmentation du revenu moyen. Et des revenus moyens plus élevés sont associés à une hausse de la consommation de produits plus énergivores. À la figure 3.8, on présente l'évolution dans le nombre d'automobiles par habitant; les différences entre les régions du monde sont frappantes. Dans les pays industrialisés autres que les États-Unis, le lien entre la possession d'une automobile et les dépenses de consommation par habitant ressort clairement. Aux États-Unis, le nombre d'automobiles a diminué, même si le nombre de véhicules a augmenté, et ce, du fait que de nombreux Américains optent pour des véhicules loisir travail, des minifourgonnettes et d'autres camions légers qui, par définition, ne sont pas des automobiles. La consommation mondiale d'électricité augmente plus rapidement que l'offre énergétique totale, la demande résidentielle étant stimulée par les gros électroménagers dans les années 1980 (lave-vaisselle et réfrigérateurs) et récemment par les petits appareils électroniques à puces informatiques.

3.1.3 Intensité énergétique

La mesure de l'*intensité énergétique* exprime le lien entre l'activité économique et l'énergie. L'intensité énergétique est la quantité d'énergie requise pour produire un dollar d'activité économique. Les industries à faible intensité énergétique peuvent enregistrer des taux élevés de croissance même si l'approvisionnement en énergie devient plus difficile. La baisse de l'intensité énergétique entraîne généralement une réduction des répercussions environnementales associées à l'augmentation de la production.

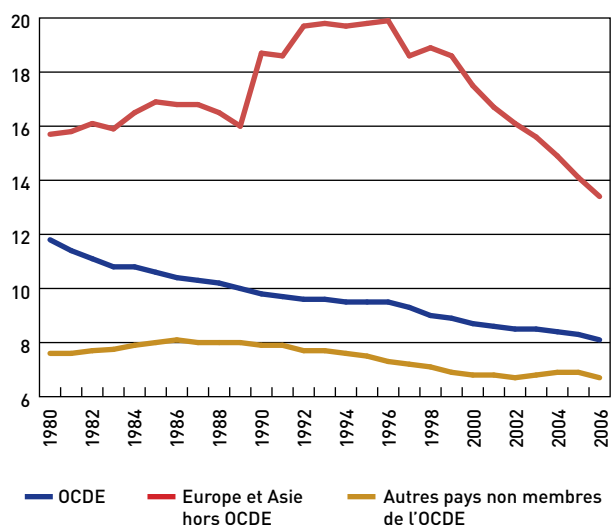
De façon générale, l'intensité énergétique des pays développés a diminué depuis les années 1970, en partie grâce aux progrès techniques, à une amélioration de rendement et à un recul des secteurs énergivores. La figure 3.9 présente une mesure de l'intensité énergétique pour des groupes de pays; l'écart entre les pays qui comprenaient autrefois l'Union soviétique et ses alliés, bien qu'il diminue, est remarquable.

Les principales mesures permettant de réduire l'intensité énergétique dans ces économies sont une restructuration accrue des entreprises et la réforme du secteur énergétique, notamment une réforme du mode de fixation du prix de l'énergie²⁴.

Bien que l'intensité énergétique soit liée à l'efficacité, une intensité énergétique élevée n'implique pas nécessairement une efficacité énergétique médiocre. L'intensité énergétique mesure à la fois l'efficacité et les conditions économiques sous-jacentes. Le climat froid entraîne également une plus grande consommation d'énergie, tout comme le recours aux transports routier et aérien, en particulier dans les pays où la population est dispersée. Compte tenu de ces facteurs, il n'est peut-être pas surprenant que l'intensité énergétique du Canada soit la plus élevée parmi les pays membres de l'Organisation de coopération et de développements économiques (OCDE), derrière l'Islande seulement²⁵.

Figure 3.9

Intensité énergétique dans diverses régions, 1980-2006
(milliers de Btu par \$US de PIB)



SOURCE : U.S. Energy Information Administration, International Energy Outlook, 2007, figure 24.

Dans les pays industrialisés, les réductions de la demande énergétique attribuables aux améliorations technologiques ont été en partie neutralisées par l'accroissement de la consommation. Par exemple, l'efficacité énergétique du déplacement en voiture (la quantité d'énergie requise pour parcourir 1 km) s'est accrue d'environ 10 % dans les pays développés entre 1974 et 1988, mais parallèlement, l'utilisation de la voiture a augmenté dans une plus grande proportion, ce qui s'est traduit par une augmentation globale nette de la demande d'énergie annuelle par véhicule²⁶.

Dans certains pays en développement, l'intensité énergétique a baissé alors que s'instaurait une croissance économique rapide. En Chine, par exemple, l'intensité énergétique a chuté de 61 % entre 1980 et 2004, alors que, selon les statistiques présentées dans le site Web de l'AIE, le taux moyen de croissance économique du pays était de 9,5 % par an et l'augmentation annuelle de la consommation d'énergie s'élevait à 5,2 % en moyenne.

²⁴ J. Conrille et S. Frankhauser, *The Energy Intensity of Transition Economies*, Banque européenne pour la reconstruction et le développement, 2002.

²⁵ www.oecd.org/dataoecd/20/40/37551205.pdf

²⁶ D'après les données pour l'AIE-11, présenté dans l'Agence internationale de l'énergie, *Oil Crises and Climate Change: 30 Years of Energy Use in IEA Countries*, Bruxelles, Belgique, 2004.



3.2 Tendances historiques de la consommation d'énergie

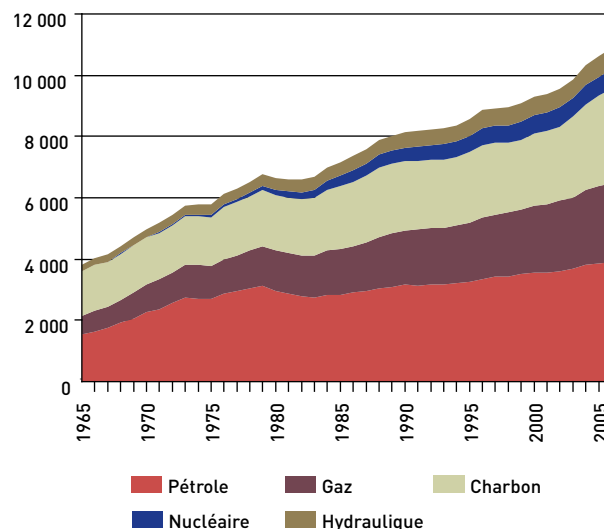
Dans la présente section, nous examinons la façon dont la demande d'énergie a évolué au cours des dernières décennies. Pour les besoins de notre examen, la définition de l'énergie primaire se limite aux produits commercialisés (et ne tient pas compte de combustibles comme la tourbe et le bois, en grande partie en raison du peu de données disponibles).

À mesure que la demande d'énergie a augmenté, le choix de la source d'énergie exploitée pour satisfaire cette demande a été en partie fonction du prix relatif des autres sources d'énergie.

La figure 3.10 présente la consommation totale d'énergie par source d'énergie primaire. La demande de toutes les formes d'énergie primaire a augmenté au cours des 40 dernières années, mais pour certaines formes d'énergie, l'augmentation a été spectaculaire. L'énergie nucléaire, qui représentait une part négligeable de la consommation totale d'énergie en 1965, répond maintenant à

6 % des besoins énergétiques. En revanche, bien que le charbon ait été une source importante d'énergie pendant toute cette période, son utilisation a augmenté de manière relativement modeste.

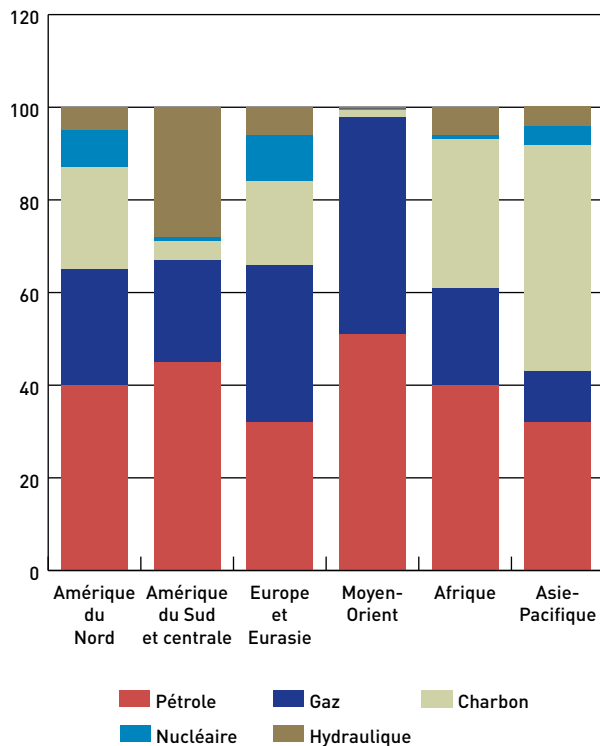
Figure 3.10
Consommation mondiale d'énergie primaire, 1965-2006
(millions de tonnes d'équivalent pétrole par an)



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

Cependant, la figure 3.11 fait ressortir l'incroyable diversité régionale du portefeuille d'énergies primaires. La consommation au Moyen-Orient repose presque entièrement sur le pétrole et le gaz naturel. En Amérique du Sud et en Amérique centrale, l'hydroélectricité satisfait de loin à la plus grande partie de la demande. Le charbon demeure la source d'énergie dominante dans la région de l'Asie-Pacifique. En Amérique du Nord, en Europe et en Eurasie, les sources d'énergie sont plus diversifiées, mais l'énergie nucléaire occupe le haut du pavé. On observe des différences encore plus marquées si l'on examine la consommation énergétique par pays. Alors qu'en Norvège, l'hydroélectricité répond à 33,1 % de la demande, en France, le nucléaire domine à hauteur de 42,5 % et seulement 1,9 % de la demande d'énergie primaire est satisfaite au moyen de l'hydroélectricité.

Figure 3.11
Consommation régionale d'énergie primaire selon la source (pourcentage)



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

La demande d'énergie historique et le portefeuille d'énergies primaires en disent long, mais ne dévoilent pas tout. À mesure que la demande d'énergie a augmenté, le choix de la source d'énergie exploitée pour satisfaire cette demande a été en partie fonction du prix relatif des autres sources d'énergie. La politique gouvernementale privilégiant des formes d'énergie particulières a également joué un rôle important, tout comme l'opinion publique à l'égard des répercussions environnementales, tant à l'échelle locale que mondiale.

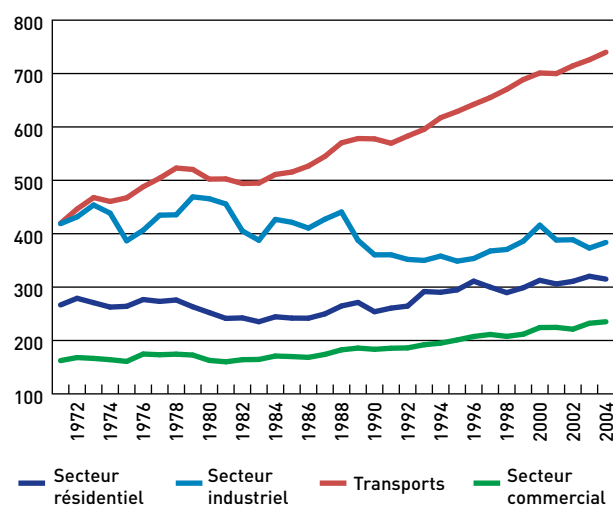
La capacité de satisfaire facilement la demande au moyen de combustibles de remplacement dépend en partie de la technologie. Certains consommateurs industriels sont capables de changer assez rapidement de combustible, ce qui leur permet de tirer parti de différences dans le coût relatif du gaz naturel et des carburants dérivés du pétrole brut. La demande d'électricité peut être satisfaite au moyen de pétrole, de gaz naturel, de charbon, d'énergie nucléaire ou d'énergie hydraulique, en tant que source d'énergie primaire, mais il est naturellement difficile de changer de combustible à court terme. Même dans les transports, maintenant fort tributaires du pétrole, il devient possible de passer à une autre source d'énergie, à mesure que la technologie progresse.

La figure 3.12 présente l'augmentation de la consommation d'énergie en Amérique du Nord par les divers utilisateurs finaux. La croissance du secteur des transports a été la plus rapide. Elle contraste de façon marquée avec celle des secteurs résidentiel et industriel.

3.2.1 Consommation de pétrole

La figure 3.13 illustre la consommation historique de pétrole dans différentes régions du monde. Au fil de l'histoire, la consommation de pétrole affiche une tendance générale à la hausse, mais on observe deux périodes de recul au début et à la fin des années 1970. Ces deux périodes correspondent à des périodes de prix élevés qui ont entraîné une réduction de la consommation et le recours à des combustibles de remplacement. La première période correspond à la hausse spectaculaire du prix du pétrole enregistrée en 1973 par suite de l'embargo sur le pétrole arabe (le prix du pétrole léger d'Arabie est passé de 1,85 \$US le baril à

Figure 3.12
Consommation d'énergie en Amérique du Nord
par utilisateur final, 1971-2004
(millions de tonnes d'équivalent pétrole par an)



SOURCE : Statistiques de l'AIE, Extended Energy Balances (OECD North America), source consultée électroniquement via Source OCDE.

11,54 \$US en 1974). Les prix du pétrole sont à nouveau montés en flèche en 1981, pour culminer à près de 40 \$US le baril dans la foulée de la révolution iranienne.

L'Amérique du Nord consomme plus de pétrole par habitant que tout autre continent. Elle était à l'origine de 29 % de la demande estimative globale de pétrole en 2006²⁷. La consommation de pétrole du secteur des transports représente actuellement 66 % de la demande totale de pétrole des États-Unis²⁸, qui comprend l'essence, le carburacteur et le diesel, les fractions plus légères du baril de brut. Au Canada, le secteur des transports représente un peu plus de la moitié de la demande de produits pétroliers raffinés²⁹. Dans les deux pays, la part du secteur des transports devrait continuer à augmenter à mesure que la consommation de pétrole diminue dans d'autres secteurs.

²⁷ British Petroleum Company, *BP Statistical Review of World Energy 2007*, Londres, Royaume-Uni, 2007.

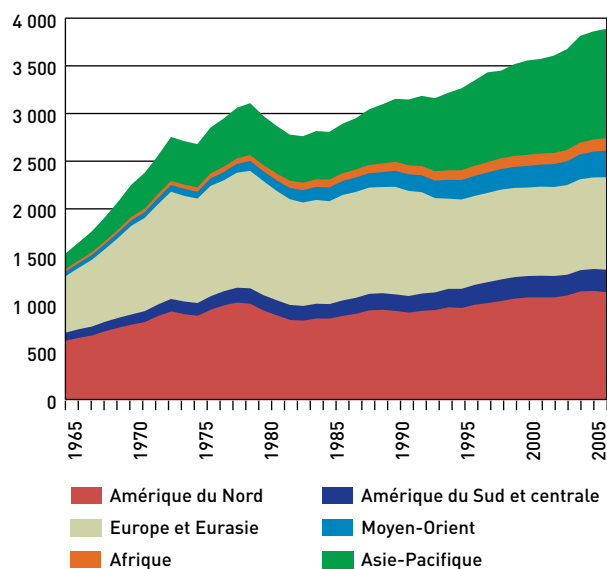
²⁸ U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Review*, 2004, consulté à l'adresse www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/petroleum/analysis_publications/oil_market_basics/petflow.

²⁹ Statistique Canada, n° 57-003-XIE au catalogue, consulté à l'adresse www.statcan.ca/francais/freepub/57-003-XIF/57-003-XIF2005000.pdf.

Aux États-Unis, le secteur des transports dépend du pétrole dans une proportion de 96 % et est à l'origine de 28 % de la consommation totale d'énergie du pays. Il produit par ailleurs un tiers de ses émissions de CO₂. L'augmentation de la demande de pétrole en Amérique du Nord vise les fractions plus légères comme l'essence et le diesel, ce qui oblige les raffineries à investir dans des installations de conversion et de valorisation de manière à maximiser leur capacité à traiter les divers bruts disponibles (et de plus en plus lourds) tout en satisfaisant la demande à l'égard des fractions plus légères du baril.

Bien que l'Amérique du Nord soit à l'origine d'une grande partie de la demande mondiale de pétrole, la croissance de la demande est principalement attribuable aux économies de l'Asie-Pacifique en plein essor. Entre 1965 et 2006, la consommation de pétrole de ces pays a augmenté de 597 %. Au cours de la même période, celle de l'Amérique du Nord a augmenté de 82 %. Comme on peut le voir à la figure 3.13, l'augmentation de la demande en Asie a été soutenue pendant plusieurs décennies.

Figure 3.13
Consommation de pétrole par région, 1965-2006
(millions de tonnes par an)



SOURCE : British Petroleum Company, *BP Statistical Review of World Energy 2007*, Londres, Royaume-Uni, 2007.

3.2.2 Consommation de gaz naturel

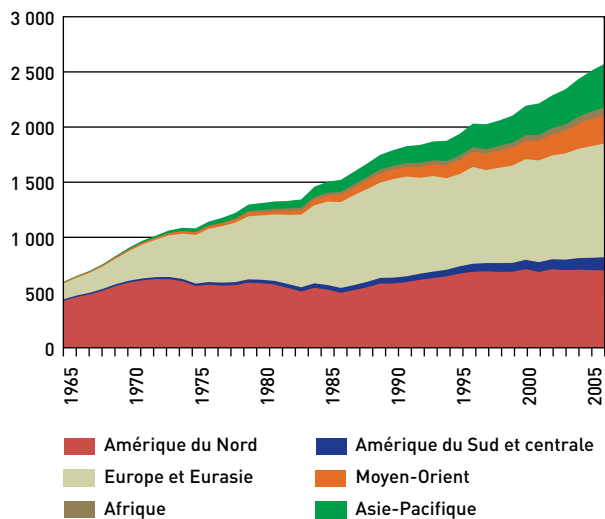
Le gaz naturel est une source de combustible depuis longtemps. La figure 3.14 présente la consommation historique mondiale de gaz naturel par région. La demande de gaz a augmenté plus rapidement que la demande de pétrole et sa croissance a été plus prononcée en Europe et en Eurasie. L'augmentation en Amérique du Nord a été relativement modeste et, bien que la croissance ailleurs dans le monde ait été rapide, elle représente une petite proportion de la consommation de gaz. Ces grandes tendances régionales masquent d'importants écarts entre les pays et dans les régions, qui s'expliquent en partie par le fait que la consommation de gaz requiert une infrastructure pipelinière suffisante pour livrer de grandes quantités de gaz aux consommateurs finaux.

Comme l'indique clairement la figure 3.15, qui présente la demande résidentielle et commerciale historique aux États-Unis de 1930 à aujourd'hui, l'augmentation relativement modeste de la demande en Amérique du Nord à partir de 1973 contraste avec la hausse très rapide de la consommation de gaz dans les décennies précédentes à l'époque de la construction de l'infrastructure pipelinière des États-Unis.

Le plafonnement du prix du gaz au début des années 1970 a été à l'origine de rumeurs annonçant la fin de l'approvisionnement en gaz naturel et de politiques visant à débrancher les consommateurs résidentiels et commerciaux du réseau de distribution. Mais la déréglementation graduelle des prix a donné lieu à l'exploitation de nouveaux gisements et à un regain d'intérêt pour le gaz en tant que source d'énergie pour le chauffage. Par la suite, les prix du gaz, malgré leur augmentation, sont demeurés inférieurs aux prix équivalents de l'électricité aux États-Unis.

Figure 3.14

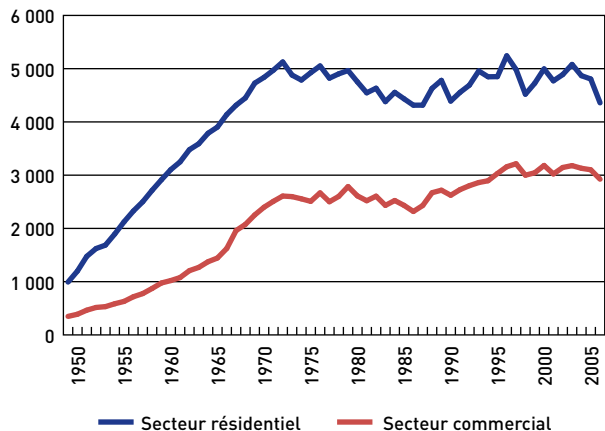
Consommation de gaz naturel par région, 1965-2006 (millions de tonnes d'équivalent pétrole par an)



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

Figure 3.15

Consommation résidentielle et commerciale de gaz aux États-Unis, 1949-2006 (milliards de pieds cubes par an)



SOURCE : U.S. Energy Information Administration, site Web consulté à l'adresse <http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/hist/n3010us2A.htm> et <http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/hist/n3020us2A.htm>.

Au fil du temps, les facteurs à long terme qui ont stimulé la demande de gaz naturel ont été différents dans chaque secteur de l'économie. Dans le *secteur résidentiel*, le chauffage des maisons neuves a été l'un des moteurs de la demande. Malgré une amélioration de l'efficacité des chaudières, l'augmentation de la superficie des maisons neuves a compensé la baisse subséquente de la demande au pied carré. Dans le *secteur industriel*, les procédés industriels ont délaissé le charbon et le pétrole au profit du gaz naturel, ce qui a entraîné une augmentation de la demande de gaz naturel, mais au cours des dernières années, le prix élevé du gaz naturel a incité de nombreuses industries à forte consommation de gaz comme l'industrie pétrochimique américaine à délocaliser leurs établissements dans des pays où le gaz est meilleur marché. En 2004, la consommation industrielle de gaz naturel aux États-Unis a été inférieure à ce qu'elle avait été entre 1983 et 2003, peu importe l'année.

Dans le secteur de la *production d'électricité*, les centrales alimentées au gaz constituent une source importante de la demande dans certains pays. L'attrait des centrales au gaz provient du fait qu'elles peuvent être construites à petite et à grande échelle (contrairement aux centrales au charbon ou nucléaires, qui doivent absolument être à grande échelle). Les centrales au gaz sont également intéressantes en raison de la souplesse qu'elles confèrent pour satisfaire la demande d'électricité en période de pointe car elles peuvent être mises en service et arrêtées facilement. La consommation de gaz naturel dans le *secteur des transports* ne représente qu'une petite proportion de la demande totale. Selon les estimations, on compte environ 130 000 véhicules fonctionnant au gaz naturel aux États-Unis et environ 2,5 millions dans le monde³⁰. La principale utilisation du gaz dans le secteur des transports demeure l'alimentation du compresseur pour le transport par pipeline.

³⁰ The Natural Gas Vehicle Coalition, cité à l'adresse www.naturalgas.org/overview/uses_transportation.asp.

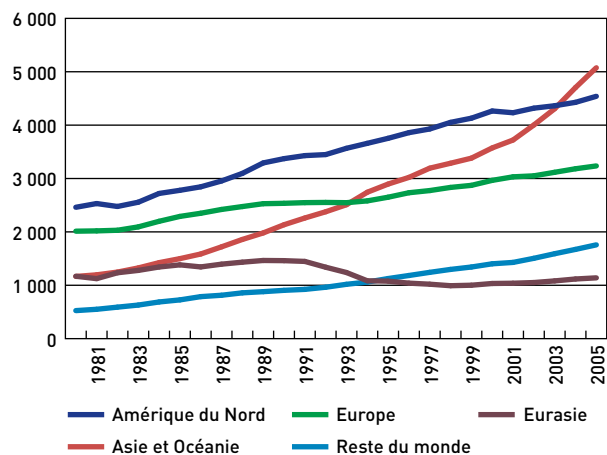
3.2.3 Consommation d'électricité

La consommation d'électricité a augmenté régulièrement pendant plus de 100 ans. Cependant, sur tous les continents, il y a encore des gens qui vivent dans des habitations non reliées au réseau électrique. Les différences entre les groupes de pays sont claires. Sauf en Europe et en Eurasie, l'augmentation de la consommation d'électricité a été élevée.

Il convient de noter que jusqu'au début des années 1970, la consommation d'électricité en Amérique du Nord a été encouragée par des tarifs promotionnels. On entendait ainsi profiter d'économies d'échelle. Depuis, en dépit des efforts en faveur d'économies d'électricité suscités par la hausse des coûts d'approvisionnement, la consommation continue d'augmenter, comme le montre la figure 3.16.

On observe des différences marquées sur le plan géographique dans l'ensemble des technologies employées pour produire de l'électricité. Le charbon fournit 40 % de l'énergie utilisée pour produire de l'électricité. Il est le combustible dominant dans la

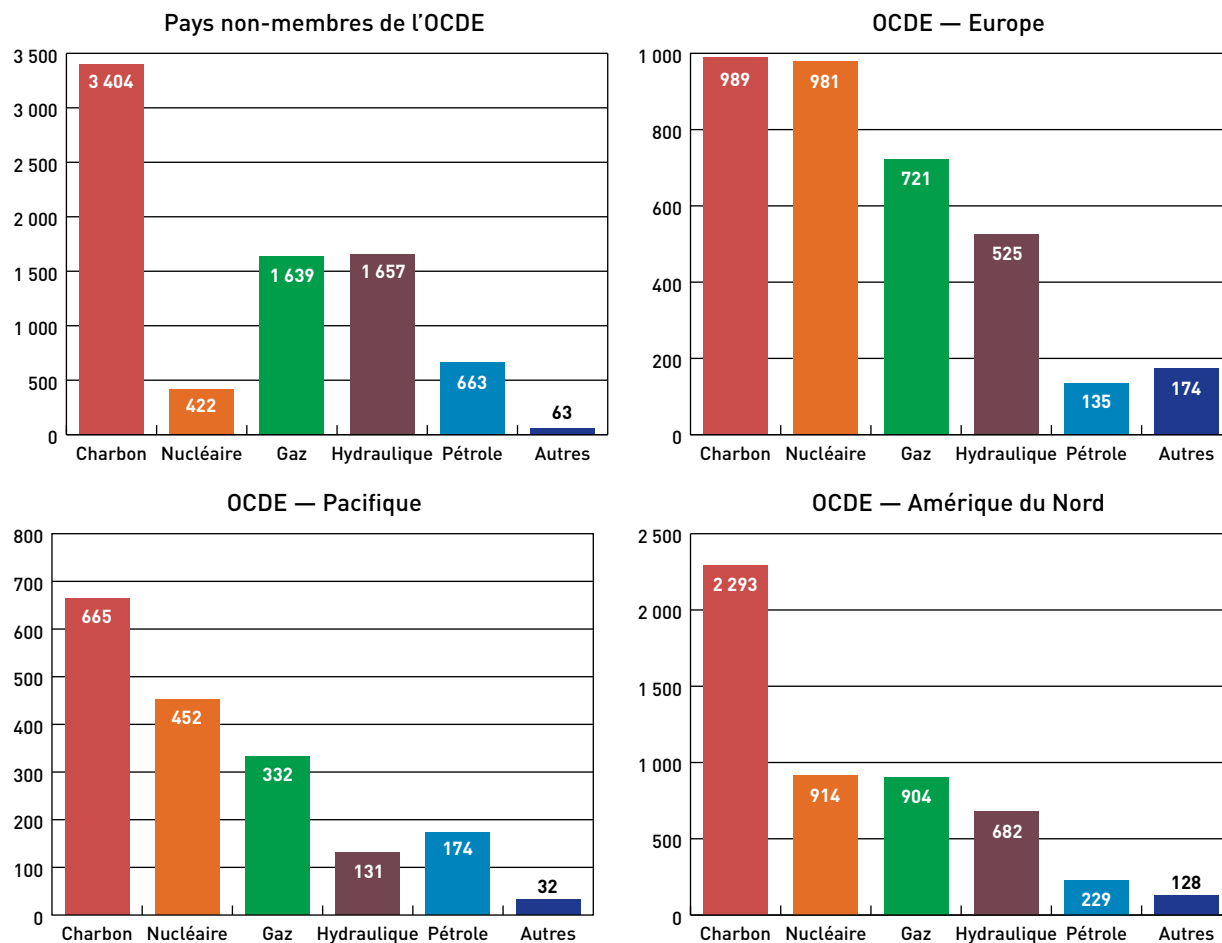
Figure 3.16
Consommation régionale d'électricité, 1980-2005
(térawattheures)



SOURCE : U.S. Energy Information Administration, site Web consulté en septembre 2007 à l'adresse www.eia.doe.gov/emeu/international/electricityconsumption.html

Figure 3.17

Sources d'énergie primaire pour la production d'électricité par région, 2005
(térawattheures)



SOURCE : Agence internationale de l'énergie, Electricity Information 2007, Paris, France, 2007.

région du Pacifique et aux États-Unis. Le gaz naturel fournit 20 % de l'énergie utilisée pour la production de l'électricité, et l'énergie hydraulique et l'énergie nucléaire sont presque tout aussi importantes, avec 16 % chacune. Le pétrole n'alimente que 7 % des centrales et les énergies renouvelables autres que l'énergie hydraulique, 2 %. Le choix dans chaque région desservie dépend de la nature temporelle de la demande d'électricité (courbe de charge) et des aspects économiques de la production d'électricité (c'est-à-dire coûts d'investissement et d'exploitation de chaque type de production). La figure 3.17 présente les tendances qui en résultent.

3.3 Consommation d'énergie : commentaire de synthèse

La croissance démographique, le développement économique et l'intensité énergétique ont été par le passé — et demeureront — les grands déterminants de la demande d'énergie. Comme le nombre d'habitants continue d'augmenter à un rythme soutenu dans les pays en développement et que la croissance économique se poursuit également, on prévoit une augmentation de la consommation d'énergie dans un avenir prévisible. La composition du portefeuille énergétique changera probablement au fil du temps, comme ce fut le cas par le passé.

En général, l'énergie n'est pas une fin en soi; ce qu'on veut, c'est les services qu'elle offre : chauffage, climatisation, électricité, éclairage, toutes choses qui nous facilitent l'existence. Ainsi, la combinaison des sources d'énergie utilisées en bout de ligne n'est qu'un élément pris en compte dans le portefeuille d'énergies primaires retenues. Les besoins en matière de transport soutiendront la demande de pétrole jusqu'au milieu du siècle, car des solutions de rechange à grande échelle n'apparaîtront probablement pas sur le marché avant cela. Le gaz naturel prendra de l'importance, parce qu'on vise une réduction des émissions par rapport à celles produites par d'autres combustibles fossiles et qu'à court terme, le gaz répond à cette exigence. Cette caractéristique pourrait stimuler notre intérêt pour le nucléaire également, en particulier à mesure que l'on fera mieux connaître les risques et les coûts réels de

En fin de compte, le portefeuille énergétique souhaitable dépendra dans une certaine mesure de la façon dont les consommateurs évaluent les services offerts par l'énergie au regard de la pérennité de l'environnement.

cette source d'énergie. Les sources d'énergie renouvelables sont attrayantes, mais par le passé, leur exploitation a été limitée en raison du peu d'empressement des consommateurs à en payer le prix. En fin de compte, le portefeuille énergétique souhaitable dépendra dans une certaine mesure de la façon dont les consommateurs évaluent les services offerts par l'énergie au regard de la pérennité de l'environnement.



4 HISTORIQUE

de l'approvisionnement en énergie



4.1 Sources d'approvisionnement en énergie

Avant la révolution industrielle des années 1800, la consommation d'énergie par habitant était très faible. La biomasse, principalement le bois, les bêtes de somme et les esclaves fournissaient l'énergie requise. Le charbon est devenu le moteur de la révolution industrielle et a rapidement remplacé le bois comme combustible courant.



Les techniques mises au point pour l'exploitation de l'or, de l'argent, du cuivre et d'autres minéraux ont été utilisées pour l'extraction du charbon. Le pétrole a pris tranquillement le relais avec l'invention du moteur à combustion interne et a fini par remplacer le charbon en tant que principale source d'énergie mondiale. Le progrès a entraîné un accroissement exponentiel de la consommation d'énergie et en 2000, l'humanité consommait plus de 5 fois plus d'énergie qu'en 1950, et plus de 13 fois plus qu'en 1900³¹. En 2005³², la consommation d'énergie de la population était plus de 15 fois plus élevée qu'en 1900.

L'industrie pétrolière et gazière « moderne » a connu ses premiers balbutiements au XIX^e siècle. Le gaz naturel a d'abord été utilisé pour l'éclairage des rues dès 1821, lorsqu'il était acheminé par canalisation dans des troncs d'arbres évidés jusqu'à Fredonia, dans l'État de New York. Cependant, il a fallu attendre la fin du siècle pour que le gaz soit utilisé à plus grande échelle, avec la mise au point de meilleures techniques de forage et de conduites plus étanches. La recherche d'un meilleur

³¹ Arlie M. Skov, SPE, Journal of Petroleum Technology, *World Energy Beyond 2050*, janvier 2003. Le tableau 1 montre la consommation, qui est passée de l'équivalent de 14 millions de barils de pétrole par jour (Mb/j) en 1900, à 35 Mb/j en 1950 et à 190 Mb/j en 2000.

³² $(10\,537\text{ Mtep} * 7,33) / 365 = 216$ millions de barils par jour. Voir British Petroleum Company, *British Petroleum Company Statistical Review of World Energy 2007*, Londres, Royaume-Uni, 2007.

éclairage a donné lieu directement à la première utilisation généralisée du pétrole brut. Vers 1850, le meilleur pétrole lampant disponible sur le marché se vendait à 2,5 \$US le gallon (0,6 \$US le litre).

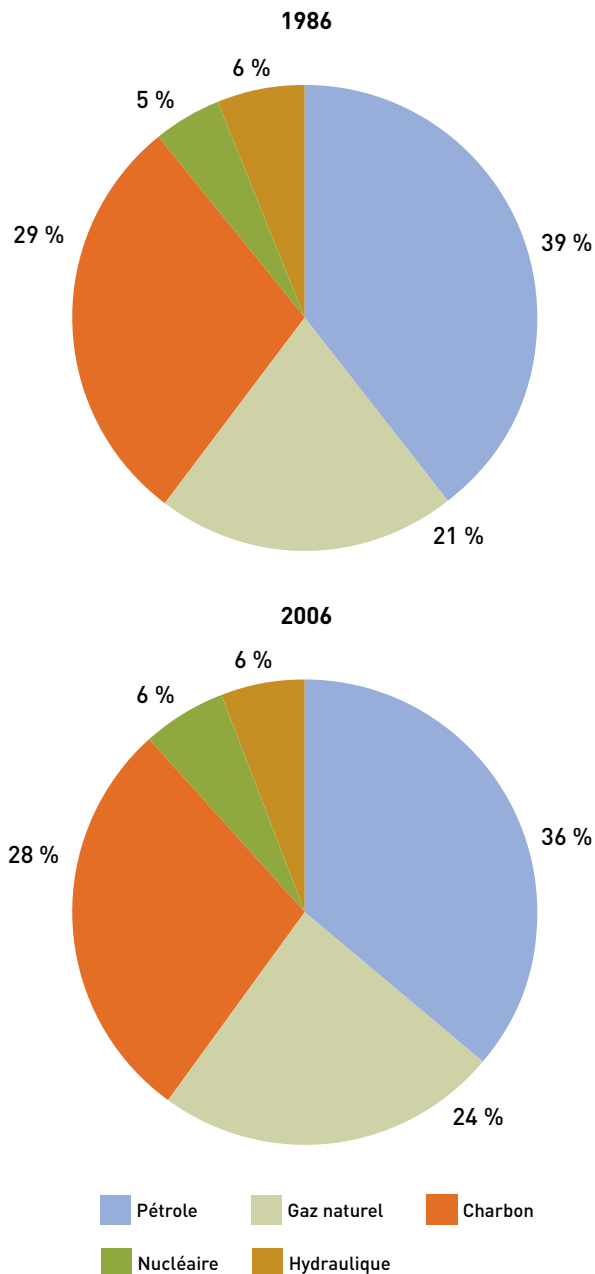
Le premier « boom pétrolier » a eu lieu quand le « colonel » Edwin Drake a trouvé une façon pratique de produire de grandes quantités de pétrole alors qu'il utilisait un outillage de forage au câble pour exploiter un gisement de pétrole à Oil City, en Pennsylvanie, en 1859. À cette époque, le pétrole était déjà produit à partir de puits creusés à la main au Canada et en Europe de l'Est; mais le puits foré mécaniquement par Drake est souvent cité comme marquant le début de l'ère pétrolière moderne. Au cours des quatre décennies suivantes, l'exploitation a été axée dans un premier temps sur la production et la vente de kérosène pour l'éclairage.

La mise au point du moteur à combustion interne à la fin du XIX^e siècle a transformé la société et changé la nature de l'industrie pétrolière et gazière. Le moteur diesel, inventé en 1892, a été utilisé à grande échelle pour la machinerie industrielle et pour la propulsion des navires au début des années 1900. En 1911, Winston Churchill, alors premier lord de l'Amirauté, a pris la décision cruciale de convertir au pétrole la marine impériale britannique, dont la flotte était propulsée au charbon.

Aujourd'hui encore, les combustibles fossiles dominent l'approvisionnement mondial en énergie primaire. En 1986, ils représentaient 89,2 % de l'approvisionnement total en énergie primaire, et en 2006, 88,6 %, comme l'illustre la figure 4.1.

La proportion de combustibles fossiles dans la production mondiale d'énergie primaire a cependant baissé au cours de ces 20 années, quoique lentement. Le pétrole et le charbon ont tous deux vu leur proportion diminuer, alors que le gaz naturel et l'énergie nucléaire gagnaient du terrain. Quant à l'énergie hydraulique, sa proportion est demeurée à 6 %.

Figure 4.1
Production mondiale d'énergie primaire



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

Tableau 4.1**Augmentation de l'approvisionnement mondial en énergie primaire, 1986-2006**

Source d'énergie	Augmentation annuelle moyenne (%)
Pétrole	1,4
Gaz naturel	2,5
Charbon	1,7
Énergie nucléaire	2,7
Énergie hydraulique	1,6
Total	1,8

SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

Les taux de croissance de chaque forme d'énergie sont présentés au tableau 4.1. L'énergie nucléaire et le gaz naturel ont enregistré les taux de croissance les plus élevés.

Soulignons que l'énergie nucléaire et le gaz naturel ont enregistré les hausses les plus marquées, quoique la production d'énergie nucléaire ait occupé au départ une place plus modeste.

4.2 Combustibles fossiles

Comme on l'a observé, les combustibles fossiles dominent l'approvisionnement mondial en énergie. La production des trois principaux combustibles fossiles a enregistré une forte hausse; le taux d'augmentation a été le plus élevé pour le gaz naturel.

4.2.1 Pétrole brut

À la fin de 2006, la British Petroleum Company (BP) a évalué les réserves prouvées de pétrole brut conventionnel à 1 207,8 milliards de barils³³. Cependant, le pétrole n'est pas réparti de manière uniforme dans le monde et environ 62 % des réserves mondiales de pétrole brut conventionnel trouvent au Moyen-Orient, comme le montre la figure 4.2.

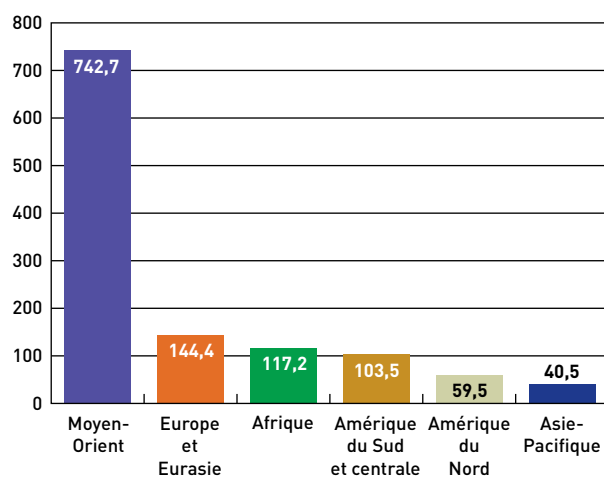
³³ Ces estimations n'incluaient pas les sables bitumineux du Canada, dont on parle ci-après.

Avec des réserves 905,5 milliards de barils, soit 75 % du total mondial, les pays membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)³⁴ contrôlent en grande partie le marché mondial du pétrole. En dehors de l'OPEP, d'autres pays sont à la tête de réserves importantes : la Russie (79,5 milliards de barils), le Kazakhstan (39,8 milliards de barils), les États-Unis (29,9 milliards de barils), le Canada (17,1 milliards de barils) et la Chine (16,3 milliards de barils). Cependant, bien que les États-Unis et la Chine possèdent d'importantes réserves et soient de gros producteurs de pétrole, les deux pays sont également de très gros importateurs de pétrole dont les besoins augmentent.

Les réserves de pétrole conventionnel du Canada, dont fait état BP, s'élèvent à 6,9 milliards de barils. Cependant, l'estimation de BP n'inclut pas le pétrole provenant des importants gisements de sables bitumineux de l'Alberta. L'Alberta Energy and Utilities Board (AUEB) estimait à la fin de 2006 que les sables bitumineux renfermaient encore des ressources avérées en pétrole brut correspondant à 173 milliards de barils.

Figure 4.2

Réserves pétrolières régionales prouvées, fin 2006 (milliards de barils)



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

³⁴ Pays membres de l'OPEP : Moyen-Orient (Arabie saoudite, Émirats arabes unis, Irak, Iran, Koweït, Qatar), Afrique du Nord (Algérie, Libye), Afrique de l'Ouest (Nigeria), Asie-Pacifique (Indonésie), Amérique du Sud (Venezuela).

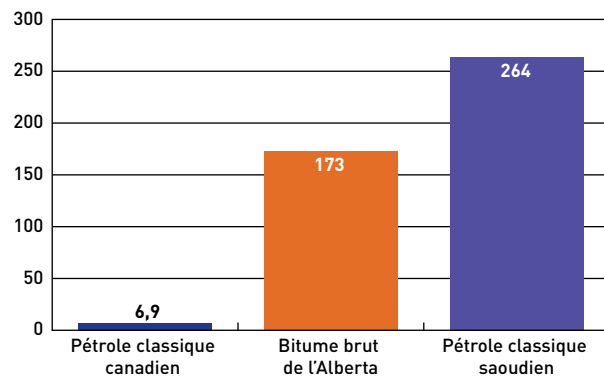
Le *Oil & Gas Journal*³⁵ tient maintenant compte de ces ressources et place le Canada au second rang dans le monde, derrière l'Arabie saoudite. Les réserves canadiennes et saoudiennes sont illustrées à la figure 4.3.

On traitera de manière plus approfondie les sables bitumineux de l'Alberta à la section 4.8.

Bien que les pays de l'OPEP contrôlent presque 75 % des réserves pétrolières mondiales, ils n'ont pas obtenu une proportion équivalente du marché.

Avant 1977 (voir la section 4.6), l'OPEP assurait environ la moitié de la production pétrolière mondiale. Cependant, les hausses du prix du pétrole qui ont suivi la guerre du Kippour en 1973 et la révolution iranienne en 1979-1980 ont freiné la demande mondiale de brut et encouragé l'exploitation de nouveaux gisements dans des pays non membres de l'Organisation. L'OPEP a été forcée de réduire la production pour soutenir les prix et maintenir des recettes pétrolières adéquates, ce qui a confirmé son statut de producteur « complémentaire » mondial, comme l'illustrent les figures 4.4 et 4.5.

Figure 4.3
Réserves pétrolières canadiennes et saoudiennes, fin 2006 (milliards de barils)



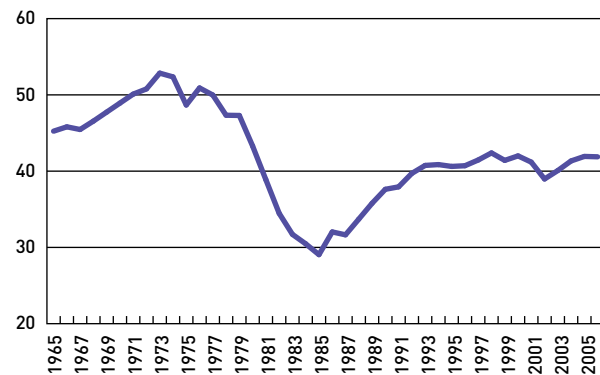
SOURCE : Alberta Energy and Utilities Board, Energy Reserves 2006 and Supply/Demand Outlook 2007-2016, Calgary, Alberta, Canada, juin 2006.

³⁵ « Future Energy Supply », dans *Oil & Gas Journal*, vol. 101, n^{os} 27-32, 2003.

La production mondiale de pétrole, y compris le bitume brut, les pétroles bruts synthétiques et les liquides du gaz naturel, a atteint 81,6 millions de barils par jour en 2006.

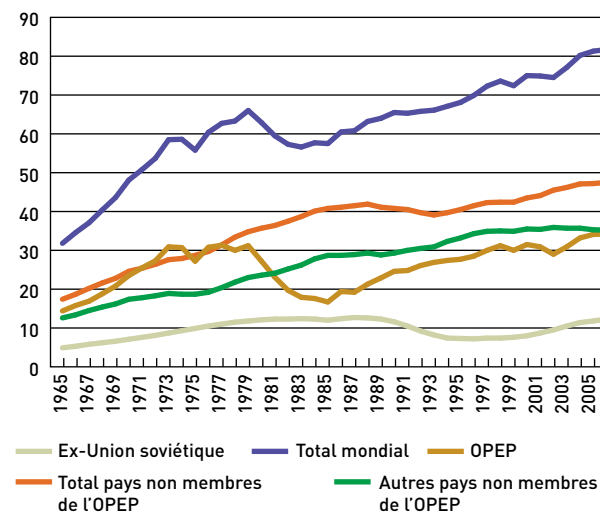
Les pays de l'OPEP ont accru légèrement leur production au cours des 20 dernières années, après d'importants reculs faisant suite aux deux chocs

Figure 4.4
Part du marché de l'OPEP (pourcentage)



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

Figure 4.5
Production régionale et mondiale totale de pétrole, 1965-2006 (millions de barils par jour)



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

Tableau 4.2**Augmentation de l'approvisionnement mondial en pétrole brut, 1986-2006**

Région	Augmentation annuelle moyenne (%)
OPEP	2,7
Non-membres de l'OPEP	0,9
Ancienne Union soviétique	-0,05
Total mondial	1,4

SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

pétroliers mentionnés plus tôt dans la présente section. Toutefois, leur part du marché n'a plus jamais atteint le sommet enregistré en 1973.

Les producteurs non membres de l'OPEP à l'extérieur de l'ancienne Union soviétique (AUS) ont également accru leur production. Les pays de l'AUS³⁶ ont enregistré plusieurs reculs marqués au terme du démembrement de l'Union soviétique. Cependant, la production russe reprend, et le Kazakhstan devrait enregistrer une forte augmentation de sa production. Les chiffres de la croissance régionale enregistrée au cours des 20 dernières années sont présentés au tableau 4.2.

4.2.2 Gaz naturel

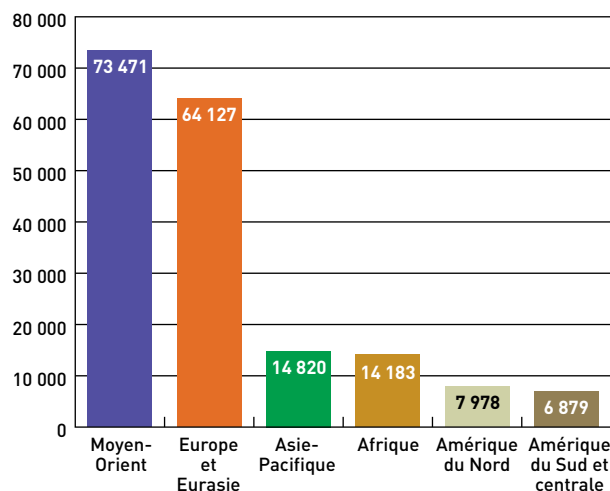
BP a évalué que les réserves mondiales prouvées de gaz naturel s'élevaient à la fin de 2006 à 6 405,5 billions de pieds cubes (Tpi³) (soit 181,5 billions de mètres cubes), ce qui représente 1 067,5 milliards de barils d'équivalent pétrole à 6:1 (selon l'hypothèse que 6 000 pi³ standard de gaz naturel équivalent à 1 baril de pétrole brut). Sur cette base, les réserves de gaz naturel représentent 88,3 % des réserves totales de pétrole conventionnel.

