



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

L'Énergie L'Énergie au Canada L'Énergie au Canada au Canada

OFFRE ET DEMANDE
jusqu'à 2025



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

L'Énergie
L'Énergie au Canada
L'Énergie au Canada
au Canada

OFFRE ET DEMANDE
jusqu'à 2025

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1999 représentée
par l'Office national de l'énergie

No du cat. NE23-15/1999F
ISBN 0-662-83827-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues
officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du:

Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique: orders@neb.gc.ca
Télécopieur: (403) 292-5503
Téléphone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office:
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1999 as
represented by the National Energy Board

Cat No. NE 23-15/1999E
ISBN 0-662-27950-6

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta T2P 0X8
E-Mail: orders@neb.gc.ca
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For Pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

AVANT-PROPOS	vi
CHAPITRE 1 : TENDANCES ET ENJEUX	1
CHAPITRE 2 : HYPOTHÈSES ET SCÉNARIOS	5
2.1 Introduction	5
2.2 Prix mondiaux du pétrole	5
2.3 Hypothèses économiques	6
2.4 Scénarios	10
2.5 Analyses de sensibilité	11
CHAPITRE 3 : DEMANDE	13
3.1 Introduction	13
3.2 Demande totale d'énergie secondaire	13
3.3 Demande d'énergie secondaire par secteur	14
3.3.1 Secteur résidentiel	14
3.3.2 Secteur commercial	17
3.3.3 Secteur industriel	19
3.3.4 Transport routier	24
3.3.5 Autres secteurs du transport	28
3.3.6 Utilisation d'hydrocarbures à des fins non énergétiques	29
3.4 Demande d'énergie secondaire par région	30
3.4.1 Provinces de l'Atlantique	30
3.4.2 Québec	31
3.4.3 Ontario	31
3.4.4 Manitoba	31
3.4.5 Saskatchewan	32
3.4.6 Alberta	32
3.4.7 Colombie-Britannique et les Territoires	32
3.5 Demande d'énergie primaire	33

CHAPITRE 4 : ÉLECTRICITÉ	34
4.1 Introduction	34
4.2 Restructuration du secteur de l'électricité	34
4.3 Méthodologie	34
4.4 Demande d'électricité, capacité et production	35
4.5 Demande d'électricité, capacité et production par province et par territoire	37
4.5.1 Terre-Neuve et Labrador	37
4.5.2 Île-du-Prince-Édouard	37
4.5.3 Nouvelle-Écosse	38
4.5.4 Nouveau-Brunswick	38
4.5.5 Québec	39
4.5.6 Ontario	39
4.5.7 Manitoba	40
4.5.8 Saskatchewan	40
4.5.9 Alberta	41
4.5.10 Colombie-Britannique	41
4.5.11 Yukon	42
4.5.12 Territoires du Nord-Ouest et Nunavut	42
4.6 Commerce interprovincial et international	42
4.6.1 Capacité de transport	42
4.6.2 Commerce interprovincial	42
4.6.3 Commerce international	43
4.7 Demande d'énergie primaire pour la production d'électricité	43
4.7.1 Hypothèses concernant le rendement thermique	43
4.7.2 Demande primaire par combustible	45
4.8 Analyses de sensibilité	46
4.8.1 Sensibilité liée au transport de l'électricité	46
4.8.2 Sensibilité aux technologies de remplacement et aux combustibles renouvelables	46
4.8.3 Sensibilité à l'énergie nucléaire	47
CHAPITRE 5 : GAZ NATUREL	48
5.1 Introduction	48
5.2 Réserves et ressources canadiennes	48
5.2.1 Gaz classique - Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	48
5.2.2 Ressources de gaz non classique	48
5.2.3 Plate-forme Scotian	50

5.2.4	Région pionnière de la côte Est	50
5.2.5	Régions pionnières du Nord	50
5.2.6	Autres régions pionnières	50
5.3	Réserves et Ressources américaines	50
5.4	Modèle North American Regional Gas	50
5.5	Coûts de l'offre	52
5.6	Productibilité du BSOC - Ressources classiques	52
5.6.1	Réserves établies	53
5.6.2	Réserves non raccordées	53
5.6.3	Additions aux réserves	53
5.7	Résultats et analyse	54
5.7.1	Production de gaz classique dans le BSOC	54
5.7.2	Nombre de puits complétés de puits de gaz dans le BSOC	54
5.7.3	Production totale canadienne	54
5.7.4	Prix	56
5.7.5	Exportations	58
5.7.6	Demande et production aux États-Unis	59
5.8	Analyses de sensibilité	61
5.8.1	Sensibilité aux prix du pétrole	61
5.8.2	Sensibilité à l'énergie nucléaire	61
5.9	Nouvelle technologie de transport	62
5.9.1	Transport de gaz comprimé	62
5.9.2	Conversion de gaz en combustibles liquides	62
5.10	Comparaisons avec d'autres projections	62
CHAPITRE 6 : LIQUIDES DE GAZ NATUREL		64
6.1	Introduction	64
6.2	Aperçu du réseau de transport et de la production de LGN	64
6.2.1	Principaux réseaux pipeliniers	64
6.2.2	Installations d'extraction et de traitement	64
6.2.3	Offre de LGN	65
6.3	Offre, demande et exportations potentielles de LGN	65
6.3.1	Éthane	65
6.3.2	Propane	66
6.3.3	Butanes	66

CHAPITRE 7 : PÉTROLE BRUT ET ÉQUIVALENTS	68
7.1 Introduction	68
7.2 Réserves et ressources	68
7.2.1 Ressources - Pétrole brut classique	68
7.2.2 Ressources - Pétrole brut non classique	71
7.3 Profils de puits types	71
7.4 Coûts de l'offre et ressources récupérables	72
7.4.1 Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	72
7.4.2 Grands Bancs de Terre-Neuve	74
7.4.3 Pétrole brut non classique et pétrole des régions pionnières	74
7.5 Nombre de puits complétés dans le BSOC	74
7.6 Offre de pétrole brut	75
7.6.1 Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	75
7.6.2 Est du Canada	76
7.6.3 Régions pionnières du Nord	77
7.7 Sables bitumineux	77
7.7.1 Sables bitumineux - Pétrole brut valorisé	78
7.7.2 Sables bitumineux - Bitume	78
7.8 Écart de prix entre le pétrole lourd et le pétrole léger	79
7.9 Valorisation régionale	80
7.10 Offre de pentanes plus et besoins en diluants	80
7.11 Offre disponible nette - Pétrole brut et équivalents	81
7.12 Besoins des raffineries en charges d'alimentation	82
7.12.1 Besoins totaux des raffineries en charges d'alimentation	82
7.12.2 Besoins en charges d'alimentation par type de pétrole brut	83
CHAPITRE 8 : CHARBON	86
8.1 Introduction	86
8.2 Ressources et réserves canadiennes de charbon	86
8.3 Prix	87
8.4 Demande intérieure	88
8.5 Commerce du charbon	88
8.6 Production de charbon	89
8.7 Technologies du charbon	89

CHAPITRE 9 : SOURCES ET UTILISATIONS DE L'ÉNERGIE	90
9.1 Introduction	90
9.2 Production d'énergie primaire	90
9.3 Importations	91
9.4 Demande d'énergie primaire	91
9.5 Exportations	92
9.6 Exportations nettes	92
CHAPITRE 10 : ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE	93
10.1 Introduction	93
10.2 Méthodologie	93
10.3 Émissions en 1997	94
10.4 Prévisions des émissions	94
10.4.1 Résultats d'ensemble	94
10.4.2 Émissions sectorielles	95
GLOSSAIRE	98
ANNEXE 1 : OBSERVATIONS ÉCRITES	103
Liste des tableaux: ANNEXE 2 À ANNEXE 10	104

Avant-propos

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) a été créé par une loi du Parlement en 1959. En vertu des pouvoirs de réglementation que lui confère la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi), l'Office autorise les exportations de pétrole, de gaz et d'électricité; autorise la construction de pipelines interprovinciaux et internationaux ainsi que celle de lignes internationales de transport d'électricité; établit des droits justes et raisonnables applicables aux pipelines de ressort fédéral; et régit certaines des activités pétrolières et gazières menées sur des terres situées dans le Nord canadien. La Loi exige également que l'Office examine périodiquement les perspectives de l'offre canadienne pour tous les principaux produits énergétiques, dont l'électricité, le pétrole et le gaz naturel et leurs sous-produits, et la demande nationale et étrangère d'énergie de source canadienne.

Depuis sa création, l'Office a établi et mis à jour des prévisions concernant l'offre et les besoins en énergie, et il a publié ses conclusions de temps à autre, à commencer par la parution de son premier rapport sur les perspectives à long terme en 1967. Dans une décision rendue en juillet 1987, l'Office a adopté la méthode d'examen axée sur les conditions du marché¹ (MEACM), au lieu du critère de l'excédent de réserves, pour la réglementation des exportations de gaz. À l'époque, l'Office avait indiqué son intention de continuer à publier les rapports *L'Énergie au Canada - Offre et la demande* dans le volet suivi de la MEACM. Le dernier rapport sur l'offre et la demande d'énergie a été publié en 1994.

Les objectifs de ces rapports sont les suivants :

- présenter une analyse détaillée de tous les marchés énergétiques et leurs perspectives, à titre de source de référence pour toutes les parties intéressées aux questions et aux tendances relatives à l'énergie au Canada;
- fournir un cadre pour les discussions publiques sur les nouveaux enjeux énergétiques d'importance nationale;

- examiner les perspectives de l'offre, de la demande et des prix du gaz naturel au Canada conformément à la MEACM.

Lors de la préparation des rapports *L'Énergie au Canada - Offre et la demande*, l'Office a toujours recueilli les points de vue des Canadiens intéressés aux questions énergétiques. À la fin des années 1970 et au début des années 1980, les intervenants soumettaient leurs points de vue dans des mémoires au cours d'audiences publiques. De 1984 à 1994, les points de vue ont été obtenus de manière informelle et n'ont pas été examinés dans le cadre d'une audience publique. Dans le présent rapport, l'Office a adopté une démarche de consultation officielle comportant deux séries d'ateliers publics dans huit villes canadiennes.

L'objectif des ateliers était d'offrir aux membres du public la chance de commenter l'analyse de l'ONÉ. Au cours de la première série de consultations, tenue en avril 1998, les discussions ont porté sur les principales hypothèses, la méthode analytique à adopter, les problèmes potentiels et la structure du rapport. La deuxième série d'ateliers a eu lieu en février 1999, dans le but de discuter les résultats préliminaires. On a invité les participants à présenter des commentaires écrits lors des deux séries de consultations.² En outre, le personnel de l'Office a consulté de nombreux intervenants de divers secteurs de l'industrie énergétique afin de compléter son expertise interne.

L'ONÉ apprécie grandement les commentaires qui lui ont été communiqués et les échanges de vues qui ont eu lieu durant ces consultations, et il tient à remercier toutes les personnes qui ont contribué de leur temps et de leur expertise. Le personnel de l'Office a examiné tous les commentaires et a intégré certains points de vue des participants dans son analyse. Des analyses de sensibilité ont été effectuées afin de refléter la diversité des opinions exprimées au cours des consultations.

1 La méthode axée sur les conditions du marché a été adoptée après l'audience GHR-1-87, tenue en juillet 1987.

2 Une liste des parties qui ont fait parvenir des observations écrites est fournie à l'Annexe 1.

Un certain nombre de parties ont soulevé des préoccupations au sujet de l'utilisation des rapports sur l'offre et la demande d'énergie au Canada dans le cadre des instances de réglementation. Ces parties se demandent si ces rapports sont le reflet officiel des vues de l'Office. L'Office désire clarifier sa position à cet égard.

L'information contenue dans ces rapports pourrait servir d'élément de preuve lors d'une instance quelconque de réglementation. Une partie peut choisir de s'y référer, comme elle le ferait à n'importe quel autre document public. Le cas échéant, la partie intéressée adopte l'information ainsi produite en preuve.

À cet égard, l'Office n'a pas changé d'idée quant à la façon dont les rapports peuvent être utilisés dans le processus de réglementation.

Dans le cadre de la MEACM, l'Office publie des *Évaluations du marché du gaz naturel* (ÉMGN), qui intègrent les données les plus récentes et les changements qui sont en voie de se produire. Les rapports *l'Énergie au Canada - Offre et la demande* portent sur les enjeux à long terme. Dans l'avenir, suite à l'intégration des marchés énergétiques, l'Office publiera des *Évaluations du marché de l'énergie*. Ces

évaluations fourniront des analyses des principaux produits énergétiques, dont le gaz naturel. Les rapports *l'Énergie au Canada - Offre et la demande* font partie intégrante de ce programme d'évaluation du marché de l'énergie.

Le présent ouvrage comporte des modifications par rapport aux éditions antérieures. Par exemple, il ne contient pas d'*évaluation des incidences des exportations* (ÉIE), bien que les parties intéressées pourront utiliser les données et l'analyse contenues dans le rapport pour préparer leur propre évaluations des incidences des exportations de gaz naturel. En outre, les diverses annexes seront offertes sous forme électronique afin de faciliter l'analyse et la recherche sur les questions énergétiques au Canada.

Enfin, l'Office tient à souligner que le but des rapports *l'Énergie au Canada - Offre et la demande* est de fournir un éventail de prévisions relatives à l'offre et à la demande d'énergie afin d'informer le public. Ces prévisions ne doivent pas être considérées comme étant des recommandations à l'intention du ministre des Ressources naturelles, pas plus qu'elles ne doivent être perçues comme l'expression d'une politique en matière d'énergie.

Tendances et enjeux

La seule certitude que nous ayons concernant l'avenir, c'est qu'il surprendra même ceux qui l'auront scruté le plus attentivement.
[Traduction]

E.J. Hobsbawm

L'observation de M. Hobsbawm est particulièrement bien fondée en ce qui a trait au domaine de l'énergie où bon nombre d'incertitudes existent, y compris les futurs prix du pétrole et du gaz naturel et les politiques gouvernementales. Le présent chapitre souligne les principales tendances et les enjeux qui se dégagent des perspectives énergétiques à long terme élaborées par l'Office pour le Canada. Dans la conduite de cette analyse, l'Office s'appuie sur le principe selon lequel les forces du marché guideront les choix des producteurs et des consommateurs d'énergie. Dans ce contexte, seul l'impact des politiques énergétiques existantes ou annoncées est pris en compte. L'impact potentiel de la technologie sur l'offre et la demande d'énergie pendant les trois prochaines décennies constitue l'un des principaux thèmes de cette analyse.

HYPOTHÈSES ET SCÉNARIOS

L'analyse de l'Office est fondée sur un prix mondial du pétrole de 18 \$US (1997) le baril pendant toute la période de projection. Il est reconnu que les prix du pétrole seront volatils; par conséquent, une analyse de sensibilité à deux prix du pétrole (14 \$US et 22 \$US le baril) a été effectuée. On pourrait considérer ces prix comme correspondant aux limites supérieure et inférieure d'une plage de prix soutenables.

Les perspectives concernant la croissance économique du Canada ne laissent prévoir aucun changement majeur aux tendances récentes et aux politiques gouvernementales. Le PIB devrait croître de près de 3 % par année jusqu'en 2005, après quoi le taux de croissance annuel se situera à environ 2 % jusqu'en 2025. Ce ralentissement est en grande partie associé au vieillissement de la population canadienne et à la baisse qui s'ensuit dans la croissance de la population active.

Pour obtenir une plage de résultats plausibles, l'Office a élaboré deux scénarios. Le scénario 1 est fondé sur une offre à faible coût et le maintien des tendances de la demande. En d'autres termes, le coût de l'énergie diminue grâce aux progrès technologiques, tandis que la demande d'énergie suit les tendances récentes en ce qui a trait à l'efficacité énergétique. Le scénario 2 suppose le maintien des tendances de l'offre et une demande à efficacité accélérée. Autrement dit, les progrès technologiques liés à l'offre d'énergie suivent les tendances récentes, tandis que la demande d'énergie est réduite grâce à des applications plus efficaces.

En outre, on a élaboré une série d'analyses de sensibilité portant sur des enjeux particuliers. La principale analyse est centrée sur l'utilisation de technologies de remplacement et de combustibles renouvelables (sensibilité R&R). Les autres aspects examinés sont les suivants : prix mondiaux du pétrole brut; mise hors service prématurée de centrales nucléaires dans le secteur de la production d'électricité; et diminution des restrictions sur le transport de l'électricité.

DEMANDE

La demande totale d'énergie pour utilisation finale devrait augmenter au cours de la période de projection, mais à un rythme plus lent que la croissance du PIB. La croissance moyenne de la demande se situe à 1,4 % par année selon le scénario 1, et à 0,9 % dans le scénario 2. À la fin de la période de projection, la demande se chiffre à 12 588 PJ dans le scénario 1, comparativement à 8 389 PJ en 1997, et elle s'établit à 10 953 PJ dans le scénario 2, une différence d'environ 13 %.

Divers facteurs devraient freiner la croissance de la demande d'énergie. Dans le secteur résidentiel, mentionnons notamment l'amélioration du rendement des chaudières et la diminution des besoins énergétiques d'une population vieillissante. La demande du secteur commercial sera influencée par la pénétration d'équipements plus efficaces et de meilleures pratiques de conservation de l'énergie. Dans le secteur industriel, la

croissance de la demande sera modifiée par l'adoption de technologies de pointe et par une croissance plus rapide des industries moins énergivores.

Dans le secteur du transport routier, en particulier pour les véhicules de passagers, des technologies nouvelles pourraient avoir une incidence marquée. Selon tous les scénarios, la pénétration de véhicules non-conventionnels, tels les véhicules électriques hybrides et les véhicules à pile à combustible, devrait réduire la consommation d'énergie. Dans la sensibilité R&R, on suppose que les véhicules à pile à combustible seront alimentés au méthanol, un combustible moins polluant.

Les résidus de bois, la liqueur de pâte et le bois représentent actuellement la plus grande partie des combustibles renouvelables utilisés. Dans la sensibilité R&R, une pénétration accrue de ces combustibles et de l'énergie solaire devrait augmenter la part de marché des combustibles renouvelables.

ÉLECTRICITÉ

En général, la restructuration du secteur de l'électricité débouchera probablement sur une baisse des prix de l'électricité à court terme. Cependant, à mesure que les prix des combustibles augmentera, ceux de l'électricité suivront la même tendance. À cause de la restructuration, on assistera aussi à l'arrivée de nouveaux fournisseurs d'électricité sur le marché et à des changements dans le choix de combustibles servant à la production d'électricité.

La production d'électricité atteint 838 TWh dans le scénario 1 et 744 TWh dans le scénario 2, comparative-ment au niveau actuel de 551 TWh. La croissance continue de la demande intérieure d'électricité et des possibilités d'exportation nécessitera l'ajout de capacités de production supplémentaires, principalement grâce à des centrales hydroélectriques et à des centrales alimentées au gaz. La technologie du gaz à cycle combiné, utilisée à proximité des centres de consommation, semble être l'option privilégiée pour les nouvelles installations de production.

L'hydroélectricité demeurera prédominante, malgré que la part du gaz dans la production totale devrait enregistrer une forte croissance. La part de la production des centrales alimentées au charbon et des centrales au mazout devrait diminuer. Les exportations devraient demeurer à peu près aux niveaux historiques, en raison

surtout de la diminution des excédents et de la tendance vers une production décentralisée.

La construction d'une ligne de transport à haute tension reliant le Labrador et Terre-Neuve se traduirait par le remplacement de la production thermique dans l'île et une hausse de la production d'hydroélectricité au Québec. L'élimination des restrictions liées au transport déboucherait sur une augmentation de la production d'hydroélectricité au Manitoba, ce qui diminuerait les besoins de l'Ontario en nouvelles centrales thermiques.

La pénétration accrue des technologies de remplacement et des combustibles renouvelables nécessitera sans doute plus de soutien et de stimulants que n'en offrent les conditions actuelles du marché. Cependant, les deux scénarios prévoient une hausse de la production éolienne. Dans la sensibilité R&R, la croissance de la production éolienne est plus forte et combinée à la hausse de la production issue de la biomasse. De plus, des technologies de remplacement, comme les centrales utilisant la gazéification intégrée à cycle combiné, devraient remplacer la production à partir de charbon classique.

GAZ NATUREL

Dans le scénario 1, la production de gaz naturel augmente pour passer de 15 10^9 pi³/j en 1997 à 27 10^9 pi³/j en 2025; dans le scénario 2, elle atteint un sommet à 23 10^9 pi³/j en 2018, puis retombe à 21 10^9 pi³/j. La productibilité à partir de gaz classique au Canada est fortement tributaire du niveau des ressources non découvertes. De plus, l'offre de l'Ouest du Canada dépendra d'une réorientation des stratégies de forage au profit de la partie ouest du bassin, délaissant ainsi les zones gazières peu profondes largement exploitées par le passé. Vers 2010, cette offre sera aussi influencée par la mise au point de technologies d'extraction du méthane de filon houiller. Selon le scénario 2, la région du delta du Mackenzie est censée devenir une source d'approvisionnement en gaz après 2015.

Le volume des exportations devrait augmenter. Des expansions majeures du réseau pipelinier semblent nécessaires pour le transport du gaz de l'Ouest du Canada vers le Midwest américain et de celui de la plate-forme Scotian vers le nord-est des États-Unis. Si la demande de gaz était beaucoup plus forte à cause de la mise hors service

prématurée de centrales nucléaires en Ontario et aux États-Unis, les prix du gaz pourraient grimper d'environ 18 % d'ici 2025. Cette hausse pourrait même être plus marquée si la demande future de gaz des États-Unis s'avère aussi robuste que certains intervenants le prévoient.

Les profils régionaux de l'offre aux États-Unis devraient changer. On prévoit une hausse de la production dans les régions du golfe du Mexique et des Rocheuses, mais une baisse dans les bassins Permian et Anadarko.

LIQUIDES DE GAZ NATUREL

En général, il y aura un excédent de LGN par rapport aux besoins du pays, en particulier pour le propane et les butanes. La demande intérieure d'éthane devrait croître suivant l'expansion de l'industrie de la fabrication d'éthylène. Cependant, vers la fin de la période de projection, la production de LGN diminue à mesure que le gaz naturel classique est remplacé par le méthane de filon houiller, qui ne contient pas de LGN. Dans les deux scénarios, les prix du gaz naturel augmentent par rapport à ceux du pétrole, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur les volumes d'éthane extraits.

PÉTROLE BRUT

Dans le scénario 1, l'offre de pétrole brut et d'équivalents augmente, passant de 331 100 m³/j en 1997 à 500 000 m³/j en 2007, puis elle diminue pour se situer à 410 000 m³/j en 2025. Selon le scénario 2, l'offre culmine à 440 000 m³/j en 2007 avant de diminuer jusqu'à 330 000 m³/j en 2025.

L'application de technologies nouvelles est un élément de plus en plus déterminant dans l'industrie canadienne du pétrole brut. Pour les prévisions relatives à l'offre de pétrole, on suppose qu'une approche énergétique sera maintenue au chapitre de la recherche et de l'innovation technologique.

Il ne serait pas possible d'atteindre les niveaux prévus pour l'offre de pétrole brut léger et de pétrole brut lourd classiques dans le BSOC en l'absence d'importants progrès technologiques du point de vue de la découverte et de la mise en valeur des ressources, y compris l'évolution des techniques de récupération assistée du pétrole. Même

dans ce cas, le volume limité des ressources récupérables restantes va entraîner une baisse de l'offre, qui sera en partie compensée par l'importance croissante de la production à partir des sables bitumineux et de la zone extracôtière de la côte Est.

La production à partir des sables bitumineux devrait augmenter et représenter le triple ou le quadruple des niveaux actuels en 2025. Cette croissance nécessitera des progrès technologiques importants dans l'extraction, le transport et le traitement des sables bitumineux. De même, les prévisions relatives à l'offre pour la zone extracôtière de la côte Est sont aussi assujetties à l'innovation technologique, comme la conception d'une infrastructure sous-marine qui permettrait la mise en valeur de gisements secondaires moins importants.

On suppose que toute pénurie potentielle de pentanes plus utilisés comme diluants sera compensée par les progrès technologiques dans le transport et la valorisation, ou par le recours à d'autres agents diluants. On prévoit que les volumes de pétrole brut valorisé provenant des sables bitumineux et de pétrole brut lourd mélangé dépasseront les besoins intérieurs prévus et les volumes exportés par le passé. Dans les scénarios 1 et 2, la demande croissante des marchés américains pour ces types de pétrole brut devrait être en mesure d'absorber ces volumes excédentaires.

CHARBON

Compte tenu de l'importance des ressources mondiales de charbon, les prix devraient demeurer assez bas comparativement à ceux des autres combustibles. Le charbon continuera de contribuer de façon importante à l'offre d'énergie au Canada. Des progrès technologiques dans l'utilisation du charbon pour la production de l'électricité sont à prévoir, notamment dans la sensibilité R&R.

ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

Les émissions de GES liées au secteur de l'énergie devraient augmenter dans tous les scénarios. L'augmentation sera plus rapide d'ici 2010, atteignant 685 mégatonnes (Mt) dans le scénario 1 (une hausse de 20 % par rapport à 1997), 641 Mt dans le scénario 2 (une hausse de 12 %) et 635 Mt dans la sensibilité R&R (une hausse de 11.5 %).

En 2025, les émissions devraient se situer à 800 Mt selon le scénario 1 (40 % de plus qu'en 1997), à 678 Mt dans le scénario 2 (19 % de plus) et à 648 Mt dans la sensibilité R&R (13 % de plus).

Le secteur des transports et celui de la production de combustibles fossiles sont les principales sources d'émissions de GES. L'introduction de véhicules électriques

hybrides et de véhicules à pile à combustible pourrait contribuer à une diminution des émissions de GES dans le secteur des transports. Dans la sensibilité R&R, un virage en faveur des sources d'énergie renouvelable, notamment pour la production d'électricité, se traduit par une réduction modeste des émissions de GES.

Hypothèses et scénarios

2.1 INTRODUCTION

Ce chapitre présente une vue d'ensemble des principales hypothèses utilisées dans les perspectives à long terme de l'Office en ce qui a trait à l'énergie, notamment les prix mondiaux du pétrole, les principaux indicateurs économiques et les tendances structurelles et démographiques au Canada.¹ De plus, on trouve une description des deux principaux scénarios qui forment la base des perspectives et une présentation des analyses de sensibilité.

2.2 PRIX MONDIAUX DU PÉTROLE

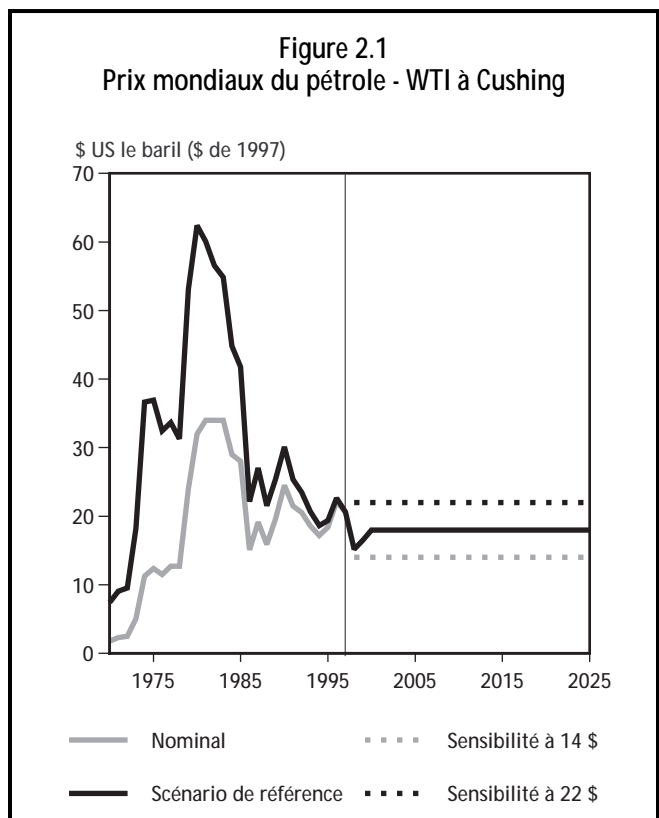
Les facteurs qui sous-tendent la détermination des prix du pétrole sont généralement bien connus :

- la croissance économique et la demande de pétrole sur la scène mondiale;
- la production pétrolière des pays non-membres de l'OPEP;
- la capacité de l'OPEP de gérer sa capacité de production excédentaire à faible coût.

Compte tenu de l'interdépendance de ces facteurs, il est risqué d'établir des prévisions de prix. À court terme, une capacité substantielle de production à faible coût demeure inexploitée, et elle est généralement concentrée dans quelques pays du Moyen-Orient. Le prix du pétrole est donc sujet à une grande volatilité à cause de déséquilibres du marché et des événements qui se produisent sur la scène politique. À long terme, les perspectives se compliquent à cause de facteurs aussi divers que la durabilité de la croissance économique dans les pays nouvellement industrialisés et l'impact de la technologie sur les réserves futures de pétrole et d'autres formes d'énergie. Il faut ajouter à tous ces éléments l'incertitude entourant les mesures susceptibles d'être mises en oeuvre à l'échelle internationale dans le domaine de l'environnement, notamment à l'égard du changement climatique, et l'impact que ces mesures peuvent avoir sur les marchés pétroliers.

Dans le présent rapport, l'Office a adopté l'hypothèse que les prix du pétrole demeureront constant à 18 \$ US le baril (WTI à Cushing, Oklahoma, en dollars de 1997) (figure 2.1). Cela signifie qu'au cours de la période d'étude de 25 ans, la demande mondiale continuera d'être gérée à des prix comparables à ceux du milieu des années 1990. Pour maintenir ce prix, les pays de l'OPEP devront faire preuve d'une certaine discipline dans la fixation et l'adhésion des quotas de production, du moins à court terme.

À long terme, un prix constant du pétrole va à l'encontre des vues traditionnelles selon lesquelles l'exploitation accrue des réserves mondiales entraînera une hausse des coûts. Les prévisions de stabilité des prix supposent que les progrès technologiques vont permettre aux approvisionnements mondiaux de pétrole d'absorber la hausse de la demande à des coûts constants. Il continue



1 Les données sur les prix du pétrole et les indicateurs économiques nationaux et régionaux sont disponibles à l'annexe 2 : *Hypothèses et scénarios*.

d'y avoir des indications corroborant cette assertion dans l'augmentation soutenue de la production de la mer du Nord et dans les progrès des technologies relatives au pétrole lourd, tant au Canada qu'au Venezuela, qui ont réduit considérablement les coûts de mise en valeur et de production. De façon plus générale, la production dans les pays non-membres de l'OPEP a continué d'augmenter au cours des dernières années, même dans un contexte où les prix sont relativement bas et volatils.

Pendant la période visée par la présente analyse, il est également possible qu'une combinaison de technologies voient le jour et entraînent une réduction ou freinent l'augmentation de la demande de pétrole brut, ce qui concrètement ferait plafonner son prix. À titre d'exemple, mentionnons l'exploitation accélérée des réserves mondiales de gaz pour la production d'électricité; la production à grande échelle de combustibles liquides pour le transport à partir du gaz naturel; et la mise au point et l'adoption générale de la technologie des piles à combustible.

De l'avis général des participants aux consultations de l'ONÉ, l'hypothèse selon laquelle le prix du baril pourrait demeurer à 18 \$ US à long terme est plausible. Toutefois, certains participants soutenaient qu'une combinaison de facteurs pourrait maintenir les prix sous la barre des 18 \$ US pour une longue période. D'autres affirmaient que le maintien d'un prix inférieur à 18 \$ US pendant plusieurs années stimulerait la demande mais forcerait les approvisionnements des régions à coût élevé à diminuer, entraînant une forte hausse des prix les années suivantes.

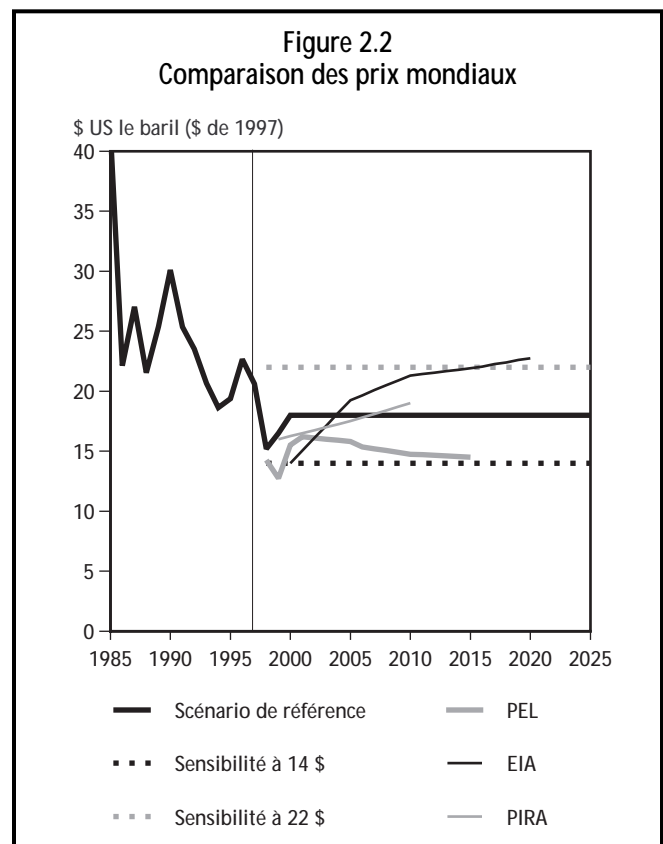
Pour atténuer l'incertitude entourant le prix du pétrole à long terme, des analyses de sensibilité ont été faites en fonction de prix de 14 \$ US et de 22 \$ US le baril. D'après les consultations de l'Office, ces prix seraient considérés comme les limites d'une plage soutenable. Au-dessous de 14 \$ US le baril, il y a baisse de l'approvisionnement et augmentation de la demande, ce qui crée des pressions à la hausse sur le prix du pétrole. Au-dessus de 22 \$ US le baril, la production de pétrole augmente, l'OPEP a de la difficulté à gérer le surplus, et les prix chutent.

Les hypothèses de l'Office relativement aux prix du pétrole ont tendance à rejoindre l'ensemble des autres perspectives formulées au sujet des prix à long terme, comme celles produites par le U.S. Department of Energy/Energy Information Agency (EIA), par Petroleum Economics Limited (PEL) et par Petroleum Industry

Research Associates (PIRA) (figure 2.2). Le scénario de référence figurant dans l'*Annual Energy Outlook 1999* de l'EIA suppose une augmentation du prix du pétrole de 15 \$ US le baril en l'an 2000 jusqu'à 19 \$ US en 2010 et 23 \$ US en 2020. Les perspectives de la PEL se situent à l'intérieur d'une fourchette de 14 à 15 \$ US le baril au cours de la période 2010 à 2015. Quant aux prévisions de PIRA, elles font état de 17 \$ US le baril en 2005 et de 19 \$ US le baril en 2010.

2.3 HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES

Des prévisions de la croissance économique du Canada sont essentielles à l'établissement des perspectives énergétiques car la demande d'énergie est tributaire de la croissance globale, des tendances démographiques et des changements structurels de l'économie. On pourrait décrire les projections économiques qui sous-tendent le rapport comme illustrant une sorte de « statu quo », car elles ne supposent aucun changement majeur aux politiques gouvernementales et font appel au bon jugement concernant l'impact de facteurs déterminants externes,



comme la croissance économique aux États-Unis et tout autres éléments qui influent sur le commerce international.²

Au cours des cinq à six prochaines années, la croissance du produit intérieur brut (PIB) devrait être relativement forte, de l'ordre d'environ 3 % par année (tableau 2.1). La croissance robuste et soutenue aux États-Unis et de la reprise économique graduelle en Asie du Sud-Est et au Japon supporteront cette croissance. On s'attend à ce que le Canada maintienne ses récentes politiques monétaires et fiscales : l'inflation est gardée à environ 2 % par année et les soldes budgétaires ne cessent de s'améliorer. Dans ce contexte, le dollar canadien devrait avoir atteint 0,74 \$ US en l'an 2005, et continuer son ascension graduelle pour se situer à 0,79 \$ US en 2025.

À long terme, la croissance économique ralentira parallèlement à la diminution de la croissance de la population active et à la baisse du taux d'activité de la main-d'oeuvre, les deux étant imputables au vieillissement de la population. Le taux de croissance annuel moyen du PIB sera légèrement supérieur à 2 % par année, soit un peu au-dessous de celui des vingt dernières années. Avec une augmentation générale de l'emploi d'environ 1 % par année, les gains de productivité seraient aussi d'approximativement 1 % par année. Il est reconnu que la croissance au cours d'une année donnée peut différer des tendances

exposées dans les présentes perspectives économiques; cependant, les fluctuations à court terme ont peu d'incidence sur les prévisions énergétiques à long terme, et l'on n'a donc pas tenté de les prédire.

Une comparaison des perspectives économiques de l'Office et de celles du Conference Board du Canada et de Standard and Poor's/Data Resources Inc. (DRI) est présentée au tableau 2.2. Les tendances relatives à la croissance économique, tant pour les prévisions du Conference Board que pour celles du DRI, sont semblables à celles de l'Office, c.-à-d. une croissance plus vigoureuse au cours de la période 1997-2005, puis une croissance plus lente à long terme. Toutes les projections affichent une inflation relativement faible, de l'ordre de 2 % à 3 % par année, et une appréciation sensible du dollar canadien par rapport à la devise américaine.

Changements démographiques

Selon les perspectives économiques de l'Office, la population canadienne se chiffrera à environ 40 millions d'habitants en l'an 2025 (figure 2.3). La croissance démographique est soutenue par une immigration plus forte étant donné que le taux de fécondité au pays est censé demeurer au-dessous du niveau requis pour que la population reste stable ou augmente. D'ici la fin de la période, le nombre d'immigrants arrivant au Canada chaque année

Tableau 2.1
Principaux indicateurs économiques
(Croissance annuelle moyenne en %)

	1981-1997	1997-2005	2005-2015	2015-2025
Canada				
PIB réel	2,3	2,9	2,1	2,0
Population	1,2	0,9	0,9	1,0
Population active	1,4	1,4	0,9	0,4
Emploi	1,3	1,7	0,8	0,7
Taux de chômage ¹	9,1	7,6	8,5	7,5
Nombre de ménages	1,2	0,9	0,9	1,0
Inflation (IPC)	3,9	1,8	2,0	2,3
\$ CAN en fonds US ¹	0,72	0,74	0,77	0,79
PIB réel des É.-U.	2,6	2,2	2,1	2,1
Inflation aux É.-U. (IPC)	4,0	2,3	2,2	2,1
PIB réel des pays du G7 (sauf le Canada et les É.-U.)	2,7	2,5	2,7	2,8

1 fin de la période

Tableau 2.2
Indicateurs économiques - Comparaisons

	1997-2005	2005-2015	2015-2025
PIB (croissance annuelle moyenne en %)			
ONÉ	2,9	2,1	2,0
Conference Board	2,8	2,3	2,2 ¹
Standard and Poor's/DRI	3,2	2,4	1,6 ¹
IPC (croissance annuelle moyenne en %)			
ONÉ	1,8	2,0	2,3
Conference Board	1,9	2,3	2,6 ¹
Standard and Poor's/DRI	1,7	2,7	3,0 ¹
\$ CAN en fonds US (fin de la période)			
ONÉ	0,74	0,77	0,79
Conference Board	0,74	0,76	0,79 ¹
Standard and Poor's/DRI	0,81	0,88	0,91 ¹

1 jusqu'en 2020

² Les perspectives économiques sont basées sur le scénario de référence soumis par Informetrica Limited en juin 1998, modifié pour tenir compte des points de vue recueillis au cours de la première série de consultations, et pour refléter les principales hypothèses de l'Office concernant les prix, la production et les exportations d'énergie.

devrait se situer autour de 400 000, comparativement à 225 000 par année dans la première moitié des années 1990.

Un aspect important des changements démographiques est le vieillissement de la population. Ce phénomène est représenté à la figure 2.4 par les variations dans trois groupes d'âge en fonction du temps : croissance négative ou faible pour les moins de 15 ans, diminution de la croissance pour les 15 à 64 ans et croissance accélérée pour les 65 ans et plus. Ces dernières tendances tiennent compte de l'incidence du vieillissement des baby-boomers (les personnes nées entre 1947 et 1966), très nombreux, qui prendront leur retraite ou seront sur le point de le faire d'ici l'an 2025.

Le vieillissement de la population est un facteur clé qui contribue au déclin de la croissance dans la population active et donc, au ralentissement de la croissance économique. Il y a également certaines répercussions sur la demande énergétique, notamment :

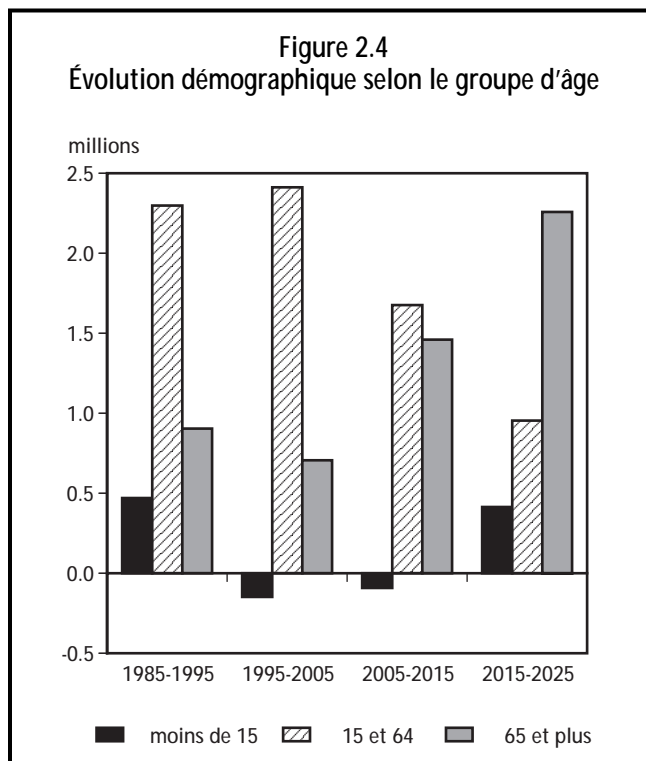
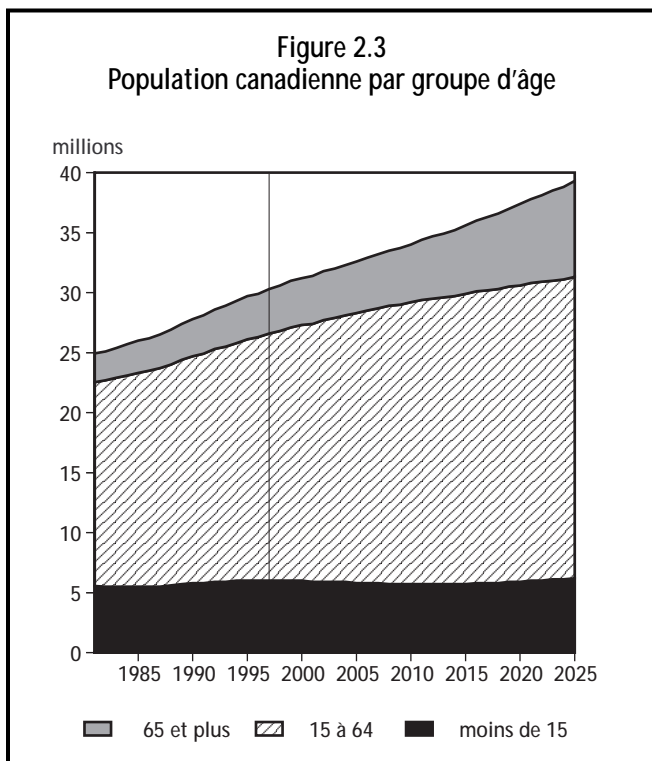
- une diminution des ventes de voitures neuves et du nombre de kilomètres parcourus, les gens plus âgés ayant tendance à conduire moins que les autres citoyens;

- une demande accrue d'immeubles à logements multiples, qui pourrait se traduire par une croissance plus lente de la demande d'énergie dans le secteur résidentiel;
- la diminution de la taille des ménages, qui pourrait entraîner la construction de maisons plus petites ou une baisse de la consommation par ménage.

Structure économique

Les perspectives touchant au PIB de cinq secteurs sont présentées à la figure 2.5.³

Les services aux entreprises devraient connaître une croissance très rapide, de l'ordre de 3 % en moyenne par année au cours de la période de projection. Ce secteur englobe les communications, les finances et les assurances, le transport et les services professionnels, qui sont tous des éléments clés de « l'économie de l'information ». Il y aura également une forte croissance dans les biens durables et d'investissement, surtout à court terme. Dans ce secteur sont compris la production d'équipement électronique, le matériel de transport, la construction et les services connexes.

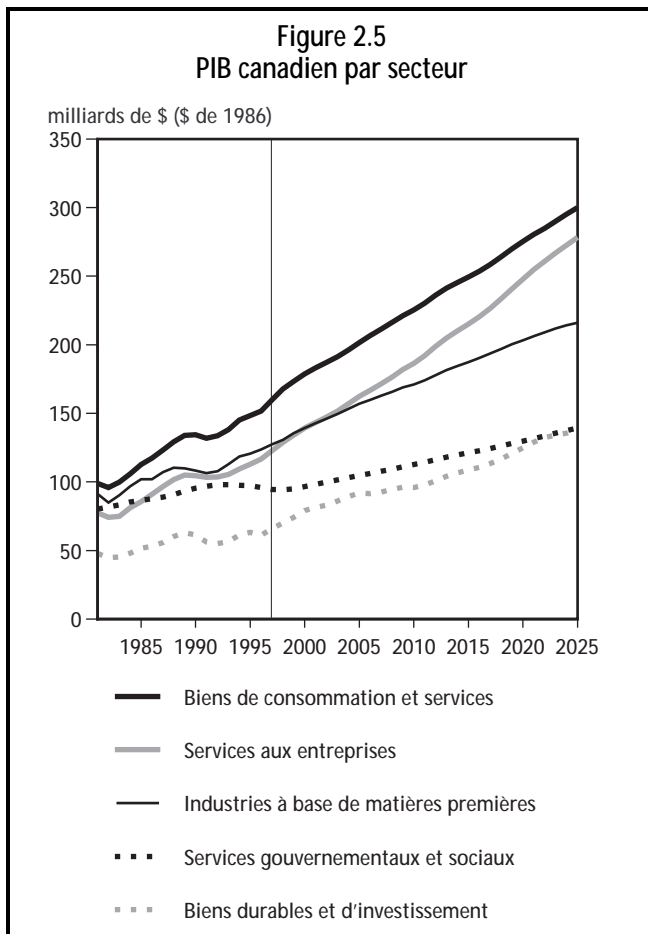


3 Cette désagrégation des données est fournie par Informetrica Limited.

Les biens de consommation et les services englobent la vente au détail et de gros, le logement, les loisirs et d'autres dépenses personnelles. La croissance de ce secteur est parallèle à celle de l'économie globale. Les industries à base de matières premières, notamment l'industrie forestière, le secteur de l'énergie, l'exploitation minière et l'industrie des produits chimiques, connaissent une croissance de 1,9 % par année.

La croissance la plus faible est enregistrée dans les services gouvernementaux et sociaux, avec une moyenne de 1,4 % par année. La croissance relativement vigoureuse dans les services de santé est annulée par le faible taux de croissance du secteur de l'éducation et d'autres services gouvernementaux.

Aux fins de ses analyses de la demande d'énergie dans les secteurs commercial et industriel, l'Office doit disposer de prévisions sur le « PIB commercial » et le « PIB industriel ». Le premier englobe le commerce de gros et de détail, les finances, l'assurance et l'administration publique. Le deuxième comprend les industries forestière et minière, la fabrication et la construction.

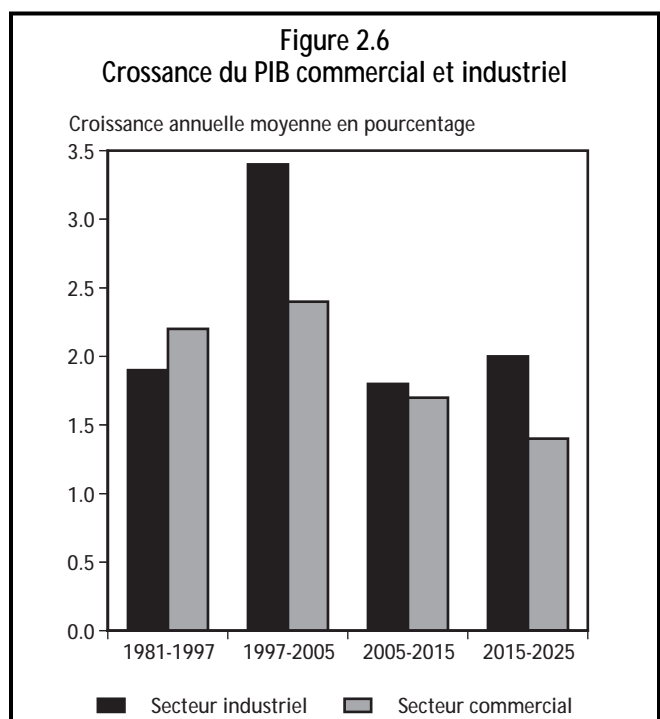


Les tendances globales de la croissance sont comparables, chacun des deux secteurs présentant une croissance plus rapide jusqu'en 2005, puis un ralentissement dans la partie suivante de la période de projection (figure 2.6). Cependant, au cours de la période de projection, la croissance du PIB industriel surpasse celle du PIB commercial par environ 0,5 % par année. Le secteur commercial connaît une forte croissance dans les services aux entreprises, mais une croissance relativement lente dans les services gouvernementaux. Le secteur industriel affiche une croissance plus vigoureuse dans les produits chimiques, les industries de première transformation des métaux et certaines autres activités de fabrication, mais une croissance ralentie dans l'industrie des pâtes et papiers.

Croissance économique par province

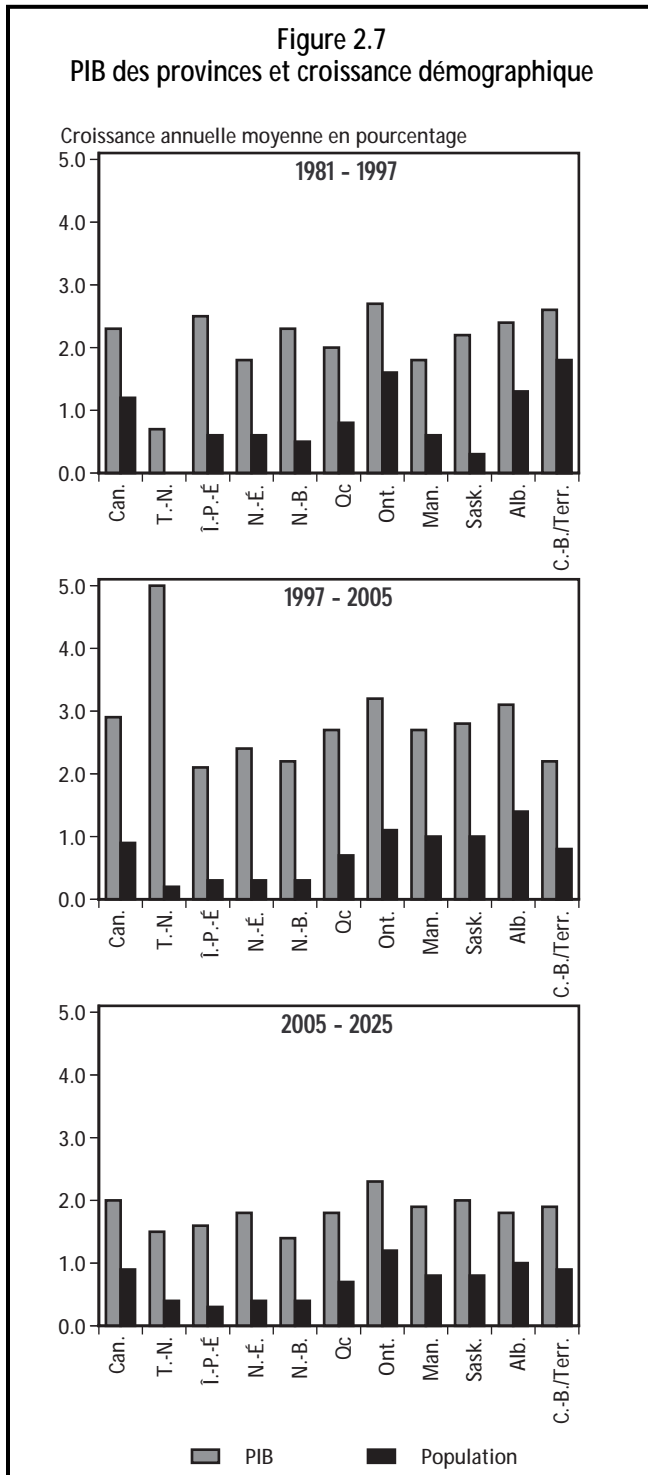
À court terme (jusqu'à 2005), la croissance économique varie beaucoup selon les régions à cause des répercussions de gros investissements dans des projets ou des secteurs précis, ou d'événements qui ont une incidence différente d'une région à l'autre (figure 2.7).

La croissance de l'économie de l'Alberta et des provinces de l'Atlantique, en particulier Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse, est stimulée par des investissements dans le secteur de l'énergie. Les prévisions pour le centre du Canada, y compris le Québec, l'Ontario et le Manitoba, sont liées aux exportations de biens manufacturés et de



certaines produits dérivés de matières premières vers les États-Unis. En Saskatchewan, la croissance est soutenue par une hausse des investissements dans les secteurs de l'agriculture et de l'énergie. En Colombie-Britannique, le ralentissement de la croissance à court terme est le contre-coup du ralentissement économique en Asie.

À long terme (2005-2025), il est généralement difficile de prédire des investissements particuliers étant donné que la plupart des projets identifiables seront terminés. Par conséquent, les différences entre les provinces suivent habituellement les tendances démographiques. Les prévisions relatives à la population qui sous-tendent les présentes perspectives supposent une croissance démographique légèrement supérieure en Ontario et dans l'Ouest canadien, donc une croissance plus marquée dans ces régions.



2.4 SCÉNARIOS

Pour obtenir des prévisions à long terme qui soient significatives, l'Office considère qu'il est préférable d'utiliser une gamme de résultats plutôt qu'une seule projection ou « scénario de base ». Il a donc élaboré deux scénarios de l'offre et deux scénarios de la demande qui, ensemble, donnent lieu à quatre résultats possibles.

Les deux scénarios de l'offre sont les suivants :

- maintien des tendances de l'offre (MTO), et
- offre à faible coût (OFC).

Dans le scénario du MTO, on présume que les récentes tendances de l'offre d'énergie vont se maintenir, c'est-à-dire que les progrès technologiques auront sur les coûts et le taux de découverte le même effet qu'au cours des dernières années. Les estimations des ressources sont généralement plus faibles que dans le scénario de l'OFC. Dans le scénario de l'OFC, l'amélioration substantielle du taux de découverte et la réduction des coûts donnent lieu à une plus grande disponibilité des ressources, à moindre coût.