Le gaz naturel est réparti de manière plus équitable dans le monde que le pétrole brut. Les plus importantes

³⁶ Ancienne Union soviétique : Arménie, Azerbaïdjan, Biélorussie, Estonie, Fédération de Russie, Géorgie, Kazakhstan, Kirghizistan, Lettonie, Lituanie, Moldavie, Ouzbékistan, Tadjikistan, Turkménistan, Ukraine.

réserves de gaz se trouvent dans l'ancienne Union soviétique (Europe et Eurasie)³⁷ et au Moyen-Orient, comme le montre la figure 4.6.

Comme le transport du gaz naturel sur de longues distances coûte relativement cher, les marchés du gaz ont tendance à être naturellement plus continentaux que les marchés du pétrole brut. Par exemple, en 2006, l'Amérique du Nord a produit 73 milliards de pieds cubes standard par jour (Gpi³ std/j) de gaz naturel. Sur ce total, environ 0,16 Gpi³ std/j a été liquéfié et expédié au Japon sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL). Le reste a été consommé sur le continent. Outre sa production de gaz naturel, l'Amérique du Nord a importé environ 1 Gpi³ std/j de gaz naturel sous forme de GNL, principalement de la Trinité-et-Tobago. La production historique de gaz est présentée à la figure 4.7.

Figure 4.6**Réserves régionales prouvées de gaz naturel, fin 2006 (milliards de mètres cubes)**

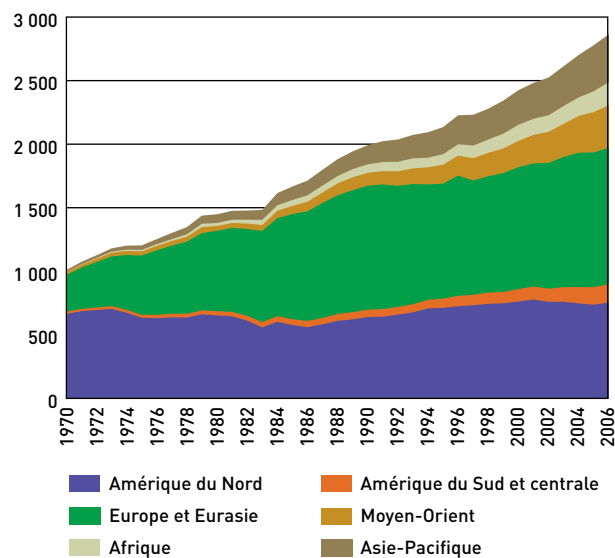
SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

³⁷ Pays d'Europe et d'Eurasie : incluent l'Europe et l'ancienne Union soviétique. L'Europe inclut les pays européens membres de l'OCDE (Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Espagne, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Islande, Italie, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République d'Irlande, République tchèque, Royaume-Uni, Slovaquie, Suède, Suisse, Turquie) et les pays non membres de l'OCDE (Albanie, ancienne République yougoslave de Macédoine, Bosnie-Herzégovine, Bulgarie, Chypre, Croatie, Gibraltar, Malte, Roumanie, Serbie-et-Monténégro, Slovaquie).



Comme on le voit à la figure 4.7, l'augmentation totale de la production de gaz naturel en Amérique du Nord, en Europe et en Eurasie a été relativement modeste, alors que dans d'autres régions, elle a été considérable. Le tableau 4.3 présente les taux d'augmentation régionaux.

Figure 4.7
Production régionale de gaz naturel, 1970-2006
(milliards de mètres cubes par an)



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

Tableau 4.3
Augmentation de l'approvisionnement mondial en gaz naturel, 1986-2006

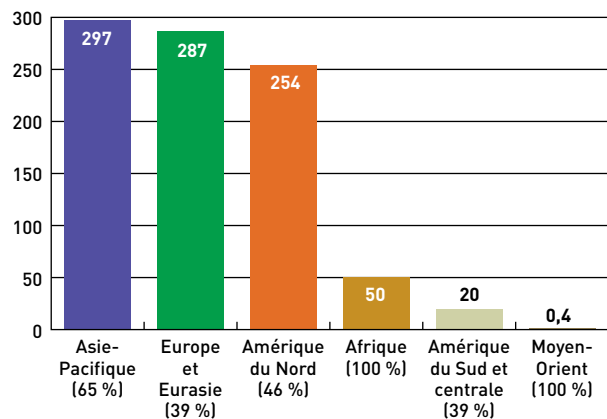
Région	Augmentation annuelle moyenne (%)
Amérique du Nord	1,4
Amérique du Sud et centrale	5,2
Europe et Eurasie	1,1
Moyen-Orient	7,3
Afrique	6,3
Asie-Pacifique	5,8
Total mondial	2,5

SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

4.2.3 Charbon

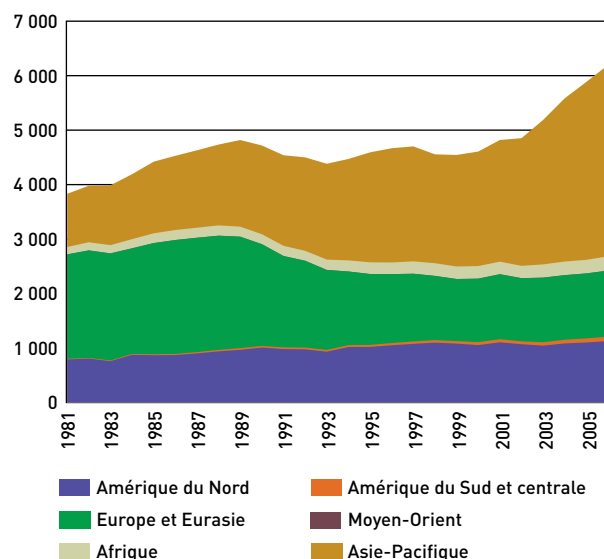
Les réserves mondiales de charbon sont importantes et réparties de manière bien plus uniforme que celles de pétrole ou de gaz naturel. BP évaluait les réserves prouvées de charbon à 908,5 milliards de tonnes à la fin de 2006. La figure 4.8 présente la répartition de ces réserves et la part d'antracite et de houille de chaque région (pourcentage entre parenthèses).

Figure 4.8
Réserves régionales prouvées de charbon, fin 2006
(milliards de tonnes)



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

Figure 4.9
Production régionale de charbon,
1981-2006
(millions de tonnes par an)



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

Tableau 4.4
Augmentation de l'approvisionnement mondial
en charbon, 1986-2006

Région	Augmentation annuelle moyenne (%)
Amérique du Nord	0,9
Amérique du Sud et centrale	7,3
Europe et Eurasie	-2,8
Moyen-Orient	-0,9
Afrique	1,6
Asie-Pacifique	4,7
Total mondial	1,7

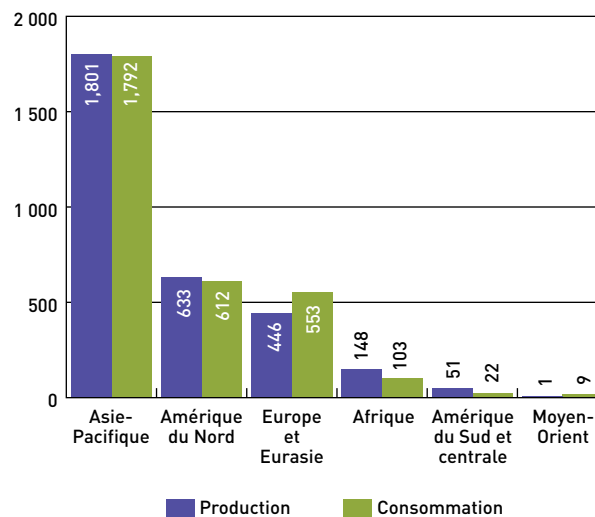
SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

Comme l'illustre la figure 4.9, la production de charbon a grandement diminué en Europe et en Eurasie, alors qu'en Amérique du Nord, elle a augmenté lentement (la consommation de charbon affiche une tendance similaire dans les deux régions). La plus forte croissance a été observée en Amérique du Sud et en Amérique centrale ainsi que dans la région de l'Asie-Pacifique. Les taux d'augmentation régionaux sont présentés au tableau 4.4.

Le commerce intercontinental du charbon est limité; le charbon est en grande partie consommé près de la source d'approvisionnement, comme le montre la figure 4.10.

La combustion de charbon dégage d'importantes émissions de gaz à effet de serre et de particules, à moins qu'on emploie des technologies antipollution. Il existe des technologies de pointe qui permettent d'éliminer presque entièrement les émissions de particules, d'oxydes d'azote et de dioxyde de soufre de la production d'électricité à l'aide de charbon.

Figure 4.10
Production et consommation régionales de charbon,
2006
(millions de tonnes d'équivalent pétrole)



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

Les centrales au charbon sont de plus en plus efficaces, ce qui réduit la quantité de charbon utilisée par unité d'électricité produite. Le rendement thermique de ces centrales a atteint 40 % et devrait s'améliorer encore pour atteindre 50 % ou plus. Une telle efficacité devrait permettre de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 10 à 20 % par rapport aux meilleures centrales classiques d'aujourd'hui. La technologie de gazéification intégrée à cycle combiné pourrait permettre d'accroître considérablement le rendement thermique du charbon.

4.2.4 Ratios réserves/production de combustibles fossiles

Le ratio réserves/production (R/P) indique le nombre d'années qu'il faut pour épuiser les réserves prouvées aux taux de production actuels en supposant qu'on ne découvre aucun nouveau gisement. Les ratios R/P des combustibles fossiles sont présentés sous forme de graphique à la figure 4.11.

Les ratios R/P du charbon sont supérieurs à 100 ans dans toutes les régions du monde, sauf en Asie-Pacifique et il serait encore possible d'accroître l'utilisation du

charbon si l'on pouvait surmonter les difficultés en matière de transport et régler les problèmes de pollution associés à l'utilisation de cette ressource.

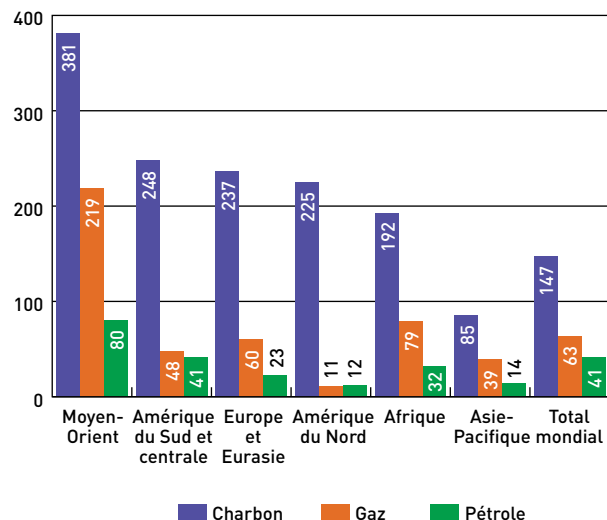
En ce qui concerne le gaz naturel, les ratios R/P dépassent 45 ans dans toutes les régions du monde, sauf en Amérique du Nord, où il est légèrement inférieur à 11 ans.

Les ratios R/P du pétrole brut atteignent presque 80 ans au Moyen-Orient et 40 ans en Amérique centrale et en Amérique du Sud. Le ratio R/P du pétrole brut en Amérique du Nord est d'environ 12 ans.

4.3 Énergie nucléaire

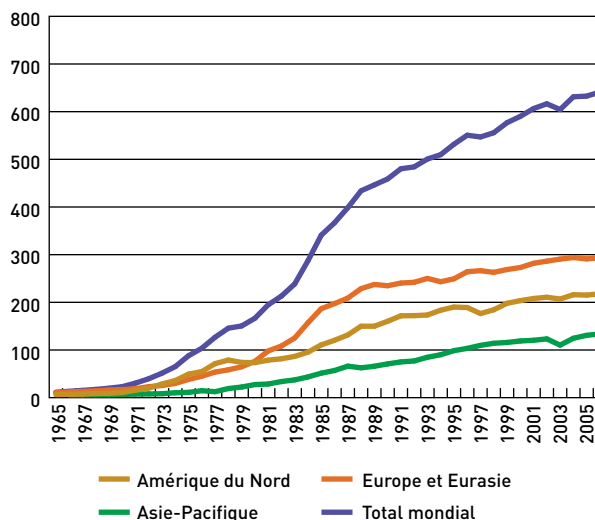
Le nucléaire est devenu une importante source d'énergie après le premier choc pétrolier en 1973 (voir la figure 4.12), principalement en raison du faible coût du combustible par rapport à d'autres sources d'énergie primaire, et de l'abondance des réserves d'uranium

Figure 4.11
Ratios réserves/production de combustibles fossiles selon la région, fin 2006 (années)



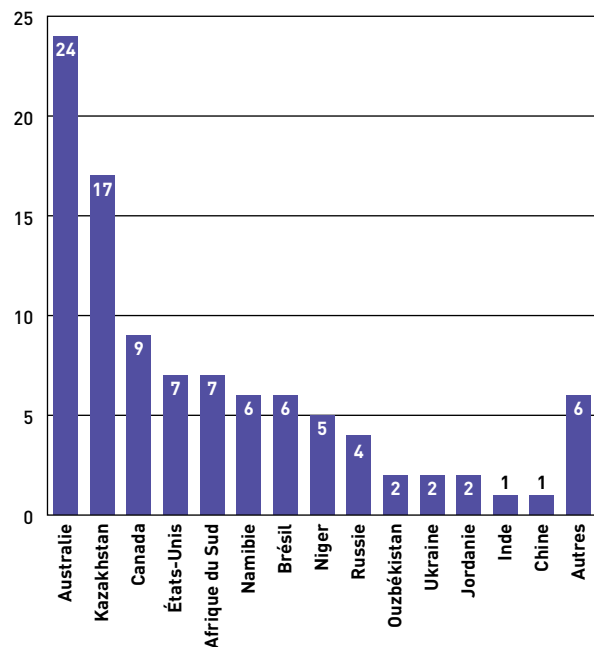
SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

Figure 4.12
Consommation mondiale et régionale d'énergie nucléaire, 1965-2006 (millions de tonnes d'équivalent pétrole par an)



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

Figure 4.13
Parts du total mondial de ressources en uranium récupérables connues par pays (pourcentage)

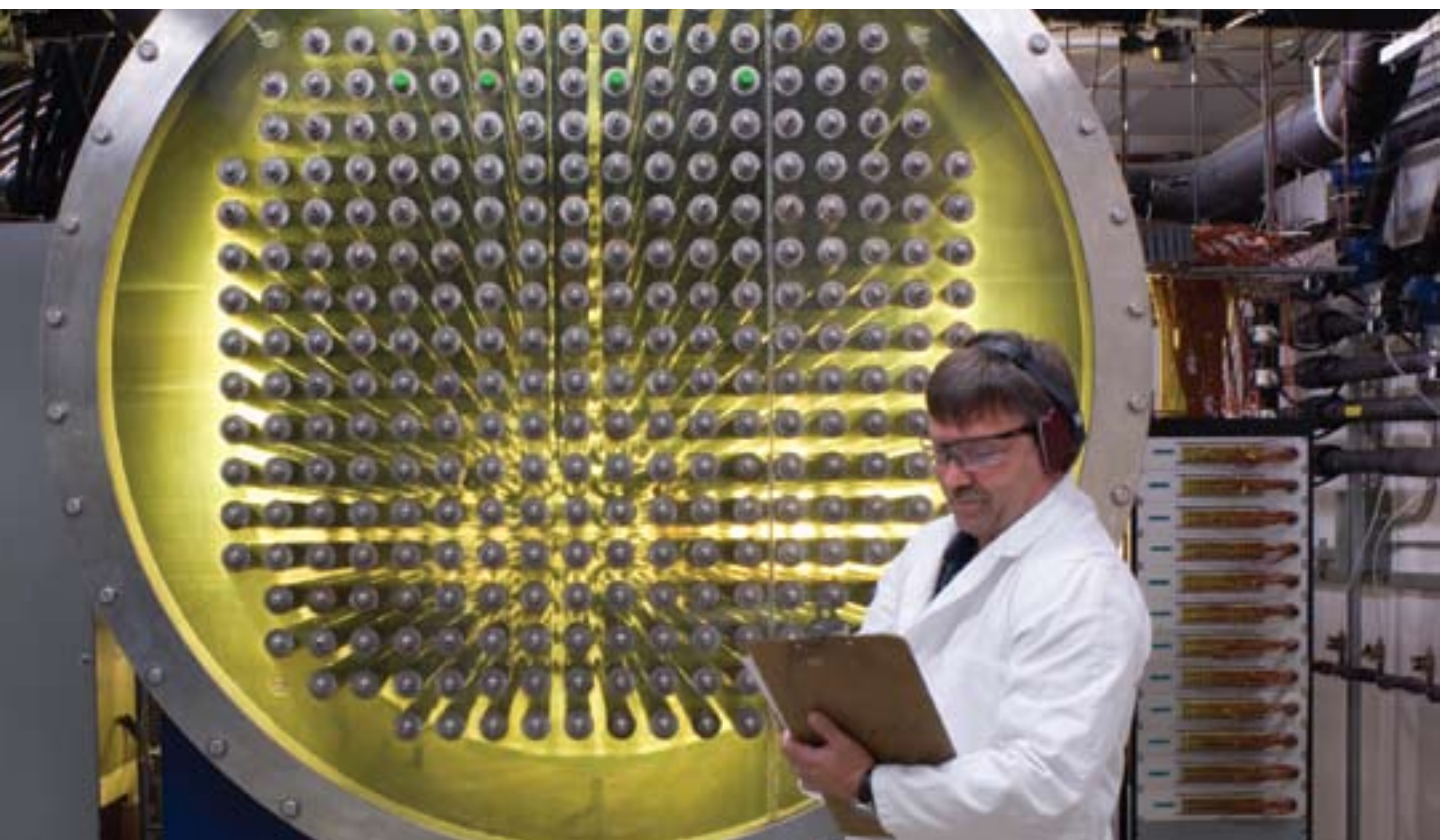


SOURCE : World Nuclear Association, world-nuclear.org/info/inf75.htm; mise à jour en mars 2007.

situées dans des régions politiquement stables (voir la figure 4.13). L'ensemble des ressources d'uranium connues récupérables équivaut à 4,7 millions de tonnes, dont la moitié se trouve en Australie, au Kazakhstan et au Canada. Le Canada est actuellement le plus gros producteur d'uranium avec environ un tiers de la production mondiale.

La figure 4.14 indique que dans 15 pays, plus de 30 % de l'électricité est produite au moyen de l'énergie nucléaire. On voit également que l'âge moyen des réacteurs est d'environ 20 ans et que 100 réacteurs ont plus de 30 ans. L'augmentation récente de la production d'électricité nucléaire est principalement attribuable aux remises à neuf et à l'accroissement de la puissance installée, même si de nouveaux réacteurs sont en cours de construction.

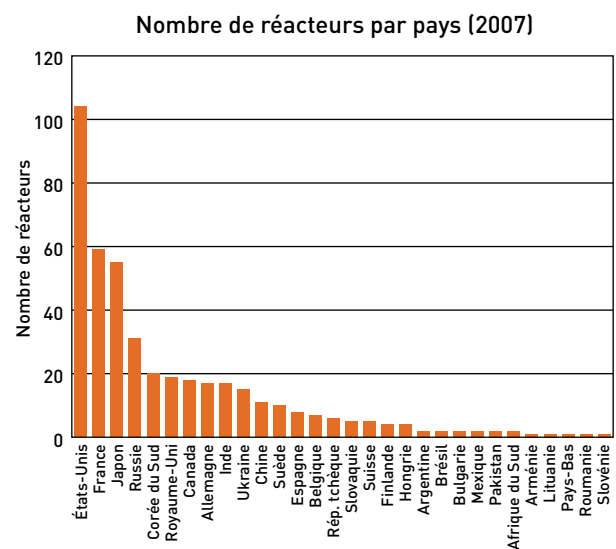
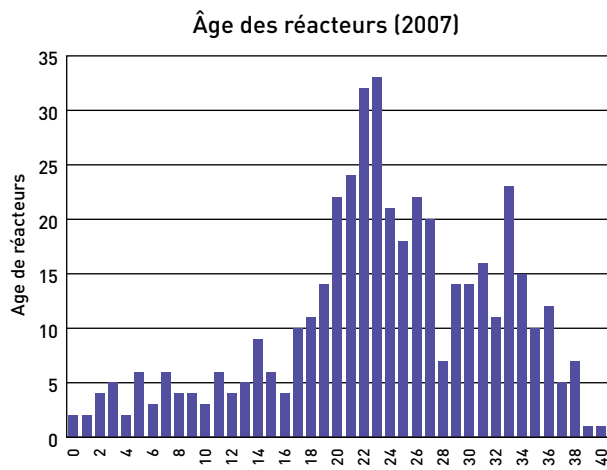
Le ralentissement de l'énergie nucléaire s'explique probablement par deux incidents majeurs qui ont traumatisé la population : Tchernobyl et Three Mile Island. On l'a échappé belle à Three Mile Island, et l'incident n'a pas eu de graves conséquences. En revanche, celui de Tchernobyl était grave — il



a fait des morts et a eu des effets sur l'attitude du public à l'égard du nucléaire qui se font sentir encore aujourd'hui. L'accident a été causé par un défaut de conception des systèmes de sûreté du réacteur et par une insuffisance de ses systèmes de commande. Or les systèmes de commande, de sûreté et de confinement des réacteurs en exploitation à l'heure actuelle sont tels qu'un accident comme celui de Tchernobyl est pratiquement impossible.

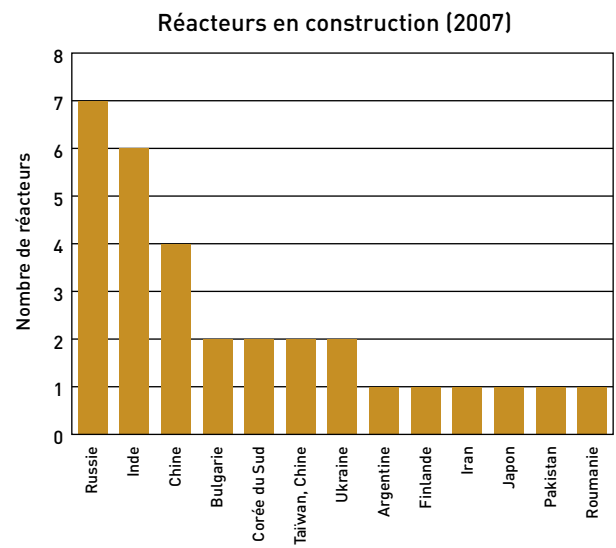
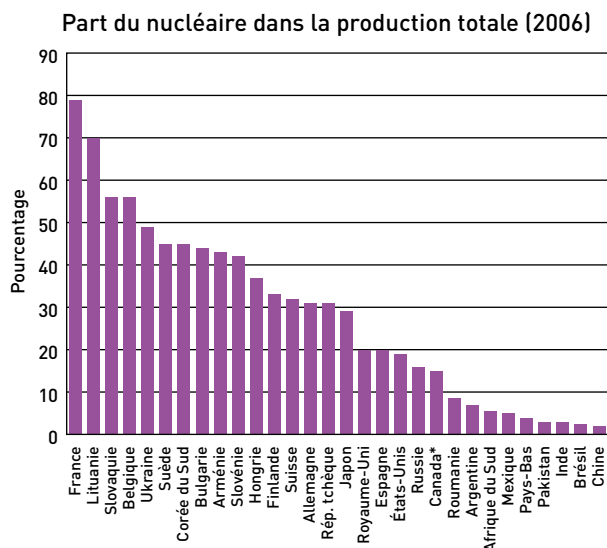
La croissance de l'industrie nucléaire au cours des dernières décennies a aussi été freinée par la concurrence que lui livrent les hydrocarbures relativement peu onéreux. Les prix du pétrole et du gaz naturel ont connu une certaine instabilité au cours de cette période, mais les prix réels sont demeurés suffisamment bas pour leur permettre de faire concurrence à l'énergie nucléaire, en partie parce qu'on n'avait pas conscience des coûts associés à la pollution. Aujourd'hui, l'environnement occupe le haut du pavé, et les coûts du pétrole

Figure 4.14
Production d'électricité d'origine nucléaire dans le monde



SOURCE : www.iaea.org/cgi-bin/db.page.pl/pris.agereac.htm

SOURCE : www.iaea.org/cgi-bin/db.page.pl/pris.reaopucct.htm



SOURCE : www.world-nuclear.org/info/reactors.htm

SOURCE : www.iaea.org/cgi-bin/db.page.pl/pris.charts.htm

et du gaz sont en hausse. L'énergie nucléaire devient donc une solution de recharge très concurrentielle.

4.4 Hydroélectricité

La production d'hydroélectricité à grande échelle est répandue dans le monde (voir la figure 4.15). Les centrales hydroélectriques ont des frais d'exploitation peu élevés, une longue durée de vie et dégagent peu d'émissions.

Contrairement à ce qu'on croit, l'énergie hydraulique n'est pas une source d'énergie totalement dépourvue d'émissions — la décomposition des plantes dans les zones inondées dégage en effet du méthane. Plusieurs auteurs concluent que ces émissions ont une ampleur moindre que celles des combustibles fossiles. C'est pourquoi l'hydroélectricité n'est pas prise en compte dans les chiffres nationaux des émissions de gaz à effet de serre³⁸. Vincent St. Louis et coll.³⁹ s'inscrivent en faux contre cette opinion et concluent que les réservoirs

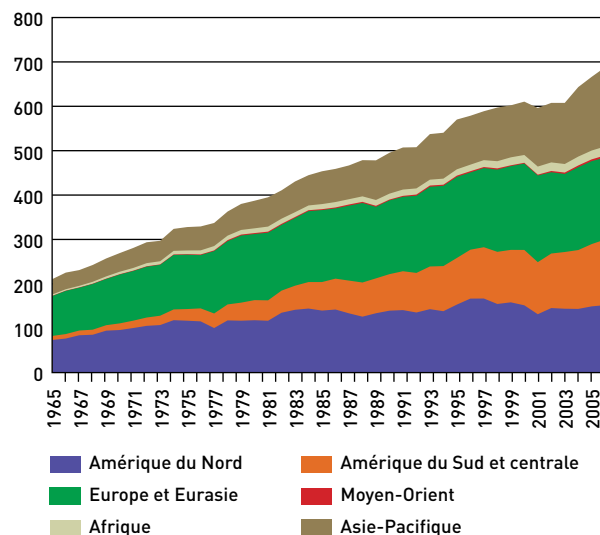
sont des sources de gaz à effet de serre pour l'atmosphère et que leur superficie s'est accrue à un point tel qu'ils devraient être pris en compte dans les inventaires mondiaux d'émissions anthropiques de gaz à effet de serre; ils estiment que les émissions mondiales de gaz à effet de serre des réservoirs équivalent à environ 7 % du potentiel de réchauffement planétaire des autres émissions anthropiques. Parmi les autres dommages environnementaux possibles imputables à l'hydroélectricité, mentionnons les dégâts causés à l'habitat du poisson et à la qualité de l'eau en aval⁴⁰. Par ailleurs, les bactéries présentes dans la végétation en décomposition peuvent transformer le mercure qui se trouve dans les roches sous un réservoir en une forme soluble dans l'eau. Le mercure s'accumule dans l'organisme des poissons et présente un danger pour la santé de ceux qui en tirent leur alimentation⁴¹. Les coûts initiaux élevés et les répercussions environnementales sont des questions qu'il faut aborder dans le cadre de l'aménagement de grandes centrales hydroélectriques, tout comme le manque de fiabilité de cette source d'énergie, en raison de la variabilité des précipitations dans certaines régions. Le changement climatique pourrait rendre l'hydroélectricité encore moins fiable au cas où il augmenterait la gravité et l'instabilité des conditions météorologiques.

Dans de nombreuses régions du monde, notamment en Europe et en Amérique du Nord, on ne peut produire davantage d'hydroélectricité, presque tous les sites disponibles étant déjà exploités.

4.5 Autres sources d'énergie renouvelables

Le chapitre 5 traite de l'énergie renouvelable. Au cours des 20 dernières années, la proportion des sources d'énergie renouvelables dans l'ensemble de l'énergie primaire a été relativement stable, aux alentours de 13-14 %. Bien que les taux de croissance des sources d'énergie renouvelables soient montés en flèche (l'énergie éolienne a progressé de 24 % par an depuis 1990), leur contribution globale n'a pas augmenté en

Figure 4.15
Consommation régionale d'hydroélectricité, 1965-2006
(millions de tonnes d'équivalent pétrole par an)



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

³⁸ A. Tremblay et coll., *The Issue of Greenhouse Gases from Hydroelectric Reservoirs: From Boreal to Tropical Regions*.

³⁹ St. Louis, V. L. et coll., « Reservoir Surfaces as Sources of Greenhouse Gases to the Atmosphere: A Global Estimate », dans *Bioscience*, vol. 50, n° 9, septembre 2000, p. 766-775.

⁴⁰ Agence internationale de l'énergie, *Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action*, vol. I, mai 2000, p. 9-12.

⁴¹ Site Web de la Banque mondiale, www.worldbank.org/html/fpd/em/hydro/tp.stm



pourcentage parce que leur exploitation a commencé au départ à très petite échelle et en raison de la croissance très lente de l'hydroélectricité.

4.6 Pétrole et géopolitique

La Première Guerre mondiale, en 1914-1918, a fait du pétrole un produit de base stratégique clé. Les chevaux et les trains ont cédé la place aux tanks, aux camions, aux avions, aux motocyclettes et aux automobiles — qui fonctionnent tous à l'essence.

Le pétrole a également joué un rôle dominant pendant la Seconde Guerre mondiale.

- ▶ Les armées en Afrique du Nord, en Europe et en Union soviétique ont été paralysées lorsque leur approvisionnement en pétrole s'est interrompu.
- ▶ Le manque de pétrole a aidé à mettre fin à la domination de la marine japonaise dans le Pacifique.

- ▶ Les pénuries de carburant ont affaibli les forces allemandes vers la fin de la guerre.
- ▶ Les premières grandes usines pétrochimiques ont été construites pendant la guerre pour produire du caoutchouc synthétique.

Le pétrole et les produits du pétrole brut sont depuis considérés comme des « produits stratégiques ». Depuis ses débuts, l'industrie a été au cœur des événements géopolitiques et tel est toujours le cas aujourd'hui.

Le pétrole brut et les produits du pétrole brut sont vendus dans le monde entier, plus de la moitié de la consommation mondiale étant enregistrée en dehors des régions productrices. Sur de longues distances, le pétrole brut est généralement transporté par des oléoducs et par des pétroliers. Le vaste commerce international permet aux événements politiques d'influencer les marchés mondiaux et les prix mondiaux

du pétrole. Les principales interruptions du marché observées au cours des dernières décennies sont résumées ci-dessous :

- 1951 Le premier ministre Mossadegh nationalise l'industrie pétrolière en Iran
- 1956 Crise de Suez
- 1967 Guerre des Six jours
- 1973 Guerre du Kippour; embargo sur le pétrole arabe : le prix du pétrole passe de 2,9 \$US le baril en septembre à 11,65 \$US en décembre
- 1979 La panique occasionnée par la révolution iranienne fait passer le prix du pétrole de 13 \$US le baril à 34 \$US

1990

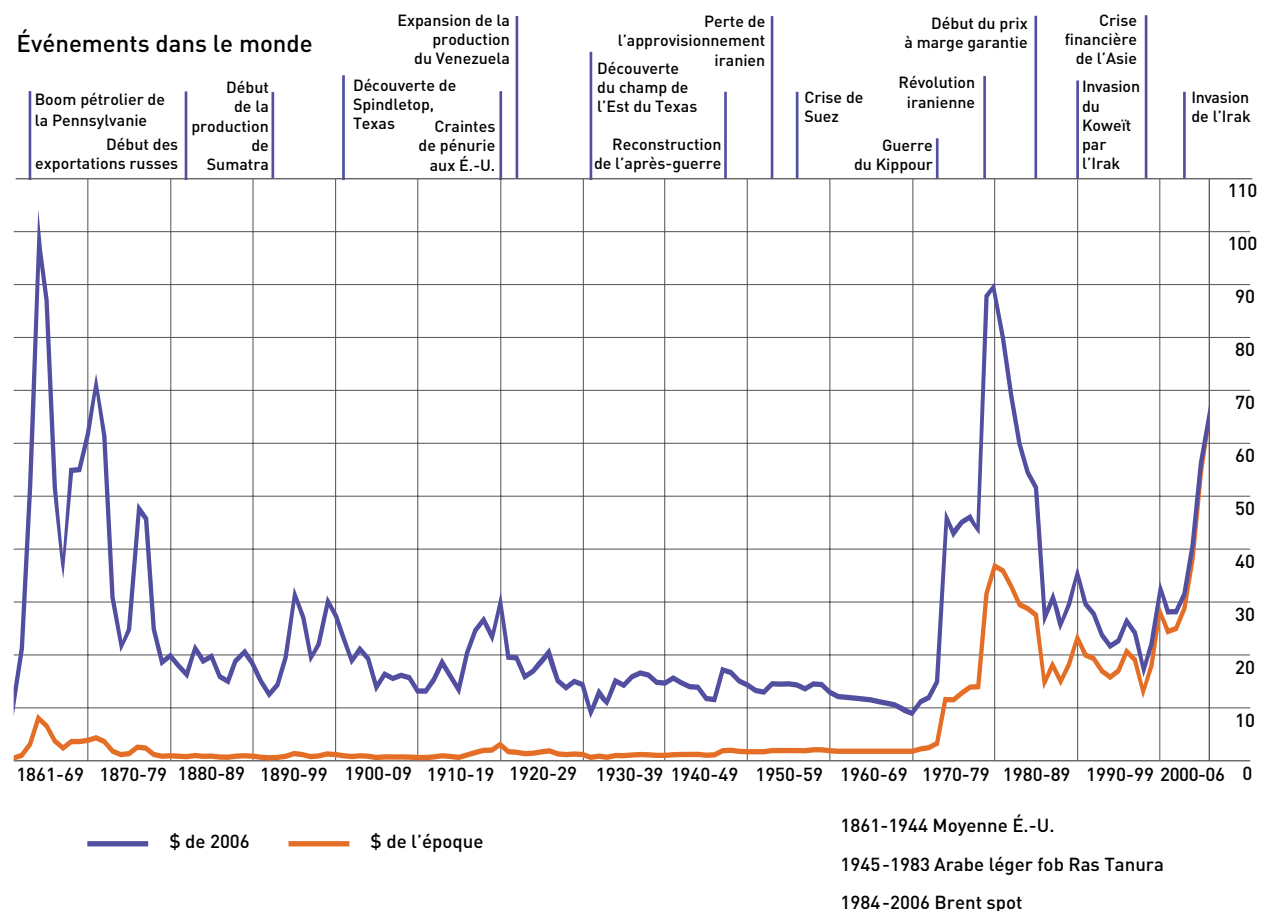
L'Irak envahit le Koweït; les Nations Unies imposent un embargo à l'Irak; les forces multinationales sont dépêchées au Moyen-Orient

Actuellement

Invasion de l'Irak par les États-Unis et leur coalition; incertitude dans les pays du Moyen-Orient; problèmes relatifs à l'énergie nucléaire en Iran et prix record du pétrole brut, qui dépasse 90 \$ le baril

L'évolution des prix mondiaux du pétrole pendant l'ère moderne, y compris l'incidence des événements politiques ci-dessus sur les prix, est présentée à la figure 4.16.

Figure 4.16
Prix du pétrole brut, 1861-2006
(dollars US par baril)



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

Les événements géopolitiques continuent de créer une incertitude sur les marchés pétroliers mondiaux à l'heure actuelle. Certains problèmes majeurs auxquels fait face l'industrie d'aujourd'hui ont trait à ce qui suit :

- ▶ Instabilité au Moyen-Orient : Quand la production pourra-t-elle être rétablie en Irak? Les actes terroristes et l'agitation civile perturberont-ils la production d'autres grands pays producteurs de pétrole (p. ex., l'Arabie saoudite)?
- ▶ Incertitude politique dans plusieurs pays membres de l'OPEP à l'extérieur du Moyen-Orient (p. ex., le Venezuela et le Nigeria).
- ▶ Incertitude concernant les niveaux d'exportation de pétrole russe.
- ▶ Incertitude quant à la rapidité avec laquelle pétrole découvert dans la région de la mer Caspienne pourra être mis en marché.

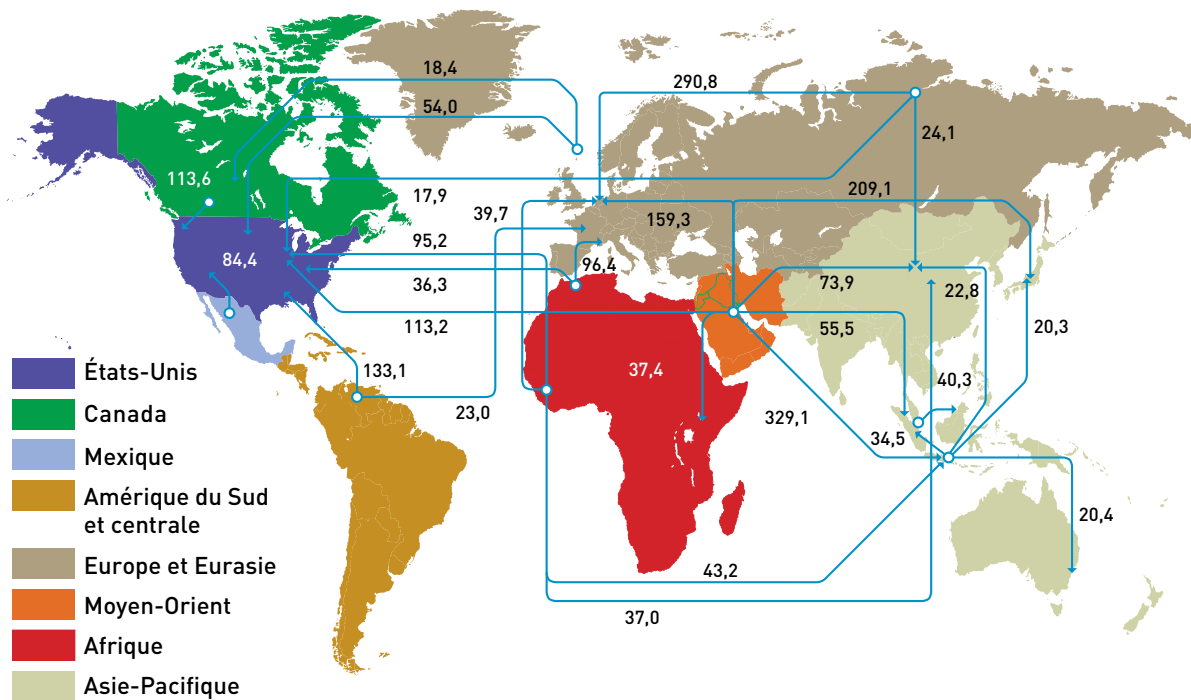
- ▶ Incertitude quant au règlement des problèmes liés à l'énergie nucléaire en Iran et aux relations politiques entre les États-Unis et l'Iran.

4.7 Commerce du pétrole et du gaz

Le pétrole brut peut être transporté sur de très longues distances à faible coût sur terre par oléoduc et en mer par navire-citerne. Les coûts de transport dépendent de la technologie utilisée et de la distance parcourue, mais ils ne dépassent généralement pas 1 à 2 \$US le baril.

En 2006, 52,5 millions de barils par jour (2 590 millions de tonnes par an) de pétrole brut et de produits pétroliers ont été exportés dans le monde⁴², ce qui représentait près de 64 % de la production mondiale de pétrole brut. Les flux commerciaux en 2002 sont illustrés à la figure 4.17.

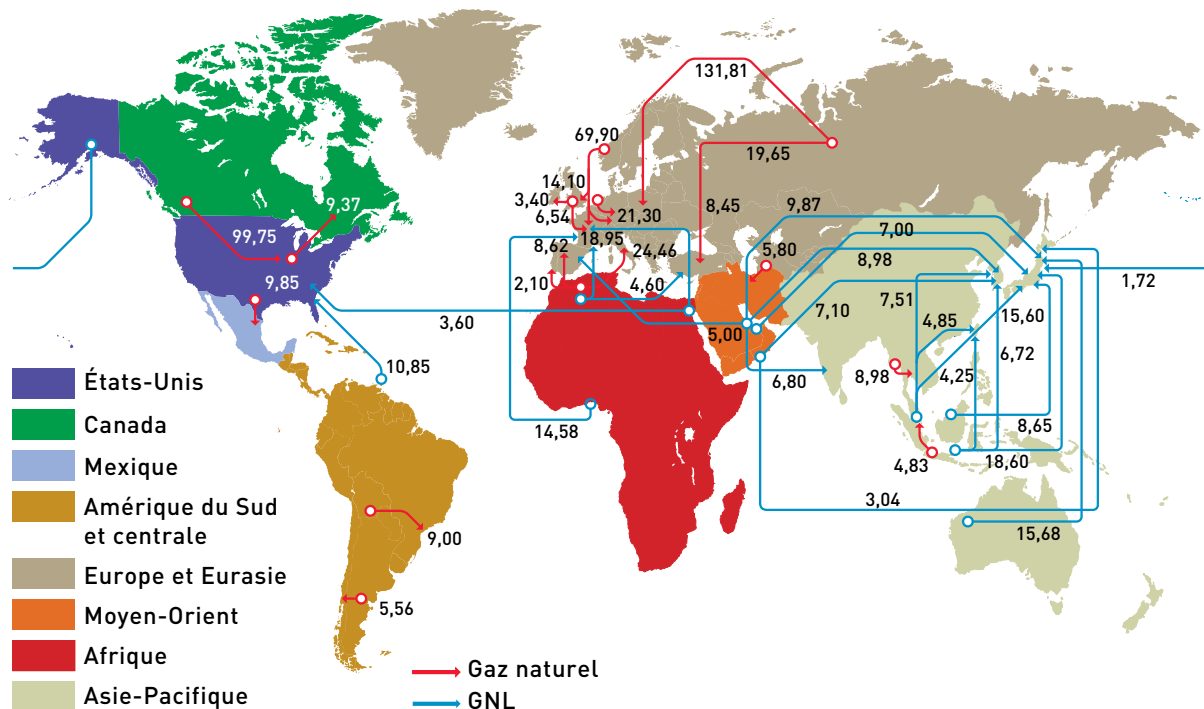
Figure 4.17
Principaux échanges commerciaux de pétrole, 2006
(courants d'échange mondiaux — millions de tonnes)



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

⁴² British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

Figure 4.18
Principaux échanges commerciaux de gaz naturel, 2006
(courants d'échange mondiaux — milliards de mètres cubes)



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

Le gaz naturel est bien plus difficile et plus cher à transporter que le pétrole. Le transport par les moyens traditionnels nécessite la compression du gaz à haute pression, en général à 60 à 120 fois la pression atmosphérique, pour permettre sa livraison sur le marché par gazoduc. Les pressions élevées et le besoin de disposer de stations de recompression intermittente accroissent le coût et la complexité des réseaux d'acheminement du gaz par rapport aux oléoducs. Comme la « densité énergétique » du gaz naturel dans un réseau de gazoducs est beaucoup moins élevée que celle du pétrole brut dans un oléoduc, il est nécessaire de transporter une plus grande quantité de gaz pour fournir la même quantité d'énergie. Par conséquent, les coûts de transport par gazoduc, exprimés en dollars par unité d'énergie transportée, sont bien plus élevés que les coûts du transport du pétrole brut par oléoduc. Par exemple, en juillet 2007, le coût de transport du gaz naturel de la sortie de l'usine de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'à Chicago s'élevait à

0,85 \$US par million de Btu (MBtu)⁴³. À la même date, il en coûtait 1,89 \$US le baril⁴⁴ ou environ 0,32 \$US / MBtu pour transporter du pétrole brut non corrosif d'Edmonton à Chicago.

On peut également liquéfier le gaz naturel et le transporter par bateau sous forme de GNL. La liquéfaction du gaz naturel permet de réduire de 600 fois son volume et de l'exporter dans des méthaniers. La production de GNL comprend une chaîne d'activités, incluant la prospection et la production de gaz naturel, la liquéfaction, le transport, la regazéification et le stockage. Le gaz naturel peut être livré aux États-Unis sous forme de GNL dans une fourchette de prix variant entre 2,6 \$US et 4,20 \$US/MBtu au Henry Hub en Louisiane⁴⁵. En

⁴³ Canadian Natural Gas Focus, tableau A10, juillet 2007.

⁴⁴ Association canadienne des producteurs pétroliers, *Crude Oil Report*, Calgary, Alberta, juillet 2007.

⁴⁵ Center for Energy Economics, *An Overview of LNG, its Properties, Organization of the LNG Industry and Safety Considerations*, mis à jour en janvier 2007, p. 5.

dépît des coûts relativement élevés de la liquéfaction et du transport, le marché du GNL a connu une croissance rapide.

En 2006, 748 milliards de mètres cubes de gaz naturel (gaz sec et GNL) ont été exportés dans le monde (26 % de la production mondiale totale). Sur la quantité exportée, 537 milliards de mètres cubes ont été transportés par gazoduc (72 % du total) et 211 milliards (équivalent gazeux) ont été transportés par méthanier sous forme de GNL (28 % du total).

En raison des coûts de transport relativement élevés, les marchés du gaz naturel sont généralement plus continentaux que le marché mondial du pétrole brut, comme le montre la figure 4.18.

4.8 Approvisionnement en énergie de l'Amérique du Nord

L'Amérique du Nord est l'une des plus grandes régions productrices et consommatrices d'énergie au monde. En 2006, le continent a produit 16,5 % du pétrole brut mondial, 26,5 % du gaz naturel mondial, 20,5 % du charbon mondial, 33,5 % de l'énergie nucléaire mondiale et 20,1 % de l'hydroélectricité mondiale⁴⁶. Toutefois, les réserves de pétrole brut conventionnel et de gaz naturel sont limitées en Amérique du Nord et celle-ci ne peut combler ses besoins sans importations. En 2006, la production de pétrole brut en Amérique du Nord se chiffrait à 13,7 Mb/j, soit 55 % seulement de sa consommation totale, et le reste a été importé, en grande partie de régions politiquement instables. La même année, la production de gaz nord-américain a permis de satisfaire 98 % des besoins du continent. L'offre continentale de gaz semble plafonner, et on s'attend à une augmentation des importations de GNL. En 2006, les États-Unis et le Mexique ont importé 17,5 milliards de mètres cubes de GNL d'autres pays, principalement de la Trinité-et-Tobago.

L'Amérique du Nord possède d'importantes réserves de charbon, une industrie nucléaire bien établie et un potentiel limité de mise en valeur de l'énergie hydraulique près des régions densément peuplées.

Les réserves pétrolières et gazières de l'Amérique du Nord ne représentent pas un pourcentage important des réserves mondiales totales, tandis que ses réserves de charbon (principalement aux États-Unis) se situent à environ le quart du total mondial. Le Mexique a nationalisé son secteur pétrolier en 1938, créant Petróleos Mexicanos (PEMEX). Depuis cette date, PEMEX, société d'État et emblème de la souveraineté nationale, détient les droits exclusifs de la prospection et de la production de pétrole et de gaz sur le territoire. L'exploitation des réserves pétrolières et gazières du Mexique est limitée par la constitution du pays.

Cependant, l'Amérique du Nord possède également d'importantes réserves de gaz et de pétrole non conventionnels. Ce pétrole non conventionnel commercialisé se trouve principalement dans les sables bitumineux de la province de l'Alberta, au Canada, qui comptent parmi les plus grands gisements d'hydrocarbures au monde⁴⁷. On trouve des ressources de gaz naturel non conventionnel dans la région en amont des Rocheuses aux États-Unis, dans les filons de charbon de l'Ouest canadien et les gisements d'hydrate de gaz qui existent dans presque toutes les zones extracôtières et les zones de pergélisol dans le Nord.

Le CERI a récemment mené une étude détaillée sur l'industrie des sables bitumineux de l'Alberta⁴⁸, portant sur les coûts d'approvisionnement et la production future de bitume et de pétrole brut synthétique par rapport aux besoins en facteurs de production. Les principaux facteurs requis pour la mise en valeur des sables bitumineux (bitume brut et pétrole synthétique) sont l'électricité, le gaz naturel, les diluants, le condensat et la main-d'œuvre. Comme l'exploitation des ressources de l'Alberta va bon train, la rareté des facteurs de production requis pourrait limiter la production ou en accroître le coût. Dans cette étude, on a également examiné la disponibilité des facteurs de production et l'incidence des nouvelles technologies d'extraction. De plus, l'étude a porté sur la technologie de cogénération pour la production de l'énergie thermique et de

⁴⁶ British Petroleum Company, *BP Statistical Review of World Energy 2007*, Londres, Royaume-Uni, 2007.

⁴⁷ Les autres sources de pétrole non classique comme les gisements de pyroschiste aux États-Unis et dans d'autres pays offrent des possibilités de commercialisation.

⁴⁸ Canadian Energy Research Institute, *Cogeneration Opportunities and Energy requirements for Canadian Oil Sands Projects, Parts I to IV*, étude n° 112, Calgary, Alberta.

l'électricité utilisées pour l'extraction et la transformation du bitume brut. Compte tenu des différents niveaux d'exploitation de la cogénération, le CERI a réalisé des analyses de sensibilité pour évaluer la possibilité d'exporter de l'électricité de la région des sables bitumineux.

Le CERI a examiné deux scénarios de mise en valeur des sables bitumineux avec et sans contraintes. Dans le scénario sans contraintes, tous les projets annoncés vont de l'avant comme prévu, tandis que dans le scénario avec contraintes, principalement en raison des limites de l'infrastructure, les calendriers des projets subissent des retards raisonnables. L'étude conclut que l'industrie albertaine des sables bitumineux est vouée à un bel avenir.

Les sables bitumineux de l'Alberta comptent parmi les gisements d'hydrocarbures les plus importants du monde, avec des réserves prouvées de 173 milliards de barils de bitume⁴⁹ brut à la fin de 2006. La même année, les réserves de pétrole brut conventionnel au Canada étaient de 6,9 milliards de barils. En 2002, les sables bitumineux de l'Alberta ont été officiellement reconnus comme représentant une part importante des réserves pétrolières mondiales⁵⁰, hissant le Canada (179,6 milliards de barils) au second rang derrière l'Arabie saoudite seulement (262 milliards de barils) pour ce qui est de l'ensemble des réserves pétrolières.

- Bien que les coûts de production des sables bitumineux soient plus élevés que ceux du pétrole conventionnel, l'augmentation du prix du pétrole, les coûts de prospection très faibles et la poursuite des progrès technologiques ont permis à la production de pétrole provenant des sables bitumineux de l'Alberta de devenir commercialement viable et d'être concurrentielle sur le marché pétrolier international.

- En 2005, l'industrie canadienne des sables bitumineux a produit un peu plus de 1 million de barils par jour de pétrole brut synthétique et de bitume brut non transformé, ce qui représente environ 39,4 % de la production pétrolière totale du Canada.
- Le CERI a prévu que la production de bitume dans le scénario sans contraintes passerait de 1,18 million de barils par jour (Mb/j) en 2005 à 4,7 Mb/j en 2020. Pendant la même période, la production de pétrole brut synthétique passera de 0,64 Mb/j à 2,47 Mb/j. Dans le scénario avec contraintes, la production de bitume augmente à 3,6 Mb/j, et celle de pétrole brut synthétique à 1,9 Mb/j en 2020.
- Selon l'analyse du CERI⁵¹, l'industrie des sables bitumineux a besoin que le prix du pétrole West Texas Intermediate (WTI) à Cushing, en Oklahoma, soit supérieur à 52 \$US le baril, pour donner un rendement suffisant sur l'investissement.
- L'industrie se heurte à plusieurs problèmes : les coûts en capital de l'impact environnemental; la diversité de la main-d'œuvre disponible et la productivité; les besoins en énergie, les sources d'énergie et les coûts; les besoins et réserves en eau; les besoins et l'approvisionnement en diluants; les limites de l'infrastructure; les contraintes du marché; et la production concurrente de gaz naturel et de bitume brut. Le règlement de ces problèmes nécessitera une attention soutenue et de l'ingéniosité de la part de l'industrie.

Les États-Unis et le Canada⁵² possèdent également d'importantes ressources possibles en gaz non conventionnel, entre autres le méthane de houille, le gaz provenant du sable colmaté, le gaz en eau profonde et les hydrates de gaz. Le méthane de houille est le méthane présent dans les gisements houillers.

- L'AEUB⁵³ estime que les réserves prouvées initiales de méthane de houille en Alberta s'élevaient à 27,8 milliards de mètres cubes et il en restait 24,7 milliards à la fin de 2006.

⁴⁹ AEUB, *Alberta's Energy Reserves 2006 and Supply/Demand Outlook 2007-2016*, ST98-2007.

⁵⁰ Le *Oil & Gas Journal* a reconnu ces réserves à la fin de 2002.

⁵¹ CERI, *Oil sands Industry Update, Production Outlook and Supply Cost, 2007-2027*.

⁵² Alberta, Colombie-Britannique et Nouvelle-Écosse.

⁵³ AEUB, *Alberta's Energy Reserves 2006 and Supply/Demand Outlook 2007-2016*, ST98-2007, ch. 4.



- ▀ La production commerciale de méthane de houille en Alberta a commencé en 2002. En 2006, elle atteignait 4,7 milliards de mètres cubes, avec des perspectives de croissance importante dans les dix prochaines années.
- ▀ Les hydrates de gaz, qui se forment dans des conditions de pression élevée et de basse température, se trouvent au large du littoral canadien et sous le pergélisol, en particulier près du delta du Macenzie. On trouve également d'importants gisements d'hydrates de gaz au large des côtes de plusieurs pays importateurs d'énergie, notamment les États-Unis, le Japon, la Chine et l'Inde. En général, les hydrates de gaz marin se trouvent à une profondeur d'au moins 300 mètres, là où la température de l'eau est près de 0°C. Ressources naturelles Canada⁵⁴ indique que « selon les estimations les plus prudentes, les réserves internationales de méthane présent dans les hydrates de gaz atteindraient au minimum les 1 x 104 gigatonnes de carbone, ce qui représente environ le double du carbone présent dans l'ensemble des combustibles fossiles de la planète ». Malgré tout, aucune estimation n'est encore disponible concernant le pourcentage de ce méthane qui pourrait être récupérable, même si des travaux expérimentaux dans le delta du Mackenzie

et en Alaska ont donné des résultats encourageants. Le United States Geological Survey (USGS) estime la quantité mondiale de méthane présent dans les hydrates de gaz à 400 millions de milliards de pieds cubes (millions de Tpi³). En supposant un taux de récupération de, disons, 1 %, les ressources récupérables d'hydrates de gaz de 4 millions de Tpi³ équivalent à presque 300 fois le volume des réserves restantes de gaz naturel conventionnel récupérable estimé par l'USGS⁵⁵ (dont 8 452 Tpi³ sont des réserves déjà découvertes et plus 5 196 Tpi³ restent à découvrir).

La production de gaz non conventionnel se heurte toutefois à de nombreuses difficultés, comme les coûts élevés en capital, les problèmes d'accès aux terres, l'élimination des eaux et d'autres problèmes environnementaux.

Les énergies renouvelables incluent l'énergie solaire, l'énergie éolienne, la biomasse, l'énergie hydraulique, l'énergie géothermique et l'énergie des océans. Pour ce qui est des énergies renouvelables en Amérique du Nord, le Canada et le Mexique ont tous deux des sites disponibles pour de nouvelles grandes centrales

⁵⁴ Consulté à l'adresse ess.nrcan.gc.ca/2002_2006/ghff/index_f.php.

⁵⁵ Estimation de l'USGS de 400 millions de Tpi³ d'hydrates de gaz citée dans *Gas Daily*, 20 août 2007, p. 10; estimation des ressources en gaz conventionnel de l'USGS consultée à l'adresse <http://pubs.usgs.gov/dds/dds-060/ESpt4.html#TOP>.

hydroélectriques, tandis que les meilleurs sites aux États-Unis ont déjà été exploités ou ont été exclus en raison du syndrome « pas de ça chez moi ». Les trois pays disposent d'un potentiel technique non exploité en ce qui concerne l'énergie éolienne, la biomasse et l'énergie géothermique.

Les énergies renouvelables incluent l'énergie solaire, l'énergie éolienne, la biomasse, l'énergie hydraulique, l'énergie géothermique et l'énergie des océans.

Au Mexique, plus de 72 % des énergies renouvelables provient de la force hydraulique, suivie de l'énergie géothermique (près de 20 %). En fait, le Mexique est le troisième plus gros producteur d'électricité géothermique au monde, après les États-Unis et les Philippines. À ce jour, l'énergie éolienne ne joue pas un rôle important dans la production d'électricité, puisqu'on compte seulement deux grands parcs d'éoliennes d'une capacité



de production combinée de 3 mégawatts (MW). En 2005, la société d'État Comisión Federal de Electricidad (CFE), qui contrôle environ les deux tiers de la puissance installée du Mexique, a prévu d'accroître de 80 MW⁵⁶ la capacité de production d'énergie éolienne.

Le Canada se classe au second rang après la Chine dans la production d'énergie hydraulique, laquelle représente 97 % de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et 58,3 % de la production totale du pays. La part de l'énergie éolienne dans la production est d'environ 0,2 %. La production d'énergie éolienne devrait augmenter fortement, en partie par suite du programme fédéral d'Encouragement à la production d'énergie éolienne⁵⁷.

Aux États-Unis, les parts de l'énergie hydraulique et de la biomasse dans le portefeuille national à partir d'énergies renouvelables sont d'environ 74 % et 12 % respectivement. Les 14 % restants proviennent principalement de l'énergie éolienne, de l'énergie géothermique et des déchets. L'EIA (Energy Information Administration)⁵⁸ prévoit une puissance supplémentaire de 16 MW pour la production d'hydroélectricité et de 6 412 MW pour les autres énergies renouvelables d'ici 2010. La capacité de production d'hydroélectricité aux États-Unis était de 77 354 MW par rapport à 25 553 MW pour les autres énergies renouvelables en 2005.

4.9 Approvisionnement en énergie : commentaire de synthèse

Les réserves mondiales d'hydrocarbures pourront répondre aux besoins jusqu'en 2050 (et le charbon beaucoup plus longtemps). Le pétrole brut demeurera prédominant dans le secteur des transports, mais cédera lentement la place au gaz naturel dans d'autres applications parce qu'il est moins polluant. Même s'il est très polluant, en raison de son prix relatif, le charbon conservera sa position, et son utilisation augmentera lorsque les problèmes environnementaux auront été réglés. Les problèmes associés aux combustibles fossiles n'ont pas directement trait à l'importance des réserves, mais plutôt à leur emplacement. Les ressources ne sont

⁵⁶ www.eia.doe.gov/emeu/cabs/mexico.html

⁵⁷ Ressources naturelles Canada, www2.nrcan.gc.ca/es/erb/erb/francais/view.asp?x=68

⁵⁸ www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epat2p4.html

pas situées là où on en a besoin. Les questions de transport et de sécurité prendront donc davantage d'importance dans la première partie du siècle.

On assiste peu à peu à une prise de conscience de l'importance accrue qu'il faut accorder à la protection de l'environnement dans le choix du portefeuille énergétique le plus souhaitable.

Comme le pétrole, dont le commerce à grande échelle est bien établi, le gaz naturel deviendra inévitablement un produit vendu dans le monde entier également, ce qui donnera naissance à une énorme flotte de navires-citernes et à des installations portuaires pour les accueillir. Au cours des premières années du XXI^e siècle, le choix du site de ces installations pourrait entraver fortement l'essor du commerce du GNL.

On observera un regain d'intérêt à l'égard de l'hydroélectricité et de l'énergie nucléaire à mesure que l'information aura fait son chemin et que l'urgence environnementale deviendra indéniable. Ces deux formes d'énergie présentent des avantages similaires sur le plan de l'environnement mais ont parfois mauvaise presse en raison de leur coût, de leur sûreté et d'autres répercussions sur l'environnement. Les sources d'énergie renouvelables, comme l'énergie solaire et l'énergie géothermique, se tailleront graduellement une place, à moins d'une percée technologique



importante, car les énormes capitaux destinés à mettre en valeur et à exploiter l'énergie est comme un paquebot sur une mer calme — il faut du temps et des efforts pour changer de cap.

On assiste peu à peu à une prise de conscience de l'importance accrue qu'il faut accorder à la protection de l'environnement dans le choix du portefeuille énergétique le plus souhaitable, ce qui montre l'intérêt d'innovations technologiques pertinentes qui permettront d'utiliser efficacement les sources d'énergie actuelles et de trouver de nouvelles sources répondant aux besoins de la population et de l'environnement. Ce sujet est abordé au chapitre suivant.

5 ÉNERGIE

et environnement



5.1 Approvisionnement énergétique : un nouveau regard

Dans le chapitre 2, nous avons examiné plusieurs aspects des systèmes énergétiques, en particulier les aspects liés à la technologie et à l'environnement. La question de l'utilisation durable des ressources comporte elle-même deux aspects : le premier a trait à l'abondance des diverses sources d'énergie, tandis que le second concerne les effets de leur utilisation sur l'environnement. Le chapitre 3 a tracé un historique de la consommation d'énergie, puis le chapitre 4 s'est penché sur la longévité de diverses sources non renouvelables, notamment le pétrole, le gaz naturel et le charbon. Dans le présent chapitre, nous nous inspirons de ces observations pour approfondir notre examen de la durabilité et considérer de façon plus détaillée d'éventuels substituts aux combustibles fossiles. Nous examinons d'abord les effets que peuvent avoir à l'échelle de la planète les changements climatiques attribuables, tout au moins en partie, à la consommation d'énergie, pour ensuite passer en revue les diverses sources d'énergie, renouvelables aussi bien que non renouvelables, afin d'en déterminer la pertinence pour les deux aspects de la durabilité.

5.2 Énergie durable et économie

Comme on l'a vu dans les chapitres précédents, l'activité économique engendre des déchets indésirables qui doivent être gérés. Le premier aspect de la durabilité consiste à déterminer si les sources de combustible seront ou non illimitées à l'avenir, tandis que le second soulève la question de savoir si la biosphère pourra absorber tous les déchets — solides, liquides et gazeux — qui découlent de la consommation d'énergie. Celle-ci produit des déchets dont les effets sur les êtres

humains sont ou bien directs, en nuisant à leur santé, ou bien indirects, en affectant l'environnement à l'échelle locale, régionale ou mondiale. Dans la présente partie, nous examinons à la fois la durabilité des sources de combustible et les incidences qu'a sur les systèmes énergétiques la nécessité de gérer leurs émissions.

Essentiellement, le réchauffement planétaire se produit lorsque certains gaz présents dans l'atmosphère terrestre produisent un effet d'étouffement thermique qui maintient la température à un niveau plus élevé qu'elle ne le serait en leur absence.

Les émissions qui doivent être gérées englobent des substances toxiques (composés du soufre, azote et mercure), des gaz à effet de serre et des particules en suspension. Ces émissions peuvent avoir des effets directs sur la santé humaine ainsi que sur l'environnement dans lequel nous vivons, se répercutant ainsi sur les humains de façon indirecte. Les effets directs sur la santé humaine occasionnés par ce qu'on appelle parfois les contaminants atmosphériques critiques sont bien connus et, dans certaines régions, ont suscité des modifications dans l'emploi de la technologie afin de réduire les émissions nocives⁵⁹. Il importe certes de

⁵⁹ La Californie, par exemple, a adopté des normes rigoureuses pour limiter les émissions nocives. Le recours aux convertisseurs catalytiques dans les automobiles pour réduire les émissions de monoxyde de carbone, de composés organiques volatils et d'oxyde nitreux constitue un exemple technologique de ces normes.

bien comprendre cet aspect du problème et de poursuivre les efforts en vue de l'atténuer, mais il ne relève pas de notre propos dans ce rapport. Notre attention se porte plutôt sur les effets des gaz à effet de serre à travers le monde et sur leurs incidences du point de vue de l'évolution des systèmes énergétiques.

Par ordre d'importance, les gaz à effet de serre (GES) comprennent la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et l'oxyde nitreux (N₂O), ainsi que tout un ensemble d'autres gaz qui contribuent à l'effet de serre. L'activité humaine n'a pas d'effets directs sur le volume de vapeur d'eau qui se trouve dans l'atmosphère, mais plus elle contribue au réchauffement de la planète, plus le niveau d'évaporation sera élevé. Il y a donc un cycle lié à l'activité humaine qui contribue à des concentrations de GES sans cesse plus élevées. Le principal élément humain contribuant à ce cycle est lié à la combustion et aux rejets de CO₂ qui l'accompagnent.

Essentiellement, le réchauffement planétaire se produit lorsque certains gaz présents dans l'atmosphère terrestre produisent un effet d'étouffement thermique qui maintient la température à un niveau plus élevé qu'elle ne le serait en leur absence. Sans cet effet, la vie ne serait sans doute pas ce qu'elle est aujourd'hui. La température mondiale naturelle moyenne se situe autour de 15 degrés Celsius. Sans l'effet de réchauffement de l'atmosphère, la température moyenne serait de -18 degrés, soit bien au-dessous du point de congélation.

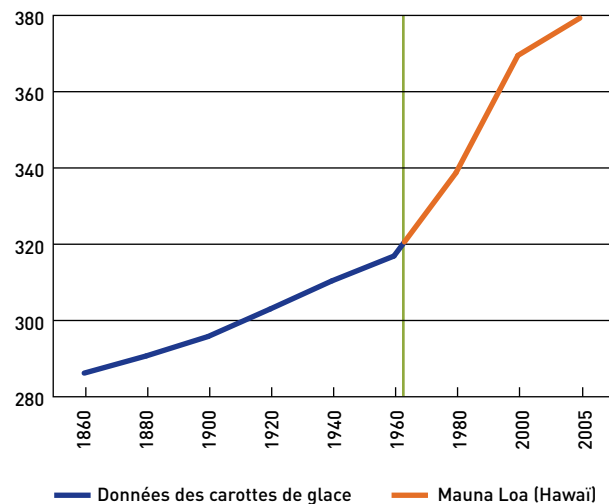
Ce sont les préoccupations au sujet des effets nocifs pour l'humanité que les concentrations croissantes de CO₂ causées par l'activité humaine pourraient avoir à la longue sur le climat mondial qui ont amené les scientifiques à entreprendre un programme à long terme de mesurage de ces concentrations en 1958. Un chercheur, Charles Keeling, a commencé à prélever des échantillons dans une station éloignée à Hawaï. L'observatoire du Mauna Loa⁶⁰ (MLO), qui se trouve sur une île en plein milieu de l'océan Pacifique, est éloigné des grandes sources de pollution atmosphérique, de sorte qu'il est idéalement situé pour l'échantillonnage de l'atmosphère. De plus, l'observatoire se trouve au-dessus de la couche d'inversion de température marine particulièrement forte qui se trouve dans cette

région. Cette couche d'inversion agit comme un plafond qui maintient les émissions locales de polluants à une altitude inférieure à celle de l'observatoire.

Si l'on remonte dans le temps, les savants analysaient déjà, vers le milieu du XIX^e siècle, les données tirées de l'étude des carottes de glace. La carotte de glace est un échantillon prélevé de la neige et de la glace qui se sont accumulées pendant de longues périodes et se sont recristallisées, emprisonnant des bulles d'air datant de périodes antérieures⁶¹. La composition des carottes de glace, en particulier lorsqu'elles renferment des isotopes d'hydrogène et d'oxygène, donne une image du climat à des époques spécifiques du passé. La figure 5.1 montre l'accroissement graduel des concentrations qui ont été estimées au moyen de ces méthodes de mesure.

Le graphique présente les résultats des échantillonnages directs de l'atmosphère effectués en divers endroits éloignés (y compris la station située sur les pentes du Mauna Loa) et des échantillonnages indirects au moyen des bulles d'air emprisonnées dans les carottes de glace tirées des calottes polaires. Les carottes sont extraites de couches qui les relient à des époques éloignées. Les résultats des analyses amènent de nombreux scientifiques

Figure 5.1
Concentrations de dioxyde de carbone dans l'atmosphère, 1860-2005 (parties par million)



SOURCE : www.johnstonsarchive.net/environment/co2table.html.

⁶⁰ www.mlo.noaa.gov/lowhome.htm

⁶¹ http://fr.wikipedia.org/wiki/Carotte_de_glace



à croire que la concentration de CO_2 dans l'atmosphère s'est accrue d'environ 11 % entre 1860 et 1960. Les prélèvements directs effectués entre 1960 et 2005 indiquent qu'au cours de ces 45 années, les concentrations auraient augmenté de près de 20 %, ce qui indique que la croissance des concentrations de CO_2 se serait accélérée pendant cette période. L'augmentation totale sur 145 ans se situe donc autour de 32,5 %. D'autres travaux ont établi une corrélation étroite entre ce phénomène et l'augmentation de la consommation de combustibles fossiles⁶².

Le carbone qui s'ajoute à l'atmosphère provient aussi, tout au moins en partie, de divers puits, c'est-à-dire les océans, les forêts et les sols. Il s'écoule toutefois un laps de temps relativement long (environ 100 ans) avant que le cycle soit complété. Malheureusement, les autres GES — le méthane et l'oxyde nitreux, par exemple — ont eux aussi augmenté sensiblement. Ces gaz ont un effet de réchauffement beaucoup plus important que le dioxyde de carbone, de sorte que leur apport potentiel au réchauffement est supérieur de 75 % à celui du CO_2 . Cependant, environ la moitié de cette augmentation potentielle a été neutralisée par l'effet de refroidissement net causé par l'augmentation des particules. La réduction des émissions de particules étant visée par les règlements adoptés dans de nombreux pays, on peut s'attendre à ce qu'elles croissent plus lentement à l'avenir, de sorte que, par un effet un peu pervers, leur

contribution à la diminution de l'effet de réchauffement des autres émissions sera plus faible.

Le débat sur l'impact de l'augmentation des concentrations de carbone se poursuit, marqué par des désaccords aussi bien sur ses causes que sur ses effets probables, ce qui s'explique en partie par le fait que les cycles climatiques normaux se déroulent sur de très longues périodes. Des indices de plus en plus nombreux montrent néanmoins que certains effets peuvent effectivement être observés. Jusqu'à présent, le débat a porté principalement sur l'effet ultime d'un doublement des concentrations de carbone, dont on prévoit qu'il contribuerait à une hausse des températures mondiales moyennes d'environ 2,5 degrés Celsius, mais vu la possibilité de concentrations encore plus élevées, il faut agir en toute urgence. En moyenne, un doublement des concentrations de CO_2 qui s'accompagnerait d'une hausse de température de 2,5 degrés Celsius dissimulerait des variations importantes qui, dans certaines régions, pourraient se traduire par des conséquences négatives graves attribuables aux changements subis par la circulation, les précipitations, la volatilité, l'humidité des sols, les courants océaniques, etc. Tous ces phénomènes transformeraient fondamentalement l'écologie des régions, entraînant des résultats en grande partie imprévisibles. Certaines régions pourraient profiter de ces changements, tandis que d'autres seraient sérieusement désavantagées. Si les concentrations de carbone quadruplaient, cela se traduirait par une hausse des températures moyennes de 8 à 10 degrés; les effets d'un tel réchauffement sont très difficiles à prédire mais ils

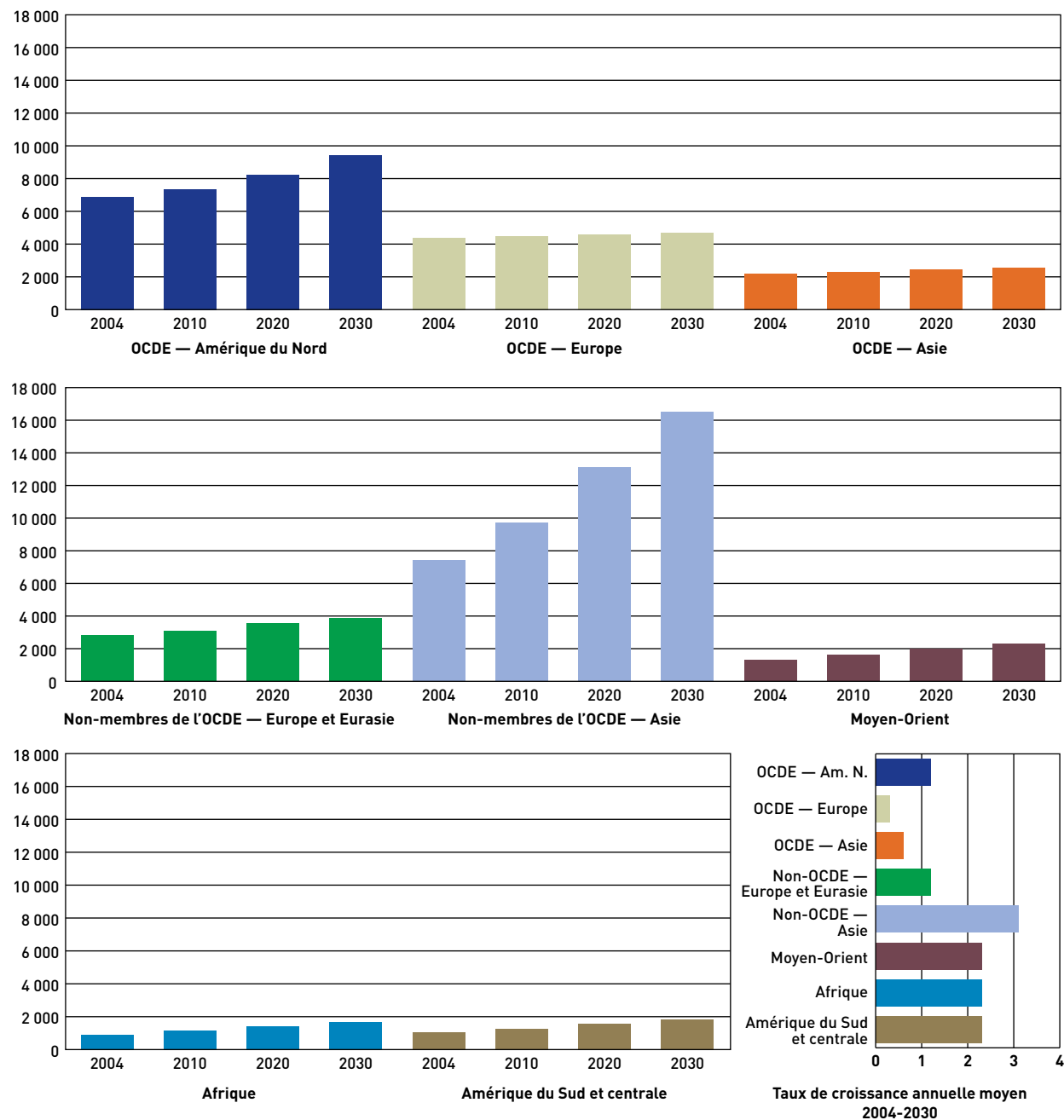
⁶² On croit que l'augmentation des concentrations de CO_2 avant 1860 était principalement attribuable à la déforestation.

seraient sans doute extrêmement nocifs pour l'écologie et l'économie mondiales, en particulier en raison des inondations des régions côtières causées par la fonte des glaciers.

La figure 5.2 présente les émissions de CO₂ observées dans diverses régions du globe en 2004 et les chiffres projetés d'ici 2030 par l'EIA (Energy Information

Administration). On peut également y voir les prévisions des taux de croissance annuels moyens pour chaque région. De 2004 à 2030, ce sont les pays asiatiques hors OCDE qui ont le taux de croissance le plus élevé (3,1 %) tandis que les pays européens membres de l'OCDE affichent le taux le plus bas (0,3 %).

Figure 5.2
Émissions totales de CO₂ selon la région, 2004-2030
(millions de tonnes)

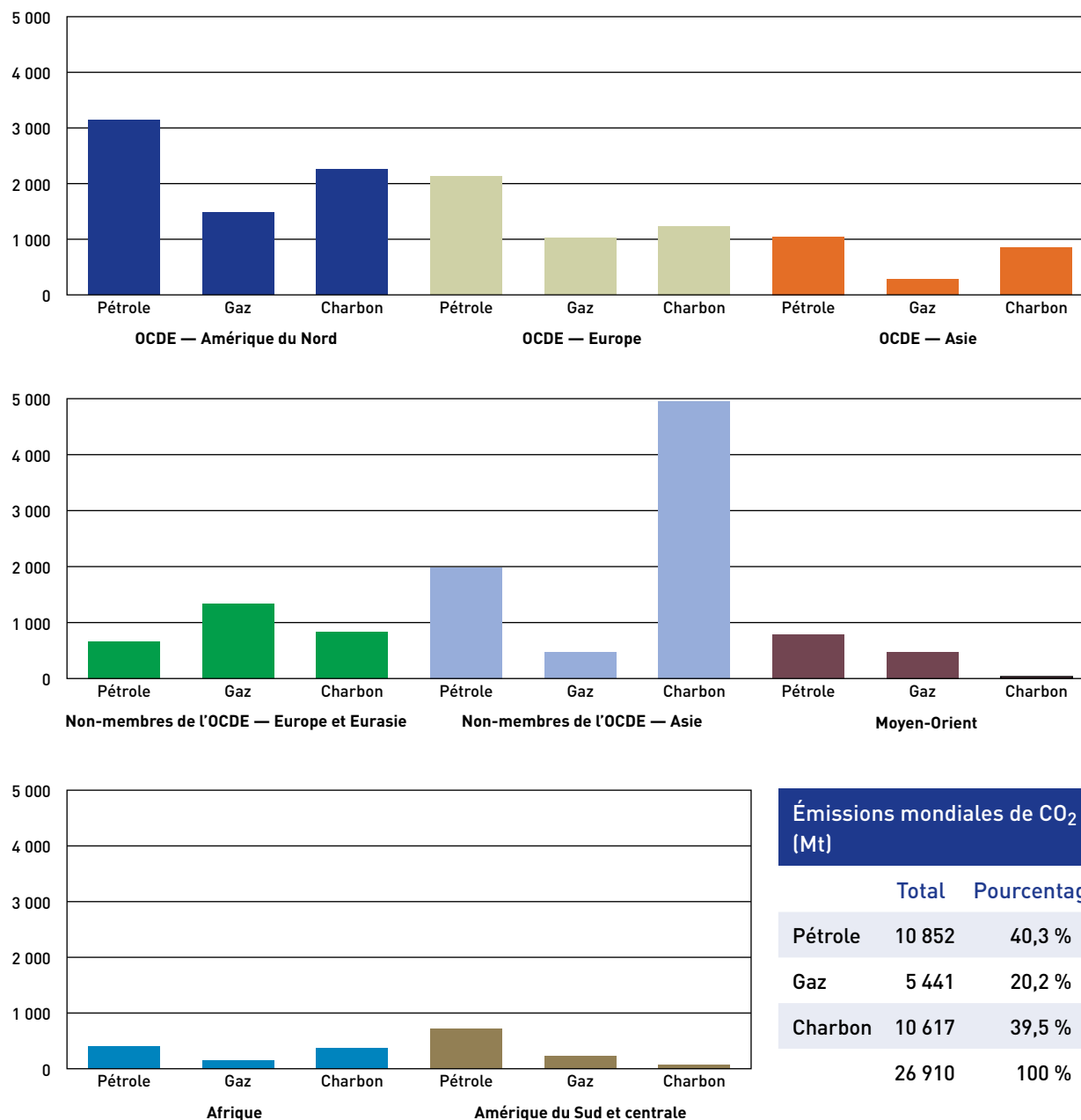


SOURCE : U.S. Energy Information Administration, International Energy Outlook 2007, tableau 11, p. 74. www.eia.doe.gov/oi/af/ieo/ieorefcase.html.

La figure 5.3 montre les émissions de CO₂ dans différentes régions selon le combustible émetteur. En 2004, les émissions provenant du charbon les plus élevées ont été enregistrées dans les pays d'Asie non membres OCDE, suivis des pays d'Amérique du Nord

membres de l'OCDE. À l'échelle mondiale, le charbon et le pétrole sont à l'origine des émissions totales de CO₂ dans une proportion d'environ 40 % chacun, tandis que le gaz naturel n'est la source que de 20 % des émissions.

Figure 5.3
Émissions de CO₂ selon le combustible, 2004
(millions de tonnes)



SOURCE : U.S. Energy Information Administration, International Energy Outlook 2007, tableaux 11 à 13. www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/ieorefcase.html.

Ces projections indiquent clairement qu'on peut s'attendre à ce que l'ensemble des émissions s'accroisse beaucoup plus rapidement dans les pays en développement que dans les pays développés.

Le problème du réchauffement de l'atmosphère et l'augmentation inexorable des émissions à laquelle on peut s'attendre au cours du prochain siècle soulèvent la question de savoir si l'écologie de la planète pourra rester viable. Ces interrogations ont donné lieu à la réaction internationale aux changements climatiques qui a été lancée en 1992 au Sommet de la Terre à Rio de Janeiro, puis codifiée davantage dans le Protocole de Kyoto adopté en 1997. En 2002, les pays ont établi des cibles obligatoires en vue de réduire, d'ici 2012, les émissions à une fourchette se situant entre 5,2 et 6,0 % au-dessous des niveaux observés en 1990.

Les États-Unis ont signé le Protocole de Kyoto, mais ne l'ont pas ratifié. En février 2002, le gouvernement américain a adopté les « initiatives sur l'atmosphère propre et les changements climatiques mondiaux » (Clean Skies and Global Climate Change Initiatives⁶³), qui établissent un lien direct entre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et le PIB américain. Suivant les cibles proposées, le coefficient de gaz à effet de serre de l'économie américaine devait s'abaisser de 18 % au cours des 10 années suivantes.

Bien que le Canada ait ratifié le Protocole de Kyoto en 2002, le gouvernement a déclaré en 2006 que les cibles étaient irréalistes et a établi de nouvelles cibles pour l'environnement canadien et la mise au point de technologies propres.

La question de savoir si les approvisionnements en énergie pourront répondre à la demande dans l'avenir lointain est un autre aspect de la durabilité qui mérite d'être étudié. Nous abordons cette question dans la partie suivante. Pouvons-nous être assurés d'avoir des approvisionnements suffisants à l'avenir? Nous examinons cette problématique de façon sommaire en considérant les perspectives de chacune des principales sources d'énergie à tour de rôle.



5.3 Sources d'énergie : disponibilité et impact

5.3.1 Combustibles fossiles

L'historique et les perspectives des combustibles fossiles ont fait l'objet d'un examen détaillé aux chapitres 3 et 4 et nous n'en présentons ici qu'un bref résumé. Notre analyse indique que les ressources en gaz naturel et en pétrole devraient durer au moins jusqu'à la deuxième moitié du siècle actuel, tandis que le charbon pourrait durer plusieurs centaines d'années, d'après les taux de consommation projetés à l'heure actuelle. Les sources d'énergie fossiles pourront donc servir pendant au moins une génération de plus, mais le tableau est moins clair par la suite⁶⁴. Nous examinons ci-dessous diverses sources renouvelables qui pourraient prendre la relève au-delà de 2050.

Comme les effets des émissions de gaz à effet de serre suscitent aujourd'hui une prise de conscience de plus en plus vive à travers le monde, on ne saurait écarter la possibilité que le recours à ces sources d'énergie soit assujéti à des restrictions imposées non pas en raison

⁶³ www.whitehouse.gov/news/releases/2002/02/climatechange.html

⁶⁴ Selon une théorie qui revient à la mode, le pétrole et le gaz naturel seraient en fait des ressources renouvelables. Cette question dépasse notre propos, mais on en trouvera un bref exposé dans Peter R. Odell, *Why Carbon Fuels Will Dominate the 21st Century's Global Energy Economy*, Brentwood, Royaume-Uni, Multi-Science Publishing Co., 2004, chapitre 6.

d'une pénurie des ressources mais plutôt à cause de leur effet global sur l'environnement. Pour déterminer si d'autres combustibles pourraient utilement remplacer les combustibles fossiles, nous devons donc examiner les effets éventuels de ces substituts sur l'environnement.

5.3.2 Énergie hydroélectrique (grandes et petites centrales)

L'énergie hydraulique qui alimente les centrales hydroélectriques est la source d'énergie renouvelable la mieux connue et la plus répandue. En 2004, la capacité mondiale installée de production d'hydroélectricité atteignait 851 000 mégawatts (MW), soit plus de 21 % de la capacité totale de production d'électricité⁶⁵. La même année, la production d'énergie hydroélectrique se chiffrait à 2 809 térawattheures par an (TWh/a), soit 16 % de la production totale d'électricité (17 408 TWh).

Les principaux pays producteurs d'hydroélectricité sont la Chine⁶⁶ (13,7 % de la production mondiale), le Canada (11,5 %), le Brésil (11,5 %), les États-Unis (9,6 %) et la Russie (5,8 %). Plus de la moitié des centrales hydroélectriques de faible capacité (entre 10 et 30 MW) se trouvent en Chine⁶⁷.

Le potentiel hydroélectrique théorique, mesuré en fonction du bilan hydrique mondial annuel, se situe tout juste au-dessus de 40 000 TWh/an. Lorsqu'on applique à ce calcul des critères de faisabilité technique approximatifs, le potentiel théorique s'abaisse alors à un peu plus de 14 000 TWh/an. Enfin, l'emploi de critères économiques tout aussi approximatifs le réduit à environ 8 000 TWh/an, soit un peu plus de deux fois et demie l'approvisionnement disponible en 2004⁶⁸.

L'énergie hydroélectrique présente à la fois des avantages et des inconvénients. D'une part, elle n'est pas sans engendrer certaines émissions en raison de la pourriture des matières végétales gisant au fond des réservoirs et de l'élimination de gaz qui se trouvent

juste au-dessus de la surface de l'eau⁶⁹. L'importance de ces émissions est toutefois d'un ordre de grandeur ou deux inférieure à celle des combustibles fossiles⁷⁰. L'exploitation des ressources hydroélectriques a néanmoins des répercussions qui s'exercent au niveau local et en aval, ce qui a suscité des résistances non négligeables dans de nombreuses régions. Surtout, les investissements très élevés qu'exige cette activité représentent un obstacle de taille dans de nombreux pays en développement, où le potentiel non exploité est le plus grand.

Du côté positif, le faible niveau des émissions présente un grand attrait et le caractère renouvelable des flux qui alimentent l'énergie hydroélectrique signifie que celle-ci est essentiellement inépuisable et a également un coût de cycle de vie peu élevé. De plus, l'énergie hydroélectrique présente de nombreux avantages techniques du point de vue des services qu'elle peut procurer au réseau électrique, y compris le démarrage à froid, le réglage de la tension et les réserves tournantes. Le coût de production des grandes centrales, qui varie de 3,4 à 11,7 cents/kWh, est parmi les plus bas de toutes les sources de production électrique, tandis que celui des petites centrales se situe à un peu plus de 5,6 cents/kWh⁷¹. C'est ce qui explique en partie que les centrales hydroélectriques fournissent environ 21 % de l'énergie électrique dans le monde.

5.3.3 Énergie nucléaire

En 2006, il y avait 441 réacteurs nucléaires en service à travers le monde, pourvus d'une capacité de production globale de 369 122 mégawatts. Cette année-là, 27 nouveaux réacteurs étaient en voie de construction, dotés d'une capacité totale de 21 421 MW⁷².

Trois pays accaparent environ 55 % de la capacité nucléaire globale, soit les États-Unis (26,6 %), la France (17,2 %) et le Japon (12,9 %).

⁶⁵ Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook 2006*, p. 493.

⁶⁶ British Petroleum Company, *BP Statistical Review of World Energy 2007*, Londres, Royaume-Uni, 2007.

⁶⁷ Agence internationale de l'énergie, *Energy Technology Perspectives 2006*, p. 206.

⁶⁸ www.uniseo.org/hydropower.html

⁶⁹ A. Tremblay et coll., *The Issue of Greenhouse Gases from Hydroelectric Reservoirs: From Boreal to Tropical Regions*.

⁷⁰ Le niveau des émissions associées au béton utilisé dans la construction des barrages est également important, mais cette importance diminue aujourd'hui en raison du recours à la technologie du béton compacté au moyen de rouleaux, qui se traduit par une utilisation sensiblement moindre de béton.

⁷¹ AIE, *World Energy Outlook 2006*, p. 232.

⁷² Solokov et McDonald, *Nuclear Power — Global Status and Trends*.



Avec une capacité totale de 12 599 MW, le Canada se classe au huitième rang au monde. Son industrie nucléaire est par ailleurs fortement réglementée. La *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*⁷³ régit l'utilisation de l'énergie nucléaire ainsi que des substances et des équipements y afférents. En outre, le 31 mai 2000, la Commission canadienne de sûreté nucléaire⁷⁴ (CCSN) a remplacé la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCEA), qui avait été instituée en 1946 en vertu de la *Loi sur le contrôle de l'énergie atomique*. La CCSN réglemente l'industrie nucléaire canadienne dans le but de protéger la sûreté, la sécurité et la santé de la population canadienne, et de protéger également l'environnement contre les rayonnements et les déchets nucléaires. Les règlements de la CCSN visent tous les domaines de l'activité nucléaire, y compris les mines d'uranium, les usines de conversion, les centrales nucléaires et les déchets radioactifs produits par les installations nucléaires. Ces règlements s'appliquent également aux hôpitaux et cliniques qui se servent d'isotopes radioactifs pour les diagnostics et le traitement du cancer.

Le combustible servant à la production d'énergie nucléaire provient ou bien directement des mines d'uranium ou bien de sources secondaires. Ces

dernières comprennent notamment les stocks civils, les résidus d'uranium irradié ré-enrichi, l'uranium et le plutonium recyclés provenant de l'uranium combustible irradié utilisé dans l'armement militaire, ainsi que de sources moins traditionnelles comme l'uranium extrait des gisements de phosphate, les gisements de schiste noir et le granit. L'eau de mer représente elle aussi une source très vaste, recelant un potentiel de quelque 4,5 milliards de tonnes, même si les concentrations y sont faibles.

En 2005, la production mondiale d'uranium (U_3O_8) atteignait environ 108 millions de livres (49 000 tonnes)⁷⁵, les trois plus gros producteurs étant le Canada (28 %), l'Australie (23 %) et le Kazakhstan (10 %). La World Nuclear Association estime⁷⁶ qu'en 2007, environ 66 500 tonnes d'uranium serviront à la production d'électricité nucléaire⁷⁷.

Au cours des trois dernières années, le prix de l'uranium est passé de 29 \$US la livre (63 \$US le kilo) en mai 2005 à 43 \$US la livre (94 \$US le kilo) en mai 2006 et à 133 \$US la livre (292 \$US le kilo) en mai 2007⁷⁸.

⁷³ <http://lois.justice.gc.ca/fr/N-28.3/index.html>

⁷⁴ http://nwt-tno.inac-ainc.gc.ca/mpf/authorit/cnucsafc_f.htm

⁷⁵ www.uranium.info/publications/NRSample.pdf

⁷⁶ www.world-nuclear.org/info/reactors.htm

⁷⁷ Cela correspond à 78 500 tonnes d'oxyde d'uranium extrait des mines (*yellow cake*).

⁷⁸ www.uranium.info/prices/monthly.html

5.3.4 Fission nucléaire

L'utilisation de la fission nucléaire⁷⁹ pour produire l'électricité a pris une grande importance à partir de 1973, à la suite de la flambée des prix du pétrole. Dans certains pays — en France, notamment —, cette source en est venue à dominer la production d'électricité, sa part s'établissant aujourd'hui à plus de 75 %. L'énergie nucléaire est à l'origine d'environ 16 % de la production mondiale d'électricité (17 408 TWh) et de 6,4 % de l'offre mondiale d'énergie primaire (11 204 millions de tonnes d'équivalent pétrole). En 2006, environ 2 619 TWh d'électricité provenaient de l'énergie nucléaire, principalement dans les pays industrialisés.

Jusqu'à ces dernières années, certains analystes prédisaient que l'importance de l'énergie nucléaire n'allait pas s'accroître et pourrait même diminuer au cours des prochaines décennies. Ils attribuaient cette baisse prospective au faible niveau des prix d'autres sources d'énergie (une tendance qui s'est manifestée

jusqu'à récemment), aux coûts élevés de la capacité nucléaire et aux perceptions du public au sujet des risques associés aux centrales nucléaires⁸⁰. Aujourd'hui, cependant, les prix de l'énergie sont plus élevés, les coûts du cycle de vie des centrales nucléaires sont concurrentiels par rapport à deux d'autres formes de production d'électricité et le public comprend mieux les risques relatifs, même s'il ne les accepte pas entièrement. Les perspectives de l'énergie nucléaire sont donc beaucoup plus positives. De plus, les analyses des options énergétiques reconnaissent de plus en plus le rôle que peut jouer l'énergie nucléaire du point de vue de la réduction des gaz à effet de serre.

Le recours à l'énergie nucléaire pour la production d'électricité est en effet un moyen important d'éviter les rejets de GES et les précipitations acides engendrées par l'emploi des combustibles fossiles. Le tableau 5.1 montre les émissions de GES découlant de la production d'électricité au Canada de 1990 à 2004. On peut également y voir les émissions qui ont été évitées par

Tableau 5.1
Émissions de GES évitées grâce à l'utilisation de l'énergie nucléaire au Canada, 1990-2004

Sources	Émissions de GES découlant de la production d'électricité					Émissions de GES évitées			
	Équivalent kt CO ₂					Équivalent kt CO ₂			
	1990	1995	2000	2004		1990	1995	2000	2004
Charbon	78 800	83 100	104 800	96 000	Charbon	70 824	94 152	65 240	86 092
DRP	11 400	6 990	8 800	12 300	ou DRP	54 459	68 768	48 759	54 554
Gaz naturel	4 050	9 150	16 100	15 500	ou gaz	30 874	42 738	34 886	44 581
Nucléaire	-	-	-	-					
Hydroélectricité	-	-	-	-					
Biomasse	-	-	-	-					
Autres	404	522	1,260	4,340					
Total	94 600	99 700	131 000	128 000					

SOURCE : Environnement Canada, Rapport d'inventaire national, annexe 9; CERI, « Estimated Avoided GHG ».

⁷⁹ La fission nucléaire consiste à diviser le noyau d'un atome en plusieurs parties, ce qui entraîne le dégagement de très grandes quantités d'énergie.

⁸⁰ La partie 4.3 présente un bref exposé sur cette question.

suite de l'utilisation de l'énergie nucléaire plutôt que du charbon, des dérivés raffinés du pétrole (DRP) ou du gaz naturel.

Le dossier nucléaire n'est pas sans avoir un côté négatif. En effet, l'élimination du combustible irradié provenant des réacteurs suscite des préoccupations car les déchets nucléaires sont radioactifs et certains éléments demeureront une source de risques pendant plusieurs millénaires.

Ces inquiétudes relatives à la sûreté et à l'environnement contribuent à une perception négative de l'énergie nucléaire de la part du public dans certains pays⁸¹. De plus, les coûts d'investissement élevés des installations nucléaires et certains cas de dépassement des coûts associés à la remise à neuf d'installations nucléaires au cours de la dernière décennie ont également contribué à ces perceptions négatives de la part de certains. Divers facteurs sont à l'origine des dépassements de coûts — y compris, dans certains cas, les décisions des pouvoirs publics —, et on peut par ailleurs citer des exemples plus récents de construction de nouvelles installations dans les délais et les budgets prévus, mais les perceptions négatives n'ont pas entièrement disparu pour autant. Ainsi, bien qu'on reconnaisse largement que l'énergie nucléaire émet peu de GES, l'industrie nucléaire reste prudente face aux inquiétudes exprimées par le public au sujet de la gestion des déchets, de la sûreté et du rendement des centrales, qui continuent de limiter les possibilités de construire de nouvelles centrales. En 2005, un sondage mondial mené dans 18 pays pour le compte de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) a constaté que les réacteurs nucléaires déjà en place reçoivent généralement l'appui de la majorité du public dans de nombreux pays mais que la plupart des gens s'opposent à la construction de nouvelles centrales⁸². Il est permis de croire qu'à mesure que le public se familiarisera avec l'énergie nucléaire, il en viendra à juger que les avantages qu'elle procure compensent largement ses inconvénients, et à reconnaître



que le nucléaire est une option légitime dans la recherche de solutions aux problèmes qui entourent l'approvisionnement énergétique.