Les deux scénarios de la demande sont les suivants :

- maintien des tendances de la demande (MTD), et
- demande à efficacité accélérée (DEA).

Dans le scénario du MTD, on présume que les récentes tendances sur le rythme de l'innovation technologique dans des secteurs comme le rendement énergétique se maintiendront. Les préférences des consommateurs vont également suivre les tendances récentes. Le scénario de la DEA prévoit que les progrès technologiques accélérés conduiront à une plus grande efficacité des utilisations finales. Des changements dans les préférences des consommateurs pourraient également réduire la consommation d'énergie.

Théoriquement, les quatre scénarios (deux pour la demande, et deux pour l'offre) sont représentés à la figure 2.8 par des courbes classiques de l'offre et de la demande. À mesure que les prix augmentent, l'offre augmente en suivant une courbe donnée, et la demande diminue en fonction d'une courbe donnée.

Les deux courbes de l'offre représentent les différentes conditions relatives aux coûts; à un prix donné, l'offre est plus importante dans le scénario de l'OFC comparativement au scénario du MTO. La différence entre les courbes de la demande représente un changement dans les préférences des consommateurs et la prise en considération que des économies sur le plan de la demande sont possibles, ou réalisables, à un prix donné grâce aux nouvelles technologies; c'est pourquoi la demande est moins forte dans le scénario de la DEA que dans celui du MTD.

Dans cette représentation simple, on retrouve quatre points où le marché est en équilibre, c.-à-d. la quantité offerte égale la quantité demandée. On obtient la plus grande plage entre les points d'équilibre en combinant les courbes du MTD et de l'OFC au niveau le plus élevé (scénario 1), et en combinant les courbes de la DEA et du MTO au niveau le plus faible (scénario 2). Aucun de ces

deux scénarios ne constitue un « scénario de base » plutôt, ils sont proposés comme les limites d'une plage de résultats plausibles.

2.5 ANALYSES DE SENSIBILITÉ

Des analyses de sensibilité ont été faites dans trois secteurs : les prix du pétrole; les technologies de remplacement et combustibles renouvelables ainsi que la production et le transport de l'électricité. Elles sont moins détaillées que les scénarios 1 et 2, parce qu'elles examinent l'impact de changements à des hypothèses clés dans des champs d'intérêt précis. Ces analyses sont effectuées à partir du scénario 1 ou 2, et elles ne tiennent compte que de l'impact sur quelques variables.

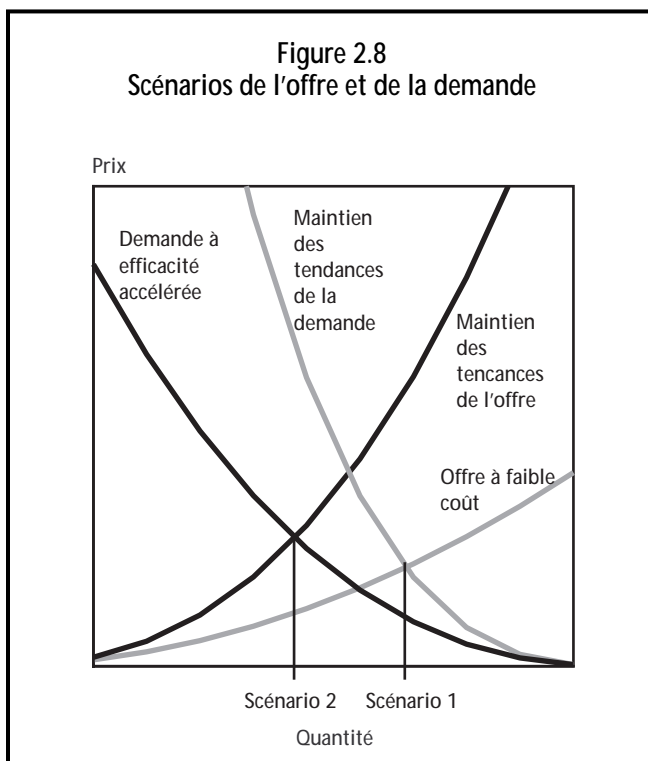
Prix du pétrole

Les scénarios 1 et 2 reposent sur l'hypothèse selon laquelle le prix du pétrole est de 18 \$ US le baril. Deux analyses de sensibilité aux prix du pétrole évaluent l'impact d'un prix plus faible ou plus élevé sur l'offre canadienne de pétrole et de gaz et sur le prix du gaz. La sensibilité à 14 \$ est déterminée à partir du scénario 2 (maintien des tendances de l'offre) et la sensibilité à 22 \$ se fonde sur le scénario 1 (offre à faible coût). Les résultats sont présentés aux chapitres 5 et 7.

Technologies de remplacement et combustibles renouvelables

L'analyse de sensibilité aux technologies de remplacement et aux combustibles renouvelables (sensibilité R&R) est axée principalement sur la demande d'énergie et se fonde sur le scénario 2. Elle touche également la sensibilité à l'égard de l'offre d'énergie, étant donné qu'une plus grande quantité de l'électricité consommée peut être produite à partir de technologies de remplacement ou de combustibles renouvelables. Le potentiel d'utilisation de ces technologies et combustibles est examiné dans plusieurs secteurs d'utilisation finale et dans la production d'électricité. L'analyse comprend :

- les formes d'énergie renouvelable telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydroélectrique (petites centrales) et l'énergie produite à partir de la biomasse;
- les véhicules utilisant des combustibles de remplacement, par exemple les automobiles hybrides essence-électricité et les automobiles à pile à combustible fonctionnant au méthanol;



- les automobiles au diesel;
- les centrales à gazéification intégrée à cycle combiné (GICC).

Les résultats de la sensibilité R&R sont présentés au chapitre 3 et au chapitre 4.

Production d'électricité

Deux analyses de sensibilité ont été effectuées, l'une concernant l'énergie nucléaire, l'autre le transport de l'électricité.

L'analyse de sensibilité à l'énergie nucléaire a été effectuée à partir du scénario 2. On y examine l'impact d'une demande accrue de gaz naturel résultant de la mise hors service prématurée de centrales nucléaires en Ontario et

aux États-Unis. L'analyse traite notamment de l'incidence sur la production d'électricité en Ontario et des conséquences pour la production, le prix et les exportations de gaz naturel au Canada. Les résultats sont présentés aux chapitres 4 et 5.

L'analyse de sensibilité liée au transport de l'électricité a été réalisée à partir du scénario 1. Cette analyse examine les répercussions sur la production et les ventes d'électricité résultant de l'allègement des contraintes relatives au transport interrégional d'électricité. Étant donné que ces effets viseraient principalement l'aménagement de projets hydroélectriques de grande envergure, l'analyse porte sur les provinces de l'Est, y compris le Manitoba. Les résultats sont présentés au chapitre 4.

Demande

3.1 INTRODUCTION

Le présent chapitre met l'accent sur les résultats prévus dans le scénario du maintien des tendances de la demande (scénario 1), le scénario de la demande à efficacité accélérée (scénario 2) et l'analyse de sensibilité aux technologies de remplacement et aux combustibles renouvelables (sensibilité R&R).¹ La demande d'énergie et le choix des combustibles sont tributaires de facteurs démographiques, économiques, technologiques, sociologiques et environnementaux. On présume que certains facteurs sont identiques dans tous les scénarios, tandis que d'autres varient d'un scénario à l'autre. Ces différences et similitudes sont relevées ci-dessous.

Les facteurs communs aux scénarios 1 et 2 et à la sensibilité R&R sont les suivants :²

- les variables démographiques (p. ex. nombre de ménages, population);
- les variables macroéconomiques (p. ex. PIB, taux de change, inflation, revenu personnel disponible);
- les variables liées aux conditions climatiques (p. ex. degrés-jours de chauffage);
- les prix mondiaux du pétrole.

Les facteurs qui diffèrent entre les scénarios 1 et 2 sont :

- le rythme de l'innovation technologique;
- le taux de pénétration de technologies économes en énergie;
- le rythme d'adoption de comportements favorisant un meilleur rendement énergétique;
- les prix du gaz naturel, de l'électricité et du charbon.

La sensibilité R&R a été développée à partir de scénario 2; donc, les prix de l'énergie sont les mêmes pour ces deux scénarios. La principale différence entre ces deux

scénarios est le choix de combustibles dans les secteurs suivants :

- résidentiel;
- commercial;
- industriel;
- transport routier;
- production d'électricité (voir le chapitre 4).

Un grand nombre de programmes gouvernementaux ou parrainés par le secteur privé influent également sur la consommation d'énergie. L'ONÉ n'a pas évalué l'impact de programmes en particulier, bien que leur incidence globale s'exprime dans les résultats. Tous les scénarios tiennent compte des programmes existants et annoncés, mais on suppose que leur impact sera plus grand dans le scénario 2 et dans la sensibilité R&R que dans le scénario 1.

3.2 DEMANDE TOTALE D'ÉNERGIE SECONDAIRE

La demande canadienne totale d'énergie secondaire (ou énergie pour utilisation finale) s'est chiffrée à 8 482 pétajoules (PJ) en 1997. Dans le scénario 1, cette demande devrait enregistrer une croissance moyenne de 1,4 % par année, pour atteindre 12 588 PJ en 2025 (figure 3.1). Dans le scénario 2, la demande totale devrait croître à un taux moyen de 0,9 % par année et s'élever à 10 953 PJ en 2025. À cette date, la différence entre les scénarios 1 et 2 serait d'environ 15 %. Dans la sensibilité R&R, la demande totale est presque identique à celle du scénario 2.

En 1997, la demande totale d'énergie secondaire a été satisfaite dans une proportion de 38 % par les produits pétroliers (essence, diesel, mazout lourd, mazout léger, kérosène, carburant d'aviation et coke de pétrole), de 29 % par le gaz naturel, de 20 % par l'électricité, de 7 % par les combustibles renouvelables (liqueur de pâte, résidus de bois, bois et énergie solaire) et de 6 % par d'autres combustibles (charbon, coke, gaz de pétrole liquéfié, éthane et vapeur).

1 Les résultats détaillés pour le Canada et par région sont présentés à l'Annexe 3 : Demande.

2 Certains de ces indicateurs sont présentés à l'Annexe 2 : Hypothèses et scénarios.

La part de marché des produits pétroliers décline dans tous les scénarios : elle passe à 35 % dans le scénario 1, à 36 % dans le scénario 2 et à 34 % dans la sensibilité R&R. La part du gaz naturel augmente légèrement pour atteindre 31 % dans le scénario 1, tandis qu'elle demeure presque constante dans le scénario 2 et la sensibilité R&R. Dans tous les scénarios, la part de l'électricité augmente pour se situer à environ 22 %. Dans les scénarios 1 et 2, la part des combustibles renouvelables diminue jusqu'à 6 %, mais elle demeure relativement constante à 7 % dans la sensibilité R&R. Enfin, la part combinée de tous les autres combustibles est relativement constante dans les scénarios 1 et 2, se situant légèrement au-dessus de 6 %, alors qu'elle augmente à 7 % dans la sensibilité R&R.

En 1997, le secteur industriel était le plus grand consommateur d'énergie au Canada, comptant pour 34 % de la consommation pour utilisation finale. Venaient ensuite le secteur du transport (25 %), les secteurs résidentiel (19 %) et commercial (12 %), et les utilisations non énergétiques des hydrocarbures (10 %). Dans tous les scénarios, la part relative de chaque secteur devrait demeurer assez stable.

Un indicateur de l'intensité énergétique pour l'ensemble de l'économie est la quantité d'énergie

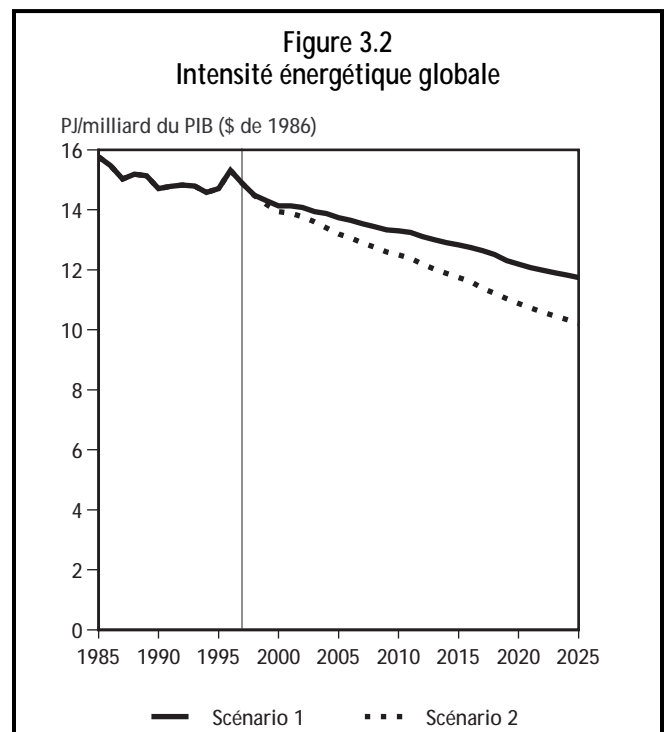
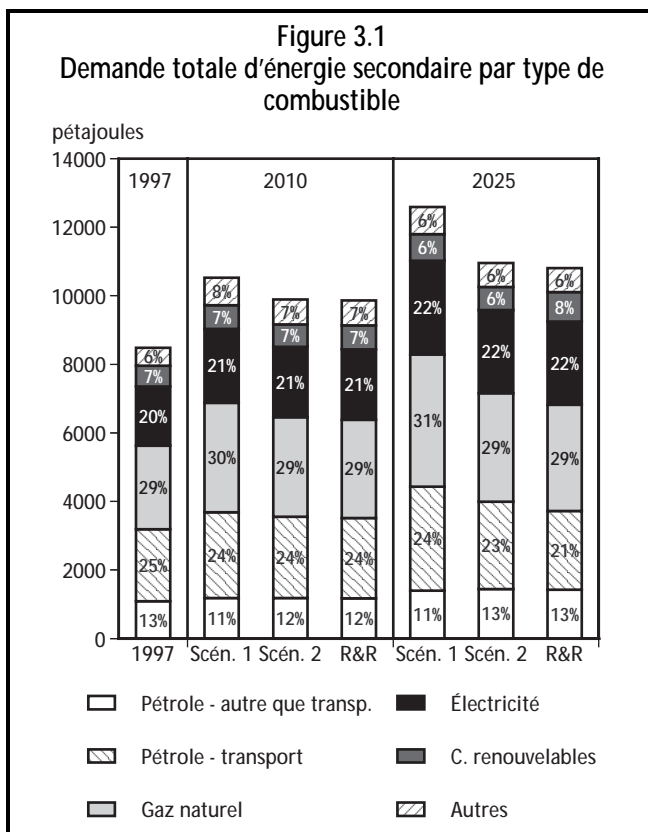
consommée par unité de PIB réel (figure 3.2). Entre 1985 et 1997, l'intensité énergétique globale a diminué en moyenne de 0,6 % par année. Selon les prévisions, elle devrait diminuer à un rythme un peu plus rapide au cours de la période de projection. Dans le scénario 1, elle décroît de 0,8 % par année; dans le scénario 2 et dans la sensibilité R&R, sa diminution est de 1,3 % par année.

3.3 DEMANDE D'ÉNERGIE SECONDAIRE PAR SECTEUR

La section ci-dessous examine la demande d'énergie pour utilisation finale dans les secteurs suivants : résidentiel, commercial, industriel, transport routier, autres types de transport et utilisation des hydrocarbures à des fins non énergétiques.

3.3.1 Secteur résidentiel

La demande du secteur résidentiel englobe l'énergie consommée dans tous les types d'habitations (c.-à-d. maisons unifamiliales, maisons jumelées, appartements, maisons en rangée, habitations en copropriété et maisons mobiles). En 1997, les maisons unifamiliales représentaient environ 55 % du parc résidentiel, et les appartements, 32 %. Dans ce secteur est également compris le combustible utilisé pour la machinerie agricole, mais pas les combustibles servant à alimenter les véhicules personnels.



L'énergie est utilisée pour le chauffage des locaux et de l'eau, les appareils électroménagers, l'éclairage et la climatisation de l'air. Compte tenu du climat canadien, le chauffage des locaux représente plus de 60 % des besoins énergétiques. Les principales variables de la demande d'énergie du secteur résidentiel sont le nombre de ménages et le revenu personnel disponible.

Prix de l'énergie corrigés en fonction du rendement dans le secteur résidentiel

Les principaux combustibles utilisés dans le secteur résidentiel sont le gaz naturel, l'électricité et le mazout léger. La figure 3.3 présente les prix canadiens moyens corrigés en fonction du rendement pour les scénarios 1 et 2. Les prix utilisés pour la sensibilité R&R sont présumés être les mêmes que pour le scénario 2.

Les prix de l'électricité demeurent plus élevés que ceux du gaz naturel et du mazout léger dans les deux scénarios. Ils ont généralement tendance à diminuer à court terme, mais connaissent une hausse à long terme. Dans le scénario 2, ils finissent par dépasser les niveaux de 1997 vers la fin de la période de projection, moment où ils sont supérieurs d'environ 14 % à ceux du scénario 1. Les prix relativement plus élevés de l'électricité devraient avoir

peu d'influence sur la demande d'électricité étant donné qu'il n'existe aucune solution de remplacement pratique et économique pour la plupart des appareils électroménagers et pour l'éclairage.

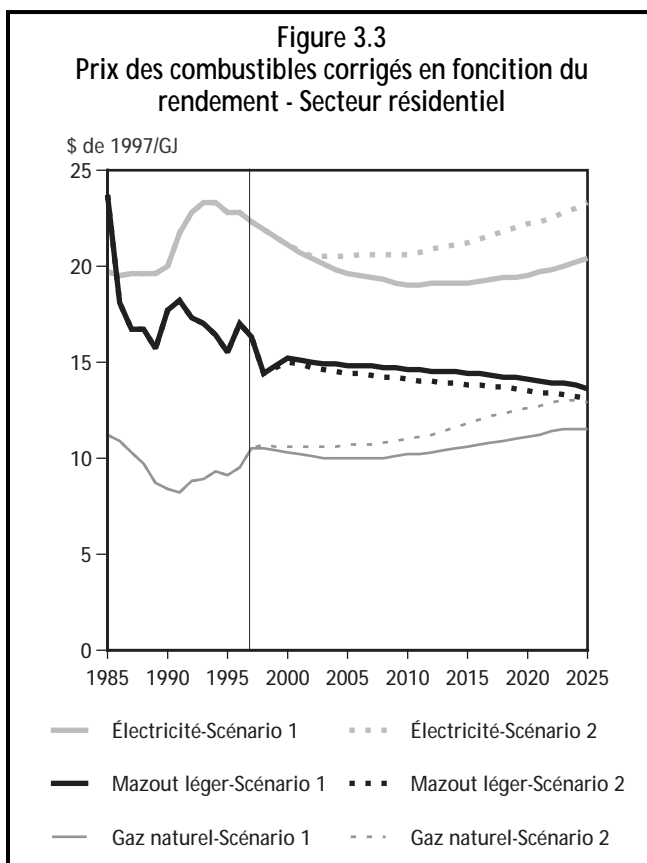
Entre 1997 et 2025, les prix du gaz naturel corrigés en fonction du rendement augmentent de 10 % dans le scénario 1 et de 23 % dans le scénario 2. Pendant la même période, les prix correspondants du mazout léger diminuent de 16 % dans le scénario 1 et de 20 % dans le scénario 2. Dans les deux scénarios, les prix encouragent la substitution du mazout léger par le gaz, quoique l'avantage du gaz devient minime vers la fin de la période de projection dans le scénario 2. On présume que l'efficacité des chaudières augmente avec le temps, contribuant à la réduction du prix du mazout léger et freinant l'augmentation du prix du gaz naturel.

Demande d'énergie et parts de marché dans le secteur résidentiel

Les deux scénarios prévoient une augmentation constante de la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel. Dans le scénario 1, la consommation totale augmente, passant de 1 606 PJ en 1997 à 2 104 PJ en 2025, soit un taux de croissance annuel de 1,0 % (figure 3.4). Dans le scénario 2, en raison de l'adoption plus intensive de technologies efficaces, la demande totale d'énergie augmente plus lentement, à un taux moyen de 0,5 %, pour atteindre 1 850 PJ en 2025. En 2025, on constate un écart d'environ 14 % entre les scénarios 1 et 2. La demande d'énergie totale dans la sensibilité R&R est presque identique à celle du scénario 2, quoiqu'on y observe une utilisation accrue de l'énergie solaire et de bois.

Le gaz naturel est le principal combustible utilisé au Canada pour le chauffage des locaux et on l'emploie de plus en plus pour le chauffage de l'eau. Le mazout léger sert essentiellement au chauffage des locaux. Le mazout léger est de moins en moins employé dans les nouvelles maisons, mais il continue d'être utilisé dans des régions non desservies par les réseaux de gaz naturel. L'électricité est utilisée principalement pour l'éclairage, les appareils électroménagers et le chauffage de l'eau; elle sert aussi au chauffage des locaux, en particulier au Québec.

Le chauffage des locaux représente la principale utilisation finale d'énergie dans le secteur résidentiel, mais sa part relative devrait diminuer. En général, les maisons plus récentes nécessitent moins d'énergie étant donné qu'elles sont pourvues d'une meilleure isolation et de fenêtres plus



efficaces, et qu'elles intègrent souvent un éclairage naturel qui procure un chauffage passif à l'énergie solaire. De plus, les chaudières plus récentes ont généralement un meilleur rendement énergétique. Tous ces facteurs contribuent à la réduction de la part de marché des combustibles utilisés principalement pour le chauffage des locaux. Comme le scénario 2 prévoit un rythme accru d'amélioration de la conception des maisons et du rendement des chaudières, le déclin de la part de marché combinée du gaz naturel et du mazout léger est plus prononcé dans ce scénario.

Le gaz naturel représentait environ 45 % de la demande d'énergie du secteur résidentiel en 1997. Dans le scénario 1, la part de marché du gaz augmente légèrement jusqu'en 2005, puis elle diminue pour se situer à 43 % en 2025. Dans le scénario 2, la part de marché du gaz naturel devrait diminuer pendant toute la période pour s'établir à 42 % en 2025. Dans la sensibilité R&R, elle décroît pour se situer à 41 % en 2025. Dans tous les scénarios, le gaz naturel devrait faire des percées dans les provinces de l'Atlantique.

Les produits pétroliers, à l'exception du carburant diesel utilisé dans la machinerie agricole, représentaient 10 % de la demande du secteur résidentiel en 1997. Ce volume était constitué en majeure partie de mazout léger,

bien que le kérosène et le mazout lourd étaient également utilisés. Dans le scénario 1, la part du pétrole devrait diminuer graduellement et s'établir à 8 % en 2025. Dans le scénario 2, elle décroît plus rapidement pour se situer à 8,5 % en l'an 2014, et se stabiliser ensuite. Dans la sensibilité R&R, cette part de marché décroît sous les 8 %. De plus, la part de marché du diesel utilisé à des fins agricoles est relativement stable à 6,5 % dans tous les scénarios.

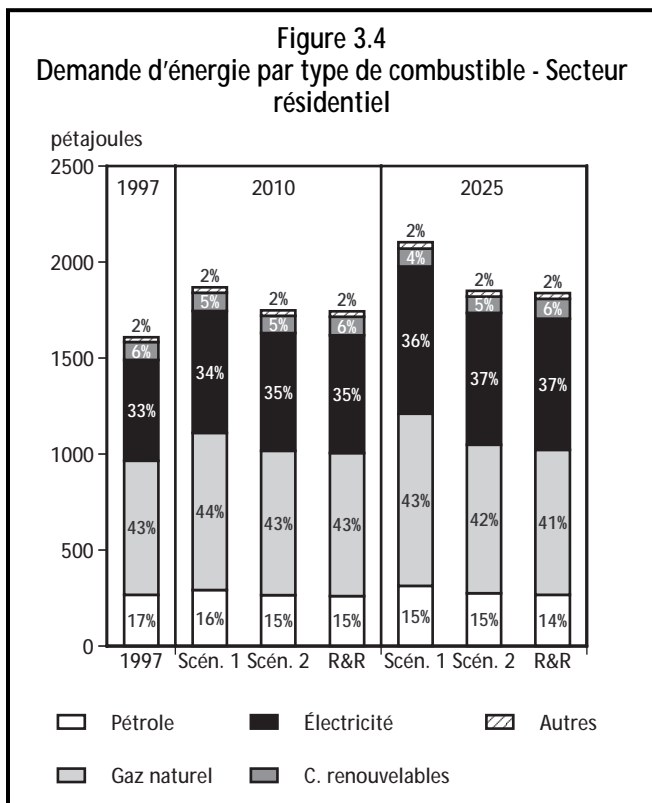
La part de marché de l'électricité devrait augmenter en raison d'une pénétration accrue des petits électroménagers et des climatiseurs dans les ménages canadiens. L'adoption des petits appareils électriques comme les ordinateurs personnels, fours à micro-ondes, lecteurs de disques compacts et magnétoscopes à cassettes a augmenté considérablement au cours des dernières années. Cette tendance devrait se poursuivre au cours de la période de projection. Néanmoins, on présume que les nouveaux appareils électriques ont un meilleur rendement énergétique, ce qui neutralise en partie l'augmentation de la part de marché de l'électricité.

L'électricité représentait 33 % de la demande d'énergie du secteur résidentiel en 1997. Dans le scénario 1, la part de marché de l'électricité augmente jusqu'à environ 36 % en 2025. Dans le scénario 2 et la sensibilité R&R, elle augmente jusqu'à un peu plus de 37 %. Cette hausse plus importante de la part de marché de l'électricité est attribuable à une diminution plus forte de l'utilisation de gaz naturel et de mazout léger, qui découle de l'amélioration du rendement énergétique des systèmes de chauffage.

En 1997, le bois représentait 5,6 % de la demande du secteur résidentiel. En 2025, sa part de marché aura diminué pour se situer à 4,3 % dans le scénario 1, et à 4,4 % dans le scénario 2. Dans la sensibilité R&R, le nombre d'utilisateurs de poêles à bois augmente, mais on prévoit l'arrivée sur le marché de poêles à bois et à granules de bois plus efficaces. Donc la part de marché du bois est comparable à celle du scénario 2.

La part de marché de l'énergie solaire dans le secteur résidentiel était évaluée à 0,1 % en 1997, et les scénarios 1 et 2 prévoient que cette proportion devrait rester relativement constante. Dans la sensibilité R&R, la part de marché de l'énergie solaire augmente pour atteindre 1,2 % en raison de percées sur le plan du chauffage de l'eau et des locaux.

Ensemble, le propane, la vapeur et le charbon représentaient 1,6 % de la demande en 1997. Dans tous les

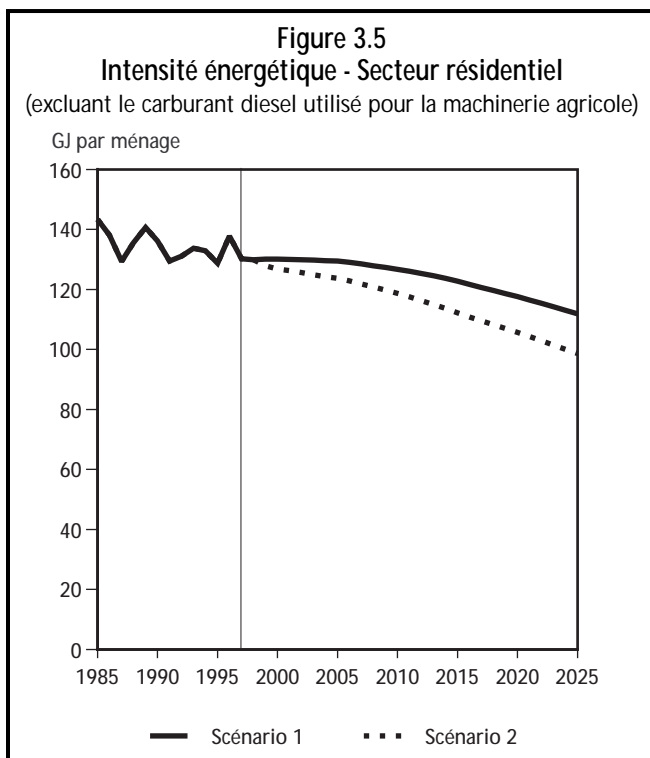


scénarios, leur part de marché combinée reste relativement constante pendant toute la période de projection.

Intensité énergétique dans le secteur résidentiel

L'intensité énergétique est une variable volatile parce qu'elle est fortement assujettie aux conditions climatiques. Pendant les années particulièrement froides, la consommation moyenne d'énergie par ménage est plus élevée, tandis que pendant les années chaudes, la consommation d'énergie est plus faible. Les prévisions font état de tendances peu prononcées puisqu'on présume que les conditions climatiques seront normales.³

Tous les scénarios prévoient une baisse constante de la consommation d'énergie par ménage pendant toute la période (figure 3.5). Dans le scénario 1, l'intensité énergétique, à l'exception des utilisations agricoles, devrait diminuer de 0,5 % par année, alors que dans le scénario 2 et la sensibilité R&R, elle baisse de 1,0 % par année. Plusieurs facteurs favorisent ces diminutions : meilleur rendement énergétique des maisons, des chaudières, des électroménagers et des appareils d'éclairage. De plus, des technologies économes en énergie sont introduites dans le parc résidentiel par la construction de maisons neuves et la rénovation de maisons existantes.



Dans tous les scénarios, le rythme d'amélioration du rendement énergétique est plus lent entre 1997 et 2010 que plus tard dans la période de projection. Cela s'explique en partie par les changements démographiques, qui devraient s'intensifier après 2010. Les familles moins nombreuses et le vieillissement de la population se traduiront vraisemblablement par la construction de maisons plus petites (p. ex. maisons jumelées, appartements ou quartiers de retraités), dont les besoins en énergie sont moindres.

3.3.2 Secteur commercial

Le secteur commercial est composé de bureaux, de commerces de détail, d'hôpitaux, d'écoles, d'entrepôts, de restaurants, d'installations récréatives, d'hôtels et de motels. En 1997, le principal volet de la consommation d'énergie pour utilisation finale était le chauffage des locaux (55 %), suivi de l'éclairage (14 %), des moteurs (12 %), du chauffage de l'eau (7 %), de l'équipement de bureau (7 %) et du conditionnement de l'air (5 %). Les moteurs sont utilisés pour faire fonctionner des ventilateurs, des compresseurs et des pompes.

La consommation d'énergie augmente parallèlement à la croissance économique, mais à un rythme plus lent étant donné que les nouveaux appareils et bâtiments ont généralement un meilleur rendement énergétique que ceux qui étaient déjà en place. Le PIB commercial réel devrait augmenter au rythme de 2,3 % dans la première moitié de la période de projection (de 1997 à 2010), mais on prévoit un ralentissement à 1,5 % dans la seconde moitié. D'autres facteurs qui influent sur la demande d'énergie dans le secteur commercial sont les prix de l'énergie, les progrès technologiques, le comportement des consommateurs, et les initiatives gouvernementales et industrielles.

Prix de l'énergie corrigés en fonction du rendement dans le secteur commercial

Les principaux combustibles dans le secteur commercial sont l'électricité, le gaz naturel et le mazout léger. La figure 3.6 présente les prix moyens de ces combustibles au Canada, corrigés en fonction du rendement, pour le scénario 1 et le scénario 2.

Les consommateurs sont davantage enclins à limiter leur utilisation d'énergie quand l'énergie est relativement plus coûteuse, comme dans le scénario 2. Les prix relatifs

3 Les « conditions climatiques normales » correspondent aux températures moyennes observées entre 1961 et 1990.

des combustibles jouent également un rôle dans le choix des formes d'énergie. L'éclairage et l'équipement de bureau étant alimentés exclusivement à l'électricité, la concurrence entre l'électricité et les combustibles fossiles est limitée. Le gaz naturel et le mazout léger sont couramment utilisés pour le chauffage des locaux. Dans le scénario 2, on suppose un meilleur rendement énergétique des chaudières et chauffe-eau, ce qui réduit les prix corrigés en fonction du rendement du mazout léger et du gaz naturel.

Dans le scénario 1, on constate une diminution de l'écart entre les prix du mazout léger et du gaz naturel, corrigés en fonction du rendement, mais le gaz conserve un avantage. Dans le scénario 2, les courbes de prix se croisent aux environs de 2016 et le gaz naturel devient relativement plus coûteux. On a supposé qu'un écart de prix de plus de 10 % stimulera le recours au mazout léger pour chauffer les locaux.

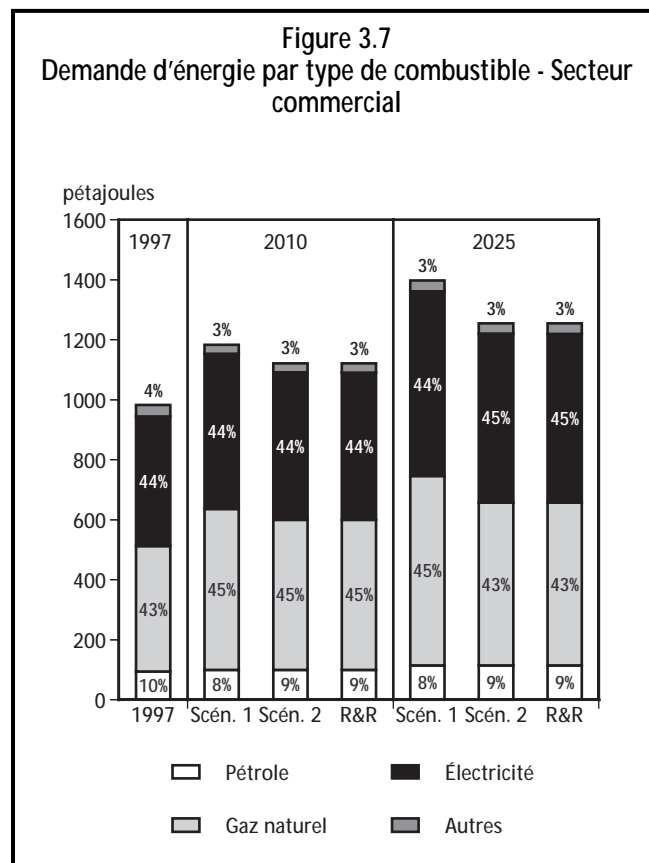
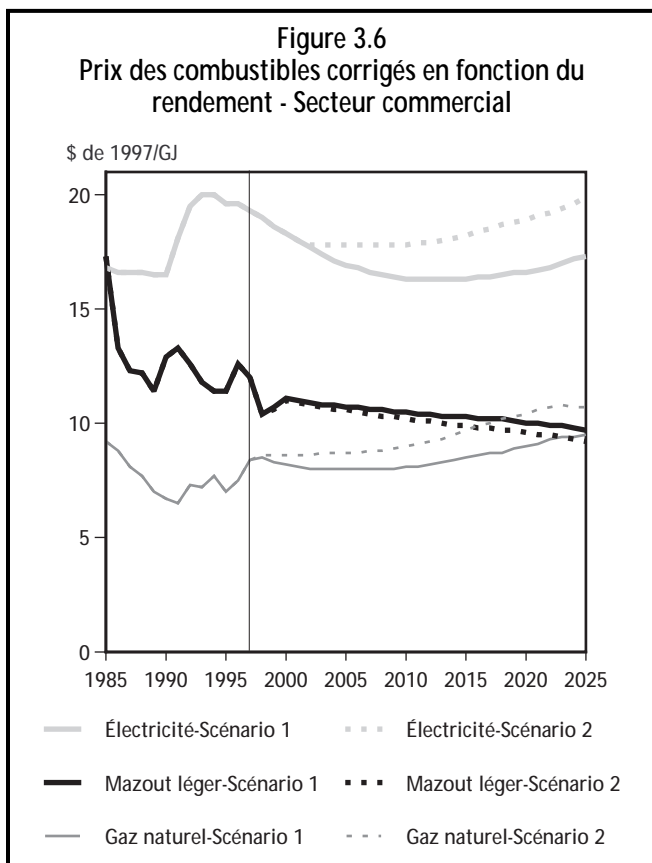
Demande d'énergie et parts de marché dans le secteur commercial

Entre 1985 et 1997, la demande commerciale a augmenté de 1,5 % par année pour atteindre 984 PJ en 1997. Dans la période de projection, l'accroissement de la consommation devrait se situer en moyenne à 1,3 % par

année dans le scénario 1 et à 0,9 % dans le scénario 2 (figure 3.7). En 2025, la demande atteint 1 398 PJ dans le scénario 1, et 1 255 PJ dans le scénario 2, une différence de 11 %. La sensibilité R&R suppose une certaine pénétration de l'énergie solaire, mais elle est comparable au scénario 2 à tous les autres égards.

Les combinaisons de combustibles exposées dans la présente section correspondent à une moyenne canadienne. Il y a d'importantes variations régionales marquées qui sont dues à des différences dans les prix relatifs, la structure du marché et la disponibilité des combustibles. Dans tous les scénarios, les parts de marché demeurent relativement constantes pendant la période de projection.

La part de marché de l'électricité a augmenté, passant de 37 % en 1985 à 44 % en 1997. Une grande partie de cette augmentation peut être attribuée à la pénétration rapide de l'équipement de bureau. La part de l'électricité devrait rester à son niveau de 1997 dans le scénario 1 et augmenter légèrement pour se situer à 45 % dans le scénario 2. Parmi les facteurs qui contribuent à cette stabilisation, mentionnons la saturation de la demande en équipement de bureau, la pénétration de machines de



bureau économes en énergie et une réglementation fédérale plus rigoureuse quant aux dispositifs d'éclairage, aux moteurs électriques triphasés, aux gros conditionneurs d'air et aux thermopompes de grande puissance. On suppose que le nombre de consommateurs qui achètent de l'équipement dépassant les exigences de la réglementation en matière de rendement énergétique est plus élevé dans le scénario 2 que dans le scénario 1.

Les nouveaux bâtiments devraient présenter une meilleure isolation, des fenêtres plus étanches et des appareils de chauffage et de conditionnement de l'air offrant un meilleur rendement énergétique. Grâce à ces caractéristiques, on devrait enregistrer une baisse des besoins moyens en chauffage des locaux. Toutefois, la part combinée du mazout léger et du gaz naturel est censée rester relativement stable au cours de la période de projection.

Dans le scénario 1, le mazout léger maintient sa part de 5 % observée en 1997, et le gaz naturel augmente sa part de marché, passant de 43 % à 45 %. L'introduction du gaz provenant de la plate-forme Scotian dans la région de l'Atlantique et l'avantage relatif soutenu du gaz sur le mazout léger en ce qui a trait au prix, expliquent la croissance prévue pour le gaz. Dans le scénario 2, le mazout léger devient relativement moins cher que le gaz naturel après 2016, et sa part de marché augmente pour passer de 5 % à 6 % en 2025. La part de marché du gaz naturel demeure relativement stable. De plus, la part de marché des autres produits pétroliers (diesel, mazout lourd et kérosène) baisse pour passer de 5 % en 1997 à environ 3 % en 2025 dans tous les scénarios.

Les autres combustibles représentaient 4 % de la consommation d'énergie du secteur commercial en 1997. Parmi ces combustibles, on comptait la vapeur et le propane. Dans tous les scénarios, leur part combinée chute pour se situer à 3 % en 2025. Dans la sensibilité R&R, on suppose une certaine pénétration de l'énergie solaire dans le marché du chauffage de l'eau et des locaux. L'énergie solaire représenterait une part de marché de 0,1 % en 2025.

Intensité énergétique dans le secteur commercial

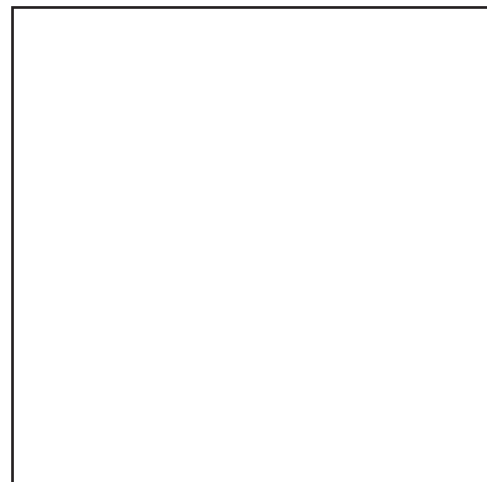
L'intensité énergétique dans le secteur commercial se mesure à la consommation d'énergie par dollar de PIB commercial réel et est un indicateur du rendement énergé-

tique. De 1985 à 1990, elle a diminué de 2,1 % par année (figure 3.8). Toutefois, entre 1990 et 1997, la tendance s'est inversée. Les taux élevés d'inoccupation pendant la récession du début des années 1990 peuvent avoir contribué à une hausse de l'intensité énergétique puisque les bâtiments doivent être chauffés jusqu'à une certaine température, même s'ils sont inoccupés.

L'intensité énergétique devrait connaître une baisse de 0,5 % par année dans le scénario 1 et de 0,9 % par année dans le scénario 2.⁴ L'amélioration du rendement énergétique sera supportée, entre autre, à court terme par la baisse du taux d'inoccupation. La baisse de l'intensité énergétique sera également soutenue par la construction de nouveaux bâtiments et les rénovations ainsi que par diverses mesures de conservation de l'énergie. Parmi ces mesures, mentionnons le réglage à la baisse des systèmes de chauffage et d'éclairage quand les locaux sont inoccupés et leur entretien régulier, de même que la maintenance de l'équipement servant au conditionnement de l'air. Ces facteurs ont un impact plus important dans le scénario 2 et la sensibilité R&R que dans le scénario 1.

3.3.3 Secteur industriel

Le secteur industriel comprend la fabrication, l'exploitation minière et forestière ainsi que la construc-



⁴ Étant donné que différents types de bâtiments ont différents besoins sur le plan énergétique, une modification de la composition du secteur pourrait modifier le profil d'intensité énergétique. Cependant, on ne s'attend pas à ce qu'un virage structurel ait une incidence notable.

tion. Les industries qui sont le plus énergivores sont les suivantes : pâtes et papiers, sidérurgie, fonte et affinage, produits chimiques, ciment et raffinage du pétrole. Bien qu'elles représentent moins de 20 % du PIB industriel, ces six industries génèrent plus de 60 % de la demande d'énergie du secteur industriel. Par conséquent, les prévisions économiques relatives à ces industries ont une grande incidence sur la demande énergétique globale de l'industrie.

Le tableau 3.1 montre la croissance annuelle moyenne du PIB réel supposée pour le secteur industriel et diverses industries et groupes d'industries. Ces hypothèses sont les mêmes dans tous les scénarios. La croissance du PIB industriel total devrait atteindre en moyenne 2,3 % par année pendant la période de projection. Elle devrait être plus marquée dans la première partie de cette période, soit entre 1997 et 2010, où elle atteindrait 2,6 %, pour ensuite se situer à 2,1 % entre 2011 et 2025.

À quelques exceptions près, les industries énergivores (à forte intensité énergétique), surtout celles qui dépendent des ressources naturelles, devraient connaître un taux de croissance plus lent que les industries qui consomment moins d'énergie. Ce fait est particulièrement notable plus tard dans la période de projection. Entre 1997 et 2010, le taux de croissance des industries énergivores devrait être de 2,6 % par année, tandis qu'après 2010, ce taux se situerait à 1,7 %. Ce changement structurel contribuera à abaisser l'intensité énergétique du secteur industriel.

Tableau 3.1
Croissance annuelle moyenne du PIB réel
de 1997 à 2025

Industrie	Taux de croissance (en %)
Pâtes et papiers	0,7
Sidérurgie	2,7
Fonte et affinage	2,9
Ciment	0,9
Raffinage du pétrole	0,9
Produits chimiques	2,8
Industries énergivores	2,1
Autres industries manufacturières	2,8
Exploitation minière	1,5
Foresterie	1,1
Construction	2,0
Industries moins énergivores	2,4
Total du secteur industriel	2,3

Prix de l'énergie corrigés en fonction du rendement dans le secteur industriel

Des prix élevés de l'énergie favorisent une utilisation plus efficace de cette ressource et une diminution de la demande. En revanche, des prix faibles peuvent entraîner une hausse de la demande en favorisant la croissance des industries énergivores. Les prix relatifs influent également sur la consommation d'énergie dans le secteur industriel où les utilisateurs ont souvent le choix entre différents combustibles. Cela est particulièrement vrai à long terme avec la possibilité d'acheter du nouvel équipement pour permettre la substitution par un combustible moins cher.

Les combustibles les plus utilisés dans le secteur industriel sont le gaz naturel, l'électricité et le mazout lourd. La figure 3.9 présente les prix moyens de ces combustibles au Canada, corrigés en fonction du rendement. Les prix dans le scénario 2 et la sensibilité R&R sont identiques. Dans tous les scénarios, on suppose un rendement énergétique constant pour les chaudières.

Le prix du mazout léger corrigé en fonction du rendement est relativement constant dans les deux scénarios, mais le prix du gaz naturel augmente au cours de la période de projection, soit de 34 % dans le scénario 1 et de 67 % dans le scénario 2. Dans le scénario 1, les prix du mazout lourd et du gaz naturel demeurent à peu près équivalents, ce qui réduit l'incitation à faire une substitution. Dans le scénario 2, le prix du gaz naturel s'écarte de celui du mazout lourd vers l'an 2005. Cette situation débouche sur une tendance à substituer du mazout lourd au gaz naturel dans l'Est du Canada, où le prix du gaz est plus élevé que dans l'Ouest.

En général, l'électricité est utilisée dans des procédés où la substitution d'autres combustibles est limitée ou non réalisable. Ce fait explique son importance comme source d'énergie, malgré son prix relativement élevé par rapport au mazout lourd ou au gaz naturel. En 2025, le prix de l'électricité sera de 14 % plus élevé dans le scénario 2 que dans le scénario 1. Plus encore que pour les autres combustibles, il existe des différences régionales importantes dans le prix de l'électricité. Les prix sont beaucoup plus bas que la moyenne canadienne dans les provinces riches en ressources hydroélectriques, soit le Manitoba, le Québec et la Colombie-Britannique, et ils sont bien plus élevés en Ontario.

Demande d'énergie et parts de marché dans le secteur industriel

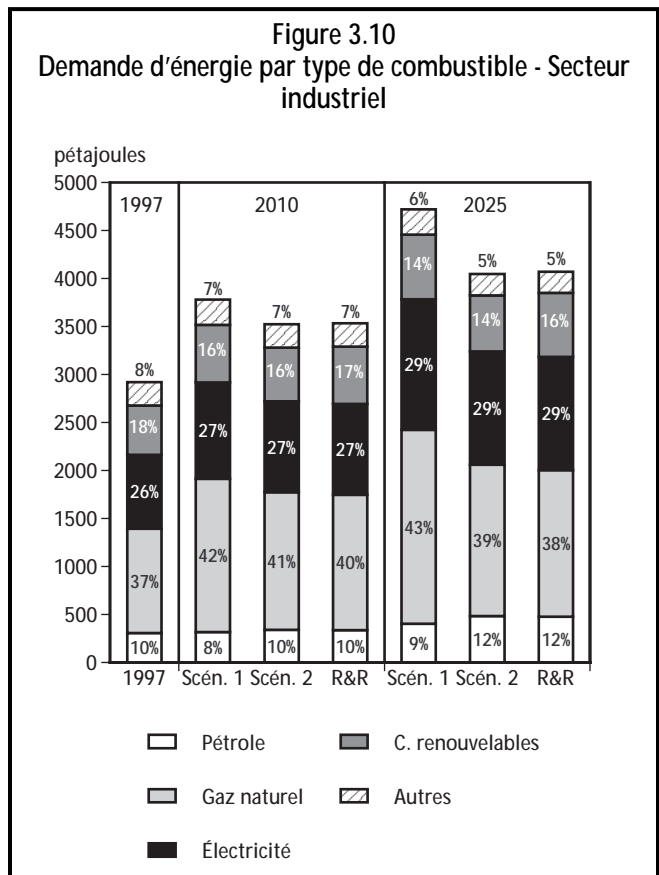
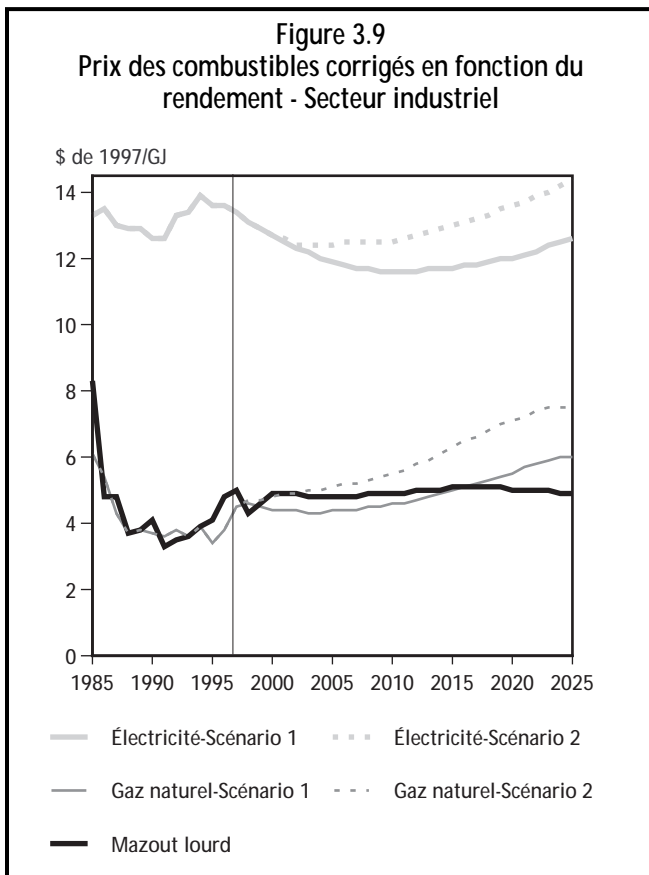
La demande totale d'énergie dans le secteur industriel était de 2 921 PJ en 1997. Dans le scénario 1, on prévoit une croissance de la demande à un taux moyen de 1,7 % par année, le niveau de 2025 s'établissant à 4 720 PJ (figure 3.10). Dans le scénario 2, le taux moyen de croissance annuel devrait être de 1,1 %, la consommation d'énergie atteignant 4 046 PJ en 2025. À cette date, on observerait une différence d'environ 17 % entre le scénario 1 et le scénario 2. La demande totale dans la sensibilité R&R est semblable à celle du scénario 2, bien que la sensibilité R&R utilise davantage de résidus du bois et une petite proportion d'énergie solaire.

Le gaz naturel représentait 37 % de la demande du secteur industriel en 1997. Dans le scénario 1, la part de marché du gaz augmente pour atteindre 43 % en 2011, puis elle reste stable jusqu'à la fin de la période de projection. Dans le scénario 2, elle culmine à 41 % en 2011, puis elle décline pour se situer à 39 % en 2025. Dans la sensibilité R&R, la part de marché du gaz est d'environ 1 % de moins que le niveau prévu dans le scénario 2. La forte croissance de la part de marché du gaz jusqu'en 2011 dépend en

partie des investissements dans les installations d'extraction du bitume en Alberta, qui nécessitent de grandes quantités de vapeur produite grâce à des équipements alimentés au gaz. L'introduction du gaz naturel en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick contribue également à l'accroissement de sa part de marché.

Dans tous les scénarios, la part de marché de l'électricité augmente, passant de 26 % en 1997 à environ 29 % en 2025. Cette projection concorde avec une hausse du recours à des procédés axés sur l'électricité dans plusieurs industries, dont la réduction mécanique du bois en pâte dans l'industrie des pâtes et papiers, l'usage de fours électriques à arc dans l'industrie de l'acier et l'adoption de la robotique dans diverses industries.

L'utilisation combinée de produits pétroliers représentait 10 % de la demande du secteur industriel en 1997. Le volume en cause était constitué à 43 % de diesel, à 35 % de mazout lourd, à 17 % de coke de pétrole et à 5 % de mazout léger. Le diesel est utilisé pour la machinerie lourde, tandis que les autres produits pétroliers servent principalement dans les chaudières afin de produire de la chaleur industrielle. Le scénario 1 prévoit que la part de marché du



pétrole va diminuer pour se situer à 8 % vers l'an 2010 et qu'elle augmentera ensuite à 8,5 % d'ici 2025. Ce déclin serait attribuable à une réduction des parts de marché du diesel et du mazout lourd. Dans le scénario 2 et la sensibilité R&R, la demande de pétrole fléchit légèrement avant de remonter pour atteindre 12 % en 2025. L'augmentation de la demande de pétrole résulterait de l'utilisation accrue de mazout lourd dans l'Est du Canada, où le mazout lourd devient beaucoup moins cher que le gaz naturel. Les parts de marché du diesel, du mazout léger et du coke de pétrole sont similaires dans tous les scénarios.

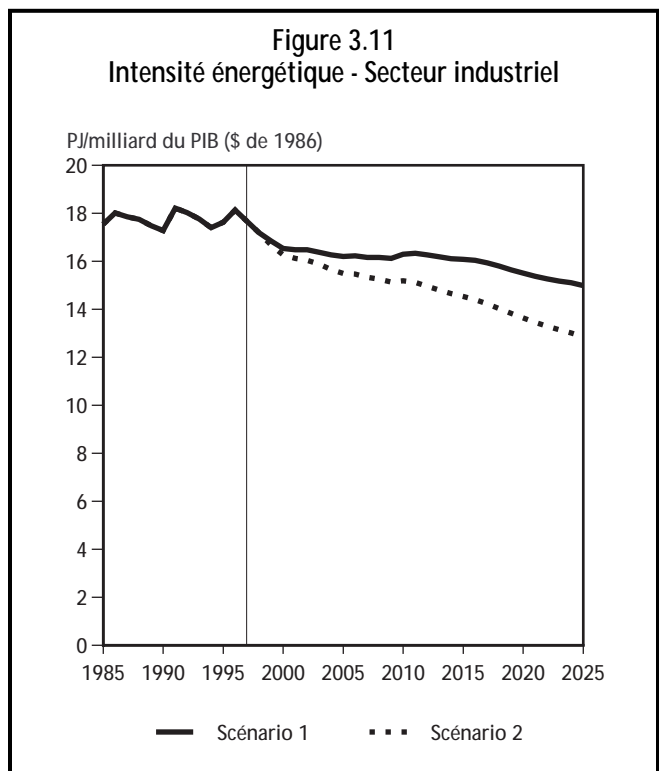
La liqueur de pâte et les résidus de bois sont des sous-produits de l'industrie des pâtes et papiers et sont utilisés presque exclusivement dans cette industrie. Ensemble, ils représentaient 18 % de la demande industrielle en 1997. Tous les scénarios supposent un usage plus répandu de ces combustibles dans l'industrie des pâtes et papiers. Cependant, étant donné le taux de croissance relativement faible de cette industrie, on prévoit un fléchissement de la part combinée des résidus de bois et de la liqueur de pâte, qui se situerait à environ 14 % dans les scénarios 1 et 2, et à 16 % dans la sensibilité R&R. Comparativement au scénario 2, la consommation de résidus de bois dans la sensibilité R&R serait plus élevée de presque 40 %, reflétant le point de vue selon lequel une portion seulement de l'approvisionnement disponible est actuellement utilisée pour produire de l'énergie. Cependant, l'emploi de la liqueur de pâte est similaire puisque l'approvisionnement disponible sert essentiellement à produire de l'énergie.