Au Canada, le combustible irradié est entreposé en toute sécurité dans sept sites accrédités où les déchets sont produits⁸³. Après avoir été retiré du réacteur, le combustible irradié est d'abord stocké dans des piscines de refroidissement pendant sept à dix ans afin d'en réduire la chaleur et la radioactivité. Il est ensuite transféré dans une installation de stockage à sec. La durée de vie nominale des conteneurs de stockage à sec est de 50 ans, mais on croit qu'ils ont une vie prévisible de 100 ans ou plus.

⁸¹ Il est intéressant de constater que, selon un rapport de l'OCDE, les perceptions du public au sujet de l'énergie nucléaire sont sans rapport avec la politique nucléaire des pays concernés (OCDE, sans date, p. 109).

⁸² AIEA, *Global Public Opinion on Nuclear Issues and the IAEA*. Vienne, 2005, www.iaea.org/Publications/Reports/gponi_report2005.pdf, p. 6.

⁸³ Quatre sites d'entreposage se trouvent en Ontario (centrales de Bruce, de Pickering et de Darlington, laboratoires de Chalk River); les trois autres se trouvent au Québec (centrale de Gentilly), au Nouveau-Brunswick (centrale de Point Lepreau) et au Manitoba (laboratoires Whiteshell).



Bien qu'on s'attende à ce que les options de stockage aient un rendement satisfaisant dans l'avenir immédiat, les sites des centrales actuelles n'ont pas été choisis en fonction de leur convenabilité sur le plan technique en tant que sites de stockage permanents. C'est pourquoi le gouvernement du Canada a adopté la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* et créé la Société de gestion des déchets nucléaires⁸⁴ (SGDN) en 2002. La loi exige que la SGDN étudie les déchets nucléaires produits par les centrales électriques du Canada ainsi que les méthodes employées pour la sélection des sites et le stockage proprement dit. L'étude de la SGDN avait pour but de mener une enquête et de recommander au gouvernement fédéral les mesures les plus appropriées pour la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié.

⁸⁴ www.nwmo.ca/default.aspx?&l=French

La SGDN a sollicité la participation de la population, des intervenants et des spécialistes à cette étude qui a duré trois ans, et s'est penchée sur les avantages, les risques et les coûts de trois options techniques : (1) l'entreposage géologique en profondeur dans le Bouclier canadien, (2) le stockage près des sites nucléaires, (3) l'entreposage centralisé, en surface ou en profondeur.

La SGDN a publié son rapport final, intitulé *L'avenir de la gestion du combustible nucléaire irradié au Canada*⁸⁵, en novembre 2005. Elle recommandait l'adoption de la méthode dite de « gestion adaptative progressive » pour le traitement à long terme du combustible irradié, une solution qui envisage de conserver le combustible irradié dans les sites nucléaires tout en prévoyant un dépôt souterrain centralisé et la possibilité d'entreposer le combustible irradié à faible profondeur à titre provisoire.

Le rapport recommandait également que des installations de stockage centralisées soient implantées dans les provinces qui ont bénéficié des activités liées au cycle du combustible nucléaire⁸⁶. Les provinces ainsi visées étaient celles qui produisaient de l'électricité à partir de l'énergie nucléaire (l'Ontario, le Nouveau-Brunswick et le Québec), ainsi que la Saskatchewan, qui a profité des retombées économiques liées à l'extraction de l'uranium servant à produire le combustible nucléaire.

5.3.5 Autres options nucléaires

Les ressources actuelles en uranium pourront satisfaire la demande jusqu'à 2050, mais un scénario reposant sur une croissance rapide du nucléaire pourrait sans doute prévoir des problèmes d'approvisionnement d'ici 75 ou 100 ans. Cela signifie qu'il faudra peut-être envisager de nouvelles solutions technologiques pour compenser une éventuelle diminution des ressources classiques en uranium. On pourrait envisager, par exemple, d'exploiter les ressources de l'eau de mer, une possibilité évoquée plus haut. D'autres solutions possibles comprendraient la construction de réacteurs surgénérateurs permettant d'extraire de l'uranium une quantité d'énergie jusqu'à 100 fois supérieure à celle

⁸⁵ SGDN, *Choisir une voie pour l'avenir : L'avenir de la gestion du combustible nucléaire irradié au Canada. Rapport d'étude final.*

⁸⁶ *Ibid.*, p. 156.

que peuvent produire les réacteurs à eau ordinaire. La fusion thermonucléaire est une autre solution possible à long terme. Comme la fusion se ferait à partir des ressources en lithium et en deutérium tirées de l'eau de mer, la source du combustible serait pratiquement illimitée. Les aspects négatifs de la fusion sont sensiblement inférieurs à ceux de la fission, ce qui confère un grand attrait à cette solution. Elle présente toutefois des obstacles techniques importants. Même si l'on parvient à les surmonter, il est peu probable que la fusion puisse donner des résultats commercialisables avant 2050⁸⁷.

5.4 Énergie de la biomasse

La biomasse contribue à l'approvisionnement mondial en énergie primaire à hauteur d'environ 10 %; dans les pays en développement, cette proportion est d'environ 22 %. En Afrique, par exemple, l'apport de la biomasse à l'approvisionnement total en énergie primaire se chiffre à 49 %, tandis qu'en Inde il est de 37 %⁸⁸.

La biomasse, d'origine végétale ou animale, a un potentiel théorique d'environ 2 900 exajoules, mais on estime qu'un peu moins de 10 % de cette quantité d'énergie peut être exploitée de façon durable (on estime qu'à l'heure actuelle, le recours à la biomasse ne dépasse guère 55 exajoules⁸⁹). La biomasse ligneuse est tirée des forêts, tandis que la biomasse non ligneuse est un sous-produit des activités agricoles; les déchets solides municipaux peuvent également contribuer à la biomasse.

La biomasse est renouvelable du fait que les résidus forestiers et agricoles peuvent être cultivés et que les décharges continueront d'accueillir les déchets municipaux. Lorsqu'elle est convertie en combustible liquide (éthanol ou diesel), la biomasse peut servir de carburant de transport. À l'heure actuelle, l'éthanol est employé comme additif dans les carburants pour réduire les rejets, et il existe déjà des subventions

et d'autres mesures fiscales destinées à accroître la part de l'éthanol dans l'essence. La biomasse peut également servir à la production d'électricité, que ce soit sous forme de combustible liquide ou gazéifié ou par combustion directe. Le méthane produit par les décharges peut être utilisé de la même façon que le gaz naturel classique, mais il doit être capté et transporté à une centrale électrique.

La biomasse contribue à l'approvisionnement mondial en énergie primaire à hauteur d'environ 10 %; dans les pays en développement, cette proportion est d'environ 22 %.

L'exploitation de la biomasse à grande échelle soulève un certain nombre de problèmes : effets sur la santé, utilisation des terrains, répercussions sur la fertilité des sols, bilan énergétique défavorable, etc. Il est néanmoins possible que la biomasse puisse devenir une source d'énergie moderne grâce à l'amélioration des procédés de conversion; si elle est gérée prudemment, elle ne contribuera pas forcément à un accroissement net des gaz à effet de serre.

5.5 Nouvelles sources d'énergie renouvelables

Les nouvelles sources d'énergie appelées renouvelables comprennent les énergies éolienne, solaire et géothermique, ainsi que l'énergie des vagues, des marées et des courants marins. Toutes ces sources ont une intensité de rejets dans l'atmosphère qui est presque nulle.

5.5.1 Énergie éolienne

L'énergie éolienne est l'une des formes d'énergie renouvelable les mieux connues. Alors que la production d'électricité d'origine éolienne était autrefois très onéreuse, les coûts ont diminué considérablement depuis quelques décennies. L'énergie éolienne est engendrée par l'énergie solaire : celle-ci dégage des effets de chaleur et de pression différenciés, ce qui provoque les mouvements de l'air qui constituent l'énergie cinétique. On croit que le potentiel théorique de l'énergie éolienne se chiffre à près de 6 000 exajoules, mais en raison des limites imposées par le terrain, le

⁸⁷ On trouvera une analyse plus détaillée de ces scénarios dans un rapport préparé à l'intention du gouvernement américain : U.S. President's Committee of Advisors on Science and Technology, « The U.S. Program of Fusion Energy Research and Development ». Washington, PCAST, Fusion Review Panel, 1995.

⁸⁸ U.S. Energy Information Administration, *International Energy Outlook 2007*, p. 492, 512, 518 et 526.

⁸⁹ www.eubia.org/215.0.html

potentiel utilisable ne serait équivalent qu'à moins de 5 % de cette quantité⁹⁰. On se sert d'appareils éoliens depuis plusieurs siècles pour pomper l'eau, mais ce n'est qu'à une époque récente que les turbines éoliennes ont commencé à jouer un rôle important dans la production d'électricité. Le potentiel de l'énergie éolienne dépend de facteurs climatiques, qui peuvent varier sensiblement d'une région à l'autre. De ce point de vue, l'énergie éolienne est similaire à l'énergie géothermique, une source qui se distingue elle aussi de l'énergie de la biomasse du fait que son rendement varie en fonction de son emplacement. On peut bien sûr transporter à distance l'électricité d'origine éolienne, mais les pertes de ligne réduisent l'efficacité du système.

Les aérogénérateurs se servent de la force du vent pour produire l'électricité. Un générateur pourvu d'une hélice est monté au sommet d'une tour dont l'élévation lui permet de capter des vents d'une plus grande vitesse, sans être soumise aux turbulences causées par l'interférence d'obstacles comme les arbres, les collines et les bâtiments. La rotation de l'hélice sous l'effet du vent produit une énergie que le générateur transforme en électricité. L'énergie électrique produite par un générateur peut varier de quelques kilowatts, dans le cas des applications résidentielles, à plus de 5 mégawatts. Il arrive souvent qu'on regroupe plusieurs générateurs pour former un parc éolien. La production de bon nombre de parcs éoliens se mesure en millions de watts, variant de quelques mégawatts à des dizaines de mégawatts. Les parcs éoliens et les exploitations éoliennes plus petites peuvent être raccordés directement aux réseaux de distribution des services publics d'électricité. Les parcs éoliens plus importants sont souvent reliés aux lignes de répartition. Les parcs de plus petite taille et les générateurs individuels relèvent habituellement de ce qu'on appelle la production distribuée. Des systèmes résidentiels produisant de 5 à 15 kW sont disponibles, mais en général, ils ne conviennent pas aux domiciles en milieu urbain ou aux maisons de banlieue possédant un terrain exigu, en raison de l'espace exigé par les générateurs ou pour des raisons esthétiques.

⁹⁰ Conseil mondial de l'énergie, *New Renewable Energy Resources: A Guide to the Future*. Londres, Kogan Page, 1994.

De nombreux travaux se poursuivent à l'heure actuelle pour améliorer la technologie des aérogénérateurs. Les progrès déjà réalisés de ce côté ont d'ailleurs mené à une baisse des coûts de l'énergie éolienne. Chaque élément de l'aérogénérateur fait l'objet de recherches destinées à en accroître le rendement et à faire baisser les coûts. Certaines des nouvelles technologies en voie de développement font appel à l'électronique de puissance pour permettre à l'opération des hélices à vitesse variable d'accroître le rendement, de contrôler les charges structurales et d'améliorer la qualité de l'énergie. Les turbines éoliennes actuelles se servent de générateurs qui ne peuvent produire de l'électricité que lorsque la rotation de l'arbre de la turbine atteint au moins 1 800 tours par minute. Comme l'hélice d'une turbine ne fait en général que 60 tours à la minute, il faut augmenter la vitesse de rotation de l'arbre afin d'atteindre la vitesse requise par le générateur. On apporte également des améliorations aux pales des hélices afin d'accroître la capture énergétique, ainsi qu'aux dispositifs de contrôle aérodynamique incorporés aux pales de la turbine pour rajuster la force motrice aérodynamique, optimiser la capture énergétique, gérer les charges et contrôler la vitesse du rotor.

5.5.2 Énergie solaire

On peut capter l'énergie solaire directement à l'aide de systèmes photovoltaïques ou indirectement par la concentration de l'énergie et la conversion thermique dans des milieux comme l'air ou l'eau afin de produire de l'électricité.



Systèmes photovoltaïques

On peut transformer l'énergie solaire au moyen de systèmes photovoltaïques pour produire de l'électricité directement sans faire appel à des procédés thermiques intermédiaires. Les systèmes photovoltaïques se servent de matériaux semi-conducteurs pour capter l'énergie de la lumière solaire et la convertir en électricité. L'efficacité de cette conversion se situe actuellement à environ 40 %, mais des recherches en cours visent à réaliser un rendement de 85 %, théoriquement possible. Les coûts de capture et de conversion de l'énergie solaire ont sensiblement baissé depuis quelques décennies, tandis que l'efficacité et la fiabilité de ces procédés se sont améliorées. Contrairement aux autres

énergies renouvelables, l'énergie solaire est utilisée depuis de nombreuses années (dans les calculettes solaires, par exemple). Son utilisation est également très répandue sur les marchés des satellites et des communications, ainsi que dans les systèmes de télécommande et de navigation. Pour ce qui est de la production d'électricité, l'énergie solaire reste toutefois une option coûteuse et peu fiable, comparativement aux sources classiques.

Les cellules photovoltaïques, ou piles solaires, convertissent directement la lumière solaire en électricité. Elles sont regroupées en champs de modules qui peuvent être montés sur le toit d'une maison ou en d'autres endroits exposés à la lumière du soleil. Elles produisent l'électricité sans pièces mobiles, sans faire de bruit et sans produire d'émissions, et elles nécessitent peu d'entretien. Les systèmes photovoltaïques se répartissent en petits systèmes résidentiels posés sur les toits (moins de 10 kilowatts), en systèmes de taille moyenne (de 10 à 100 kW) et en systèmes plus vastes (plus de 100 kW) reliés à des réseaux de distribution publics. Les coûts sont encore trop élevés à l'heure actuelle pour les systèmes d'alimentation électrique en vrac.

Thermosolaire

Les centrales thermiques solaires font appel à de grands miroirs pour concentrer l'énergie solaire vers un récepteur (ou absorbeur). Le rayonnement sert alors à chauffer un caloporteur (l'air ou la vapeur, par exemple), qui actionne un générateur pour produire de l'électricité. Diverses technologies font présentement l'objet d'essais visant à accroître l'effet de concentration thermique en vue d'éventuelles applications commerciales. Ces technologies comprennent les capteurs cylindro-paraboliques, les tours réceptrices centrales et les antennes paraboliques. Elles pourraient éventuellement se révéler très efficaces pour la production d'énergie à un coût relativement faible. Jusqu'à récemment, la production d'une énergie relativement peu coûteuse à partir de sources plus traditionnelles a constitué un obstacle à la poursuite des recherches nécessaires pour développer davantage la filière thermosolaire. Cependant, la situation à cet égard a commencé à évoluer; comme l'énergie thermique

solaire présente l'avantage de ne pas contribuer aux rejets dans l'environnement, on peut s'attendre à ce que les recherches reprennent.

Les nouvelles sources d'énergie appelées renouvelables comprennent les énergies éolienne, solaire et géothermique, ainsi que l'énergie des vagues, des marées et des courants marins. Toutes ces sources ont une intensité de rejets dans l'atmosphère qui est presque nulle.

Énergie solaire pour applications à faible température

La consommation de chaleur à de faibles températures représente un peu plus de 15 % de la consommation mondiale d'énergie : environ 50 exajoules servent au chauffage des bâtiments et 10 exajoules au chauffage de l'eau. Les applications industrielles de la chaleur à température faible ou moyenne accaparent environ 40 exajoules de plus. L'énergie solaire pour applications à faible température peut, tout au moins en partie, répondre à cette demande. Comme le soleil n'est pas toujours au rendez-vous, toutes ces applications nécessitent également un dispositif quelconque pour le stockage de l'énergie.

Potentiel global de l'énergie solaire

Le potentiel global de l'énergie solaire sous toutes ses formes est véritablement énorme, car on a calculé que la quantité d'énergie solaire qui atteint la surface de la Terre est égale à plusieurs milliers de fois l'énergie primaire totale utilisée à travers le monde⁹¹. En raison du caractère diffus de cette énergie, il faudra cependant réaliser des progrès technologiques très importants avant qu'on puisse concrétiser une part significative de ce potentiel.

5.5.3 Énergie géothermique

L'énergie géothermique est celle que produit la chaleur présente dans la croûte terrestre. Lorsqu'on capte cette énergie, elle peut servir au chauffage des bâtiments et à la production d'électricité. Tout comme dans le cas des

⁹¹ www.undp.org/eap/activities/wea/drafts-frame.html, p. 162.

ressources en combustibles fossiles ordinaires, il faut faire appel aux techniques géologiques, chimiques et géophysiques pour repérer les gisements d'énergie géothermique. On a repéré de tels gisements dans environ 80 pays, dont à peu près la moitié exploitent cette ressource. Selon Jakob Bjornsson, il y aurait suffisamment de ressources en énergie géothermique dans le monde pour produire 12 000 térawattheures d'électricité par an⁹². Or, à l'heure actuelle la production d'électricité à partir de sources géothermiques n'est que de 44 TWh/a; en outre, 38 TWh/a provenant de sources dont la teneur en chaleur est trop faible pour la production d'électricité servent à des applications directes.

Le coût de l'utilisation de l'énergie géothermique pour la production d'électricité se situe entre 4,3 et 5,0 cents/kWh (en dollars canadiens)⁹³. Le recours direct à cette source d'énergie pour le chauffage des bâtiments, les serres, les spas et la pisciculture est généralement moins coûteux, soit moins de 2 cents/kWh. Le rendement de l'énergie géothermique — environ 50 à 70 % — est beaucoup plus élevé que celui des autres formes de production d'électricité, qui n'est que de 5 à 20 %. Les réserves géothermiques sont énormes, mais la portion de ces réserves qui est accessible correspond à 600 000 exajoules d'énergie. On prévoit qu'environ 1 % de cette énergie pourra être exploitée commercialement d'ici 50 ans, dont un dixième (soit environ 500 exajoules) sera exploitable d'ici 10 ou 20 ans⁹⁴.

5.5.4 Énergies marines

Les océans recouvrent plus des deux tiers de la surface de la Terre. En théorie, la quantité d'énergie qu'on pourrait tirer de cette ressource dépasse de loin l'usage qu'on pourrait en faire, mais le caractère diffus de la ressource et la distance qui la sépare des endroits où sont les besoins diminuent son utilité potentielle. Malgré cela, l'énergie de la mer est une possibilité attrayante dans de nombreux endroits. Les types d'énergie qu'on pourrait éventuellement en tirer comprennent l'énergie marémotrice, l'énergie des

vagues (énergie houlomotrice), l'énergie thermique des mers (énergie maréthermique) et l'énergie des gradients de salinité. L'énergie thermique des mers, qui repose sur l'exploitation des écarts de température entre les eaux tièdes de surface et les eaux froides profondes, pourrait s'avérer une source d'énergie très fertile.

Seule l'énergie marémotrice a été exploitée à des fins commerciales jusqu'à présent. Ces efforts restent plutôt modestes, mais les travaux dans ce domaine n'ont pris une certaine ampleur que depuis un peu plus d'une dizaine d'années. Cette source potentielle d'énergie nécessitera encore beaucoup de recherches.

5.5.5 Hydrogène

On trouve une abondance d'hydrogène dans les hydrocarbures et dans l'eau. Peter Hoffman le qualifie de « combustible inépuisable » (*forever fuel*) car l'hydrogène ne produit pas d'émissions nuisibles de dioxyde de carbone (CO₂) lorsqu'il brûle : ses seuls sous-produits sont l'eau et la chaleur⁹⁵. L'hydrogène peut transporter l'énergie sur de longues distances au moyen de pipelines pour ensuite être utilisé dans une sorte de pile à combustible pour la propulsion ou pour la production d'électricité.

L'hydrogène doit être extrait de l'eau ou des hydrocarbures. Si l'on se sert des hydrocarbures, le procédé d'extraction retire les atomes d'hydrogène, laissant ainsi le CO₂ comme sous-produit de ce procédé, ce qui est indésirable puisque le rejet de ce sous-produit dans l'atmosphère contribue au réchauffement de la planète. On peut cependant produire de l'hydrogène sans passer par les combustibles fossiles en faisant appel à l'électrolyse pour décomposer l'eau en hydrogène et en oxygène. L'hydrogène peut alors être stocké pour servir plus tard à la production d'électricité au moyen d'une pile à combustible. Ce procédé permet en quelque sorte d'entreposer l'électricité de manière plus efficace et moins coûteuse que les piles ordinaires.

L'un des principaux obstacles au développement de l'économie de l'hydrogène est l'absence d'une option peu coûteuse pour produire l'hydrogène. À l'heure

⁹² J. Bjornsson, « The Potential Role of Geothermal Energy and Hydro Power in the World Energy Scenario in Year 2000 », *Proceedings of the 17th Congress of the World Energy Council*, 1998.

⁹³ www.frasermackenzie.com/AlternativeEnergy/Western.pdf

⁹⁴ Bjornsson, « The Potential Role of Geothermal Energy », p. 255.

⁹⁵ P. Hoffman, *Tomorrow's Energy: Hydrogen, Fuel Cells and the Prospects for a Cleaner Planet*, Cambridge, Mass., Cambridge University Press, 2001.

actuelle, on obtient l'hydrogène principalement en l'extrayant du gaz naturel. Celui-ci constituera sans doute la matière première de l'hydrogène aux premières étapes, mais son coût élevé a un effet dissuasif. Pour que l'hydrogène puisse devenir une option réaliste, il faudra des investissements pour développer la technologie et faire baisser les coûts. Les recherches se poursuivent à cette fin pour développer des technologies innovatrices destinées à produire l'hydrogène combustible à partir du gaz naturel et du charbon, ainsi qu'à l'aide de la technologie nucléaire.

Le passage à l'économie de l'hydrogène exigera également que des progrès soient réalisés du côté des infrastructures. Il faudra notamment améliorer les techniques de stockage et de transport de l'hydrogène. Plusieurs pays, les États-Unis en tête, prennent part aux activités de recherche dans ce domaine. (Le gouvernement américain consacre environ 300 millions de dollars par année aux recherches sur l'hydrogène et sur les piles à combustible.) Parmi les autres pays où se poursuivent les recherches, on peut mentionner le Canada, le Japon, le Royaume-Uni, la Chine, la Russie et la France.

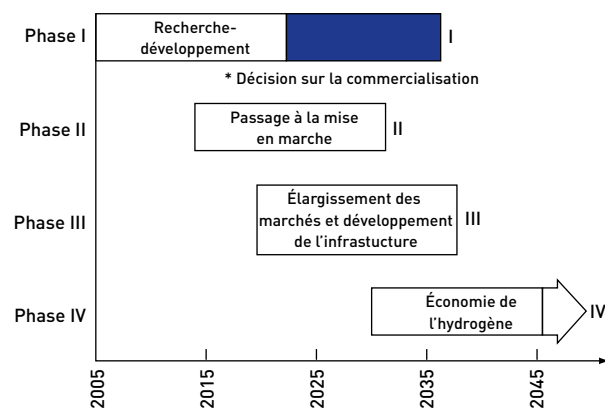
La figure 5.4 présente une ligne de temps possible pour le passage à l'économie de l'hydrogène aux États-Unis. Elle montre qu'on est encore loin du moment où l'hydrogène deviendra une source d'énergie très répandue. La phase I souligne l'importance des activités de recherche-développement dans les technologies de

l'hydrogène, tandis que les phases II et III montrent la transition entre la recherche et l'implantation de l'hydrogène en tant que combustible viable. La phase II comprendrait une utilisation limitée de l'hydrogène dans le secteur des transports en faisant appel aux infrastructures existantes du gaz naturel et de l'électricité. La phase III correspond aux premiers développements de l'infrastructure explicitement conçue pour l'hydrogène, y compris le stockage et le transport sur de longues distances. La phase IV consacrerait l'avènement de l'économie de l'hydrogène : les infrastructures seraient présentes partout aux États-Unis et l'hydrogène serait disponible dans toutes les régions. Il est peu probable que la phase IV puisse devenir réalité avant la deuxième moitié des années 2020.

5.6 Énergies renouvelables : aperçu mondial

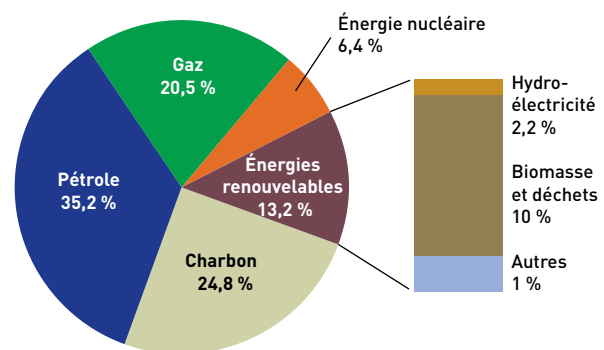
Les combustibles fossiles occupent la première place parmi les sources d'énergie utilisées à travers le monde. La figure 5.5 montre qu'en 2004, la part du pétrole dans l'approvisionnement mondial en énergie primaire s'établissait à 35,2 %, celle du charbon à 24,8 %, celle du gaz naturel à 20,5 % et celle du nucléaire à 6,4 %. La part des sources d'énergie renouvelables était de 13,2 %, l'énergie combustible (biomasse et déchets) continuant d'occuper la première place dans cette catégorie. La sous-catégorie « autres » se décompose en énergie éolienne (57 %), énergie géothermique (39 %), énergie solaire (2,7 %) et énergie des marées et des vagues (1,3 %).

Figure 5.4
Ligne de temps de l'économie de l'hydrogène



SOURCE : United States Department of Energy, *Hydrogen Posture Plan*, 2004.

Figure 5.5
Sources d'approvisionnement en énergie primaire (11 204 Mtep) à travers le monde, 2004



SOURCE : Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook 2006*.

Comme le montre la figure 5.6, les sources d'énergie renouvelables ont connu une croissance remarquable au cours des 14 dernières années, notamment l'énergie éolienne, l'énergie solaire et l'énergie de la biomasse.

L'importance relative des énergies renouvelables à l'échelle mondiale n'a toutefois pas évolué de façon appréciable depuis 25 ans. Leur part dans l'approvisionnement mondial en énergie primaire est restée à environ 13 % et les projections indiquent qu'elle se maintiendra à peu près à ce niveau (figure 5.7).

Il semble néanmoins probable que les sources d'énergie renouvelables pourraient jouer un rôle plus important sous l'effet de développements technologiques et de politiques propres à stimuler la croissance de ce marché. L'évaluation du potentiel technique de diverses formes d'énergie renouvelables présentée au tableau 5.2 se distingue très nettement de leur utilisation actuelle.

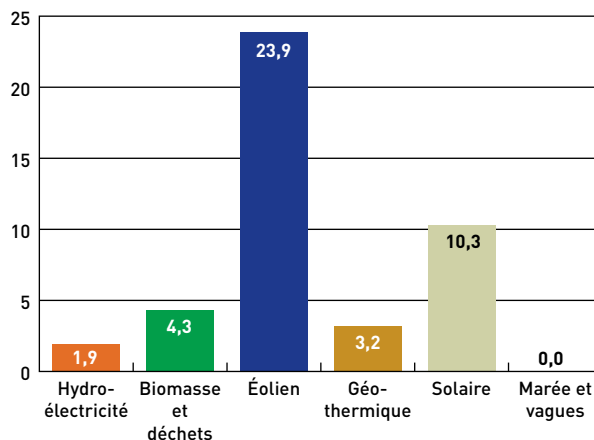
Il est peu probable que les sources d'énergie renouvelables puissent concurrencer les combustibles fossiles à moyen terme à moins de recevoir un appui considérable de la part des gouvernements. La figure 5.8 établit une

Tableau 5.2
Disponibilité des ressources renouvelables mondiales (exajoules par an)

	Utilisation actuelle	Potentiel technique
Énergie hydraulique	10,0	50
Énergie de la biomasse	50,0	>250
Énergie solaire	0,2	>1 600
Énergie éolienne	0,2	600
Énergie géothermique	2,0	5 000
Énergies marines	-	-
Total	62,4	>7 500

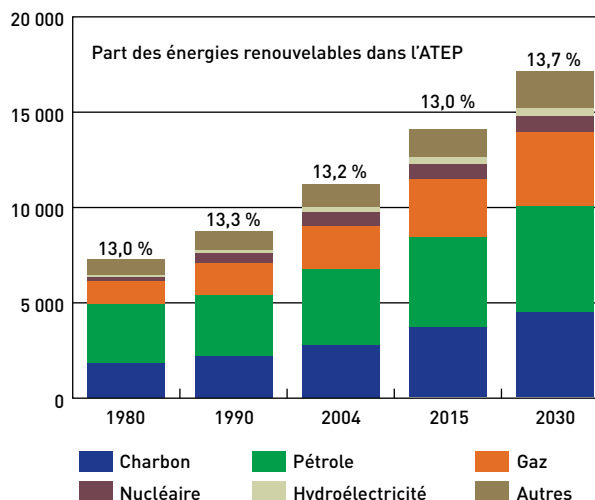
SOURCE : T. Johansson, K. McCormick-Brennan, and Neji Lena, « The Potentials of Renewable Energy », 25 mars 2004.

Figure 5.6
Croissance annuelle de l'approvisionnement mondial en énergies renouvelables, 1990-2004 (pourcentage)



SOURCE : Agence internationale de l'énergie, World Energy Outlook 2006.

Figure 5.7
Approvisionnement total en énergie primaire (ATEP) et part des énergies renouvelables (Mtep)



SOURCE : Agence internationale de l'énergie, World Energy Outlook 2006.

comparaison entre les coûts de production (exprimés en cents canadiens par kWh aux prix de 2003) associés à différentes technologies⁹⁶.

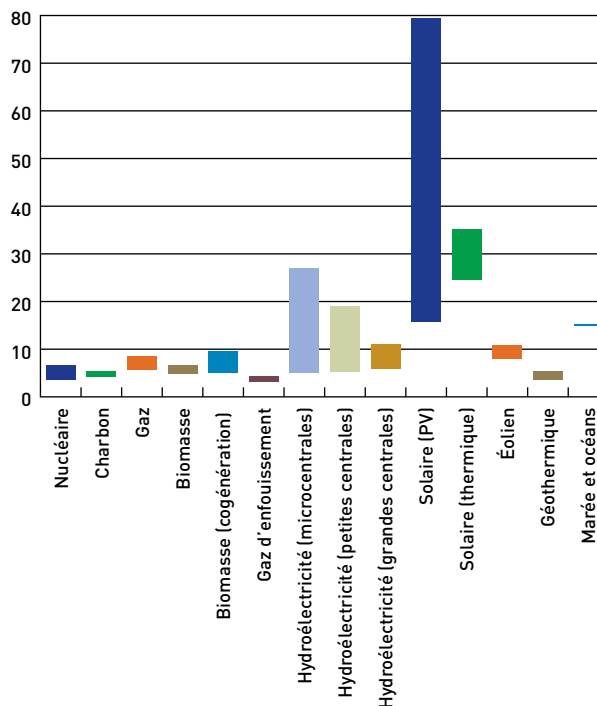
Les technologies des énergies renouvelables se caractérisent habituellement par des coûts d'investissement relativement élevés et des coûts d'exploitation et d'entretien assez faibles. On peut s'attendre à ce que ces énergies occupent une place plus importante à mesure que les coûts baisseront et que se multiplieront les progrès technologiques. L'AIE prévoit que c'est du côté de l'énergie solaire que la baisse des coûts sera la plus importante. La figure 5.9 illustre les fourchettes des baisses de coûts pour différentes technologies renouvelables⁹⁷.

Le recours accru aux sources d'énergie renouvelables a d'importantes incidences sur l'environnement et sur l'économie. L'adoption de politiques favorisant le développement et l'emploi des sources et des technologies liées aux énergies renouvelables pourrait exercer une profonde influence. Le degré d'utilisation future des ressources en énergie renouvelable dépendra en partie de la réalisation d'un équilibre entre les facteurs économiques et les répercussions environnementales de ressources non renouvelables, notamment les émissions de gaz à effet de serre. La disponibilité actuelle et future de combustibles fossiles peu coûteux continuera de faire obstacle à l'expansion du rôle des énergies renouvelables. L'énergie hydroélectrique a connu un développement assez important dans la plupart des pays, tandis qu'ailleurs le potentiel reste considérable de ce côté. Le développement de l'énergie nucléaire a connu un moment d'arrêt pour des raisons qui aujourd'hui semblent s'estomper. Le nucléaire étant l'une des rares sources d'énergie sans émissions qui peuvent être déployées sur une vaste échelle à un rythme relativement rapide, il représente une option légitime qu'il faut considérer si l'on veut répondre à des besoins spécifiques dans l'avenir.

⁹⁶ En 2006, le CERI a actualisé les coûts de production de diverses technologies qui avaient été établis par Pollution Probe en 2002 (Martin Tampier, *Promoting Green Power in Canada*, Pollution Probe, novembre 2002).

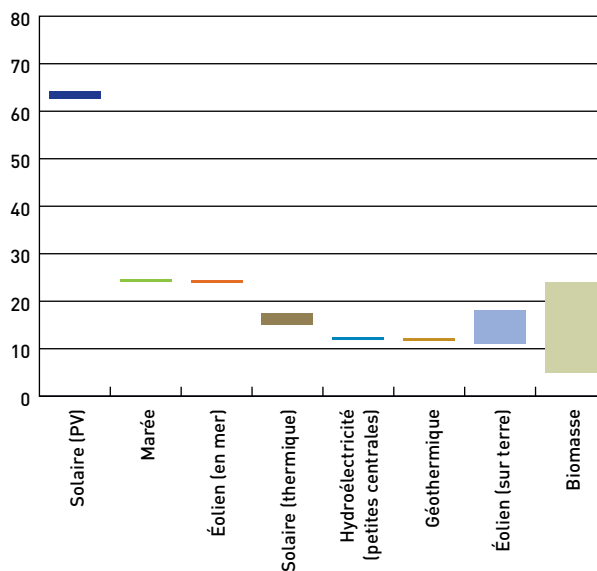
⁹⁷ Agence internationale de l'énergie, *Energy Technology Perspectives 2006*, p. 232.

Figure 5.8
Coûts relatifs des technologies de production d'électricité
(cents canadiens par kWh, prix de 2003)



SOURCE : CERI, Relative Costs of Electricity Generation Technologies, septembre 2006.

Figure 5.9
Baisse projetée des coûts d'investissement des technologies des énergies renouvelables, 2004-2030 (pourcentage)



SOURCE : Agence internationale de l'énergie, Energy Technology Perspectives 2006.



5.7 Projection de l'AIE à l'horizon 2025 : émissions de CO₂

Le rapport de l'AIE sur les perspectives des technologies énergétiques (*Energy Technology Perspectives 2006*)⁹⁸ montre que la planète sera incapable de maintenir un équilibre énergétique durable si le scénario de référence se réalise (les hypothèses de ce scénario ont été présentées dans la partie 2.2.2). Les projections relatives aux émissions mondiales de CO₂ indiquent que ces dernières passeront de 24,5 gigatonnes en 2003 à 58 gigatonnes en 2050 (figure 5.10), ce qui représente une augmentation de 137 % — un taux insoutenable. La hausse de l'intensité carbone sera principalement attribuable à l'utilisation plus intense du charbon pour la production d'électricité et de combustible liquide destiné au secteur des transports.

⁹⁸ AIE, *Energy Technology Perspectives — Scenarios & Strategies to 2050*, 2006. www.iea.org/Textbase/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1693

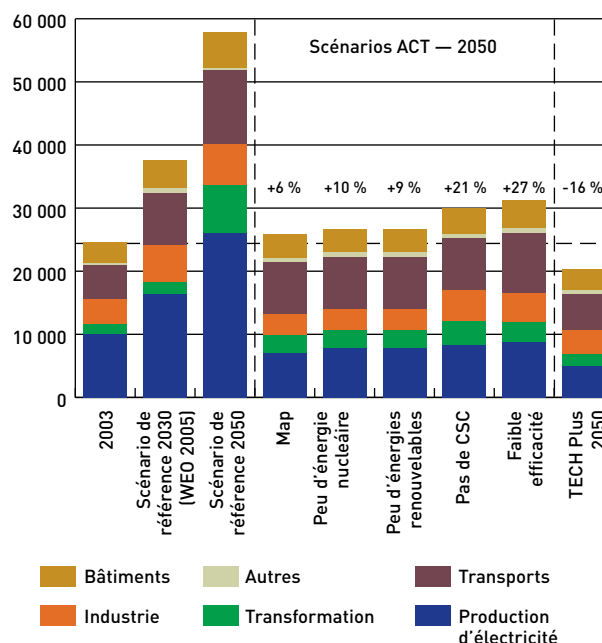
De 2003 à 2050, selon les projections, la demande de pétrole s'accroîtra de 93 %, celle du gaz naturel de 138 %, et celle du charbon de 192 %.

Dans les scénarios ACT (technologie accélérée), d'importantes réductions des rejets de CO₂ se réalisent en faisant appel aux technologies déjà disponibles et à d'autres technologies qui pourraient être commercialisées au cours des deux prochaines décennies. Dans le scénario ACT Map, les émissions de CO₂ à la fin de la période de projection seront supérieures de 6 % au niveau observé en 2003. Dans les quatre autres scénarios ACT, elles seront plus élevées de 9 à 27 % par rapport au niveau de 2003.

Dans le scénario TECH Plus, les rejets de CO₂ se stabilisent à un niveau inférieur de 16 % au niveau actuel. L'hydrogène et les biocombustibles répondent à 34 % de la demande finale du secteur des transports en énergie; la demande en pétrole primaire en 2050 serait égale à ce qu'elle est aujourd'hui.

Il convient de souligner qu'à la suite des chocs pétroliers, la part de l'énergie carbone dans l'approvisionnement

Figure 5.10
Comparaison des émissions de CO₂ entre différents scénarios, 2003-2050



SOURCE : Agence internationale de l'énergie, *Energy Technology Perspectives 2006*, p. 46.

mondial en électricité est passée de 75 % en 1973 à 64 % en 1985. Cette « décarbonisation » de l'approvisionnement en électricité est principalement attribuable à la hausse de la part du nucléaire, qui est passée de 3,3 % à 15 %. De 1985 à 2003, la croissance combinée du nucléaire et des énergies renouvelables a réussi à maintenir à 65,9 % la part de l'énergie carbone dans l'offre d'électricité.

Les scénarios ACT de l'AIE envisagent une décarbonisation importante de l'approvisionnement en électricité à mesure que les préférences relatives aux sources d'énergie évoluent en faveur du nucléaire, des énergies renouvelables, du gaz naturel et du charbon avec captation et stockage du CO₂ (CSC).

Le tableau 5.3 montre l'importance relative des différentes sources d'énergie à la fin de la période de

projection selon les différents scénarios. Dans le scénario ACT Map, le nucléaire est à l'origine d'environ 16,8 % de l'électricité produite en 2050. Il représente cette année-là une économie de 1 922 mégatonnes (Mt) de CO₂ comparativement au scénario de référence. Dans les autres scénarios ACT, la contribution de l'énergie nucléaire à la décarbonisation de la production d'électricité ou à la réduction des émissions de CO₂ par rapport au scénario de référence varie entre 593 Mt et 2 928 Mt.

Le scénario TECH Plus est plus optimiste quant à la réduction des coûts des technologies. Suivant ce scénario, la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité dépasse 22 % et sa contribution à la diminution des émissions de CO₂ atteint 2 677 Mt par rapport au scénario de référence.

Tableau 5.3

Contribution des différentes sources d'énergie à la production d'électricité suivant le scénario de référence et les scénarios ACT et TECH Plus, 2050

	Scénarios ACT						
	Scénario de référence	Scénario ACT Map	Peu d'énergie nucléaire	Peu d'énergies renouvelables	Pas de CSC	Efficacité faible	TECH Plus
	(pourcentage)						
Charbon	47,1	26,9	30,4	29,5	16,5	27,6	20,9
Charbon	47,1	12,6	14,3	13,3	16,5	12,4	5,7
Charbon CSC	0,0	14,3	16,1	16,2	0,0	15,2	15,2
Pétrole	3,3	2,3	2,3	2,2	2,0	2,0	2,2
Gaz	27,6	22,6	25,7	26,9	28,2	25,4	19,5
Énergie nucléaire	6,7	16,8	9,8	18,0	19,0	16,0	22,2
Hydro-électricité	9,5	15,4	15,5	14,0	16,0	13,4	15,3
Biomasse	2,0	4,5	4,6	3,0	4,8	4,4	5,1
Autres énergies renouvelables	3,9	11,4	11,8	6,4	13,5	11,2	14,8
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

SOURCE : Agence internationale de l'énergie, Energy Technology Perspectives 2006, p. 52.

6 PERSPECTIVES

et enjeux énergétiques en Amérique du Nord

Comme on l'a souligné dans les chapitres précédents, l'Amérique du Nord occupe une place importante par rapport au secteur mondial de l'énergie : sa production représente à peu près 20 % du total mondial, et sa consommation équivaut à environ 25 % de la consommation d'énergie primaire. Les perspectives d'avenir soulèvent toutefois des inquiétudes au sujet de questions telles que la disponibilité des ressources énergétiques locales, l'importance des réserves restantes, la sécurité des approvisionnements futurs, le caractère adéquat ou non des infrastructures en place pour livrer l'énergie vers les marchés, l'augmentation constante de la demande en énergie et ses répercussions éventuelles sur l'environnement. De nombreux autres enjeux locaux se répercutent sur des régions ou des secteurs énergétiques particuliers en Amérique du Nord.

Il convient de souligner que près de 30 % de l'énergie consommée aux États-Unis est importée, et on s'attend à ce que les importations nettes d'énergie atteignent 32 % d'ici 2030⁹⁹. Or, les marchés énergétiques nord-américains sont de plus en plus intégrés : le Mexique et le Canada sont en effet des exportateurs nets de produits énergétiques vers les États-Unis, qui reçoivent la majeure partie des exportations mexicaines de pétrole et une part importante de la production canadienne d'électricité, de gaz naturel et de pétrole brut¹⁰⁰. En sens inverse, les États-Unis exportent du



⁹⁹ U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030*, Washington, D.C., janvier 2004.

¹⁰⁰ Les réseaux électriques américains et canadiens sont de plus en plus intégrés, et les flux d'énergie se déplacent d'un pays à l'autre suivant l'heure de la journée et le niveau de l'eau dans les centrales hydroélectriques.

charbon vers le Canada ainsi que du gaz naturel et des dérivés raffinés du pétrole vers le Mexique. Compte tenu de la croissance de la demande mondiale en énergie, l'Amérique du Nord éprouve par ailleurs des difficultés à s'approvisionner à l'extérieur. Nous examinons de façon plus détaillée les flux commerciaux énergétiques, en Amérique du Nord et à travers le monde, dans les sections 6.1 et 6.2.

6.1 Demande, prix et durabilité

On peut regrouper sous trois thèmes principaux les divers enjeux énergétiques auxquels est confrontée l'Amérique du Nord :

- ▶ croissance de la demande et sécurité des approvisionnements;
- ▶ niveau élevé et instabilité des prix;
- ▶ recherche de la durabilité.

6.1.1 Croissance de la demande et sécurité des approvisionnements

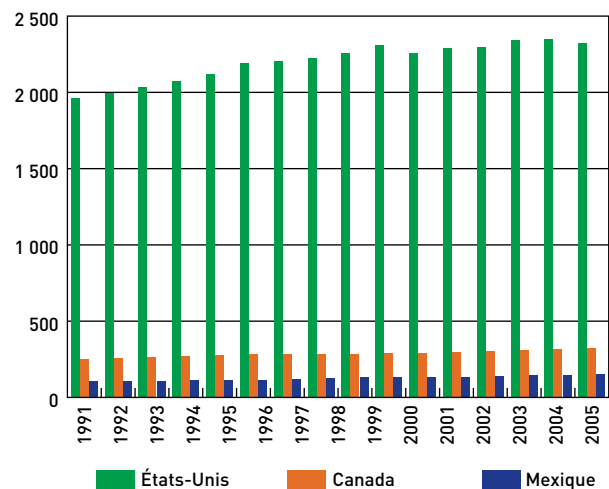
Malgré les vastes réserves d'énergie qui s'y trouvent, l'Amérique du Nord, et plus particulièrement les États-Unis, est une région importatrice. En raison de l'instabilité politique qui règne dans les pays qui exportent vers l'Amérique du Nord (en particulier au Moyen-Orient), nombreux sont ceux qui, aux États-Unis, s'inquiètent de leur dépendance envers des sources peu sûres et d'éventuelles interruptions de l'approvisionnement qui pourraient survenir.

Entre 1996 et 2006, la consommation d'énergie primaire en Amérique du Nord a progressé en moyenne de 1,3 % par an¹⁰¹. Comme le montre nettement la figure 6.1, ce sont les États-Unis qui occupent la première place à cet égard.

La figure 6.2 montre qu'il y a des écarts sensibles entre le Canada, le Mexique et les États-Unis en ce qui concerne l'importance relative des différentes sources d'énergie primaire. Aux États-Unis, les combustibles d'origine fossile répondent à près de 90 % des besoins en énergie primaire (le pétrole, le gaz et le charbon représentant

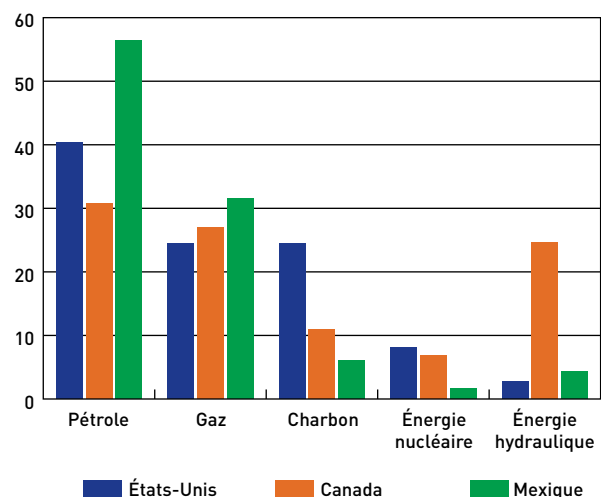
respectivement 40,4 %, 24,4 % et 24,4 %). La part de l'énergie nucléaire, qui est restée relativement stable de 1990 à 1997, soit environ 7 %, était passée à plus de 8 % en 2002. Cette hausse d'un point de pourcentage tend à dissimuler le fait que, de 1997 à 2006, la croissance annuelle de la consommation globale d'énergie aux

Figure 6.1
Consommation nord-américaine d'énergie primaire, 1991-2006
(millions de tonnes d'équivalent pétrole)



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007

Figure 6.2
Consommation d'énergie primaire selon le combustible, 2006
(millions de tonnes d'équivalent pétrole)



SOURCE : British Petroleum Company, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

¹⁰¹ Du point de vue de la consommation, l'énergie primaire comprend le pétrole, le gaz naturel, l'hydroélectricité, l'énergie nucléaire et le charbon.

Tableau 6.1
PIB et consommation d'énergie, 2004

	Population (millions d'habitants)	PIB (milliards de \$US)	Consommation d'énergie (Mtep)	PIB par habitant (\$US)	Consommation d'énergie par habitant (tep)
États-Unis	293	10 704	1 602	36 414	5 449
Canada	32	787	202	24 200	6 205
Mexique	104	619	102	5 952	977
Amérique du Nord	430	12 110	1 905	28 132	4 426

SOURCE : AIE/OCDE, Bilans énergétiques des pays de l'OCDE, 2006

* Les données sur le PIB sont exprimées en dollars américains au pouvoir d'achat de 2000; Mtep : millions de tonnes d'équivalent pétrole; tep : tonnes d'équivalent pétrole

États-Unis n'était que de 0,8 %, tandis que la consommation d'énergie nucléaire s'est accrue à un taux beaucoup plus rapide, soit 2,4 % en moyenne par an, signalant une reprise de la production. Cette augmentation était attribuable à une hausse de la production des centrales déjà en place, car aucun nouveau réacteur n'est entré en service pendant cette période.