Ensemble, tous les autres combustibles ont satisfait la demande industrielle dans une proportion de 8 % en 1997. Ces combustibles étaient les suivants : charbon, coke et gaz de cokerie (6 %), vapeur (1 %) et gaz de pétrole liquéfié (GPL - 1 %). Dans tous les scénarios, la part de marché du charbon, du coke et du gaz de cokerie est censée diminuer graduellement pour se situer à 4 % en 2025. Tous les scénarios prévoient que les parts de marché de la vapeur et des GPL demeureront relativement constantes. La sensibilité R&R suppose l'utilisation d'une quantité mesurable d'énergie solaire. Elle prévoit également l'installation de systèmes de chauffage solaire actif dans un nombre suffisant d'entreprises manufacturières pour que ce type d'énergie représente 0,1 % de la demande industrielle en 2010.

Intensité énergétique dans le secteur industriel

Dans le secteur industriel, l'intensité énergétique est mesurée en fonction de la consommation d'énergie par unité de PIB industriel. Bien qu'il s'agisse d'un indicateur utile du rendement énergétique, il faut être prudent au moment d'établir des comparaisons. Par exemple, une forte diminution du prix des produits de base entraînera une réduction du PIB de nombreuses industries. Avec des niveaux similaires de production et de consommation d'énergie, l'intensité énergétique de ces industries semblera avoir augmenté considérablement. La comparaison entre deux régions peut aussi être trompeuse. Une région dotée d'un important secteur primaire (axé sur les ressources) aura une intensité énergétique plus forte qu'une autre dont le secteur industriel est plus diversifié. L'écart ne signifie pas que la première région utilise l'énergie avec un rendement moindre que dans la deuxième région; il reflète simplement les besoins relativement élevés en énergie des industries du secteur primaire.

L'intensité énergétique moyenne dans le secteur industriel au Canada devrait fléchir à un rythme annuel moyen de 0,6 % et de 1 %, respectivement, dans les scénarios 1 et 2 (figure 3.11). L'intensité énergétique est similaire dans la sensibilité R&R et dans le scénario 2.



POINTS SAILLANTS DE L'INDUSTRIE

On trouve ci-dessous un aperçu des facteurs qui ont été pris en compte pour les principales industries dans l'élaboration des prévisions.

Pâtes et papiers

La faible croissance du PIB dans l'industrie des pâtes et papiers freinera l'amélioration de l'intensité énergétique puisqu'elle découragera les investissements majeurs pour des équipements d'avant-garde. Néanmoins, une utilisation accrue de la pâte recyclée aidera à réduire les besoins en énergie. L'usage plus intensif de la réduction mécanique en pâte contribuera également à faire diminuer les besoins en énergie, mais il fera augmenter la consommation d'électricité. Toutefois, l'utilisation plus intensive de résidus de bois et de liqueur de pâte augmentera quelque peu l'intensité énergétique puisque ces combustibles ont un rendement plus faible que les combustibles fossiles. L'effet net sera une légère réduction de l'intensité énergétique.

Sidérurgie

L'intensité énergétique de l'industrie sidérurgique continuera de décroître suite à un changement structurel continu mettant l'accent sur les mini-usines dotées de fours à arc électrique qui utilisent de la ferraille. L'adoption plus généralisée de technologies telles que l'injection de charbon pulvérisé et la réduction directe du fer réduira aussi les besoins énergétiques, étant donné que ces méthodes ont un meilleur rendement énergétique que les procédés classiques.

Fonte et affinage

L'industrie de la fonte et de l'affinage est dominée par l'industrie de l'aluminium, qui dépend presque exclusivement de l'électricité. Les besoins énergétiques des nouvelles usines sont beaucoup moins importants que ceux des anciennes installations. Les améliorations apportées à l'intensité énergétique découleront principalement des investissements dans de nouvelles usines et dans la modernisation d'installations existantes. Le recyclage de l'aluminium permettrait de réduire grandement les besoins énergétiques de l'industrie, mais il est présumé que l'industrie canadienne continuera de mettre l'accent sur la production d'aluminium à partir de matières premières.

Ciment

La production de ciment nécessite de grandes quantités d'énergie pour le chauffage et le broyage. En général, cette énergie peut être produite à partir d'un large éventail de combustibles, dont les combustibles résiduels comme les peintures, huiles et solvants. Les besoins énergétiques devraient diminuer quelque peu en raison de l'utilisation accrue de chaleur récupérée pour sécher les matières premières et pour le préchauffage. La conversion au procédé sec des quelques dernières usines utilisant le procédé humide réduirait encore les besoins en énergie.

Raffinage du pétrole

L'intensité énergétique de l'industrie du raffinage du pétrole devrait demeurer stable. Il est peu probable que les nouveaux investissements soient envisagés en vue de la réduction des besoins énergétiques. On s'attend à ce que l'industrie concentre ses investissements sur d'autres objectifs, comme la production d'essence à faible teneur en soufre.

Produits chimiques

L'industrie des produits chimiques est extrêmement diversifiée. Elle comprend la fabrication de produits chimiques à des fins industrielles et agricoles, de matières plastiques, de résines, de produits chimiques raffinés et de produits pharmaceutiques. L'intensité énergétique de cette industrie décroîtra probablement à la suite d'une croissance plus vigoureuse prévue dans son segment à plus grande valeur ajoutée (c.-à-d. les produits chimiques raffinés et les produits pharmaceutiques). Les nouvelles installations devraient également adopter des technologies ayant un meilleur rendement énergétique.

Exploitation minière

L'industrie minière comporte l'extraction des métaux, des minéraux et des combustibles fossiles. L'extraction des combustibles, en particulier du bitume, est généralement très énergivore. Étant donné que le segment de l'industrie correspondant aux combustibles devrait connaître une croissance plus rapide que le segment des métaux et des minéraux, l'intensité énergétique de l'industrie minière augmentera légèrement.

Autres industries manufacturières

Le groupe des autres industries manufacturières est très diversifié et a généralement des besoins énergétiques moins élevés par rapport au PIB. Comme ce groupe représente un large éventail d'industries, de nombreuses technologies vont influencer sur la demande d'énergie. Les industries des produits électriques et électroniques ainsi que du matériel de transport devraient compter parmi celles qui affichent les meilleurs taux de croissance. Comme les besoins énergétiques de ces deux industries sont généralement plus faibles que ceux de l'ensemble du groupe, l'intensité énergétique de cette catégorie devrait diminuer.

L'intensité énergétique est tributaire d'une variété de facteurs : changements structurels et technologiques, et programmes de conservation de l'énergie parrainés par le gouvernement et l'industrie. Les changements structurels attendus dans le secteur industriel au Canada entraîneront une réduction de l'intensité énergétique étant donné que les industries énergivores devraient connaître un rythme de croissance plus lent que les industries qui consomment moins d'énergie.

Maints programmes comportent des mesures incitatives pour encourager les utilisateurs industriels à utiliser l'énergie de façon plus efficace. Le programme le plus répandu est le Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne (PEEIC). Dans le cadre du PEEIC, de nombreux secteurs industriels ont pris volontairement des engagements concernant l'atteinte d'objectifs relatifs à l'intensité énergétique d'ici l'an 2000 (objectifs exprimés en énergie par unité de PIB, ou en énergie par unité physique de production).

Différentes hypothèses relatives aux progrès technologiques expliquent en grande partie l'écart relatif à l'intensité énergétique entre les scénarios 1 et 2. Le scénario 2 suppose un taux supérieur d'adoption de technologies nouvelles et existantes à haut rendement énergétique.

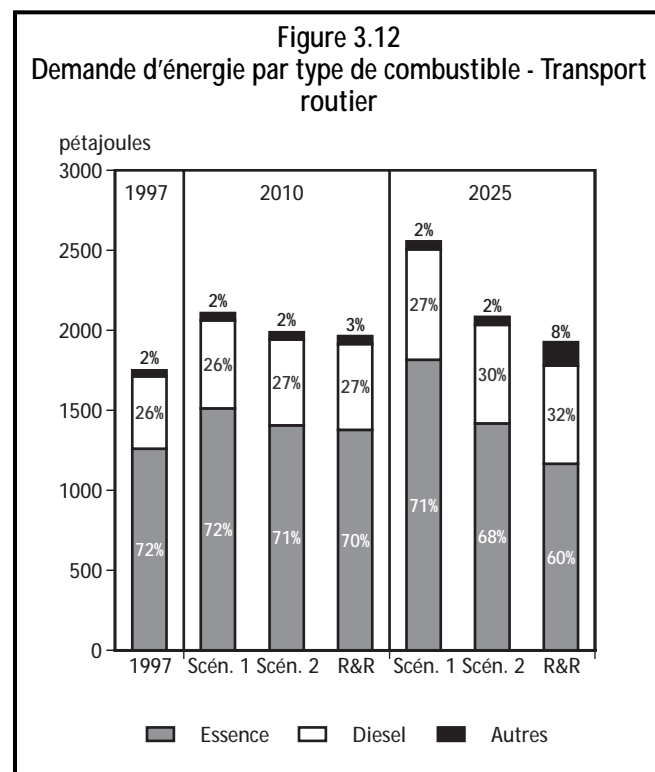
3.3.4 Transport routier

Le secteur du transport était à l'origine de 25 % de la demande d'énergie secondaire en 1997. Le transport routier consommait 82 % de cette énergie ou 1 750 PJ. L'essence,⁵ utilisée principalement dans les véhicules de passagers,⁶ représentait 72 % de la demande, tandis que le diesel, qui sert surtout dans les camions de transport de marchandises et les autobus, correspondait à 26 % de la demande. Ensemble, le propane, le gaz naturel et l'électricité formaient les 2 % restants. L'électricité est utilisée dans les métros et les trains de banlieue; le propane et le gaz naturel sont populaires pour les véhicules commerciaux, comme les taxis, les camions de livraison et les autobus.

Entre 1985 et 1997, la consommation totale d'énergie dans le secteur du transport routier a augmenté de 1,8 % par année. Pendant la période de projection, le taux de

croissance annuel de l'énergie devrait se situer à environ 1,4 % par année en moyenne dans le scénario 1, à 0,6 % dans le scénario 2 et à 0,3 % dans la sensibilité R&R (figure 3.12). La demande d'énergie atteint 2 555 PJ dans le scénario 1, 2 082 PJ dans le scénario 2 et 1 926 PJ dans la sensibilité R&R. La principale différence entre les trois scénarios est l'économie de carburant du parc automobile. Le scénario 2 et la sensibilité R&R supposent une pénétration de véhicules à meilleur rendement énergétique plus rapide et plus accentuée que dans le scénario 1.

Dans le scénario 1, la part de marché des combustibles demeure près des niveaux de 1997. Dans le scénario 2, la part de l'essence chute pour s'établir à 68 % tandis que celle du diesel augmente pour atteindre 30 %. Dans la sensibilité R&R, la part de l'essence diminue et se situe à 61 %, et celle du diesel augmente pour s'établir à 32 %. Le méthanol, qui alimente les véhicules à pile à combustible dans la sensibilité R&R, représente 5 % de la consommation d'énergie vers la fin de la période. La part combinée du propane, du gaz naturel et de l'électricité demeure constante à environ 2 % dans les scénarios 1 et 2 et elle augmente à 3 % dans la sensibilité R&R.



5 L'essence utilisée pour les véhicules à usage agricole est incluse dans les prévisions sur le transport routier, mais elle est exclue de la ventilation entre les véhicules de passagers et les véhicules de transport de marchandises.

6 Les véhicules de passagers comprennent les automobiles et les camions légers. On désigne par camions légers les camionnettes, les fourgonnettes, les mini-fourgonnettes et les véhicules utilitaires sport.

Véhicules de passagers

Entre 1985 et 1997, la demande énergétique des véhicules de passagers a augmenté de 1,6 % par année. En 1997, la demande a atteint 1 244 PJ, et la consommation d'énergie des automobiles compte pour approximativement les deux tiers de cette demande. On prévoit une croissance de 1,5 % par année dans le scénario 1, de 0,6 % dans le scénario 2 et de 0,2 % dans la sensibilité R&R. En 2025, la demande atteint 1 868 PJ dans le scénario 1, 1 457 PJ dans le scénario 2 et 1 301 PJ dans la sensibilité R&R.

Les principales variables de la demande énergétique des véhicules de passagers sont le parc de véhicules, l'économie moyenne de carburant du parc et le nombre moyen de kilomètres parcourus par véhicule. Les prévisions du taux de croissance en regard de ces facteurs sont résumées dans le tableau 3.2. Ces facteurs sont par ailleurs liés aux aspects démographiques, aux revenus, aux prix et aux préférences des consommateurs.

Parc de véhicules de passagers

Malgré une augmentation du parc de véhicules de passagers de 2,0 % par année, le nombre de véhicules par ménage a diminué, passant de 1,52 en 1990 à 1,46 en 1997. La diminution de la taille moyenne des familles et l'érosion du revenu net réel des ménages ont freiné la croissance du parc. Pendant la période de projection, le nombre de véhicules par ménage devrait diminuer davantage, le rapport s'établissant à 1,41 en 2015. Dans tous les scénarios, le nombre de véhicules de passagers continue d'augmenter au rythme de 1,4 % par année.

Tableau 3.2
Facteurs influents la demande énergétique des véhicules de passagers
(Taux de croissance annuel moyen - %)

	Données			Sensibilité
	historiques 1985-1997	Scénario 1 1997-2025	Scénario 2 1997-2025	R&R 1997-2025
Demande énergétique	1,6	1,5	0,6	0,2
Parc automobile	2,0	1,4	1,4	1,4
Économie de carburant - Parc	(1,7)	0,0	(0,9)	(1,3)
Nombre moyen de km parcourus	1,4	0,0	0,1	0,1

7 La quantité moyenne de carburant consommée par un véhicule pour parcourir une certaine distance (exprimée en L/100km).

Une autre tendance observée dans les années 1990 est la poussée subite de la popularité des camions légers. En 1985, le rapport entre les ventes de voitures et de camions légers neufs était de 76/24, tandis qu'en 1997 il était passé à 53/47. Pendant la période de projection, ce rapport devrait se stabiliser à environ 55/45.

Dans tous les scénarios, on suppose que les nouvelles technologies, comme les véhicules électriques hybrides et les véhicules à pile à combustible, prennent une part du marché. Dans le scénario 1, les véhicules électriques hybrides sont introduits en 2010 et les véhicules à piles à combustible en 2018; en 2025, les ventes de véhicules électriques hybrides et de véhicules à pile à combustible devraient représenter respectivement 10 % et 5 % des ventes de voitures et de camions neufs. Dans le scénario 2, les dates d'introduction sont les mêmes, mais le taux de pénétration du marché est de 20 % pour les véhicules électriques hybrides et de 10 % pour les véhicules à pile à combustible. Dans la sensibilité R&R, les véhicules électriques hybrides font leur apparition en 2002 et les véhicules à pile à combustible en 2006 et représentent respectivement 30 % et 20 % des ventes de véhicules neufs en 2025. De plus, on présume que les véhicules à pile à combustible seront alimentés au méthanol, alors qu'ils sont alimentés à l'essence dans les scénarios 1 et 2. Par rapport à la sensibilité R&R, on a supposé des dates d'introduction relativement prudentes pour les deux types de véhicules dans les scénarios 1 et 2, car ces technologies n'ont pas encore fait leurs preuves sur le plan commercial et il n'est pas certain que le consommateur les adopteront.

Économie de carburant des véhicules de passagers⁷

À la fin des années 1970 et au début des années 1980, l'escalade des prix du carburant et l'introduction des normes américaines Corporate Average Fuel Economy (CAFE) ont incité les producteurs à fabriquer des véhicules à meilleur rendement énergétique. Dans ce contexte, on a enregistré une amélioration de la consommation de carburant des véhicules neufs de presque 50 % (figure 3.13). Au cours de la dernière décennie, les normes CAFE n'ont pas changé et les prix de l'essence ont chuté, ce qui a réduit l'incitation à rechercher une plus grande économie de carburant. Ces dernières années, les économies de carburant sont demeurées au même niveau dans le cas des voitures et des camions légers, car les modifications de conception amenant une baisse de la consommation de

carburant ont été contrecarrées par l'augmentation des options telles que l'air climatisé, l'habitabilité et la puissance motrice. Cependant, la moyenne pondérée de l'économie de carburant des voitures et des camions légers marque une tendance à la hausse due au changement d'orientation en faveur des camions légers dans la combinaison des véhicules de passagers.

Dans le scénario 1, l'économie de carburant des véhicules neufs et du parc de véhicules devraient converger et se stabiliser à environ 11,0 L/100 km. Avant 2010, l'amélioration de l'économie de carburant continue d'être contrecarrée par l'ajout d'une nouvelle génération de commodités tels les téléphones cellulaires, les enfichables pour ordinateurs et les aides à la navigation. Après 2010, il devrait y avoir une amélioration de l'économie de carburant grâce à l'arrivée sur le marché des véhicules électriques hybrides et des véhicules à pile à combustible. On présume que ces véhicules auront un rendement énergétique de 25 % à 33 % supérieur à celui des véhicules comparables équipés d'un moteur à combustion interne.

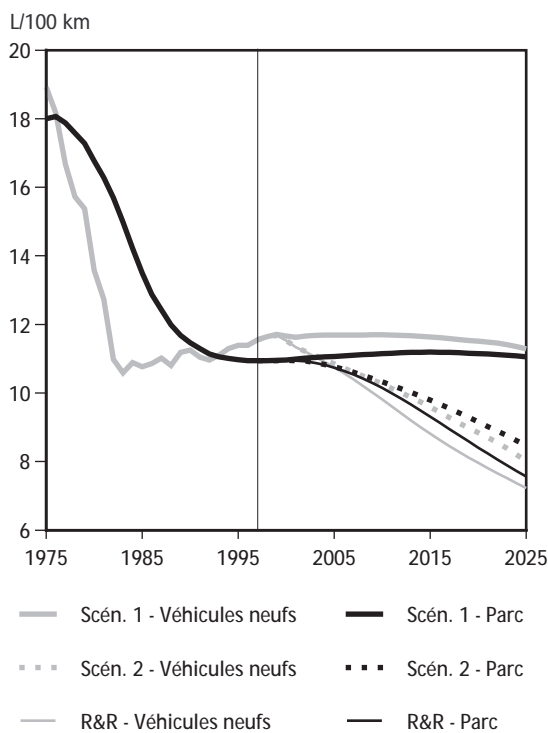
Dans le scénario 2, l'économie de carburant des véhicules neufs devrait connaître une amélioration de 1,3 % par année, donnant lieu à des améliorations de l'ordre de 0,9 % par année au chapitre de l'économie de carburant du parc de véhicules. En 2025, la réduction moyenne de la consommation de carburant du parc devrait se situer à environ 8,5 L/100 km. Outre l'effet de l'introduction des véhicules électriques hybrides et des véhicules à pile à combustible, les améliorations au chapitre de l'économie de carburant découlent de l'utilisation croissante de matériaux légers, de la réduction de la traînée aérodynamique ainsi que de l'amélioration des pneus, des moteurs et des transmissions.

Dans la sensibilité R&R, l'amélioration de l'économie de carburant des nouveaux véhicules devrait atteindre 1,6 % par année, entraînant une amélioration de 1,3 % par année des économies de carburant du parc de véhicules. Les hypothèses relatives aux économies de carburant des véhicules pourvus d'un moteur à combustion interne et des véhicules électriques hybrides sont les mêmes que dans le scénario 2. Cependant, les véhicules à pile à combustible fonctionnent au méthanol plutôt qu'à l'essence. Les véhicules à pile à combustible alimentés au méthanol devraient permettre un rendement énergétique plus élevé de 50 % par rapport aux véhicules avec moteur à combustion interne, tandis que les véhicules à pile à combustible fonctionnant à l'essence devraient être 33 % plus efficaces sur le plan énergétique.

Nombre moyen de kilomètres parcourus par les véhicules de passagers

Entre 1985 et 1997, le nombre moyen de kilomètres parcourus a augmenté de 1,4 % par année. Les facteurs ayant contribué à une telle augmentation sont les trajets plus longs pour se rendre au travail, la baisse des prix du carburant et l'augmentation des voyages d'agrément sur le réseau routier du pays. Pendant la période de projection, une croissance plus faible du tourisme intérieur et le vieillissement de la population devraient contribuer à réduire le nombre moyen de kilomètres parcourus. Selon une étude menée par le U.S. Department of Transportation,¹ les personnes appartenant au groupe d'âge des 55 à 64 ans et celles qui sont âgées de 65 ans et plus conduisent moins que celles du groupe des 35 à 54 ans dans une proportion de l'ordre de 20 % et de 40 % respectivement. En 1997, 26 % de la population canadienne étaient âgés de plus de 55 ans, et cette proportion devrait passer à 36 % en 2016.

Figure 3.13
Économie de carburant - Véhicules de passagers¹



¹ L'économie de carburant des véhicules à combustion interne alimentés au diesel et des véhicules à pile à combustible alimentés au méthanol a été convertie à l'équivalent d'essence afin de calculer la moyenne pondérée de l'économie de carburant de tous les véhicules de passagers.

Dans le scénario 1, le nombre moyen de kilomètres parcourus augmente de 0,3 % par année entre 1997 et 2010, puis il diminue de 0,2 % par année pendant le reste de la période de projection. Le scénario 2 et la sensibilité R&R affichent des tendances similaires, soit un nombre moyen de kilomètres parcourus augmentant de 0,4 % par année jusqu'en 2010 et diminuant par la suite au rythme de 0,1 % pendant le reste de la période. Le nombre moyen de kilomètres parcourus est supérieur dans le scénario 2 et la sensibilité R&R, car les véhicules de passagers ont un rendement énergétique plus élevé, ce qui diminue le coût des voyages et encourage les gens à utiliser davantage leur automobile.

Camions de transport de marchandises

Il y a deux types de camions de transport de marchandises : les camions mi-lourds, généralement utilisés pour le transport sur de courtes distances, et les camions extra-lourds,⁸ qui servent habituellement au transport sur de grandes distances. Depuis les années 1970, l'industrie du camionnage a changé de cap, passant des camions mi-lourds aux camions extra-lourds, ce qui s'est traduit par une consommation accrue de carburant diesel. Soutenue par la forte croissance du PIB dans le secteur du camionnage, la demande énergétique a connu une hausse de 2,5 % par année entre 1985 et 1997 pour atteindre 461 PJ. Le trafic transfrontalier est le secteur qui a connu la croissance la plus rapide; en 1997, l'industrie du camionnage a transporté environ 58 % des exportations canadiennes vers les États-Unis, et 80 % des importations en provenance des États-Unis.

Pendant la période visée par l'étude, la croissance du PIB devrait ralentir quelque peu et la demande énergétique devrait s'accroître au rythme moyen de 1,3 % dans le scénario 1 et de 0,9 % dans le scénario 2. En 2025, la demande énergétique liée aux services de camionnage atteint 655 PJ dans le scénario 1, et 593 PJ dans le scénario 2. La sensibilité R&R est identique au scénario 2.

Les facteurs influents la demande énergétique dans l'industrie du camionnage sont le parc de véhicules, l'économie moyenne de carburant du parc et le nombre moyen de kilomètres parcourus par véhicule (tableau 3.3).

Parc de camions de transport de marchandises

Le parc de camions extra-lourds a connu une crois-

sance de 2,9 % par année entre 1985 et 1997 alors que le parc de camions mi-lourds diminuait de 2,5 % par année. Pendant la période visée par l'étude, le parc de camions mi-lourds devrait se stabiliser, puis s'accroître au rythme d'environ 0,8 % par année jusqu'en 2025. La croissance du parc de camions extra-lourds devrait être de 1,9 % par année. Dans tous les scénarios, on prévoit que le moteur à combustion interne continuera de représenter la technologie dominante. Les moteurs diesels sont déjà très efficaces; il existe donc peu de possibilités de pénétration pour les moteurs électriques hybrides et les moteurs à pile à combustible.

Économie de carburant des camions de transport de marchandises

L'économie de carburant des parcs de camions mi-lourds et de camions extra-lourds, respectivement, s'est améliorée de 1,4 % et de 0,9 % entre 1985 et 1997. Dans le scénario 1, les économies de carburant des camions mi-lourds et extra-lourds devraient s'améliorer respectivement de 0,5 % et de 0,4 %, comparativement à 0,7 % et 0,8 % dans le scénario 2. La figure 3.14 présente la moyenne pondérée de l'économie de carburant de l'ensemble des camions de transport de marchandises.

Dans le scénario 1, pour améliorer l'économie de carburant des nouveaux camions, on se limite à l'application de technologies existantes comme l'amélioration des pneus, des lubrifiants et des dispositifs électroniques de contrôle du moteur et de la transmission. On suppose que

Tableau 3.3
Facteurs influents la demande énergétique des camions de transport de marchandises
(Taux de croissance annuel moyen - %)

	Données		
	historiques 1985-1997	Scénario 1 1997-2025	Scénario 2 1997-2025
Demande énergétique	2,5	1,3	0,9
Parc de camions mi-lourds	(2,5)	0,8	0,8
Parc de camions extra-lourds	2,9	1,9	1,9
Économie - Parc de camions mi-lourds	(1,4)	(0,5)	(0,7)
Économie - Parc de camions extra-lourds	(0,9)	(0,4)	(0,8)
Nombre moyen de km parcourus	3,0	0,1	0,1
PIB dans le secteur du camionnage	3,8	2,7	2,7

8 Les camions mi-lourds pèsent entre 4 545 kg et 15 000 kg et sont alimentés à l'essence ou au diesel; les camions extra-lourds pèsent plus de 15 000 kg et consomment du diesel.

la plupart des nouveaux véhicules seront dotés de ces technologies en 2010. Dans le scénario 2, certaines technologies de pointe sont introduites après 2010. Ces progrès technologiques, qui sont mieux adaptés aux camions extra-lourds, comprennent les moteurs diesels à rendement énergétique ultra-élevé, l'élimination des espaces vides et l'emploi de techniques de pointe pour la diminution de la traînée aérodynamique.

Nombre moyen de kilomètres parcourus par les camions de transport de marchandises

Depuis quelques années, l'utilisation de la capacité de l'industrie du camionnage est très élevée. Entre 1993 et 1997, le nombre moyen de kilomètres parcourus a augmenté de 6 % par année pour les deux types de camions. Pendant la période de projection, la croissance du parc de camions, la formation améliorée des chauffeurs, la coopération avec les transporteurs en vrac du secteur ferroviaire et l'utilisation de systèmes informatisés (p. ex. système de positionnement global et liens de communication par satellites bidirectionnels) devraient améliorer la productivité et faire plafonner le nombre moyen de kilomètres parcourus par camion.

3.3.5 Autres secteurs du transport

Les autres secteurs du transport comprennent le transport aérien, ferroviaire et maritime. Ces trois secteurs ont consommé au total 18 % de l'énergie utilisée dans le secteur des transports en 1997, soit 394 PJ. De ce total, 54 % de la consommation est attribuable au transport aérien, 20 % au transport ferroviaire et 26 % au transport maritime. On suppose que la sensibilité R&R est identique au scénario 2.

Transport aérien

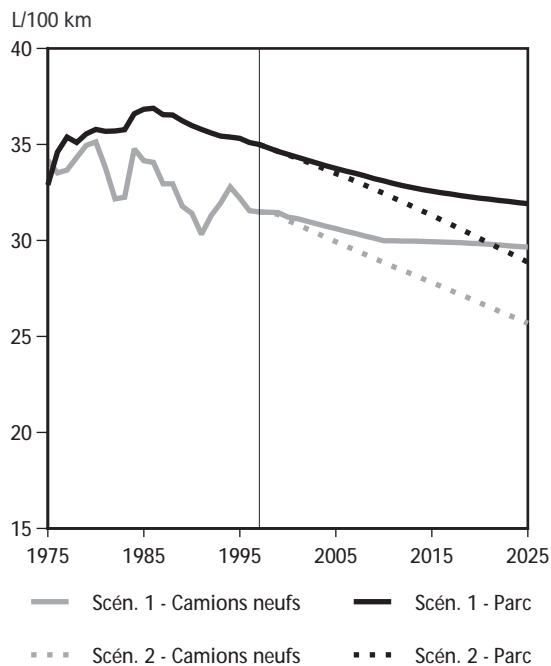
Le transport aérien est utilisé principalement pour le déplacement des passagers. La consommation d'énergie y est presque entièrement le fait du carburéacteur. Entre 1985 et 1997, la consommation d'énergie a augmenté de 2,6 % par année pour atteindre 214 PJ. La demande est influencée par les variations de la demande de services de transport aérien (exprimée en kilomètres-passagers parcourus) et par l'amélioration du rendement.

Dans le scénario 1, la demande énergétique devrait augmenter à 301 PJ en 2025, soit un taux de croissance moyen de 1,2 % par année. Dans le scénario 2, la demande énergétique passe à 290 PJ en 2025, soit une croissance annuelle moyenne de 1,1 %. Dans les deux scénarios, le rythme d'accroissement de la demande énergétique est nettement inférieur à celui de la période comprise entre 1985 et 1997. Ce ralentissement est attribuable à une baisse du rythme de croissance du nombre de kilomètres-passagers parcourus, qui dépend de deux tendances : une diminution du nombre de voyages d'affaires due aux progrès technologiques dans le domaine des télécommunications et une augmentation du nombre de voyages d'agrément liée au mode de vie actif des personnes âgées de la population canadienne. Dans les deux scénarios, le remplacement des vieux aéronefs par de nouveaux aéronefs à meilleur rendement énergétique se traduit par une amélioration de l'efficacité énergétique. Par conséquent, la consommation d'énergie par kilomètre-passager devrait diminuer de 0,7 % par année dans le scénario 1, et de 0,8 % par année dans le scénario 2.

Transport ferroviaire

Le réseau ferroviaire sert principalement au transport en vrac de produits destinés à l'exportation par voie maritime. La consommation d'énergie repose uniquement sur l'utilisation de carburant diesel. La demande énergétique du secteur ferroviaire a diminué entre 1985 et 1997, passant de 85 PJ à 80 PJ, soit une baisse moyenne de 0,3 % par année. Pendant cette période, la demande de services de transport ferro-

Figure 3.14
Économie de carburant - Camions de transport de marchandises



1 L'économie de carburant des camions mi-lourds alimentés à l'essence a été convertie à l'équivalent en diesel afin de calculer la moyenne pondérée de l'économie de carburant de tous les camions de transport de marchandises.

viaire, mesurée à partir du PIB-ferroviaire,⁹ a augmenté de 2,1 % par année. Il en résultait une baisse de 2,3 % par année de l'intensité énergétique, évaluée en fonction de la demande énergétique par unité de PIB. La diminution de l'intensité énergétique est due principalement à une concurrence accrue et à une réorganisation qui s'est traduite par l'utilisation d'équipement de capacité supérieure et par l'augmentation du poids moyen des chargements.

Dans le scénario 1, on prévoit une hausse de la demande énergétique qui atteint 91 PJ en 2025, soit un taux de croissance annuel moyen de 0,5 %, par comparaison à une demande énergétique de 89 PJ en 2025 dans le scénario 2, pour une croissance moyenne de 0,4 % par année. Le PIB-ferroviaire devrait augmenter au rythme de 2,4 % par année alors que l'intensité énergétique diminuera en moyenne de 1,8 % par année dans le scénario 1, et de 1,9 % par année dans le scénario 2.

Transport maritime

Le réseau maritime sert principalement au transport en vrac de marchandises destinées à l'exportation. La demande énergétique du secteur maritime a augmenté, passant de 74 PJ en 1985 à 100 PJ en 1997, un taux de croissance annuel de 2,8 %. Le mazout lourd satisfait 55 % de cette demande, et le carburant diesel, 45 %. Durant la même période, l'accroissement du PIB-maritime¹⁰ a été en moyenne de 2,1 % par année. L'intensité énergétique dans ce secteur, mesurée à partir de la demande énergétique du secteur maritime par unité de PIB, a connu une hausse moyenne de 0,7 % par année entre 1985 et 1997.

Dans les deux scénarios, la demande énergétique du secteur maritime augmente en moyenne de 1 % par année pour atteindre 132 PJ en 2025. La croissance annuelle du PIB-maritime devrait se situer à 1,7 %, alors qu'on prévoit une baisse de 0,7 % par année au chapitre de l'intensité énergétique. La diminution de la croissance annuelle de la demande d'énergie reflète les prévisions relatives à la faible croissance du PIB dans les secteurs minier, forestier et agricole.

3.3.6 Utilisation d'hydrocarbures à des fins non énergétiques

En plus de constituer des sources d'énergie, les hydrocarbures servent à la fabrication de produits non énergétiques, notamment sous forme de produits pétrochi-

miques, d'asphalte, de lubrifiants et de graisses. L'utilisation d'hydrocarbures à des fins non énergétiques au Canada a totalisé 826 PJ en 1997, soit près de 10 % de la demande totale d'énergie secondaire. De ce total, 567 PJ ont servi de charges d'alimentation pour l'industrie pétrochimique, 127 PJ ont été employés pour la fabrication d'asphalte, et 132 PJ pour la fabrication de lubrifiants, de graisses et d'autres produits pétroliers.

Charges d'alimentation dans l'industrie pétrochimique

L'industrie pétrochimique utilise quatre grandes catégories de charges d'alimentation : l'éthane, le gaz de pétrole liquéfié (GPL), le pétrole et le gaz naturel. Elle les emploie toutes, mais chaque usine est habituellement conçue pour fonctionner avec un seul type de charge. L'éthane, les GPL et le pétrole peuvent servir à la fabrication de divers produits chimiques primaires comme les oléfines (éthylène, propylène et butylènes) et les composés aromatiques (benzène, toluène et xylènes). Les usines de l'Alberta fonctionnent surtout à l'éthane, tandis que celles de l'Est du Canada utilisent principalement le pétrole. Les GPL sont également utilisés comme charges d'alimentation en Alberta, en Ontario et au Québec. Le gaz naturel est employé comme charge d'alimentation dans la production de méthanol et d'ammoniaque en Alberta, en Colombie-

2001, et l'agrandissement de cette usine en 2011. Dans le scénario 1, la demande d'éthane triple pratiquement, et elle fait plus que doubler dans le scénario 2 (tableau 3.4). Comme la mise hors service de vieilles usines est prévue, la demande d'éthane diminue après 2018 dans le scénario 1, et 2016 dans le scénario 2.

La demande relative aux autres charges d'alimentation est souvent tributaire de l'agrandissement des usines ou de l'augmentation de leur capacité. C'est pourquoi on ne mentionne pas d'agrandissement ni de construction d'usines en particulier. Dans les deux scénarios, la demande de pétrole devrait augmenter de près de 50 % pendant la période visée par l'étude, alors que la demande de GPL devrait s'accroître de 75 %. Dans le scénario 1, la demande de charges d'alimentation en gaz naturel augmente de 33 % entre 1997 et 2025, comparativement à 20 % dans le scénario 2.

Autres utilisations d'hydrocarbures à des fins non énergétiques

La fabrication d'asphalte est l'application la plus importante dans cette catégorie. La production d'asphalte est fortement tributaire des investissements dans le réseau routier. La demande d'hydrocarbures à cette fin a augmenté au rythme annuel moyen de 1,6 % entre 1984 et 1997. Dans les deux scénarios, l'accroissement de la demande devrait être en moyenne de 0,7 % par année et atteindre 154 PJ en 2025. Cette croissance plus lente par rapport à celle des dernières années s'explique par le recyclage accru de l'asphalte et la hausse modérée des investissements dans les infrastructures.

On prévoit que la demande d'hydrocarbures pour la fabrication de lubrifiants, de graisses et de coke de pétrole et pour d'autres utilisations à des fins non énergétiques

croîtra en moyenne de 1,0 % par année dans les deux scénarios pour se situer à 177 PJ en 2025.

3.4 DEMANDE D'ÉNERGIE SECONDAIRE PAR RÉGION

Les données détaillées pour chaque région sont présentées dans l'*Annexe 3 : Demande*.

3.4.1 Provinces de l'Atlantique

La demande totale d'énergie était de 560 PJ en 1997. Dans le scénario 1, elle devrait croître au rythme moyen de 0,9 % par année pour atteindre 723 PJ en 2025. Dans le scénario 2, l'augmentation annuelle moyenne est de 0,5 %, et la consommation d'énergie atteint 651 PJ en 2025, soit un écart d'environ 11 % entre les deux scénarios en 2025. Actuellement, le pétrole comble 61 % de cette demande, l'électricité 22 %, les combustibles renouvelables 13 % et les autres combustibles 4 %.

L'exploitation des ressources de gaz naturel de la plate-forme Scotian aura une incidence importante sur les profils de la consommation d'énergie dans la région. Le gaz naturel sera introduit en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick en l'an 2000. À la fin de la période de projection, il comblera 8 % de la demande d'énergie pour utilisation finale dans les provinces de l'Atlantique selon le scénario 1, et 4 % de la demande selon le scénario 2. La majeure partie de cette croissance se fera au détriment du pétrole.

Le propane devrait aussi faire des percées dans cette région. Le coût de l'approvisionnement local, qui proviendra du gaz naturel brut, devrait être nettement inférieur à celui de l'approvisionnement actuel, qui est expédié dans la région par transport ferroviaire. Dans tous les scénarios, la part de marché du propane devrait augmenter, passant de 1,6 % à environ 2,5 %.

La forte proportion de combustibles renouvelables utilisés dans la région s'explique en partie par la popularité du bois pour le chauffage des locaux et une présence très accentuée, comparativement à la moyenne, de l'industrie des pâtes et papiers, qui dépend fortement de l'utilisation de résidus de bois et de liqueur de pâte comme combustibles.

La production de pétrole extracôtier à Terre-Neuve représente un des principaux développements dans la région. Elle permettra à Terre-Neuve d'afficher une crois-

Tableau 3.4
Demande d'hydrocarbures comme charges d'alimentation de l'industrie pétrochimique
(pétajoules)

	1997	2010		2025	
		Case 1	Case 2	Case1	Case2
Éthane	120	348	300	304	256
GPL	67	94	94	118	118
Pétrole	160	189	189	239	239
Gaz naturel	220	231	208	294	264
Total	567	862	791	955	877

sance plus forte que les autres provinces dans la première partie de la période de projection. Toutefois, compte tenu du manque d'informations sur la quantité d'énergie nécessaire à l'exploitation des projets de production extracôtière, la demande énergétique liée à ces projets n'est pas comprise dans les prévisions. Néanmoins, comme la plupart des besoins relatifs à la production extracôtière sont satisfaits à partir d'une production autogène d'énergie, cette exclusion n'a aucune incidence sur l'équilibre entre l'offre et la demande d'énergie.

3.4.2 Québec

Au Québec, la demande totale d'énergie était de 1 709 PJ en 1997. Dans le scénario 1, elle devrait augmenter en moyenne de 1,3 % par année pour atteindre 2 462 PJ en 2025. Dans le scénario 2, l'accroissement moyen est de 0,8 % par année et la demande s'établit à 2 146 PJ en 2025, soit une différence d'environ 15 % entre les deux scénarios en 2025. En 1997, la part de l'électricité correspondait à 36 % de la demande totale d'énergie; venait ensuite le pétrole (36 %), le gaz naturel (14 %), les combustibles renouvelables (9 %) et les autres combustibles (3 %). Dans tous les scénarios, ces parts demeurent relativement stables pendant toute la période de projection.

Les prix de l'électricité au Québec sont parmi les moins élevés en Amérique du Nord; par conséquent, l'électricité se taille une part importante du marché. Les grands utilisateurs d'électricité, comme l'industrie de l'aluminium, sont attirés par le Québec. Dans le secteur résidentiel, près de 90 % des nouvelles demeures sont chauffées à l'électricité. Dans le secteur commercial, l'électricité est moins populaire et ne satisfait que 33 % des besoins énergétiques liés au chauffage des locaux. Dans les années 1990, le gaz naturel a gagné du terrain aux dépens de l'électricité sur le marché du chauffage des bâtiments commerciaux. Comme le gaz naturel est censé perdre l'avantage relatif qu'il détient sur le mazout léger en ce qui a trait au prix, cette tendance devrait s'atténuer pendant la période de projection.

Les camions légers sont moins populaires au Québec que dans le reste du Canada. En 1997, ils ne représentaient que 33 % des nouvelles ventes de véhicules de passagers, alors que la moyenne canadienne était de 47 %. Une proportion plus élevée d'automobiles dans la combinaison de véhicules de passagers aide à réduire la consommation moyenne d'essence par véhicule.

3.4.3 Ontario

En 1997, la demande totale d'énergie était de 2 726 PJ. Selon le scénario 1, elle devrait augmenter de 1,7 % par année et atteindre 4 387 PJ en 2025. Dans le scénario 2, elle devrait s'accroître en moyenne de 1,2 % par année pour atteindre 3 762 PJ, soit une différence d'environ 17 % entre les deux scénarios en 2025. Le pétrole satisfait 38 % de la demande d'énergie secondaire, le gaz naturel 32 %, l'électricité 18 %, les combustibles renouvelables 4 % et les autres combustibles 8 %. Ces parts sont comparables à la moyenne canadienne et devraient demeurer relativement stables pendant la période de projection.

L'intensité énergétique dans le secteur industriel est bien en deçà de la moyenne canadienne. Cette situation est due en partie à des prix supérieurs à la moyenne pour l'électricité, qui favorisent une consommation efficace de l'énergie, ainsi qu'à la structure diversifiée du secteur industriel. En Ontario, la catégorie des autres industries manufacturières représente plus des deux tiers du PIB industriel. Cette catégorie a des besoins énergétiques relativement faibles et les utilisations d'énergie s'apparentent plus à celles du secteur commercial (c.-à-d. chauffage des locaux, éclairage).

3.4.4 Manitoba

La demande totale d'énergie était de 251 PJ en 1997. Selon le scénario 1, elle devrait augmenter en moyenne de 1,4 % par année pour atteindre 367 PJ en 2025. Dans le scénario 2, l'accroissement annuel moyen est de 0,8 %, et la demande culmine à 317 PJ en 2025, année où l'on observe un écart d'environ 16 % entre les deux scénarios. En 1997, le pétrole satisfaisait 39 % de la demande énergétique, le gaz naturel 31 %, l'électricité 24 %, les combustibles renouvelables 3 % et les autres combustibles 3 %. Ces parts devraient être relativement stables pendant la période de projection.

Les prix de l'électricité sont bien au-dessous de la moyenne canadienne et la part de marché de l'électricité est légèrement plus élevée que la moyenne canadienne. Grâce à son Energy Efficient Lighting Program, Manitoba Hydro offre des incitations financières aux clients des secteurs commercial et industriel qui se procurent les systèmes d'éclairage les plus efficaces sur le marché (c.-à-d. ampoules T8 à régulateur électronique) pour leurs projets de rénovation ou la construction de nouveaux bâtiments.

3.4.5 Saskatchewan

En 1997, la demande totale d'énergie était de 374 PJ. Dans le scénario 1, elle augmente au rythme de 1,1 % par année pour atteindre 507 PJ en 2025, tandis que dans le scénario 2, elle croît en moyenne de 0,6 % par année pour se situer à 440 PJ en 2025. La différence entre les deux scénarios en 2025 correspond donc à environ 15 %. Le gaz naturel représente la principale source d'énergie, avec une part de marché s'établissant à 40 %. Viennent ensuite le pétrole (39 %), l'électricité (16 %), les combustibles renouvelables (3 %) et les autres combustibles (2 %). Dans tous les scénarios, ces parts demeurent stables pendant toute la période de projection.

La part de marché du gaz naturel, qui est supérieure à la moyenne en Saskatchewan, est due principalement à la consommation de gaz dans le secteur industriel. Le gaz naturel représente 63 % de l'énergie consommée dans ce secteur, comparativement à 34 % dans le reste au Canada. Cette situation s'explique par les prix relativement faibles du gaz et par l'importance de l'exploitation des combustibles fossiles, qui nécessite une consommation intensive de gaz naturel.

Le marché résidentiel représente une proportion plus élevée en Saskatchewan comparativement au reste du Canada. Cette différence est due à la taille proportionnellement plus élevée de la communauté rurale dans cette province; le carburant diesel qui sert à alimenter la machinerie agricole est considéré comme un élément de la demande résidentielle.

Les camions légers ont toujours été plus populaires dans les Prairies que dans les autres provinces, ce qui donne lieu à une consommation d'essence par véhicule supérieure à la moyenne. En Saskatchewan, les ventes de camions légers représentent 65 % des ventes de nouveaux véhicules de passagers, comparativement à 47 % pour l'ensemble du Canada.

3.4.6 Alberta

La demande totale d'énergie était de 1 729 PJ en 1997. Dans le scénario 1, on prévoit une augmentation moyenne de 1,5 % par année pour un total de 2 607 PJ en 2025. Dans le scénario 2, la demande s'accroît de 1,0 % et atteint 2 279 PJ en 2025, soit un écart d'environ 14 % entre les deux scénarios en 2025. La part du gaz naturel correspond à 46 % de la demande totale d'énergie. Viennent ensuite le

pétrole (29 %), l'électricité (11 %), les autres combustibles (11 %) et les combustibles renouvelables (3 %).

Plusieurs facteurs contribuent à la forte pénétration du gaz naturel dans la province. La consommation de gaz naturel dans les secteurs résidentiel et commercial est plus intensive que dans le reste du Canada. En outre, selon les prévisions de l'Office, il y aura une forte croissance de la production de bitume et de la demande qui s'y rattache pour la production de vapeur industrielle à partir de gaz. Cependant, les prévisions relatives au PIB ne reflètent peut-être pas entièrement l'expansion prévue dans la production de bitume; il faut donc user de prudence dans l'interprétation de la mesure de l'intensité énergétique pour l'Alberta.

La part des autres combustibles devrait atteindre 14 % en 2025, soit une hausse de 3 %. Cette forte pénétration du marché est attribuable à la présence marquée de l'industrie pétrochimique, qui utilise de grandes quantités d'éthane et de GPL pour la fabrication de produits chimiques primaires. Cette industrie devrait afficher une croissance substantielle au début de la période de projection.

Comme en Saskatchewan, les camions légers représentent 65 % des ventes de nouveaux véhicules de passagers, ce qui se traduit par une consommation d'essence par véhicule supérieure à la moyenne.

3.4.7 Colombie-Britannique et les Territoires

Les prévisions pour la Colombie-Britannique englobent celles du Yukon, des Territoires du Nord-Ouest et du Nunavut. Ces trois Territoires sont à l'origine d'environ 3 % de la consommation d'énergie totale dans la région.

La demande totale d'énergie en Colombie-Britannique et dans les Territoires était de 1 132 PJ en 1997. Dans le scénario 1, la demande augmente au rythme moyen de 1,1 % par année et atteint 1 535 PJ en 2025. Dans le scénario 2, elle croît en moyenne de 0,7 % par année et culmine à 1 359 PJ en 2025, soit une différence d'environ 13 % entre les deux scénarios en 2025. En 1997, le pétrole satisfaisait 36 % de la demande, le gaz naturel 26 %, l'électricité 18 %, les combustibles renouvelables 18 % et les autres combustibles 2 %. Dans les scénarios 1 et 2, la part de marché de l'électricité devrait grimper, passant de 18 % à 20 %.

La forte pénétration des combustibles renouvelables s'explique par l'importance relative de l'industrie des pâtes et papiers en Colombie-Britannique, laquelle dépend forte-

ment de l'utilisation de résidus de bois et de la liqueur de pâte. Cependant, la part de marché des combustibles renouvelables devrait diminuer à 16 %, compte tenu de la faible croissance prévue de l'industrie des pâtes et papiers.

Tout au long des années 1990, le gaz naturel a gagné du terrain aux dépens du mazout léger sur le marché du chauffage des locaux dans les secteurs résidentiel et commercial. L'augmentation du prix relatif du gaz naturel, la saturation du marché urbain et l'absence de services de distribution de gaz dans les régions éloignées devraient stabiliser la part de marché du gaz naturel pendant la période de projection.

3.5 DEMANDE D'ÉNERGIE PRIMAIRE

La demande d'énergie primaire correspond aux besoins énergétiques totaux du Canada. Elle comprend la demande secondaire, les utilisations intermédiaires liées à la transformation d'une forme d'énergie en une autre (p. ex. charbon utilisé pour la production d'électricité) et l'énergie utilisée par les fournisseurs pour le transport de l'énergie vers les marchés (p. ex. combustible de pipeline). Dans la présente section, l'énergie servant à la production d'électricité aux fins de l'exportation est exclue.¹¹

La demande totale d'énergie primaire était de 11 061 PJ en 1997. Elle devrait augmenter en moyenne de 1,4 % par année selon le scénario 1, de 0,9 % par année selon le scénario 2, et de 0,85 % par année dans la sensibilité R&R (tableau 3.5). La demande totale d'énergie primaire est légèrement moins élevée dans la sensibilité R&R que dans le scénario 2. Cette différence s'explique par la pénétration accrue des formes d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire, dont le rendement énergétique est en principe de 100 %.

Dans tous les scénarios, le gaz naturel supplante les produits pétroliers comme source d'énergie primaire dominante. Une pénétration marquée du marché de la production d'électricité explique en grande partie cette croissance. La part de marché du gaz naturel grimpe de 30 % en 1997 à 37 % en 2025 dans le scénario 1, à plus de 35 % dans le scénario 2, et à 36 % dans la sensibilité R&R. Dans ce dernier cas, une partie de la croissance est attribuable à la fabrication de méthanol pour l'alimentation de véhicules à pile à combustible.

La part des liquides de gaz naturel augmente, passant de 3 % à 3,5 % dans tous les scénarios. Celle du pétrole, qui s'établit à 33 % en 1997, diminue à 31 % en 2025 dans le scénario 1, à 32 % dans le scénario 2, et à 30 % dans la sensibilité R&R.

Dans le cas de la production d'hydroélectricité, la part du marché, qui correspond à 9 % de l'énergie primaire totale, demeure stable pendant toute la période de projection. La part de l'énergie nucléaire diminue et passe de près 9 % en 1997 à environ 7 % en 2025 dans le scénario 1, et à 8 % dans le scénario 2 et dans la sensibilité R&R. En ce qui a trait au charbon, la part chute, passant de 10 % en 1997 à 8 % dans le scénario 1, et à 7 % dans le scénario 2 et dans la sensibilité R&R.

En 2025, la part de marché des combustibles renouvelables, qui s'établit à 6 % en 1997, devrait diminuer à 5 % dans les scénarios 1 et 2. Cette baisse est due en grande partie à la faible croissance prévue dans l'industrie des pâtes et papiers, qui consomme actuellement plus de 80 % des combustibles renouvelables. Cette tendance est inversée dans la sensibilité R&R, où la part de marché des combustibles renouvelables augmente à 6,4 % en 2025.

DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE

- a *National Personal Transportation Study 1995*, U.S. Department of Transportation, 1997.

Tableau 3.5
Demande totale d'énergie primaire au Canada
(pétajoules)

	Scénario 1		Scénario 2		Sensibilité
	1997	2025	2025	2025	R&R 2025
Pétrole	3 697	5 058	4 550	4 250	
Gaz naturel	3 385	6 030	4 937	4 905	
Liquides de gaz naturel	293	572	501	494	
Charbon	1 137	1 294	1 070	945	
Hydroélectricité	983	1 374	1 238	1 241	
Énergie nucléaire	938	1 132	1 132	1 132	
Combustibles renouvelables	628	809	709	897	
Total	11 061	16 268	14 138	13 865	

¹¹ L'énergie primaire utilisée pour la production d'électricité est traitée dans le chapitre 4. Le bilan complet entre la production, la consommation, les importations et les exportations d'énergie est présenté au chapitre 9.

Électricité

4.1 INTRODUCTION

L'analyse de l'offre d'électricité et des besoins associés en énergie primaire a été effectuée pour les deux principaux scénarios décrits au chapitre 2 : maintien des tendances de la demande/offre à faible coût (scénario 1) et demande à efficacité accélérée/maintien des tendances de l'offre (scénario 2).¹ Trois analyses de sensibilité ont été menées:

- l'analyse de sensibilité liée au transport de l'électricité;
- l'analyse de sensibilité aux technologies de remplacement et aux combustibles renouvelables;
- l'analyse de sensibilité à l'énergie nucléaire.

4.2 RESTRUCTURATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

La restructuration du secteur de l'électricité au Canada devrait avoir une incidence sur l'offre d'électricité. Bien que le calendrier et l'ampleur du phénomène varieront d'une province à l'autre, les tendances de base comprennent la séparation des principales fonctions des services d'électricité, à savoir le transport, la production, la distribution et la commercialisation, et le libre accès aux réseaux de transport, facilitant ainsi l'acheminement de l'électricité en transit. Font également partie de ces tendances le développement de marchés de production concurrentiels, l'établissement de carrefours d'échanges d'électricité, le regroupement de producteurs et l'apparition de courtiers en électricité.

La restructuration du secteur de l'électricité est la plus avancée dans les provinces de l'Alberta et de l'Ontario. Par exemple, l'Alberta a été la première administration nord-américaine à mettre en place un cadre concurrentiel en 1995, prévoyant offrir le choix au consommateur à partir de 1999, le système devant être complètement instauré en 2001.

En 1999, Ontario Hydro a fait l'objet d'une restructuration, pour se scinder en une société de portefeuille, un organisme indépendant de gestion du marché, une entreprise de production, et une entreprise de transport et de distribution. On prévoit que l'Ontario instaurera un marché concurrentiel du commerce de gros et de détail à l'an 2000, et qu'en 2010, Ontario Hydro ne dominera plus l'industrie de la production de l'électricité.

D'autres initiatives de restructuration ont permis aux producteurs indépendants d'électricité et aux services d'électricité voisins d'avoir accès au réseau de transport. Par exemple, la Colombie-Britannique, l'Alberta, le Manitoba et le Québec ont ouvert leurs réseaux de transport aux concurrents. Ce faisant, ils ont acquis le statut de négociant en gros sur le marché des États-Unis. D'autres administrations examinent actuellement leurs politiques et pourraient emboîter le pas.

Dans un marché restructuré de l'électricité, on s'attend que les producteurs indépendants d'électricité accroîtront leur part du marché de la production. La production décentralisée jouera aussi un rôle accru. On désigne par production décentralisée les projets de production de faible envergure (généralement moins de 5 MW) mis en place dans les centres de consommation, ou à proximité, et qui permettent de réduire les coûts de transport et de distribution. Les technologies utilisant les turbines à combustion, la combustion interne ou les nouvelles technologies comme les piles à combustible peuvent s'appliquer dans le cas de la production décentralisée. Dans tous les scénarios, on suppose que la production décentralisée sera fondée sur l'emploi du gaz naturel.