L'énergie hydroélectrique occupe une place plus importante au Canada qu'aux États-Unis ou au Mexique. En effet, elle satisfait aux besoins en énergie du Canada dans une proportion de 25 %, alors que les chiffres correspondants pour les États-Unis et le Mexique ne sont que de 3 et 4 %, respectivement. Bien que le Canada possède d'abondantes réserves de charbon — son ratio réserves/production est de 105 ans¹⁰² —, ce combustible ne contribue à la consommation totale d'énergie que dans une proportion de 11 %, soit moins de la moitié de sa proportion aux États-Unis. Le gaz naturel représente environ 27 % de l'éventail des sources d'énergie primaire au Canada, une proportion qui se rapproche de celles qu'on observe aux États-Unis et au Mexique. Vu l'importance relative de l'énergie hydroélectrique au Canada, les combustibles d'origine fossile représentent 69 % des besoins en énergie primaire. On peut donc dire que le Canada a un profil

plus diversifié en ce qui a trait à la consommation d'énergie, comparativement aux États-Unis et au Mexique où les combustibles fossiles occupent une place plus prépondérante (environ 89 % et 93 % respectivement).

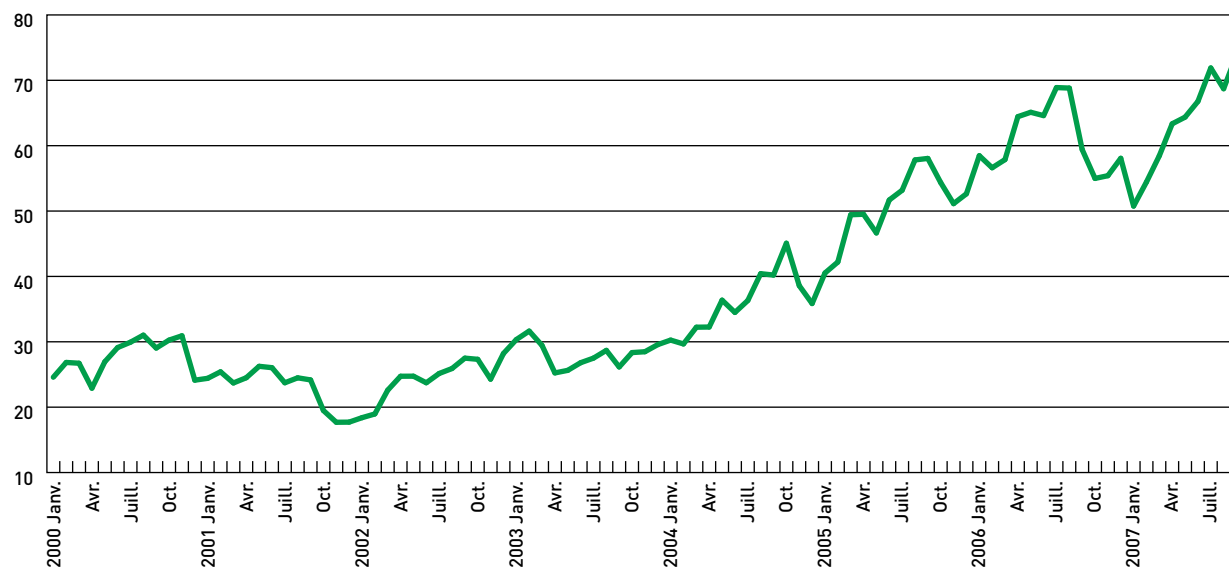
Par ailleurs, c'est le Mexique qui dépend le plus du pétrole et du gaz naturel. Près de 90 % de sa consommation d'énergie primaire provient de ces deux sources, comparativement à 65 % pour les États-Unis et seulement 58 % pour le Canada. La tendance observée au Mexique depuis le milieu des années 1960 indique que la part du gaz naturel est restée stable, tandis que celle de l'hydroélectricité a baissé de 4 %; les parts du pétrole, du nucléaire et du charbon ont augmenté.

Le tableau 6.1 présente des données globales et par habitant sur le produit intérieur brut (PIB) et la consommation d'énergie des trois pays de l'Amérique du Nord. La consommation d'énergie présente habituellement une corrélation étroite avec la prospérité économique (mesurée notamment par le PIB). Les États-Unis viennent nettement en tête pour ce qui concerne le PIB par habitant, mais c'est le Canada qui a le taux de consommation d'énergie par habitant le plus élevé. Cela tient à plusieurs facteurs, notamment le climat, la dispersion d'une population relativement peu nombreuse sur un vaste territoire et la présence d'une base de

¹⁰² British Petroleum Company, *BP Statistical Review of World Energy 2003*, Londres, Royaume-Uni, 2003.

Figure 6.3

Prix de référence moyen du brut de l'OPEP, janvier 2000 à septembre 2007*
(moyennes mensuelles en \$US le baril)



SOURCE : Organisation des pays exportateurs de pétrole, publications diverses et site Web, www.opec.org/home/basket.aspx

* La moyenne pour septembre 2007 a été établie à partir des prix quotidiens jusqu'au 26 septembre.

ressources à forte intensité énergétique. Les taux de croissance annuelle du PIB projetés pour la période de 2000 à 2010 sont les suivants : Canada, 2,5 % ; Mexique, 4 % ; États-Unis, 2,9 %¹⁰³. Les projections relatives à la croissance démographique et économique laissent entrevoir une augmentation de la consommation d'énergie de 1,7 % pour l'ensemble de l'Amérique du Nord¹⁰⁴.

Comme on l'a souligné plus haut, une part importante de la consommation d'énergie aux États-Unis — près de 30 % — est satisfaite par les importations, et on s'attend à ce que cette proportion continue de s'accroître, malgré l'intégration grandissante des marchés énergétiques de l'Amérique du Nord¹⁰⁵. Ainsi, près de la moitié du pétrole produit au Mexique est exportée aux États-Unis. En chiffres bruts, le Canada exporte aux États-Unis plus de la moitié de sa production de gaz naturel et de pétrole brut, de même qu'une

quantité importante d'électricité¹⁰⁶. Par ailleurs, les États-Unis exportent du charbon au Canada et des quantités moindres de gaz et de produits raffinés du pétrole au Mexique. Malgré ce degré élevé d'intégration, la croissance de la demande mondiale en énergie obligera sans doute l'Amérique du Nord à continuer de s'approvisionner à l'extérieur.

6.1.2 Niveau élevé et instabilité des prix

Le prix du pétrole brut, qui était de moins de 20 \$ le baril à la fin des années 1990, a atteint environ 35 \$ le baril au début de 2003 et il a augmenté de plus du double depuis, le cours du pétrole de qualité WTI ayant récemment dépassé 70 \$ le baril. Ces fluctuations sont attribuables à plusieurs facteurs, dont la guerre en Irak, la situation au Venezuela et au Nigeria, et dans une certaine mesure la chute du dollar américain. La figure 6.3 montre l'évolution du prix de référence mensuel moyen du brut de l'OPEP depuis 2000 jusqu'à présent.

¹⁰³ Groupe de travail nord-américain sur l'énergie, *La situation énergétique en Amérique du Nord*, juin 2002.

¹⁰⁴ Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook 2006*, Paris, France, 2007.

¹⁰⁵ U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2004 with Projections to 2025*, Washington, D.C., janvier 2004.

¹⁰⁶ Statistique Canada, Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, n° 57-003-XIB au catalogue.



Le prix du gaz naturel s'est accru lui aussi et présente aujourd'hui plus d'instabilité que par le passé. Les prix de gros ont augmenté pour atteindre une moyenne de 6,42 \$ le million de pieds cubes (Mp³) en 2006, alors qu'elle n'était que 1,71 \$/Mp³ en 1990¹⁰⁷. L'augmentation des capacités de production d'électricité alimentée au gaz a entraîné une plus grande instabilité des prix du gaz et une concordance plus étroite entre les prix du gaz et de l'électricité.

La hausse et les fluctuations accrues des prix des combustibles ont eu des répercussions sur l'investissement. L'augmentation des prix a certes aidé à rentabiliser certains projets d'investissement, mais leur instabilité a eu pour effet d'accroître l'incertitude entourant le rendement de ces investissements. Ainsi, la perspective du maintien des prix du gaz naturel à des niveaux élevés accroît la rentabilité des activités

de prospection et de production, mais elle décourage par contre la consommation commerciale. Les niveaux élevés et les fluctuations des prix se sont également répercutés sur les consommateurs résidentiels, et dans certains cas ont servi à justifier une intervention des autorités politiques¹⁰⁸. La hausse des prix du gaz naturel a aussi pour effet d'inciter à rechercher d'autres sources d'énergie, de promouvoir les économies d'énergie et d'encourager les efforts en vue d'accroître l'efficacité énergétique.

Dans les industries à forte consommation d'énergie, la hausse des prix du gaz naturel a incité certaines entreprises à transplanter leurs activités à l'extérieur de l'Amérique du Nord. L'industrie pétrochimique, qui utilise de grandes quantités de gaz naturel comme matière de base, est particulièrement touchée par ce problème.

¹⁰⁷ U.S. Energy Information Administration, consulté à l'adresse http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_dc_u_nus_a.htm

¹⁰⁸ Sous la forme, par exemple, de plafonnement des tarifs d'électricité résidentiels en Ontario et de remises sur les prix du gaz naturel en Alberta.

6.1.3 Recherche de la durabilité

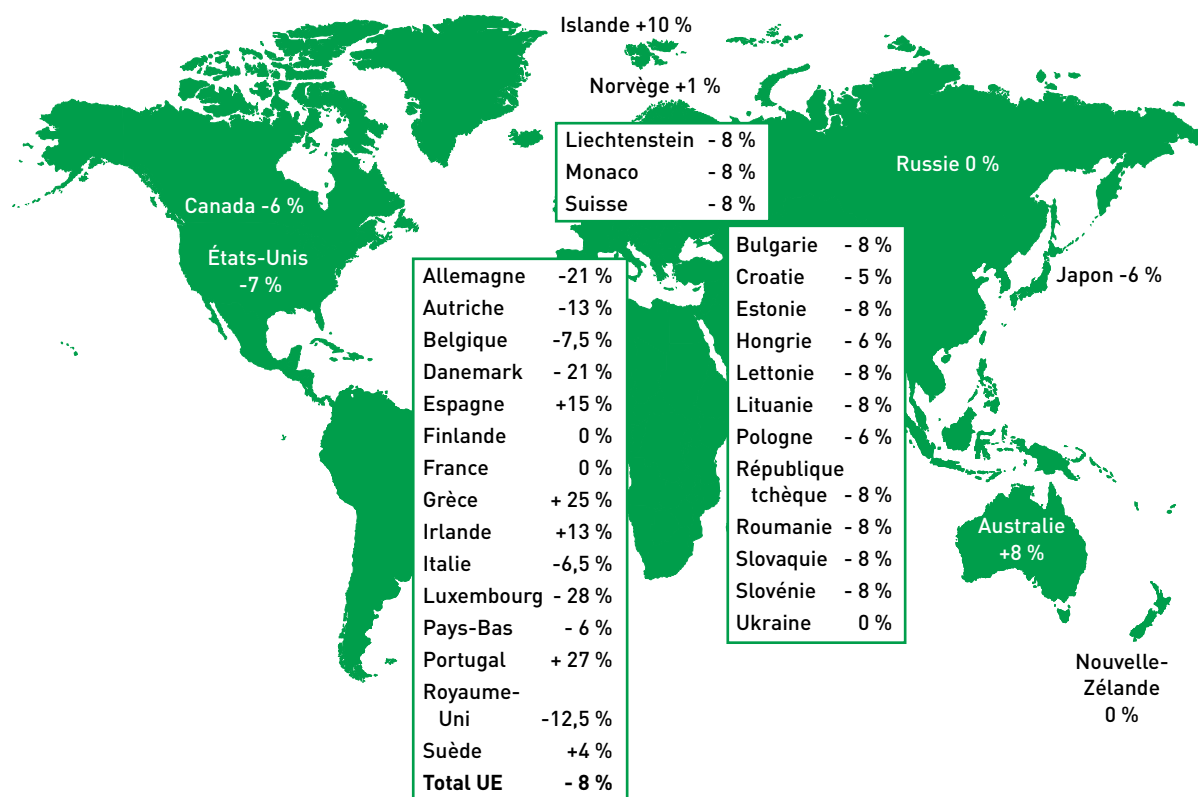
Comme on l'a vu dans le chapitre précédent, la distribution géographique des émissions de carbone associées à divers types d'énergie est inégale, car elle est étroitement corrélée avec le degré d'industrialisation. Lorsqu'on examine l'apport de divers combustibles à ces rejets, on voit que c'est à l'utilisation du charbon en Asie et du charbon et du pétrole en Amérique du Nord et en Europe qu'il faut attribuer la majeure partie des émissions mondiales de dioxyde de carbone (CO₂).

Pour ce qui est de l'avenir (à l'horizon 2030), on s'attend à ce que l'Asie, le Moyen-Orient, l'Afrique et l'Amérique latine soient à l'origine des augmentations les plus rapides d'émissions de CO₂, qui devraient doubler par rapport à leur niveau de 2003. Le Canada et les États-Unis viennent ensuite, avec une hausse de

43 %, tandis que les pays européens membres de l'OCDE suivent avec 20 %¹⁰⁹.

Ces prévisions reflètent en partie les normes établies dans le Protocole de Kyoto (voir la figure 6.4), qui n'ont toutefois pas été agréées par tous les pays. Parmi ceux qui les ont acceptées, le Japon et le Canada ont convenu de réduire leurs émissions de 6 %. Cela aura des incidences importantes sur la façon dont le Canada entend répondre à ses besoins en énergie au cours de la prochaine décennie. Il semble peu probable, aujourd'hui, qu'il puisse respecter ses engagements, car leur réalisation aurait nécessité une augmentation plus rapide des approvisionnements en énergies renouvelables, des mesures d'économie d'énergie plus vigoureuses et peut-être aussi une priorité plus élevée à l'expansion du secteur nucléaire.

Figure 6.4
Normes établies en vertu du Protocole de Kyoto (réduction des émissions en %)



SOURCE : www.acidrain.org/pages/publications/factsheet/factsheet12.htm

¹⁰⁹ U.S. Energy Information Administration, *International Energy Outlook 2006*, consulté à l'adresse www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/ieoreftab_10.pdf

6.2 Options nord-américaines

6.2.1 Perspectives de la consommation de gaz et de pétrole

L'Amérique du Nord et la région de l'Asie-Pacifique représentaient chacune près de 30 % de la demande mondiale en pétrole en 2006¹¹⁰. La consommation de pétrole dans le secteur des transports représente à l'heure actuelle 74 % de la demande nord-américaine¹¹¹ totale de ce carburant, les produits concernés comprenant principalement l'essence, le carburéacteur et le diesel, c'est-à-dire les produits plus légers tirés du pétrole brut. On prévoit que cette proportion s'accroîtra à mesure que l'utilisation du pétrole diminuera dans les autres secteurs. Aux États-Unis, le secteur des transports, qui représente 77% de la consommation globale d'énergie, produit le tiers des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) du pays. La dépendance de ce secteur envers le pétrole atteint 96 %.

La croissance de la demande en Amérique du Nord vise principalement les fractions plus légères comme l'essence et le diesel, de sorte que les raffineries doivent investir dans des usines de valorisation et de conversion afin de maximiser leur aptitude à traiter le plus économiquement possible une variété de bruts tout en répondant à la demande en produits plus légers.

Au Mexique, la demande énergétique à long terme répondra principalement aux impératifs de la croissance économique. L'agence américaine EIA (Energy Information Administration) prévoit une croissance vigoureuse du PIB mexicain — 3,6 % par an d'ici 2030¹¹² — grâce à la proximité de l'économie américaine et à la participation du Mexique à l'ALENA. Ce pays devance donc les États-Unis et le Canada en ce qui a trait à la croissance de la demande en pétrole, en gaz et en charbon.

Le tableau 6.2 résume les prévisions à long terme de l'EIA pour la croissance du PIB et la demande en énergie aux États-Unis, au Canada et au Mexique.

En raison des prix plus élevés du gaz naturel, aussi bien ceux qu'on a connus dans le passé récent que ceux qu'on prévoit pour l'avenir, on s'attend maintenant à ce que le charbon et l'hydroélectricité soient les éléments de la consommation d'énergie primaire qui croîtront le plus rapidement en Amérique du Nord. D'après l'EIA, de toutes les formes d'énergie primaire, c'est le gaz naturel qui connaîtra la croissance la plus rapide d'ici à 2030, sauf dans les Amériques, dans les pays asiatiques membres de l'OCDE et au Moyen-Orient. La majeure partie de cette augmentation servira à la production d'électricité, mais les prévisions les plus récentes de

Tableau 6.2

Croissance projetée du PIB et de la consommation d'énergie selon la source, 2004-2030 (taux annuels moyens)

	PIB	Consommation totale	Pétrole	Gaz naturel	Charbon	Nucléaire	Hydro-électricité
États-Unis	2,9	1,0	1,0	0,6	1,6	0,5	1,4
Canada	2,3	1,2	0,2	1,7	1,6	1,5	1,4
Mexique	3,6	2,3	1,6	3,4	3,8	0,9	2,3
Amérique du Nord	2,9	1,1	1,0	1,4	1,6	0,6	1,5

SOURCE : U.S. Energy Information Administration, International Energy Outlook 2007, Appendix A, site Web consulté à l'adresse [www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484\(2007\).pdf](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484(2007).pdf)

¹¹⁰ British Petroleum Company, *Statistical Review of World Energy 2007*, Londres, Royaume-Uni, 2007.

¹¹¹ Agence internationale de l'énergie, *Energy Balances of OECD Countries: Extended Energy Balances*, vol. 2007, première parution, consultée via SourceOECD.

¹¹² Le Groupe de travail nord-américain sur l'énergie prévoit quant à lui un taux de croissance de 4 % entre 2000 et 2010 (voir la section 6.1.1).

l'EIA projettent une croissance moins rapide de la production d'électricité alimentée au gaz naturel sur le continent américain car la hausse du prix du gaz a eu pour effet de rendre plus attrayantes les technologies à base de charbon propre¹¹³. On s'attend néanmoins à ce que la proportion de l'électricité produite à l'aide du gaz naturel continue de s'accroître. On pense également que l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta sera à l'origine d'une part non négligeable de la croissance de la demande en gaz naturel.

LEIA projette par ailleurs une croissance rapide de la consommation de gaz naturel au Mexique, soit un taux de 3,4 % par an d'ici 2030, mais le niveau actuel est plutôt faible. Cette hausse se produira surtout dans le secteur industriel et dans celui de la production d'électricité. Même si on s'attend à ce que la production nationale de gaz naturel augmente du double (PEMEX étant limitée par la disponibilité des fonds publics), cette croissance ne réussira pas à rattraper celle de la consommation, de sorte que le Mexique sera de plus en plus tributaire des importations de gaz naturel.

6.2.2 Perspectives des ressources et des approvisionnements

6.2.2.1 Pétrole brut classique

Les réserves de brut classique présentes dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien diminuent. Les réserves prouvées au Canada se chiffraient à 6,9 milliards de barils à la fin de 2006, ce qui représente 10,1 ans de production aux taux actuels¹¹⁴. La production tirée des gisements situés au large de la côte atlantique a atteint un point culminant en 2003 pour diminuer par la suite, mais on s'attend à ce que la production de l'année 2007 établisse un nouveau record, grâce à l'expansion du champ White Rose et à la reprise de toutes les activités de production dans le champ Terra Nova. Si les négociations entre les producteurs et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador

sont couronnées de succès, la production de brut classique pourrait connaître une augmentation sensible grâce à la mise en exploitation du champ Hebron.

Les ratios réserves/production des États-Unis et du Mexique, qui se situent respectivement à 7,1 et 9,1 ans, sont légèrement moins élevés que celui du Canada pour la production de pétrole classique. On s'attend d'ailleurs à ce que la production américaine continue de diminuer progressivement.

La production mexicaine de brut s'élevait à environ 3,7 millions de barils par jour (Mb/j) en 2006. On prévoit que le Mexique adoptera éventuellement des mesures propres à encourager l'exploitation efficace de sa base de ressources, mais la production baissera d'abord à 3,0 Mb/j d'ici à 2015, pour reprendre le chemin de la croissance par la suite.

6.2.2.2 Sables bitumineux du Canada

Les ressources bitumineuses que renferment les sables pétrolifères de l'Alberta constituent l'un des plus grands gisements d'hydrocarbures au monde. La commission albertaine de l'énergie (Energy and Utilities Board) estime que les réserves établies de bitume brut encore inexploitées se chiffraient à 173 milliards de barils à la fin de 2006.

Dans sa dernière analyse des perspectives des approvisionnements tirés des sables bitumineux¹¹⁵, le CERI affirme que la plupart des projets d'exploitation seront rentables aussi longtemps que le prix équivalent du pétrole de qualité West Texas Intermediate (WTI) à Cushing¹¹⁶ restera supérieur à 52 \$US le baril. On s'attend généralement à ce que le prix du pétrole baisse par rapport à son niveau actuel de 70 \$US le baril, mais les organismes de prévision estiment qu'il devrait rester au-dessus de 50 \$US le baril. Les projections du CERI indiquent que, si cette hypothèse se vérifie, la production (de brut bitumineux et de brut synthétique) devrait,

¹¹³ Selon le scénario de référence décrit dans les perspectives énergétiques de l'EIA pour 2007 (*Annual Energy Outlook 2007*), la part de la production d'électricité générée par le gaz naturel aux États-Unis passera de 16 % en 2004 à 19 % en 2020. Les projections indiquent qu'elle se mettra ensuite à baisser.

¹¹⁴ Statistique Canada, *Extraction de pétrole et de gaz*, n° 26-213-XIF au catalogue.

¹¹⁵ Canadian Energy Research Institute, *Oil Sands Supply Cost and Production Outlook, 2007-2027* (en préparation).

¹¹⁶ Le pétrole WTI est un type de brut dont le point de livraison principal se trouve à Cushing (Oklahoma). Le prix au comptant du WTI livré à Cushing est le prix final convenu pour les contrats à terme pétroliers sur le NYMEX.



en termes réalistes, passer de 1,2 Mb/j en 2006 à 4,3 Mb/j d'ici à 2027. Elle pourrait même atteindre 5,3 Mb/j si elle n'est pas limitée par des facteurs comme la difficulté de trouver une main-d'œuvre qualifiée et une éventuelle incapacité de l'économie albertaine à absorber les investissements considérables qui seraient nécessaires.

L'industrie des sables bitumineux fait face à divers problèmes liés à la mise en valeur de la ressource et à des contraintes éventuelles :

- ▶ la diminution rapide des quantités de gaz naturel disponibles;
- ▶ les questions liées à la gestion de l'environnement et de l'eau;
- ▶ les coûts d'investissement et les pénuries de main-d'œuvre;
- ▶ les intérêts divergents des détenteurs de droits d'exploitation du pétrole et du gaz (la question de la « préséance du gaz sur le bitume »)

Utilisation du gaz naturel dans l'industrie canadienne des sables bitumineux

L'exploitation des sables bitumineux nécessite un apport important d'intrants énergétiques, notamment le gaz naturel qui sert à la production de vapeur et d'hydrogène. Étant donné le rythme de croissance de l'industrie des sables bitumineux, sa demande en gaz naturel dépassait déjà 1 milliard de pieds cubes par jour en 2005. On peut comparer ce niveau de consommation à la capacité éventuelle de 1,2 milliard de pieds cubes par jour qu'aurait le pipeline du delta du Mackenzie, capacité qui pourrait devenir disponible par étapes après 2011, si le pipeline envisagé était construit.

L'industrie des sables bitumineux est de plus en plus à la recherche de sources externes d'énergie autres que le gaz naturel qui pourraient en même temps satisfaire ses besoins en hydrogène.

L'industrie des sables bitumineux s'emploie activement à accroître l'efficacité énergétique. Si elle ne trouve pas de sources d'énergie capables de remplacer le gaz naturel, sa consommation additionnelle de gaz pourrait toutefois avoir un impact important sur l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz, ce qui exercerait des pressions à la hausse sur les prix.

En plus de chercher à augmenter l'efficacité énergétique, l'industrie des sables bitumineux est de plus en plus à la recherche de sources externes d'énergie autres que le gaz naturel qui pourraient en même temps satisfaire ses besoins en hydrogène. Le charbon, dont on trouve d'abondantes réserves en Alberta, est une première option possible. La gazéification du charbon est en effet une technologie éprouvée, mais ce procédé tend à accroître les émissions de gaz à effet de serre et n'est pas économiquement rentable. Une deuxième solution envisagée est celle de l'utilisation ou de la combustion des fractions lourdes du bitume, mais elle présente les mêmes inconvénients que le charbon. Enfin, le recours à l'énergie nucléaire pour produire de la chaleur ou de l'électricité, ou les deux à la fois, et peut-être aussi pour la production d'hydrogène, est également possible, mais cette option est sujette à des complications techniques et politiques qu'il faudrait surmonter.

Problèmes de gestion de l'environnement et de l'eau

L'exploitation des sables bitumineux, qu'elle se fasse par extraction minière ou par récupération in situ, a un impact considérable sur l'environnement, tout comme, d'ailleurs, la valorisation du bitume, bien que dans une moindre mesure¹¹⁷. Elle cause des perturbations importantes en surface en plus de consommer de grandes quantités d'eau et de produire un volume élevé de rejets dans l'atmosphère et dans l'eau. En outre, les technologies actuelles entraînent d'importantes émissions de gaz à effet de serre. L'industrie déploie

¹¹⁷ On utilise deux méthodes pour la mise en valeur des sables bitumineux : l'extraction minière si la ressource se trouve à l'air libre ou à une faible profondeur, la récupération in situ si la ressource est profondément enfouie et doit être extraite par forage. Les différentes technologies sont décrites dans R.B. Dunbar, M. Stogran, P. Chan et S. Chan, *Oil Sands Supply Outlook: Potential Supply and Costs of Crude Bitumen and Synthetic Crude Oil in Canada, 2003-2017*, étude n° 108, Canadian Energy Research Institute, mars 2004.

de nombreux efforts pour atténuer ces impacts, mais les inquiétudes entourant les effets sur l'environnement n'ont pas disparu.

Bien qu'on n'ait pas encore effectué une étude détaillée des coûts économiques qu'entraînerait le respect des normes établies en vertu du Protocole de Kyoto, des sondages indépendants menés auprès de plusieurs entreprises de sables bitumineux indiquent que les coûts varieront de 30 à 80 cents CAN le baril de bitume produit. D'autres sources estiment que le coût pourrait atteindre jusqu'à 3 \$ CAN le baril¹¹⁸.

L'eau est également un élément essentiel dans les procédés liés aux sables bitumineux¹¹⁹. Les besoins en eau se situent habituellement entre 2,5 et 4,0 mètres cubes (m³) par mètre cube de bitume produit, quoiqu'une certaine quantité d'eau soit recyclée. L'utilisation de l'eau reste problématique dans l'industrie bitumineuse, mais il se pourrait que de nouvelles technologies de récupération puissent sensiblement atténuer ces difficultés¹²⁰.

Coûts d'investissement et pénuries de main-d'œuvre

L'industrie a récemment été confrontée à d'importants dépassements des coûts, en particulier dans les grands projets intégrés d'exploitation minière, d'extraction et de valorisation. Compte tenu des répercussions que ces dépassements peuvent avoir sur la rentabilité des projets, il faudra veiller à ce que les futurs projets de mise en valeur des sables bitumineux soient menés à bonne fin dans les délais et les budgets prévus.

¹¹⁸ « Kyoto Ratification to Have Limited Effect on Alberta Oil Sands », *Alexander's Gas & Oil Connections*, vol. 8, n° 23, 27 novembre 2003.

¹¹⁹ Les ressources aquatiques sont affectées de diverses façons par les activités minières — drainage des fondrières, assèchement des morts-terrains et des formations géologiques, déviation des débits des cours d'eau, etc. — car l'eau sert à la production de vapeur dans les activités de stimulation cyclique par la vapeur d'eau et de séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur, ainsi que pour l'hydrotransport du bitume.

¹²⁰ Les technologies qui pourraient éventuellement mener à une réduction sensible de la consommation d'eau comprennent, par exemple, la séparation à la vapeur (VAPEX), qui fait appel à des agents solvants pour réduire la viscosité du bitume in situ, l'injection d'air verticale puis horizontale (IAVH), qui fait appel à l'injection d'eau et à la combustion souterraine pour accroître la mobilité au sein du réservoir, et diverses techniques hybrides conjuguant des procédés thermiques et des agents solvants.

Le niveau élevé des activités de mise en valeur et de construction a entraîné de graves pénuries de main-d'œuvre qualifiée dans la région de Fort McMurray. On a attribué la perte de productivité qui a été observée au recours à une main-d'œuvre insuffisamment qualifiée. Il faudra que l'industrie, les syndicats et les pouvoirs publics se penchent sur l'efficacité de la création, du déploiement et de la supervision des équipes de travail.

Contraintes liées à l'infrastructure

La rentabilité de nouveaux projets de cogénération liés à la mise en valeur des sables bitumineux dépend de l'infrastructure de transport d'électricité en Alberta; ce facteur se répercute à son tour sur la rentabilité de la récupération du bitume. La capacité de transport actuelle à partir de Fort McMurray est limitée, ce qui a pour résultat d'empêcher l'exportation d'électricité vers d'autres régions de l'Alberta. Les interconnexions avec la Colombie-Britannique et la Saskatchewan sont également limitées, de sorte que le potentiel d'exportation à l'extérieur de la province se trouve lui aussi restreint.

Il faudra accroître la capacité d'exportation du pétrole brut de l'Alberta dès 2009. La situation en ce qui concerne les capacités d'exportation du bitume albertain a des incidences sur le marché américain, sur la disponibilité des installations de raffinage et sur le choix à faire entre l'exportation du bitume et sa transformation en brut synthétique sur place. On trouvera plus de détails au sujet des capacités de raffinage à l'annexe A.

Préséance du gaz sur le bitume

La question de la production de gaz naturel associée aux réserves de bitume in situ en est une qui préoccupe depuis longtemps l'industrie de la récupération des sables bitumineux in situ. Cette question ne devrait pas entraver la mise en valeur in situ des gisements de bitume, mais la recherche de solutions s'avère difficile et entraîne de lourdes dépenses pour l'industrie, les organismes de réglementation et les pouvoirs publics.

6.2.3 Gaz naturel

Les réserves prouvées de gaz naturel aux États-Unis se sont accrues de 6 billions de pieds cubes (Tpi^3) entre 2001 et 2002. Comme la production s'élève à 52,1 milliards de pi^3 par jour (soit 19Tpi^3 par an), cette augmentation représente moins de la moitié d'une année de production intérieure, de sorte que le ratio réserves/production se chiffrait à 9,6 ans à la fin de 2002. Au Canada, les réserves prouvées, qui s'établissent à 60Tpi^3 , ont augmenté de moins de 1 billion de pi^3 en 2002, de sorte que le ratio réserves/production s'établit à 9,3 ans. Au Mexique, en septembre 2002, PEMEX a révisé à la baisse la mesure estimative des réserves nationales de pétrole et de gaz pour se conformer aux directives de la commission américaine des valeurs mobilières (Securities and Exchange Commission) relatives au dépôt de données financières, de sorte que les réserves estimatives du Mexique ont baissé de près de 21Tpi^3 (soit 70 %).

L'EIA prévoit que la production continuera de s'accroître aux États-Unis grâce à l'expansion de la production tirée des dépôts de méthane présents dans les gisements houillers (MGH) et à la construction d'un gazoduc reliant le versant nord de l'Alaska aux 48 États contigus (*the « lower 48 »*), mais qu'elle ne pourra pas rattraper la consommation intérieure. On s'attend donc à ce que les États-Unis fassent appel aux importations de gaz naturel liquéfié pour satisfaire une part importante de la croissance de la demande.

6.2.3.1 Perspectives du gaz naturel

La production de gaz naturel classique dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) a commencé à diminuer, et la production de MGH a commencé à prendre la relève. L'exploitation de secteurs plus profonds et de meilleure qualité du BSOC permettrait sans doute de trouver des puits assez prolifiques, mais le bassin a atteint un point de maturité relativement élevé et il est aujourd'hui plus difficile et plus coûteux de trouver de vastes réservoirs plus profonds. On prévoit que les gisements situés au large de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse pourront contribuer à une certaine augmentation de la production de gaz classique au

Canada, et des quantités plus importantes pourraient devenir disponibles si l'on décide de construire le gazoduc de la vallée du Mackenzie. La figure 6.5 présente les résultats du scénario de référence de Ressources naturelles Canada pour le gaz naturel, indiquant séparément l'apport éventuel du gazoduc du Mackenzie. Le CERI estime que cette projection est généralement correcte, sauf qu'il semble maintenant peu probable que le gazoduc du Mackenzie entre en service d'ici 2011, comme l'envisage Ressources naturelles Canada.

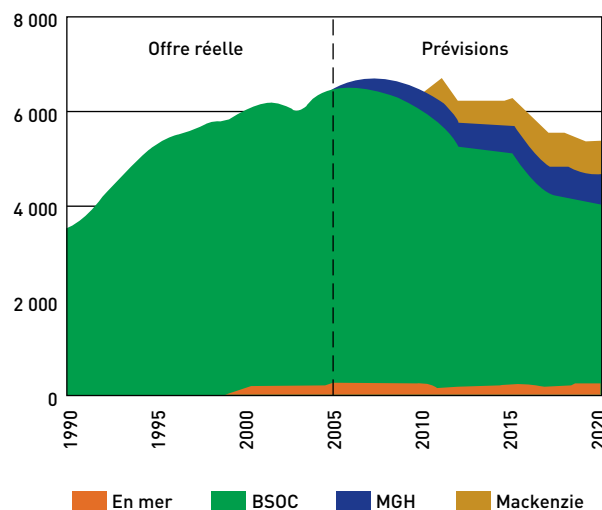
Les gisements au large de la côte est du Canada et en Colombie-Britannique (dans le nord-est de la province et, à plus long terme, au large de la côte ouest) semblent offrir la possibilité de compenser la baisse de la production dans les autres secteurs du BSOC. Bien que la hausse des prix du gaz naturel ces dernières années ait ravivé l'intérêt envers les possibilités d'approvisionnement que recèle le Haut-Arctique, on a néanmoins commencé à construire des terminaux de GNL en Amérique du Nord, ce qui fait craindre que tout retard à mettre en marche le projet du gazoduc du Mackenzie pourrait se solder par une occasion manquée. Les forages effectués pendant les années 1970 et 1980 dans le bassin Sverdrup au Nunavut ont repéré des réserves

découvertes de 16 Tpi³. Les projets de mise en valeur qu'on avait envisagés pendant les années 1980 ont été abandonnés car les prix du gaz naturel ont chuté pendant la seconde moitié de la décennie et sont restés faibles tout au long des années 1990.

Des approvisionnements supplémentaires de gaz pourraient être disponibles à partir des dépôts de MGH de l'Ouest canadien. Ces dépôts se trouvent principalement en Alberta et en Colombie-Britannique. La quantité de gaz présente dans les filons de houille dépend de nombreux facteurs, dont le rang, la qualité, la composition, l'épaisseur, la profondeur et la perméabilité. La mise en valeur du MGH en est encore à ses premiers pas en Alberta, mais d'après les estimations de Ressources naturelles Canada, l'ampleur de la ressource se situe à 500 Tpi³, alors que les réserves restantes de gaz naturel classique s'élèvent à 95 millions de Tpi³ en place.

Bref, parmi les nouvelles sources de gaz au Canada se trouvent les champs situés au large de la côte est et dans le Grand Nord, ainsi que le MGH de l'Ouest. Les approvisionnements obtenus à partir du MGH, de la côte est et du delta du Mackenzie compenseront en partie la baisse de la production tirée de sources classiques dans le BSOC. Toutefois, même lorsqu'on tient compte de toutes ces sources additionnelles prévues, on s'attend à ce que l'offre de gaz au Canada diminue d'une année à l'autre, une tendance qui sera interrompue brièvement au moment où l'on construira ou prolongera le gazoduc de la vallée du Mackenzie.

Figure 6.5
Approvisionnement canadiens en gaz naturel, 1990-2020



SOURCE : Ressources naturelles Canada, Perspectives énergétiques du Canada : scénario de référence de 2006, figure US2.

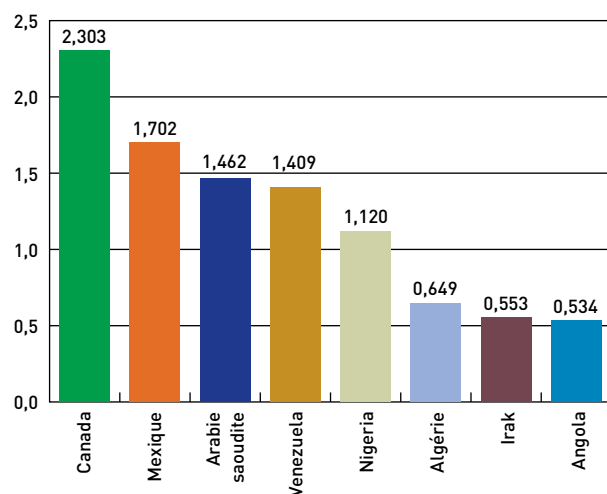
6.2.4 Équilibre de l'offre et de la demande et commerce pétrolier

6.2.4.1 Pétrole

En 2006, les importations nettes de pétrole brut des États-Unis s'élevaient à 10,1 millions de barils par jour¹²¹, ce qui représentait 66 % de la consommation intérieure. En raison des difficultés que présente l'accroissement des capacités de raffinage, les États-Unis importent également de grandes quantités de produits dérivés du raffinage du pétrole. En 2006, les importations combinées de pétrole et de produits raffinés se chiffraient à 13,6 Mb/j, dont 2,3 Mb/j en provenance du Canada, qui se plaçait ainsi au

¹²¹ www.eia.doe.gov/emeu/aer/txt/ptb0504.html

Figure 6.6
Importations américaines de pétrole selon
les principaux pays d'origine, 2006
(millions de barils par jour)



SOURCE : U.S. Energy Information Administration, site Web consulté à http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/xls/pet_move_impacus_a2_nus_ep00_im0_mbbldpd_m.xls

premier rang des pays exportant du pétrole et des dérivés aux États-Unis. La figure 6.6 présente les importations américaines de pétrole et de dérivés du pétrole selon le pays d'origine.

Dans son analyse des perspectives énergétiques de 2007, l'EIA s'attend à ce qu'en 2030, la part de la consommation intérieure de pétrole satisfaite par les importations atteigne 71 % en chiffres nets, le pétrole provenant des pays membres de l'OPEP représentant 37 % de l'augmentation des importations¹²². L'EIA prévoit en outre que les importations de pétrole extrait des sables bitumineux du Canada s'accroîtront au cours de cette période, passant de 1,1 Mb/j en 2004 à 3,6 Mb/j en 2030.

Au Canada, les entreprises de raffinage en quête de pétrole sont en concurrence avec leurs homologues américaines, en particulier celles qui se trouvent dans la région de Chicago/Wood River/Patoka dans le Midwest. De façon générale, les raffineries américaines établies dans la région PADD II jouissent d'un avantage par rapport aux entreprises canadiennes parce qu'elles disposent de configurations matérielles dont la souplesse

permet de traiter un ensemble de bruts diversifié et parce que leurs sources d'approvisionnement comprennent les importations de brut débarquées dans les ports du golfe du Mexique. La mise en valeur des sables bitumineux à une grande échelle mettra à l'épreuve l'aptitude des raffineries de la région PADD II à traiter le pétrole brut synthétique et le bitume dilué et pourrait nécessiter la mise en place de nouvelles installations de raffinage. La question de l'emplacement et de la configuration appropriée de nouvelles raffineries n'est pas facile à régler. Jusqu'à présent, les augmentations de capacité ont pris la forme de modifications aux usines déjà en place, car aucun investissement en capacités nouvelles n'a été fait depuis les années 1980. On trouvera à l'annexe A un bref examen de la situation du raffinage du pétrole en Amérique du Nord.

6.2.4.2 Gaz naturel

On prévoit que la production de gaz naturel aux États-Unis ne pourra pas croître au même rythme que la consommation et que, par conséquent, les importations devront augmenter. En 2006, les États-Unis ont importé 4,2 Tpi³ de gaz (soit 3,6 et 0,6 Tpi³ par pipeline et sous forme de gaz naturel liquéfié, respectivement). Ce volume importé a satisfait à 19 % de la consommation intérieure, qui était de 22 Tpi³. Il convient de signaler à cet égard que dans ses dernières prévisions des importations américaines de gaz¹²³, l'EIA envisage une réduction substantielle des importations de gaz naturel en provenance du Canada et une augmentation considérable des importations de gaz naturel liquéfié (GNL) en provenance d'autres régions, ces dernières devant dépasser les premières d'ici 2015. La baisse prévue des importations en provenance du Canada est attribuée à une augmentation de la consommation canadienne de gaz naturel, en particulier dans l'industrie des sables bitumineux, et à une baisse de la production tirée des sources classiques.

On prévoit que les importations nettes totales de gaz naturel des États-Unis passeront de 4,2 Tpi³ en 2006 à 5,5 Tpi³ en 2030. On s'attend à ce que les importations de GNL proviennent de sources africaines, asiatiques et sud-américaines. Les États-Unis s'intéressent davantage au GNL en raison des prix élevés du gaz naturel et de la

¹²² U.S. Energy Information Administration, *International Energy Outlook, 2007*, Washington, D.C., 2007.

¹²³ U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2007*.

baisse des coûts tout au long de la chaîne d'approvisionnement en GNL (production, liquéfaction, transport et regazéification).

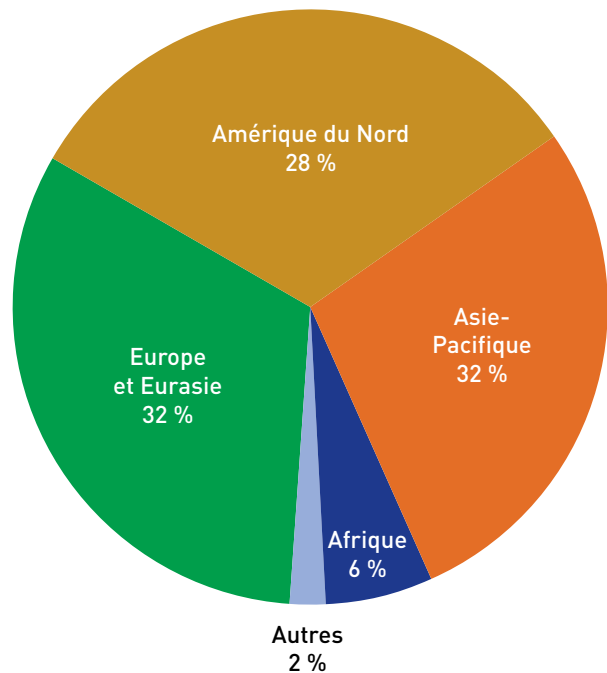
Le GNL est d'ailleurs en passe de devenir une source d'énergie de plus en plus importante pour un grand nombre de pays, dont les États-Unis. On prévoit qu'à mesure que le marché mondial continuera de prendre de l'expansion, le gaz naturel acquerra le statut de marchandise mondiale. Il y a présentement plusieurs propositions en vue d'agrandir la capacité actuelle des terminaux de GNL aux États-Unis, au Canada et au Mexique ou d'en construire de nouveaux. Il est toutefois possible qu'un bon nombre de ces projets ne voient pas le jour, car certaines installations ne semblent pas nécessaires et plusieurs pourraient se voir refuser l'aval des organes de réglementation¹²⁴. L'évolution du secteur des pipelines a joué un rôle critique vis-à-vis la pénétration des marchés nord-américains par le gaz naturel. On trouvera un bref examen de cette évolution à l'annexe B.

6.2.5 Charbon

Le charbon représente 57 % des réserves prouvées mondiales de combustibles fossiles; aux taux actuels, ces réserves de charbon représentent 147 ans de production¹²⁵. Sur ces réserves, 28 % se trouvent en Amérique du Nord (voir la figure 6.7).

Les préoccupations relatives aux rejets de polluants dans l'environnement sont l'un des principaux obstacles à l'utilisation accrue du charbon. Il existe des technologies de pointe qui peuvent éliminer presque entièrement les polluants courants générés lors de la production d'électricité à base de charbon, notamment les particules, les oxydes d'azote et l'anhydride sulfureux. Par ailleurs, l'efficacité de cette production s'accroît de plus en plus, de sorte que la quantité de charbon utilisée

Figure 6.7
Réserves mondiale de charbon, fin de 2006



SOURCE : *British Petroleum*, BP Statistical Review of World Energy 2007, Londres, Royaume-Uni, 2007.

pour produire une unité d'électricité est moins grande qu'auparavant. Le rendement thermique des centrales alimentées au charbon est de 40 % à l'heure actuelle, et on prévoit qu'il s'accroîtra pour atteindre 50 % ou plus grâce à la technologie de gazéification intégrée à cycle combiné (GICC). La réalisation de cet objectif entraînerait une réduction de 10 à 20 % des émissions de gaz à effet de serre, par rapport aux résultats obtenus dans les meilleures centrales classiques d'aujourd'hui.

On a entrepris des recherches poussées pour mettre au point des technologies produisant de très faibles taux de rejets. Bien que ces techniques ne soient pas encore commercialisables, elles peuvent représenter une option réaliste pour l'avenir à plus long terme. Une nouvelle avenue technologique importante est celle de la gazéification du charbon dans le cadre de systèmes intégrés à cycle combiné. Il existe déjà 17 centrales de ce type à travers le monde, dotées d'une capacité

¹²⁴ Les importations américaines de GNL proviennent de la Trinité-et-Tobago, d'Oman, du Qatar, de l'Algérie, du Nigeria, de Brunei et de Malaisie. Il y a cinq installations de GNL aux États-Unis, au Canada et au Mexique et un certain nombre d'installations supplémentaires ont été agréées par les organes de réglementation.

¹²⁵ Le Canada, les États-Unis et le Mexique ont des ratios réserves/production de 105, 234 et 109 ans, respectivement, d'après *British Petroleum Company, Statistical Review of World Energy 2007*, Londres, Royaume-Uni, 2007.



globale de quelque 4 450 MW¹²⁶. On peut atteindre un niveau d'émissions presque nul lorsqu'on combine ces systèmes avec des technologies de captation et de stockage du carbone. De nombreux gouvernements, dont celui des États-Unis, ont entrepris des programmes de recherche et de travail en vue de mieux comprendre la captation et le stockage du carbone sur une grande échelle, afin de pouvoir en arriver à réduire les coûts. On a déjà démontré, à l'aide d'applications faisant appel à la récupération améliorée du pétrole, des techniques permettant de stocker le CO₂ dans des réservoirs souterrains déplétés de pétrole et de gaz.

6.2.6 Hydroélectricité

L'Amérique du Nord est un leader mondial dans la production d'hydroélectricité. D'après l'EIA, on y trouvait une capacité installée totale de 157 gigawatts (GW) en janvier 2004¹²⁷. Le Canada vient en tête pour ce qui concerne la proportion d'électricité produite à l'aide de l'énergie hydraulique (59 %), suivi du Mexique (19 %) et des États-Unis (8 %).

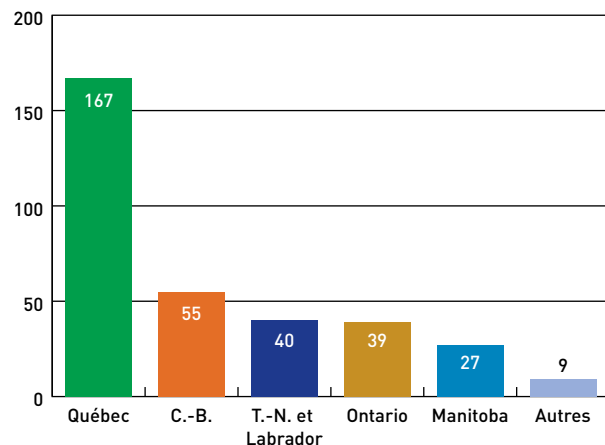
Aux États-Unis, la plupart des sites potentiels de mise en valeur de l'hydroélectricité sont déjà en exploitation; en raison des restrictions réglementaires entourant la production d'électricité, on ne prévoit aucun accroissement de la capacité.

Au Canada, la majeure partie de l'hydroélectricité est produite dans cinq provinces, soit le Québec, la Colombie-Britannique, Terre-Neuve-et-Labrador, l'Ontario et le Manitoba (voir la figure 6.8). Le complexe de La Grande, au Québec, doté d'une capacité de plus de 15 000 MW, est la centrale hydroélectrique la plus vaste au monde. Plusieurs centrales sont présentement à l'étude au Québec, dans les Territoires du Nord-Ouest et à Terre-Neuve, et on peut donc s'attendre à ce que le Canada accroisse ses capacités hydroélectriques.

¹²⁶ Process Energy Solutions, 2005, consulté à l'adresse www.processenergys.com/education-status.html

¹²⁷ U.S. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2004*, Washington, D.C., tableau 6.4.

Figure 6.8
Production d'énergie hydroélectrique au Canada, 2004 (TWh)



SOURCE : Statistique Canada, Production, transport et distribution d'électricité, n° 57-202-XWF au catalogue.

D'autres sites éventuels sont également à l'étude au Manitoba. Les préoccupations relatives aux effets sur l'environnement exercent cependant une contrainte importante sur les perspectives de développement de l'énergie hydroélectrique.

Aux États-Unis, la plupart des sites potentiels de mise en valeur de l'hydroélectricité sont déjà en exploitation; en raison des restrictions réglementaires entourant la production d'électricité, on ne prévoit aucun accroissement de la capacité¹²⁸. Le Mexique, pour sa part, a accru ses capacités hydroélectriques grâce à la mise en service, en mars 2007, de la centrale d'El Cajón sur la côte du Pacifique, d'une puissance de 750 MW.

6.2.7 Énergie nucléaire

L'énergie nucléaire est un élément important du système canadien de production d'électricité, sa part se situant à plus de 15 % en 2005¹²⁹. Certaines provinces n'ont aucune capacité dans ce domaine, tandis qu'en Ontario, par exemple, le nucléaire représente plus de

la moitié de la production¹³⁰ (Statistique Canada, 2005). Le nucléaire occupe aussi une place importante aux États-Unis, où il représentait environ 19 % de la production d'électricité en 2005¹³¹. Cette proportion varie d'un État à l'autre : tout comme au Canada, certains États n'ont aucune capacité de production, tandis que d'autres comptent sur le nucléaire pour répondre à une partie de leurs besoins en électricité — dans une proportion de 42 % au New Hampshire, par exemple. Au Mexique, la part du nucléaire était de moins de 5 % en 2005¹³².

Le Canada est le plus gros producteur d'uranium au monde, sa production étant égale à près de 30 % du total mondial. La valeur économique de l'extraction et de la production d'uranium était d'environ 583 millions de dollars en 2001¹³³. On estime que, cette année-là, la valeur de l'électricité produite au moyen de l'énergie nucléaire se situait entre 2,7 et 3,7 milliards de dollars (Statistique Canada), la valeur des exportations se chiffrant à près de 200 millions de dollars. Les recettes totales tirées de l'électricité nucléaire, de l'uranium, du combustible de réacteur, des isotopes, de l'eau lourde et des services fournis par Énergie atomique du Canada limitée se chiffraient à près de 1,2 milliard de dollars au début de la décennie actuelle. Le nombre d'emplois directement liés à l'industrie nucléaire était supérieur à 20 000 en 2002.

¹³⁰ Dans un rapport daté du 18 mars 2004, le comité d'examen de la société Ontario Power Generation (OPG) souligne que, grâce à la remise à neuf des centrales existantes et à la mise en place de nouvelles installations, l'énergie nucléaire est sans doute la solution la plus viable au problème imminent des contraintes sur les approvisionnements en électricité en Ontario. Dans un rapport diffusé en décembre 2005 intitulé *Supply Mix Recommendations and Advice Report (Rapport d'orientation du bouquet énergétique)*, l'Office de l'électricité de l'Ontario recommandait que le nucléaire continue de représenter environ la moitié de la production d'électricité et de la capacité installée. Le gouvernement de l'Ontario a accepté cette recommandation.

¹³¹ Agence internationale de l'énergie, *Electricity Information 2007*, Paris, France, 2007.

¹³² *Ibid.*

¹³³ CERI, *Incidence économique de l'industrie nucléaire au Canada*, 2003, consulté à l'adresse <http://cna.ca/french/files/study/CNAStudySept16-03-FR.pdf>.

¹²⁸ *Ibid.*

¹²⁹ Agence internationale de l'énergie, *Electricity Information 2007*, Paris, France, 2007.

7 SUFFIRA-T-IL D'ACCROÎTRE

l'efficacité énergétique pour améliorer les perspectives?



La crise énergétique des années 1970 a amené les pouvoirs publics à mettre en place des politiques destinées notamment à encourager les économies d'énergie et la recherche de nouvelles sources d'énergie. Aux États-Unis, on a adopté des lois pour appuyer les activités de recherche et de développement, la formation et l'octroi de subventions à des établissements admissibles faisant appel à des sources d'énergie renouvelable, telles de petites centrales électriques¹³⁴. La principale réaction à l'époque consistait cependant à promouvoir les options propres à répondre aux besoins en énergie.



¹³⁴ La loi PURPA (*Public Utility Regulatory Policies Act*) de 1976, en est un exemple.

Aujourd'hui, les économies d'énergie et l'efficacité énergétique sont de nouveau au premier rang des préoccupations. Parmi les facteurs qui expliquent cet intérêt renouvelé, on peut mentionner la hausse et l'instabilité des prix, les contraintes qui s'exercent sur les nouveaux moyens de production, ainsi que les goulets d'étranglement des infrastructures comme ceux qui ont été à l'origine des pannes d'électricité massives survenues en Californie en 2001 ainsi qu'en Ontario et dans le Nord-Est des États-Unis à l'été 2003. Les inquiétudes croissantes au sujet de l'intégrité de l'environnement ont également stimulé la recherche de solutions du côté de la demande.

On peut établir la distinction suivante entre les économies d'énergie et l'efficacité énergétique :

- ▶ **les économies d'énergie** consistent à adapter la demande aux pénuries d'énergie en modifiant les activités normales; divers obstacles institutionnels, économiques et sociaux peuvent cependant retarder ou entraver la réalisation des économies d'énergie¹³⁵.
- ▶ **l'efficacité énergétique** maintient le niveau d'activité normal mais fait appel à des moyens techniques pour accroître l'efficacité de l'utilisation de l'énergie, de sorte qu'elle aide à réduire la demande tout en maintenant les mêmes niveaux de production (par exemple, un éclairage plus efficace).

¹³⁵ Les discussions portant sur l'offre font souvent appel, elles aussi, à la notion d'économie d'énergie — par exemple, lorsqu'il est question d'assurer la récupération optimale de l'énergie à partir des bassins d'hydrocarbures. Dans la présente étude, nous nous intéressons surtout aux économies considérées du point de vue de la demande.

Dans ces définitions, l'efficacité énergétique est une question technique. On se sert souvent indifféremment des notions d'efficacité et d'économie (ou conservation d'énergie) pour désigner de façon générale tous les changements — que ce soit au niveau de la technologie, des comportements ou de l'économie — qui ont pour effet de réduire la quantité d'énergie nécessaire pour produire une unité d'activité économique. Aux fins de notre analyse, nous employons l'expression « efficacité énergétique » dans un sens large englobant à la fois une utilisation plus efficace et des économies d'énergie.

7.1 Investir dans l'efficacité énergétique

L'analyse des effets d'un accroissement de l'efficacité énergétique sur la demande repose sur un certain nombre de postulats quant aux coûts du matériel, au taux de pénétration du marché, au taux d'acceptation par les consommateurs et à d'éventuelles mesures politiques. La diminution de la consommation d'énergie et l'adoption d'équipements plus efficaces propres à faire baisser les coûts contribuent à la compétitivité des entreprises, à la vigueur de l'économie et à la santé de l'environnement. Les *investissements*, la *structure du marché* et les *politiques environnementales* influent sur le rôle que peut jouer l'efficacité énergétique.

Il est difficile de mesurer les bienfaits environnementaux et économiques que peut engendrer un accroissement de l'efficacité énergétique. Il faut néanmoins les quantifier si l'on veut établir une comparaison entre divers programmes quant aux effets positifs et aux coûts de chacun (et aussi pour les comparer aux effets d'une éventuelle augmentation de l'offre). C'est pourquoi l'évaluation des programmes d'efficacité énergétique conserve toute son importance. L'analyse des avantages sur le plan du coût d'une mesure visant à accroître l'efficacité énergétique est un élément habituel des évaluations de projet, mais elle est rendue plus compliquée par les difficultés que soulève la quantification des bienfaits obtenus.

7.2 Électricité : efficacité énergétique et gestion de la demande

Dans bon nombre de marchés de l'électricité, les besoins en infrastructures de production et de transmission sont établis en fonction de la demande de pointe. Or, si l'on pouvait convaincre les consommateurs de réduire leur demande lors des périodes de pointe, cela pourrait atténuer la nécessité d'investir dans certains éléments d'infrastructure. Les mesures adoptées pour amener les consommateurs à faire les choix souhaités font partie des mécanismes axés sur la demande.

Les premiers programmes de gestion de la demande avaient tendance à s'intéresser davantage à l'efficacité énergétique (programmes d'information, rabais, installation d'appareils économisant l'énergie, etc.), aux incitations favorisant la consommation hors pointe (tarification différenciée en fonction de l'heure) et à la tarification différenciée en fonction de la tolérance aux interruptions de service. Les succès remportés par ces programmes pendant les années 1990 ont cependant été mitigés, en partie à cause de la difficulté de vérifier les coûts et les bienfaits associés à chacun d'entre eux. De nombreux consommateurs ignorent que les prix peuvent varier selon l'heure d'utilisation — et donc que la tarification peut refléter les variations de la disponibilité de l'énergie —, ce qui constitue un obstacle majeur du point de vue des efforts visant à rendre la demande plus sensible aux limites de l'offre.

À une époque plus récente, l'attention du côté de la demande en électricité s'est notamment portée sur la tarification en temps réel et sur la mise aux enchères de la consommation. Dans certains marchés, ces approches ont été couronnées de succès auprès de gros clients. Les programmes de contrôle direct, qui permettent de déconnecter des appareils tels que les climatiseurs durant les périodes de pointe (ou de les placer en fonctionnement cyclique), sont une autre solution possible. Certains aspects de la réglementation relative à la mise en place de technologies de comptage, de surveillance et de contrôle restent à clarifier.

Les bienfaits éventuels des programmes d'efficacité énergétique sur le marché de l'électricité sont très importants. D'après un organisme américain — American Council for an Energy-Efficient Economy —, les économies réalisées grâce à l'efficacité énergétique pourraient neutraliser la croissance de la demande de pointe prévue au cours de la prochaine décennie dans une proportion d'environ 40 %¹³⁶.

Certains économistes contestent l'idée selon laquelle un progrès technique qui mène à une baisse de la quantité d'énergie nécessaire pour produire une unité de production dans les applications à haute intensité énergétique a pour effet de réduire la consommation d'énergie. Suivant le postulat Khazzoom-Brookes, dont Daniel Khazzoom et Leonard Brookes attribuent l'origine à Stanley Jevons, « c'est une confusion des idées que de supposer que l'utilisation économique d'un carburant est équivalente à une baisse de la consommation, car c'est exactement le contraire qui est vrai ». Jevons illustre son propos par un exemple : « En Écosse, la baisse de la consommation de charbon par tonne de fer à moins du tiers de son niveau antérieur a été suivie, entre les années 1830 et 1863, d'une augmentation 10 fois plus élevée de la consommation totale, et cela ne tient pas compte des effets indirects causés par la baisse du prix du fer, qui a contribué à une accélération de la croissance des autres branches de l'industrie consommatrices de charbon¹³⁷. » Brookes et Khazzoom évoquent un exemple plus moderne : on avait prédit que la mise en opération des avions gros-porteurs allait réduire le nombre de vols, mais la hausse du nombre de passagers attribuable à la baisse du coût par siège-mille a accru la productivité par avion et a entraîné une augmentation du nombre de vols.

¹³⁶ S. Nadel, F. Gordon et C. Neme, *Using Targeted Energy Efficiency Programs to Reduce Peak Electrical Demand and Address Electric System Reliability Problems*. Washington, American Council for an Energy Efficient Economy, 2002.

¹³⁷ « It is a confusion of ideas to suppose that the economical use of fuel is equivalent to diminished consumption. The very contrary is the truth. [...] The reduction of the consumption of coal, per ton of iron, to less than one third of its former amount, was followed, in Scotland, by a ten fold increase in total consumption, between the years 1830 and 1863, not to speak of the indirect effect of cheap iron in accelerating other coal-consuming branches of industry. » S. Jevons, *The Coal Question*, 1865.

Le postulat Khazzoom-Brookes dit essentiellement que, toutes choses étant égales par ailleurs, une amélioration de l'efficacité énergétique associée à un produit déterminé a le même effet qu'une baisse des prix de l'énergie, car elle mène à une diminution du prix du produit et à une augmentation de la quantité demandée. On parle aussi d'« effet de rebond » pour désigner ce phénomène. Selon les partisans du postulat Khazzoom-Brookes, on pourrait réaliser de véritables réductions de la consommation d'énergie en insérant, entre la production et la consommation, une barrière fiscale qui ferait en sorte que la hausse des prix de l'énergie réponde à l'objectif de réduction de la demande sans stimuler l'offre. D'autres soutiennent plutôt que les mesures favorisant l'efficacité énergétique sont le moyen le plus économique et le plus rapide d'abaisser la consommation d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre.

7.3 Contribution de l'efficacité énergétique à l'atteinte des objectifs environnementaux

Un accroissement de l'efficacité énergétique pourrait, pourvu que des mesures destinées à prévenir un effet de rebond à la Khazzoom-Brookes soient en place, faire diminuer les pénuries et la dépendance envers les importations, atténuer les répercussions de la hausse des prix, réduire la pollution, stimuler les investissements dans les nouvelles technologies et contribuer à une baisse de l'intensité énergétique. Ensemble, ces effets pourraient en outre contribuer à une amélioration de la bonne tenue générale de l'économie. L'efficacité énergétique peut en effet, si des politiques appropriées sont en place, affaiblir le lien entre la croissance économique et la demande en énergie, reportant ainsi à plus tard la nécessité d'augmenter les capacités de production. Les économies d'énergie ont elles aussi un rôle à jouer pour corriger à court terme le déséquilibre entre l'offre et la demande en ralentissant la hausse des prix et en atténuant les effets d'un éventuel déficit des approvisionnements.

Bien que l'efficacité énergétique et les économies d'énergie soient perçues comme des objectifs essentiels de la politique environnementale et énergétique, on est loin de s'entendre sur les cibles à atteindre et sur les moyens à prendre. Au cours des années 1970, les politiques énergétiques visait d'abord à faire en sorte que l'offre soit suffisante pour favoriser la croissance économique et assurer la continuité des approvisionnements. Pendant les deux décennies suivantes, en partie à cause des problèmes suscités par la dimension transfrontalière des pluies acides et des changements climatiques, on a commencé à considérer l'efficacité énergétique comme une solution permettant de répondre à la fois aux besoins en énergie et aux préoccupations mondiales relatives à l'environnement. C'est en raison de ce double rôle de la politique énergétique qu'il est plus difficile de la mettre en pratique et d'en mesurer les effets.

Pour atteindre les cibles établies relativement aux émissions dans des accords comme le Protocole de Kyoto, les politiques énergétiques nord-américaines portent leur attention sur l'efficacité de l'utilisation des combustibles et de l'électricité. Cette préoccupation est évoquée en termes clairs dans la politique énergétique du gouvernement Bush aux États-Unis. Les mesures axées sur l'offre comprennent des programmes de développement technologique et des mesures fiscales comme les taxes sur les émissions. Du côté de la demande, la politique prévoit des normes de rendement énergétique, des programmes d'acquisitions technologiques et des initiatives de gestion de la demande au sein des compagnies d'énergie.

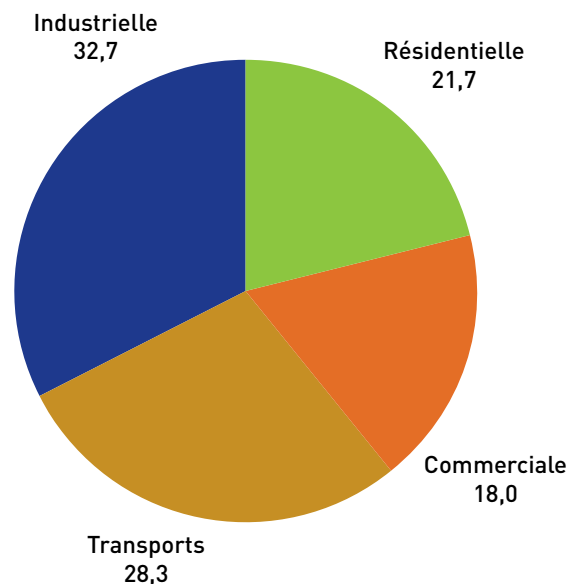
7.3.1 Utilisation efficace de l'énergie au foyer

Le secteur résidentiel représente une part considérable de la consommation d'énergie en Amérique du Nord. En 2006, il comptait pour plus de 21 % de l'énergie consommée aux États-Unis comme le montre la figure 7.1. La majeure partie de l'énergie consommée par le secteur résidentiel était destinée au chauffage des bâtiments.

Au Canada, les activités quotidiennes des ménages (particuliers et familles) sont à l'origine de 13 % des émissions de gaz à effet de serre¹³⁸. C'est donc dire qu'une augmentation du rendement de l'énergie utilisée dans les foyers constituerait une contribution importante à la réalisation des objectifs actuels de la politique énergétique.

Les normes et l'étiquetage se sont avérés d'une grande utilité pour accroître l'efficacité de la consommation finale en accélérant l'adoption de technologies économes d'énergie sur le marché. Les normes incitent les fabricants à produire des modèles plus efficaces, tandis que les étiquettes servent à renseigner les consommateurs sur les avantages que procurent ces modèles.

Figure 7.1
Consommation totale d'énergie (primaire et autre) aux États-Unis par secteur d'utilisation finale, 2006 (pourcentage)



SOURCE : U.S. Energy Information Administration, site Web consulté à l'adresse tonto.eia.doe.gov/merquery/mer_data.asp?table=T02.01, en septembre 2007.

¹³⁸ Ce chiffre est obtenu en ajoutant aux émissions résidentielles de GES la proportion résidentielle des émissions attribuables à la « production d'électricité et de chaleur », le résultat étant exprimé en pourcentage du total national des émissions de GES, selon les données figurant dans les Tableaux des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada, 1990-2004, consultés à l'adresse www.ec.gc.ca/pdb/ghg/inventory_report/2004_report/ta8_2_f.cfm



Energy Star est un exemple d'un programme d'étiquetage qui a été couronné de succès. Les États-Unis, le Canada et le Mexique ont récemment convenu d'en élargir l'application dans le cadre de

l'harmonisation des normes prévue par l'ALENA. Grâce au label ENERGY STAR, les consommateurs peuvent reconnaître les produits qui consomment de l'énergie mais répondent à des critères d'efficacité précis. Le label peut en outre servir aux campagnes de publicité, appuyer les programmes d'acquisition et aider à la promotion des appareils économes d'énergie.

Même lorsque le choix de produits économes d'énergie peut se justifier en termes économiques (c'est-à-dire lorsque le prix d'achat plus élevé d'un appareil est compensé par une baisse de la consommation d'énergie), il peut arriver que les consommateurs ne soient pas disposés à faire l'investissement nécessaire ou ne soient pas en mesure de le faire. Par exemple, il peut être difficile d'évaluer les bienfaits rattachés à ces produits lorsque l'évolution future des prix de l'énergie est incertaine. Des contraintes budgétaires peuvent par ailleurs motiver l'achat de produits dont le coût initial est moindre. Enfin, il se peut que certains consommateurs prennent des décisions portant sur des horizons assez rapprochés (un ou deux ans, par exemple)¹³⁹.

L'amélioration de l'efficacité énergétique des électroménagers s'accompagne d'un accroissement de leur nombre ou de leur taille. Par exemple, la consommation d'énergie d'un nouveau réfrigérateur au Canada en 2004 n'était égale qu'à la moitié de ce qu'elle était en 1990, bien que les réfrigérateurs soient aujourd'hui de plus grande taille¹⁴⁰. La présence d'éléments qui se

¹³⁹ Dans certains cas, il peut s'agir là d'un comportement rationnel. Ainsi, une famille qui envisage de déménager dans un an ou deux pourrait décider de ne pas acquérir un appareil de chauffage à rendement élevé s'il fallait cinq ans pour récupérer l'investissement initial plus élevé au moyen des économies réalisées par la suite. Dans d'autres cas, un tel choix reflète tout simplement une connaissance imparfaite des rapports entre le coût et le rendement.

¹⁴⁰ Ressources naturelles Canada, *Consommation d'énergie des gros appareils ménagers expédiés au Canada — Tendances 1990-2004*, décembre 2006, Ottawa, Ontario, base de données consultée à l'adresse www.oee.rncan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/evolution_res_ca.cfm?attr=0

neutralisent les uns les autres a tendance à compliquer l'analyse des bienfaits éventuels engendrés par les programmes d'efficacité énergétique.

Le secteur résidentiel représente une part considérable de la consommation d'énergie en Amérique du Nord. En 2006, il comptait pour plus de 21 % de l'énergie consommée aux États-Unis.

Les programmes résidentiels courants comprennent également ce qui suit :

- ▀ **des programmes d'information ou de sensibilisation** visant à améliorer les renseignements dont les clients disposent pour réduire leur consommation; cela pourrait aussi prendre la forme d'un audit énergétique;
- ▀ l'offre de **subventions ou de rabais pour encourager une utilisation efficace de l'énergie** — par exemple, pour l'acquisition d'isolants supplémentaires, le remplacement d'appareils de chauffage à gaz désuets ou la production domestique d'énergie (par exemple, la mise en place de panneaux solaires destinés au chauffage de l'eau).

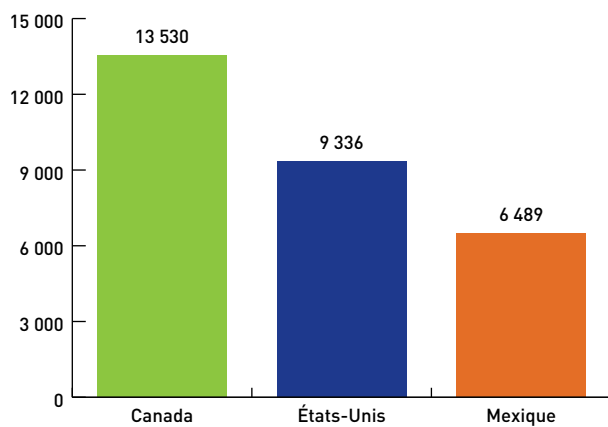
7.3.2 Utilisation efficace de l'énergie dans l'industrie

L'intensité énergétique — c'est-à-dire la quantité d'énergie nécessaire pour engendrer un dollar de produit intérieur brut — est un moyen de mesurer l'efficacité énergétique. Comme le montre la figure 7.2, le Canada a le niveau d'intensité énergétique le plus élevé des trois pays de l'Amérique du Nord, ce qui est en partie attribuable à la mise en valeur de ses abondantes richesses naturelles et à son rôle d'exportateur d'énergie primaire. Depuis plusieurs années, le niveau d'intensité énergétique de l'Amérique du Nord a cependant légèrement reculé, tendance qui devrait se poursuivre jusqu'en 2025¹⁴¹. La majeure partie de cette diminution est attribuable à des améliorations en

¹⁴¹ U.S. Energy Information Administration, *International Energy Outlook 2007*, Washington, D.C., mai 2007.

Figure 7.2

**Intensité énergétique en Amérique du Nord par pays, 2004
(Btu par \$US aux prix de 2000)**



SOURCE : U.S. Energy Information Administration, International Energy Annual, site Web consulté à www.eia.doe.gov/emeu/international/energyconsumption.html (Table E.1p).

matière d'efficacité énergétique, tandis que le reste est imputable à des transformations structurelles et à la substitution des combustibles.

Ressources naturelles Canada a consacré des sommes importantes à la promotion des programmes d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable afin de trouver des solutions à la question du changement climatique. C'est l'efficacité énergétique qui reçoit la plus grande part de ces crédits : programmes axés sur le leadership et l'information, les initiatives volontaires, la réglementation et les activités de recherche et de développement. En 1991, le ministère a lancé le Programme de l'efficacité énergétique et des énergies de remplacement, un ensemble d'initiatives détaillées axées sur les secteurs résidentiel, commercial et industriel et celui des transports. Ces initiatives comprenaient notamment ce qui suit :

- ▀ la mise en place à Ottawa d'un centre de recherche consacré à tous les aspects de la combustion et des rejets dans l'environnement;
- ▀ la mise au point de normes dans le cadre de la *Loi sur l'efficacité énergétique*;

- ▀ le programme C-2000, qui appuie la construction de bâtiments commerciaux à la fine pointe de la technologie; le premier édifice à être terminé dans le cadre du programme utilise 50 % moins d'énergie de fonctionnement et 28 % moins d'eau qu'un immeuble ordinaire;
- ▀ l'Initiative des bâtiments fédéraux (IBF) et l'Initiative des innovateurs énergétiques (IIE), qui offrent aux clients éventuels un ensemble complet de produits et de services en vue de les aider à planifier, financer et réaliser des améliorations favorisant l'efficacité énergétique; cet ensemble comprend notamment des guides pratiques, des fiches techniques, une liste des entreprises qualifiées offrant des services énergétiques et des options pour le financement des projets;
- ▀ le ministère des Ressources naturelles et le Conseil national de recherches ont élaboré les premiers codes canadiens d'efficacité énergétique — le Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments et pour les habitations — en vue d'établir des niveaux acceptables.

Le Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne (PEEIC) est l'une des initiatives qui ont remporté le plus de succès dans ce secteur. Fruit d'un partenariat entre le gouvernement et le secteur privé, le PEEIC offre à l'industrie des services en vue de l'aider à établir des objectifs et des plans d'action pour l'efficacité énergétique. Le PEEIC est un réseau de 43 associations industrielles qui représentent plus de 5 000 entreprises et 98 % de la demande industrielle en énergie secondaire au Canada. Selon le PEEIC, ses membres ont réduit leur intensité énergétique collective de 9,1 % entre 1990 et 2004, soit 0,7 % par année.

Utilisation efficace de l'énergie dans les transports

On s'attend à ce que le moteur à combustion interne, alimenté par des carburants à base de pétrole, continue de dominer dans le secteur des transports. Grâce aux progrès réalisés dans la conception des moteurs et au développement des systèmes de gestion à bord, on peut prévoir qu'il se produira certaines améliorations du côté de l'efficacité des carburants et du contrôle des émissions.



L'utilisation plus répandue de véhicules dotés de moteurs hybrides alliant l'électricité à l'essence ou au diesel pourrait mener à une baisse de la consommation des carburants liquides au kilomètre ou au mille de 15 à 20 %. (Il convient cependant de rappeler que la baisse de l'intensité énergétique pourrait mener à une augmentation de la consommation, comme on l'a expliqué plus haut, et que l'économie d'énergie apparente pourrait dès lors être réduite ou même éliminée.) Bien que les véhicules hybrides soient disponibles depuis une dizaine d'années, ils n'ont remporté qu'un succès assez modeste. Leur prix élevé et la performance inférieure que leur attribue l'opinion populaire (sauf en ce qui a trait à l'efficacité du carburant et à la

réduction des émissions) sont au nombre des obstacles qui limitent leur popularité. Malgré cela, divers fabricants, y compris les trois géants nord-américains (GM, Ford et Chrysler LLC), se sont lancés sur le marché des hybrides.

L'utilisation plus répandue de véhicules dotés de moteurs hybrides alliant l'électricité à l'essence ou au diesel pourrait mener à une baisse de la consommation des carburants liquides au kilomètre ou au mille de 15 à 20 %.

Les véhicules électriques à accumulateur (VEA) sont silencieux et ne dégagent pas de pollution. Ils sont d'ailleurs les seuls, à l'heure actuelle, à satisfaire aux normes de la Californie, qui prescrivent un niveau d'émissions nul (*zero emission vehicle*). Il se pourrait néanmoins qu'il y ait des émissions « en amont », c'est-à-dire au niveau du combustible qui sert à produire l'électricité. Les VEA continuent également de susciter des préoccupations au sujet de la distance maximale qu'ils peuvent parcourir et de la commodité de chargement de la batterie. Grâce aux progrès technologiques récents dans le domaine des accumulateurs et des moteurs électriques, les VEA sont aujourd'hui plus pratiques, mais il est peu probable qu'ils en viennent à jouer un rôle important sur le marché à moins que des améliorations technologiques ne permettent aux batteries de fournir des densités énergétiques plus élevées et à moindre coût.

Les véhicules à pile à combustible (VPC) pourraient révolutionner le marché du transport routier, mais il est peu probable qu'ils atteignent le marché de masse avant la fin de la prochaine décennie. Alors que les VEA se servent de l'électricité produite par une source extérieure (et l'emmagasinent dans un accumulateur), les VPC produisent leur propre électricité : des cellules à combustible placées à bord du véhicule produisent l'électricité au moyen d'un processus chimique qui fait appel au carburant d'hydrogène et à l'oxygène présent dans l'air. Les VPC peuvent être ravitaillés au moyen de réservoirs haute pression renfermant de l'hydrogène pur ou encore à l'aide de carburants riches en hydrogène, tels le méthanol, le gaz naturel et même l'essence, mais ces carburants doivent d'abord être transformés en gaz hydrogène par reformage à bord du véhicule.

8 LE CAS PARTICULIER

de l'électricité en Amérique du Nord



L'industrie de l'électricité comprend des sociétés d'État provinciales au Canada, des compagnies d'électricité appartenant à des investisseurs privés et aux municipalités à travers l'Amérique du Nord, des fabricants qui produisent de l'électricité principalement pour leur propre consommation et des producteurs indépendants. Après près d'un siècle de gestion de l'offre, la déréglementation et la restructuration de l'industrie de l'électricité, y compris l'introduction de marchés, sont des phénomènes encore relativement nouveaux. Peu après que les premières compagnies d'électricité eurent commencé leurs activités au cours de la dernière décennie du XIX^e siècle, la concurrence féroce qui régnait jusque-là a été remplacée par le découpage géographique du marché en plusieurs monopoles régionaux.

Jusqu'aux dernières décennies du XX^e siècle, la structure traditionnelle du marché de l'électricité se présentait sous la forme d'un *monopole caractérisé par l'intégration verticale*, qui s'employait à produire, transmettre et distribuer l'électricité. Les clients n'étaient pas libres de choisir leur fournisseur. Cette absence de choix était compensée par une politique de contrôle des prix visant à encourager la consommation au moyen de blocs de tarifs décroissants et par la baisse des montants moyens facturés, facilitée par la diminution constante des coûts découlant des économies d'échelle.

Les premières démarches en vue de redonner aux consommateurs une certaine marge de choix et la possibilité de profiter de la concurrence remontent au début des années 1970, à la suite des demandes plus fréquentes de hausses tarifaires formulées par les compagnies assujetties à la gestion de l'offre. Il semblait parfois que les économies d'échelle avaient atteint leur limite et certaines mésaventures se sont soldées par des faillites. La crise énergétique des années 1970 a mené à l'adoption d'une législation qui ouvrait la voie à des producteurs d'électricité non traditionnels, sous forme d'établissements qualifiés qui recevaient des subventions, ainsi qu'à des tarifs établis en fonction des coûts marginaux. La nouvelle tarification et la présence de sources d'électricité concurrentielles redonnaient aux consommateurs la possibilité de faire des choix.

La dernière décennie a été témoin d'une transformation profonde de l'industrie nord-américaine de l'électricité. De nombreux éléments ont été restructurés¹⁴², ce qui a permis de transférer la propriété des actifs du secteur public à des intérêts privés. Aux États-Unis, la part de la capacité installée appartenant à des fournisseurs en régime de concurrence est passée d'environ 10 % en 1997 à près de 35 % en 2003¹⁴³. Selon les tendances actuelles, l'industrie se sera considérablement restructurée d'ici une décennie¹⁴⁴. La plupart des fournisseurs ont adopté la séparation fonctionnelle de leurs activités en plusieurs compagnies (en général, production, transport et distribution). En plusieurs endroits, la restructuration a nécessité la mise en place de marchés de gros concurrentiels (*power pools*). Certains marchés ont continué de se restructurer, permettant aux consommateurs de choisir leur fournisseur parmi plusieurs détaillants concurrentiels.

Bien qu'elle ait progressé rapidement, la restructuration du marché de l'électricité reste controversée dans le secteur de l'énergie. Elle n'a pas toujours été couronnée de succès, comme en témoignent des problèmes qui ont fait couler beaucoup d'encre en Californie et en Ontario depuis quelques années. Ailleurs, certains États et certaines provinces ont dû reporter leurs projets de restructuration, indéfiniment dans certains cas. Là où la transformation a pu s'opérer en évitant les problèmes qu'ont connus la Californie et l'Ontario, l'incertitude n'a pas disparu tout à fait au sujet du modèle de marché « optimal ».

Du point de vue des provinces et des États qui n'ont pas réformé leur marché de gros de façon à y établir un régime de concurrence, la principale question reste celle de savoir si une telle restructuration est souhaitable. Si la structure monopolistique traditionnelle est maintenue,

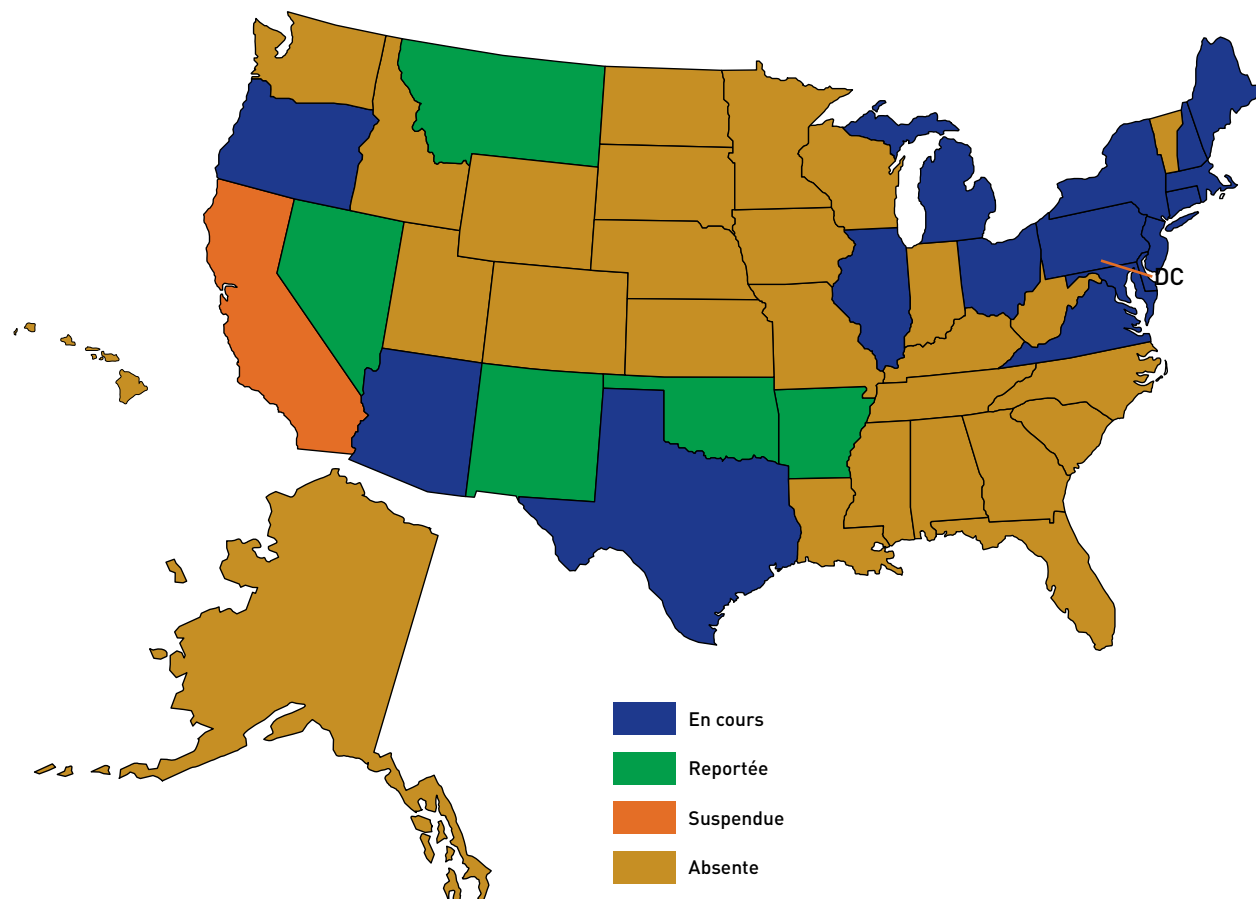


¹⁴² La restructuration des marchés de l'électricité met l'accent sur la possibilité d'ouvrir les marchés de la production et des services de détail à la concurrence tout en maintenant un régime monopolistique sur les marchés du transport et de la distribution.

¹⁴³ U.S. Department of Energy, Office of Electric Transmission and Distribution, *Grid 2030 — A National Vision for Electricity's Second 100 Years*, Washington, D.C., juillet 2003.

¹⁴⁴ G. Edwards et R. Edwards, *Electricity Generation in Canada: Tax Depreciation Issues Arising from Market Deregulation and Climate Change*, étude n° 87, Canadian Energy Research Institute, Calgary, Alberta, 1999, p. 11.

Figure 8.1
Restructuration du secteur de l'électricité aux États-Unis, février 2003



SOURCE : U.S. Energy Information Administration, site Web consulté à l'adresse www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/chg_str/restructure.pdf

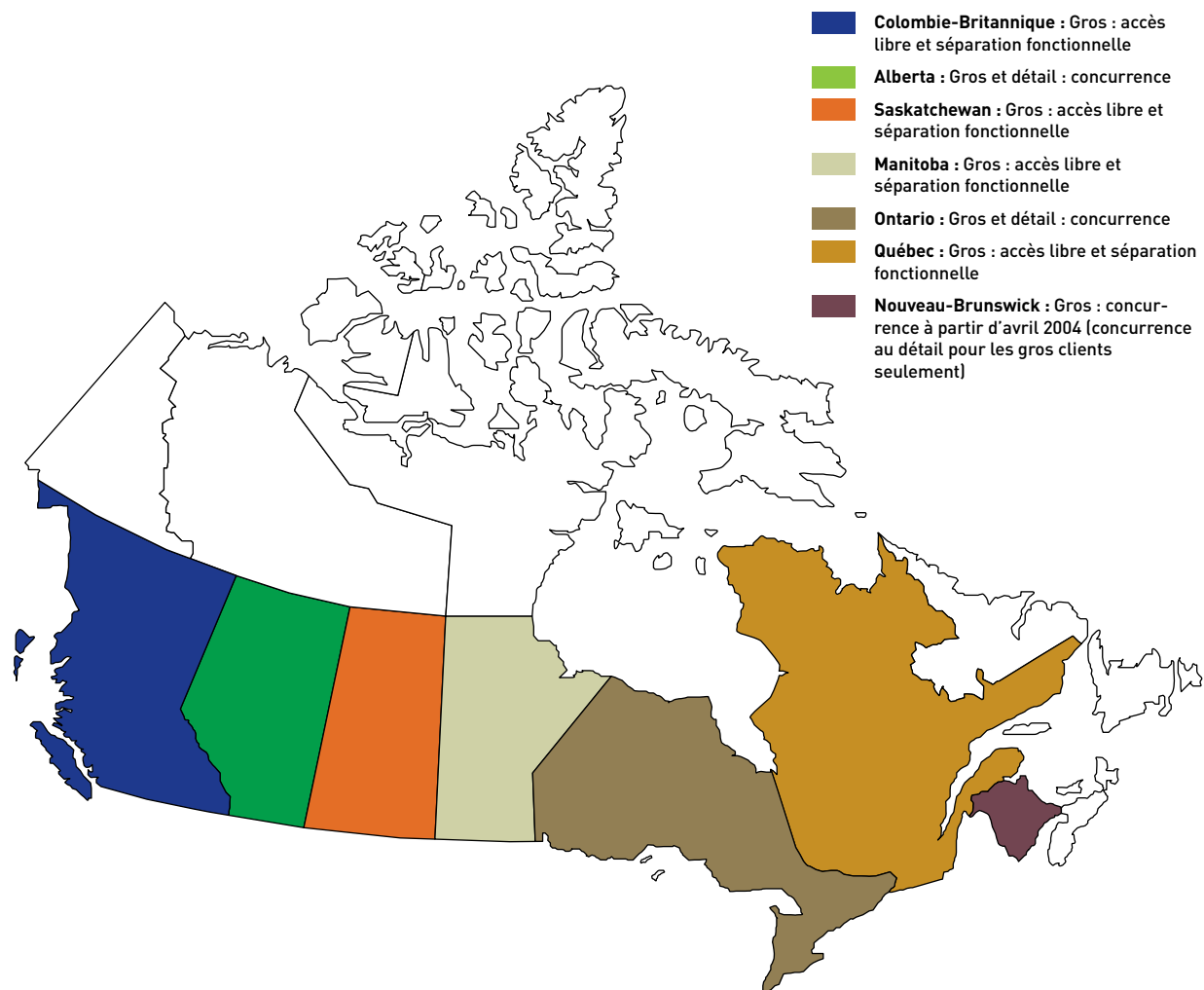
les dilemmes qui entourent le pouvoir monopolistique devront être résolus : comment peut-on surmonter les problèmes que pourraient susciter la surcapitalisation et l'absence de signaux du marché indiquant que de nouveaux investissements sont nécessaires? La figure 8.1 donne une vue d'ensemble de la restructuration du marché de l'électricité aux États-Unis.

La figure 8.2 présente une image de la restructuration au Canada. Dans cette figure, l'expression « séparation fonctionnelle » désigne la séparation entre la propriété et les activités de production, de transport et de distribution. La « liberté d'accès au marché de gros », c'est-à-dire le marché du transport, est offerte sans distinction à

toutes les parties intéressées, et les producteurs ou les agents de mise en marché se font concurrence pour vendre leur électricité à des consortiums d'électricité (concurrence sur le marché de gros). La concurrence sur le marché de détail permet aux producteurs ou aux détaillants de vendre l'électricité directement aux clients.

Au Canada, on a mis en place un régime de concurrence sur le marché de gros dans toutes les provinces et tous les territoires sauf à Terre-Neuve-et-Labrador, dans l'Île-du-Prince-Édouard et dans les territoires. Un régime de concurrence intégrale a été adopté en Alberta et en Ontario.

Figure 8.2
Restructuration du secteur de l'électricité au Canada, 2003



SOURCE : Ressources naturelles Canada, Précis d'information : Le réseau électrique canadien en bref.

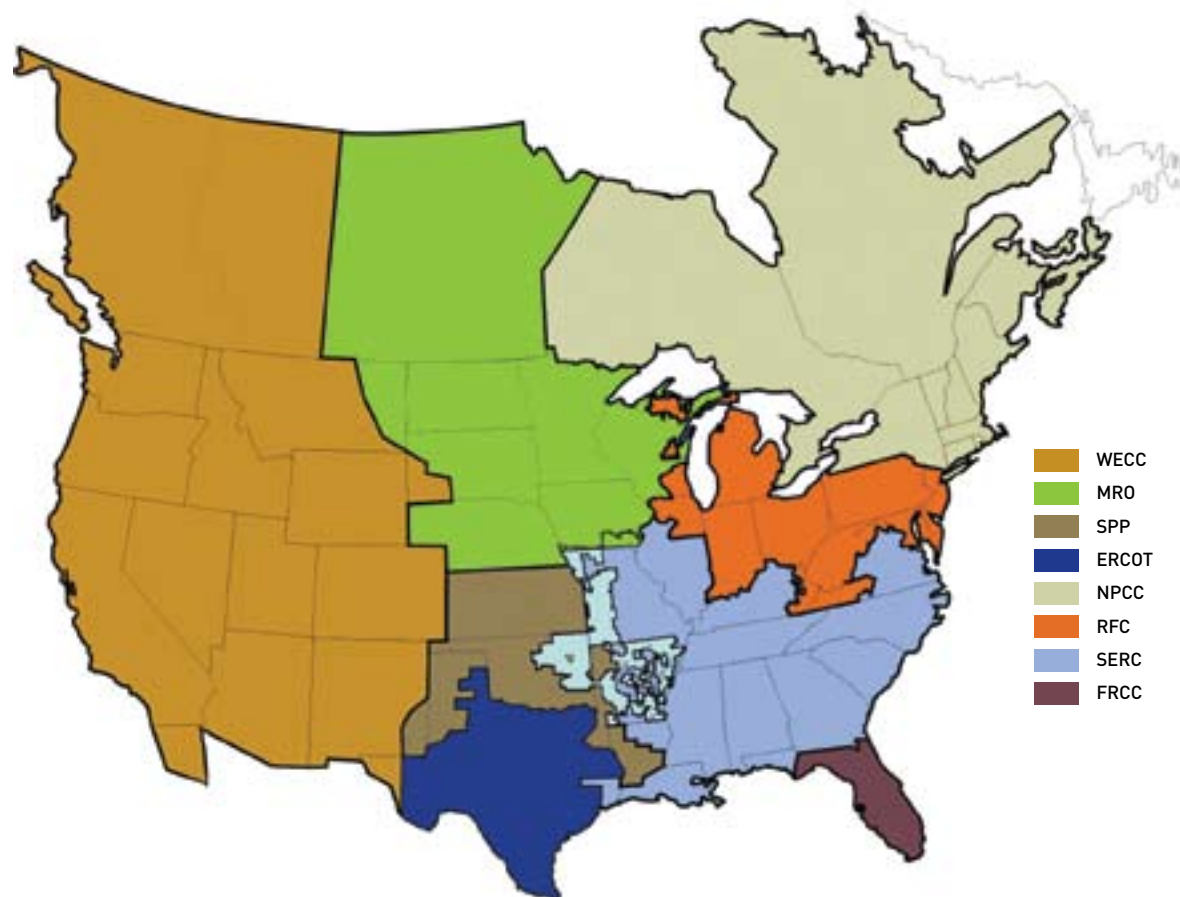
Voici certaines des grandes questions que soulève la restructuration de l'électricité :

- ▮ Que faut-il faire pour préserver la *fiabilité* du système?
- ▮ *L'instabilité des prix* cause-t-elle des problèmes?
- ▮ Comment faut-il traiter les cas d'abus de *pouvoir dominant sur le marché*?
- ▮ Un régime de *concurrence sans restrictions sur le marché de détail* peut-il être bénéfique?
- ▮ Les marchés en voie de restructuration devraient-ils se calquer sur un *modèle standard*?
- ▮ De quelles options disposent les marchés qui n'adoptent pas un régime de gros concurrentiel?

La fiabilité est une caractéristique essentielle des réseaux d'électricité modernes. Pour qu'un réseau soit « fiable », il doit fournir de l'électricité dans des *quantités suffisantes* et de manière *sûre*, c'est-à-dire que, dans le premier cas, il doit pouvoir combler la demande globale en tout temps (approvisionnement suffisant) et, dans le second, résister à des perturbations soudaines (sécurité d'approvisionnement).

Figure 8.3

Régions constituantes du North American Electric Reliability Council



SOURCE : www.nerc.com/regional/

Les problèmes liés à la fiabilité des réseaux ont été mis en évidence lors de la panne d'électricité massive qui a frappé le Nord-Est américain en 1967 et ont donné lieu à des efforts en vue de conforter la fiabilité des réseaux nord-américains. Il est évident que les perturbations (pannes) engendrent des coûts, mais il est tout aussi évident que le fait d'investir dans la fiabilité du réseau aura des répercussions sur le coût de l'électricité.