4.3 MÉTHODOLOGIE

Un modèle informatique interne, le CANPLAN (Canadian Power Planning Program), a été utilisé pour calculer le bilan des charges et des ressources, élaborer et analyser les plans de production,² et établir des prévisions

¹ Les résultats détaillés sont présentés à l'Annexe 4 : Électricité.

² La production signifie à la fois le processus permettant de générer de l'énergie électrique et la quantité d'électricité produite.

relativement au commerce de l'énergie. Cette étude a été faite à l'échelon provincial et territorial.

Les principales données endogènes du CANPLAN comprennent la demande prévue d'électricité, les capacités actuelles de production ainsi que les mises hors service et les ajouts prévus. Les renseignements fournis par les services publics, les intervenants et des sources d'information publiques ont été pris en compte. Les principaux résultats du modèle ont trait aux prévisions relatives à la capacité, à la production, au commerce interprovincial et international et aux besoins en combustibles.

La planification relative à l'électricité tient compte également de la demande de pointe, définie comme étant la charge maximale pendant une période de temps donnée (habituellement par heure ou par jour). Au cours de la période de projection, la demande de pointe devrait augmenter à un rythme moins rapide que la demande d'énergie, reflétant l'hypothèse que les facteurs de charge s'amélioreront avec le temps, sous l'effet de stimulants favorisant une utilisation efficiente de l'énergie, comme la tarification en fonction de la période d'utilisation.³ Pour chaque province et territoire, on a mis au point des plans d'expansion de la capacité permettant de répondre de façon fiable à la demande d'énergie garantie et à la demande de pointe des réseaux.

Une analyse du coût unitaire moyen de l'énergie a été effectuée pour divers types de production. Les coûts d'immobilisations et de fonctionnement prévus des centrales électriques sont inclus dans le coût unitaire moyen. Un taux d'escompte réel de 6 % a été supposé. À l'exception de l'hydroélectricité, les coûts exprimés représentent les coûts au site de production. Les coûts unitaires diffèrent entre le scénario 1 et le scénario 2 à cause des différences de coût des combustibles.

La production d'hydroélectricité comporte les coûts unitaires les moins élevés au Labrador, au Québec et au Manitoba (tableau 4.1). C'est aussi l'option la moins coûteuse pour la Colombie-Britannique dans le scénario 2. Le charbon sera l'option la plus économique pour l'Alberta et la Saskatchewan, et l'énergie nucléaire sera l'option la plus avantageuse pour le Nouveau-Brunswick et l'Ontario. Le gaz naturel est censé fournir les meilleurs coûts pour la Nouvelle-Écosse et pour la Colombie-Britannique dans le scénario 1. Toutefois, d'autres facteurs, comme le délai de construction, les risques commerciaux perçus et les

préférences des fournisseurs d'électricité, mènent souvent au choix d'une option plus coûteuse parmi les différentes possibilités de production. Ainsi, le choix des systèmes de production a été fondé sur le coût unitaire moyen de l'énergie, les consultations, l'apport de l'industrie et le jugement.

4.4 DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ, CAPACITÉ ET PRODUCTION

Entre 1997 et 2025, la demande totale d'électricité au Canada devrait augmenter à un taux annuel moyen de 1,6 % selon le scénario 1 et de 1,2 % selon le scénario 2, atteignant 820,6 TWh et 728,1 TWh respectivement. Ces

Tableau 4.1
Coûts unitaires moyens de l'énergie
(en cents de 1997/KWh)

Province et type	Scénario 1	Scénario 2
Terre-Neuve		
- Mazout	4,54	4,54
- Hydroélectricité ¹ (Labrador)	3,48	3,48
Nouvelle-Écosse		
- Gaz - cycle combiné	4,85	5,24
- Charbon	5,04	5,41
Nouveau-Brunswick		
- Nucléaire	3,99	3,99
- Charbon	4,26	4,49
- Gaz - cycle combiné	4,85	5,24
Québec		
- Hydroélectricité ¹	4,85	4,85
- Gaz - cycle combiné	5,73	6,23
Ontario		
- Nucléaire	3,33	3,33
- Charbon	3,54	3,79
- Gaz - cycle combiné	4,71	5,22
Manitoba		
- Hydroélectricité ¹	3,64	3,64
- Gaz - cycle combiné	4,88	5,38
Saskatchewan		
- Charbon	3,12	3,24
- GICC ²	3,96	4,04
- Gaz - cycle combiné	3,98	4,50
Alberta		
- Charbon	2,86	2,93
- Gaz - cycle combiné	3,57	3,61
- GICC ²	3,74	3,80
Colombie-Britannique		
- Hydroélectricité ¹	3,95	3,95
- Gaz - cycle combiné	3,78	4,28

1 La production d'hydroélectricité inclut le coût du transport au marché,

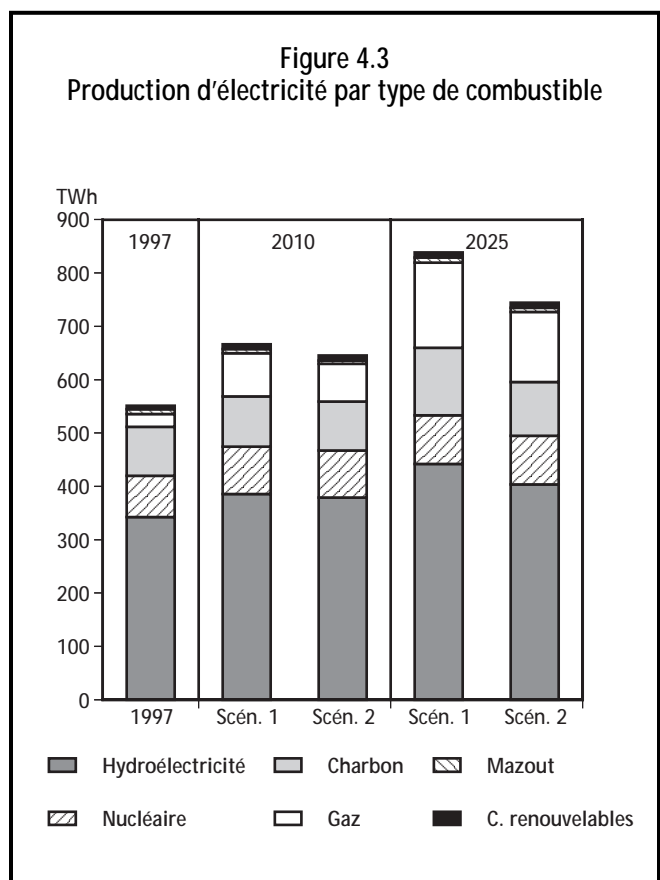
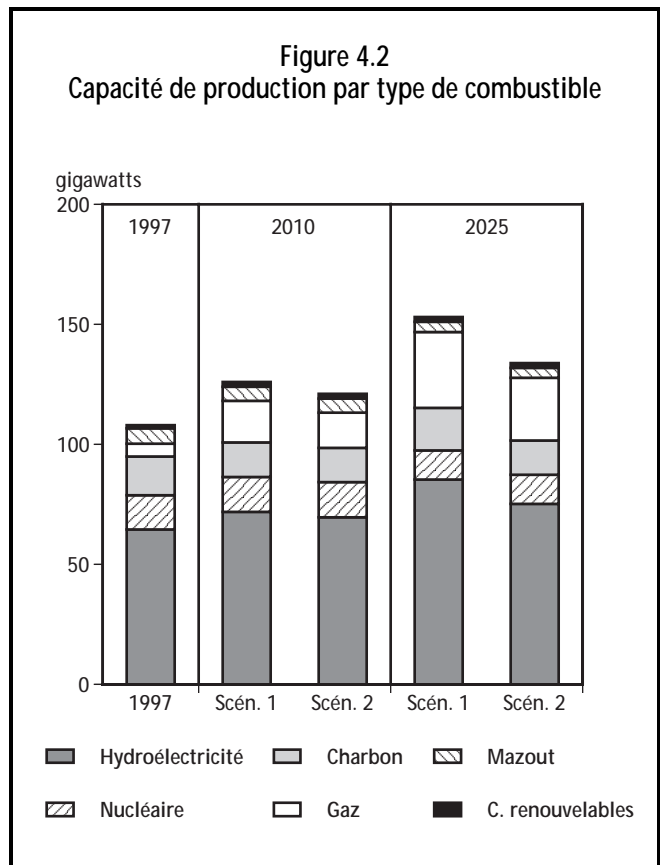
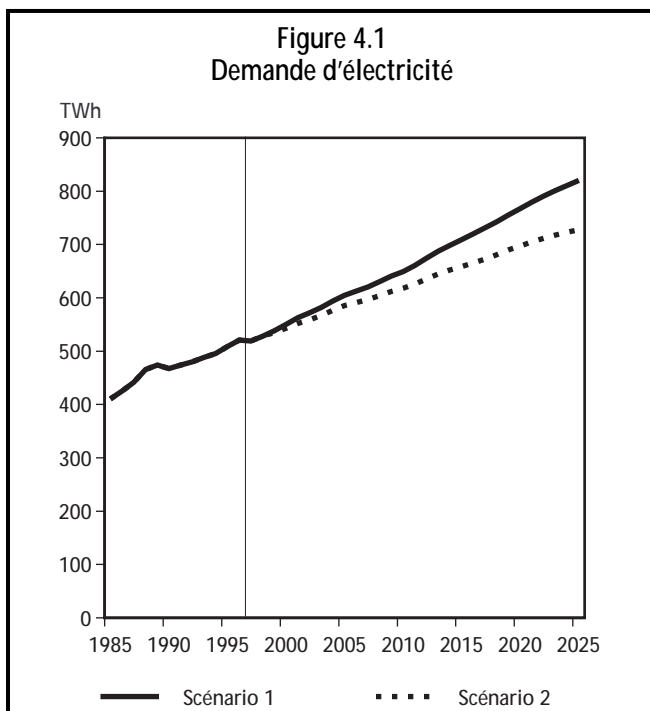
2 Gazéification intégrée à cycle combiné

3 Un système qui établit des tarifs plus élevés pendant les périodes de pointe de la journée où la demande est relativement plus élevée.

projections tiennent compte des effets de l'utilisation d'énergie par l'industrie même et des pertes des réseaux. La figure 4.1 présente un survol de la demande d'électricité prévue au cours de la période de projection.

Pour combler la demande intérieure et pouvoir rencontrer les exportations d'énergie garantie, la capacité totale de production, chiffrée à 108 GW en 1997, devrait passer à 153 GW dans le scénario 1 et à 134 GW dans le scénario 2 (figure 4.2). Ces valeurs représentent une augmentation totale de 42 % et de 24 % respectivement. La capacité additionnelle proviendra en majorité des centrales hydroélectriques et des centrales alimentées au gaz.

La production nationale totale devrait grimper de 555,1 TWh en 1997 à 838,2 TWh dans le scénario 1 et à 744,3 TWh dans le scénario 2; cela correspond à un taux de croissance annuel moyen de 1,5 % et de 1,1 % respectivement (figure 4.3). Étant donné que les chiffres de production tiennent compte du commerce interprovincial, des importations et des exportations, les taux de croissance prévus peuvent différer légèrement de ceux de la demande intérieure. On prévoit que la production d'hydroélectricité restera prédominante, mais que la production d'énergie à partir de centrales alimentées au gaz prendra plus d'importance. Dans les deux scénarios, les parts de production de l'énergie nucléaire et du charbon devraient diminuer.



4.5 DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ, CAPACITÉ ET PRODUCTION PAR PROVINCE ET PAR TERRITOIRE

4.5.1 Terre-Neuve et Labrador

La demande d'électricité à Terre-Neuve et au Labrador devrait enregistrer une croissance, passant de 11,4 TWh en 1997 pour atteindre 15,7 TWh en 2025 dans le scénario 1 et 14,0 TWh dans le scénario 2. Cette hausse correspond à un taux de croissance annuel moyen de 1,3 % et de 0,7 % respectivement. Ces prévisions excluent la charge potentielle liée au projet de fonderie de Voisey Bay. La Newfoundland Light & Power (NLP) répond aux besoins d'environ 85 % de tous les consommateurs de l'île. La charge assurée par la NLP provient à 10 % de sa propre capacité de petites centrales hydroélectriques et à 90 % de la Newfoundland & Labrador Hydro. En 1997, la demande d'énergie de la province correspondait à 2,2 % de la demande totale d'électricité et sa production, à 8 % de la production totale canadienne.

La capacité de production d'électricité dépend surtout de l'énergie hydraulique et est principalement concentrée au Labrador, qui possède l'une des centrales hydroélectriques les plus imposantes au pays, à Churchill Falls. La capacité totale, qui s'établissait à 7 434 MW en 1997, va passer à 11 173 MW en 2025 selon le scénario 1 et à 10 873 MW selon le scénario 2. Dans les deux scénarios, l'augmentation globale reflète l'expansion annoncée de la phase 2 de la centrale de Churchill Falls et le projet d'aménagement du Bas Churchill (Gull Island). En conséquence, la capacité totale de production d'hydroélectricité devrait augmenter pour atteindre environ 10 000 MW en 2008. La capacité de production des centrales alimentées au mazout, dont la plupart sont installées dans l'île, devrait croître et passer de 825 MW à 1 177 MW dans le scénario 1 et à 877 MW dans le scénario 2.

La production totale d'électricité à Terre-Neuve et au Labrador devrait progresser, passant de 41,7 TWh en 1997 à 62,4 TWh en 2025 dans le scénario 1 et à 61,0 TWh dans le scénario 2. Les hausses les plus importantes surviendront en 2007-2008 en raison de l'expansion de la centrale de Churchill et de l'aménagement de Gull Island. Bien que l'on prévoit un accroissement constant de la production des centrales alimentées au mazout dans l'île en raison de la croissance de la demande, la part de la production

hydroélectrique restera au-dessus des 91 % pendant toute la période. De l'énergie supplémentaire produite par les projets de Churchill, on a supposé que jusqu'à 17 TWh seront achetés annuellement par le Québec ou acheminés à d'autres clients en passant par cette province.

Un aspect clé des prévisions tient au choix des nouveaux modes de production à Terre-Neuve. Les aménagements de Granite Canal et de Island Pond semblent être les derniers sites qui soient commercialement viables dans l'île. Par conséquent, le choix se fera entre la production par des centrales alimentées au mazout et une ligne de transport à haute tension partant du Labrador, bien qu'une certaine capacité basée sur des centrales alimentées au gaz pourrait être mise en place, selon l'infrastructure de transport du gaz naturel provenant des projets extracôtiers d'exploitation pétrolière. Dans les deux scénarios, on a présumé qu'il n'y aurait pas de ligne de transport construite. Cette hypothèse est basée sur le point de vue selon lequel sans la fonderie de Voisey Bay, les besoins en charges supplémentaires à Terre-Neuve seraient faibles comparativement à la capacité de transport d'une ligne de 800 MW. Au cours des consultations, certains intervenants ont fait observer qu'une ligne de transport pourrait être justifiée comme solution de rechange à la production alimentée au mazout, qui est plus coûteuse et plus délicate sur le plan environnemental. Étant donné l'importance de cette question, la construction d'une ligne de transport a été supposée dans l'analyse de sensibilité liée au transport de l'électricité.

4.5.2 Île-du-Prince-Édouard

La demande d'électricité dans l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) devrait augmenter, passant de 0,89 TWh en 1997 à 1,15 TWh dans le scénario 1 et à 1,07 TWh dans le scénario 2, le taux de croissance annuel moyen étant de 0,9 % et de 0,5 % respectivement. L'Î.-P.-É. représente 0,2 % de la demande totale d'électricité au Canada et dépend surtout du Nouveau-Brunswick pour son approvisionnement en électricité.

La capacité totale de production d'électricité, maintenant assurée uniquement par des centrales alimentées au mazout, devrait s'accroître pour passer de 107 MW en 1997 à 152 MW en 2025, selon le scénario 1, et à 142 MW selon le scénario 2. La Maritime Electric Company Limited (MECL) exploite actuellement deux centrales alimentées au mazout et a acheté de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) une capacité de 49 MW provenant

de sa centrale nucléaire Point Lepreau et de sa centrale à l'orimulsion Dalhousie.

On prévoit que la production provinciale totale augmentera des 0,02 TWh qu'elle était en 1997 à 0,22 TWh en 2025, suivant le scénario 1, et à 0,16 TWh selon le scénario 2. On a supposé que cette nouvelle production serait exclusivement alimentée au mazout. L'énergie importée du Nouveau-Brunswick est livrée au moyen de deux câbles sous-marins installés dans les années 1970, avec une capacité de transport de 400 MW.

Au cours de la période visée par l'étude, malgré l'augmentation prévue de la production locale, l'Î.-P.-É. continuera de dépendre presque uniquement de sources externes pour se procurer l'électricité dont elle a besoin. À cette fin, il faudra vraisemblablement accroître la capacité des interconnexions avec le Nouveau-Brunswick.

4.5.3 Nouvelle-Écosse

La demande d'électricité de la Nouvelle-Écosse devrait augmenter, passant de 10,2 TWh en 1997 à 13,2 TWh selon le scénario 1 et à 12,1 TWh selon le scénario 2. Ces hausses correspondent en moyenne à un taux annuel de croissance de 0,9 % et de 0,6 % respectivement. La Nouvelle-Écosse compte pour environ 2 % de la demande et de la production totales d'électricité au pays.

La capacité totale de production, qui était de 2 230 MW en 1997, devrait augmenter légèrement dans le scénario 1 et demeurer stable dans le scénario 2. Une capacité de production au gaz sera installée d'ici l'an 2000, année où la conversion des installations de Tufts Cove sera achevée. D'ici 2025, la capacité alimentée au gaz atteindra 1 373 MW dans le scénario 1 et 1 256 MW dans le scénario 2 en 2025. Cette hausse de la capacité reflète le reconditionnement majeur⁴ et le remplacement de centrales mises hors service qui étaient alimentées au charbon et au mazout. La capacité de production à base de charbon et de mazout devrait donc diminuer considérablement tandis que la production hydroélectrique demeurera stable.

La production d'électricité devrait croître, passant de 10,3 TWh à 13,2 TWh dans le scénario 1 et à 12,1 TWh dans le scénario 2. Un facteur clé qui aura une incidence sur les prévisions visant la Nouvelle-Écosse est la disponibilité de gaz naturel en provenance de la plate-forme

Scotian, cette source d'énergie s'avérant une option économiquement attrayante pour l'implantation d'une nouvelle capacité de production. La part de la production due aux centrales alimentées au gaz augmentera pour dépasser les 60 % dans les deux scénarios. La production à partir de charbon, qui représente actuellement près de 80 % de la production totale, devrait fléchir considérablement.

4.5.4 Nouveau-Brunswick

La demande totale d'électricité devrait augmenter, passant de 13,5 TWh en 1997 à 18,8 TWh en 2025 dans le scénario 1 et à 17,3 TWh dans le scénario 2, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen de 1,2 % et de 0,9 % respectivement. Le Nouveau-Brunswick représente 2,6 % de la demande totale d'électricité et 3,0 % de la production totale au Canada.

La capacité de production croîtra de 4 317 MW à 4 630 MW dans le scénario 1, mais diminuera légèrement dans le scénario 2 en raison d'une demande plus faible et du remplacement d'un moins grand nombre de centrales. Dans les deux scénarios, la centrale nucléaire Point Lepreau, qui représente environ 15 % de la capacité de production actuelle de la province, devrait être mise hors service en 2023.

Une caractéristique importante de ces prévisions est l'émergence et l'ajout continu dans la province de nouvelles installations alimentées au gaz. À cet égard, l'Office prévoit l'installation d'une capacité de production alimentée au gaz de 2 801 MW dans le scénario 1 et de 2 362 MW dans le scénario 2. Étant donné la préférence pour le gaz, la capacité de production de centrales au mazout diminue, passant de 1 801 MW à 9 MW en 2025 dans les deux scénarios.

Récemment, Énergie NB et Tractebel ont annoncé des plans pour la construction d'une nouvelle centrale alimentée au gaz, d'une capacité de 350 MW, sur le site de la centrale de Belledune. L'exploitation commerciale devrait commencer vers la fin de 2001. En outre, Énergie NB et Westcoast Power envisagent la conversion d'une unité de 100 MW alimentée au mazout à Courtenay Bay en une unité à cycle combiné alimentée au gaz de 280 MW d'ici le milieu de l'an 2000. Ces plans ont été pris en compte dans les prévisions.

⁴ Le reconditionnement majeur d'une centrale s'accompagne généralement d'une hausse de la production et d'une augmentation de son rendement thermique, améliorant ainsi son efficacité globale.

La production d'électricité devrait enregistrer une hausse, passant de 16,7 TWh pour se situer à 23,1 TWh et à 21,5 TWh dans les scénarios 1 et 2 respectivement. Ces prévisions tiennent compte des besoins de charge de l'Île-du-Prince-Édouard. La production du Nouveau-Brunswick est diversifiée, le charbon représentant 35 % du total, suivi du mazout (25 %), de l'énergie nucléaire (21 %) et de l'hydroélectricité (15 %). On prévoit que la part du gaz augmentera aux dépens du charbon et du mazout. En 2025, cette part devrait atteindre 69 % dans le scénario 1 et 64 % dans le scénario 2.

4.5.5 Québec

La demande totale d'électricité au Québec devrait augmenter pour passer de 182,4 TWh en 1997 à 266,8 TWh selon le scénario 1 et à 235,8 TWh selon le scénario 2, ce qui correspond à un taux de croissance annuel moyen de 1,4 % et de 0,9 % respectivement. Le Québec représente 35 % de la demande totale d'électricité et près de 30 % de la production totale au Canada.

La capacité totale devrait croître pour passer de 33 895 MW à 47 227 MW dans le scénario 1 et à 39 378 MW dans le scénario 2. Ces valeurs correspondent à des augmentations totales de 39 % et de 16 % respectivement. Dans le scénario 1, un projet de l'ampleur du projet Grande-Baleine (3 200 MW) sera requis d'ici 2015. Dans le scénario 2, étant donné la demande plus faible, une portion seulement de cette capacité sera nécessaire en 2023. La capacité de production hydroélectrique devrait augmenter de 40 % et de 15 % dans le scénario 1 et le scénario 2 respectivement. Dans les deux scénarios, on suppose que la centrale nucléaire de Gentilly 2 sera mise hors service en 2023.

La capacité de production des centrales au gaz, associée principalement à des projets de production décentralisée et des projets de cogénération, devrait augmenter pour passer de 454 MW en 1997 à 1 076 MW dans le scénario 1, et à 1 161 MW dans le scénario 2. Les prévisions de la capacité englobent un programme d'énergie éolienne, selon lequel Hydro-Québec devrait augmenter ses achats d'énergie éolienne, pour atteindre jusqu'à 450 MW en 2009.

Il y aura accroissement de la production totale de la province, qui passera de 166,1 TWh en 1997 à 238,3 TWh en 2025 dans le scénario 1 et à 202,2 TWh dans le scénario 2. Ces valeurs correspondent à un taux de crois-

sance annuel moyen de 1,3 % et de 0,7 % respectivement. Malgré l'augmentation constante prévue dans la production décentralisée alimentée au gaz, la production au Québec restera principalement hydroélectrique, cette forme d'énergie représentant plus de 96 % de la production totale d'ici la fin de la période. Les prévisions tiennent compte des flux accrus en provenance du Labrador en raison de l'expansion des installations de Churchill et des aménagements de Gull Island.

4.5.6 Ontario

La demande totale d'électricité en Ontario devrait connaître une hausse, pour passer de 146,6 TWh en 1997 à 268,4 TWh en 2025 selon le scénario 1, et à 235,1 TWh selon le scénario 2, soit un taux de croissance annuel moyen de 2,2 % et de 1,7 % respectivement. L'Ontario compte pour près de 28 % de la demande totale d'électricité au Canada et 26 % de la production totale d'électricité au pays.

Les prévisions touchant l'approvisionnement en électricité en Ontario ont été établies à partir des hypothèses principales suivantes : les centrales nucléaires qui ne sont pas opérationnelles actuellement seront remises en service d'ici 2009; la durée de vie des centrales nucléaires plus récentes (Pickering B, Bruce et Darlington) sera prolongée de cinq ans au-delà de leurs 40 ans de vie utile prévus, et les anciennes installations nucléaires (Pickering A) seront remplacées par des centrales alimentées au charbon. Ces prévisions supposent donc qu'il n'y aurait aucune construction de nouvelles centrales nucléaires en Ontario.

La capacité de production devrait augmenter, passant de 30 314 MW en 1997 à 44 951 MW en 2025 dans le scénario 1 et à 39 911 MW dans le scénario 2. Ces hausses représentent des augmentations totales de 48 % et de 32 % respectivement. Dans les deux scénarios, la capacité de production par des centrales alimentées au gaz enregistrera une hausse importante, passant de 1 661 MW en 1997 pour se situer à 14 689 MW en 2025 dans le scénario 1, et à 11 857 MW dans le scénario 2.

La production totale d'électricité de la province est censée présenter un taux de croissance annuel moyen de 2,1 % dans le scénario 1 et de 1,7 % dans le scénario 2, atteignant 263,2 TWh et 231,0 TWh respectivement. Dans les deux scénarios, on prévoit un virage important vers la production par des centrales alimentées au gaz, qui passerait de 9,7 TWh en 1997 à 67,8 TWh selon le

scénario 1 et à 51,9 TWh selon le scénario 2. Dans le scénario 1, l'énergie nucléaire représentera 35 % de la production totale en 2025, suivie du gaz (26 %), du charbon (21 %) et de l'hydroélectricité (17 %). Dans le scénario 2, l'énergie nucléaire correspondra à environ 40 % de la production totale en 2025, suivie du gaz (23 %), de l'hydroélectricité (19 %) et du charbon (17 %).

Les prévisions des deux scénarios indiquent que l'Ontario deviendra, et de loin, le marché le plus important au Canada en ce qui a trait à la production d'énergie alimentée au gaz. La production d'énergie alimentée par des combustibles fossiles dépassera la production d'énergie nucléaire en 2020, malgré l'hypothèse de remise en service complète des centrales nucléaires existantes. Étant donné l'incertitude liée à la production d'énergie nucléaire, les impacts d'une mise hors service prématurée de centrales nucléaires sont examinés dans l'analyse de sensibilité à l'énergie nucléaire.

4.5.7 Manitoba

Au Manitoba, la demande totale d'électricité devrait augmenter pour passer de 20,7 TWh en 1997 à 30,2 TWh en 2025 selon le scénario 1, et à 27,2 TWh suivant le scénario 2. Ces valeurs correspondent à un taux de croissance annuel moyen de 1,4 % et de 1,0 % respectivement au cours de la période de projection. En 1997, le Manitoba représentait près de 4 % de la demande d'électricité au Canada et 6 % de la production totale d'électricité.

La capacité de production est censée croître pour passer de 5 132 MW en 1997 à 6 509 MW en 2025 selon le scénario 1 et à 6 086 MW suivant le scénario 2, ce qui représente une augmentation totale de 27 % et de 19 % respectivement. La capacité de production hydroélectrique, qui était de 4 853 MW en 1997, est prédominante et devrait augmenter de 15 % dans les deux scénarios. On a supposé que les centrales au charbon seront remplacées à la fin de leur vie utile par des centrales au gaz. La capacité des centrales alimentées au gaz devrait augmenter, passant de 4 MW en 1997 à 873 MW dans le scénario 1 et à 450 MW dans le scénario 2. La hausse plus importante dans le scénario 1 reflète une demande accrue ainsi que des niveaux plus élevés de production décentralisée. Dans le scénario 1, on prévoit un ajout de 800 MW de capacité due à de nouvelles installations alimentées au gaz entre 2008 et 2022. Dans le scénario 2, les ajouts de capacité de centrales alimentées au gaz ne seront pas nécessaires avant 2014.

La production totale d'électricité au Manitoba devrait augmenter et passer de 33,6 TWh en 1997 à 35,9 TWh dans le scénario 1 et à 35,2 TWh dans le scénario 2. Ces hausses correspondent à un taux de croissance annuel moyen de 0,2 % et de 0,1 % au cours de la période de prévision. L'hydroélectricité, qui représente actuellement 99 % de la production totale, restera prédominante. Cependant, l'augmentation de la production par des centrales alimentées au gaz entraînera un léger déclin de la part de l'hydroélectricité. En 2025, la production des centrales alimentées au gaz représentera 4,5 % de la production totale selon le scénario 1 et 2,5 % selon le scénario 2.

4.5.8 Saskatchewan

La demande totale d'électricité en Saskatchewan devrait augmenter pour passer de 17,7 TWh en 1997 à 27,5 TWh en 2025 dans le scénario 1 et à 24,5 TWh dans le scénario 2. Ces augmentations correspondent à un taux de croissance annuel moyen de 1,6 % et de 1,2 % respectivement. La province compte pour près de 3 % de la demande et de la production d'électricité au Canada.

En 1997, la capacité totale de production en Saskatchewan était de 2 935 MW et fournie principalement par des centrales alimentées au charbon (56 %) et par des centrales hydroélectriques (29 %). Dans les deux scénarios, on suppose que la capacité de production d'hydroélectricité restera stable à 870 MW. La capacité des centrales alimentées au charbon devrait augmenter, passant de 1 635 MW qu'elle était en 1997 à 1 911 MW dans le scénario 1, mais aucun ajout n'est prévu dans le scénario 2. La capacité des centrales alimentées au gaz est censée augmenter, passant de 394 MW en 1997 à 1 613 MW dans le scénario 1 et à 1 402 MW dans le scénario 2 en 2025. La capacité des centrales au mazout resterait constante à 31 MW dans les deux scénarios.

Les deux scénarios prévoient l'installation d'une capacité de cogénération de 210 MW à la centrale de TransAlta/Husky à Lloydminster. Les prévisions supposent également la remise en service des installations Queen Elizabeth.

La production totale de la province devrait croître et passer de 16,8 TWh en 1997 à 27,0 TWh en 2025 dans le scénario 1 et à 24,0 TWh dans le scénario 2. Les taux de croissance annuels moyens correspondants sont de 1,7 % et de 1,3 % respectivement. Dans les deux scénarios, la hausse est attribuable en grande partie à des centrales

alimentées au gaz dont la production devrait augmenter et passer de 0,9 TWh en 1997 à 8,2 TWh dans le scénario 1 et à 7,3 TWh dans le scénario 2. La production par des centrales alimentées au charbon devrait augmenter, passant de 11,7 TWh en 1997 pour se situer à 14,3 TWh selon le scénario 1, et à 12,3 TWh selon le scénario 2 en 2025. La production hydroélectrique devrait rester stable à environ 4 TWh dans les deux scénarios.

Les prévisions présentées dans le rapport final laissent entrevoir une hausse plus importante de la capacité et de la production des centrales alimentées au charbon que les résultats présentés lors de la deuxième série de consultations. Lors des consultations, certains intervenants étaient d'avis qu'il y aurait une expansion étant donné le maintien du faible coût de la production à partir du charbon en Saskatchewan. Cependant, la part de marché du charbon décroît au cours de la période de projection au profit du gaz.

4.5.9 Alberta

La demande totale d'électricité en Alberta devrait augmenter à un taux annuel moyen de 1,7 % dans le scénario 1 et de 1,3 % dans le scénario 2, passant de 55,2 TWh en 1997 pour atteindre 88,0 TWh et 78,7 TWh respectivement. En 1997, l'Alberta était à l'origine de 10,6 % de la demande d'électricité du Canada et de 10,0 % de la production totale.

En 1997, la capacité de production était de 8 252 MW (charbon : 5 704 MW, gaz : 1 518 MW, hydroélectricité : 841 MW, mazout : 30 MW et combustibles renouvelables : 159 MW). Cette capacité devrait atteindre 13 392 MW en 2025 dans le scénario 1 et 12 011 MW dans le scénario 2, une augmentation totale de 62 % et de 46 % respectivement. Dans le scénario 1, environ 80 % de cette hausse de capacité seraient attribuables à des installations alimentées au gaz, et 20 %, au charbon. Dans le scénario 2, presque tous les ajouts de capacité seraient liés à des installations alimentées au gaz. La capacité de production hydroélectrique et des centrales alimentées au mazout devrait rester constante dans les deux scénarios. L'énergie éolienne et l'énergie issue de la biomasse affichent une modeste augmentation au cours de la période visée par l'étude.

Ces prévisions relatives à la capacité supposent le reconditionnement majeur des centrales de Rosedale, de Clover Bar et de Medicine Hat, la mise en service d'installations de cogénération à Primrose (80 MW), à Fort

Saskatchewan (120 MW) et à Joffre (400 MW), et les projets prévus de TransAlta/Imperial Oil (220 MW) et de TransAlta/Suncor (360 MW).

La production totale de la province est censée augmenter pour passer de 54,0 TWh en 1997 à 88,0 TWh en 2025 selon le scénario 1, et à 78,7 TWh selon le scénario 2. Ces hausses correspondent à un taux de croissance annuel moyen de 1,8 % et de 1,3 % respectivement. Dans le scénario 1, on prévoit que la production des centrales alimentées au gaz quadruplera pendant la période de projection. L'augmentation prévue est légèrement plus faible dans le scénario 2. En conséquence, la part du gaz augmentera pour se situer à plus de 40 % dans les deux scénarios. La production des installations alimentées au charbon devrait rester la principale source satisfaisant aux besoins de la charge de base en Alberta. Pour des raisons analogues à celles qui ont été fournies pour la Saskatchewan, les prévisions finales font état d'une part plus grande du charbon que celles présentées lors de la deuxième série de consultations.

4.5.10 Colombie-Britannique

La demande totale d'électricité en Colombie-Britannique devrait augmenter, passant de 60,9 TWh en 1997 à 89,2 TWh en 2025 dans le scénario 1 et à 80,8 TWh dans le scénario 2, soit un taux de croissance moyen de 1,4 % et de 1,0 % par année, respectivement. En 1997, la Colombie-Britannique représentait 12 % de la demande et de la production d'électricité au Canada.

En 1997, la capacité totale de la province s'est établie à 12 982 MW, dont presque 85 % sous forme d'hydroélectricité. La capacité de production des centrales alimentées au gaz représentait 10 % et la capacité combinée des centrales alimentées au mazout et à la biomasse, environ 5 %. Pendant la période visée par l'étude, la capacité totale devrait augmenter pour se situer à 17 818 MW selon le scénario 1, et à 14 579 MW selon le scénario 2. Comme pour les autres provinces, on présume que la capacité excédentaire sera utilisée avant la construction de toute nouvelle installation. La capacité hydroélectrique croît donc pendant la période comprise entre 2014 et 2022 dans le scénario 1, mais elle demeure constante dans le scénario 2. En outre, la mise en service d'une centrale au charbon d'une capacité de 150 MW est prévue pour 2003. Suite à l'installation de projets de production décentralisée, la capacité alimentée au gaz devrait tripler selon le scénario 1 et doubler selon le scénario 2.

La production totale devrait augmenter, passant de 65,1 TWh en 1997 à 85,3 TWh en 2025 selon le scénario 1 et à 76,9 TWh selon le scénario 2, soit une croissance moyenne de 1,0 % et de 0,6 % par année, respectivement. Les centrales alimentées au gaz seront à l'origine de la plus grande partie de cette croissance, leur production augmentant pour passer de 3,8 TWh en 1997 à 17,2 TWh dans le scénario 1, et à 10,7 TWh dans le scénario 2. La production d'hydroélectricité augmentera en valeur absolue, mais sa part de la production totale affichera une tendance à la baisse: de 90 % en 1997, elle diminuera à 75 % dans le scénario 1 et à 81 % dans le scénario 2. La part de production des centrales alimentées au gaz s'élèvera, se situant à 20 % et à 14 % respectivement selon les scénarios 1 et 2.

Ces prévisions tiennent compte du traité du fleuve Columbia, qui stipule qu'une certaine partie de la puissance produite par les centrales hydroélectriques sur la portion américaine du fleuve Columbia sera retournée à la province de la Colombie-Britannique. Ce traité est en train d'être modifié, et on présume que la Colombie-Britannique revendra sur les marchés américains la part de ses droits sur la puissance produite qui excède la demande locale.

4.5.11 Yukon

La demande d'énergie électrique au Yukon était de 0,37 TWh en 1997. On prévoit une augmentation à 0,54 TWh selon le scénario 1 et à 0,49 TWh selon le scénario 2, ce qui représente un taux de croissance annuel moyen de 1,4 % et de 1,0 %, respectivement.

La capacité de production devrait croître, passant de 128 MW en 1997 à 157 MW dans le scénario 1 et à 145 MW dans le scénario 2. Pendant la période visée par l'étude, on prévoit une légère augmentation de la production d'hydroélectricité, reflétant des projets d'aménagement de petites centrales hydroélectriques, mais la production des centrales alimentées au mazout devrait combler la plus grande partie de la croissance de la demande.

4.5.12 Territoires du Nord-Ouest et Nunavut

La demande totale d'énergie électrique dans les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut, qui était de 0,74 TWh en 1997, devrait augmenter à un rythme moyen de 1,4 % par année selon le scénario 1 et de 1,0 % selon le scénario 2, passant respectivement à 1,09 TWh et à 0,99 TWh en 2025.

La capacité de production totale en 1997 était de 242 MW, dont près de 70 % provenaient de centrales alimentées au mazout. Étant donné la capacité actuelle excédentaire, aucune augmentation n'est prévue selon le scénario 2 et ce n'est qu'à la fin de la période qu'il sera nécessaire d'ajouter de la capacité (249 MW) selon le scénario 1. La plus grande partie de la demande supplémentaire sera comblée par la production de centrales alimentées au mazout, bien que l'on prévoit une certaine conversion à l'alimentation au gaz.

4.6 COMMERCE INTERPROVINCIAL ET INTERNATIONAL

Le commerce de l'électricité peut se diviser en services garanti et interruptible. En soi, le service garanti est plutôt à long terme, en général cinq ans ou plus, et peut nécessiter la mise en place de nouvelles installations de production ou de transport d'électricité. Par conséquent, il peut influencer sur les programmes d'expansion de la capacité mis en oeuvre par les producteurs. Le service interruptible sert surtout à optimiser l'exploitation, relativement à court terme, de réseaux interconnectés, et il ne comporte généralement pas d'agrandissement majeur des installations.

Les prévisions relatives au commerce tiennent compte des contrats à long terme existants, des renseignements fournis par les services publics, des données historiques sur le volume des échanges commerciaux et des excédents prévus.

4.6.1 Capacité de transport

Le réseau de transport achemine l'électricité des installations de production vers les points de distribution. Au Canada, il s'étend sur quelque 158 000 kilomètres et englobe 37 interconnexions principales ayant une capacité de transfert interprovincial de 10 245 MW. Exception faite des projets annoncés et de la nouvelle capacité de transport associée à l'agrandissement des installations de Churchill Falls et aux aménagements de Gull Island, la capacité de transport interprovincial et international d'électricité a été supposée constante dans les deux scénarios. Cette hypothèse a été relâchée dans l'analyse de sensibilité liée au transport de l'électricité.

4.6.2 Commerce interprovincial

En 1997, les échanges interprovinciaux d'électricité totalisaient 43,2 TWh; la direction des échanges étant

généralement assujettie aux écarts de prix entre des provinces voisines. Le commerce interprovincial se fait en général à partir des provinces riches en ressources hydroélectriques à faible coût. Les expéditions sont habituellement plus importantes dans l'Est du Canada que dans l'Ouest; celles du Labrador vers le Québec constituent environ 70 % du volume total. Traditionnellement, l'Ontario a acheté de l'électricité produite au Québec et au Manitoba. Au cours des deux dernières années, les achats de l'Alberta d'électricité produite en Colombie-Britannique ont augmenté de façon substantielle à cause de la croissance rapide de la demande. Cependant, on a supposé que les échanges commerciaux entre ces deux provinces retourneraient à leur volume antérieur.

Selon le scénario 1, les expéditions d'électricité du Labrador vers le Québec devraient augmenter en flèche lorsque le projet de développement du Bas Churchill sera terminé, atteignant un sommet à 47,2 TWh en 2008 (figure 4.4). Les échanges d'énergie entre le Québec et le Nouveau-Brunswick sont censés se maintenir approximativement aux volumes actuels. Les livraisons nettes effectuées en Ontario par le Québec et le Manitoba devraient augmenter et dépasser les volumes de 1997 pour atteindre respectivement 3,0 TWh et 2,0 TWh en 2025. On présume qu'il y aura une hausse des échanges énergétiques entre le Québec et l'Ontario afin de permettre aux producteurs d'optimiser leurs activités. Les expéditions d'électricité entre l'Alberta et la Colombie-Britannique devraient se situer en moyenne à 1,0 TWh dans les deux directions.

Dans le scénario 2, on prévoit des profils comparables en ce qui a trait au commerce interprovincial. Dans les deux scénarios, le commerce à l'ouest de l'Ontario devrait demeurer près des volumes observés en 1997 pendant toute la période de projection. De façon générale, les échanges interprovinciaux représentent une faible proportion de la production, à l'exception des échanges du Nouveau-Brunswick vers l'Île-du-Prince-Édouard et du Labrador vers le Québec.

4.5.3 Commerce international

Le Canada a traditionnellement été un exportateur net d'électricité. En 1997, le volume total des exportations d'électricité était de 41,2 TWh, dont 95 % provenait d'Hydro-Manitoba, d'Hydro-Québec, de BC Hydro, d'Ontario Hydro et de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick ou de leurs entreprises affiliées. La plus grande partie des exportations est sous forme d'hydroélectricité.

Les marchés d'exportation les plus importants sont les États de la Nouvelle-Angleterre et le Minnesota. En 1997, les importations s'établissaient à 9,1 TWh, dont 90 % à destination de la Colombie-Britannique et de l'Ontario.

Dans le scénario 1, les exportations totales d'électricité devraient fluctuer entre 20 TWh et 30 TWh, ou entre 3 % et 6 % de la production totale (figure 4.5). Après 2008, le volume des exportations augmentera sensiblement à cause de l'expansion prévue au Labrador. À mesure que la demande croîtra et que les excédents diminueront, les exportations auront tendance à fléchir par la suite. Le Québec, la Colombie-Britannique, le Manitoba, le Nouveau-Brunswick et l'Ontario devraient continuer d'être les principaux exportateurs canadiens d'électricité. Le total des importations devrait varier autour des volumes historiques.

Selon le scénario 2, les tendances relatives aux exportations sont similaires, sauf pour la période comprise entre 2000 et 2010, alors que l'on prévoit une hausse des exportations. Cette situation reflète principalement l'augmentation des excédents d'énergie due à la demande intérieure moins élevée. Après 2010, on prévoit que le volume des exportations sera sensiblement le même selon les deux scénarios.

Dans les deux scénarios, on prévoit une tendance à la baisse des exportations comparativement aux volumes actuels, compatible avec l'hypothèse selon laquelle les producteurs préféreront construire de plus petites centrales électriques à proximité des centres de consommation au lieu d'importer de l'électricité à partir de régions éloignées. Cette tendance repose également sur l'hypothèse d'une durée plus courte des prochains contrats de service garanti. L'analyse permet donc de penser que la restructuration du secteur de l'électricité n'aboutira pas nécessairement à une hausse des exportations.

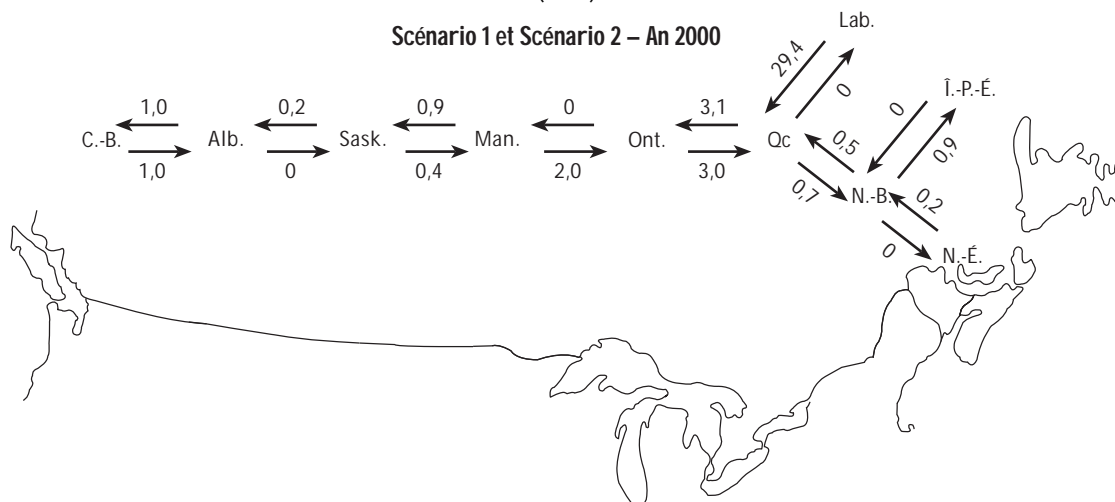
4.7 DEMANDE D'ÉNERGIE PRIMAIRE POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

4.7.1 Hypothèses concernant le rendement thermique

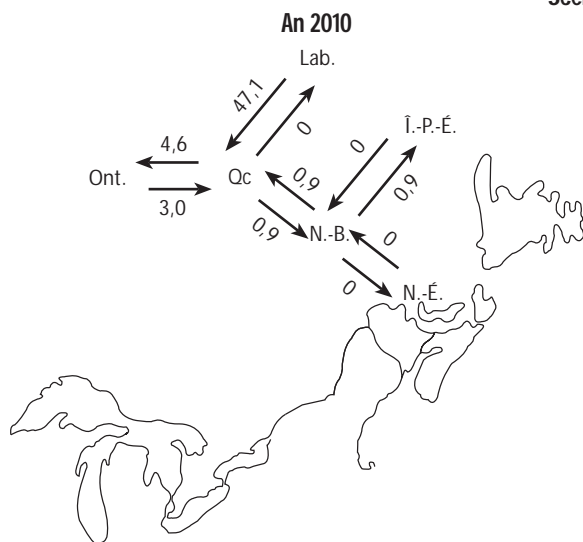
Le rendement thermique correspond à la quantité d'énergie nécessaire pour produire une unité d'électricité (p. ex. la quantité de gaz naturel, exprimée en gigajoules (GJ), nécessaire pour produire un GWh d'électricité). Pour les centrales existantes, on a utilisé les taux historiques moyens de rendement thermique. Dans le cas des centrales

Figure 4.4
Commerce interprovincial
 (TWh)

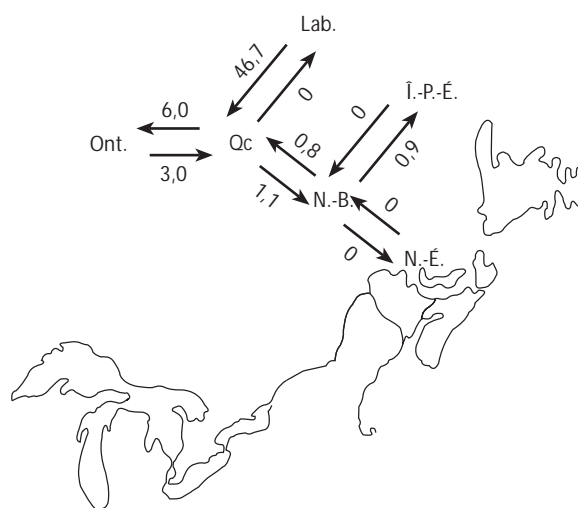
Scénario 1 et Scénario 2 – An 2000



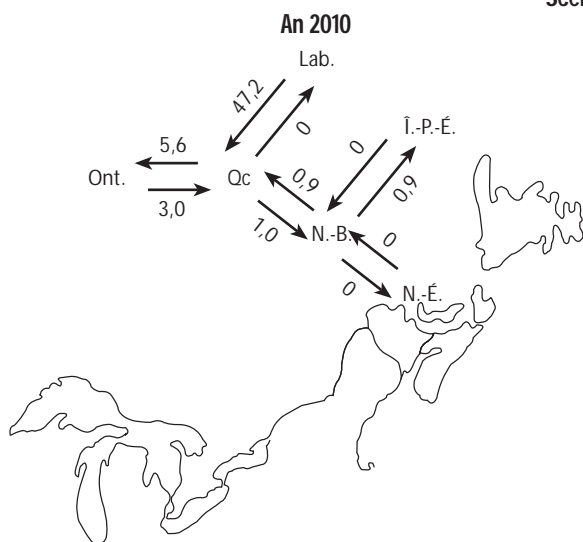
Scénario 1



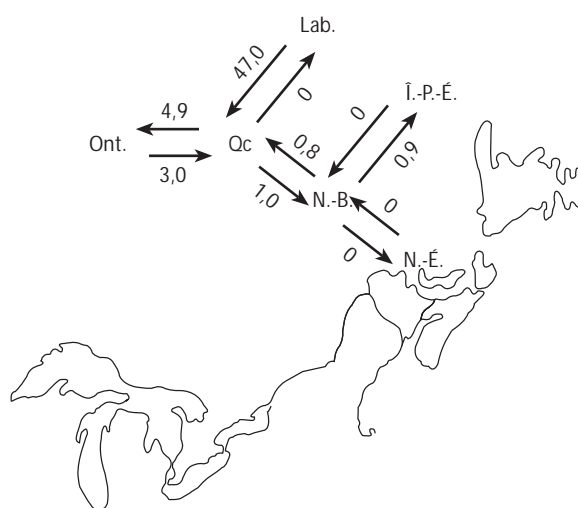
An 2025



Scénario 2



An 2025



nouvelles, on a supposé que les rendements thermiques s'améliorent au fil des ans. Le tableau 4.2 présente les rendements thermiques en fonction des différentes technologies de production.

4.7.2 Demande primaire par source d'énergie

La demande totale d'énergie primaire pour la production d'électricité devrait augmenter, passant de 3 398 pétajoules (PJ) en 1997 à 4 802 PJ en 2025 selon le scénario 1, et à 4 299 PJ selon le scénario 2 (figure 4.6), soit un taux de croissance annuel se situant respectivement à 1,3 % et à 0,9 % en moyenne. La demande totale de combustible primaire croît à un rythme moins rapide que la production totale, reflétant essentiellement l'hypothèse que le rendement thermique s'améliorera au cours de la période de projection.

La production d'électricité constituera un marché en croissance pour le gaz naturel. La demande de gaz, qui était de 165 PJ en 1997, devrait augmenter à 939 PJ selon le scénario 1, et à 784 PJ selon le scénario 2. La part de marché du gaz par rapport à la demande totale d'énergie primaire pour la production d'électricité devrait croître, passant de 5 % à 20 % dans le scénario 1, et à 18 % dans le scénario 2. La part de marché du charbon, qui était de 30 %, diminuera à 24 % et à 22 % respectivement. Dans les deux scénarios, les parts de marché de l'hydroélectricité,

du nucléaire et du mazout devraient aussi subir une baisse, alors que la part de marché des combustibles renouvelables devrait augmenter légèrement.

Tableau 4.2
Hypothèses concernant le rendement thermique (GJ/GWh)

	Données historiques	1997-2005	2006-2015	2016-2025
Gaz naturel				
Turbines à combustion	12 000 - 14 000	11 000	10 000	9 000
Cycle combiné	8 000 - 9 000	7 200	6 000	5 500
Cogénération et production décentralisée				
	5 500	5 500	5 500	5 000
Vapeur - gaz ou mazout	10 000 - 12 000	-	-	-
Charbon				
Charbon classique	10 000 - 13 000	-	-	-
Charbon (tech. de pointe)	-	9 000	8 000	7 500
GICC	-	7 500	7 200	6 000
Biomasse	10 000 - 14 000	9 000	9 000	9 000
Nucléaire (CANDU)	11 800 - 13 200	-	-	-
Hydroélectrique et éolienne	3 600	3 600	3 600	3 600

Figure 4.5
Exportations et importations d'électricité

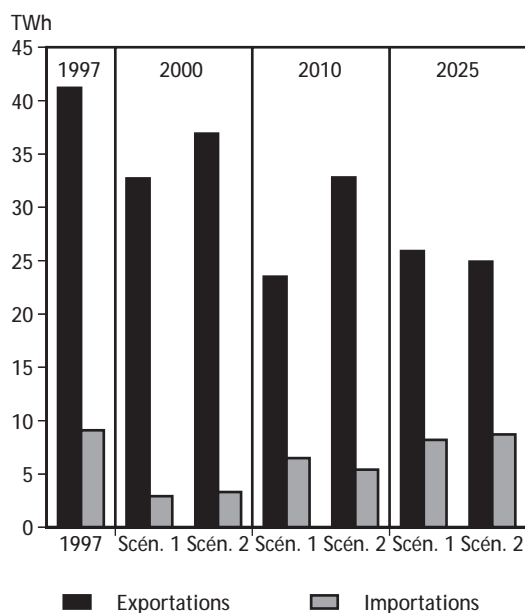
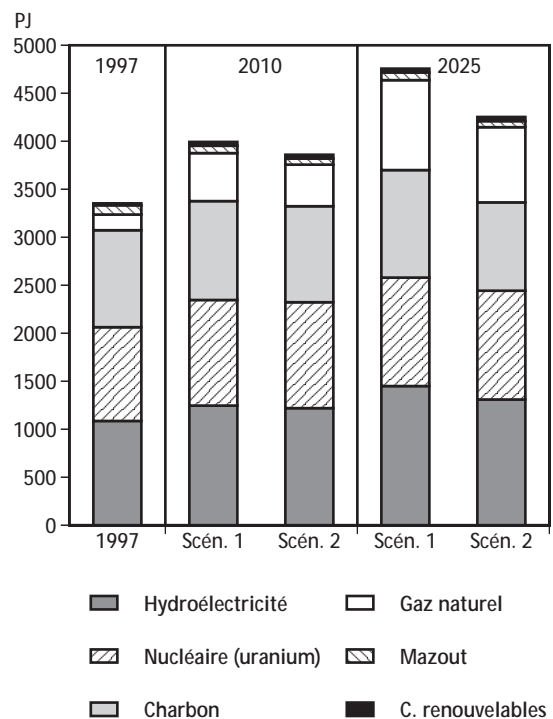


Figure 4.6
Demande d'énergie primaire pour la production de l'électricité



4.8 ANALYSES DE SENSIBILITÉ

L'Office a élaboré trois analyses de sensibilité relative-ment à l'électricité. L'analyse de sensibilité liée au transport de l'électricité suppose que l'on construira une ligne de transport entre le Labrador et Terre-Neuve et qu'il n'y aura pas de restrictions de la capacité de transport inter-provincial. La sensibilité R&R examine l'incidence d'un recours relativement plus intense aux technologies de remplacement et aux combustibles renouvelables pour la production d'électricité. L'analyse de sensibilité à l'énergie nucléaire étudie l'impact d'une production accrue des centrales alimentées au gaz par suite de la mise hors service prématurée de centrales nucléaires en Ontario.

4.8.1 Sensibilité liée au transport de l'électricité

L'analyse de sensibilité au transport est fondée sur le scénario 1. Dans cette analyse, les restrictions de capacité sont éliminées et l'on suppose qu'il y a une ligne de transport reliant le Labrador et Terre-Neuve. Étant donné que dans le scénario 1, les niveaux de transferts prévus dans les provinces de l'Ouest sont inférieurs à la capacité, la sensibilité liée au transport de l'électricité a été examinée pour les provinces situées à l'est de la Saskatchewan.