On peut voir à la figure 8.3 une carte montrant les parties constituantes du NERC (North American Electric Reliability Council), qui englobent essentiellement toutes les régions contiguës de la partie continentale des États-Unis, les provinces canadiennes adjacentes et une petite partie du Mexique¹⁴⁵.

¹⁴⁵ À l'extérieur des régions constituantes du NERC, la compatibilité des interconnexions américaines et mexicaines pose certains problèmes.

Le NERC comprend huit conseils régionaux¹⁴⁶, aux termes d'une législation présentement à l'étude, il pourrait se voir confier des pouvoirs exécutoires pour assurer le respect des normes de fiabilité.

On peut envisager la fiabilité du point de vue de deux éléments constitutifs, à savoir la *sécurité* à court terme (l'aptitude du réseau à résister à des événements imprévus) et la *capacité* à long terme (son aptitude à répondre à la demande prévue). On peut aussi envisager ces deux éléments comme étant liés à la production d'énergie ou au réseau de transport.

¹⁴⁶ Western Electricity Coordinating Council (WECC), Midwest Reliability Organization (MRO), Southwest Power Pool (SPP), Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), Reliability First Corporation (RFC), Southeast Electric Reliability Council (SERC), Northeast Power Coordinating Council (NPCC) et Florida Reliability Coordinating Council (FRCC).

Production

Lorsqu'on ouvre les marchés à la concurrence, ce sont habituellement des investisseurs privés qui financent les nouvelles installations de production. Dans presque tous les marchés, on se préoccupe de savoir si les marchés restructurés sont en mesure d'émettre les signaux capables d'indiquer que de nouvelles capacités de production sont requises. On se demande notamment :

- ▶ si l'incertitude au sujet de la réglementation future a un effet dissuasif sur les investisseurs;
- ▶ si le plafonnement des prix empêche ceux-ci de refléter adéquatement la rareté de la ressource.

La question des nouvelles capacités de production soulève des préoccupations particulières en Ontario, notamment en raison du déclasserement éventuel des capacités actuelles et de la croissance de la demande. Selon l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), la demande devrait commencer à dépasser l'offre vers 2014. Les centrales alimentées au charbon doivent être mises au rancart d'ici là et la perte de capacités nucléaires débutera en 2013. L'OEO croit qu'en l'absence de nouvelles centrales, l'écart entre la demande (croissante) et l'offre (en diminution) atteindra 24 000 mégawatts en 2025.

Lorsqu'on ouvre les marchés à la concurrence, ce sont habituellement des investisseurs privés qui financent les nouvelles installations de production.

Dans le but de prévenir de tels déséquilibres entre l'offre et la demande, l'OEO s'est penché sur les options d'approvisionnement de l'Ontario en 2005 et a adressé au gouvernement des recommandations visant la composition future de l'offre : maintien de la part du nucléaire, remplacement du charbon en augmentant la part de la production alimentée au gaz naturel et celle des ressources renouvelables¹⁴⁷. On prévoit que la capacité de production passera de 30 662 MW en 2005 à 41 750 MW en 2025.

¹⁴⁷ Office de l'électricité de l'Ontario, *Rapport d'orientation du bouquet énergétique*, 2005. www.powerauthority.on.ca/Storage/19/1466_Part_1-0_Supply_Mix_Transmittal_Letter_and_Contents_FR_MAN_RR_OPA235887.pdf

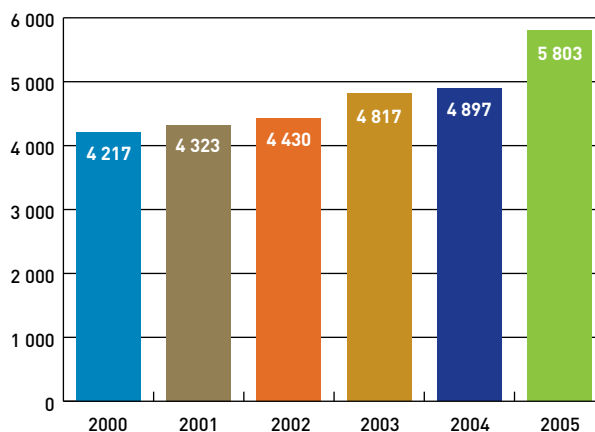
Transport

Le réseau nord-américain de transport de l'électricité comprend environ 204 000 milles de lignes à haut voltage, dont 158 000 milles se trouvent aux États-Unis. Une bonne partie du réseau est vieillissante et un certain nombre de goulots d'étranglement causent des problèmes au niveau de la fiabilité du réseau et des échanges d'électricité, de plus en plus fréquents¹⁴⁸.

De 2000 à 2005, les compagnies d'électricité américaines ont investi plus de 28 milliards de dollars dans les systèmes de transport de l'électricité des États Unis¹⁴⁹ (voir la figure 8.4).

Les processus de planification et d'approbation constituent un obstacle majeur à la mise en place de nouvelles capacités de transport en Amérique du Nord. Les raisons tiennent notamment à de multiples strates d'examen menés par les pouvoirs publics, à l'opposition du public à de nouvelles lignes et au chevauchement des niveaux de compétence (les lignes de transport ayant un impact dans plus d'une province ou d'un État). Les projets de transport peuvent aussi donner lieu à des

Figure 8.4
Investissements des compagnies d'électricité américaines dans les systèmes de transport (millions de dollars aux prix de 2005)



SOURCE : Edison Electric Institute, 2006.

¹⁴⁸ Pour un examen plus approfondi de la problématique du transport d'électricité, voir R.W. Gale et M. O'Driscoll, *The Case for New Electricity Transmission and Siting New Transmission Lines*, Washington, D.C., Edison Electric Institute, 2001.

¹⁴⁹ Edison Electric Institute, www.eei.org/industry_issues/energy_infrastructure/transmission/index.htm

inquiétudes au sujet des effets environnementaux de l'utilisation des terrains et des champs électriques et magnétiques. Une planification attentive des nouvelles capacités pourra aider à atténuer certains problèmes liés à la qualité de l'air ambiant en choisissant des emplacements éloignés des centres urbains ou d'autres zones nécessitant une attention particulière.

Même dans les marchés restructurés, le transport de l'électricité reste une activité monopolistique. La question de la planification, de la réglementation et du financement des nouvelles capacités de transport revêt une grande importance. Dans le même ordre d'idées, il faut également se demander dans quelle mesure la congestion caractérisant un réseau de transport devrait se refléter dans la tarification.

D'après les projections du NERC, les régions qui le composent ajouteront 7 100 milles de lignes de transport (de 230 kV ou plus) entre 2004 et 2013¹⁵⁰.

8.1 Instabilité des prix

Dans le cadre de la structure réglementée du passé, les tarifs que devaient payer la grande majorité des clients étaient fixés pour de longues périodes. Cette situation offrait une certaine stabilité aux consommateurs, mais les prix ne reflétaient pas la rareté relative de l'électricité (c'est-à-dire qu'ils n'augmentaient pas lorsque la capacité de production était limitée) et n'incitaient donc pas les consommateurs à économiser l'énergie. Avec le développement des marchés concurrentiels, les prix de l'électricité peuvent refléter la rareté relative (les prix étant plus élevés lorsque la capacité est limitée et plus faibles lorsqu'elle est excédentaire). Ce régime encourage une utilisation plus efficace de l'énergie (économies d'énergie) et il peut également signaler que de nouvelles ressources sont requises (par exemple, la hausse des prix peut indiquer aux investisseurs que le marché offre des possibilités lucratives). La figure 8.5 indique le prix moyen de l'électricité en 2006 pour les clients résidentiels qui utilisaient environ 1 000 kWh par mois dans 21 villes nord-américaines.

Certains pourraient craindre que le niveau élevé des prix ne reflète pas une véritable rareté sur le marché mais qu'il découle plutôt d'autres problèmes ayant trait au modèle de marché en place (un abus de position dominante sur le marché, par exemple; voir la section 8.3). Les fluctuations des prix, quelle qu'en soit la cause, pourraient ne pas correspondre aux attentes du public et des politiciens si, à leurs yeux, l'électricité est un « droit ». Dans certains marchés, cette situation a mené à des interventions politiques et à une incertitude plus grande quant à l'avenir de la restructuration.

Au Canada, certaines régions ont adopté la formule du « contrat patrimonial » pour protéger leurs résidents contre les fluctuations du prix de gros de l'électricité. Par exemple, le mandat d'Hydro-Québec Production l'oblige à assurer la fourniture de 165 TWh d'électricité patrimoniale par an au marché québécois, au prix de 2,79 cents le kWh (dotation en ressources hydro-électriques au profit des citoyens de la province)¹⁵¹. Au-delà de ce volume, l'entreprise est libre de vendre de l'électricité à Hydro-Québec Distribution ou à d'autres entités à des prix concurrentiels. Le taux s'appliquant à la réserve patrimoniale peut être abaissé mais ne peut pas être augmenté. Les taux résidentiels en vigueur au Québec à l'heure actuelle sont les plus bas en Amérique du Nord.

En Colombie-Britannique, le plan énergétique de 2002 a établi un contrat patrimonial portant sur une période initiale de 10 ans qui garantissait aux clients de BC Hydro qu'ils profiteraient des ressources peu coûteuses actuelles. Le plan de mise en œuvre de BC Hydro (*Energy Implementation Plan*, avril 2003) proposait un nouveau tarif pour les clients résidentiels (aux termes d'un contrat patrimonial) et un tarif variable en fonction de la quantité achetée pour les clients industriels¹⁵². Dans un rapport daté du 17 octobre 2003, la BCUC (British Columbia Utilities Commission) a appuyé ces deux propositions et a

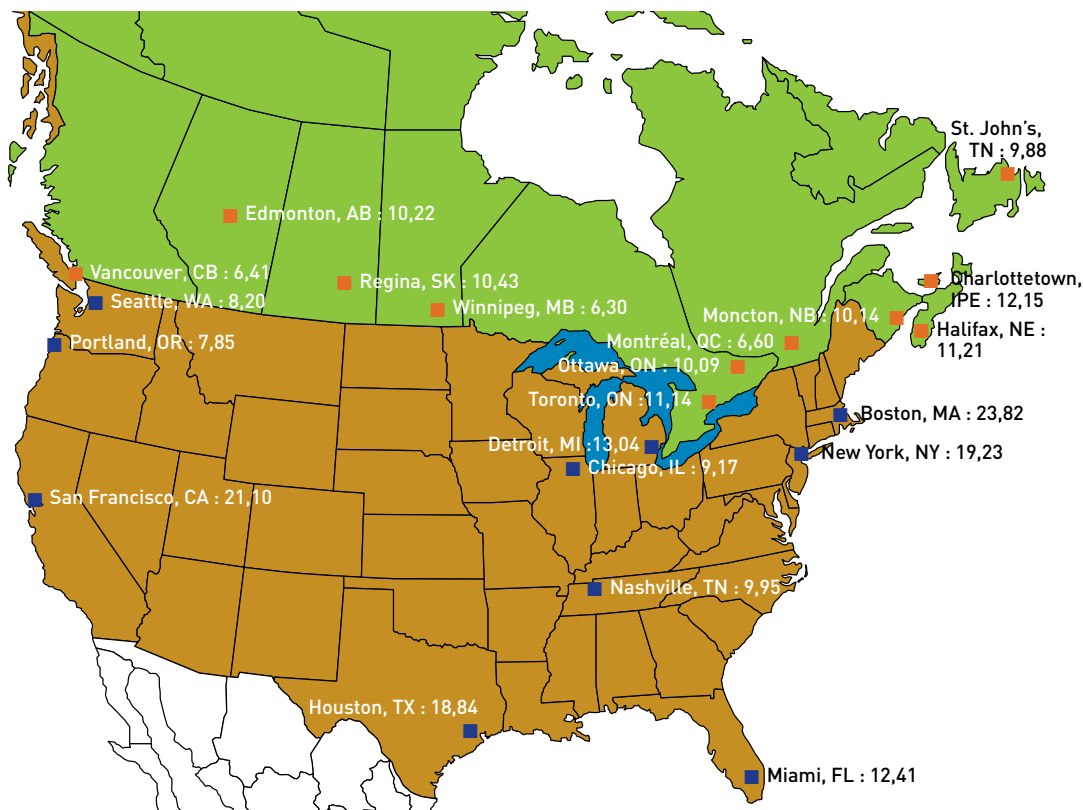
¹⁵⁰ Edison Electric Institute, « Meeting US Transmission Needs », juillet 2005, p. 23, www.eei.org/industry_issues/energy_infrastructure/transmission/meeting_trans_needs.pdf

¹⁵¹ « Avis de la Régie de l'énergie sur la distribution d'électricité aux grands consommateurs industriels », juin 2005, www.regie-energie.qc.ca/audiences/3563-05/A-2005-01_Sommaire_31mai2005.pdf

¹⁵² Résumé de l'atelier du 5 mars de BC Hydro sur les tarifs variables et les principes régissant l'accès, www.bchydro.com/rx_files/policies/policies4725.pdf

Figure 8.5

Prix moyens de l'électricité consommée par le secteur résidentiel dans les grandes villes nord-américaines le 1^{er} avril 2006 (cents canadiens par kWh)



SOURCE : Hydro-Québec, « Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines », 2006.

également recommandé qu'on envisage une tarification variable établie en fonction de la consommation horaire à l'intention des clients industriels¹⁵³.

8.2 Position dominante sur le marché

Dans un marché déréglementé, les producteurs d'électricité ont la possibilité d'exercer une emprise sur le marché en refusant de libérer une partie de la capacité disponible ou en haussant le prix auquel cette capacité est mise en vente. Pour que cette opération soit profitable, le producteur doit disposer sur le marché d'une capacité telle que les bénéfices qu'il en retire sont supérieurs à ceux qu'il sacrifie en ne vendant pas le reste de la capacité disponible.

Il peut être difficile de prouver qu'un producteur abuse de sa position dominante sur le marché. Cela pourrait être attribuable, d'une part, au fait qu'il est difficile de discerner les pics de consommation (car c'est peut-être dans les situations de capacité restreinte qu'il est le plus facile d'exercer une emprise sur le marché) ou, d'autre part, au fait que la menace d'une enquête et d'une intervention après coup par les instances de réglementation a suffi pour dissuader toute tentative d'abus. À la suite des soupçons exprimés au sujet du rôle qu'auraient joué les abus de position dominante et les comportements anti-concurrentiels dans la crise de l'électricité qui a sévi en Californie, la commission fédérale de contrôle de l'énergie (Federal Energy Regulatory Commission, ou FERC) a lancé des enquêtes

¹⁵³ British Columbia Utilities Commission, In the Matter of British Columbia Hydro and Power Authority and an Inquiry into a Heritage Contract for British Columbia Hydro and Power Authority's Existing Generation Resources and Regarding Stepped Rates and Transmission Access, *Report and Recommendations*, le 17 octobre 2003.

et émis des « ordonnances de justifier » (c'est-à-dire de soumettre des renseignements précis au sujet des gestes posés durant la crise) à l'encontre de certains fournisseurs¹⁵⁴. Aux yeux du président de la FERC, le succès qu'a remporté cette dernière en forçant certaines entreprises accusées d'avoir eu un comportement anti-concurrentiel à verser des réparations sert d'avertissement à toute compagnie qui pourrait être tentée de manipuler les marchés énergétiques¹⁵⁵.

Il peut aussi arriver que la capacité ne soit pas disponible sur le marché pour une raison autre qu'un abus de position dominante. Par exemple, les centrales de certains producteurs pourraient ne pas être concurrentielles au prix courant du marché, et il pourrait être préférable de les retirer de la production de base. Pour d'autres producteurs, il est possible que le modèle de marché en place ne favorise pas la fourniture d'électricité sur ce marché. Par exemple, s'il est impossible de prédire les cours de l'électricité de façon raisonnablement précise une heure ou une journée à l'avance, certains producteurs pourraient se voir dans l'impossibilité de réagir à temps, même s'ils étaient effectivement disposés à offrir l'électricité au prix du marché.

Dans bon nombre de marchés déréglementés (y compris en Alberta et en Ontario), les possibilités d'abus de position dominante sont limitées par le plafonnement des prix de gros, qui établit un niveau que les prix ne doivent pas dépasser. Le plafonnement des prix peut toutefois avoir des effets indésirables sur d'autres aspects du marché (y compris sur l'incitation à développer de nouvelles capacités). Il peut aussi y avoir des moyens moins importuns de s'attaquer aux situations de position dominante sur le marché (par exemple, le dessaisissement d'actifs parmi de nombreux producteurs).

8.3 Concurrence sans restrictions entre les détaillants

La *concurrence sans restrictions entre les détaillants* sur le marché de l'électricité est une autre phase du processus de restructuration¹⁵⁶. Dans un tel régime, tous les clients, industriels et résidentiels, peuvent choisir leur fournisseur d'électricité. Les avantages d'un régime concurrentiel au niveau du détail découlent du fait que les clients disposent de choix plus nombreux, ce qui peut inciter les compagnies de distribution et les détaillants à offrir un niveau de services correspondant davantage aux besoins des clients. La possibilité de choisir entre plusieurs détaillants concurrents est également le mécanisme par lequel les prix moins élevés résultant de la concurrence au niveau des prix de gros se répercutent sur les prix de détail. La présence d'un marché de gros concurrentiel fonctionnant de façon ordonnée et d'un régime transparent de prix au comptant est donc une condition préalable pour que les clients au détail puissent jouir des bienfaits éventuels de la concurrence. La concurrence au détail joue aussi un rôle important du fait qu'elle permet à tous les clients de saisir les signaux des prix. Si ceux-ci reflètent le coût véritable de la fourniture d'électricité, ils aideront à promouvoir l'efficacité au niveau des économies d'énergie, de la réaction de la demande et des signaux favorisant de nouveaux investissements.

Pour les grands consommateurs industriels, la concurrence au détail semble avoir remporté un certain succès, lorsque les clients ont accès à un plus grand nombre de fournisseurs et à des choix plus vastes. Pour les petits usagers (y compris les clients résidentiels), les résultats sont beaucoup moins probants. Dans plusieurs régions, notamment en Alberta, le degré de substitution (c'est-à-dire le nombre de clients qui ont changé de fournisseur) est très faible¹⁵⁷.

¹⁵⁴ U.S. Federal Energy Regulatory Commission, *Commission Issues Sweeping Show Cause Orders to Companies Alleged to Have Gamed Western Energy Markets; Hearings Set to Explain Actions, Address Remedies*, communiqué, le 25 juin 2003.

¹⁵⁵ U.S. Federal Energy Regulatory Commission, *FERC Approves Settlement with Reliant in California Cases; Proceeds Could Total \$50 million*, communiqué, le 2 octobre 2003.

¹⁵⁶ Avant la mise en place d'un régime de concurrence intégral, de nombreux marchés ont adopté un mode intermédiaire qui faisait place à la concurrence dans la vente aux gros clients industriels.

¹⁵⁷ Les taux de substitution sont plus élevés dans d'autres régions (au Texas, par exemple), où les choix relatifs aux taux réglementés s'accompagnent d'une certaine marge de manœuvre afin que des tarifs concurrentiels moins élevés puissent intéresser les clients. Il n'est toutefois pas certain que ces mesures soient suffisantes pour établir un marché concurrentiel dynamique.

Ceci reflète le fait que, pour les petits usagers, les économies facilitées par la concurrence ne sont pas très importantes et ne s'imposent pas à l'évidence. Avant de choisir un nouveau fournisseur, il importe de bien connaître le marché et de pouvoir discerner les avantages rattachés aux diverses options disponibles. C'est là un problème très fréquent lorsqu'on élargit les marchés de détail, bien que des résultats positifs aient été enregistrés dans certaines régions.

8.4 Modèle de marché standard

Les marchés qui ont été restructurés ne l'ont pas tous été de façon uniforme. Ceci a causé certaines difficultés dans le cas des marchés interconnectés régis par des règles différentes et a donné lieu à des désaccords quant au modèle optimal. La FERC a proposé un modèle de marché standard (MMS) pour surmonter certains de ces problèmes de façon à fournir des règles et des incitations qui s'appliqueront aux nouveaux investissements, et à favoriser la stabilité et abaisser les coûts¹⁵⁸.

Le MMS définit un cadre pour les marchés de gros qui a pour but de s'attaquer aux problèmes qu'on trouve dans les marchés restructurés (pouvoir dominant sur le marché, capacités insuffisantes, gestion et calcul des coûts de la congestion des réseaux de transport, établissement de règles du jeu uniformes du point de vue de la charge, des producteurs et des technologies). Bien que le MMS proposé aux États-Unis n'ait pas été adopté, les démarches des instances de réglementation en vue d'établir des structures uniformes ont également des incidences importantes sur la structure des marchés au Canada (et, dans une moindre mesure, au Mexique).

8.5 Autres questions

L'industrie de l'électricité doit aussi affronter les questions suivantes, entre autres :

- ▶ Dans quelle mesure l'efficacité énergétique accrue et la réaction de la demande représentent-elles, en termes économiques, une solution de rechange à la mise en valeur de nouvelles capacités de production?
- ▶ Compte tenu des prix élevés du gaz naturel et des préoccupations au sujet des émissions, quel sera le combustible préféré au moment de construire de nouvelles centrales électriques?
- ▶ Même dans les marchés restructurés, le transport reste une activité monopolistique. Quelle serait la meilleure façon de planifier, de réglementer et de financer les réseaux de transport?

La plupart des pays se penchent sur ces questions et sur d'autres aspects touchant l'offre, la demande et la structure du marché de l'électricité. La restructuration des marchés menée dans de nombreuses régions pour faciliter la concurrence dans certaines sphères du secteur a mis en lumière des problèmes et des opportunités qui ne sont pas encore suffisamment compris. Ces questions sont résolues de différentes façons dans les différentes régions du monde, et chaque pays a la possibilité de s'inspirer de ce que d'autres pays ont appris et d'adapter leurs solutions à ses propres besoins, menant ainsi une autre expérience qui pourra à son tour profiter à d'autres à l'avenir.

¹⁵⁸ U.S. Federal Energy Regulatory Commission, « SMD Questions and Answers », consulté à l'adresse www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/smd/nopr/q-a.pdf, le 17 mars 2004.

ANNEXE A Le secteur nord-américain du raffinage du pétrole (1970-2006)

Le pétrole brut est transformé en produits de consommation — essence et carburéacteur, par exemple — dans les raffineries où les courants de brut sont distillés et fractionnés, les molécules de pétrole sont craquées et les impuretés sont éliminées. Nous analysons ici l'évolution du secteur du pétrole en Amérique du Nord — États Unis, Canada et Mexique — au cours des années 1970 à 2006.

A.1 Parts nationales du raffinage et de la consommation

De 13,9 millions de barils par jour (Mb/j) en 1970, la capacité totale des raffineries nord-américaines actives a atteint son niveau le plus élevé en 1982, soit 22,2 Mb/j, ce qui était principalement attribuable à l'appui reçu du gouvernement américain, puis elle a diminué graduellement pour se chiffrer à 20,9 Mb/j en 2006. Notre analyse détaillée du secteur américain du raffinage dans les pages qui suivent permet de jeter un peu de lumière sur cette évolution.

Au cours de la période de 1970 à 2006, une proportion moyenne de 83,1 % de la capacité totale de raffinage de l'Amérique du Nord se trouvait aux États-Unis, le pays qui consomme le plus de pétrole au monde. Les proportions moyennes pour le Canada et le Mexique au cours de cette période se situaient à 10,0 et 6,9 %, respectivement. La figure A.1 montre les parts de chacun des trois pays en 1970 et en 2006, ainsi que la part moyenne de chacun sur l'ensemble de la période, afin d'illustrer les tendances d'expansion et de contraction des parts de la capacité dans le temps.

La figure indique les parts des États-Unis et du Canada ont baissé légèrement, tandis que celle du Mexique a plus que doublé, passant de 3,6 % en 1970 à 8,0 % en 2006. Par ailleurs, la part du Mexique en 2006 était supérieure à sa moyenne sur l'ensemble de la période, tandis que l'inverse était vrai pour les États-Unis et le Canada.

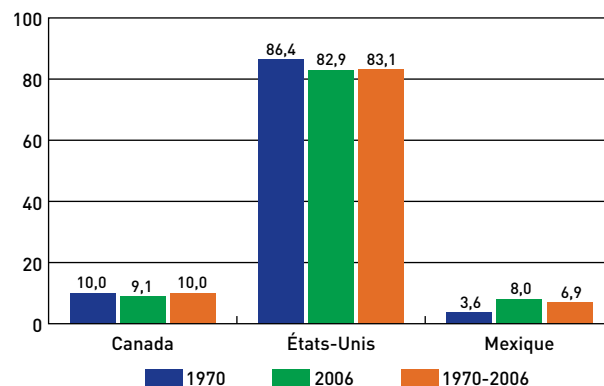
À l'instar de la capacité totale des raffineries actives, la consommation totale de produits du pétrole en Amérique du Nord a augmenté depuis 1970, alors qu'elle était de 16,7 Mb/j. Par contre, elle a atteint son niveau le plus élevé sur l'ensemble de la période de 1970 à 2006 à une date plus récente, soit 2005, la quantité consommée cette année-là s'établissant à 25,2 Mb/j. La consommation de pétrole a tendance à évoluer en parallèle avec le cycle économique et en proportion inverse des prix mondiaux du pétrole. C'est

ce qui explique la baisse de la consommation enregistrée à la fin des années 1970 et au début des années 1980, ainsi que la tendance à la hausse observée depuis.

La figure A.2 montre la répartition de la consommation entre les trois pays en 1970 et en 2006, ainsi que sur l'ensemble de la période 1970-2006. Lorsqu'on compare ces répartitions à celle des capacités de raffinage présentées à la figure A.1, on peut voir qu'en moyenne, aux États-Unis, la part de la consommation (84,2 %) était légèrement supérieure à celle des capacités de raffinage (83,1 %). De même, au Mexique, la part de la consommation (7,1 %) était légèrement supérieure à celle des capacités de raffinage (6,9 %). Au Canada, par contre, la part de la consommation (8,7 %) était inférieure de 1,3 point de pourcentage à celle des capacités de raffinage (10,0%).

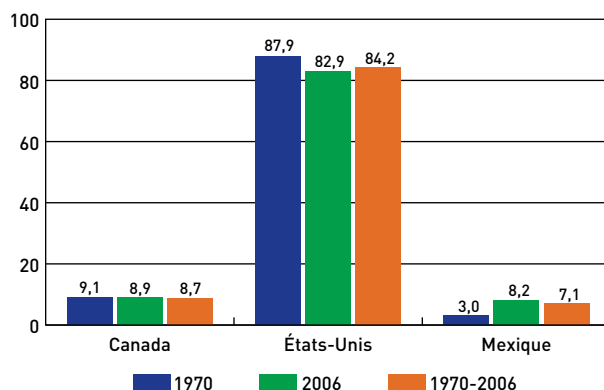
La figure A.2 montre que la part du Mexique par rapport à la consommation nord-américaine de produits du pétrole a connu une augmentation importante au cours de cette période, passant de 3,0 % en 1970 à 8,2 % en 2006. La part des États-Unis, par contre, s'est abaissée d'environ 3,7 points de pourcentage, tandis que celle du Canada a diminué très légèrement. Par ailleurs, la part du Canada en 2006 n'était que légèrement supérieure à la moyenne pour l'ensemble de la période; au Mexique, la part de la consommation en 2006 était de près de 1,1 % plus élevée que sur l'ensemble de la période, tandis que celle des États Unis était d'environ 1,3 % inférieure à la moyenne.

Figure A.1
Répartition des capacités de raffinage nord-américaines par pays, 1970, 2006 et moyenne sur la période 1970-2006 (pourcentage)



SOURCES : Calculs effectués à l'aide de données tirées des sources suivantes : pour les États-Unis, U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, page Web consultée en juillet 2007, www.eia.doe.gov/emeu/aer/txt/stb0509.xls; pour le Canada, Canadian Association of Petroleum Producers, Statistical Handbook for Canada's Upstream Petroleum Industry, juillet 2007; pour le Mexique, numéros de la revue Oil & Gas Journal au sujet de diverses raffineries, ainsi que U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, pages Web consultées en août 1977, www.eia.doe.gov/emeau/aer/interhtml et www.eia.doe.gov/emeu/aer/txt/ptb1109.html

Figure A.2
Répartition de la consommation nord-américaine de produits du pétrole par pays, 1970, 2006 et moyenne sur la période 1970-2006 (pourcentage)



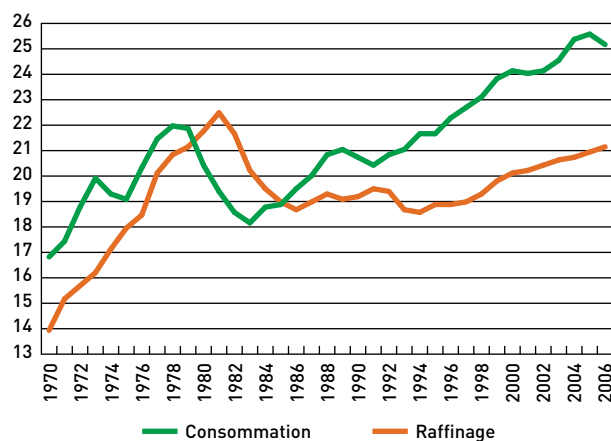
SOURCES : Calculs effectués à l'aide de données tirées des pages web suivantes : U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, www.eia.doe.gov/emeu/aer/txt/stb0509.xls consultées en juillet 2007, et www.eia.doe.gov/emeau/aer/interhtml et www.eia.doe.gov/emeu/aer/txt/ptb1109.html consultées en août 2007.

A.2 Capacités de raffinage opérationnelles et consommation : une comparaison

Nous établissons ci-après une comparaison entre l'ensemble des capacités de raffinage et l'ensemble de la consommation de produits du pétrole en Amérique du Nord. La figure A.3 montre que la capacité totale des raffineries opérationnelles était de 13,9 millions de barils par jour en 1970, alors que la consommation totale était de 16,7 Mb/j. Les capacités de raffinage accusaient donc un déficit d'environ 2,8 Mb/j par rapport à la consommation cette année-là.

Figure A.3

Capacité des raffineries de pétrole opérationnelles et consommation totale de pétrole en Amérique du Nord, 1970-2006 (millions de barils par jour)



SOURCES : Calculs effectués à l'aide de données tirées des sources suivantes : pour les États-Unis, U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, page Web consultée en juillet 2007, www.eia.doe.gov/emew/aer/txt/stb0509.xls; pour le Canada, Canadian Association of Petroleum Producers, Statistical Handbook for Canada's Upstream Petroleum Industry, juillet 2007; pour le Mexique, numéros de la revue Oil & Gas Journal pour diverses raffineries, ainsi que U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, pages Web consultées en août 2007, www.eia.doe.gov/emeau/aer/interhtml et www.eia.doe.gov/emew/aer/txt/ptb1109.html

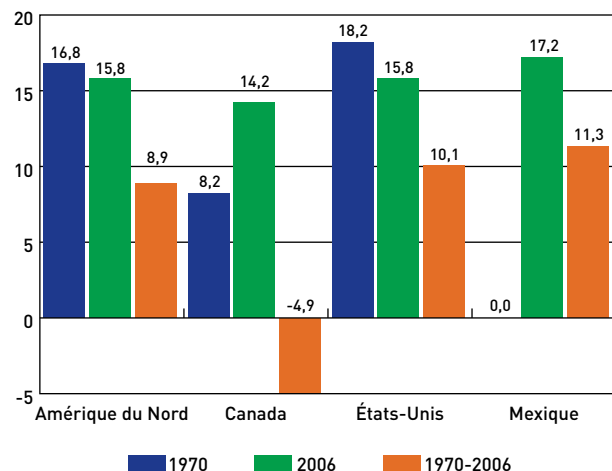
Ce déficit s'est transformé en excédent en 1980, ce qui était principalement attribuable à la croissance rapide du secteur du raffinage aux États-Unis. La capacité totale a atteint un niveau record en 1982, soit 22,2 Mb/j, tandis que l'écart par rapport à la consommation atteignait son point le plus élevé (près de 3,0 Mb/j) l'année suivante. En raison d'une réorientation des politiques énergétiques et de facteurs techniques et économiques, la tendance à la hausse qu'avaient connue les capacités de raffinage entre 1970 et 1981 a toutefois cédé la place à une forte baisse entre 1982 et 1986, et la consommation est restée supérieure aux capacités de raffinage tout au long des années 1986 à 2006. Bien que la capacité globale ait progressé à un rythme modéré depuis 1987, le niveau de 20,9 Mb/j enregistré en 2006 n'en accuse pas moins un déficit d'environ 1,3 Mb/j par rapport au sommet atteint en 1981. En 2006, la consommation se chiffrait à 24,8 Mb/j, soit environ 3,9 Mb/j de plus que la capacité de raffinage totale.

Qu'en est-il de la situation dans chacun des trois pays? La figure A.4 compare la situation individuelle de chacun à la moyenne pour l'ensemble de l'Amérique du Nord. Elle montre que les capacités de raffinage nord-américaines accusaient un déficit moyen de 8,9 % par rapport à la consommation entre 1970 et 2006; en 2006, cet écart était supérieur de 1 point de pourcentage à ce qu'il était en 1970.

En 1970, le niveau des capacités de raffinage était inférieur à celui de la consommation aux États-Unis et au Canada, tandis que les deux niveaux étaient à peu près identiques au Mexique. En 2006, les trois pays accusaient un déficit des capacités de raffinage par rapport à la consommation, l'écart cette année-là étant plus grand que l'écart moyen sur la période dans son ensemble.

Figure A.4

Écart entre la capacité de raffinage et la consommation pour l'Amérique du Nord dans son ensemble et pour chacun des trois pays, 1970, 2006 et moyenne sur la période 1970-2006 (pourcentage; un chiffre négatif indique un excédent de capacité)



SOURCES : Calculs effectués à l'aide de données tirées des sources suivantes : pour les États-Unis, U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, page Web consultée en juillet 2007, www.eia.doe.gov/emeu/aer/txt/stb0509.xls; pour le Canada, Canadian Association of Petroleum Producers, Statistical Handbook for Canada's Upstream Petroleum Industry, juillet 2007; pour le Mexique, numéros de la revue Oil & Gas Journal au sujet de différentes raffineries, ainsi que U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, pages Web consultées en août 2007, www.eia.doe.gov/emeu/aer/inter.html et www.eia.doe.gov/emeu/aer/txt/ptb1109.html

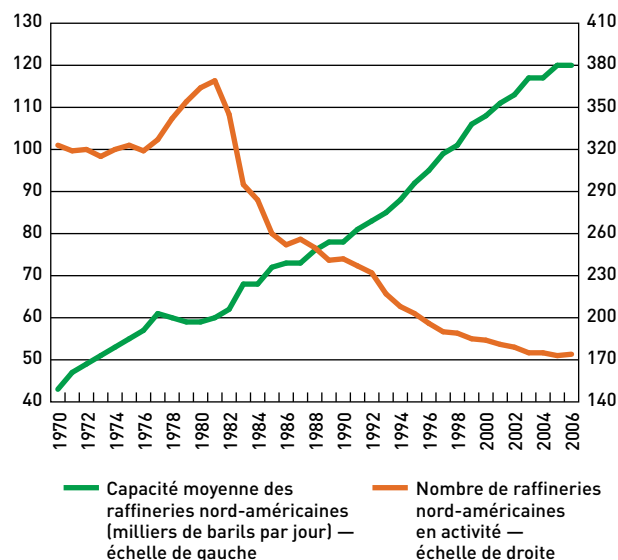
Au Mexique, la capacité de raffinage répondait entièrement aux besoins de la consommation en 1970 tandis qu'en 2006, elle affichait un déficit important à cet égard, soit 17,2 %. La situation était quelque peu différente au Canada, où la capacité de raffinage moyenne sur l'ensemble de la période était supérieure de 4,9 % à la consommation. Le déficit de 14,2 % enregistré en 2006 représentait toutefois un recul de 19,1 % vis-à-vis cette moyenne. Aux États-Unis, l'écart de 15,8 % observé en 2007 était inférieur aux 18,2 % enregistrés en 1970, mais il dépassait la moyenne d'environ 5,7 %.

A.3 Nombre de raffineries et capacité de raffinage moyenne

L'évolution du nombre de raffineries en Amérique du Nord et de leur capacité moyenne offre également d'intéressantes perspectives sur ce secteur. La figure A.5 montre que le nombre de raffineries opérationnelles s'est accru de 323 en 1970 à 369 en 1981, une augmentation qui était surtout attribuable à la croissance rapide de l'industrie américaine du raffinage. Depuis 1982, par contre, le nombre de raffineries a connu une baisse presque ininterrompue et n'était plus que 173 en 2005, pour connaître une très légère hausse (à 174) l'année suivante. Tout au long de cette période, la mise en place de normes de plus en plus rigoureuses

Figure A.5

Évolution du nombre et de la capacité moyenne des raffineries nord-américaines, 1970-2006 (milliers de barils par jour)



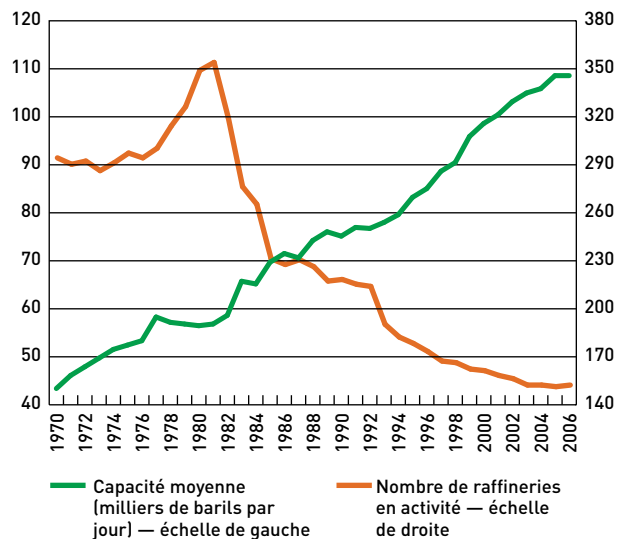
SOURCES : Calculs effectués à l'aide de données tirées des sources suivantes : pour les États-Unis, U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, page Web consultée en juillet 2007, www.eia.doe.gov/emeu/aer/txt/stb0509.xls; pour le Canada, Canadian Association of Petroleum Producers, Statistical Handbook for Canada's Upstream Petroleum Industry, juillet 2007; pour le Mexique, numéros de la revue Oil & Gas Journal au sujet de différentes raffineries, ainsi que U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, pages Web consultées en août 2007, www.eia.doe.gov/emeu/aer/inter.html et www.eia.doe.gov/emeu/aer/txt/ptb1109.html

pour assurer la qualité des produits raffinés a mené au développement de techniques de raffinage plus avancées et à la recherche d'économies d'échelle plus avantageuses, ce qui a entraîné une consolidation au sein de l'industrie, les petites installations étant absorbées par des usines plus grandes qui offrent une gamme de produits plus étendue. C'est ce qui explique que la capacité moyenne des raffineries nord-américaines a presque triplé, passant, entre 1970 et 2006, d'un minimum de 43 000 barils par jour à un maximum de 120 000 barils par jour.

Comme ce sont les États-Unis qui détiennent la part du lion dans l'industrie nord-américaine du raffinage (soit environ 82,9 % en 2006), l'évolution du nombre de raffineries et de leur capacité moyenne reflète de près celle des données relatives à ce pays. Au début des années 1970, le gouvernement américain, souhaitant abaisser le taux d'inflation, a mis en place un régime de contrôle des prix du pétrole (et de nombreux autres produits). C'est également à cette époque — en 1973 — que les pays exportateurs de pétrole ont mis un embargo sur les expéditions de pétrole vers les États-Unis et limité les quantités vendues sur le marché mondial, ce qui a provoqué une ascension spectaculaire des prix. Aux États-Unis, on a supprimé les contrôles sur les prix de la plupart des produits vers le milieu des années 1970, mais non pas sur ceux des produits du pétrole.

Les différents programmes mis en place par le gouvernement américain pour empêcher les prix du pétrole à la consommation de s'accroître ont provoqué un effet de distorsion du côté des investissements dans l'industrie du raffinage. Cette suspension des lois de la

Figure A.6
Évolution du nombre et de la capacité moyenne des raffineries américaines, 1970-2006
(milliers de barils par jour)



SOURCE : U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, site Web consulté en juillet 2007, <http://eia.doe.gov/emew/aer/txt.stb0509.xls>

concurrence a encouragé la construction de petites raffineries, dont la plupart étaient incapables d'offrir une gamme complète de produits mais jouissaient néanmoins d'une protection spéciale sur le marché. La plupart d'entre elles n'auraient pas été rentables dans un marché pleinement concurrentiel. C'est pourquoi le nombre de raffineries américaines opérationnelles est passé de 276 en 1970 à 324 en 1981 — un sommet inégalé (voir la figure A.6). La capacité de raffinage totale connaissait une évolution parallèle, passant de 12,0 millions de barils par jour (le chiffre le plus bas de toute la période de 1970 à 2006) à 18,6 Mb/j en 1981, son niveau le plus élevé à ce jour.

Les contrôles sur les prix du pétrole et la protection spéciale dont jouissaient les petites raffineries ont été supprimés en 1981, ce qui a entraîné la fermeture d'un bon nombre de ces dernières. Le nombre de raffineries nord-américaines opérationnelles a diminué de façon à peu près ininterrompue depuis. Aux États-Unis, sept raffineries par année, en moyenne, ont fermé leurs portes, de sorte qu'il n'en restait plus que 149 en 2006 (contre 324 en 1981). La capacité moyenne des raffineries américaines a augmenté de plus du double depuis 1981, passant de 57 472 à 116 369 barils par jour : alors que les petites raffineries cessaient leurs opérations, les usines de plus grande taille qui poursuivaient leurs activités voyaient leur capacité s'accroître. Aucune nouvelle raffinerie n'est apparue sur le marché depuis le début des années 1980. Quant à la capacité de raffinage totale des États-Unis,

elle n'a pas diminué constamment de 1981 à 2006 : de 18,6 Mb/j en 1981, elle a baissé jusqu'à 15,0 Mb/j en 1994, mais elle a recommencé à s'accroître par la suite en réponse à la croissance de la demande en produits raffinés, pour atteindre 17,3 Mb/j en 2006. Ce chiffre reste toutefois en deçà du sommet atteint précédemment, par une marge de 1,3 Mb/j.

L'augmentation des capacités de raffinage est le fruit de la hausse des investissements destinés à valoriser les usines déjà en place, ce qui a également aidé à réduire les coûts unitaires de production. Ce résultat tient notamment à l'adoption de techniques de plus en plus avancées, à la rationalisation de la gestion opérationnelle, aux installations destinées à éliminer les goulots d'étranglement et à une efficacité opérationnelle accrue.

ANNEXE B Infrastructure des pipelines de gaz naturel

Le réseau de pipelines américain a d'abord été conçu pour transporter le gaz naturel depuis les ports du golfe du Mexique et les champs de l'intérieur vers l'est, c'est-à-dire vers les consommateurs du Nord-Est et du Midwest, et vers l'ouest, c'est-à-dire vers la Californie.

Ces flux sont toutefois en voie de transformation, car les approvisionnements en provenance du nord et de l'est sont plus nombreux. Les sources « pionnières » — le gaz naturel liquéfié (GNL), le gaz provenant de l'Arctique et le gaz de la côte atlantique du Canada — occupent aujourd'hui une place plus importante dans la composition des approvisionnements nord-américains, et les investissements destinés à appuyer ces nouvelles sources vont modifier la structure du réseau. Sous l'effet de cette diversification géographique des sources d'approvisionnement, le système de pipelines de gaz naturel se rapproche davantage d'une structure en étoile, constituée de pivots auxquels se rattachent des réseaux. Cela s'est déjà produit dans le Midwest américain et se produira vraisemblablement dans le Nord-Est également, et on peut même voir se développer des structures de ce genre dans certaines autres régions, notamment en Alberta (voir la figure B.1).

Figure B.1
Infrastructure nord-américaine des pipelines de gaz naturel



ANNEXE C Facteurs de conversion

Tableau C.1

Équivalence des unités : énergie thermique et énergie électrique

Sources d'énergie	Équivalence			
	Btu	Kilojoules	Kilocalories	Kilowattheure
Un baril de pétrole brut (bl)	5 800 000	6 119 324	1 461 506	1 700
Une tonne de brut	42 514 000	44 854 644	10 712 836	12 460
Un pied cube de gaz naturel (pi ³)	1 026	1 082	259	0.30
Un mètre cube de gaz naturel	36 643	38 660	9 233	10.74
Une tonne de charbon	22 877 388	24 136 922	5 764 729	6 705
Une livre d'uranium (U ₃ O ₈)	212 222 425	223 906 511	53 476 597	62 199
Un kilo d'uranium (U ₃ O ₈)	467 870 360	493 629 360	117 895 715	137 125

SOURCES : British Petroleum (BP), U.S. Energy Information Administration et Université de la Californie à Berkeley.

Tableau C.2

Équivalence des unités : pétrole brut

Sources d'énergie	Pétrole brut	
	Barils de pétrole	Tonnes d'équivalent pétrole (Tep)
1 000 pieds cubes de gaz naturel	0,18	0,024
Une tonne de charbon	3,94	0,538
Une livre d'uranium (U ₃ O ₈)	36,59	5
Un kilo d'uranium (U ₃ O ₈)	80,67	11

SOURCES : British Petroleum (BP), U.S. Energy Information Administration et Université de la Californie à Berkeley.

Tableau C.3**Conversion générale des facteurs de l'énergie**

	En :	kJ	kcal	Tep	Btu	kWh
De :	multiplié par :					
Kilojoules (kJ)		1	0,2388344877	0,000000022294	0,947817122667	0,000277777778
Kilocalories (kcal)		4,187	1	0,000000093346	3,968	0,001162790698
Tonnes d'équivalent pétrole (Tep)		44 854 644	10 712 836	1	42 514 000	12 460
British Thermal Units (Btu)		1,05505585	0,252016129032	0,000000023522	1	0,000293083236
Kilowattheures (kWh)		3 600	860	0,000080255916	3 412	1

SOURCES : Agence internationale de l'énergie et British Petroleum.

GLOSSAIRE des termes clés

ACEEE : American Council for an Energy Efficient Economy.

Aérogénérateur : Génératrice alimentée par une éolienne.

AIE : Agence internationale de l'énergie.

ALENA : Accord de libre-échange nord-américain.

API : Indice de gravité spécifique mis au point par l'American Petroleum Institute.

ATEP : Approvisionnement total en énergie primaire.

Baril équivalent pétrole (Bep) : Unité de volume qui équivaut à 42 gallons américains (159 litres).

Bitume : Pétrole présent sous forme solide ou semi-solide dans des gisements naturels. Le bitume est une substance pâteuse qui représente entre 1 et 18 % de la composition des sables bitumineux.

British Thermal Unit (Btu) : Unité de mesure standard de l'énergie utilisée aux États-Unis. Équivaut à 0,9478 kilojoules.

BSOC : Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

CANDU : Acronyme de *Canadian Deuterium Uranium Reactor*. Modèle de réacteur standardisé destiné aux centrales nucléaires et mis au point au Canada. Les réacteurs produisant de l'électricité au Canada appartiennent tous au modèle CANDU.

Capacité calorifique (ou thermique) : Somme de la chaleur latente et sensible que renferme une substance combustible en sus de la chaleur qu'elle contient à une température et une pression données. Exprimée en joules par unité de volume ou de poids.

Capacité nominale : Puissance déployée lorsqu'un groupe générateur, un moteur primaire ou un autre équipement de production d'électricité fonctionne à plein régime dans certaines conditions spécifiées par le fabricant. La puissance nominale est généralement indiquée sur une plaque fixée à l'équipement.

Cellule photovoltaïque (PV) : Cellule qui transforme l'énergie solaire directement en énergie électrique.