Compte tenu de l'expédition d'électricité du Labrador vers Terre-Neuve, la production des centrales au mazout diminue considérablement sur l'île, passant de 5,5 TWh à 0,3 TWh. Pour maintenir les exportations et compenser pour la diminution des transferts d'électricité en provenance du Labrador, la capacité hydroélectrique augmente d'environ 1 000 MW au Québec, soit 3 % de la capacité du Québec. En outre, la diminution des expéditions du Labrador vers le Québec conduit en général à une baisse du volume brut des expéditions interprovinciales et à une baisse des exportations par comparaison au scénario 1. Des changements mineurs sont prévus en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick et dans l'Île-du-Prince-Édouard.

Dans le scénario 1, les ventes du Manitoba vers l'Ontario étaient limitées par la capacité de transport. Dans cette analyse de sensibilité, le Manitoba devrait augmenter ses ventes vers l'Ontario pour atteindre environ 3,1 TWh par année pendant la période de projection. La production au Manitoba devrait être de 15 % plus élevée que dans le scénario 1, alors que la production en Ontario sera moins élevée dans une proportion d'environ 2 %.

Une ligne de transport reliant Terre-Neuve et le Labrador aurait pour effet de réduire la demande d'énergie primaire étant donné qu'elle implique le remplacement de la production thermique par une production hydroélectrique dont le rendement est plus élevé. En 2025, la demande totale de combustibles fossiles sera de 61 PJ de moins que dans le scénario 1.

4.8.2 Sensibilité aux technologies de remplacement et aux combustibles renouvelables

La sensibilité R&R a été effectuée à partir du scénario 2.⁵ Cette analyse de sensibilité examine les perspectives concernant l'offre d'électricité en s'appuyant sur l'hypothèse selon laquelle la pénétration des technologies de remplacement et des combustibles renouvelables (R&R) sera généralement plus élevée dans le secteur de la production d'électricité. Dans cette analyse, les R&R comprennent les petites centrales hydroélectriques, les éoliennes et les centrales alimentées à la biomasse, par exemple, les déchets de bois, le biogaz et les ordures ménagères. Il est peu probable que les applications fondées sur des systèmes photovoltaïques atteignent l'étape de la commercialisation à grande échelle au Canada dans un avenir prévisible, de sorte qu'elles n'ont pas été prises en compte. La pénétration plus forte des R&R dans divers marchés d'utilisation finale a aussi été étudiée (voir le chapitre 3).

Les applications liées aux R&R ne sont généralement pas concurrentielles sur le plan des coûts comparativement aux méthodes de production classiques (grandes centrales hydroélectriques, gaz, énergie nucléaire et charbon). Cependant, les coûts relatifs à la plupart de ces technologies pourraient diminuer considérablement au cours de la période de projection. Parmi les options envisagées concernant les R&R, celle dont l'utilisation semble la plus imminente serait l'énergie éolienne, dont le coût a fortement baissé au cours de la dernière décennie, tout en demeurant supérieur à celui des méthodes de production classiques. Une faiblesse majeure liée à l'exploitation des centrales éoliennes tient à un facteur de disponibilité peu élevé étant donnée la nature intermittente de la ressource, ce qui les rend impropres à assurer la charge de base. Certains facteurs pourraient favoriser le recours aux R&R

⁵ Les résultats détaillés, par province, sont présentés à l'Annexe 4 : Électricité.

pour la production d'électricité, notamment une préférence accrue des consommateurs pour l'« énergie verte », des progrès technologiques, des stimulants fiscaux, ainsi que les lois et règlements.

Les taux de pénétration des R&R devraient augmenter avec le temps alors qu'ils fourniront une partie de la production supplémentaire. En général, on a présumé que les R&R combleront jusqu'à 20 % de la demande supplémentaire d'ici la fin de la période de projection. La combinaison de R&R a été évaluée par province en fonction du potentiel de ressources d'origine éolienne, de biomasse et de petites centrales hydroélectriques.

On a également supposé que la technologie de la gazéification intégrée à cycle combiné (GICC) sera utilisée dans toutes les centrales alimentées au charbon construites après 2010. Le rendement supérieur des centrales utilisant la technologie de la GICC permet une réduction de la demande primaire de charbon. Vers 2025, la capacité installée des centrales utilisant la GICC atteindrait 6 154 MW, ou 4,6 % de la capacité totale.

La production à partir de combustibles renouvelables est censée augmenter, passant de 1,5 % de la production totale en 1997 à 4,2 % en 2025 dans la sensibilité R&R. Le Québec, l'Ontario et la Colombie-Britannique fourniront environ 75 % de l'énergie produite à partir de combustibles renouvelables d'ici 2025. Selon les prévisions, la production totale d'électricité à partir de combustibles renouvelables atteindrait 31 TWh en 2025, près de quatre fois plus qu'en 1997.

Le recours accru aux combustibles renouvelables se fera au détriment de la production à partir de charbon et de gaz. Vers 2025, la production des centrales au charbon sera moins élevée que dans le scénario 2 dans une proportion de 9 %, alors que dans le cas des centrales au gaz, cet écart sera d'environ 5 %. En 2025, la demande primaire de combustibles fossiles sera de 175 PJ moindre que dans le scénario 2.

La capacité de production totale à partir de combustibles renouvelables devrait augmenter, passant de 2 112 MW en 1997 à 7 409 MW en 2025, soit 5,5 % de la

capacité totale. En 2025, la capacité éolienne est censée atteindre 3 420 MW, celle de la biomasse, 2 376 MW, et celle des petites centrales hydroélectriques, 1 613 MW. En Alberta, les R&R peuvent assurer une production équivalente à celle d'une centrale alimentée au charbon, tandis qu'en Ontario, leur production correspond à celle d'une centrale alimentée au charbon et d'une autre alimentée au gaz. Au Québec, la mise en valeur relativement rapide de la capacité éolienne reflète l'impact d'une initiative gouvernementale selon laquelle Hydro-Québec achètera de l'énergie éolienne pour une période prolongée.

Dans la sensibilité R&R, les exportations d'électricité devraient être légèrement supérieures à celles du scénario 2. La croissance de la production à partir de R&R, qui ne peuvent opérer que lorsque les conditions s'y prêtent, devrait déboucher sur une plus grande quantité d'énergie excédentaire disponible aux fins de l'exportation.

4.8.3 Sensibilité à l'énergie nucléaire

L'analyse de sensibilité à la production d'énergie nucléaire a été élaborée à partir du scénario 2. Le but de cette analyse consiste à étudier l'incidence de la mise hors service prématurée de centrales nucléaires sur la demande de gaz naturel en Ontario. En particulier, on suppose que les centrales nucléaires qui ne sont pas exploitées actuellement ne seront pas remises en service et que la durée d'exploitation des centrales qui sont en service ne sera pas prolongée. On prévoit le remplacement de ces installations par des centrales au gaz à cycle combiné pour la production d'électricité, ce qui se traduira par une augmentation de capacité de 12 200 MW des centrales alimentées au gaz vers 2025. L'augmentation correspondante de la production est de 90 TWh. La demande de gaz primaire devrait augmenter de 536 PJ d'ici 2025. L'impact sur l'offre, les prix et les exportations de gaz naturel est examiné au chapitre 5.

Gaz naturel

5.1 INTRODUCTION

Comme dans les rapports précédents, l'analyse sur le gaz naturel est fondée sur les estimations des réserves et des ressources pour le Canada et les États-Unis, des coûts de l'offre dans les principaux bassins, de la demande canadienne et américaine et de la productibilité du gaz naturel. Le modèle North American Regional Gas (NARG) a servi à établir les projections concernant les expéditions de gaz et les prix du gaz. L'ONÉ a aussi utilisé des modèles internes pour estimer la productibilité et le nombre de puits complétés au Canada.

5.2 RÉSERVES ET RESSOURCES CANADIENNES

Le tableau 5.1 montre les estimations des réserves et des ressources au Canada, par région et par source de gaz naturel, pour le scénario de l'offre à faible coût (scénario 1) et le scénario du maintien des tendances de l'offre (scénario 2).

5.2.1 Gaz classique - Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

Réserves établies restantes

Les estimations des réserves établies restantes pour le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) sont les mêmes dans les deux scénarios et sont fondées sur les chiffres fournis par les organismes gouvernementaux des provinces productrices. Les estimations relatives aux réserves de gaz non raccordées en Alberta et en Colombie-Britannique s'appuient sur des études menées au cours des trois dernières années par divers organismes de réglementation, avec la participation de l'industrie.

Ressources non découvertes

L'Office reconnaît qu'il y a certains doutes quant à l'exactitude des estimations des ressources non découvertes. Historiquement, les estimations dans cette catégorie ont eu tendance à augmenter avec le temps en raison de l'augmentation des superficies explorées, de techniques d'estimation plus perfectionnées et des progrès technologiques. L'appréciation des réserves entre dans cette catégorie.

En se fondant sur les commentaires formulés lors de la première série de consultations, l'Office a choisi d'utiliser une gamme d'estimations accessibles au public concernant les ressources non découvertes en gaz naturel dans le BSOC. L'estimation de TransCanada Pipeline Ltd.^a (TCPL) correspond à la limite supérieure de cette fourchette et a été utilisée dans le scénario 1. L'estimation de TCPL pour l'Alberta, qui s'établit à 138 billions de pieds cubes (10^{12}pi^3) ($3,9 \cdot 10^{12}\text{m}^3$), une fois combinée aux estimations pour la Colombie-Britannique et la Saskatchewan, donne un potentiel de ressources non découvertes de $176 \cdot 10^{12}\text{pi}^3$ ($5,0 \cdot 10^{12}\text{m}^3$). À partir des données d'une étude publiée par l'ONÉ en 1996,^b on a haussé l'estimation de TCPL de $5 \cdot 10^{12}\text{pi}^3$ ($142 \cdot 10^9\text{m}^3$) pour tenir compte des ressources plus grandes dans les territoires du Sud (partie sud du Yukon et des T. N.-O.). Pour le scénario 2, l'estimation du Canadian Gas Potential Committee^c (CCPG), soit $105 \cdot 10^{12}\text{pi}^3$ ($3,0 \cdot 10^{12}\text{m}^3$), a été utilisée. Lorsque l'on ajoute ces deux estimations respectivement à la production cumulative et aux réserves établies à la fin de 1997, le potentiel ultime des ressources du BSOC est de $335 \cdot 10^{12}\text{pi}^3$ ($9,5 \cdot 10^{12}\text{m}^3$) dans le scénario 1 et de $264 \cdot 10^{12}\text{pi}^3$ ($7,5 \cdot 10^{12}\text{m}^3$) dans le scénario 2.

5.2.2 Ressources de gaz non classique

Dans le BSOC, les gaz non classiques comprennent le méthane de filon houiller et le gaz de réservoir étanche.

Méthane de filon houiller

D'autres organismes et organisations ont publié des estimations du méthane de filon houiller dans le BSOC. Dans son rapport de 1992, l'Energy and Utilities Board^d de l'Alberta (EUB) propose une valeur de $250 \cdot 10^{12}\text{pi}^3$ ($7,1 \cdot 10^{12}\text{m}^3$) comme limite inférieure pour les ressources en place. TCPL^a fournit une estimation de $214 \cdot 10^{12}\text{pi}^3$ ($6,1 \cdot 10^{12}\text{m}^3$) de gaz en place. Il y a un certain degré d'incertitude liée au facteur utilisé pour déduire une estimation de gaz commercialisable à partir de ces ressources en place. Le National Petroleum Council^e (NPC) estimait à $129 \cdot 10^{12}\text{pi}^3$ ($3,6 \cdot 10^{12}\text{m}^3$) le volume de méthane de filon houiller commercialisable. Le CCPG^c a évalué ce volume à une valeur comprise entre 135 et $261 \cdot 10^{12}\text{pi}^3$ ($3,8$ à $7,4 \cdot 10^{12}\text{m}^3$), en appliquant un facteur de récupération de

44 à 48 %. Pour son estimation du potentiel ultime de méthane de filon houiller dans le BSOC, l'Office a adopté une valeur de $75 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ ($2,1 \cdot 10^{12} \text{m}^3$) pour les deux scénarios, ce qu'il considère comme une estimation relativement prudente. Bien que l'on sache qu'il y a du

méthane de filon houiller dans d'autres régions du Canada, en particulier en Nouvelle-Écosse et sur l'île de Vancouver, on n'a préparé aucune estimation pour ces régions à cause du manque de données disponibles.

Tableau 5.1
Potentiel des ressources ultimes en gaz au Canada
(10^{12}pi^3 , fin de 1997)³

	Réserves découvertes commercialisables				Ressources non découvertes	Potentiel des ressources ultimes
	Production cumulative	Réserves établies restantes	Réserves non raccordée ^{1,2}	Total		
Scénario 1						
Total canadien	103	51	44	198	535	733
Sources de gaz classique du BSOC	102	48	9	159	176	335
Alberta	86	38	8	132	138	270
Colombie-Britannique	12	7	1	20	30	50
Saskatchewan	4	3	0	7	2	9
Sud des Territoires	<1	<1	0	<1	6	6
Sources de gaz non-classique du BSOC	0	0	0	0	75	75
Autres sources de gaz classique	1	3	2	6	14	20
Ontario	1	<1	0	1	1	2
Plate-forme Scotian	0	3	2	5	13	18
Régions pionnières	0	0	33	33	270	303
Grand Bancs/Labrador	0	0	9	9	36	45
Mackenzie/Beaufort	0	0	9	9	55	64
Archipel Arctique	0	0	14	14	80	94
Autres régions du Yukon/T.N.-O.	0	0	1	1	10	11
Autres régions pionnières	0	0	0	0	89	89
Scénario 2						
Total canadien	103	51	44	198	464	662
Sources de gaz classique du BSOC	102	48	9	159	105	264
Alberta	86	38	8	132	82	214
Colombie-Britannique	12	7	1	20	17	37
Saskatchewan	4	3	0	7	2	9
Sud des Territoires	<1	<1	0	<1	4	4
Sources de gaz non-classique du BSOC	0	0	0	0	75	75
Autres sources de gaz classique	1	3	2	6	14	20
Ontario	1	<1	0	1	1	2
Plate-forme Scotian	0	3	2	5	13	18
Régions pionnières	0	0	33	33	270	303
Grand Bancs/Labrador	0	0	9	9	36	45
Mackenzie/Beaufort	0	0	9	9	55	64
Archipel Arctique	0	0	14	14	80	94
Autres régions du Yukon/T.N.-O.	0	0	1	1	10	11
Autres régions pionnières	0	0	0	0	89	89

1 Les réserves non raccordées font partie des réserves établies qui ne sont pas raccordées à un réseau de transport.

2 Les prévisions relatives aux régions pionnières et aux autres sources de gaz classique sont des ressources découvertes.

3 Ce tableau est disponible en unité métrique à l'Annexe 5 : *Gaz naturel*.

Gaz de réservoir étanche

Il n'y a pas d'estimations récentes des ressources en gaz de réservoir étanche. En 1992, l'EUB^d et le NPC^e ont fourni des estimations comprises entre $89 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ et $1\,500 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ ($2,5$ à $42,5 \cdot 10^{12} \text{m}^3$). Étant donné l'incertitude liée aux coûts de la mise en valeur et à la technologie de production, aucune ressources en gaz de réservoir étanche furent incluses.

5.2.3 Plate-forme Scotian

Les estimations des réserves et des ressources de la plate-forme Scotian ont été fournies par l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers. Les réserves établies, soit $3 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ ($85 \cdot 10^9 \text{m}^3$), et les ressources découvertes, qui s'établissent à $2 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ ($57 \cdot 10^9 \text{m}^3$), se trouvent à proximité de l'île de Sable et découlent des activités de mise en valeur menées dans du projet Sable Gas. Pour l'ensemble de la plate-forme Scotian, l'estimation des ressources non découvertes est de $13 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ ($368 \cdot 10^9 \text{m}^3$) dans les deux scénarios.

5.2.4 Région pionnière de la côte Est

La région pionnière de la côte est englobe les Grands Bancs et le Labrador. Dans les deux scénarios, on a inclus un volume de $9 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ ($255 \cdot 10^9 \text{m}^3$) à la catégorie des ressources découvertes, auxquels s'ajoutent $36 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ ($1 \cdot 10^{12} \text{m}^3$) de ressources non découvertes. Ces estimations ont été préparées par l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers.

5.2.5 Régions pionnières du Nord

Les estimations des ressources de la région de Mackenzie/Beaufort et de l'archipel Arctique découlent du rapport de 1994^f et d'une mise à jour de l'ONÉ^g publiée en 1998. Les estimations pour la région de Mackenzie/Beaufort sont de $9 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ ($255 \cdot 10^9 \text{m}^3$) pour les ressources découvertes, et de $55 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ ($1,6 \cdot 10^{12} \text{m}^3$) pour les ressources non découvertes dans les deux scénarios. Selon les estimations, l'archipel Arctique et les autres régions des territoires recèlent $15 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ ($425 \cdot 10^9 \text{m}^3$) de ressources découvertes auxquelles s'ajoutent $90 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ ($2,6 \cdot 10^{12} \text{m}^3$) de ressources non découvertes.

5.2.6 Autres régions pionnières

Les autres régions pionnières comprennent le banc Georges, le bassin Laurentien, la partie sud des Grands

Bancs, la baie d'Hudson et la région extracôtière de la Colombie-Britannique et ne contiennent pas de ressources découvertes, ce qui indique leur manque de maturité. Des estimations relatives à chaque région ont été préparées par la commission géologique du Canada et ajustées par l'ONÉ, mais elles n'ont pas été mises à jour depuis le début des années 1980. Certains groupes intéressés ont signalé qu'il faudrait fournir une ventilation plus détaillée en ce qui a trait à ces ressources. Cependant, étant donné le manque de données nouvelles, l'Office ne pense pas qu'il soit possible de faire des estimations fiables sur le plan régional à l'heure actuelle.

5.3 RÉSERVES ET RESSOURCES AMÉRICAINES

L'Office ne prépare pas d'estimations des réserves et des ressources américaines; il s'appuie plutôt sur les estimations d'organismes américains, notamment la U.S. Geological Survey (USGS)^h et le Minerals Management Service (MMS),ⁱ qui ont été utilisées pour le scénario 2 (tableau 5.2). Pour le scénario 1, l'estimation des ressources non découvertes a été établie en haussant la valeur utilisée dans le scénario 2 dans la même proportion qui a été estimée entre les scénarios 1 et 2 dans le BSOC. Fait intéressant, l'estimation obtenue dans le scénario 1 est semblable à celle qui a été produite par le Gaz Research Institute (GRI).^j

5.4 MODÈLE NORTH AMERICAN REGIONAL GAS

On a utilisé le modèle NARG (figure 5.1) pour établir les projections concernant la production, les exportations, les expéditions par les corridors pipeliniers et les prix. Les hypothèses sous-tendant ce modèle sont décrites en détail dans le rapport de 1994.^f Certaines améliorations et mises à jour ont été apportées à ce modèle depuis le dernier rapport:

- un rabais sur les droits de base a été ajouté pour les corridors pipeliniers sous-utilisés;
- le réseau a été mis à jour de façon à intégrer les pipelines approuvés et les futurs corridors potentiels;
- le réseau NOVA a été divisé en zones de façon à refléter le barème de droits proposé;
- un prix plafond¹ de $3,50 \text{ \$ US}/10^3 \text{ pi}^3$ a été utilisé.

¹ Le prix plafond correspond au coût d'un combustible de remplacement qui, aux fins du modèle, est disponible en quantité illimitée, ce qui tend à faire plafonner les prix du gaz naturel.

Comme pour la plupart des modèles complexes, il faut user de prudence dans l'interprétation des résultats du modèle NARG, qui indiquent davantage des tendances que des valeurs précises.

5.5 COÛTS DE L'OFFRE

La méthode qui a servi à calculer le coût de l'offre est comparable à celle du rapport de 1994.¹ Les coûts comprennent les dépenses liées à l'exploration et à la mise en valeur, les dépenses d'exploitation, les taxes, les redevances et un taux de rendement réel pour le producteur, de 6 %.

Dans le scénario 1, on suppose que la technologie réduira les coûts et accroîtra les taux de découvertes à un rythme plus rapide que dans le scénario 2. Le taux d'amélioration est de 5 % par année dans le scénario 1, et de 2 % par année dans le scénario 2. Dans les deux scénarios, les réductions de coûts se limitent à 50 % de la valeur initiale. Les technologies en cause ne sont pas définies. On s'attend à une amélioration continue des technologies existantes, notamment du point de vue de la prospection sismique, des techniques de forage, de puits complétés et des puits horizontaux. Tout porte à croire également que de nouvelles technologies verront le jour, spécialement dans le domaine de la mise en valeur des zones extracôtières profondes et des ressources en gaz non classiques.

Dans le scénario 1, les coûts de l'offre dans le BSOC augmentent graduellement jusqu'à ce qu'ils atteignent environ 2,00 \$ US/10¹²pi³, puis ils augmentent plus rapidement en raison de la diminution des réserves par puits (figure 5.2). Dans le scénario 2, on observe des tendances semblables à celles du scénario 1, mais les coûts sont supérieurs d'environ 25 % en moyenne. Les coûts de l'offre pour les autres régions sont fournis dans l'*Annexe 5 : Gaz naturel*.

5.6 PRODUCTIBILITÉ DU BSOC - RESSOURCES CLASSIQUES

Le modèle NARG est un modèle général qui ne permet pas de faire des projections de la productibilité à partir de données concernant des puits en particulier, ni des projections relatives aux activités de forage. Pour cette analyse, l'Office a mis au point un modèle pour préciser les résultats obtenus au moyen du NARG. Dans le modèle de productibilité, différentes hypothèses sont énoncées pour trois catégories de réserves : établies, non raccordées et additions aux réserves. On intègre des données relatives à des puits appartenant à chacune des trois catégories, en se fondant sur le rendement prévu et les coûts de l'offre, afin d'obtenir un niveau de production compatible avec celui du NARG.

Table 5.2
Potentiel des ressources ultimes en gaz aux États-Unis (sauf Alaska et Hawaii)
(10¹²pi³, fin de 1997)

	Réserves découvertes commercialisables				Ressources non découvertes	Ressources ultimes
	Production cumulative	Réserves établies restantes	Appréciation des réserves	Total		
Scénario 1						
Total - É.-U. (sauf Alaska et Hawaii)	847	166	245	1 258	1 137	2 395
Sources de gaz classique	841	151	235	1 227	802	2 029
Sources de gaz non classique	5	11	10	26	250	276
Gisements extracôtières profonds	1	4	0	5	85	90
Scénario 2						
Total - É.-U. (sauf Alaska et Hawaii)	847	166	245	1 258	667	1 925
Sources de gaz classique	841	151	235	1 227	479	1 706
Sources de gaz non classique	5	11	10	26	140	166
Gisements extracôtières profonds	1	4	0	5	48	53

5.6.1 Réserves établies

On suppose que les réserves établies produisent à pleine capacité. Ces puits sont regroupés selon l'année au cours de laquelle ils ont été mis en production. Les taux de baisse de la production pour chaque groupe ont été déterminés. On a établi la productibilité future en extrapolant ces taux de baisse de la production à partir des taux de production de 1997.

5.6.2 Réserves non raccordées

Selon les estimations, les réserves non raccordées s'établiraient à $8 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ en Alberta et à $1 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ en Colombie-Britannique. Au cours de la deuxième série de consultations, des inquiétudes ont été soulevées selon lesquelles le rythme de raccordement pour cette catégorie était trop rapide; par conséquent, la période prévue pour le raccordement a été rajustée, passant de 12 à 19 ans à compter de l'an 2000 (tableau 5.3). Les caractéristiques attribuées aux puits sont définies dans le tableau 5.4.

5.6.3 Additions aux réserves

Pour les additions aux réserves, chaque province a été divisée en zones selon la profondeur des gisements et les coûts de forage. On a défini les zones comme étant peu profondes, moyennes et profondes (figure 5.3). La quantité de ressources non découvertes pour chaque zone et

chaque province est indiquée au tableau 5.4. Il convient de noter qu'il n'y a pas de zones peu profondes en Colombie-Britannique, ni de zones moyennes ou profondes en Saskatchewan.

La production initiale, les réserves par puits et les taux de baisse de la production pour les puits raccordés au cours des trois dernières années ont servi à prévoir la productibilité des découvertes futures. On présume que ces caractéristiques, à l'exception des réserves par puits, demeureront constantes pendant toute la période de projection et qu'elles sont les mêmes pour les deux

Tableau 5.3
Calendrier de raccordement des puits

Année	Puits raccordés (pourcentage annuel)
1	1
2	2
3 et 4	5
5 et 6	8
7, 8 et 9	10
10, 11 et 12	8
13 et 14	5
15 et 16	2
17, 18 et 19	1

Figure 5.2
Coût de l'offre dans le BSOC - ressources non découvertes

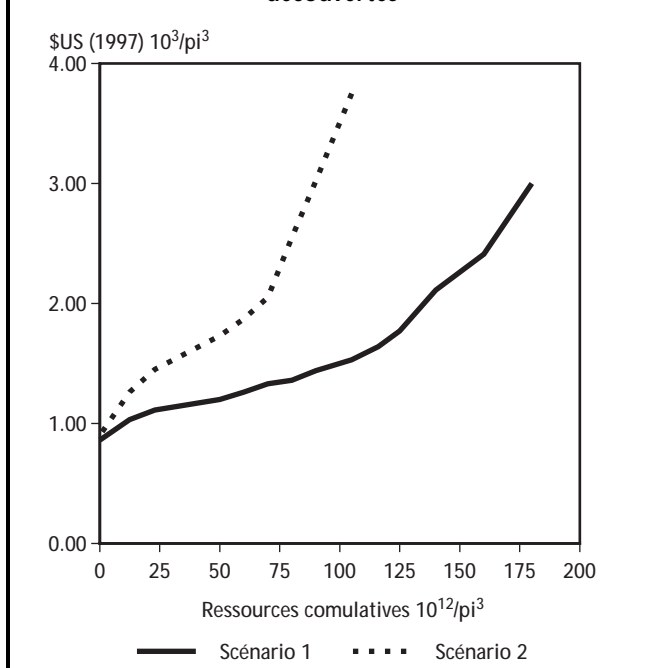
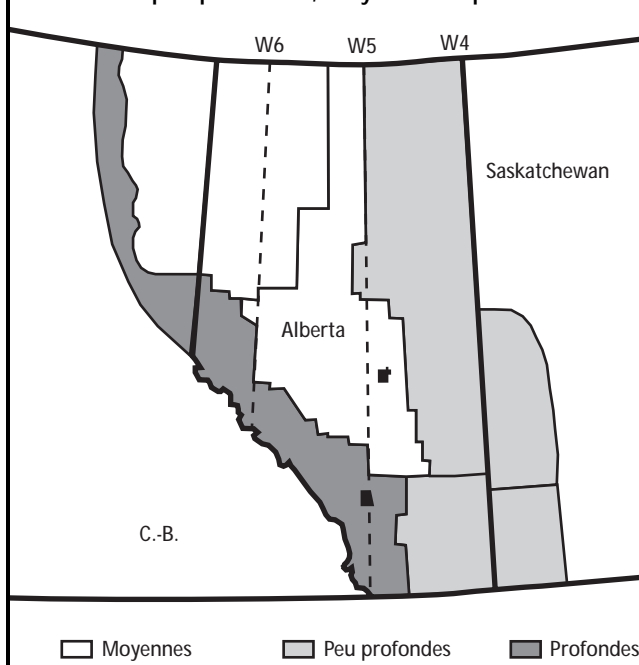


Figure 5.3
Ressources non découvertes
Zones peu profondes, moyennes et profondes



scénarios. En ce qui a trait aux réserves par puits, on prévoit une baisse annuelle de 1 % dans le scénario 1, et de 1,5 % dans le scénario 2. Cette baisse se traduit par une réduction des réserves par puits d'environ 25 % lorsque 85 % des ressources non découvertes sont raccordées. La réduction moyenne des réserves par puits est semblable dans les deux scénarios.

L'emplacement des futurs puits correspond, au cours des premières années, aux tendances actuelles en matière de forage. Il y a ensuite un déplacement vers les zones présentant le potentiel le plus élevé, en général dans les régions peu profondes et moyennes. Cette méthode est compatible avec le processus du NARG, qui consiste à choisir une combinaison de ressources non découvertes dans chaque région, en fonction des coûts relatifs de l'offre. Dans le modèle de productibilité, une certaine discrétion est appliquée au nombre de puits complétés à partir du moment où le total des additions aux réserves cumulatives se rapproche de la valeur prévue pour les ressources non découvertes.

5.7 RÉSULTATS ET ANALYSE

Tous les prix sont indiqués en dollars canadiens constants de 1997, à moins d'indication contraire.

Tableau 5.4
Caractéristiques types des nouveaux puits -
Scénarios 1 et 2

Région et Catégorie	Productivité initiale (10 ⁹ pi ³ /j)	Réserves par puits (10 ⁹ pi ³)	Taux de baisse (%)	Ressources non découvertes Scén. 1 (10 ⁹ pi ³)	Ressources non découvertes Scén. 2 (10 ⁹ pi ³)
Alberta					
Non raccordé	1,0	1,1	33	8	8
Peu profond, nouveau	0,5	0,5	33	50	26
Moyen, nouveau	1,2	1,2	35	76	46
Profond, nouveau	2,5	3,9	23	13	11
C,-B, et territoires du Sud					
Non raccordé	1,9	4,2	17	1	1
Moyen, nouveau	2	4,0	18	24	14
Profond, nouveau	5	7,3	25	13	7
Saskatchewan					
Peu profond, nouveau	0,5	0,5	35	2	2

5.7.1 Production de gaz classique dans le BSOC

La production de gaz classique dans le BSOC atteint un sommet de 21,6 milliards de pieds cubes par jour (10⁹pi³/j) (612 10⁶m³/j) en 2013 dans le scénario 1, et de 18,9 10⁹pi³/j (535 10⁶m³/j) en 2008 dans le scénario 2 (figure 5.4). Dans les deux scénarios, les gisements de profondeur moyenne fournissent la majeure partie de la production supplémentaire, car selon les projections, environ la moitié des réserves non découvertes de gaz proviendra de ces gisements.

Dans les deux scénarios, environ 95 % des réserves établies sont produites d'ici l'an 2025. Dans le scénario 1, 82 % des ressources non découvertes sont produites, tandis que 95 % le sont dans le scénario 2.

La production de l'Alberta atteint un sommet de 17,9 10⁹pi³/j (507 10⁶m³/j) dans le scénario 1 et de 15,2 10⁹pi³/j (430 10⁶m³/j), dans le scénario 2. Dans le scénario 1, la production de la Colombie-Britannique augmente pendant toute la période visée par l'étude jusqu'à un volume de 3,8 10⁹pi³/j (108 10⁶m³/j), alors que dans le scénario 2, elle atteint un sommet de 3,4 10⁹pi³/j (96 10⁶m³/j) en 2013 et diminue modérément par la suite. En Saskatchewan, la production atteint un sommet d'environ 0,8 10⁹pi³/j (23 10⁶m³/j) en 2005 dans les deux scénarios, puis elle diminue. Les données sur la production par province sont fournies dans l'*Annexe 5 : Gaz naturel*.

5.7.2 Nombre de puits complétés de puits de gaz dans le BSOC

Le nombre de puits complétés de gaz classique qui sont réussis dans le BSOC augmentent pour passer à 7 700 en 2013 dans le scénario 1, alors qu'elles atteignent un sommet d'environ 6 000 puits en 2011 dans le scénario 2, reflétant l'hypothèse sous-jacente de ressources plus faibles (figure 5.5). Le nombre de puits forés sera plus élevé, car les puits secs augmenteront le total; cependant, cet effet sera en partie compensé par des puits multiples dans un même puits. Si l'on se fonde sur un taux de réussite moyen de 70 %, le nombre total de puits forés atteindrait environ 10 000 et 8 000, respectivement, dans les scénarios 1 et 2.

5.7.3 Production totale canadienne

Dans le scénario 1, à mesure que la production de gaz classique du BSOC diminue, les nouveaux approvisionnements proviennent en majeure partie des ressources en gaz non classique, principalement le méthane de filon

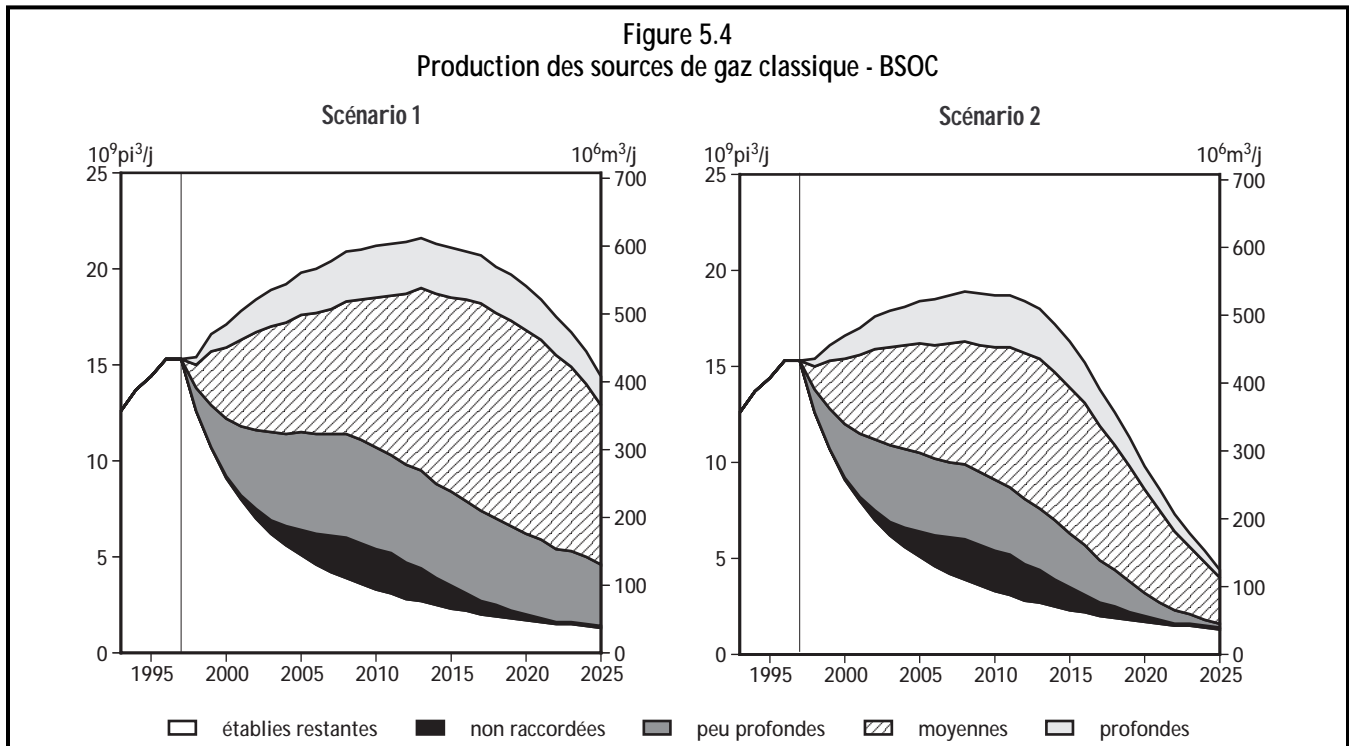
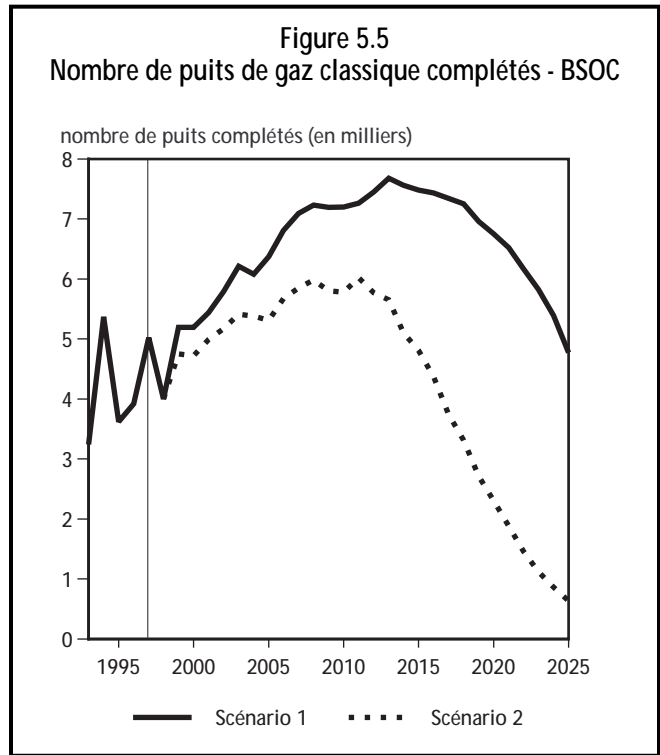
houiller, atteignant environ $10 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ ($283 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$) en 2025. La production de la plate-forme Scotian débute en l'an 2000 à un rythme de $0,5 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ ($14 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$), pour atteindre environ $2 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ ($57 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$) en 2025. La production totale canadienne augmente régulièrement jusqu'à environ $27 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ ($765 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$) (figure 5.6).

Dans le scénario 2, la production de gaz non classique atteint $14 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ ($397 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$). La production de la plate-forme Scotian se situe à environ $1,2 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ ($34 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$) en 2025. Dans le delta du Mackenzie, la production devrait démarrer en 2017 et atteindre un peu plus de $1,5 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ ($42 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$) en 2025. La production totale augmente jusqu'à environ $23 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$ ($652 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$) en 2018 et diminue légèrement par la suite. Cette diminution est due à une baisse des exportations, car dans ce scénario, les approvisionnements canadiens sont moins concurrentiels que les approvisionnements américains.

Dans les deux scénarios, environ le tiers du gaz de la plate-forme Scotian devrait être utilisé dans les provinces de l'Atlantique, surtout dans le secteur de la production d'électricité. De petits volumes pourraient être expédiés au Québec, mais la majeure partie de la production restante devrait être exportée (voir la section 5.7.5).

Pendant les consultations, certains ont dit craindre que les chiffres concernant la production de ressources non classiques ne soient trop optimistes. Le méthane de

filon houiller devient une composante importante de la production en 2015 dans le scénario 1, et en 2013 dans le scénario 2. À ce moment, les prix après traitement pour ce type de production seront d'environ 2,00 \$(1997) et 2,60 \$ par gigajoule respectivement, pour les scénarios 1 et 2. Ces prix, combinés aux progrès technologiques appro-



priés, devraient constituer un stimulant pour ce type d'activités.

Jusqu'à présent, il y a eu peu d'activités de mise en valeur des gisements de méthane de filon houiller dans l'Ouest du Canada. Des recherches sont menées par divers organismes gouvernementaux et l'industrie² et pourraient favoriser la mise en valeur des gisements de méthane de filon houiller. Par ailleurs, la mise en valeur des ressources des régions pionnières du Nord pourrait commencer plus tôt et progresser plus rapidement. Dans ce cas, les ressources des régions pionnières du Nord pourraient remplacer une partie de la production potentielle de méthane de filon houiller.

Bien que l'Office reconnaisse que les régions pionnières de l'Est renferment des ressources considérables, aucune production n'a été comptabilisée dans ces régions en raison de leur éloignement par rapport aux principaux marchés. La construction d'un pipeline important reliant les Grands Bancs et le continent nord-américain n'est pas prévue pendant la période visée par l'étude. Cependant, il est possible que le gaz associé aux gisements de pétrole mis en valeur dans ces régions puisse atteindre les marchés locaux, se substituant au mazout lourd dans le

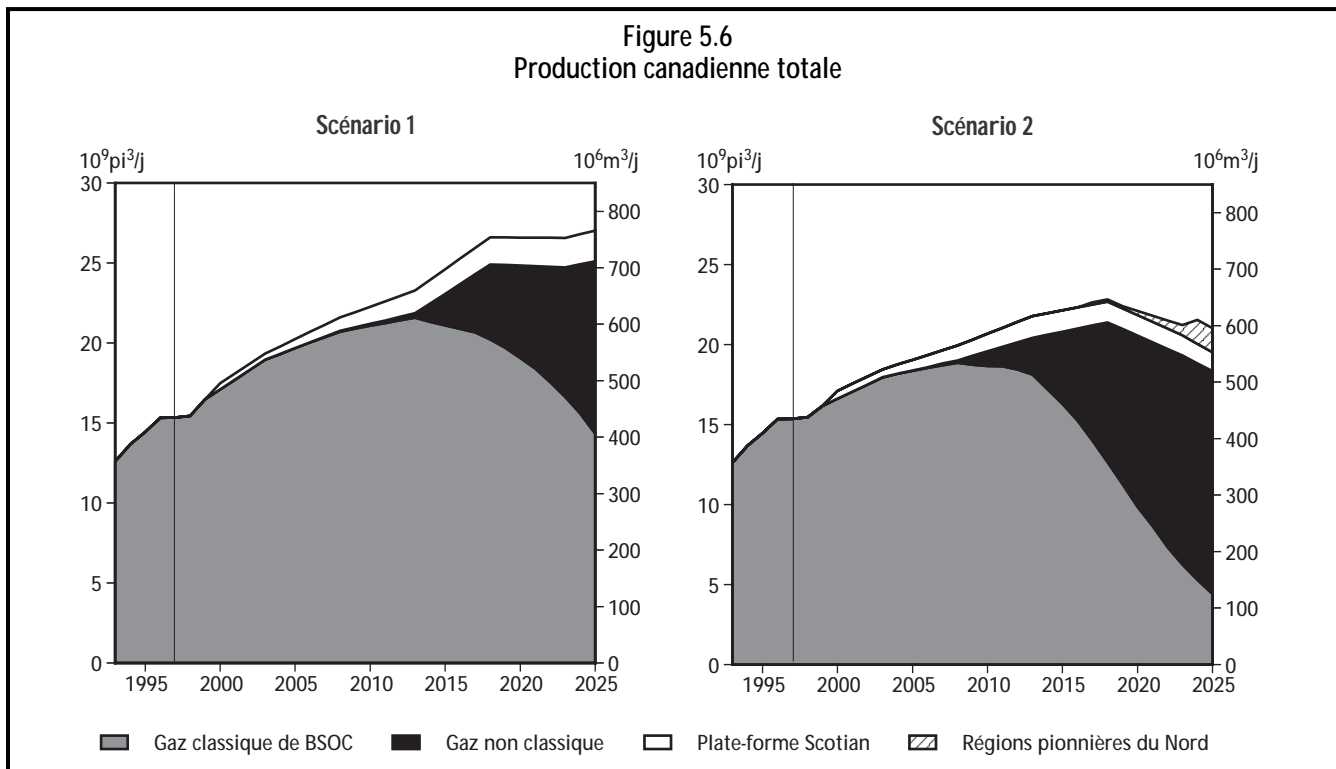
secteur de la production d'électricité. Il faudra toutefois certaines innovations technologiques pour réaliser cette transition. Les deux technologies les plus prometteuses sont le système de transport du gaz comprimé et le procédé de conversion du gaz en combustibles liquides (voir la section 5.9).

5.7.4 Prix

Les hypothèses concernant le progrès technologiques et les ressources sont les principaux facteurs influençant les prévisions relatives aux prix. Ces hypothèses ont un impact plus positif dans le scénario 1 que dans le scénario 2, ce qui se traduit par des prix plus élevés dans le second scénario. Néanmoins, l'amenuisement des ressources en gaz classiques entraîne une hausse des prix dans les deux scénarios.

Prix après traitement

Dans le scénario 1, les prix en Alberta demeurent relativement stables, en termes réels, à environ 1,65 \$ par gigajoule (GJ) jusqu'en 2010, année où ils commencent à augmenter pour atteindre environ 2,60 \$/GJ en 2025. Les prix du gaz de la plate-forme Scotian démarrent à 2,50 \$/GJ, puis ils augmentent jusqu'à 3,50 \$/GJ (figure 5.7).



2 Le Programme de recherche et développement énergétique parraine deux programmes : Coal Bed Methane and Alternative Coal Use, PERD no 511004 et Sustainable Development of Coal Bed Methane; A Life-Cycle Approach to Production of Fossil Energy.

Dans le scénario 2, les prix augmentent constamment pour atteindre environ 3,60 \$/GJ en Alberta. Les prix du gaz de la plate-forme Scotian augmentent à plus de 4,35 \$/GJ en 2025. Dans les deux scénarios, les prix en Colombie-Britannique ressembleront à ceux de l'Alberta.

En moyenne, la croissance annuelle des prix s'établit à environ 1,5 % et 2,8 %, respectivement, dans les scénarios 1 et 2. La légère baisse des premières années découle de l'hypothèse selon laquelle il y aura une appréciation du dollar canadien par rapport à la devise américaine et du fait qu'en 1997, dernière année des données historiques, les prix du gaz ont été plus élevés que par les années antérieures.

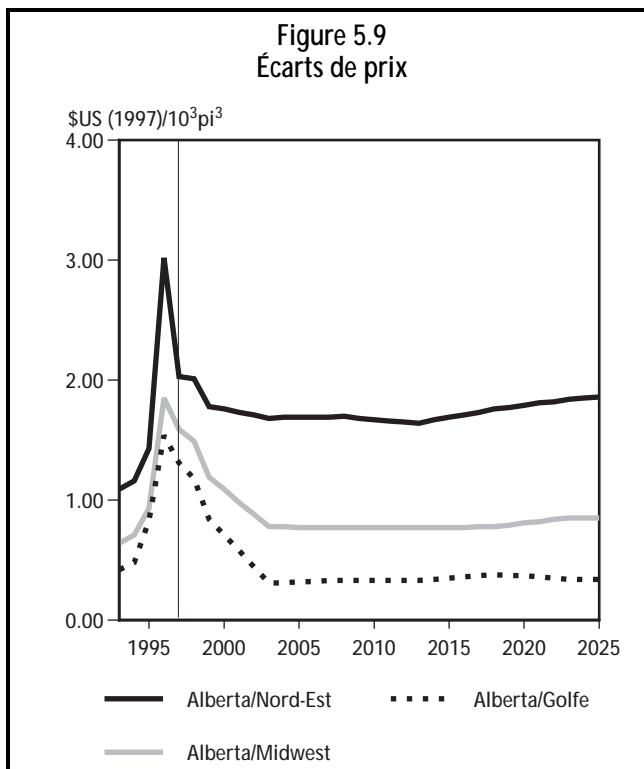
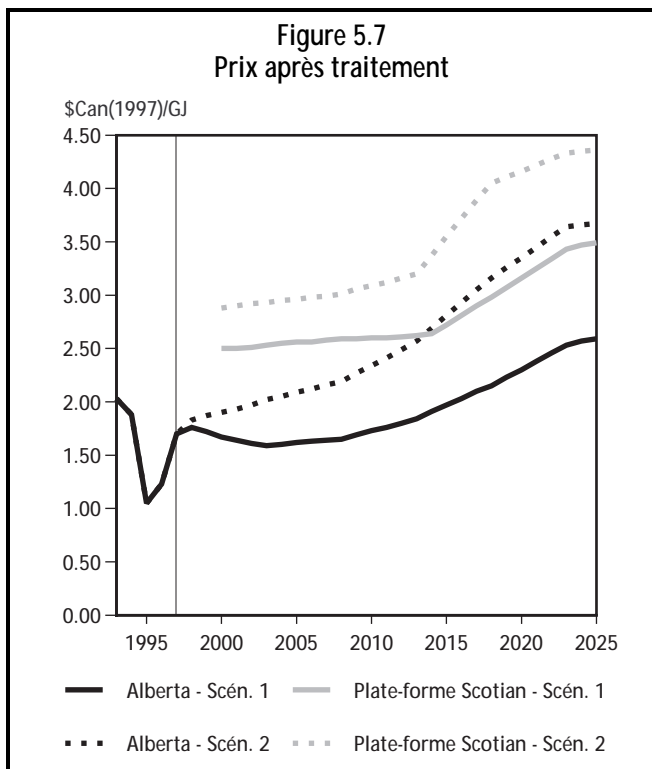
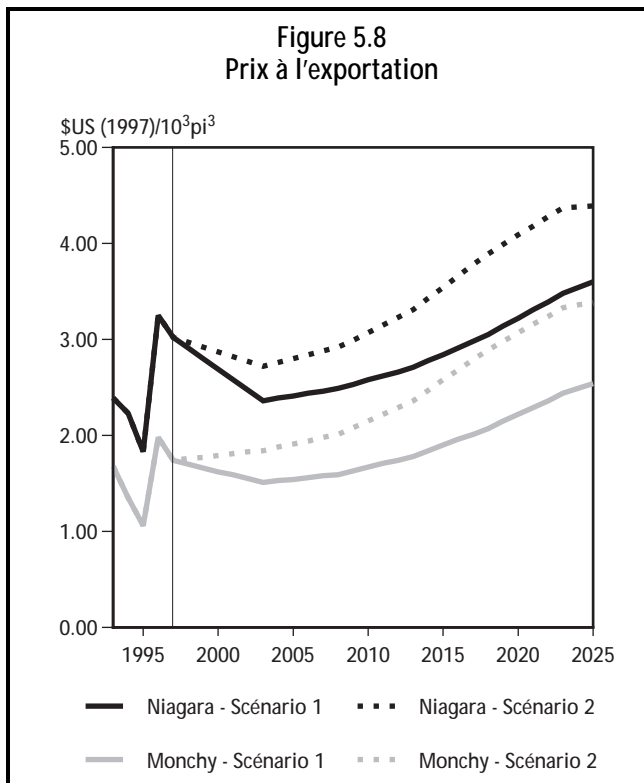
Prix à l'exportation

Les prix à l'exportation affichent une hausse constante dans les deux scénarios. Dans le scénario 1, ils atteignent environ 2,50 \$ US/10⁶pi³ en 2025 pour Monchy et approximativement 3,60 \$ US/10⁶pi³ pour Niagara (figure 5.8). Le scénario 2 indique des prix à l'exportation de 3,35 \$ US/10⁶pi³ pour Monchy et de 4,40 \$ US/10⁶ pi³ pour Niagara en 2025. Les prix à Kingsgate sont généralement alignés sur ceux de Monchy.

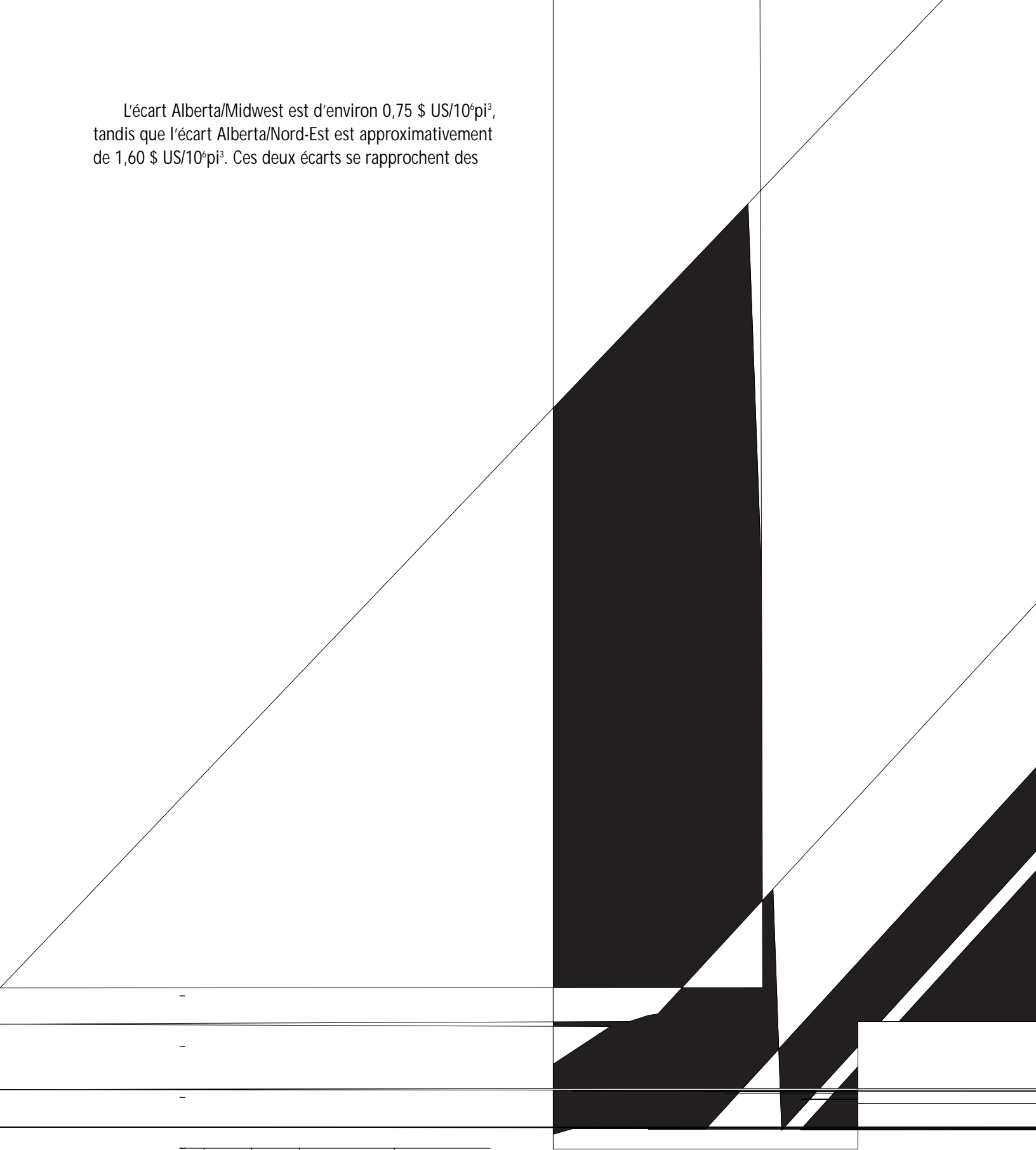
Écarts de prix

Les écarts de prix entre l'Alberta et les principaux marchés américains sont similaires dans les deux

scénarios. L'écart de prix Alberta/golfe du Mexique est d'environ 0,35 \$ US/10⁶pi³, ce qui correspond à la fourchette prévue pour un marché nord-américain du gaz naturel relativement bien intégré (figure 5.9).



L'écart Alberta/Midwest est d'environ 0,75 \$ US/10⁶pi³,
tandis que l'écart Alberta/Nord-Est est approximativement
de 1,60 \$ US/10⁶pi³. Ces deux écarts se rapprochent des



Dans la partie ouest du Midwest, la capacité en 2020 tient compte de l'agrandissement en 1998 du réseau Foothills/Northern Border et de la construction du pipeline Alliance. En 2010, on prévoit une augmentation supplémentaire de 1,2 10⁹pi³/j dans le scénario 1, et une hausse d'environ 0,5 10⁹pi³/j dans le scénario 2. Dans ce dernier cas, la capacité sera probablement suffisante en 2025, mais dans le scénario 1, il faudrait une expansion supplémentaire d'environ 0,7 10⁹pi³/j. La totalité de la capacité dans le Midwest ne servira pas à rencontrer la demande de ce marché; une partie du gaz se rendra dans d'autres marchés.