Cendres : Impuretés contenant du silice, du fer, de l'alumine et d'autres matières non combustibles présentes dans le charbon. Les cendres augmentent le poids du charbon ainsi que son coût de manutention; elles altèrent les caractéristiques de combustion du charbon et diminuent sa puissance calorifique. Leur élimination à l'issue du processus de production d'électricité est un procédé coûteux.

Centrale : Installation comprenant un ou plusieurs groupes générateurs.

Centrale électronucléaire (centrale nucléaire) : Centrale dans laquelle la chaleur produite dans un réacteur au moyen de la fission du combustible nucléaire est utilisée pour actionner une turbine à vapeur.

Centrale (ou groupe générateur) de pointe : Installation qui ne fonctionne normalement que par intermittence durant les périodes (jours, semaines ou saisons) où le réseau électrique est soumis aux demandes les plus fortes.

Centrale thermique : Centrale alimentée au charbon, au pétrole, au gaz ou par un autre combustible fossile.

Centrale thermique à vapeur : Centrale dont le moteur primaire est une turbine à vapeur. La vapeur est produite par une chaudière alimentée par un combustible fossile ou par la chaleur produite par un réacteur nucléaire.

Champ Deep Panuke : Champ de gaz naturel situé sur un récif carbonaté au sud-est de Halifax, en Nouvelle-Écosse. Le champ fait présentement l'objet d'une évaluation en vue de son exploitation commerciale.

Changement de combustible : Substitution d'un type de combustible par un autre, en particulier adoption d'un combustible moins néfaste à l'environnement comme source d'énergie.

Charbon : Substance combustible solide, noire brunâtre, issue de la décomposition partielle de matières végétales privées de contact avec l'air. Le classement du charbon — qui comprend l'antracite, le charbon bitumineux, le charbon sub-bitumineux et le lignite — est fonction de la quantité de charbon fixe et de matières volatiles, et de sa puissance calorifique.

Charbon bitumineux : Le type de charbon le plus courant. Dense et noir (souvent avec des stries bien définies de matière lustrée ou mate), il a une teneur en humidité généralement inférieure à 20 %.

Charbon sub-bitumineux : Appelé aussi lignite noire; charbon d'un noir mat dont la teneur en humidité est de 20 à 30 %.

Charge : Quantité d'électricité requise à différents points du réseau électrique pour combler la demande, laquelle est fonction de la consommation des appareils et équipements électriques des consommateurs.

Charge de base : Production minimale d'électricité livrée ou requise à un rythme constant sur une période donnée.

Charge intermédiaire : Variations entre la charge minimale et la charge de pointe.

Chaudière : Appareil servant à la production de vapeur d'eau destinée à la production d'énergie, à l'utilisation industrielle ou au chauffage, ou produisant de l'eau chaude destinée au chauffage ou à l'alimentation en eau chaude. La chaleur dégagée par la source de combustion externe est transmise à un fluide contenu dans des tubes à l'intérieur de la chaudière. Ce fluide est acheminé vers la sortie, selon la pression, la température et la qualité désirées.

Cogénération : Production simultanée d'électricité et d'une autre forme d'énergie thermique utile (par ex. chaleur ou vapeur) à partir d'une source d'énergie unique (par ex. gaz naturel, biomasse) à des fins industrielles ou commerciales, ou pour le chauffage ou la réfrigération.

Combinaison des sources d'énergie : Terme décrivant la diversité des groupes générateurs utilisés pour la production d'électricité. Par exemple, une région pourrait utiliser l'hydroélectricité pour 35 % de sa production, l'énergie nucléaire pour 35 % et le charbon pour 30 %.

Combustible : Toute substance qui peut être brûlée, ou qui se prête à la fission nucléaire, dans le but de produire de la chaleur.

Combustible fossile : Combustible d'origine naturelle tel que le charbon, le pétrole et le gaz naturel.

Combustible irradié : Combustible nucléaire qui est retiré du réacteur après avoir été irradié et qui n'est plus utilisable en raison de l'appauvrissement de sa matière fissile, de l'accumulation de ses propriétés toxiques ou de sa radiodégradation.

Combustible nucléaire : Matières fissiles enrichies de sorte que leur composition puisse maintenir le phénomène de fission et créer une réaction en chaîne à l'intérieur d'un réacteur, nécessaire à la production contrôlée de chaleur.

Combustion : Combinaison de l'oxygène avec d'autres éléments au moyen d'une réaction chimique qui génère de la chaleur.

Conservation : Mesures prises pour réduire l'utilisation d'énergie, notamment par une meilleure efficacité, la réduction des déchets et la réduction de la consommation. On peut aussi abaisser la consommation par d'autres moyens, notamment en installant certains appareils (ordinateurs assurant une utilisation efficace de l'énergie), en les modifiant (par ex., pour améliorer le rendement d'une chaudière), en ajoutant des isolants, en modifiant les comportements, etc.

Consommation d'énergie : Quantité d'énergie consommée sous la forme qu'elle avait au moment de son achat par l'utilisateur. Le terme exclut la production d'électricité et les pertes lors de la distribution.

Consommation spécifique de chaleur : Mesure de l'efficacité de la transformation de l'énergie dans une centrale ou un groupe générateur. Rapport de la puissance calorifique du combustible utilisé dans la centrale (exprimé en kilojoules ou en Btu) au kWh d'énergie électrique nette produite.

Coût : Montant versé pour l'acquisition de ressources (par ex. centrale, outillage, combustible, main-d'œuvre et autres services).

Coût des émissions : Coût associé au rejet de substances dans l'environnement. Se rapporte généralement au coût associé au rejet de gaz ou de particules dans l'atmosphère.

Coût du stockage ou de l'évacuation du combustible irradié : Coût du stockage ou de l'évacuation du combustible nucléaire qui a été utilisé dans un réacteur et qui ne peut plus servir à la production économique d'électricité.

Coût irrécupérable : Coût engagé dans le passé, qu'on ne peut altérer par une décision présente ou future.

Déchets radioactifs : Matières issues de la production d'énergie nucléaire. S'ils ne sont pas stockés adéquatement, ces déchets peuvent détruire les organismes vivants.

Demande d'énergie : Quantité d'énergie nécessaire à la production de produits ou de services.

Densité : Proportion de grandes molécules riches en carbone dans le pétrole brut, exprimée en kilogrammes par mètre cube (kg/m^3) ou en degrés sur l'échelle de l'American Petroleum Institute; le pétrole de l'Ouest du Canada est considéré comme un brut léger à moyen — les pétroles de densité supérieure sont le pétrole lourd et le bitume.

Dépense : Obligation contractée en échange d'un actif ou d'un service.

Dépenses en capital (ou en investissements) : Somme des capitaux utilisés au cours d'une période donnée pour acquérir ou valoriser des actifs à long terme, telle une génératrice, une centrale électrique ou une pièce d'outillage.

Dioxyde de carbone (CO_2) : Gaz incolore, inodore et non toxique présent dans l'atmosphère. Le dioxyde de carbone est issu de la combustion des combustibles fossiles et d'autres procédés. Il est considéré comme un gaz à effet de serre car il piège dans l'atmosphère la chaleur (énergie infrarouge) émise par la terre et contribue ainsi à un éventuel réchauffement du globe.

Disponibilité d'une centrale (ou d'un groupe générateur) : Nombre d'heures pendant lesquelles l'installation est disponible pour la production d'électricité (sans égard à la puissance) pendant une période donnée, comparé au nombre total d'heures de la période.

Durabilité : Indicateur choisi dans le but de fournir de l'information sur les éléments essentiels du développement durable; la durabilité (ou viabilité) renvoie parfois à des caractéristiques systémiques telles que les capacités de charge de l'environnement ou aux relations interdépendantes entre l'économie, la société et l'environnement.

Durée de vie : Durée d'exploitation commerciale d'un bien considérée aux fins de l'évaluation économique ou financière de ce bien.

Effet de serre : Augmentation de la température moyenne près de la surface de la Terre, causée par la présence de gaz dans l'atmosphère (y compris le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde nitreux, l'ozone et les chlorofluorocarbones). L'effet de serre permet aux rayons solaires de pénétrer l'atmosphère mais absorbe le rayonnement infrarouge retournant vers l'espace.

Efficacité énergétique : Réduction de la quantité d'énergie utilisée par des appareils et systèmes finaux spécifiques, réalisée habituellement sans incidence sur les services fournis, par ex. appareils ménagers et d'éclairage éconergétiques, systèmes de chauffage, de ventilation et de climatisation d'air de haute efficacité (CVCA) ou modifications des commandes, conception de bâtiments éconergétiques, véhicules électriques avancés et systèmes de récupération de la chaleur.

Électricité d'origine nucléaire : Électricité produite par l'énergie thermique dégagée par la fission du combustible nucléaire dans un réacteur.

Émission : Rejet de gaz anthropiques dans l'atmosphère. Dans le contexte du changement climatique, les émissions s'entendent des gaz à effet de serre à effet radiatif important, par ex. l'émission de dioxyde de carbone pendant la combustion.

Émissions de CO₂ : Rejets de dioxyde de carbone au cours de la combustion des combustibles.

Énergie : Capacité de travail (énergie potentielle) ou transformation de cette capacité en mouvement (énergie cinétique). L'énergie se présente sous diverses formes, dont certaines sont facilement transformables et peuvent être transformées en des formes utiles pour le travail. La plus grande partie de l'énergie transformable de la planète provient des combustibles fossiles qui sont brûlés pour produire de la chaleur, laquelle agit comme support de transfert pour des moyens mécaniques ou autres utilitaires.

Énergie atomique du Canada limitée (EACL) : Entreprise de technologie et de génie nucléaires chargée de la conception et la mise au point du réacteur nucléaire CANDU et d'autres produits et services énergétiques de pointe.

Énergie électrique : Quantité d'électricité produite sur une période donnée. Les unités de mesure habituelles sont le kilowattheure (kWh), le mégawattheure (MWh) et le gigawattheure (GWh).

Énergie géothermique : Chaleur emmagasinée dans la Terre. Une fois recueillie, cette chaleur peut être utilisée pour chauffer des locaux ou produire de l'électricité.

Énergie hydroélectrique (hydroélectricité) : Électricité produite par une chute d'eau qui fait tourner une turbine.

Énergie primaire : Énergie contenue dans des ressources naturelles (par ex., le charbon, le pétrole brut, le rayonnement solaire ou l'uranium) qui n'a pas subi de conversion ou de transformation par l'homme.

Énergie renouvelable : Toute source d'énergie ou ressource énergétique qui se renouvelle constamment en vertu de processus naturels, qui peut être renouvelée par des moyens artificiels ou qui est considérée comme étant pratiquement inépuisable. Englobe les ressources solaires, éoliennes, géothermiques, hydroélectriques et ligneuses. Bien que certaines formations géothermiques puissent s'épuiser, la chaleur naturelle de la Terre constitue une réserve d'énergie potentielle pratiquement inépuisable. Les ressources renouvelables comprennent aussi certaines sources expérimentales ou peu développées, telles les énergies marémotrice et houlomotrice et les variations thermiques des océans.

ERCOT : Electric Reliability Council of Texas.

Exajoule : Unité d'énergie (10^{18} joules) souvent utilisée pour mesurer la consommation annuelle d'énergie dans le monde. Comparable à un quad. (1 EJ = 0,948 quad.).

Extraction (ou séparation) : Procédé utilisé pour séparer le bitume des sables bitumineux.

Facteur de capacité : Ratio de l'énergie électrique produite par une centrale pendant une période donnée à l'énergie électrique qui aurait pu être produite si la centrale avait fonctionné à pleine capacité durant la même période.

FERC : Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis).

Fission : Rupture d'un noyau d'atome.

Fondrière : Couche de matières végétales en décomposition imprégnée d'eau (de 1 à 3 mètres d'épaisseur), présente sur des morts-terrains.

Fuel léger : Mazout léger obtenu par distillation en raffinerie. Presque tous les dérivés du pétrole utilisés dans les moteurs à combustion interne et dans les turbines au gaz sont du mazout léger.

Gaz à effet de serre : Substances gazeuses, comprenant principalement le dioxyde de carbone, le méthane et les oxydes nitreux, dont on a montré qu'elles ont un effet de réchauffement sur l'atmosphère terrestre en piégeant le rayonnement solaire. Les gaz à effet de serre comprennent également les chlorofluorocarbones (CFC), un groupe de substances chimiques utilisées principalement dans les systèmes de réfrigération et dont l'usage est maintenant interdit ou strictement réglementé dans la plupart des pays industrialisés.

Gaz naturel : Mélange de gaz hydrocarbonés et non hydrocarbonés d'origine naturelle qu'on trouve dans des formations géologiques poreuses sous la surface de la Terre, souvent en association avec le pétrole. Son composant principal est le méthane. Utilisé comme combustible dans les chaudières et les turbines au gaz pour la production d'électricité.

Gaz naturel liquéfié (GNL) : Gaz naturel (principalement le méthane) qui a été liquéfié par refroidissement à moins 260 degrés Fahrenheit sous la pression atmosphérique.

Génératrice : Machine destinée à convertir l'énergie mécanique en énergie électrique.

Gestion de la demande : Planification, mise en œuvre et surveillance des activités des entreprises de services à la collectivité, visant à inciter les consommateurs à changer leur mode d'utilisation de l'électricité, notamment en ce qui concerne la période et le niveau de la demande. La gestion de la demande porte exclusivement sur les modifications du profil de charge et du type d'énergie utilisée obtenues grâce à des programmes administrés par les entreprises de services à la collectivité, et non sur les changements liés au fonctionnement normal du marché ou à l'imposition de normes d'efficacité énergétiques par les pouvoirs publics. La gestion de la demande couvre l'ensemble des objectifs du profil de charge, notamment la conservation stratégique et la gestion de la charge, ainsi que la croissance de la charge stratégique.

Gigajoule (GJ) : Milliard de joules.

Gigawatt (GW) : Milliard de watts.

Gigawattheure (GWh) : Milliard de wattheures.

Gpi³ std/j : Milliard de pieds cubes standard par jour. Unité de mesure normalisée de la production et de la consommation de gaz naturel et de gaz naturel liquéfié.

Groupe générateur : Tout ensemble comprenant un ou plusieurs réacteurs, chaudières, turbines à combustion ou autres moteurs primaires, génératrices et équipements d'appoint reliés entre eux physiquement et fonctionnant ensemble pour produire de l'énergie électrique.

Gypse : Sulfate de calcium, un minéral utilisé dans la fabrication de panneaux muraux et pour l'amendement des sols dans le cadre de la technologie des rejets miniers.

Hibernia : Le champ Hibernia, qui a été découvert en 1979, est situé à environ 315 kilomètres à l'est-sud-est de St. John's (Terre-Neuve), à 80 mètres de profondeur. Une plate-forme fixe comprenant une structure gravitaire et des installations de forage et de production assure la valorisation du champ.

Hydrate de gaz : Solide cristallin formé de molécules de gaz entourées par une « cage » de molécules d'eau.

Hydrocarbures : Vaste catégorie de composés organiques liquides, solides ou gazeux, formés uniquement de carbone et d'hydrogène, qui constituent la base de presque tous les produits pétroliers.

Hydrogène : Élément gazeux incolore, inodore et très inflammable. C'est le plus léger de tous les gaz et l'élément le plus abondant dans l'univers. On le trouve principalement dans l'eau (associé à l'oxygène) et dans les acides, les bases, les alcools, le pétrole et d'autres hydrocarbures.

Hydrophile : Qui est attiré par l'eau, dissout dans l'eau ou qui peut absorber l'eau.

IBF : Initiative des bâtiments fédéraux.

IIE : Initiative des innovateurs énergétiques.

Injection d'air verticale puis horizontale (IAVH) : Procédé qui combine l'injection et la combustion souterraine pour favoriser la mobilité des hydrocarbures dans le réservoir.

In situ : Dans son milieu naturel; la récupération in situ désigne les méthodes utilisées pour exploiter les gisements de bitume enfouis à une grande profondeur, notamment l'injection de vapeur ou de solvants et la combustion in situ.

Instabilité : Dans le domaine financier, l'instabilité des rendements sert à définir le risque. Plus les rendements sont instables (ou volatils), plus les risques sont élevés.

Installation : Emplacement ou site existant ou prévu dans lequel des moteurs primaires, des génératrices et/ou l'équipement nécessaire pour transformer l'énergie mécanique, chimique ou nucléaire en énergie électrique sont ou seront situés. Les groupes générateurs d'une installation peuvent appartenir ou non à la même catégorie de moteurs primaires.

Intensité énergétique : Quantité d'énergie nécessaire à la création d'un dollar de produit intérieur brut.

Joule : Unité de mesure internationale de l'énergie représentant l'énergie produite par un watt pendant une seconde. À plein rendement, 1 kilowattheure produit 3,6 mégajoules (ou 3,6 gigajoules par mégawattheure).

Kilowatt (kW) : Unité de mesure de l'énergie électrique. Équivaut à 1 000 watts. Il faut 1 kW de puissance pour faire fonctionner dix ampoules de 100 watts.

Kilowattheure (kWh) : Unité de mesure de l'énergie électrique.

Lignite : Charbon noir brunâtre de qualité inférieure, à teneur élevée en humidité et en substances volatiles.

Marché de gros de l'électricité : Vente et achat d'électricité des producteurs aux revendeurs et aux clients au détail. Comprend également la vente et l'achat de services accessoires (système de sécurité, fiabilité de la transmission, etc.).

Mb/j : Million de barils par jour. Unité de mesure du pétrole brut et des produits pétroliers.

MBtu : Million de British thermal units.

Mégawatt (MW) : Million de watts.

Mégawattheure (MWh) : Million de wattheures.

Méthane des gisements houillers (MGH) : Sous-produit de la formation du charbon présent dans la microstructure du charbon. La méthode de récupération habituelle consiste à pomper l'eau contenue dans le charbon pour en extraire le gaz. Le méthane est le principal élément du gaz naturel. Le MGH peut être acheminé dans les gazoducs sans traitement spécial.

MMS : Modèle de marché standard.

Morts-terrains : Couches de roches ou d'argile situées sous les tourbières.

Moteur primaire : Moteur, turbine, roué à aubes ou autre machine similaire qui alimente une génératrice électrique.

Mpi³ : Million de pieds cubes. Unité de mesure du gaz naturel et des produits gazeux.

Mtep : Million de tonnes d'équivalent pétrole.

NERC : North American Electricity Reliability Council.

OCDE : Organisation de coopération et de développement économiques.

OPEP : Organisation des pays exportateurs de pétrole.

PEEIC : Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne.

Pétrole : Mélange présent dans la nature, composé principalement d'hydrocarbures sous forme gazeuse, liquide ou solide.

Pétrole brut : Mélange d'hydrocarbures présent sous forme liquide dans des réservoirs naturels souterrains, qui demeure à l'état liquide sous la pression atmosphérique après un traitement dans des installations de séparation à la surface. Selon les caractéristiques du courant de brut, on trouve aussi :

- de petites quantités d'hydrocarbures présentes sous forme gazeuse dans des réservoirs naturels souterrains, qui passent à l'état liquide sous la pression atmosphérique. Ces hydrocarbures sont séparés du gaz de tête à la concession et sont ensuite mélangés avec le courant de brut sans que les deux substances soient mesurées séparément. On ajoute également au mélange du condensat de concession trouvé

sous forme liquide dans les puits de gaz naturel et récupéré dans des séparateurs de concession ou de champ pétrolier;

- de petites quantités de substances produites avec le pétrole, mais qui ne sont pas des hydrocarbures, par ex. le soufre et divers métaux;
- des gaz (*drip gas*) et des hydrocarbures liquides récupérés dans les sables bitumineux, le gilsonite et les schistes bitumineux.

Les liquides produits dans les usines de traitement du gaz naturel sont exclus. Le pétrole brut est raffiné afin de donner toute une gamme de produits pétroliers, notamment le mazout, l'essence, le diesel et le carburéacteur, les lubrifiants, l'asphalte, l'éthane, le propane et le butane, ainsi que de nombreux produits dont on tire de l'énergie et des substances chimiques.

Pétrole brut classique : Pétrole sous forme liquide, qui s'écoule naturellement et peut être pompé sans traitement ou dilution.

Pétrole brut lourd : Pétrole dense et visqueux, ayant une forte teneur de bitume, difficile à extraire au moyen de techniques classiques et dont le raffinage est plus coûteux.

Pétrole brut synthétique : Mélange d'hydrocarbures similaire au pétrole brut, obtenu par raffinage ou valorisation du bitume extrait des sables bitumineux.

Pétróleos Mexicanos (PEMEX) : Première entreprise pétrolière du Mexique, classée en septième position dans le monde.

Petroleum Administration for Defense District (PADD) : Regroupement géographique des 50 États et du District de Columbia en cinq districts, le PADD I étant lui-même divisé en trois sous-districts. Les districts sont les suivants :

PADD I (Côte Est)

PADD IA (Nouvelle-Angleterre) : Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island et Vermont.

PADD IB (région côtière centre-est) : Delaware, District de Columbia, Maryland, New Jersey, New York et Pennsylvanie.

PADD IC (région côtière sud-est) : Caroline du Nord, Caroline du Sud, Floride, Géorgie, Virginie et Virginie-Occidentale.

PADD II (Midwest) : Dakota du Nord, Dakota du Sud, Illinois, Indiana, Iowa, Kansas, Kentucky, Michigan, Minnesota, Missouri, Nebraska, Ohio, Oklahoma, Tennessee et Wisconsin.

PADD III (région du golfe du Mexique) : Alabama, Arkansas, Louisiane, Mississippi, New Mexico et Texas.

PADD IV (Rocheuses) : Colorado, Idaho, Montana, Utah et Wyoming.

PADD V (côte ouest) : Alaska, Arizona, Californie, Hawaii, Nevada, Oregon et Washington.

Pile à combustible : Appareil pouvant produire un courant électrique en transformant directement en énergie électrique l'énergie chimique d'un combustible (par ex. l'hydrogène), sans passer par l'énergie thermique comme la plupart des techniques de production d'électricité. La différence avec une pile électrique classique tient au fait que au lieu de stocker ses matières actives, par ex. le combustible et l'oxygène, à l'intérieur, la pile à combustible est ravitaillée de l'extérieur.

Prix : Valeur marchande ou autre contrepartie valable d'un bien ou d'un service, exprimée en argent.

Prix de gros : Prix de l'électricité vendue par les services d'électricité à la collectivité et les autres fournisseurs d'électricité.

Prix du combustible : Prix du combustible d'un groupe générateur au point d'achat. Exprimé ici en dollars par gigajoule (\$/GJ). Parfois exprimé en dollars par unité de poids ou de volume (p. ex., \$/tonne de charbon) et en puissance calorifique correspondante (p. ex., GJ/tonne).

Production brute : Énergie électrique produite par une centrale ou un groupe générateur avant de soustraire le coût d'exploitation et de maintenance de l'installation. Exprimée en mégawattheures (MWh) ou en gigawattheures (GWh).

Production d'électricité : Processus au cours duquel l'énergie électrique est générée par la transformation d'autres formes d'énergie.

Production nette : Production brute d'une centrale ou d'un groupe générateur moins la puissance requise pour l'exploitation de l'installation. Exprimée en mégawattheures (MWh) ou en gigawattheures (GWh).

Produit intérieur brut (PIB) : Valeur de la production économique totale d'un pays.

Produit national brut (PNB) : PIB d'un pays, plus la part du PIB des autres pays qui appartient à ses ressortissants, moins la part de son PIB qui appartient aux ressortissants des autres pays.

Produits résiduels : Produits du procédé de distillation des hydrocarbures.

Profit : Part du revenu qui reste une fois que toutes les dépenses de l'entreprise ont été effectuées.

Protocole de Kyoto : Amendement proposé à un traité international sur le réchauffement planétaire, la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). Les pays qui ont ratifié le Protocole se sont engagés à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre, tels que le dioxyde de carbone, qui sont liés au réchauffement de la planète.

Puissance : Quantité d'énergie produite par unité de temps. L'énergie électrique est généralement mesurée en watts.

Puissance absorbée par la centrale (ou le groupe générateur) : Énergie électrique requise pour l'exploitation d'une centrale ou d'un groupe générateur. On soustrait cette quantité d'énergie de la puissance totale pour obtenir la puissance nette.

Puissance (capacité d'une installation) : Capacité maximale d'une installation de production d'électricité, exprimée en kilowatts ou en mégawatts.

Puissance de pointe : Capacité de production électrique généralement réservée aux périodes de pointe.

Puissance électrique : Taux de livraison de l'énergie électrique. L'unité de mesure de la puissance la plus utilisée. Généralement exprimé en kilowatts (kW) ou en mégawatts (MW).

Puissance installée : Capacité mesurée au terminal de sortie du groupe générateur avant la réduction de la puissance utilisée pour l'exploitation de l'installation.

Puissance maximale : Charge maximale, exprimée en kilowatts ou en mégawatts, qu'une génératrice, centrale ou toute autre installation électrique peut produire dans certaines conditions spécifiques et pour une période donnée, sans excéder les limites autorisées de température et de résistance des matériaux.

Puissance nette : Capacité maximale d'une centrale ou d'un groupe générateur à satisfaire la demande d'électricité dans certaines conditions spécifiques. Correspond à la puissance de l'installation moins la puissance requise pour l'exploitation de celle-ci. Habituellement exprimé en mégawatts (MW).

Quad. : Quadrillion (10^{18}).

Raffinerie : Installation qui fabrique des produits pétroliers finis à partir du pétrole brut, des pétroles non finis, des gaz naturels liquides, d'autres hydrocarbures et de composés oxygénés.

Réacteur nucléaire : Dispositif à l'intérieur duquel une réaction de fission nucléaire en chaîne peut être produite de façon continue et contrôlée. Le secteur de l'électricité fait appel aux réacteurs nucléaires pour produire la vapeur servant à la production d'électricité.

Réacteur surgénérateur : Réacteur utilisant un procédé permettant de tirer jusqu'à 100 fois plus d'énergie de l'uranium qu'un réacteur à eau ordinaire.

Réchauffement de la planète : Hausse anticipée des températures mondiales, causée par l'accroissement des concentrations de gaz à effet de serre dans la basse atmosphère.

Rendement : Efficacité d'un groupe générateur pour convertir en énergie électrique l'énergie thermique d'une source de combustible. L'efficacité est exprimée en pourcentage et correspond à 3,6 divisé par la consommation spécifique de chaleur du groupe générateur (en GJ/MWh).

Rendement thermique : Pourcentage de la puissance thermique totale d'un combustible pouvant être convertie en puissance utile. Ratio de la puissance utile (ou rendement énergétique) à la puissance totale.

Réseau : Plan d'ensemble d'un système de transmission ou de distribution d'électricité.

Réseau électrique : Ensemble des installations et équipements d'un service d'électricité, ou de plusieurs services d'électricité reliés ensemble. Comprend toutes les installations de production, de transport, de distribution, de transformation et de protection nécessaires à la fourniture de l'électricité aux consommateurs.

Réserves énergétiques prouvées : Quantités estimatives des sources d'énergie dont la récupérabilité dans les conditions économiques et d'exploitation existantes est démontrée avec une certitude raisonnable par une analyse des données géologiques et techniques. Le lieu, la quantité et la qualité de la source d'énergie sont en général considérés comme étant bien établis dans ces réserves.

Résidu : Mélange d'eau, de sable, de silt et de fines particules d'argile, sous-produit de l'extraction du bitume des sables bitumineux.

Resources for the Future (RFF) : Groupe de réflexion établi à Washington, D.C.

RNCAN : Ressources naturelles Canada.

Sables bitumineux : Gisements de sable renfermant du bitume.

Sables compacts : Gaz de formations à faible perméabilité.

Sécurité d'approvisionnement : Politique qui évalue à la fois les risques liés à la dépendance envers des sources de combustible situées dans des régions éloignées et instables, et les avantages que peuvent procurer des sources intérieures et diversifiées.

Séparation à la vapeur : Utilisation de solvants pour réduire in situ la viscosité du bitume.

Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV) : Technique de récupération du pétrole lourd ou du bitume, qui fait appel au forage de deux puits horizontaux superposés, dont l'un est utilisé pour l'injection de vapeur et l'autre pour la production.

Source d'énergie intermittente : Génératrice (p. ex., une éolienne) dont le rendement peut varier considérablement sur une courte période en raison de la nature variable et imprévisible de la force motrice externe.

Technologie de gazéification intégrée à cycle combiné (GICC) : On procède à la combustion du charbon, de la vapeur d'eau et de l'oxygène dans le gazéifieur, pour produire un gaz de synthèse. Ce gaz à pouvoir calorifique moyen est nettoyé (débarrassé des particules et des composés de soufre) et introduit dans une turbine au gaz. La chaleur provenant des gaz d'échappement très chauds de la turbine et de la gazéification est dirigée vers une chaudière de récupération qui produit de la vapeur afin d'alimenter une turbine qui produira de l'électricité.

Tpi³ : Billion (10^{12}) de pieds cubes.

Turbine : Dispositif rotatif de puissance alimenté par l'énergie produite par un fluide (eau, vapeur, gaz chaud). La turbine convertit l'énergie cinétique d'un fluide en énergie mécanique en vertu du principe d'impulsion ou de réaction, ou des deux à la fois.

Turbine au gaz (ou à combustion) : Groupe générateur dont le moteur primaire est une turbine au gaz. Celle-ci consiste généralement en un compresseur axial et en une ou plusieurs chambres de combustion où le fluide, liquide ou gazeux, est brûlé. Les gaz chauds ainsi dégagés sont acheminés vers une turbine qui, sous l'effet de l'expansion des gaz, actionne une génératrice d'énergie électrique.

TWh : Billion de wattheures (térawattheure).

Unité de travail de séparation (UTS) : Mesure de la capacité d'enrichissement de l'uranium.

Uranium (U) : Élément métallique lourd naturellement radioactif (numéro atomique 92). Ses deux isotopes les plus courants sont l'uranium-235 et l'uranium-238. L'uranium-235 est indispensable à l'industrie nucléaire, car c'est le seul isotope présent en quantité suffisante dans la nature, qui puisse être fissionné par des neutrons thermiques. L'uranium-238 est également important parce qu'il absorbe les neutrons pour produire un isotope radioactif dont la décroissance donne l'isotope plutonium-239, lequel peut également être fissionné par des neutrons thermiques.

U.S. EIA: United States Energy Information Administration.

Utilisateur final : Entreprise ou particulier qui achète des produits pour son propre usage et non aux fins de revente (c.-à-d., un consommateur final).

Valorisation : Procédé de transformation du pétrole lourd ou du bitume en pétrole brut synthétique.

Véhicule électrique : Véhicule motorisé mû par un moteur électrique alimenté par des batteries rechargeables, des piles à combustible, des générateurs photovoltaïques ou d'autres sources de courant.

Viscosité : Résistance d'un fluide à l'écoulement.

Watt : Unité de mesure de l'énergie électrique. Correspond à un transfert d'énergie d'un joule en une seconde. Équivaut aussi à un courant d'un ampère produit sous la pression d'un volt au facteur de puissance unitaire.

Wattheure (Wh) : Unité de mesure de l'énergie électrique. Équivaut à la puissance d'un watt mis en jeu pendant une heure.

WECC: Western Electricity Coordinating Council.

West Texas Intermediate (WTI) : Pétrole brut dont le point de livraison principal est Cushing, en Oklahoma. Le prix au comptant du WTI sert de point de référence pour les contrats à terme pétroliers sur le NYMEX.

Sources du glossaire

Glossaire de l'énergie de l'EIA : www.eia.doe.gov/glossary/glossary_main_page.htm

Clean Coal Technology Compendium :

www.lanl.gov/projects/cctc/resources/library/glossary/glossaryf.html

Glossaire de la Commission de l'énergie de la Californie : www.energy.ca.gov/glossary/index.html

Dictionnaire du site Web Energy Vortex :
www.energyvortex.com/frameset.cfm?source=/energydictionary/energyvortex.htm

Glossaire de l'Agence européenne de l'environnement : glossary.eea.eu.int/EEAGlossary/completeGlossary.html?glossary=EEAGlossary

BIBLIOGRAPHIE

- Adelman, M.A. *The Genie Out of the Bottle: World Oil Since 1970*, Cambridge, Mass., MIT Press, 1995.
- _____. *The Economics of Petroleum Supply*, Cambridge, Mass., MIT Press, 1993.
- Adelman, M.A. et M.C. Lynch. *Natural Gas Supply to 2100*, Hoersholm, International Gas Union, 2003.
- Agence internationale de l'énergie. Clean Coal Centre, 2003.
- _____. *Electricity Information 2006*.
- _____. *Energy Balances of OECD Countries, 2006*.
- _____. *Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050*, Paris, OCDE, 2006.
- _____. *Energy to 2050: Scenarios for a Sustainable Future*, Paris, 2003.
- _____. *Extended Energy Balances*, 2007.
- _____. *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand*, Paris, OCDE, 2002a.
- _____. *Key World Energy Statistics 2006*, Paris, OCDE, 2006.
- _____. *Oil and Gas Information*, Paris, OCDE (publication annuelle).
- _____. *Oil Market Report*, Paris, OCDE (publication trimestrielle).
- _____. *Oil Crises and Climate Challenges: 30 Years of Energy Use in IEA Countries*, Bruxelles, 2004.
- _____. *Renewables Information*, Paris, OCDE, 2003.
- _____. *World Energy Investment Outlook*, Paris, OCDE/AIE, 2003b.
- _____. *World Energy Investment Outlook 2003*, novembre 2003.
- _____. *World Energy Investment Outlook, 2003 Insights*, 2003.
- _____. *World Energy Outlook, 2006*.
- _____. *World Energy Outlook to 2030*, Paris, OCDE, 2002c.
- Alberta Chamber of Resources. *Oil Sands Technology Roadmap: Unlocking the Potential*, January 30, 2004, consulté dans le site www.acr-alberta.com le 20 avril 2004.
- Alberta Energy and Utilities Board. *Alberta's Energy Reserves 2006 and Supply/Demand Outlook 2007-2016*, Statistical Series ST-98.
- Alexander's Gas & Oil Connections. « Kyoto Ratification to Have Limited Effect on Alberta Oil Sands », vol. 8, n° 23, 27 novembre 2003.
- Anthrop, D.E. « Hydrogen and Fuel Cells », *Oil & Gas Journal*, vol. 101, n° 39, p. 10-15, 2003.
- Association canadienne de l'électricité. www.canelect.ca
- Baird, E. « Fossil Fuels: The Key Sustainable Development », *World Energy*, vol. 6, n° 1, p. 34-61, 2003.
- Banque mondiale. www.worldbank.org
- BC Hydro. « Energy Implementation Plan », avril 2003.
- Beck, Peter et Malcolm Grimston. *Double or Quits? The Global Future of Civil Nuclear Energy*, Briefing Paper, The Royal Institute of International Affairs, avril 2002.
- Björnsson, J. « The Potential Role of Geothermal Energy and Hydro Power in the World Energy Scenario in the Year 2000 », *Proceedings of the 17th WEC Congress*, 1998.

- Bossel, H. *Earth at a Crossroads: Paths to a Sustainable Future*, Cambridge, Mass., Cambridge University Press, 1998.
- British Columbia Utilities Commission. *British Columbia Hydro and Power Authority and an Inquiry into a Heritage Contract for British Columbia Hydro and Power Authority's Existing Generation Resources and Regarding Stepped Rates and Transmission Access, Report and Recommendations*, le 17 octobre 2003.
- British Petroleum Co. *BP Statistical Review of World Energy 2007*, Londres, Royaume-Uni, www.bp.com.
- Canada. Affaires indiennes et du Nord Canada. « Guide sur l'exploration et l'exploitation minières dans les T.N.-O. — Commission canadienne de sûreté nucléaire », consulté à l'adresse nwt-tno.inac-ainc.gc.ca/mpf/authorit/cnucafc_f.htm.
- Canada. Environnement Canada. *Rapport d'inventaire national 1990-2004 — Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*, 2006, consulté à l'adresse www.ec.gc.ca/pdb/ghg/inventory_report/2004_report/ta8_2_e.cfm.
- Canada. Ministère de la Justice. *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*, consultée à l'adresse lois.justice.gc.ca/fr/showtdm/cs/N-28.3.
- Canada. Office national de l'énergie. *L'avenir énergétique au Canada — Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*, Calgary, Alberta, 3 juillet 2003.
- Canada. Ressources naturelles Canada. *Perspectives énergétiques du Canada — Scénario de référence de 2006*, consulté à l'adresse www.nrcan.gc.ca/com/resoress/publications/peo/peo2006-fra.pdf.
- _____. *Consommation d'énergie des gros appareils ménagers expédiés au Canada — Tendances 1990-2004*, décembre 2006, consulté à l'adresse oee.nrcan.gc.ca/Publications/statistiques/acfgam06/chapitre7.cfm?attr=0.
- Canada. Statistique Canada. *Extraction de pétrole et de gaz*, n° 26-213-XIF au catalogue.
- _____. *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada*, n° 57-003-XWF au catalogue.
- Canadian Energy Research Institute. *Cogeneration Opportunities and Energy Requirements for Canadian Oil Sands Projects — Parts I to IV*, CERI, étude n° 112, Calgary, Alberta.
- _____. *Incidence économique de l'industrie nucléaire au Canada*, juillet 2003.
- _____. *Oil Sands Industry Update, Production Outlook and Supply Cost, 2007-2027*.
- _____. *Oil Sands Supply Cost and Production Outlook, 2007-2027* (en préparation).
- Canadian Gas Potential Committee. *Natural Gas Potential in Canada*, Calgary, Alberta, 2001.
- Carroll, J. *Natural Gas Hydrates*, Burlington, Mass., Gulf Professional Publishing, 2003.
- Center for Energy Economics. *An Overview of LNG, Its Properties, Organization of the LNG Industry and Safety Considerations*, mise à jour de janvier 2007.
- Comité d'examen d'Ontario Power Generation. « Transforming Ontario's Power Generation Company », 18 mars 2004.
- Conference Board du Canada. *Renewable Energy in Canada*, Ottawa, Ontario, 24 septembre 2003.
- Conrille, J. et S. Frankhauser. *The Energy Intensity of Transition Economies*, Banque européenne pour la reconstruction et le développement, 2002.
- Conseil mondial de l'énergie. *New Renewable Energy Resources: A Guide to the Future*, Londres, Royaume-Uni, Conseil mondial de l'énergie, 1994.
- Crampton, P. *Electricity Market Design: The Good, the Bad and the Ugly*, Proceedings of the Hawaii International Conference on System Sciences, janvier 2003.

- Czamanski, D. *Privatization and Restructuring of Electricity Provision*, Westport, Conn., Praeger Publishers, 1999.
- Deffeyes, K.S. *Hubbert's Peak*, Princeton, N.J., Princeton University Press, 2001.
- Dixon, R. « Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050 », exposé présenté au Colloque annuel de l'Association nucléaire canadienne, 2007.
- Dunbar, R.B., M. Stogran., P. Chan et S. Chan. *Oil Sands Supply Outlook: Potential Supply and Costs of Crude Bitumen and Synthetic Crude Oil in Canada 2003-2017*, Calgary, Alberta, CERI, étude n° 108, mars 2004.
- Edison Electric Institute. « Actual and Planned Transmission Investment by Shareholder-Owned Electric Companies (2000-2009) » (graphique), consulté à l'adresse www.eei.org/common/images/industry_issues/Energy_Data_Alert/bar_Transmission_Investment.jpg.
- _____. « Meeting US Transmission Needs », juillet 2005, p. 23, consulté à l'adresse www.eei.org/industry_issues/energy_infrastructure/transmission/meeting_trans_needs.pdf.
- Edwards, G. et R. Edwards. *Electricity Generation in Canada: Tax Depreciation Issues Arising from Market Deregulation and Climate Change*, Calgary, Alberta, CERI, étude n° 87, 1999.
- Edwards, J.D. « Crude Oil and Alternative Energy Production Forecasts for the 21st Century: The End of the Hydrocarbon Era », *AAPG Bulletin*, n° 8, 1997, p. 292-305.
- États-Unis. Department of Energy. Energy Information Administration, Washington, D.C., www.eia.doe.gov.
- _____. *Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030*, février 2007.
- _____. *Annual Energy Review 2006*, juin 2007.
- _____. *Country Analysis Briefs: Canada*, janvier 2004.
- _____. *Country Analysis Briefs: Mexico*, mars 2004.
- _____. *Country Analysis Briefs: United States*, octobre 2003.
- _____. *International Energy Annual 2004, 2007* (plusieurs mois).
- _____. *International Energy Outlook 2007*, mai 2007.
- _____. *Long-Term World Oil Supply*, 2000.
- _____. *Renewables in Global Energy Supply*, novembre 2002.
- États-Unis. Department of Energy. Office of Electric Transmission and Distribution. « *Grid 2030* » — *A National Vision for Electricity's Second 100 Years*, juillet 2003.
- États-Unis. Federal Energy Regulatory Commission, Washington, D.C., www.ferc.gov.
- _____. *Commission Issues Sweeping Show Cause Orders to Companies Alleged to Have Gamed Western Energy Markets: Hearing Set to Explain Actions, Address Remedies*, communiqué, 25 juin 2003.
- _____. *FERC Approves Settlement with Reliant in California Cases; Proceeds Could Total \$50 Million*, communiqué, 2 octobre 2003.
- _____. SMD Questions and Answers, consulté à l'adresse www.ferc.gov/industires/electric/indus_act/smd/nopr/q-a.pdf le 17 mars 2004.
- GLJ Publications. *Canadian Natural Gas Focus*, juillet 2007.
- Goldenberg, J. et S.T. Coelho. « Renewable Energy: Traditional vs. Modern Biomass », *Energy Policy*, vol. 32, n° 6, 2004, p. 711-714.
- Grimston, M.C. et P. Beck. *Double or Quits: The Global Future of Nuclear Power*, Londres, Royaume-Uni, Royal Institute of International Affairs, 2002.
- Grubler, A. et coll. « Dynamics of Energy Technologies and Global Change », *Energy Policy*, vol. 27, 1999, p. 247-280.
- Haas, A. et coll. « How to Promote Renewable Energy Systems Successfully and Effectively », *Energy Policy*, vol. 32, n° 6, 2004, p. 833-839.

- Harper, F.G. *Ultimate Hydrocarbon Resources in the 21st Century*, Birmingham, Alabama, AAPG, 1999.
- Heinberg, R. *The Party's Over: Oil, War and the Fate of Industrialized Societies*, Colombie-Britannique, New Society Publishing, 2003.
- Hoffman, P. *Tomorrow's Energy; Hydrogen, Fuel Cells and the Prospect for a Cleaner Planet*, Cambridge, Mass., MIT Press, 2001.
- Hydro-Québec. « Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines », 2006.
- Jensen, J.T. « The LNG Revolution », *The Energy Journal*, vol. 24, n° 2, 2003, p. 1-46.
- Jevons, S. *The Coal Question*, 1865.
- Johansson, T., K. McCormick-Brennan et Lena Neij. *The Potentials of Renewable Energy*, 25 mars 2004.
- Johnston, D. *International Exploration Economics, Risk and Contract Analysis*, Tulsa, Oklahoma, Penn Well Corporation, 2003.
- Johnston, W. « Historical Data Related to Climate Change », consulté à la page web www.johnstonsarchive.net/environment/co2table.html.
- Koch, F. « Hydropower, Society and the Environment », *Energy Policy Special Issue*, vol. 30, n° 14, 2002.
- Laherrere, J.H. « Future of Oil Supplies », *Energy Exploration and Exploitation*, vol. 21, n° 3, p. 227-267, 2003.
- Landsberg, Hans H. « Energy in Transition: A View from 1960 », *The Energy Journal*, vol. 6, n° 2, avril 1985.
- Landsberg, Hans H., Leonard L. Fischman et Joseph L. Fisher. *Resources in America's Future: Patterns of Requirements and Availabilities 1960-2000*, Resources for the Future, Baltimore, Mar., Johns Hopkins Press, 1963.
- Linden, H.R. « Rising Expectation of Ultimate Oil and Gas Recovery to Have Critical Impact on Energy, Environmental Policy », *Oil and Gas Journal*, vol. 102, n° 3, 2004, p. 18-28 (partie 1) et vol. 102, n° 4, 2004, p. 18-28 (partie 2).
- Mabro, R. et I. Wybrew-Bond. *Gas to Europe: The Strategies of the Major Suppliers*, Oxford, Oxford University Press, 1999.
- Maugers, L. « Time to Debunk Mythical Links Between Oil and Politics », *Oil & Gas Journal*, vol. 101, n° 48, 2003, p. 18-28.
- Mlotok, Paul. « Long-term Factors Affecting the Energy Industry », *Geopolitics of Energy*, vol. 21, n° 2, Calgary, Alberta, Canadian Energy Research Institute, février 1999, p. 9-12.
- Mortensen, P., M. Foss, B. Bowers et P. Miles. *Potential Supply and Costs of Natural Gas in Canada*, Calgary, Alberta, Canadian Energy Research Institute, étude n° 107, juin 2003.
- Nadel, S., G. Gordon et C. Neme. *Using Targeted Energy Efficiency Programs to Reduce Peak Electrical Demand and Address Electric System Reliability Problems*, American Council for an Energy Efficient Economy, 2000.
- Nations Unies. Commission mondiale sur l'environnement et le développement. *Notre avenir à tous* (rapport Brundtland), Montréal, Editions du Fleuve, 1988.
- Nations Unies. Division de la population. *World Population Prospects: The 2006 Revision*. New York, Publications de l'ONU, 2006.
- Nations Unies. Programme des Nations Unies pour le développement. *Rapport mondial sur le développement humain 2006 : Au-delà de la pénurie: pouvoir, pauvreté et crise mondiale de l'eau*, consulté à l'adresse hdr.undp.org/en/media/hdr_2006_fr_tables.pdf.
- Natural Gas Vehicle Coalition. Site Web, www.naturalgas.org.

- North American Electric Reliability Council.
www.nerc.com
- North American Energy Working Group. *The Energy Picture*, juin 2002, consulté à l'adresse www.eia.doe.gov/emeu/northamerica/engindex.htm.
- Nouvelle-Écosse. *Nova Scotia Energy Strategy: Seizing the Opportunity*, vol. 2, partie III, Electricity, 2002, disponible à l'adresse www.gov.ns.ca/energy/documents/Vol2III.pdf.
- Nouvelle-Écosse. Electricity Marketplace Governance Committee. *Process for New Capacity*, Issue Paper, 5 février 2003.
- Odell, P. *Why Carbon Fuels Will Dominate the 21st Century's Global Energy Economy*. Multi-Science Publishing Co., 2004.
- Office de l'électricité de l'Ontario. *Rapport d'orientation du bouquet énergétique*, décembre 2005.
- Organisation des pays exportateurs de pétrole. *Monthly Oil Market Report*, janvier 2004.
- Process Energy Solutions. « Current IGCC Status and World Map », consulté à l'adresse www.processenergys.com/education-status.html.
- Québec, Régie de l'énergie du Québec. « Avis de la Régie de l'énergie sur la distribution d'électricité aux grands consommateurs industriels », mai 2005, consulté à l'adresse www.regie-energie.qc.ca/audiences/3563-05/A-2005-01_31mai2005.pdf.
- Schwartz, Peter. *The Art of the Long View*, New York, Doubleday, 1991.
- Shell IPC. *Energy Needs: Choice and Possibilities: Scenarios to 2050*, Londres, Royaume-Uni, 2001.
- Skov, A. « World Energy Beyond 2005 », *Journal of Petroleum Technology*, janvier 2003.
- Sokolov, Y. et A. Macdonald. « Nuclear Power: Global Status and Trends », *Nuclear Energy 2006*, Touch Briefings, p. 15-18.
- Swedish NGO Secretariat on Acid Rain. *Fact Sheet #12*, consulté à l'adresse www.acidrain.org.
- Tampier, Martin. *Promoting Green Power in Canada*, Pollution Probe, novembre 2002, consulté à l'adresse www.pollutionprobe.org/Reports/greenpower.pdf.
- TradeTech, LLC. *Uranium Info*, www.uranium.info.
- Transmission Administrator of Alberta. *2002 Tariff: Terms and Conditions of Service*, consulté à l'adresse web.ta-alberta.ca/cs/Terms_and_Conditions.pdf.
- World Nuclear Association. www.world-nuclear.org