Dans la partie est du Midwest, aucune expansion n'est prévue pendant la période visée par l'étude, car la majeure partie de la croissance de la demande de gaz sera expédiée par le corridor de la partie ouest du Midwest qui passe par Chicago.

Une expansion de 0,6 10⁹pi³/j de la capacité du corridor d'exportation du Nord-Est est présumée en l'an 2000. Cette capacité est suffisante dans les deux scénarios jusqu'à la fin de la période de projection. L'apparente sous-utilisation de ce corridor vers la fin de la période est due à de fortes exportations à partir de la plate-forme Scotian vers le Nord-Est, qui remplacent le gaz du BSOC. Le corridor de la plate-forme Scotian affiche une très forte

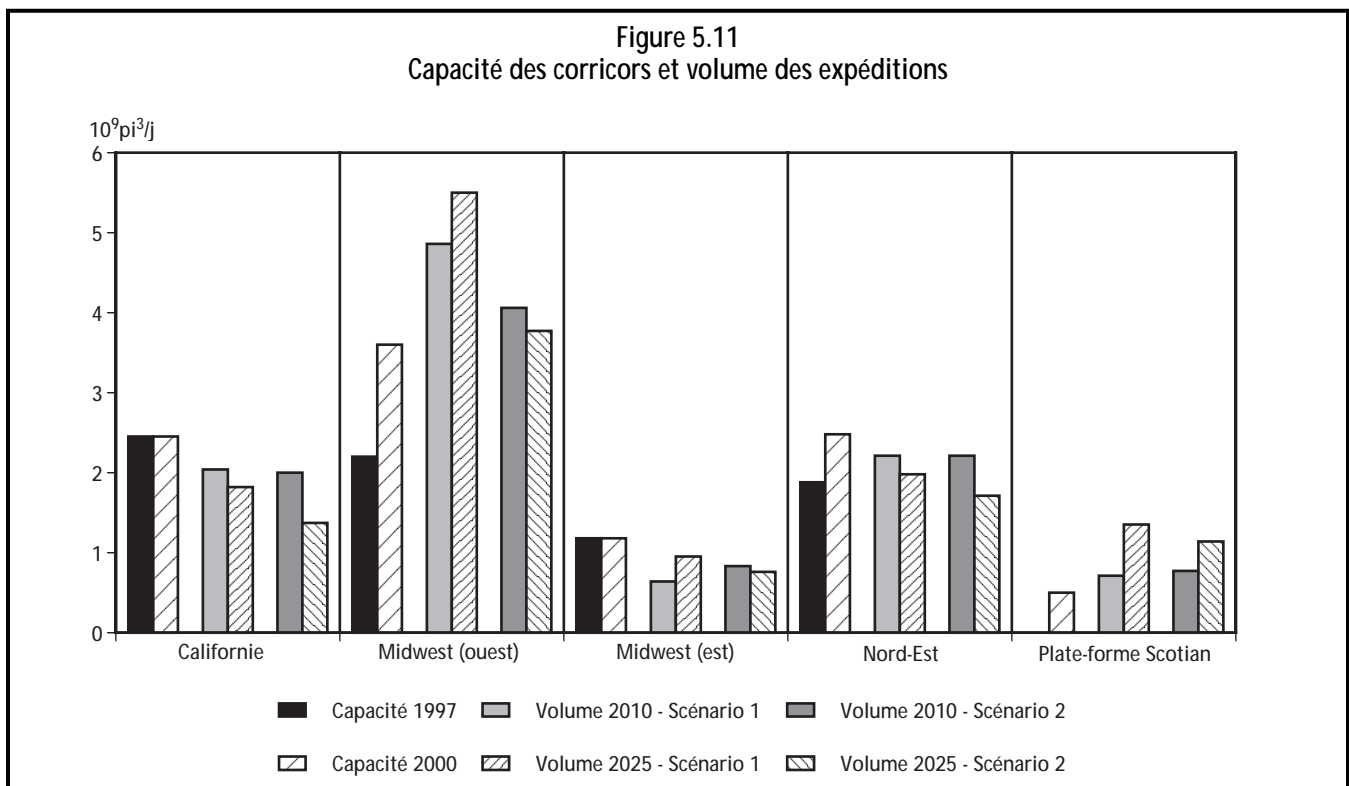
croissance dans les deux scénarios. Sa capacité triple pratiquement pour atteindre 1,35 10⁹pi³/j dans le scénario 1, et elle fait plus que doubler pour se situer à 1,1 10⁹pi³/j dans le scénario 2.

Au Canada, le réseau de TCPL a une capacité moyenne de 7,3 10⁹pi³/j dans la partie ouest, entre Empress et Emerson. Dans la partie centrale, à l'est d'Emerson, la capacité chute à environ 4 10⁹pi³/j. Dans le scénario 1, la capacité de la partie ouest pourrait augmenter à environ 9 10⁹pi³/j en 2025, et celle de la partie centrale, à environ 4,5 10⁹pi³/j. Dans le scénario 2, on ne prévoit aucune augmentation de capacité dans l'une ou l'autre partie. La croissance de la capacité pourrait être supérieure, étant donné les volumes supplémentaires des exportations.

5.7.6 Demande et production aux États-Unis

Demande aux États-Unis

Dans le scénario 1, la demande américaine est fondée sur la prévision de référence du GRI. La prévision de 1996 a été retenue parce qu'elle se rapproche davantage de l'hypothèse de l'Office concernant la croissance économique et les prix du pétrole. Le principal domaine où une différence est observée avec les études plus récentes du GRI est la demande de gaz pour la production d'électricité, qui a fait l'objet d'une analyse de sensibilité



(section 5.8). On a extrapolé les prévisions du GRI après l'an 2015, pour correspondre à la période d'étude de ce rapport.

Dans le scénario 1, la demande atteint $32 \cdot 10^{12} \text{pi}^3/\text{an}$ en 2025, incluant le combustible pour pipeline. La hausse de la demande est due en majeure partie au secteur de la production d'électricité, où elle atteint $8,5 \cdot 10^{12} \text{pi}^3/\text{an}$ en 2025 (figure 5.12). Actuellement, la demande de gaz pour la production d'électricité se situe approximativement à $4 \cdot 10^{12} \text{pi}^3/\text{an}$ et la demande totale est d'environ $22 \cdot 10^{12} \text{pi}^3/\text{an}$.

Dans le scénario 2, on a modifié les estimations du GRI en réduisant la demande dans chaque secteur d'utilisation finale dans des proportions comparables à celles des deux scénarios canadiens (voir le chapitre 3). La demande s'établit à $29 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ en 2025, dont approximativement $7,5 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ dans le secteur de la production d'électricité. Les taux de croissance annuels sont en moyenne de 1,5 % pour le scénario 1, et de 1,2 % pour le scénario 2. Sur le plan régional, la croissance la plus forte est observée dans le Sud et le Nord-Est, où elle atteint respectivement 2 % et 2,5 % par année; les endroits où la croissance est la plus faible seraient la Californie et le Midwest, soit approximativement 1 % par année.

Production aux États-Unis

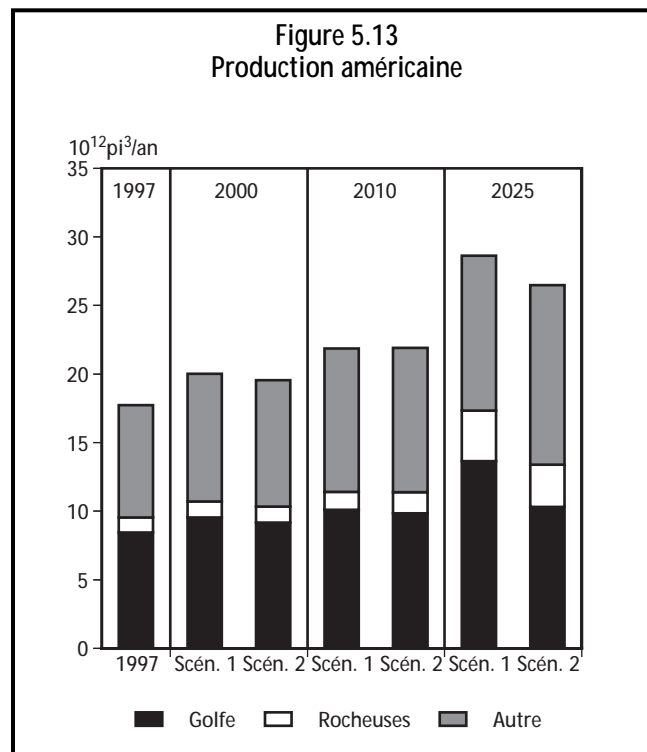
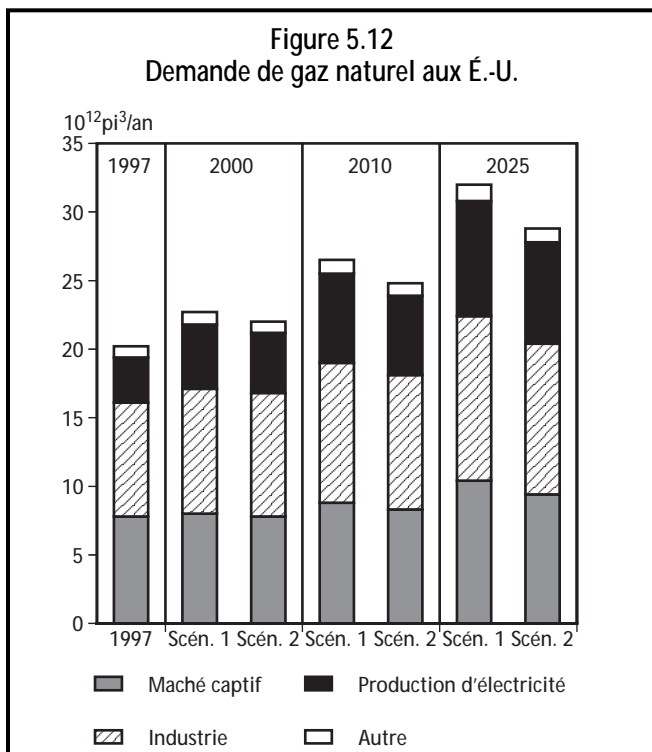
Dans le scénario 1, la production totale américaine atteint $28 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ par année comparativement à près de

$26 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ dans le scénario 2 (figure 5.13). Actuellement, la production annuelle des États-Unis se situe à environ $18,5 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$, dont près de la moitié provient de la région du golfe du Mexique. Dans les deux scénarios, on prévoit de fortes augmentations de la production dans la région du golfe du Mexique, en particulier en ce qui concerne la production en eau profonde, et dans la région des montagnes Rocheuses. La production dans le golfe du Mexique augmente pour atteindre $13,6 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ et $10,3 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ respectivement dans les scénarios 1 et 2, en 2025. Pour les Rocheuses, la production devrait atteindre $3,7 \cdot 10^{12} \text{pi}^3/\text{an}$ dans le scénario 1 comparativement à $3,1 \cdot 10^{12} \text{pi}^3/\text{an}$ dans le scénario 2. Il devrait y avoir une baisse de production dans les bassins Anadarko et Permian.

Prix aux États-Unis

Pour la côte du golfe du Mexique, les prix dans le scénario 1 devraient se situer approximativement à $1,90 \text{ \$ US}/10^6 \text{pi}^3$ jusqu'en 2010, puis augmenter jusqu'à $2,90 \text{ \$ US}/10^6 \text{pi}^3$ en 2025. Dans le scénario 2, les prix du gaz provenant de la côte du golfe du Mexique seront plus élevés d'environ $0,60 \text{ \$ US}$ à $0,70 \text{ \$ US}/10^6 \text{pi}^3$ comparativement au scénario 1, et devraient atteindre $3,60 \text{ \$ US}/10^6 \text{pi}^3$ à la fin de la période de projection.

Les écarts de prix entre la plupart des marchés américains appuient les hypothèses concernant les droits, sauf dans le corridor reliant le Midwest et le mi-Atlantique.



L'écart de prix moyen pour ce corridor est d'environ 0,40 \$ US à 0,50 \$ US/10⁶pi³ dans les deux scénarios, ce qui semble insuffisant pour stimuler les expéditions de gaz du Midwest vers le mi-Atlantique, selon les données actuelles sur les droits.

5.8 ANALYSES DE SENSIBILITÉ

Deux analyses de sensibilité ayant une incidence sur la production, les prix et les exportations de gaz naturel au Canada ont été effectuées : sensibilité aux prix du pétrole (14 \$ US et 22 \$ US le baril); et sensibilité à la production d'énergie nucléaire.

5.8.1 Sensibilité aux prix du pétrole

L'incidence de prix plus faibles du pétrole (sensibilité à 14 \$) a été analysée à partir du scénario 2, alors que l'incidence de prix plus élevés (sensibilité à 22 \$) a été examinée d'après le scénario 1 (tableau 5.5).

En 2025, dans l'analyse de la sensibilité à 14 \$, le prix du gaz naturel après traitement est inférieur de 5 % en Alberta et de 7 % aux États-Unis, alors que dans l'analyse de la sensibilité à 22 \$, ces prix sont de 4 % plus élevés aux États-Unis et au Canada.

La production et les exportations canadiennes de gaz diminuent approximativement de 9 % dans l'analyse de sensibilité à 14 \$ à la fin de la période de projection, mais augmentent d'environ 3 % dans l'analyse de sensibilité à 22 \$.

Dans l'analyse de sensibilité à 14 \$, la substitution des combustibles n'est pas mesurable au Canada, mais un équivalent de 3,6 10¹²pi³ de gaz est remplacé par du pétrole aux États-Unis. Dans l'analyse de sensibilité à 22 \$,

la substitution du pétrole par du gaz est équivalente à 0,1 10¹²pi³ au Canada et à 0,8 10¹²pi³ aux États-Unis.

Les différences du point de vue des prix, de la production et des exportations de gaz naturel s'expliquent par la substitution du gaz par du pétrole, ou l'inverse, sur les marchés où ces deux carburants se font concurrence. La substitution dépend des prix relatifs de chaque carburant sur ces marchés.

5.8.2 Sensibilité à l'énergie nucléaire

Dans cette analyse de sensibilité, on suppose qu'aucune des centrales nucléaires qui ne sont pas exploitées actuellement en Ontario ne sera remise en service. De plus, on présume qu'il y aura des fermetures précoces de centrales nucléaires américaines. En 2025, cette situation devrait conduire à une augmentation de la demande de gaz de l'ordre de 0,6 10¹²pi³/an (13 %) au Canada et de 2,3 10¹²pi³/an (7 %) aux États-Unis. L'analyse de sensibilité à la production d'énergie nucléaire a été élaborée à partir du

Tableau 5.6
Sensibilité à l'énergie nucléaire

	Scénario 2 (niveaux)		Sensibilité à l'énergie nucléaire (différence avec le scénario 2)	
	2010	2025	2010	2025
Prix à la frontière de l'Alberta (\$/GJ)	2,60	3,86	0,14	0,69
Prix du golfe (\$ US/10 ⁶ pi ³)	2,36	3,51	0,15	0,35
Production canadienne (10 ¹² pi ³ /an)	7,5	8,0	0,3	0,9
Exportations canadiennes (10 ¹² pi ³ /an)	4,0	3,3	0,1	0,3
Production américaine (10 ¹² pi ³ /an)	22,0	26,5	0,2	1,9

Tableau 5.5
Sensibilité aux prix du pétrole

	Scénario 2 (niveaux)		Sensibilité à 14 \$ (différence avec le scénario 2)		Scénario 1 (niveaux)		Sensibilité à 22 \$ (différence avec le scénario 1)	
	2010	2025	2010	2025	2010	2025	2010	2025
Prix à la frontière de l'Alberta (\$/GJ)	2,60	3,86	(0,14)	(0,20)	1,99	2,75	0,04	0,10
Prix du golfe (\$ US/10 ⁶ pi ³)	2,36	3,51	(0,14)	(0,24)	1,89	2,75	0,03	0,10
Production canadienne (10 ¹² pi ³ /an)	7,5	8,0	(0,1)	(0,6)	8,1	9,9	0	0,3
Exportations canadiennes (10 ¹² pi ³ /an)	4,0	3,3	(0,1)	(0,3)	4,3	4,5	0	0,2
Gaz remplacé par du pétrole au Canada (10 ¹² pi ³ /an)	-	-	0	0	-	-	0	(0,1)
Gaz remplacé par du pétrole aux États-Unis (10 ¹² pi ³ /an)	-	-	0,4	3,6	-	-	0	(0,8)

scénario 2, et l'on pourrait s'attendre à des différences comparables à partir du scénario 1 (tableau 5.6).

On n'observe que de faibles hausses des prix et de la production en 2010, car les principaux effets de cette sensibilité se font sentir plus tard. En 2025, le prix à la frontière de l'Alberta a augmenté d'environ 18 %, et le prix du Golfe, de 10 %. La production et les exportations canadiennes augmentent de près de 10 %, suite à la hausse des prix et de la demande. La majeure partie de la hausse de production canadienne sert à répondre à la demande accrue en Ontario. La production américaine augmente pour satisfaire la demande accrue aux États-Unis, complétée par les exportations canadiennes.

L'augmentation des prix au Canada aurait une incidence sur tous les secteurs consommateurs de gaz et pourrait augmenter le coût de production d'électricité au gaz dans une proportion de 10 à 14 %.

5.9 NOUVELLE TECHNOLOGIE DE TRANSPORT

5.9.1 Transport de gaz comprimé

Cran et Stenning Technology Inc.^k ont mis au point un nouveau concept pour le transport du gaz. Dans ce procédé, le gaz est comprimé dans des serpentins de faible diamètre, des « cosselles », qui sont installés sur des navires. Une fois remplis, les navires peuvent être utilisés comme installation d'emmagasinage. Ce système peut être rentable pour des volumes de gaz relativement faibles; 300 10⁶pi³/j peuvent être expédiés à une distance de 1 000 milles pour environ 1,50 \$ US/10⁶pi³. On pourrait utiliser ce procédé pour le transport du gaz associé de la plate-forme Hibernia et d'autres production pétrolière extracôtière sur les Grands Bancs. Le gaz pourrait ensuite être livré à une centrale électrique située à proximité d'un port.

5.9.2 Conversion de gaz en combustibles liquides

La technologie servant à convertir le gaz naturel en combustibles liquides, le procédé Fischer-Tropsch, a été mise au point dans les années 1920. Ce procédé donne un produit de grande qualité que l'on peut raffiner afin de fabriquer des produits comme du diesel à faible teneur en soufre. Jusqu'à ces dernières années, l'application du procédé à grande échelle a été limitée par le coût. En 1998, plusieurs projets à petite échelle, de l'ordre de 50 000 à 100 000 barils par jour, ont été mis en oeuvre,

dont ceux de Shell au Bangladesh et de Syntroleum dans l'État de Washington. En outre, BP-Amoco a proposé que le gaz associé à la production pétrolière de la baie Prudhoe soit fourni au marché grâce à ce procédé, et Texaco envisage deux projets à grande échelle au Brésil et dans les îles Shetland. Il a été suggéré que ce procédé pourrait être viable si les prix du pétrole se situaient entre 15 et 20 \$ US le baril, selon la valeur attribuée au gaz naturel utilisé. Cette technologie pourrait être utilisée pour la mise en marché du gaz « isolé » dans les régions éloignées, dont la valeur est faible, en général. Au Canada, elle pourrait s'appliquer au gaz associé et non-associé extrait de la région des Grands Bancs à Terre-Neuve et du Labrador.

5.10 COMPARAISONS AVEC D'AUTRES PROJECTIONS

Pour placer en contexte les projections de l'Office, des comparaisons ont été établies avec les projections faites par d'autres organismes et organisations (tableau 5.7). Il faut cependant être prudent car les hypothèses sous-jacentes peuvent différer d'une projection à une autre.

Tableau 5.7
Tableau des comparaisons

					ONÉ	ONÉ
2010	GRI	EIA	PIRA ¹	RNCan	Scén. 1	Scén. 2
Prix en Alberta (\$/GJ)	s/o	s/o	2,33 ²	2,15 ³	1,73	2,34
Prix aux É.-U. (\$ US/10 ⁶ pi ³)	2,10	2,52	2,77	2,05	1,88	2,35
Production canadienne (10 ¹² pi ³ /an)	s/o	s/o	8,8	7,0	8,1	7,5
Production américaine (10 ¹² pi ³ /an)	25,3	23,8	22,5	s/o	23,6	22,0
Exportations canadiennes (10 ¹² pi ³ /an)	3,6	4,2	4,9	3,8	4,2	4,0
2020						
Prix en Alberta (\$/GJ)	s/o	s/o	s/o	2,13 ³	2,30	3,35
Prix aux É.-U. (\$ US/10 ⁶ pi ³)	2,30	2,68	s/o	2,05	2,40	3,18
Production canadienne (10 ¹² pi ³ /an)	s/o	s/o	s/o	7,3	9,7	8,0
Production américaine (10 ¹² pi ³ /an)	28,3	27,3	s/o	s/o	26,4	24,3
Exportations canadiennes (10 ¹² pi ³ /an)	3,8	4,9	s/o	3,8	4,8	3,8

1 Les projections du PIRA s'arrêtent à l'an 2010

2 Estimation à partir du prix nominal en \$ US/10⁶BTU

3 Ajusté en dollars de 1997

Les projections comparées sont les suivantes : Gas Research Institute - *Baseline Projection of U.S. Energy Supply and Demand*, version 1999 (GRI); *Energy Information Administration - Annual Energy Outlook 1999* (EIA); *Petroleum Industry Research Associates - 1998 forecast* (PIRA); et Ressources naturelles Canada - *Perspectives énergétiques du Canada, 1996, mise à jour d'octobre 1998* (RNCan).

En 2010, la projection du prix à la frontière de l'Alberta dans le scénario 1 est nettement inférieure à celle des autres perspectives. Dans le scénario 2, le prix se rapproche de celui du PIRA et est supérieur à celui de RNCan dans une proportion de moins de 10 %. Des différences du même ordre sont observées dans les prix aux États-Unis. Les projections de l'Office concernant la production canadienne et américaine ainsi que les exportations canadiennes se situent à l'intérieur de la fourchette des autres projections.

Les projections de l'Office relativement au prix du gaz au Canada en 2020 sont nettement plus élevées que celles de RNCan dans les deux scénarios. La projection concernant les prix aux États-Unis dans le scénario 1 se situe dans la même fourchette que celles du GRI et de l'EIA, mais dans le scénario 2, elle est plus élevée dans une proportion d'environ 18 %. Les projections de l'ONÉ relativement à la production canadienne sont plus élevées que celles de RNCan. Les projections de l'Office concernant la production américaine de gaz sont inférieures à celles du GRI ou de l'EIA dans une proportion de 5 % pour le scénario 1, et de 10 % pour le scénario 2. Les projections relatives aux exportations canadiennes se situent dans la même fourchette que les autres projections.

DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE

- a *The Future Natural Gas Supply Capability of the Western Canada Sedimentary Basin 1997 - 2019*, Sproule Associates Ltd, 1998.
- b *A Natural Gas Resource Assessment of the Southeast Yukon and Northwest Territories*, Office national de l'énergie, 1996.
- c *Natural Gas Potential in Canada*, Un rapport par le Canadian Gas Potential Committee, 1997.
- d *Ultimate Potential of the Supply of Natural Gas in Alberta*, Report 92A, Alberta Energy and Utilities Board, 1992.
- e *The Potential for Natural Gas in the United States*, National Petroleum Council, 1992.
- f *L'énergie au Canada - Offre et demande 1993 - 2010*, Rapport technique, Office national de l'énergie, 1994.
- g *Probabilistic Estimates of Hydrocarbon Volumes in the Mackenzie Delta and Beaufort Sea Discoveries*, Office national de l'énergie, 1998.
- h *National Assessment of the United States Oil and Gas Resources*, United States Geological Survey, 1995.
- i *An Assessment of the Undiscovered Hydrocarbon Potential of the Nation's Outer Continental Shelf*, Minerals Management Service, 1995.
- j *GRI Baseline Projection of U.S. Energy Supply and Demand*, Gas Research Institute, 1999.
- k *Proceedings from the 1999 CERI North American Gas Conference*, 1999.

Liquides de gaz naturel

6.1 INTRODUCTION

Les liquides de gaz naturel (LGN) comprennent l'éthane, le propane, les butanes (isobutane et butane normal) et les pentanes plus. Dans ce chapitre, on examine l'offre, la demande et le bilan énergétique pour chacun de ces produits, sauf les pentanes plus qui sont étudiés dans le *Chapitre 7 : Pétrole brut*.

6.2 APERÇU DU RÉSEAU DE TRANSPORT ET DE LA PRODUCTION DE LGN

6.2.1 Principaux réseaux pipeliniers

Actuellement, les LGN sont expédiés vers l'Est du Canada et les marchés d'exportation par deux pipelines principaux. Le pipeline d'Enbridge sert au transport de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et de produits pétroliers raffinés. Le réseau pipelinier de Cochin transporte des produits purs à haute pression de vapeur provenant de LGN, de l'éthylène et des mélanges de LGN. En l'an 2000, le pipeline Alliance, qui reliera le nord-est de la Colombie-Britannique à Chicago, pourra transporter environ 15 000 mètres cubes par jour (m³/j) de LGN dans un mélange en phase quasi-liquide. Le mélange de LGN sera extrait et fractionné en produits purs dans la région de Chicago.

Dans le sud de la Saskatchewan et au Manitoba, le pipeline de la Petroleum Transmission Company transporte du propane et des butanes purs à partir d'une usine de chevauchement située à Empress jusqu'à divers endroits à l'est, se rendant jusqu'à Winnipeg. De plus, le propane et des liquides plus lourds sont acheminés par les pipelines Enbridge Westspur et Dome Kerrobert. En Alberta et en Saskatchewan, un réseau de pipelines, dont le pipeline Peace, assure le transport de la plupart des produits de LGN à partir des usines de traitement de gaz jusqu'aux installations de fractionnement.

L'éthane pur produit aux usines de chevauchement et dans les usines des champs gaziers est recueilli dans le réseau collecteur d'éthane de l'Alberta, que l'on prolonge actuellement afin de répondre aux besoins d'une usine

d'éthylène en voie d'expansion à Joffre. Le rapport de 1994^a renferme plus d'information sur les réseaux pipeliniers servant au transport des LGN.

Le principal marché d'exportation pour les LGN du Canada est la région des Grands Lacs. Les pipelines Enbridge et Cochin traversent cette région des États-Unis et aboutissent en Ontario. Les LGN produits au Canada peuvent soutenir la concurrence avec les produits provenant de l'étranger et de la partie continentale des États-Unis pour ce marché et au-delà, car on peut se raccorder aux pipelines américains comme le réseau pipelinier Williams. En outre, des mélanges de LGN sont acheminés vers Sarnia pour y être fractionnés et mis en vente sur les marchés canadiens avoisinants et ceux de l'Est des États-Unis.

6.2.2 Installations d'extraction et de traitement

Il y a plus de 650 usines de traitement de gaz naturel dans l'Ouest canadien. La conception, la taille et la complexité de ces usines dépendent de la composition du gaz et du volume traité. Une fois que le gaz a été traité au champ, il contient encore la plus grande partie de son éthane et certains liquides plus lourds, surtout du propane et du butane, de sorte que son pouvoir calorifique est normalement supérieur aux exigences minimales des acheteurs de gaz. De grandes usines de chevauchement font l'extraction de l'éthane et des liquides plus lourds contenus dans le flux de gaz. Ces usines, dont six sont situées à Empress et deux à Cochrane, assurent le retraitement de la plus grande partie du gaz qui circule dans les réseaux pipeliniers de NOVA et de Foothills. Une usine plus petite, située près d'Edmonton, assure le retraitement du gaz destiné au marché local. À Taylor (Colombie-Britannique), une usine de chevauchement située sur le réseau de Westcoast (WEI) dessert les marchés de la Colombie-Britannique et de l'extérieur de la province.

Environ 49 % des LGN sont constitués d'éthane et de liquides plus lourds ou de propane et de liquides plus lourds. La majorité de ce mélange est transportée par pipeline à des installations de déséthanisation et de fractionnement, où le mélange est séparé en produits purs.

Les installations de fractionnement se trouvent à Fort Saskatchewan (Alberta), Superior (Wisconsin), Rapid River (Michigan), Marysville (Michigan) et Sarnia (Ontario).

Environ 84 % de l'approvisionnement en LGN provenant des usines de traitement de gaz canadiennes est extrait en Alberta, et dans des proportions moindres en Colombie-Britannique (12 %) et en Saskatchewan (4 %). De plus, 11 % du propane et des butanes proviennent du raffinage du pétrole brut.

Avec le début de la production de gaz sur la plate-forme Scotian, des LGN seront extraits à une nouvelle usine qui sera construite à Point Tupper (Nouvelle-Écosse).

6.2.3 Offre de LGN

Les prévisions relatives à l'offre de LGN provenant des usines de traitement de gaz sont fondées sur les prévisions correspondantes concernant la production de gaz naturel. Les hypothèses relatives à l'offre de gaz naturel selon le scénario de l'offre à faible coût (scénario 1) et le scénario du maintien des tendances de l'offre (scénario 2) sont discutées au *Chapitre 5 : Gaz naturel*. La production de LGN à partir de gaz naturel provenant de la plate-forme Scotian devrait démarrer en 2001, tandis que les approvisionnements en LGN en provenance du delta du Mackenzie ne sont prévus que beaucoup plus tard et seulement dans le scénario 2. La production de LGN associés à Hibernia ou à d'autres champs pétrolifères au large de la côte Est du Canada n'est pas comprise dans les projections, car on prévoit que la plupart des liquides demeureront dans le flux de pétrole brut.

Les prévisions concernant l'offre de LGN ont été établies à l'échelon provincial, à partir des expéditions de gaz et des rendements actuels découlant du traitement du gaz classique. On présume que le gaz non classique (méthane de filon houiller) ne contient aucun liquide récupérable.

On a établi une prévision distincte relative à la production de LGN par les usines de chevauchement situées sur les canalisations principales à Empress et à Cochrane à partir des données sur les expéditions de chaque pipeline. On présume que de nouvelles usines de chevauchement seront construites, que les usines actuelles seront agrandies ou que leur efficacité sera améliorée afin d'augmenter les volumes récupérés et pour traiter les volumes de gaz supplémentaires. On procède déjà à certains agrandissements ou à l'élaboration de plans

relatifs à de nouvelles usines (p. ex. Amoco V [31 10⁶m³/j] et Wolcott [14 10⁶m³/j]).

6.3 OFFRE, DEMANDE ET EXPORTATIONS POTENTIELLES DE LGN

Le tableau 6.1 présente un aperçu de l'offre relative à l'éthane, au propane et aux butanes. Les détails concernant l'offre et la demande de LGN sont fournis à l'*Annexe 6 : Liquides de gaz naturel*.

6.3.1 Éthane

Dans le scénario 1, l'offre d'éthane devrait augmenter, passant du volume actuel qui s'établit à 32 900 m³/j à 61 000 m³/j en 2014, puis retomber à 50 000 m³/j en 2025. Dans le scénario 2, l'offre devrait augmenter pour atteindre un sommet de 57 000 m³/j en 2011, puis diminuer à 24 000 m³/j en 2025.

La demande d'éthane est attribuable dans une proportion de 80 % aux charges d'alimentation nécessaires à la production d'éthylène. La plus grande partie de cette demande vise à satisfaire les besoins des installations situées à Joffre et à Fort Saskatchewan. L'installation de Fort Saskatchewan a été agrandie en 1998, et l'on prévoit construire à Joffre un craqueur d'une capacité de 2,8 milliards de livres par an, qui devrait être mis en service pour le troisième trimestre de l'an 2000. De plus, le scénario 1 tient compte de la construction en Alberta d'un nouveau craqueur pétrochimique d'une capacité de

Tableau 6.1
Offre de liquides de gaz naturel
(en milliers de mètres cubes par jour)

	1997	2010		2025	
		Scénario 1	Scénario 2	Scénario 1	Scénario 2
Usines de traitement de gaz					
Éthane	32,9	57,9	55,3	50,6	23,7
Propane	29,9	43,4	38,2	31,4	10,6
Butanes	15,6	22,0	19,3	15,8	5,3
Raffineries (net)					
Propane	3,9	4,9	4,2	5,9	4,2
Butanes	1,8	2,3	2,0	2,8	2,1
Total					
Éthane	32,9	57,9	55,3	50,6	23,7
Propane	33,8	48,3	42,4	37,3	14,8
Butanes	17,4	24,3	21,3	18,6	7,4

1,5 milliard de livres par an dont la mise en service est prévue en 2004. Cette augmentation de la capacité pourrait également être réalisée par d'agrandissement d'installations existantes. Dans les deux scénarios, en Nouvelle-Écosse, les prévisions tiennent compte d'une installation pétrochimique (un craqueur d'une capacité de 0,7 milliard de livres par an en 2001, dont la capacité devrait être portée à 1,5 milliard de livres par an en 2011) qui sera alimentée par le gaz de la plate-forme Scotian.

Dans le scénario 1, la demande devrait augmenter, passant de 31 000 m³/j pour atteindre un sommet à 55 000 m³/j en 2005, puis diminuer à 45 000 m³/j en 2019, année à laquelle elle se stabilisera (figure 6.1). Dans le scénario 2, la demande de l'industrie pétrochimique devrait atteindre 49 000 m³/j en 2001, puis diminuer jusqu'à 38 000 m³/j en 2017, et demeurer stable par la suite. Dans les deux scénarios, si l'on prévoit une pénurie d'éthane, on pourrait mettre hors service l'une des plus vieilles usines pétrochimiques. En outre, il est possible de garder en Alberta une partie de l'éthane destiné à l'exportation pour répondre à cette demande.

6.3.2 Propane

Dans le scénario 1, l'offre de propane provenant des usines de traitement de gaz et des raffineries devrait augmenter, passant du niveau de 34 000 m³/j atteint en

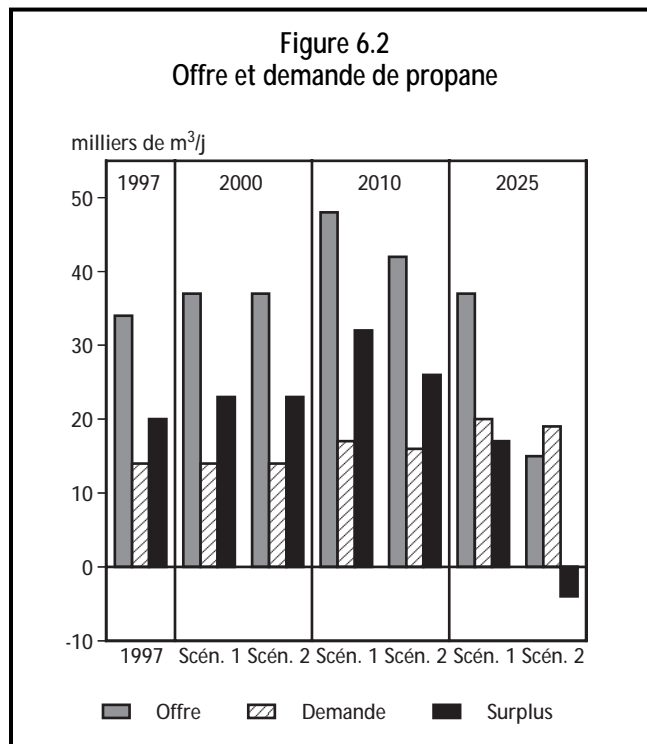
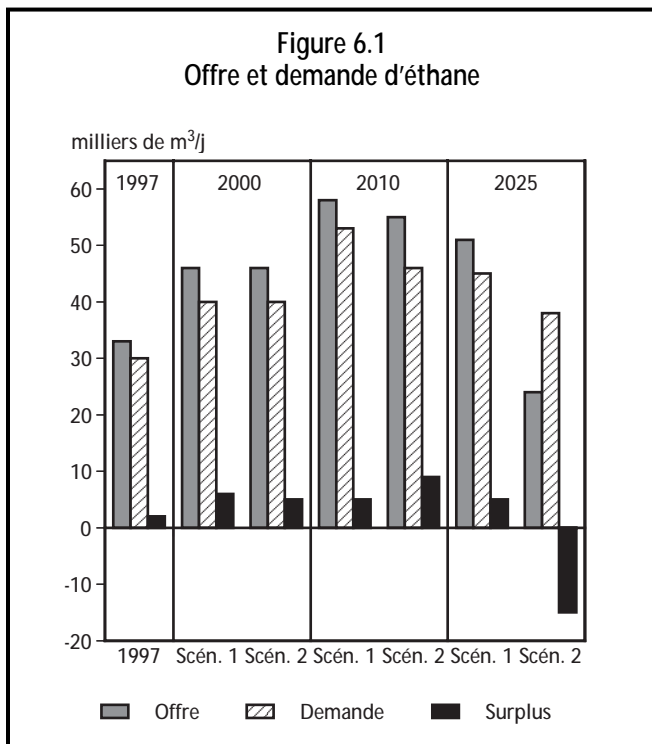
1997 pour se chiffrer à 51 000 m³/j en 2013, puis diminuer à 37 000 m³/j en 2025 (figure 6.2). Dans le scénario 2, l'offre de propane atteint un sommet à 42 000 m³/j en 2008, puis chute à 15 000 m³/j en 2025.

La demande intérieure de propane devrait connaître une croissance modérée dans les deux scénarios, laissant un grand volume disponible pour l'exportation. Le surplus de propane produit suffirait à alimenter une installation pétrochimique construite pour utiliser des charges d'alimentation en propane; cependant, ce projet nécessiterait d'autres agrandissements pour la fabrication de produits finis, ce qui pourrait se révéler non rentable sur le plan économique.

6.3.3 Butanes

Dans le scénario 1, on prévoit une augmentation de l'offre de butanes provenant des usines de traitement de gaz et des raffineries, qui passerait de son volume actuel de 17 000 m³/j à 25 000 m³/j en 2013, puis diminuerait à 19 000 m³/j en 2025 (figure 6.3). Dans le scénario 2, l'offre de butanes atteint un sommet à 21 000 m³/j en 2008, puis elle diminue à 7 000 m³/j en 2005.

Une proportion de 60 % des butanes sont utilisés dans la production d'essence. Les butanes sont également utilisés dans d'autres procédés des raffineries. Les besoins des raffineries devraient atteindre un sommet à 8 000 m³/j



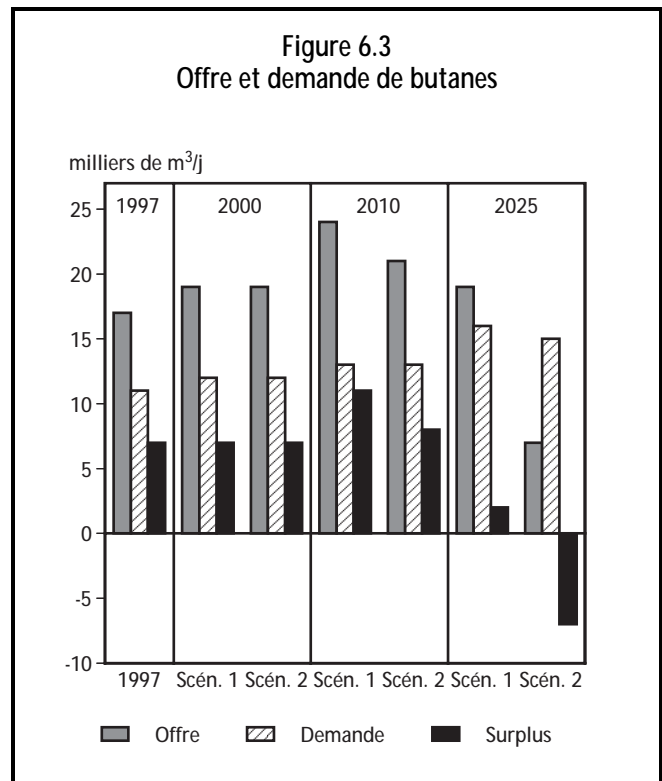
en 2005, année où l'on suppose que de nouvelles réductions des limites relatives à la pression de vapeur entreront en vigueur, ce qui réduira la demande.

L'industrie pétrochimique utilise aussi les butanes comme charges d'alimentation pour la production d'éther méthyltertiobutylique, un additif pour essence; et un volume plus petit sert à la fabrication d'oléfines et d'acide acétique. L'éther méthyltertiobutylique, qui est actuellement fabriqué en Alberta et exporté vers la Californie, sera probablement éliminé graduellement d'ici l'an 2002. Cependant, on présume que toute diminution des exportations d'éther méthyltertiobutylique sera compensée par la demande en alkylat, autre additif pour essence, dont la fabrication nécessite aussi des butanes.

On continuera d'exporter des butanes pendant une grande partie de la période de projection, mais à l'approche de 2025, il pourrait y avoir une légère pénurie, selon le scénario 2.

DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE

- a *L'énergie au Canada : Offre et demande 1993 - 2010, Rapport technique*, Office national de l'énergie, 1994.



Pétrole brut et équivalents

7.1 INTRODUCTION

L'analyse de l'offre de pétrole brut et d'équivalents faite par l'Office est basée sur les estimations des ressources, des coûts de l'offre et de la capacité de production du Canada. Elle a été faite par région et par type de pétrole brut. Les besoins des raffineries en charges d'alimentation au pays, l'offre nationale, les importations et les exportations constitue également une partie importante de cette analyse.¹

L'analyse est divisée en deux grands volets : le pétrole brut classique, qui comprend le pétrole léger classique et le pétrole lourd classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et le pétrole brut provenant des régions pionnières et de la côte Est; et le pétrole brut non classique, qui comprend l'extraction à ciel ouvert et les projets *in situ* des sables bitumineux de l'Alberta.

Les estimations des ressources faites par l'Office sont basées sur les dernières données publiées par la Commission géologique du Canada (CGC), les ministères provinciaux de l'Énergie et les Offices des hydrocarbures extracôtiers de la côte Est, ainsi que sur ses propres études.

La méthode utilisée pour évaluer les coûts de l'offre varie selon le type de pétrole brut et la région. Dans le cas du pétrole brut classique du BSOC, on a eu recours à l'analyse du flux d'encaisse et des données sur la distribution de la taille des gisements, à l'évaluation technique des ressources et à l'analyse des tendances pour préparer les projections. Des modèles internes, utilisant des profils de puits types, ont été élaborés pour évaluer la capacité de production ainsi que le nombre de puits complétés. Cette démarche est semblable à celle utilisée pour le gaz naturel.

Dans le cas des régions pionnières, de la côte Est et des sables bitumineux, les estimations des coûts de l'offre ont été en grande partie basées sur les données propres à chaque projet. Les projections de l'offre sont fondées principalement sur les plans de mise en valeur des exploitants pour les projets annoncés et sur l'information reçue durant

le processus de consultation. De plus, on a utilisé un modèle du flux d'encaisse comme outil de comparaison pour appuyer les projections de l'offre.

Des projections ont été établies pour deux scénarios : le scénario de l'offre à faible coût (scénario 1); et le scénario du maintien des tendances de l'offre (scénario 2). Ces deux scénarios présument un prix constant du pétrole brut de 18 \$US (1997) le baril pour le WTI à Cushing.

On a aussi fait des projections de l'offre pour deux sensibilités au prix du pétrole, soit 14 \$US et 22 \$US le baril. On a évalué l'impact de coûts peu élevés du pétrole (sensibilité à 14 \$US) à partir du scénario 2, tandis que l'impact de coûts élevés (sensibilité à 22 \$US) a été évalué à l'aide du scénario 1. Dans ces analyses de sensibilité, le prix du pétrole est la seule variable modifiée. Les projections de l'offre sont élaborées pour chaque type de brut, sans aucune restriction liée à la demande.

7.2 RÉSERVES ET RESSOURCES

Le tableau 7.1 montre les estimations des réserves établies restantes et des ressources récupérables découvertes et non découvertes, par région et par catégorie de pétrole brut, à la fin de 1997. Les ressources en pétrole brut comprennent tous les volumes de pétrole brut classique et non classique en place. Dans ce tableau, les estimations des ressources récupérables ultimes sont ventilées en ressources découvertes et en ressources non découvertes. La figure 7.1 indique l'emplacement des principales sources d'approvisionnement en pétrole brut au Canada.

7.2.1 Ressources - Pétrole brut classique

Les ressources en pétrole brut classique sont évaluées à 34 milliards de mètres cubes (10^9m^3) de pétrole initial en place, dont seulement $9,2 \times 10^9\text{m}^3$ (27 %) environ sont considérés comme ultimement récupérables. Environ $7,9 \times 10^9\text{m}^3$ de ce volume est du pétrole brut léger, et $1,3 \times 10^9\text{m}^3$ du pétrole brut lourd. Selon les estimations, $3,6 \times 10^9\text{m}^3$ de pétrole brut léger se trouvent dans le BSOC, et $4,3 \times 10^9\text{m}^3$ dans les autres bassins (nord du Canada,

¹ Les résultats détaillés sont présentés à l'Annexe 7 : Pétrole brut.

Ontario et régions extracôtières). Par contre, tout le pétrole brut lourd récupérable se trouve dans le BSOC. Aux fins de cette étude, le pétrole brut classique est qualifié de léger ou de lourd selon sa densité et sa viscosité. On tient également compte de l'utilisation finale dans la classification. La classification du pétrole brut par l'Office correspond à celle des organismes provinciaux, sauf pour ce qui est des pétroles bruts léger et moyen de l'Alberta, qui ont été regroupés dans la catégorie léger, et des pétroles bruts moyen et lourd de la Saskatchewan, qui ont été regroupés dans la catégorie lourd.

Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

Pour ce qui est du pétrole léger classique, quelque 3,0 10⁹m³ (82 %) des ressources récupérables ultimes ont

été découvertes, et il reste 0,7 10⁹m³ (23 %) dans les catégories des réserves établies et de la récupération améliorée future. Quant au pétrole lourd classique, environ 1,1 10⁹m³ (82 %) des ressources récupérables ultimes ont été découvertes, et il reste 0,5 10⁹m³ (50 %) dans les catégories des réserves établies et de la récupération améliorée future. Ces valeurs traduisent l'état de maturité relative de l'exploration pétrolière dans le BSOC.

Les estimations par l'Office des ressources récupérables non découvertes de pétrole brut léger et lourd sont basées sur les estimations du pétrole en place établies par la CGC.³ Elles ont été ajustées de façon à tenir compte des découvertes faites depuis 1995 et pour refléter l'appréciation des réserves. Il y a également eu des

Tableau 7.1
Ressources en pétrole brut et en bitume - fin de 1997
(millions de mètres cubes)

	Ressources récupérables découvertes				Ressources récupérables non découvertes	Ressources récupérables ultimes	Pétrole initial en place
	Production cumulative	Réserves établies restantes	Récupération améliorée future ¹	Total			
Pétrole brut classique	2 792	666	1 096	4 555	4 623	9 177	34 388
Total partiel - Léger	2 255	459	784	3 499	4 394	7 892	27 813
<i>BSOC - Total partiel</i>	<i>2 211</i>	<i>338</i>	<i>408</i>	<i>2 957</i>	<i>666</i>	<i>3 623</i>	<i>11 383</i>
Colombie-Britannique	87	23	18	129	55	184	512
Alberta	1 910	259	267	2 436	570	3 007	9 199
Saskatchewan	181	51	121	353	34	387	1 437
Manitoba	32	5	2	39	7	46	235
Ontario	12	2	0	14	0	14	62
<i>Régions pionnières - Total partiel</i>	<i>32</i>	<i>119</i>	<i>376</i>	<i>528</i>	<i>3 727</i>	<i>4 255</i>	<i>16 368</i>
Nouvelle-Écosse - région extracôtière	6	2	3	11	83	94	493
Grands Bancs de Terre-Neuve	0	106	145	251	498	749	3 365
T.N.-O. continentaux et Yukon	26	11	2	40	55	95	315
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0	0	161	161	905	1 066	3 610
Archipel Arctique	0	0	65	65	686	751	2 785
Autres bassins Pionniers ²	0	0	0	0	1 500	1 500	5 800
Total partiel - Lourd	536	208	312	1 056	229	1 285	6 575
Alberta	215	68	122	405	96	501	2 406
Saskatchewan	322	140	190	651	133	784	4 169
Sables bitumineux	407	614	47 979	49 000	0	49 000	400 000
Projets miniers ^{3,4}	304	340	9 356	10 000	0	10 000	24 100
Projets <i>in situ</i> ³	103	274	38 623	39 000	0	39 000	375 900

1 Dans les catégories du pétrole lourd et du pétrole léger classiques, on entend les ressources associées à une récupération assistée future dans les gisements découverts existants. Dans le cas des régions pionnières, il s'agit de gisements actuellement découverts mais pas encore en production en raison des conditions économiques ou techniques.

2 Les estimations des ressources pour les régions pionnières où les découvertes n'ont pas été confirmées ont été groupées. Ces régions comprennent le banc Georges et le bassin secondaire Laurentien, le bassin de l'est de Terre-Neuve et le sud des Grands Bancs, les basses-terres du Saint-Laurent et le bassin des Maritimes, la baie d'Hudson, la région au large de la côte est de l'Arctique et les bassins Reine Charlotte, Tofino et Georgia.

3 Les estimations de la production cumulative et des réserves établies restantes ne comprennent que les projets en exploitation.

4 Les chiffres de la production cumulative ne sont donnés que pour le volume de bitume brut.

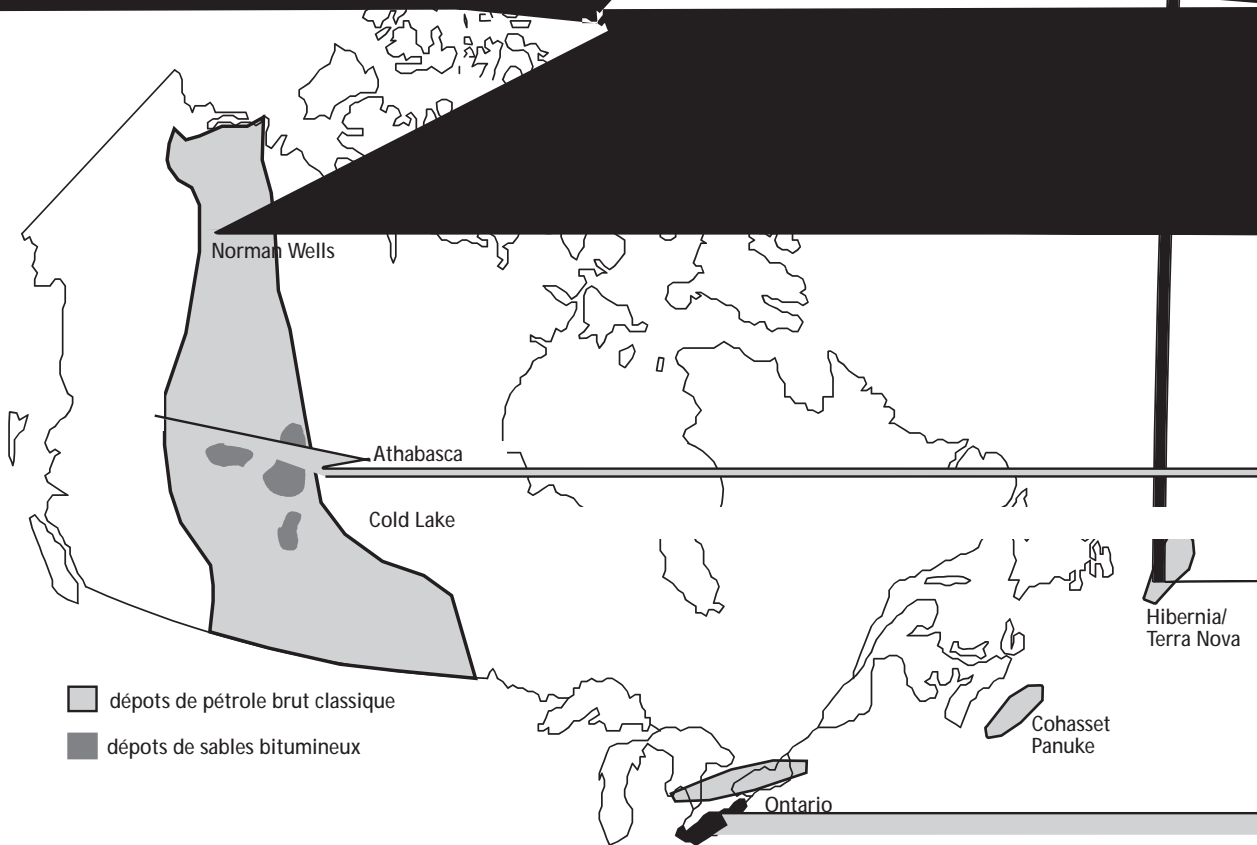
zones non évaluées...
 lignes ressources...
 les consulta...
 ressources no...
 assignant l'é...
 onces où la...
 tion prov...
 rudence

Tableau 7.2

(millions de mètres cubes)

	Pétrole brut léger		Pétrole brut lourd	
	Rapport de 1999	Rapport de 1994	Rapport de 1999	Rapport de 1994
Réserves établies initiales	2 549	2 355	744	566
Ressources découvertes	408	395	312	300
Ressources non découvertes	666	519	229	260
Ressources récupérables ultimes	3 623	3 269	1 285	1 125

Figure 7.1 Sources de production de pétrole brut



l'intérieur du Territoire du Yukon, la région du delta du Mackenzie/mer de Beaufort, l'archipel Arctique et la zone au large de la côte Est. Dans les projections, seules quelques portions des ressources de la côte Est et du Nord canadien devraient être exploitées; l'analyse se limite donc à ces régions.

Pour ce qui est des ressources récupérables ultimes, l'Office a utilisé les estimations de la CGC. Pour chaque bassin, ces estimations sont habituellement exprimées sous forme de fourchettes auxquelles sont associées des probabilités d'occurrence. Aux fins de l'agrégation des estimations des ressources, on a choisi la valeur probable médiane de la distribution des probabilités pour chaque zone d'évaluation.

Grands Bancs de Terre-Neuve

Les estimations des ressources récupérables non découvertes sur les Grands Bancs de Terre-Neuve sont celles publiées par l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, ajustées en fonction des volumes reconnus comme des réserves établies. Les 106 10⁶m³ de réserves établies indiqués au tableau 7.1 sont pour le gisement Hibernia, qui est entré en production en 1997. Le gisement Terra Nova devrait être inclus dans cette catégorie en l'an 2000, ce qui augmentera les réserves établies par 64 10⁶m³.

Plate-forme Scotian

Les estimations des ressources non découvertes sur la plate-forme Scotian sont celles publiées par l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, ajustées en fonction des volumes reconnus comme des réserves établies. Le gisement Cohasset/Panuke est exploité depuis 1992, et contient 1,7 10⁶m³ de réserves restantes.

Régions pionnières du Nord

Les estimations des ressources non découvertes dans la partie continentale des Territoires et la région du delta du Mackenzie/mer de Beaufort sont basées sur le rapport de 1994^b et sur une mise à jour de l'ONÉ préparée en 1998.^c Les volumes ont été ajustés pour tenir compte des réserves établies. Seul le gisement Norman Wells, dans le centre de la vallée du Mackenzie, est actuellement en production et il contient 11,3 10⁶m³ de réserves restantes.

7.2.2 Ressources - Pétrole brut non classique

La totalité des ressources de pétrole brut non classique consiste du bitume contenu dans trois grandes régions du nord de l'Alberta, définies par Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB) comme étant les zones de sables bitumineux de l'Athabasca, de Cold Lake et de Peace River. L'Office a adopté les estimations de l'EUB^d pour les sables bitumineux. Les ressources de bitume initialement en place sont estimées à 400 10⁹m³, dont 49 10⁹m³ (12 %) sont jugés ultimement récupérables. Il pourrait y avoir d'autres ressources non découvertes, mais elles ne devraient pas être importantes par rapport aux ressources découvertes.

L'estimation des réserves établies restantes ne tient compte que des projets commerciaux et expérimentaux en exploitation. Elle se ventile comme suit : 340 10⁶m³ pour les projets miniers d'extraction de sables bitumineux et 274 10⁶m³ pour les projets d'exploitation de sables bitumineux *in situ*.

7.3 PROFILS DE PUIXS TYPES

Des profils de production de puits types ont été élaborés pour le BSOC pour quatre types de puits : léger vertical; léger horizontal; lourd vertical; lourd horizontal. Les données sur la performance de tous les puits de pétrole brut classique dans le BSOC ont été regroupées par province, type de puits et année de la mise en production, pour la période comprise entre 1992 et 1996. Ces données ont été utilisées pour déterminer les valeurs moyennes ou « types » dans le but d'évaluer les taux de production initiaux, les tendances à la baisse et les réserves par puits (figure 7.2).

Les profils de production de puits types et les réserves par puits ont été gardés constant au cours de la période de projection, et sont identiques dans les deux scénarios. Ces données ont été utilisées pour établir des projections des coûts de l'offre, du nombre de puits complétés et de l'offre de pétrole brut léger classique et de pétrole brut lourd classique. Bien que la tendance à découvrir des gisements de plus en plus petits au fil des ans pourrait éventuellement modifier les profils de puits, on présume que cette tendance sera compensée par les progrès réalisés au niveau des technologies d'exploration et de production.

7.4 COÛTS DE L'OFFRE ET RESSOURCES RÉCUPÉRABLES

Les coûts de l'offre s'appliquent à la totalité du cycle et comprennent tous les coûts d'exploration, de mise en valeur et de production. Ils incluent les coûts d'immobilisations, les frais d'exploitation, les taxes, impôts et redevances, et un taux de rendement réel de 6 % pour le producteur. Les coûts de l'offre sont exprimés en dollars canadiens de 1997, à moins d'indication contraire.

D'après l'estimation des coûts de l'offre, on a évalué les ressources récupérables découvertes et non découvertes afin de déterminer la portion qui serait économiquement récupérable.

7.4.1 Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

Le total des ressources économiquement récupérables est estimé à 1 086 10⁶m³ et à 986 10⁶m³ respectivement dans le scénario 1 et le scénario 2 (tableau 7.3).

Ressources récupérables découvertes restantes

La catégorie des ressources récupérables découvertes restantes qui s'applique au pétrole brut classique comprend les réserves établies restantes et la récupération

améliorée future. Dans les deux scénarios, on a présumé que toutes les réserves établies restantes seront économiquement récupérables. Les ressources associées à une récupération améliorée future ont fait l'objet d'une évaluation plus détaillée.

On a réalisé une évaluation technique pour estimer la taille des ressources se prêtant à une forme quelconque de récupération assistée, à l'aide des critères décrits dans un article publié dans le JCPT en 1997.^e Pour chaque technique de récupération assistée, l'estimation des coûts de la mise en valeur et de la production de ressources additionnelles a été appliquée aux ressources disponibles afin de déterminer les volumes récupérables. Selon les estimations, 540 10⁶m³ (75 %) des ressources associées à une récupération améliorée future sont économiquement récupérables dans le scénario 1, comparativement à 440 10⁶m³ (61 %) dans le scénario 2.

Dans la sensibilité à 14 \$, les ressources découvertes économiquement récupérables ont été estimées à 534 10⁶m³ pour le pétrole brut léger classique et à 355 10⁶m³ pour le pétrole brut lourd classique. Comparativement au scénario 2, cela représente une diminution de 10 % pour le pétrole brut, tant léger que lourd.

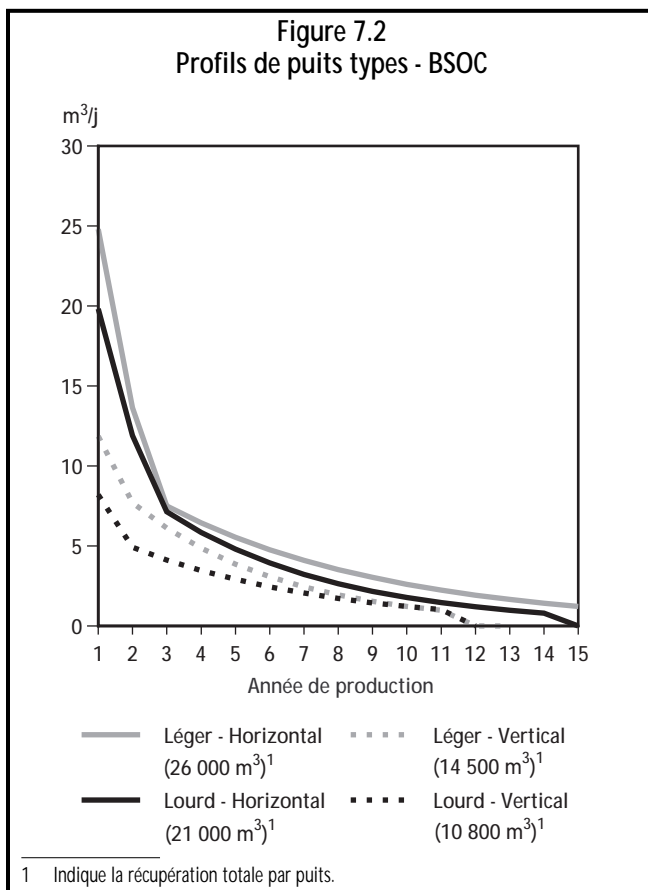


Tableau 7.3
Ressources classiques récupérables restantes dans le BSOC
(millions de mètres cubes)

	Scén. 1	Scén. 2	Sensibilité à 14 \$	Sensibilité à 22 \$
Pétrole brut classique - Total	1 887	1 733	1 342	1 986
Récupérable découvert	1 086	986	889	1 156
<i>Réserves établies restantes</i>	<i>546</i>	<i>546</i>	<i>546</i>	<i>546</i>
<i>Récupération améliorée future</i>	<i>540</i>	<i>440</i>	<i>342</i>	<i>610</i>
Récupérable non découvert	801	747	453	830
Pétrole brut léger - Total	1 257	1 157	834	1 315
Récupérable découvert	644	591	534	689
<i>Réserves établies restantes</i>	<i>338</i>	<i>338</i>	<i>338</i>	<i>338</i>
<i>Récupération améliorée future</i>	<i>306</i>	<i>253</i>	<i>196</i>	<i>351</i>
Récupérable non découvert	613	566	300	626
Pétrole brut lourd - Total	630	576	508	671
Récupérable découvert	442	395	355	467
<i>Réserves établies restantes</i>	<i>208</i>	<i>208</i>	<i>208</i>	<i>208</i>
<i>Récupération améliorée future</i>	<i>234</i>	<i>187</i>	<i>147</i>	<i>259</i>
Récupérable non découvert	188	181	153	204

Dans la sensibilité à 22 \$, les ressources découvertes économiquement récupérables ont été estimées à 689 10⁶m³ pour le pétrole brut léger classique et à 467 10⁶m³ pour le pétrole brut lourd classique. Comparativement au scénario 1, cela représente une augmentation de 7 % pour le pétrole brut léger classique et de 6 % pour le pétrole brut lourd classique.

Ressources récupérables non découvertes

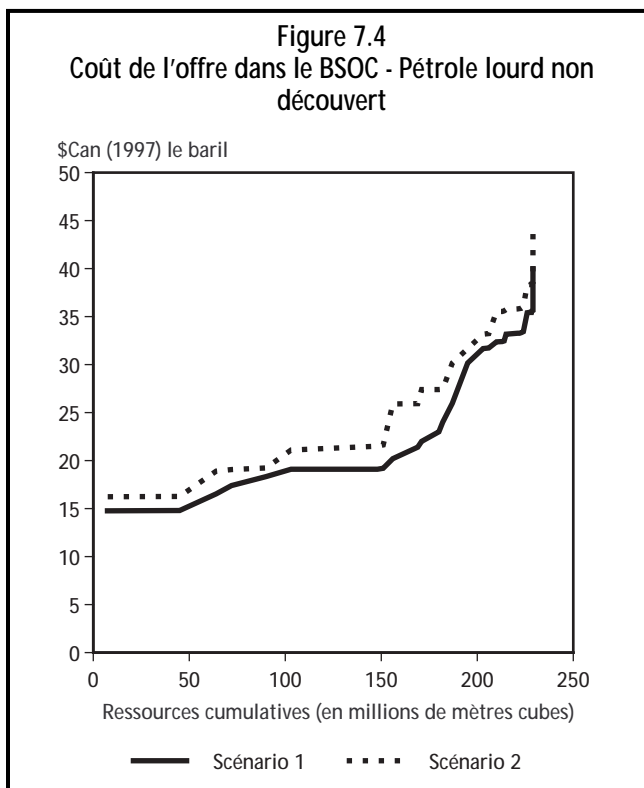
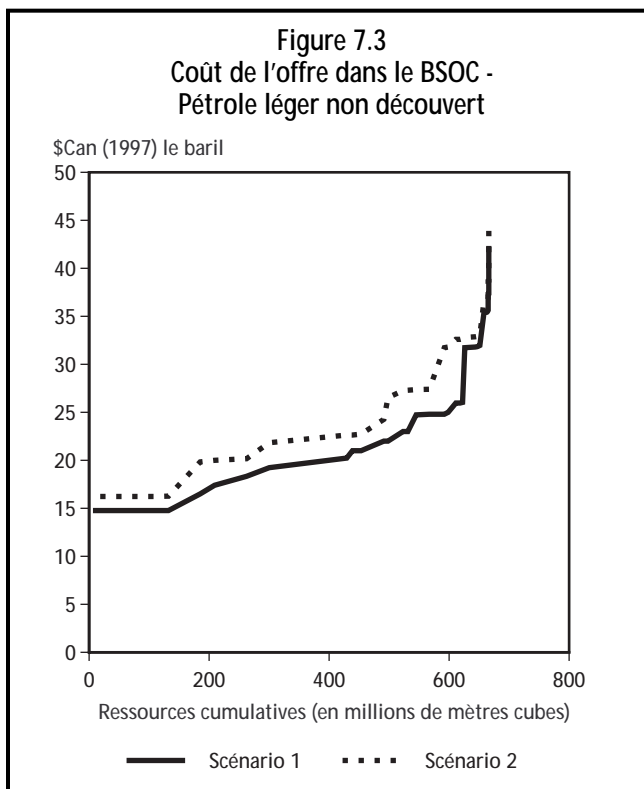
En ce qui a trait aux ressources classiques non découvertes dans le BSOC, la distribution de la taille des gisements a été basée sur les estimations les plus récentes faites par la CGC,³ qui identifiaient plus de 90 zones géologiques et sept groupes distincts en fonction de l'horizon géologique. On a ensuite établi un lien entre la distribution des ressources et les estimations des coûts requis pour trouver, mettre en valeur et produire des ressources additionnelles. On a évalué les profils de production de tous les gisements de pétrole à l'aide d'un profil de production d'un puits type élaboré pour le BSOC (voir la section 7.3). Un exemple des résultats de cette analyse pour la zone du Dévonien figure à l'Annexe 7.

On a déterminé les coûts d'immobilisations et de forage en examinant les données historiques⁴ depuis 1992. Les estimations des frais d'exploitation ont été fournies par l'industrie.

Une courbe du coût de l'offre pour chaque zone ou bassin géologique a été tracée en classant par ordre croissant des coûts, suivant l'hypothèse que les gisements à moindre coût, qui sont généralement plus vastes, seront les premiers à être découverts. Les courbes du coût de l'offre pour chaque zone ont ensuite été agrégées afin de produire la courbe du coût de l'offre pour le BSOC. La figure 7.3 illustre la courbe du coût de l'offre des ressources non découvertes de pétrole léger et la figure 7.4, la courbe du coût de l'offre des ressources non découvertes de pétrole lourd classique.

Dans le scénario 1, les coûts de l'offre de pétrole brut léger augmentent graduellement pour atteindre environ 20,00 \$ le baril, puis grimpent rapidement lorsque près de 92 % des ressources non découvertes ont été trouvées. Dans le scénario 2, les coûts de l'offre ont aussi tendance à augmenter graduellement, atteignant environ 21,50 \$ le baril, puis grimpent assez rapidement lorsque près de 85 % des ressources non découvertes auront été trouvées. En moyenne, l'écart entre les coûts de l'offre estimés dans les deux scénarios est d'environ 1,50 \$ le baril.

Dans le scénario 1, les coûts de l'offre de pétrole brut lourd augmentent graduellement, de 15 \$ à 19 \$ le baril, avant d'afficher une tendance à la hausse lorsque 75 % des ressources non découvertes auront été trouvées. Dans le



scénario 2, les coûts de l'offre sont plus élevés d'environ 1,50 \$ le baril, et ils grimpent soudainement lorsque 62 % environ des ressources auront été trouvées.

Dans le scénario 1, on a estimé que 801 10⁶m³ de ressources non découvertes en pétrole brut seront économiquement récupérables. Dans le scénario 2, cette estimation tombe à 747 10⁶m³. Dans la sensibilité à 14 \$, les ressources non découvertes économiquement récupérables sont estimées à 453 10⁶m³, ce qui représente une diminution de 40 % par rapport au scénario 2. Dans la sensibilité à 22 \$, les ressources économiquement récupérables totales se chiffrent à 830 10⁶m³, ce qui représente une augmentation de 4 % par rapport au scénario 1.

7.4.2 Grands Bancs de Terre-Neuve

Dans ces prévisions, la totalité des ressources récupérables dans les Grands Bancs est présumée se trouver dans le bassin Jeanne d'Arc. L'analyse des coûts de l'offre et des ressources récupérables pour ce bassin est basée sur les ressources indiquées à la section 7.2.1. L'estimation de la distribution de la taille des gisements est fondée sur la méthodologie décrite par Crovelli.⁹ Cette analyse supposait un coût de l'offre oscillant entre 13 \$ et 18 \$ le baril à l'installation de production.

Les coûts de l'offre pour le bassin Jeanne d'Arc présume que 609 10⁶m³ (81 %) et 552 10⁶m³ (74 %) des 749 10⁶m³ de ressources ultimement récupérables pourraient être récupérés économiquement dans les scénarios 1 et 2 respectivement.

Dans la sensibilité à 14 \$, cette estimation tombe à 479 10⁶m³, soit 13 % de moins que dans le scénario 2, tandis que dans la sensibilité à 22 \$, elle grimpe à 652 10⁶m³, soit 7 % de plus que dans le scénario 1.

7.4.3 Pétrole brut non classique et pétrole des régions pionnières

Les estimations des coûts de l'offre dans les régions pionnières, pour les projets de récupération de sables bitumineux *in situ* et pour les projets miniers d'extraction de sables bitumineux sont fondées sur les plans de mise en valeur annoncés pour les projets majeurs, sur les données obtenues durant les consultations ainsi que sur les discussions subséquentes avec l'industrie. Ces coûts ne comprennent pas les coûts du transport jusqu'au marché. La

fourchette des coûts de l'offre présentée au tableau 7.4 a servi à estimer le rythme de la mise en valeur de ces ressources.

7.5 NOMBRE DE PUIXS DE PÉTROLE COMPLÉTÉS DANS LE BSOC

La projection du nombre de puits complétés et réussis est fondée sur les profils de puits types et sur les estimations de ressources récupérables. Pour le brut tant léger que lourd, le nombre de puits complétés est plus élevé dans le scénario 1 que dans le scénario 2, ce qui reflète le volume plus élevé des ressources récupérables. En raison du bas niveau des prix du pétrole observé récemment et des flux d'encaisse limités de l'industrie, le nombre de forages a considérablement diminué en 1999, mais il devrait augmenter après l'an 2000.

Le nombre de puits complétés et réussis pour le pétrole brut léger classique dans le BSOC atteint un sommet en 2003 dans les deux scénarios, à 2 172 dans le scénario 1 et 2 013 dans le scénario 2 (figure 7.5). Dans les deux scénarios, les puits horizontaux représentent environ 17 % de tous les puits complétés.

Pour ce qui est du pétrole brut classique, le nombre de puits complétés atteint un sommet en 2002 dans les deux scénarios, soit 2 568 dans le scénario 1 et 2 456 dans le scénario 2. Dans les deux scénarios, les puits horizontaux représentent environ 33 % de tous les puits complétés au cours de la période de la projection.

Tableau 7.4
Coûts de l'offre pour le pétrole brut non classique et les régions pionnières
\$CAN (1997) le baril

	Scénario 1	Scénario 2
Régions pionnières		
Grands Bancs de Terre-Neuve	13 à 17	14 à 18
Mackenzie/Beaufort	13 à 16	14 à 17
Sables bitumineux - Bitume		
Récupération <i>in situ</i> primaire	8 à 10	9 à 12
Récupération <i>in situ</i> assistée par injection de vapeur	12 à 16	13 à 17
Sables pitumineux - Brut valorisé		
Exploitation minière intégrée	15 à 18	17 à 20
Usines de valorisation indépendantes	18 à 22	20 à 24

7.6 OFFRE DE PÉTROLE BRUT

Les projections comportent deux volets : l'offre liée aux réserves établies restantes et l'offre liée aux additions aux réserves. Pour ce qui est des réserves établies restantes, on suppose un ratio réserves/production constant dans les deux scénarios. L'offre associée aux additions aux réserves provient des ressources non découvertes et de la récupération améliorée future.

7.6.1 Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

Les projections de l'offre indiquent que les ressources en pétrole brut classique du BSOC seront considérablement épuisées en 2025 et que les taux de production seront faibles, cet effet étant plus prononcé dans le cas du pétrole lourd que dans celui du pétrole léger. Malgré l'augmentation des estimations des ressources totales en pétrole lourd, les contraintes sur le plan des ressources limiteront l'offre de pétrole lourd après 2010.

Pétrole brut léger classique

Depuis 1994, les niveaux de production de pétrole brut léger sont à la hausse en Colombie-Britannique et en Saskatchewan, ils sont demeurés relativement constants au Manitoba, et ils ont diminué d'environ 4 % par année en

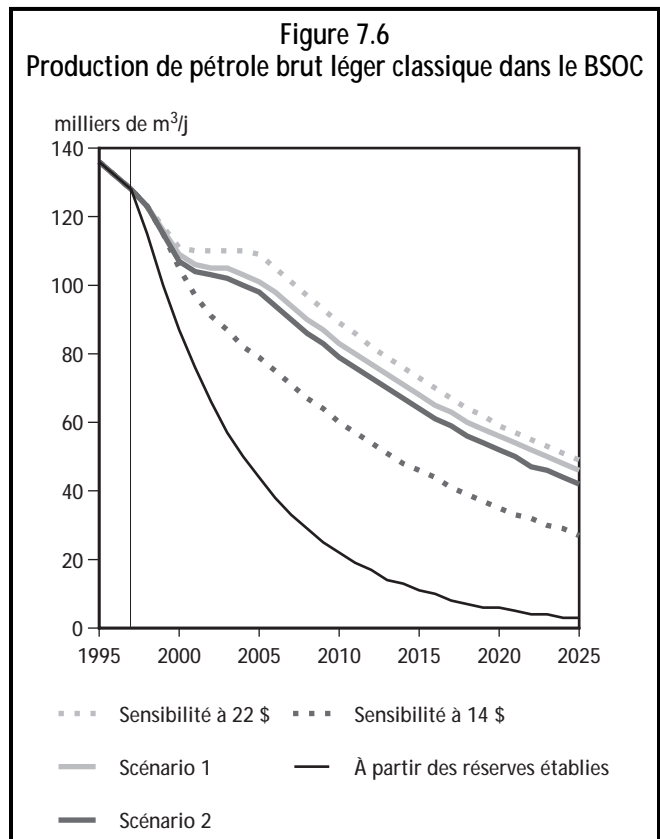
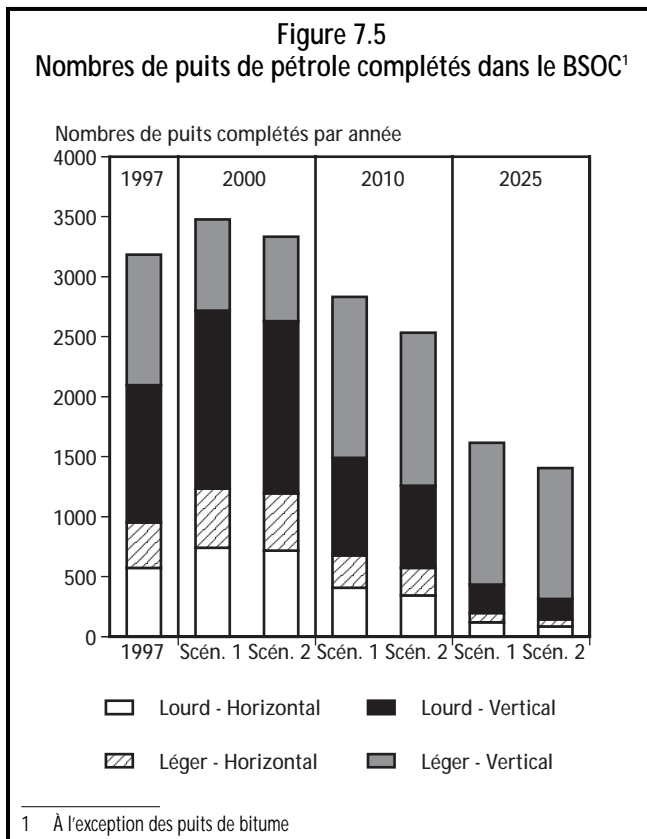
Alberta. Étant donné que l'Alberta représente 75 % de la production totale, l'effet combiné pour le BSOC a été une baisse de 3 % par année. Ces tendances ont servi à établir les projections de l'offre.

Dans les deux scénarios, la baisse de production associée aux réserves établies est d'environ 13 % par année. La contribution des additions aux réserves augmente pour atteindre environ 62 000 m³/j dans le scénario 1 et de 57 000 m³/j dans le scénario 2, ces sommets se produisant en 2009. Après 2009, l'offre totale affichent une baisse annuelle relativement constante, soit 3,9 % dans le scénario 1 et 4,2 % dans le scénario 2 (figure 7.6).

Comparativement au scénario 2, l'offre dans la sensibilité à 14 \$ est inférieure de 18 700 m³/j en 2006. Cette différence diminue à 14 600 m³/j en 2025. Comparativement au scénario 1, l'offre dans la sensibilité à 22 \$ est supérieure de 7 800 m³/j en 2006. Cette différence décroît à 2 800 m³/j en 2025.

Pétrole brut lourd classique

Au cours de la dernière décennie, la production de pétrole lourd classique a augmenté d'environ 7 % par année, tant en Alberta qu'en Saskatchewan. Contrairement à cette tendance, la production a chuté en 1998 en raison



d'une baisse importante des activités de forage attribuable à la faiblesse des prix du pétrole. Même si les projections de l'offre montrent un certain redressement d'ici l'an 2000 dans les deux scénarios, les hypothèses économiques ne soutiennent guère un retour à la croissance élevée d'avant 1998 (figure 7.7).

Pour ce qui est de l'offre liée aux réserves établies, la baisse initiale est d'environ 16 % par année, puis elle se stabilise à près de 12 % par année. La contribution des additions aux réserves augmente au fil des ans, jusqu'à concurrence d'environ 61 000 m³/j en 2007 dans le scénario 1 et de 58 000 m³/j en 2007 dans le scénario 2. L'offre totale baisse par environ 9 % par année dans le scénario 1 et par environ 10 % par année dans le scénario 2.

Dans la sensibilité à 14 \$, l'offre est inférieure à celle du scénario 2 par 7 200 m³/j en 2012. Cette différence décroît à 3 900 m³/j en 2025. Dans la sensibilité à 22 \$, l'offre est supérieure à celle du scénario 1 par 7 800 m³/j en 2009. Cet écart diminue à 2 800 m³/j en 2025.

7.6.2 Est du Canada

Les projections de l'offre de pétrole brut dans l'Est du Canada incluent la production des zones actuellement

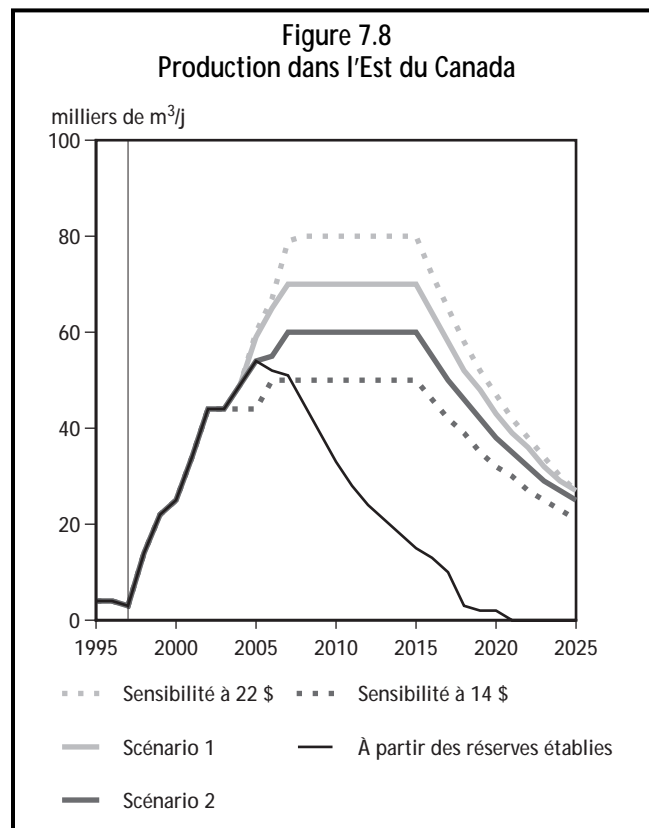
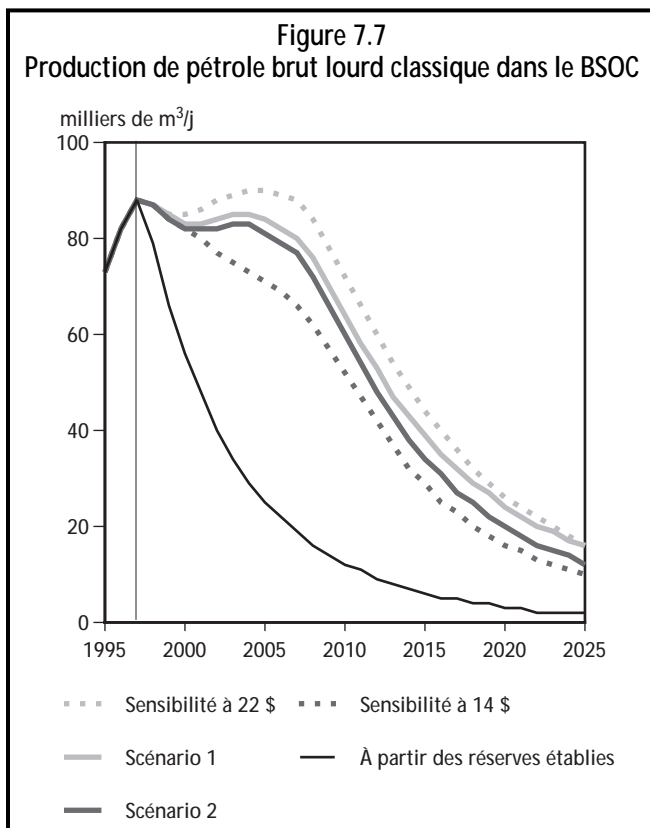
exploitées : Ontario (1 600 m³/j); Cohasset/Panuke (1 500 m³/j); et Hibernia (20 000 m³/j). Dans l'avenir, Terre-Neuve devrait représenter presque toute la production de cette région (figure 7.8).

Grands Bancs de Terre-Neuve

Les projections de l'offre pour Terre-Neuve ont été fondées sur les estimations des ressources récupérables dont il est question à la section 7.4.2 et sur les présentations reçues lors de la deuxième série de consultations.

Les gisements Hibernia et Terra Nova sont traités de façon identique dans les deux scénarios. Hibernia atteint une production maximale de 24 000 m³/j en 2001, tandis que la production de Terra Nova est censée commencer en 2001 et atteindre un sommet de 20 000 m³/j en 2002. Dans le scénario 1, les gisements Hebron et Whiterose entrent en production en 2004 et 2005 respectivement. Dans le scénario 2, la mise en production du gisement Hebron commence en 2004, alors que celle du gisement Whiterose est retardée jusqu'en 2006.

La production atteint un sommet de 70 000 m³/j dans le scénario 1 et de 60 000 m³/j dans le scénario 2 en 2007, puis se maintient à ces niveaux jusqu'en 2015. On s'attend à ce que ces niveaux soient atteints grâce à l'apport de



récupération assistée dans les gisements découverts, l'exploitation de gisements satellites et la production à partir de gisements non découverts. Après 2015, la baisse de la production dans les deux scénarios reflète les contraintes inhérentes aux ressources récupérables estimées.

Maintenir les niveaux de production à leurs sommets après 2015 dans cette région nécessiterait des ressources additionnelles. Étant donné que cette région n'en est qu'aux premières étapes de l'exploration et de la mise en valeur, les estimations des ressources ultimes sont encore relativement incertaines, et un degré d'incertitude correspondant devrait être appliqué aux projections de l'offre.

Dans la sensibilité à 14 \$, la production atteint 50 000 m³/j, soit 17 % de moins que dans le scénario 2; cependant le taux de déclin après 2015 est légèrement plus faible. Dans la sensibilité à 22 \$, la production atteint 80 000 m³/j, soit 14 % de plus que dans le scénario 1; cependant, le taux de diminution après 2015 est légèrement plus élevé.

Plate-forme Scotian et Ontario

Le gisement Cohasset/Panuke a été mis en exploitation en 1992 et sa production devrait diminuer pour atteindre sa limite économique en 2000. Les projections n'incluent aucune offre au-delà des réserves établies pour la Nouvelle-Écosse et l'Ontario.

7.6.3 Régions pionnières du Nord

Norman Wells est le seul gisement actuellement exploité dans le Nord. Son niveau de production présent est de 4 300 m³/j et devrait chuter à 2 100 m³/j en 2025.

Malgré des ressources découvertes de 161 10⁶m³ dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, ni le scénario 1 ou le scénario 2 ne prévoient de la production à cause des coûts élevés du transport du pétrole brut jusqu'au marché (12 à 16 \$ le baril). Toutefois, dans la sensibilité à 22 \$, la production dans cette région devrait commencer en 2010 et se chiffrer à 25 000 m³/j en 2012.

7.7 SABLES BITUMINEUX

Afin d'éviter toute confusion avec les autres produits pétroliers, l'Office a adopté la terminologie de « sables bitumineux - pétrole brut valorisé » pour désigner la production provenant des projets miniers d'exploitation de sables bitumineux, et « sables bitumineux - bitume » pour

désigner la production associée aux projets d'exploitation de sables bitumineux *in situ*. Le pétrole brut valorisé était autrefois appelé pétrole brut synthétique.

La production associée aux projets de mise en valeur des sables bitumineux a augmenté de façon constante et elle est une composante de plus en plus importante de la production canadienne totale de pétrole brut. Bien que les niveaux de production de ces projets aient augmenté constamment grâce à l'amélioration de la productivité, l'industrie entre maintenant dans une période de croissance accélérée. L'expérience passée, combinée à des programmes de recherche et de développement intensifs, a donné lieu à de nouvelles méthodes de forage, d'extraction, de valorisation et de transport qui ont permis d'abaisser sensiblement les coûts de production. De plus, le contexte fiscal s'est amélioré grâce aux récents changements apportés à la structure des redevances sur les sables bitumineux en Alberta et aux modifications des règlements fédéraux de l'impôt sur le revenu des exploitations minières. Les frais de location, qui sont maintenant inversement proportionnels au rythme de mise en valeur des concessions de sables bitumineux, constituent un incitatif additionnel.

Syncrude Canada Ltd. (Syncrude) et Suncor Energy Inc. (Suncor) ont réduit de moitié leurs frais d'exploitation à leurs installations d'exploitation minière et de valorisation intégrée au cours des dix dernières années. Les frais d'exploitation prévus des nouveaux projets d'agrandissement sont d'environ 10 \$ le baril.

En ce qui a trait au bitume *in situ*, les acteurs de longue date comme Imperial Oil Ltd. (Imperial), BP-Amoco plc (BP-Amoco) et Shell Canada Ltée (Shell) ont acquis une vaste expérience dans l'injection cyclique de vapeur et prévoient l'expansion de leurs projets. De nombreuses nouvelles techniques, surtout des procédés thermiques, s'avèrent très prometteuses lorsque combinées au forage horizontal. L'utilisation de pompes à cavité intermédiaire et de procédés novateurs de manutention des sables bitumineux a favorisé la production primaire dans certains gisements qui contiennent du bitume plus léger, comme à Pelican Lake.

La mise au point de procédés en vue de la valorisation partielle sur place ou dans le gisement et l'implantation d'usines de valorisation à petite échelle ou « modulaires » sont des technologies prometteuses qui pourraient permettre d'abandonner les grandes installations coûteuses d'exploitation minière et de valorisation intégrée.

7.7.1 Sables bitumineux - Pétrole brut valorisé

Jusqu'à présent, il n'y a que deux grands projets d'exploitation minière et de valorisation intégrée en cours dans la région des sables bitumineux de l'Athabasca en Alberta, soit ceux de Syncrude et de Suncor.

Dans le cadre de son projet « Syncrude 21 », Syncrude entend accroître sa production en augmentant en deux étapes la capacité de son usine de valorisation. Combinée à la mise en valeur des mines North et Aurora, la production de pétrole brut valorisé devrait atteindre 67 000 m³/j en 2007, soit le double de la production actuelle.

Le projet Millennium de Suncor vise à faire passer la production d'environ 13 000 m³/j en 1997 à 33 000 m³/j en 2002. Le projet comprend la mine Steepbank, qui est déjà en exploitation, et le jumelage des installations d'extraction et de valorisation existantes.

Plusieurs compagnies ont annoncé de nouveaux projets d'exploitation minière et de valorisation intégrée. Shell prévoit un projet de 24 000 m³/j à Muskeg River (Lease 13), le bitume extrait devant être transporté par pipeline jusqu'à une nouvelle usine de valorisation, qui serait intégrée à sa raffinerie de Scotford, à Edmonton. Mobil Oil Canada Ltd. et Koch Canada Ltd. ont également annoncé d'autres projets.

Les prévisions de l'offre dans le scénario 1 incluent les projets d'agrandissement de Syncrude et de Suncor, cette dernière atteignant une pleine production en 2003 et Syncrude, en 2008. De plus, le projet de Muskeg River de Shell devrait entrer en production en 2003. Ce scénario inclut également un projet non précisé d'une capacité de 15 000 m³/j, qui devrait commencer en 2007. En outre, d'autres projets d'agrandissement devraient fournir un volume additionnel de 5 000 m³/j en 2015, atteignant 20 000 m³/j en 2025. À la fin de la période de projection, on estime que la production se chiffrera à 170 000 m³/j, soit presque quatre fois les niveaux de 1997 (figure 7.9).

Le scénario 2 inclut les mêmes projets d'agrandissement pour Syncrude et Suncor. Toutefois, il n'y a qu'un seul autre projet non précisé mis en marche en 2010, d'une capacité de 15 000 m³/j. Dans la deuxième partie de la période de projection du scénario 2, on prévoit d'autres projets d'agrandissement, d'une capacité totale de 8 000 m³/j, et la production atteint 135 000 m³/j en 2025.

Dans la sensibilité à 14 \$, seuls les projets d'agrandissement de Suncor et Syncrude vont de l'avant, celui de

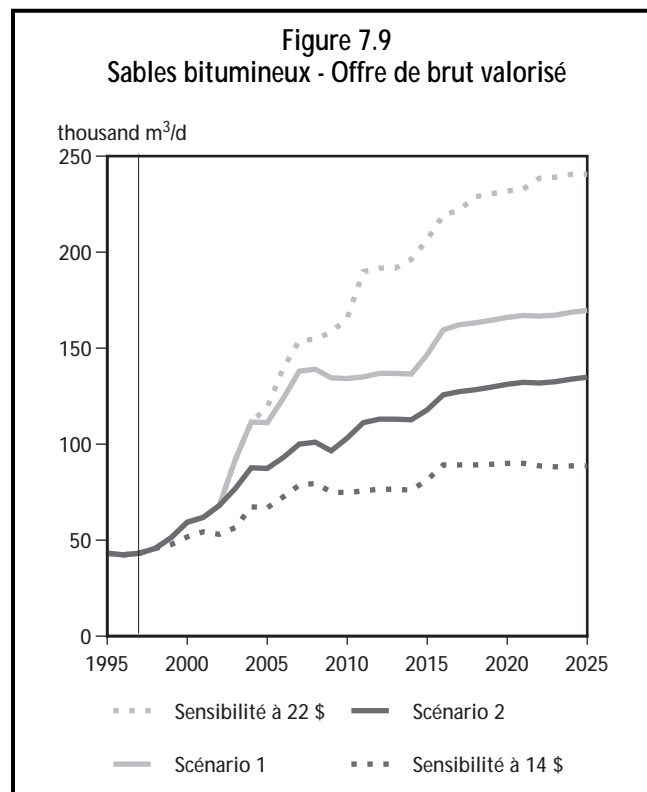
Syncrude étant reporté à 2010. Le taux de production en 2025 est de 89 000 m³/j, soit 35 % de moins que dans le scénario 2.

Dans la sensibilité à 22 \$, les cinq projets actuellement annoncés vont de l'avant. En outre, une capacité additionnelle de 56 000 m³/j voit le jour entre 2008 et 2025, grâce à des projets non précisés qui pourraient inclure des projets d'agrandissement, de nouveaux projets d'envergure ou des projets plus petits. La production atteint 241 000 m³/j en 2025, soit 40 % de plus que dans le scénario 1.

7.7.2 Sables bitumineux - Bitume

Depuis 1993, la production de bitume *in situ* a presque doublé, atteignant 38 000 m³/j en 1997. Les projets mis en oeuvre par Imperial et BP-Amoco dans la région de Cold Lake/Primrose représentent la majeure partie de la production de bitume à ce jour, mais une importante production a également été enregistrée dans les régions de Lindbergh et Peace River.

Depuis 1996, plus de 40 nouveaux projets d'exploitation du bitume *in situ* ou d'agrandissement ont été proposés, mais la plupart ont été mis en veilleuse en raison de la récente baisse des prix du pétrole. Bien que les coûts estimatifs de l'offre pour les projets liés au bitume se situent à l'intérieur d'une large fourchette, l'hypothèse



d'un prix de 18 \$US le baril (WTI) semble relativement attrayante pour les producteurs établis. On présume que les principaux projets existants resteront viables et qu'ils pourront prendre de l'expansion. On présume également que certains nouveaux projets iront de l'avant, le rythme des activités de mise en valeur augmentant au fil des ans parallèlement à une baisse des coûts de l'offre. Dans les deux scénarios, le prix du gaz naturel augmente au fil des ans, ce qui entraîne une augmentation du coût de production de la vapeur et influe sur la viabilité des projets d'injection cyclique de vapeur. Du côté de l'offre, certains projets sont mis en oeuvre plus tard dans le scénario 2 que dans le scénario 1, ce qui reflète le rythme plus bas de l'innovation technologique et les prix plus élevés du gaz.

Dans les deux scénarios, la production reste essentiellement la même jusqu'en 2003, les coûts de l'offre étant semblables. En 2025, les taux de production sont d'environ 116 000 m³/j et 95 000 m³/j respectivement dans les scénarios 1 et 2 (figure 7.10).

Dans la sensibilité à 14 \$, la production de bitume diminue considérablement, chutant à 40 000 m³/j en 2002, avant d'augmenter graduellement à 65 000 m³/j en 2025, soit environ 32 % de moins que dans le scénario 2. Dans la

sensibilité à 22 \$, la production de bitume augmente de façon marquée, atteignant 187 000 m³/j en 2025, soit 61 % de plus que dans le scénario 1.

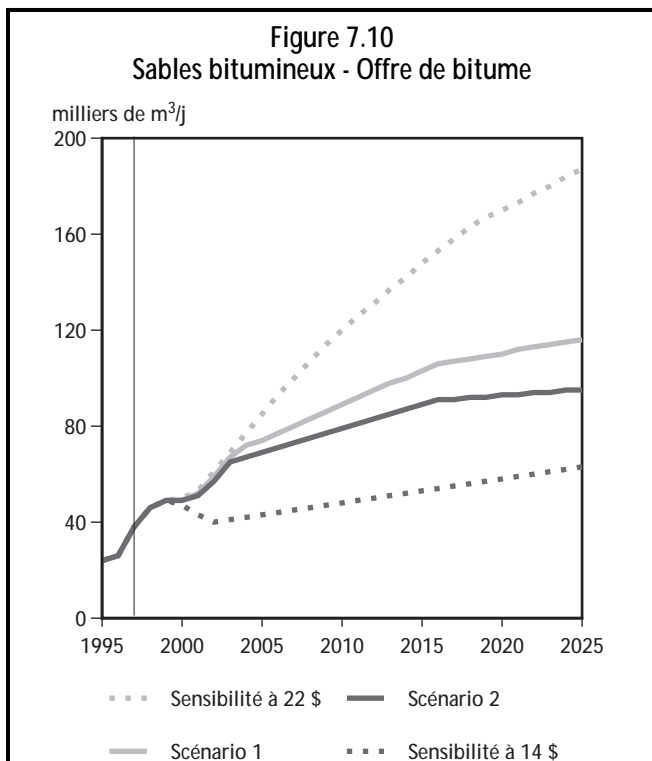
Les projections présentées ci-haut incluent la production primaire de bitume des régions des sables bitumineux. Cette production passe d'environ 2 500 m³/j en 1997 à quelque 10 000 m³/j en 2005 dans le scénario 1 et se stabilise après cette date. Dans le scénario 2, le niveau de production est semblable, mais la production maximum n'est pas atteinte avant 2007.

7.8 ÉCART DE PRIX ENTRE LE PÉTROLE LOURD ET LE PÉTROLE LÉGER

Les pétroles bruts légers commandent généralement des prix plus élevés que les pétroles bruts lourds et le bitume, traduisant leur valeur relative pour les raffineurs. Le choix de mélange de charges d'alimentation du raffineur est déterminé par les valeurs marchandes comparatives des produits obtenus à partir du pétrole léger par rapport aux produits tirés du pétrole lourd traité dans les cokeries. Ce « différentiel de cokéfaction » détermine l'écart minimum de prix entre le brut léger et le brut lourd qui est requis par les raffineurs. Les prix affichés pour les Light Par à Edmonton et le Bow River Heavy Blend à Hardisty ont servi à calculer l'écart de prix entre le pétrole lourd et le pétrole léger.

Entre 1988 et 1998, l'écart de prix a fluctué entre 3 \$ et 9 \$ le baril, pour une moyenne de 5 \$ le baril. En général, l'écart rétrécit lorsque l'offre de pétrole lourd se raréfie, et il se creuse lorsque son offre augmente. La capacité de conversion pour les pétroles lourds joue aussi un rôle important. La forte baisse des prix du pétrole brut enregistrée en 1997 et en 1998 a provoqué une diminution de la production de pétrole lourd dans le BSOC, si bien que la demande de pétrole lourd canadien dans le Midwest américain a été supérieure à l'offre. L'écart de prix a donc chuté à environ 2 \$ le baril au début de 1999.

Dans les deux scénarios, on présume que l'écart de prix augmentera graduellement pour s'établir à 5 \$ le baril en 2002 et qu'il restera à ce niveau, ce qui correspond à la moyenne à long terme. Il est probable que l'écart variera entre des valeurs minimums et maximums, mais l'analyse n'a pas tentée de définir à quel moment ces cycles de variation surviendront.



7.9 VALORISATION RÉGIONALE

L'offre prévue de pétrole lourd, de bitume et de pétrole brut valorisé dépend de la mise en place d'une capacité additionnelle de valorisation au Canada ou sur les marchés américains. Cette valorisation peut avoir lieu dans plusieurs types d'installations : exploitation minière et valorisation intégrée; usines de valorisation régionales indépendantes; usines de valorisation associées aux raffineries existantes; petites unités de valorisation sur place. Certains producteurs songent également à produire des pétroles bruts partiellement valorisés qui nécessiteraient moins de diluant, ainsi que des pétroles adaptés spécifiquement aux exigences des raffineries. En général, la capacité de valorisation sera ajoutée si l'écart de prix entre le pétrole lourd et le pétrole léger justifie l'investissement. En outre, plus l'offre de pentanes plus utilisés comme diluants se resserrera, plus son prix augmentera, ce qui constituera un incitatif additionnel en faveur de la valorisation.

De nombreux projets de recherche prometteurs sont en cours et portent sur des méthodes nouvelles et améliorées de raffinage du bitume et du pétrole brut lourd, ainsi que sur la valorisation partielle sur place. D'importants progrès technologiques pourraient abaisser sensiblement les coûts de la valorisation.

Dans les deux scénarios, on présume que l'agrandissement proposée de l'usine de Husky à Lloydminster atteindra le stade de la production en 2001, faisant passer sa capacité de 10 300 m³/j à 23 200 m³/j. De plus, une capacité supplémentaire de valorisation non précisée de 13 000 m³/j est supposée pour 2008 dans le scénario 1 et pour 2015 dans le scénario 2.

7.10 OFFRE DE PENTANES PLUS ET BESOINS EN DILUANTS

Même si certains pentanes sont dérivés du condensat de champ, la majeure partie de l'offre provient de la transformation du gaz naturel. Il s'ensuit que la projection de l'offre de pentanes plus est directement liée à celle de l'offre de gaz naturel (voir le chapitre 5). Les pentanes plus sont inclus dans le chapitre sur le pétrole car ils sont utilisés principalement comme diluants dans les mélanges de pétrole brut lourd et de bitume, et comme charge d'alimentation directe dans les raffineries.

Dans le scénario 1, on prévoit une augmentation de l'offre de pentanes plus, qui passera du niveau actuel d'environ 26 000 m³/j à 36 300 m³/j en 2013, puis diminuera à 23 000 m³/j en 2025. Dans le scénario 2, on prévoit une augmentation de l'offre, qui atteindra 31 000 m³/j en 2011 puis chutera à 7 000 m³/j en 2025. Ces volumes n'incluent pas la production associée aux projets d'exploitation pétrolière au large de Terre-Neuve, qui devrait rester dans le flux du pétrole brut.

Dans la sensibilité à 14 \$, l'offre de pentanes plus est inférieure de 9 % à celle du scénario 2; dans la sensibilité à 22 \$, elle est supérieure de 3 % à celle du scénario 1.

Besoins en diluants

Les pentanes plus sont principalement utilisés comme diluants dans les mélanges de pétrole brut lourd et de bitume afin d'en faciliter le transport par pipeline jusqu'aux marchés. Habituellement, le bitume brut nécessite un ajout d'environ 40 % de diluant, contre environ 7 % pour le pétrole lourd classique. En 1997, il y a eu une pénurie relative de pentanes plus pouvant servir comme diluants, et plusieurs mesures ont été prises pour remédier à la situation. Une nouvelle norme de viscosité a été adoptée sur le réseau pipelinier Enbridge au début de 1999, ce qui a permis de réduire les besoins en diluants d'environ 10 %. On a également élaboré un programme de redressement du prix du condensat pour encourager l'utilisation de pétrole brut léger à titre de diluants.

On estime qu'environ 4 000 m³/j de pentanes plus ne pourront pas être utilisés comme diluants. Ce volume inclut les quantités utilisées dans les projets de récupération assistée du pétrole par injection de fluides miscibles, comme charges d'alimentation dans les raffineries, et celles qui demeurent dans le flux de pétrole brut léger.

Le rythme de réalisation des projets liés au bitume et la capacité de valorisation installée sont deux grands facteurs qui détermineront la demande de diluants. On présume que les nouveaux projets miniers d'exploitation de sables bitumineux incluront une capacité de valorisation, et qu'ils ne nécessiteront donc pas l'ajout net de diluants. Toutefois, on suppose que les projets d'exploitation de bitume *in situ* ne comprendront qu'une valorisation partielle, sinon aucune, et qu'ils nécessiteront donc une quantité considérable de diluants. La figure 7.11 donne une indication de l'équilibre entre l'offre de pentanes plus et les besoins en diluants dans les deux scénarios. Le

scénario 1 prévoit une pénurie soutenue à partir de 2018, et le scénario 2, à partir de 2016. En 2025, la pénurie est d'environ 11 000 m³/j dans le scénario 1 et d'environ 18 000 m³/j dans le scénario 2. Même si une plus grande quantité de pétrole brut lourd mélangé est produite dans le scénario 1 que dans le scénario 2, une capacité de valorisation additionnelle survient plus tôt, ce qui réduit les besoins nets en diluants.

Dans la sensibilité à 14 \$, les besoins en diluants sont inférieurs d'environ 12 000 m³/j à ceux estimés dans le scénario 2 en 2025. Il s'ensuit que la pénurie éventuelle liée à l'utilisation de diluants ne survient pas avant 2022. Dans la sensibilité à 22 \$, les besoins en diluants sont supérieurs d'environ 22 000 m³/j à ceux estimés dans le scénario 1 en 2025. La pénurie éventuelle survient en 2006 et se chiffre à 33 000 m³/j en 2025.

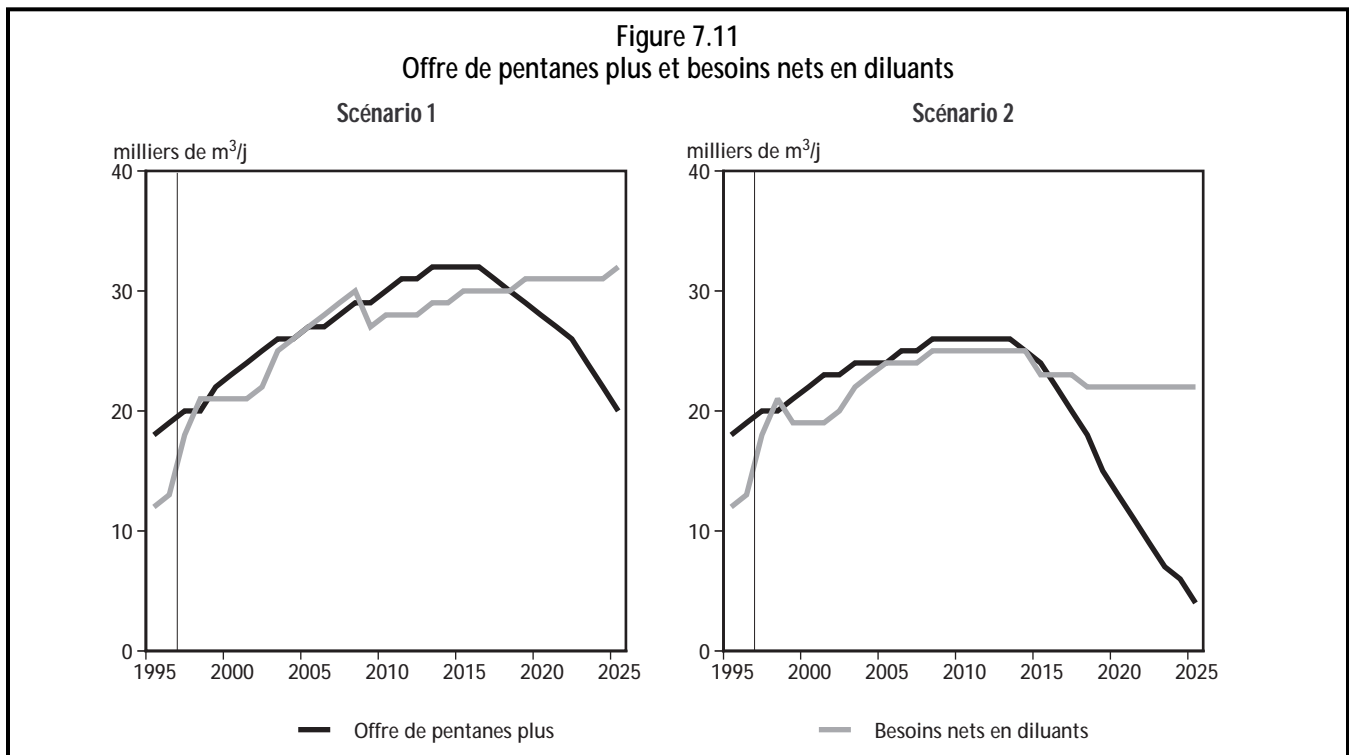
La pénurie éventuelle pourrait être allégée par l'ajout de capacité de valorisation locale. De même, une partie de cette pénurie pourrait être compensée par l'utilisation d'un autre diluant, comme le pétrole brut léger ou des produits raffinés légers, tel le naphte. Néanmoins, la pénurie éventuelle ne devrait pas faire obstacle aux projets de mise en valeur du pétrole lourd ou des sables bitumineux.

7.11 OFFRE DISPONIBLE NETTE - PÉTROLE BRUT ET ÉQUIVALENTS

La production nette disponible de pétrole brut correspond à la somme de la production de brut léger classique, de brut valorisé, de pentanes plus et de brut lourd mélangé, une fois satisfaits les besoins locaux en charges d'alimentation et en diluants (figure 7.12). On suppose qu'aucune quantité de brut léger ne sera utilisée comme diluant. Les projections de l'offre disponible tiennent compte des besoins en diluants à mélanger au pétrole lourd et au bitume, des volumes de diluants recyclés, des pertes de produits durant la valorisation et des volumes de pentanes plus non disponibles sur le marché en aval.

Dans le scénario 1, l'offre disponible nette augmente de 331 000 m³/j en 1997 à un sommet de 500 000 m³/j en 2007, elle fléchit graduellement par la suite pour atteindre un niveau de 410 000 m³/j en 2025. Dans le scénario 2, le sommet est légèrement plus bas (440 000 m³/j) et le fléchissement est un peu plus marqué que dans le scénario 1, avec un niveau de production de 330 000 m³/j à la fin de la période de projection.

En 1997, le pétrole léger classique, le pétrole lourd mélangé et le brut valorisé représentaient respectivement 41 %, 40 % et 18 % de l'offre disponible nette. La baisse de la production de pétrole brut léger classique et l'impor-



tance croissante du pétrole brut valorisé et du pétrole brut lourd mélangé sont des facteurs communs aux deux scénarios.

Dans le scénario 1, la contribution du pétrole léger classique en 2025 ne représente que 18 % du total, celle du brut valorisé 50 % et celle du pétrole lourd mélangé 32 %. Dans le scénario 2, le pétrole léger classique représente 20 % du total, le brut valorisé 53 % et le pétrole lourd mélangé 25 %.

Dans la sensibilité à 14 \$, l'offre disponible nette de pétrole brut est de 227 000 m³/j en 2025, ce qui est inférieur de 33 % à celle estimée dans le scénario 2. Dans la sensibilité à 22 \$, l'offre disponible nette de pétrole brut est d'environ 651 000 m³/j en 2016, et elle se maintient à peu près à ce niveau jusqu'à la fin de la période de projection, moment où elle est supérieure d'environ 53 % à celle du scénario 1.

7.12 BESOINS DES RAFFINERIES EN CHARGES D'ALIMENTATION

La présente section porte sur les besoins des raffineries canadiennes en charges d'alimentation. Ces besoins sont estimés en fonction de la demande projetée

de produits pétroliers (chapitre 3) et des niveaux présumés des exportations et des importations de produits.

7.12.1 Besoins totaux des raffineries en charges d'alimentation

Les principales variables des besoins totaux des raffineries en charges d'alimentation sont présentées dans le tableau 7.5.

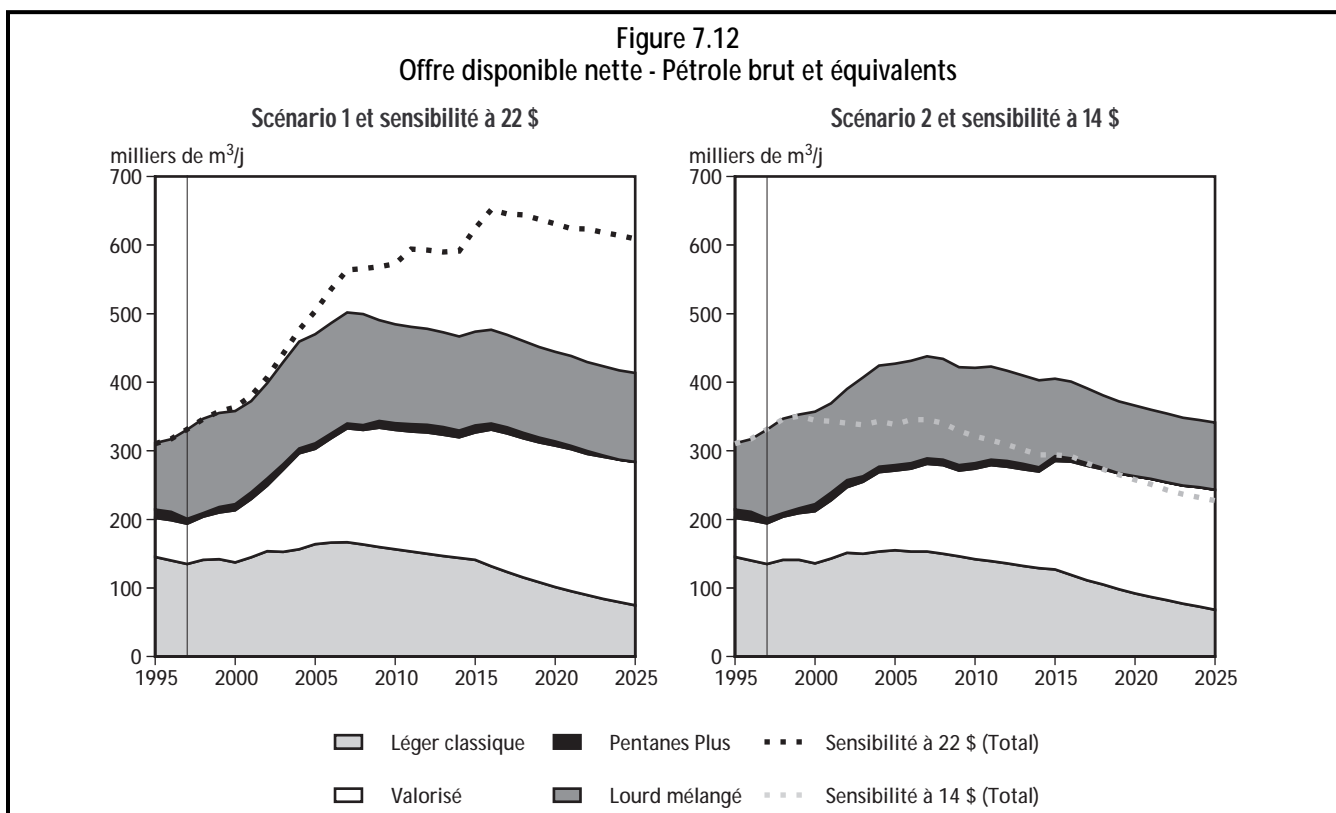
Demande intérieure de produits pétroliers

La demande intérieure totale de produits pétroliers s'est élevée à 268 000 m³/j en 1997. En 2025, elle augmente à 370 000 m³/j dans le scénario 1 et à 330 000 m³/j dans le scénario 2.

Exportations et importations de produits pétroliers raffinés

Les exportations et les importations de produits pétroliers continueront de jouer un rôle dans l'équilibre de l'offre et de la demande. Les raffineurs et les négociants exporteront et importeront des produits afin de compenser les déséquilibres saisonniers et régionaux de la demande et d'exploiter les raffineries le plus efficacement possible.

Les exportations totales de produits pétroliers se sont élevées en moyenne à 49 000 m³/j en 1997. Elles devraient se maintenir à peu près à ce niveau pendant toute la



période de projection dans les deux scénarios. Près de 70 % des exportations proviendront des provinces de l'Atlantique, compte tenu des ententes de traitement existantes et du maintien des débouchés sur la côte Est américaine.

En 1997, les importations de produits pétroliers ont totalisé en moyenne 26 000 m³/j. Certains gros clients industriels et services publics de l'Est du Canada devraient continuer à importer du mazout lourd pour leur propre consommation. Toutefois, les volumes importés seront inférieurs à ceux des années antérieures en raison de la production de gaz naturel sur la plate-forme Scotian. En outre, les importations accrues de produits permettront de répondre à la hausse de la demande en Colombie-Britannique. Dans l'ensemble, il est prévu que les importations s'accroîtront pour atteindre 36 000 m³/j dans le scénario 1 et 30 000 m³/j dans le scénario 2.

Par le passé, certains raffineurs ont effectué des transferts interrégionaux de produits pétroliers pour satisfaire la demande régionale et équilibrer les opérations des raffineries. Durant la période de projection, ces transferts de produits raffinés devraient se poursuivre, notamment entre Edmonton et la Colombie-Britannique, province où plusieurs raffineries ont été fermées. En outre, les transferts en Ontario de produits provenant des Prairies et du Québec devraient demeurer près de leurs niveaux actuels au cours de la période de projection.

Tableau 7.5
Besoins des raffineries en charges d'alimentation et sources des charges
(en milliers de m³/j)

	1997	2010		2025	
		Scén. 1	Scén. 2	Scén. 1	Scén. 2
Demande de					
produits pétroliers	268	310	297	370	330
Exportations de produits	49	48	48	48	48
Importations de produits	(26)	(29)	(27)	(36)	(30)
Variation des stocks	(2)	0	0	0	0
Besoins totaux en charges					
d'alimentation	289	329	318	383	348
Sources :					
Pétrole brut léger	212	247	235	298	263
Pétrole brut lourd	52	60	60	63	63
Autre	25	22	22	22	22
Total	289	329	318	383	348

7.12.2 Besoins en charges d'alimentation par type de pétrole brut

En général, les raffineries canadiennes utilisent du pétrole brut léger pour fabriquer des produits pétroliers, la plus grande partie de la production de brut lourd étant exportée. Par conséquent, afin d'évaluer dans quelle mesure la production nationale peut satisfaire la demande intérieure de charges d'alimentation, il faut établir des bilans distincts de l'offre et de la demande de pétrole brut léger et de pétrole brut lourd. Dans cette section, le pétrole lourd désigne le pétrole lourd classique ou le pétrole lourd mélangé, et le pétrole léger comprend le pétrole brut léger classique, le brut valorisé et les pentanes plus.

Pétrole brut léger

Le tableau 7.6 présente les perspectives de l'offre et de l'utilisation de pétrole brut léger et d'équivalents. Selon les prévisions, la moitié de la production extracôtière en provenance de la côte Est sera exportée et le reste sera traité en quantités égales par les raffineries dans les provinces de l'Atlantique et au Québec.

Le pipeline reliant Sarnia à Montréal a été inversé en mai 1999. Sa capacité initiale est d'environ 16 000 m³/j et on suppose qu'elle sera portée à 32 000 m³/j d'ici juillet 2000 et à 38 000 m³/j d'ici juillet 2001.

Il est aussi présumé que le pétrole brut de l'Ouest canadien servira d'abord à répondre à la demande des raffineries dans cette partie du pays, puis à satisfaire

Tableau 7.6
Offre et utilisation de pétrole brut léger
(en milliers de m³/j)

	1997	2010		2025	
		Scén. 1	Scén. 2	Scén. 1	Scén. 2
Offre intérieure ¹	201	339	282	280	232
Importations	92	94	96	125	119
Offre totale	292	432	378	405	351
Besoins intérieurs					
totaux	212	247	235	298	263
Exportations	80	185	143	108	88
Utilisation totale	292	432	378	405	351
Exportations nettes (importations)	(11)	92	47	(18)	(31)

¹ L'offre intérieure ne comprend pas les besoins en diluants pour le pétrole brut lourd.

certain des besoins en pétrole brut léger de l'Ontario. Le reste sera exporté.

En 1997, la production de pétrole brut léger s'est élevée à 201 000 m³/j, et la demande des raffineries canadiennes à 212 000 m³/j. Pendant la même année, les exportations canadiennes ont totalisé environ 80 000 m³/j et les importations, 92 000 m³/j. Les importations étaient concentrées dans l'Est du Canada.

Dans le scénario 1, l'offre de pétrole brut léger passe à 339 000 m³/j en 2010 et se maintient à peu près à ce niveau pendant les cinq années subséquentes. Dans le scénario 2, elle passe à 282 000 m³/j en 2010 et à 292 000 m³/j en 2015. Ces augmentations traduisent la hausse de production dans la zone extracôtière de l'Est et l'accroissement de la production de pétrole brut valorisé. Après 2015 et jusqu'à la fin de la période de projection, l'offre de brut léger diminue dans les deux scénarios.

On prévoit que, d'ici 2025, les besoins intérieurs totaux de pétrole brut léger vont augmenter pour atteindre 298 000 m³/j et 263 000 m³/j dans les scénarios 1 et 2, respectivement. À ces niveaux, la capacité des raffineries sera insuffisante pour répondre à la demande au Québec, en Ontario et dans les Prairies. Par conséquent, les raffineurs devront augmenter leur capacité, réduire leurs exportations ou accroître leurs importations de produits pour répondre à la demande.

Dans le scénario 1, les exportations de pétrole brut léger atteignent un sommet d'environ 185 000 m³/j en 2010; dans le scénario 2, elle culminent à environ 150 000 m³/j en 2005. Près de 30 000 m³/j sont exportés de la zone extracôtière de l'Est vers les marchés américains.

Pétrole brut lourd

Les perspectives de l'offre et de l'utilisation de pétrole brut lourd sont présentées dans le tableau 7.7. En 1997, l'offre intérieure en brut lourd mélangé a atteint 131 000 m³/j. Dans le scénario 1, elle augmente à

161 000 m³/j en 2005 puis baisse à 132 000 m³/j en 2025. Dans le scénario 2, elle grimpe à 148 000 m³/j en 2005 puis diminue progressivement tout au long de la période de projection pour atteindre environ 98 000 m³/j en 2025.

Bien que la plupart des raffineries canadiennes aient été conçues pour traiter le brut léger, elles utilisent également de faibles volumes de brut lourd, notamment pour produire de l'asphalte durant l'été. Les besoins de brut lourd, à l'exclusion des charges d'alimentation destinées aux usines de valorisation, devraient augmenter quelque peu dans les deux scénarios, passant de 52 000 m³/j en 1997 à 63 000 m³/j en 2025. Les importations de brut lourd par les raffineries au Québec et des provinces de l'Atlantique totaliseront environ 25 000 m³/j de ce volume tout au long de la période de projection.

Les exportations de pétrole brut lourd se sont chiffrées à 103 000 m³/j en 1997. Dans le scénario 1, elles atteignent un sommet à 127 000 m³/j en 2005 puis baissent à 94 000 m³/j en 2025. Dans le scénario 2, elles augmentent à 115 000 m³/j en 2005 puis chutent à 60 000 m³/j en 2025.

Tableau 7.7
Offre et utilisation de pétrole brut lourd
(en milliers de m³/j)

	1997	2010		2025	
		Scén. 1	Scén. 2	Scén. 1	Scén. 2
Offre intérieure ¹	131	146	139	132	98
Importations	24	25	25	25	25
Offre totale	155	171	165	157	123
Besoins intérieurs					
totaux	52	60	60	63	63
Exportations	103	111	104	94	60
Utilisation totale	155	171	165	157	123
Exportations nettes	79	86	79	68	34

¹ L'offre intérieure comprend les besoins en diluants pour le pétrole brut lourd.

DOCUMENTS DE RÉFÉRENCES

- a *Ressources en pétrole du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien*, P. J. Lee, Commission géologique du Canada, 1998.
- b *L'énergie au Canada - Offre et demande 1993-2010, Rapport technique*, Office national de l'énergie, 1994.
- c *Probabilistic Estimates of Hydrocarbon Volumes in the MacKenzie Delta and Beaufort Sea Discoveries*, Office national de l'énergie, 1998.
- d *Alberta's Reserves 1997*, Alberta Energy and Utilities Board, Statistical Series 98-18, 1997.
- e *Ressources en pétrole brut classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien*, B. Bowers, K. Drummond, The Journal of Canadian Petroleum Technology, volume 36, no 2, 1997.
- f *Statistical Handbook*, Association canadienne des producteurs pétroliers et Well Cost Study for Canada, Petroleum Services Association of Canada.
- g *The Generalized 20/80 Law Using Probabilistic Fractals Applied to Petroleum Field Size*, Crovelli, R.A., Nonrenewable Resources, v.4, no.3, 1995.

Charbon

8.1 INTRODUCTION

Ce chapitre présente les prévisions de l'Office sur les ressources en charbon, les prix, les marchés et les progrès technologiques qui influent sur l'offre et la demande de charbon. Les résultats détaillés sont présentés à l'Annexe 8 : *Charbon*.

8.2 RESSOURCES ET RÉSERVES CANADIENNES DE CHARBON

Le degré de métamorphisme que subit le charbon, pendant qu'il passe successivement de la tourbe au lignite, puis à la forme subbitumineuse et bitumineuse et, enfin, à l'antracite, influe considérablement sur ses propriétés physiques et chimiques. C'est ce que l'on appelle les catégories de charbon.

Les charbons de catégorie inférieure, comme le lignite et le charbon subbitumineux, sont caractérisés par une teneur élevée en humidité et un faible pouvoir calorifique. On les utilise dans la production d'énergie et dans la fabrication du ciment. Les charbons de catégorie supérieure, qui comprennent le charbon bitumineux et l'antracite, ont une faible teneur en humidité, une teneur élevée en carbone et un grand pouvoir calorifique. Ils servent dans la production d'énergie et de coke, qui est un agent réducteur et une source de chaleur pour l'industrie sidérurgique. Les dépôts canadiens d'antracite ne sont pas exploités actuellement. Compte tenu des préoccupations croissantes liées aux émissions de dioxyde de soufre et aux pluies acides, les réserves de l'Ouest canadien, qui ont généralement une teneur faible en soufre, suscitent un grand intérêt.

Les estimations des ressources en charbon n'incluent que les gisements dont l'épaisseur se situe à l'intérieur de limites précises, qui donnent une mesure de la faisabilité économique et technique de leur exploitation. Ces estimations sont habituellement ventilées en fonction de deux grandes catégories : les ressources d'intérêt immédiat et

les ressources d'intérêt futur. Pour présenter un intérêt immédiat, les ressources doivent être constituées de couches de charbon dont l'épaisseur, la qualité, la profondeur et l'emplacement favorisent leur exploration plus poussée et leur mise en valeur imminente. Les ressources d'intérêt futur sont plus coûteuses à exploiter en raison de leur éloignement ou de leur profondeur.

Près de 95 % des ressources d'intérêt immédiat se trouvent dans l'Ouest canadien (tableau 8.1). Environ 60 % d'entre elles se présentent sous la forme de gisements de lignite et de charbon subbitumineux de qualité inférieure situés pour la plupart en Alberta. Les ressources bitumineuses d'intérêt immédiat de meilleure qualité, se trouvent surtout en Colombie-Britannique, mais l'Alberta et la Nouvelle-Écosse renferment aussi d'importants gisements. Les ressources d'intérêt futur sont concentrées à de grandes profondeurs dans les plaines de l'Alberta et dans l'Arctique (Annexe 8).¹

Tableau 8.1
Ressources en charbon en place d'intérêt immédiat
(mégatonnes)

	bitumineux faiblement volatil - anthracite	bitumineux faiblement à modérément volatil	bitumineux modérément à très volatil	bitumineux très volatil	Lignite- Sub- bitumineux	Total
Colombie-						
Britannique	1 610	9 270	7 190	645	1 090	19 805
Alberta	815	3 515	1 710	7 420	33 475	46 935
Saskatchewan	-	-	-	-	7 595	7 595
Ontario	-	-	-	-	180	180
Nouveau-						
Brunswick	-	-	75	-	-	75
Nouvelle-Écosse	-	-	1 405	-	-	1 405
Yukon et District						
du Mackenzie	90	-	150	350	2 290	2 880
Canada	2 515	12 785	10 530	8 415	44 630	78 875

Source : *Ressources canadiennes en charbon*, Commission géologique du Canada, document 89-4, 1989.

¹ La Commission géologique du Canada entreprend, par le biais de son Inventaire national, une réévaluation complète des ressources en charbon du Canada, qui incorpore toutes les données de l'industrie et des gouvernements provinciaux. Cet inventaire vise à évaluer la disponibilité des ressources en incorporant des critères économiques rigoureux fondés sur l'utilisation finale et la machinerie d'exploitation minière existante, ainsi que sur l'occupation des sols en surface et d'autres facteurs environnementaux qui limitent l'accès aux sources.

Les réserves sont des gisements dont le périmètre a été bien délimité grâce à l'exploration et à l'échantillonnage et dont l'extraction est jugée rentable compte tenu de la technologie existante. La plus récente évaluation des réserves a été publiée en 1987, pour la fin de 1985 (tableau 8.2). Les réserves restantes représenteraient environ 90 fois la production canadienne de 1997 qui s'élevait à 79 mégatonnes. Les réserves de lignite se trouvent principalement en Saskatchewan, alors que toutes les réserves de charbon subbitumineux sont situées en Alberta. La majeure partie des réserves canadiennes de charbon bitumineux sont concentrées en Colombie-Britannique, mais on en trouve également de petites quantités en Alberta et en Nouvelle-Écosse.

8.3 PRIX

Le Canada est à la fois un importateur et un exportateur de charbon; les prix intérieurs ont donc tendance à refléter ce qui se passe sur les marchés mondiaux. De nombreux pays, dont les É.-U., ont une capacité de production non inutilisée qui peut être activée lorsque les

prix montent suffisamment. Cette production potentielle a tendance à limiter les augmentations soutenues des prix.

Les principaux acheteurs canadiens de charbon sont les services d'électricité. Les prix réels qu'ils paient ont diminué considérablement au cours des 10 à 15 dernières années (figure 8.1), reflétant la productivité accrue des opérations d'extraction, la rationalisation de l'industrie et les gains de productivité au chapitre du transport ferroviaire. Les coûts de transport représentent habituellement la moitié ou plus du prix du charbon livré.

Les prix du charbon varient d'une province à l'autre, en fonction des coûts de transport, de la qualité du produit et des conditions contractuelles. Ces dernières années, les prix canadiens moyens ont fluctué entre 1,15 \$ et 1,20 \$ le gigajoule (dollars de 1997). Les prix du charbon bitumineux canadien et importé en Ontario variaient entre 1,80 \$ et 2,20 \$ le gigajoule. Les services d'électricité en Alberta et en Saskatchewan ont payé de 0,50 \$ à 1,00 \$ le gigajoule pour le charbon subbitumineux et le lignite.

La productivité devrait continuer de s'améliorer, mais plus lentement qu'au cours des 15 dernières années. Plus tard au cours de la période visée par l'étude, les prix du charbon se stabilisent ou augmentent en raison de la hausse des prix du gaz naturel, lequel fait concurrence au charbon dans le secteur de la production d'électricité.

Tableau 8.2
Réserves établies restantes de charbon,
à la fin de 1985
(mégatonnes)

	Thermique ²			Métallurgique ³		
	Sub- Lignite	bitumineux	Bitumineux	Total	Bitumineux	Total
Colombie- Britannique	566	-	433	999	1 563	2 562
Alberta ¹	-	1 100	1 300	2 400	230	2 630
Saskatchewan	1 670	-	-	1 670	-	1 670
Nouveau- Brunswick	-	-	21	21	-	21
Nouvelle-Écosse	-	-	300	300	115	415
Canada	2 236	1 100	2 054	5 390	1 908	7 298

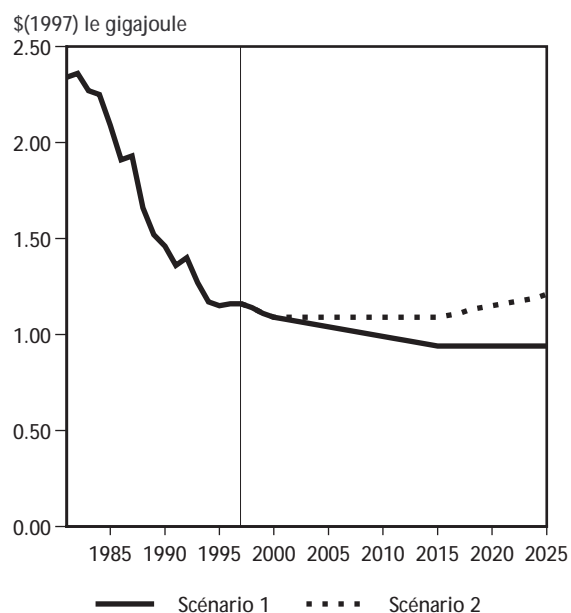
1 Selon les estimations de Energy and Utilities Board de l'Alberta, les réserves de charbon visées par les permis d'exploitation totalisaient 2 628 mégatonnes en décembre 1993 (EUB ST9-94-31).

2 Le charbon thermique comprend habituellement les catégories suivantes : lignite-subbitumineux, bitumineux très volatil et bitumineux faiblement volatil-anthracite.

3 Le charbon métallurgique inclut généralement les catégories suivantes : bitumineux faiblement à modérément volatil et bitumineux modérément à très volatil.

Source : *Exploitation du charbon au Canada, 1986, Rapport 87-3F, CANMET, 1987*

Figure 8.1
Prix du charbon des services d'électricité au Canada



Dans le scénario 1, le prix réel du charbon chute d'environ 20 % entre 1997 et 2015 puis se stabilise. Dans le scénario 2, l'accroissement de la productivité est moindre et le plafond concurrentiel imposé par les prix du gaz est plus élevé; la baisse à court terme est donc plus faible, et les prix augmentent à plus long terme. Les prix n'atteignent pas les niveaux du début des années 1990 dans aucun des deux scénarios.

8.4 DEMANDE INTÉRIEURE

Dans le scénario 1, la demande intérieure totale de charbon passe de 56 mégatonnes (Mt) en 1997 à 62 Mt en 2025, soit un taux de croissance annuel moyen de 0,4 %. Dans le scénario 2, elle chute à 52 Mt en 2025, soit une diminution annuelle moyenne de 0,3 % (figure 8.2).

Production d'électricité

En 1997, les centrales électriques ont consommé 49 Mt de charbon, soit près de 84 % de la demande intérieure. L'Ontario, l'Alberta et la Saskatchewan représentaient 91 % de cette consommation, le reste étant utilisé en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick. Le charbon devrait demeurer concurrentiel par rapport aux autres

combustibles utilisés pour la production d'électricité, particulièrement dans les installations existantes, même si on s'attend à une faible croissance de ce type de production (voir le chapitre 4).

Dans le scénario 1, la demande de charbon thermique augmente en Ontario, en Saskatchewan et en Alberta. En Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, on s'attend à ce que le gaz de la plate-forme Scotian pénètre le marché de la production d'électricité, ce qui entraînera une réduction de l'utilisation du charbon. Dans le scénario 1, l'augmentation annuelle moyenne de la demande canadienne de charbon thermique est de 0,6 % durant la période de projection. Dans le scénario 2, la demande est inférieure à celle du scénario 1 à cause de la demande plus faible d'électricité; en 2025, elle est inférieure d'environ 9 Mt.

Demande de charbon métallurgique

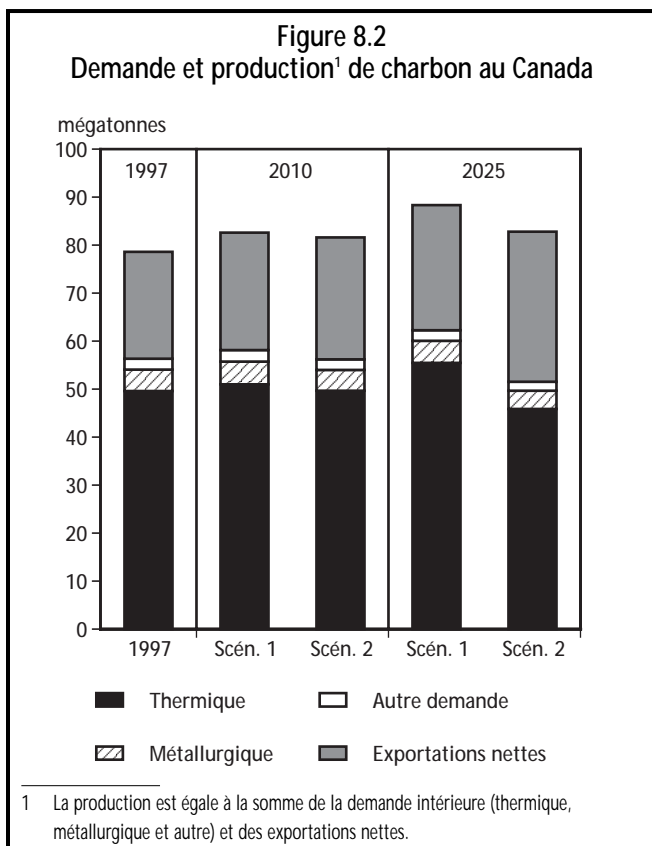
La demande de charbon métallurgique représente actuellement environ 11 % des besoins intérieurs. Elle provient presque toute de l'industrie sidérurgique de l'Ontario. Une hausse modérée de la demande est prévue, mais elle sera influencée par l'amélioration des procédés de fabrication de l'acier. Les deux principaux exemples de progrès technologiques sont l'injection de charbon pulvérisé, qui réduit la quantité de charbon consommée par tonne d'acier produite, et les fours à arc électrique, qui transforment la ferraille et ne nécessitent donc pas de charbon métallurgique. La demande de charbon métallurgique est plus faible dans le scénario 2 et diminue à plus long terme comparativement au scénario 1, en raison des meilleurs gains d'efficacité.

Autre demande de charbon

En 1997, un peu moins de 2 Mt de charbon étaient utilisées pour produire de la chaleur industrielle dans les cimenteries, les fonderies et d'autres industries, principalement au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique. On s'attend à ce qu'il y ait très peu d'augmentation dans les deux scénarios, compte tenu de la préférence des utilisateurs pour d'autres combustibles.

8.5 COMMERCE DU CHARBON

En 1997, les exportations de charbon ont totalisé 36 Mt, et les importations 14 Mt. Selon les scénarios 1 et 2, le Canada devrait demeurer un exportateur net de charbon (figure 8.2).



En 1997, le charbon métallurgique représentait 82 % des exportations, faites principalement à partir de l'Alberta et de la Colombie-Britannique vers le Japon et la République de Corée. La plupart du charbon thermique exporté par le Canada était aussi destiné à ces deux pays (voir l'Annexe 8). Les exportations totales devraient augmenter pour atteindre 43 Mt en 2025 dans les scénarios 1 et 2 (figure 8.3), soit un taux de croissance annuel moyen de 0,6 %. Ces prévisions comportent plusieurs incertitudes, notamment celles ayant trait aux perspectives mondiales de l'industrie sidérurgique et à la demande de charbon pour la production d'électricité. La part canadienne sur le marché mondial pourrait diminuer en raison des coûts de transport relativement élevés.^a

L'Ontario importe la majeure partie du charbon thermique et métallurgique dont elle a besoin, et des quantités plus faibles sont importées au Québec, en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick. Ces importations ont lieu parce que, dans l'Est du Canada, le charbon provenant de la région des Appalaches et jusqu'à un certain point, celui provenant du Wyoming et du Montana, est plus compétitif que celui produit dans l'Ouest canadien. Une petite quantité est également importée de la Colombie. Dans le scénario 1, les importations augmentent pour atteindre 17 Mt en 2025; dans le scénario 2, elles

fléchissent à 13 Mt, sous l'effet de la diminution des besoins pour la production d'électricité et de la baisse de la demande de charbon métallurgique.

8.6 PRODUCTION DE CHARBON

Les prévisions relatives à la production de charbon sont le résultat de l'analyse de la demande intérieure et des échanges commerciaux. Entre 1997 et 2025, la production annuelle augmente en moyenne de 0,4 % dans le scénario 1 et de 0,2 % dans le scénario 2, pour atteindre respectivement 88 Mt et 82 Mt en 2025 (figure 8.2). L'Ouest canadien conserve une part d'environ 97 %, tandis que la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick se partagent le reste.

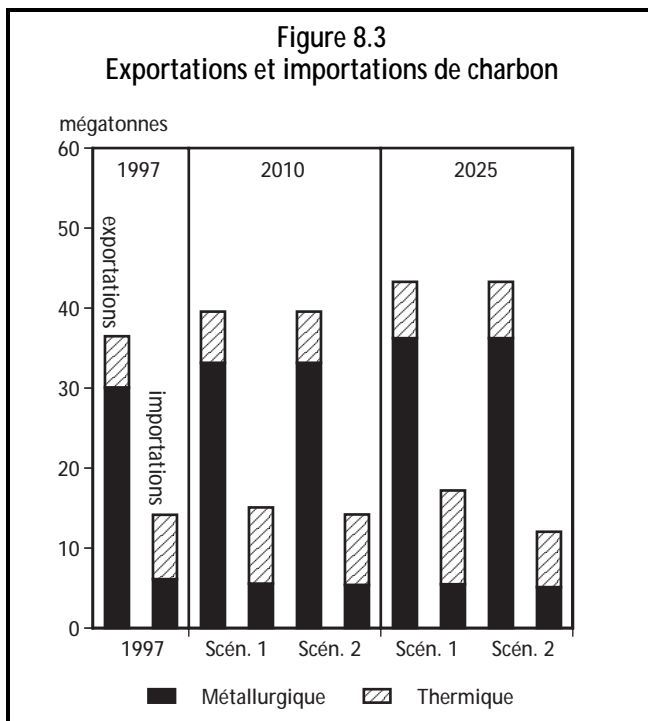
8.7 TECHNOLOGIES DU CHARBON

De nombreuses technologies en cours de développement pourraient accroître la compétitivité du charbon. La gazéification intégrée à cycle combiné (GICC) et le cycle combiné à lit fluidisé sous pression sont deux importantes technologies de combustion du charbon. En 1998, quatre centrales à lit fluidisé étaient en opération en Europe et au Japon, et cinq centrales à gazéification intégrée étaient exploitées aux É.-U. et en Europe.^b Selon les prévisions, il faudra réduire les coûts pour garantir l'application commerciale généralisée de ces techniques. Les émissions de dioxyde de soufre et d'oxyde nitreux peuvent également être réduites grâce à l'amélioration des procédés de pré-combustion (p. ex. épuration du charbon) et de post-combustion (p. ex. réduction catalytique sélective et réduction non catalytique sélective).

Dans la sensibilité R&R, l'Office présume que la GICC sera la technologie privilégiée dans toutes les centrales au charbon construites ou les reconditionnements majeurs après 2010 au Canada. Elle permettra d'accroître le rendement des centrales de 50 % par rapport aux centrales classiques alimentées au charbon.

DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE

- a *World Energy Outlook*, édition de 1998, Agence internationale de l'énergie.
- b *Coal Information* (1988 Edition), Agence internationale de l'énergie.



Sources et utilisations de l'énergie

9.1 INTRODUCTION

Le présent chapitre énonce les tendances qui se dégagent en ce qui a trait à l'offre et à la demande d'énergie au Canada ainsi qu'au commerce de l'énergie. Les résultats détaillés sont présentés à l'*Annexe 9 : Sources et utilisations de l'énergie*. Ce chapitre vise à illustrer l'équilibre entre la production nationale et les importations d'énergie, d'une part, et la demande intérieure et les exportations, d'autre part (figure 9.1).

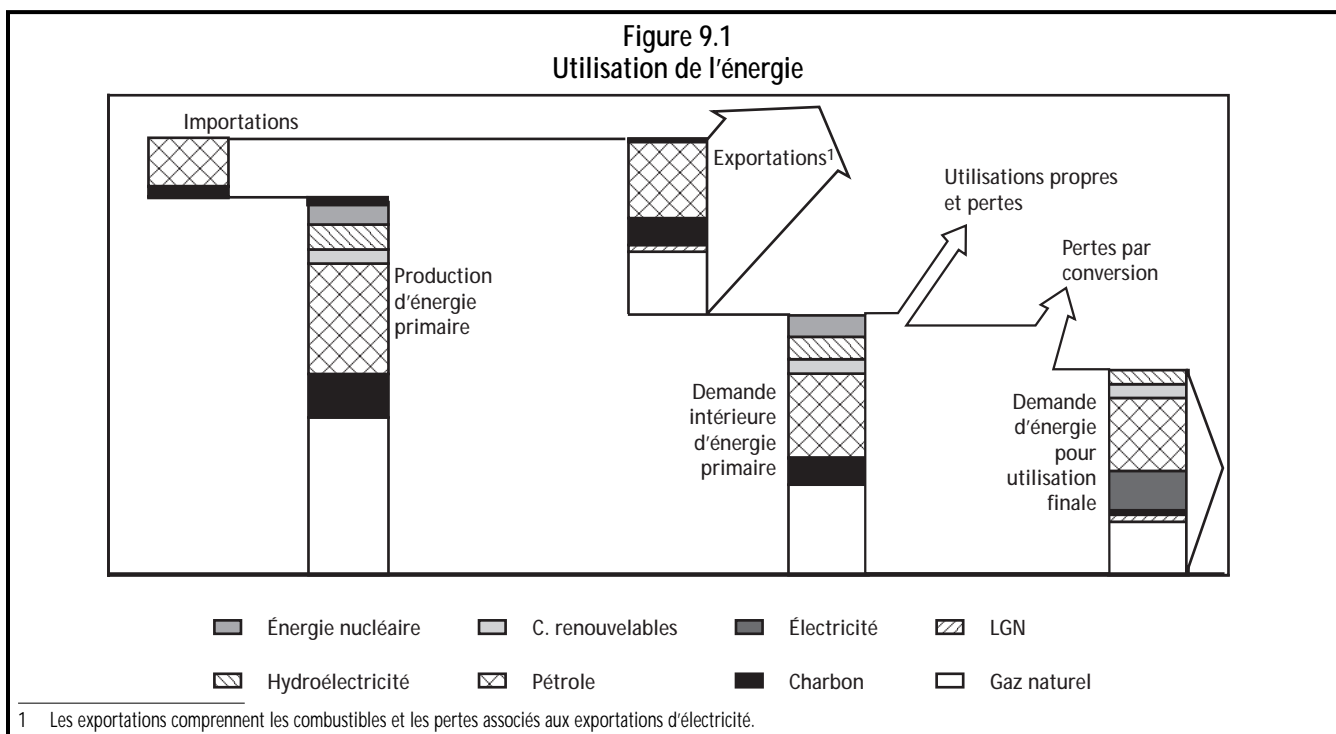
En passant des sources d'énergie primaire à la demande d'énergie pour utilisation finale, on a défini les sources d'énergie primaire, qui comprennent la production nationale d'énergie primaire et les importations. En soustrayant les exportations de ces sources d'énergie, on obtient la demande intérieure d'énergie primaire. Pour calculer la demande d'énergie pour utilisation finale à partir de l'énergie primaire, on doit soustraire les utilisations intermédiaires d'énergie, c'est-à-dire la transformation d'une forme d'énergie en une autre, et l'énergie utilisée par les fournisseurs pour livrer l'énergie aux marchés.

9.2 PRODUCTION D'ÉNERGIE PRIMAIRE

La production d'énergie primaire devrait augmenter d'environ 1,4 % par année entre 1997 et 2025 selon le scénario 1 et de 0,9 % selon le scénario 2 (figure 9.2). Ces valeurs sont inférieures au taux de croissance annuel moyen de la production, qui était de 4,5 % dans les années 1990.

Dans le scénario 1, la production atteint un maximum en 2020, puis elle décline d'environ 0,4 % par année entre 2020 et 2025. Dans le scénario 2, le déclin est plus prononcé; la production atteint un sommet en 2015 et diminue ensuite de près de 1 % par année entre 2015 et 2025.

Dans les deux scénarios, la part de la production que représente les diverses sources d'énergie demeure relativement stable. La part des combustibles renouvelables se situe entre 3 % et 4 % de la production totale d'énergie, tandis que l'hydroélectricité conserve une part de 6 % à 7 %. La production d'énergie nucléaire subit une légère baisse dans le scénario 1, tandis que dans le scénario 2, sa part reste stable à environ 6 %.



Dans les deux scénarios, la part du gaz naturel continue de croître, passant d'environ 37 % en 1997 pour dépasser les 45 % en 2025. Dans le scénario 1, la part du pétrole grimpe pour passer de 30 % en 1997 à 31 % en 2010, mais elle diminue ensuite pour s'établir à 25 % en 2025. Dans le scénario 2, la part du pétrole demeure la même qu'initialement, puis elle diminue pour se situer à 24 % en 2025. La part du charbon dans la production totale d'énergie décroît de 12 % en 1997 à 10 % en 2025 dans le scénario 1 et à 11 % dans le scénario 2.

9.3 IMPORTATIONS

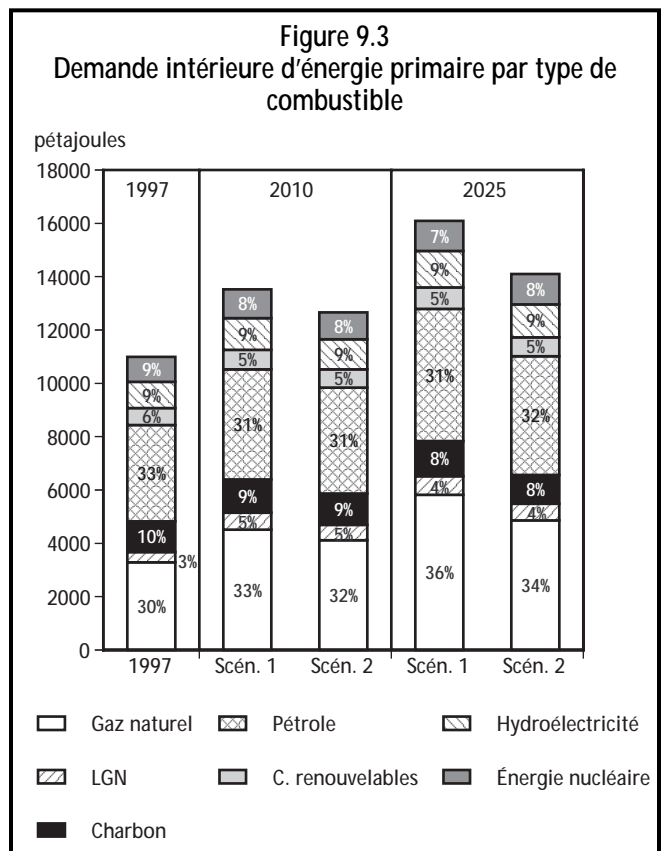
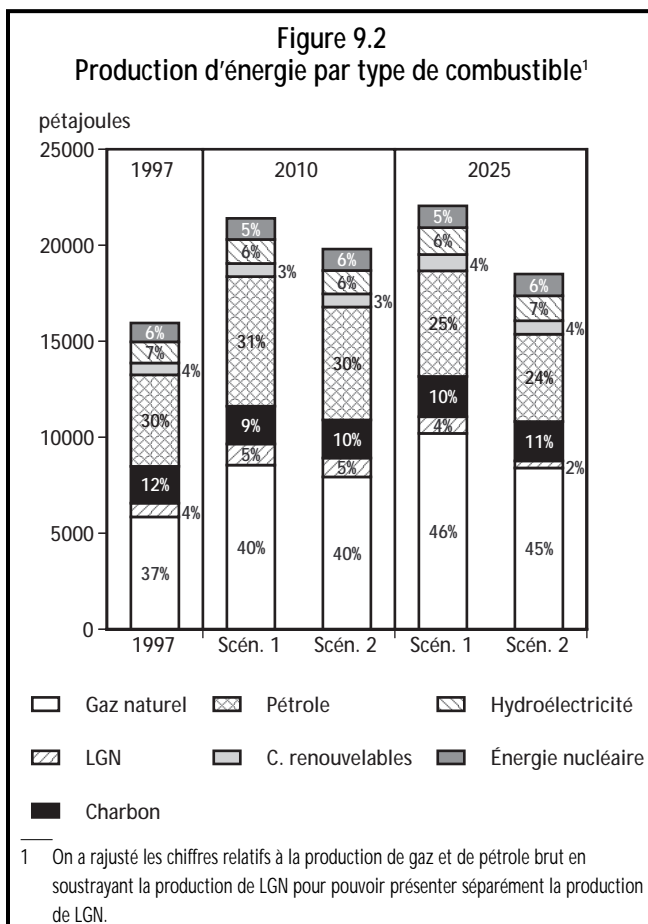
Le pétrole et le charbon dominent le marché des importations d'énergie. Les importations de ces deux combustibles en 1997 représentaient 96 % (2 531 PJ) des importations de combustibles, et elles continuent de représenter plus de 96 % des importations pour la plus grande partie de la période de projection. En 1997, les importations de charbon étaient de 419 PJ; en 2025, ces importations auront augmenté à 509 PJ selon le scénario 1, mais elles auront diminué à 404 PJ en 2025

selon le scénario 2. Dans les deux scénarios, les importations de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés demeurent près des niveaux de 1997 (2 112 PJ) jusqu'en 2015, pour éventuellement passer à 2 616 PJ dans le scénario 1 en 2025 et à 2 451 PJ dans le scénario 2.

Présentement, les importations de gaz naturel et de liquides de gaz naturel (LGN) sont négligeables, représentant moins de 1 % de la demande totale d'énergie. On s'attend à ce que les niveaux demeurent peu élevés pendant toute la période visée par l'étude. Toutefois, dans le scénario 2, les importations de LGN pourraient passer à plus de 200 PJ en 2025.

9.4 DEMANDE D'ÉNERGIE PRIMAIRE

La demande intérieure d'énergie primaire devrait croître à un rythme annuel moyen d'environ 1,6 % entre 1997 et 2025 dans le scénario 1, et d'environ 1,0 % dans le scénario 2 (figure 9.3). Les deux scénarios indiquent une croissance plus faible de la demande que pendant la période de 1990 à 1997, quand la croissance a été d'environ 2,2 % en moyenne par année. On ne prévoit pas un changement spectaculaire de la combinaison de combustibles. Les parts des combustibles renouvelables,



de l'énergie hydroélectrique et de l'énergie nucléaire demeurent relativement stables. Dans le scénario 1, la part du gaz naturel augmente pour passer de 30 % en 1997 à 36 % en 2025, tandis que la part du pétrole diminue, passant de 33 % en 1997 pour se situer à 31 % en 2025. Dans le scénario 2, la part du gaz naturel atteint 34 % en 2025, tandis que la part du pétrole subit une légère baisse pour se situer à 32 % en 2025. Dans les deux scénarios, la part du charbon dans la demande intérieure diminue légèrement pour passer de 10 % en 1997 à 8 % en 2025.

9.5 EXPORTATIONS

Les exportations sont un facteur important de la production d'énergie au Canada. En 1997, près de la moitié de la production d'énergie primaire était exportée. Cette part devrait décroître d'ici 2025, pour se situer à 44 % selon le scénario 1 et 42 % selon le scénario 2. Le pétrole brut et les produits pétroliers raffinés représentaient environ 42 % des exportations brutes, le gaz naturel, 38 %, et le charbon, 14 %.

Dans les deux scénarios, la part du gaz naturel devrait surpasser celle du pétrole d'ici 2015. Dans le scénario 1, en 2025, le gaz naturel devrait représenter 48 % des exportations brutes, et le pétrole, 36 %. Dans le scénario 2, le gaz naturel devrait représenter 47 % des exportations brutes en 2025, tandis que le pétrole pourrait représenter 35 %. Dans les deux scénarios, la part du charbon décroît à court terme, avant de se stabiliser ou d'augmenter. La part du charbon représente 13 % en 2025 dans le scénario 1 et 17 % dans le scénario 2. Dans les deux scénarios, la part des LGN correspond à environ 4 % des exportations brutes jusqu'en 2015, année où elle commencerait à diminuer.

9.6 EXPORTATIONS NETTES

Les exportations nettes devraient augmenter d'environ 4,7 % par année entre 1997 et 2010, selon le scénario 1, mais elles diminuent d'environ 1,4 % par année entre 2010 et 2025 (tableau 9.1). Dans le scénario 2, les exportations nettes sont censées augmenter à un rythme annuel moyen d'environ 3,3 % jusqu'en 2010, pour ensuite diminuer à un taux moyen de 2,4 % par année. Le commerce net d'électricité devrait continuer à représenter une petite propor-

tion de la production. Les exportations nettes de LGN augmentent pendant la première moitié de la période visée par l'étude. Ces exportations, qui étaient de 277 PJ en 1997, culminent à 446 PJ en 2015 selon le scénario 1, pour ensuite commencer à diminuer. Dans le scénario 2, les exportations nettes de LGN atteignent un sommet à 394 PJ en 2010, pour diminuer par la suite et atteindre une situation d'importations nettes d'ici 2025.

La composition des exportations nettes d'énergie change au cours de la période de projection. Le gaz naturel conserve toujours la part la plus importante des exportations nettes de combustibles du Canada. En 1997, le gaz naturel représentait 56 % des exportations nettes d'énergie; en 2025, cette part aura atteint 70 % selon le scénario 1 et 77 % selon le scénario 2. En 1997, la part du pétrole brut et des produits pétroliers était de 23 % des exportations nettes. Dans le scénario 1, cette part devrait croître pour atteindre 35 % en 2005, puis diminuer pour se situer à 14 % en 2025. Dans le scénario 2, cette part s'accroît pour atteindre 32 % en 2005, puis elle diminue pour s'établir à 7 % en 2025. Le charbon représentait 13 % des exportations nettes en 1997. Dans les deux scénarios, cette part diminue jusqu'à environ 10 % au milieu de la période visée par l'étude, avant d'augmenter à 12 % en 2025 selon le scénario 1 et 19 % selon le scénario 2.

Le Canada devrait demeurer un exportateur net d'énergie au cours de la période visée par l'étude. À l'exception des LGN, le Canada devrait avoir une balance commerciale positive pour chaque source d'énergie.

Tableau 9.1
Exportations nettes d'énergie
(Pétajoules)

	1997	2010		2025	
		Scén. 1	Scén. 2	Scén. 1	Scén. 2
Charbon	693	760	786	810	963
Électricité	115	62	99	64	59
Gaz naturel	2 997	4 062	4 181	4 783	3 715
LGN	277	439	394	183	(209)
Pétrole brut et produits pétroliers	1 228	2 821	2 126	966	342
Total	5 310	8 544	7 586	6 806	4 870

Émissions de gaz à effet de serre

10.1 INTRODUCTION

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) se fondent sur les prévisions relatives à l'offre et de la demande d'énergie présentée dans ce rapport. Les résultats tiennent également compte de l'impact de programmes connus, comme le programme Défi-Climat-mesures volontaires et registre (DC-MVR).

L'Office reconnaît l'intérêt et l'importance de l'Accord de Kyoto,¹ mais ses prévisions ne sont pas axés sur l'atteinte des objectifs qu'il fixe. Dans l'analyse des émissions, on évalue les impacts possibles des deux principaux scénarios, soit le maintien des tendances de la demande/offre à faible coût (scénario 1) et la demande à efficacité accélérée/maintien des tendances de l'offre (scénario 2), ainsi que l'incidence d'une plus grande pénétration des technologies de remplacement et des combustibles renouvelables (sensibilité R&R).

Durant les consultations, des intervenants ont exprimé l'avis qu'il faudrait inclure d'autres émissions, comme le dioxyde de soufre et les oxydes d'azote. Toutefois, d'autres organismes, comme Environnement Canada, sont plus en mesure que l'Office de fournir de telles prévisions. Le rapport ne traite que des GES, lesquels incluent le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et l'oxyde nitreux (N₂O).

10.2 MÉTHODOLOGIE

Les émissions de gaz à effet de serre sont estimées à partir de la demande d'énergie pour utilisation finale dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel et celui des transports. Elles sont calculées en appliquant des coefficients d'émission aux prévisions de la demande de combustibles. La plupart des coefficients sont fournis par Environnement Canada³ et Ressources naturelles Canada (RNCAN) et sont présentés à l'Annexe 10.

Outre les émissions des secteurs d'utilisation finale, on calcule également celles qui proviennent de la produc-

tion de combustibles fossiles et d'électricité. Pour le secteur du pétrole et du gaz, y compris la production à partir des sables bitumineux, on a employé la méthodologie appliquée dans le rapport de 1994;^b celle-ci est basée sur des études menées par l'Association canadienne des producteurs pétroliers^c (ACPP) et elle a été perfectionnée par l'ACPP et Environnement Canada. La démarche utilise un modèle mis au point par RNCAN, et les coefficients d'émissions appropriés figurant à l'Annexe 10. Les engagements pris par les producteurs de combustibles fossiles afin de réduire leurs émissions en vertu du programme DC-MVR sont inclus explicitement dans le modèle.

Les données sur les émissions fugitives de méthane provenant des mines de charbon à ciel ouvert dans l'Ouest canadien et des mines souterraines dans l'Est du Canada sont tirées des inventaires des émissions publiés par Environnement Canada.^d On a calculé les coefficients d'émission en fonction de la quantité totale de charbon extraite de 1990 à 1995, et on les a appliqués aux prévisions relatives à la production de charbon.

Par convention, les émissions de CO₂ attribuables à la combustion de la biomasse ne sont pas incluses dans l'inventaire national, si les forêts d'un pays sont gérées de façon durable. Les émissions issues de la combustion de bois de chauffage, des résidus de bois et de la liqueur de pâte sont calculées, mais elles ne sont pas incluses dans les tableaux des émissions sectorielles.

Même si le dioxyde de carbone est le principal gaz à effet de serre d'origine anthropique, le méthane et l'oxyde nitreux ont un impact beaucoup plus marqué, molécule pour molécule, sur le réchauffement de l'atmosphère. Ces gaz sont comparés au CO₂ en utilisant l'indice de potentiel de réchauffement du globe (PRG), qui est la mesure de l'effet de réchauffement d'un gaz sur l'atmosphère, relativement au CO₂. Le méthane a un PRG de 21, et le N₂O de 310. On multiplie les émissions de ces gaz par leur PRG

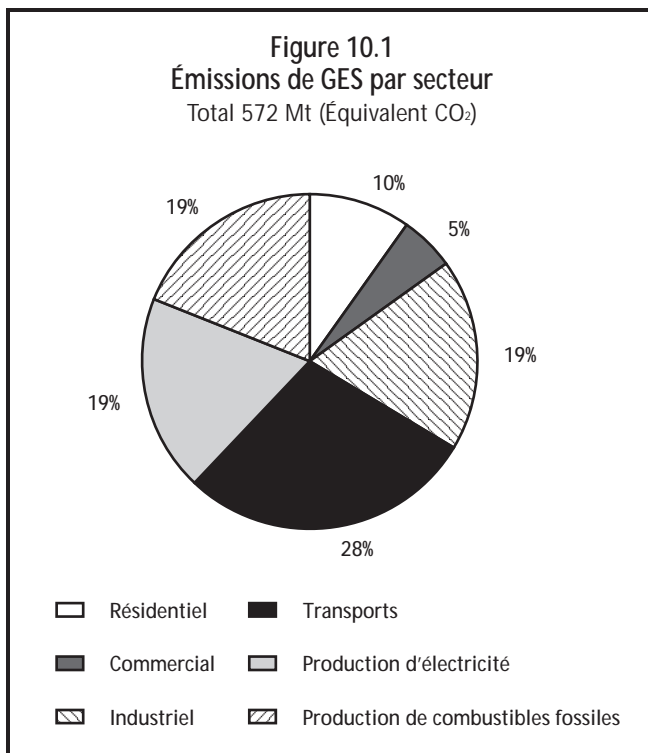
1 L'Accord de Kyoto a été signé en décembre 1997. Le Canada a accepté de réduire ses émissions de GES de 6 % par rapport aux niveaux de 1990, d'ici 2008 - 2012. L'Accord n'a pas été ratifié.

respectif pour obtenir un équivalent CO₂. L'équivalent CO₂ pour le CH₄ et le N₂O est indiqué dans les analyses.

10.3 ÉMISSIONS EN 1997

En 1997, les émissions totales de gaz à effet de serre attribuables à la consommation et à la production d'énergie s'élevaient à 572 mégatonnes (Mt). De ce total, 515 Mt étaient du CO₂, 39 Mt d'équivalent CO₂ de CH₄ et 18 Mt d'équivalent CO₂ de N₂O.

La figure 10.1 montre les émissions sectorielles (dont le CH₄ et le N₂O) en 1997. Le secteur des transports constitue la principale source d'émissions, avec 163 Mt. Le secteur industriel a émis 109 Mt, l'industrie de la production d'électricité 109 Mt, les sources résidentielles 56 Mt et les sources commerciales 30 Mt. Les industries du secteur de la production de combustibles fossiles ont émis 108 Mt de GES, dont 69 Mt étaient du CO₂, 38 Mt du méthane et 1,3 Mt du N₂O. Dans les industries de production de combustibles fossiles, le secteur de la production et du transport du pétrole a émis 42 Mt, celui de la production et du transport du gaz naturel, 62 Mt, et les 5 Mt restants étaient réparties entre le méthane fugitif des mines de charbon, l'entretien des puits et le torchage.



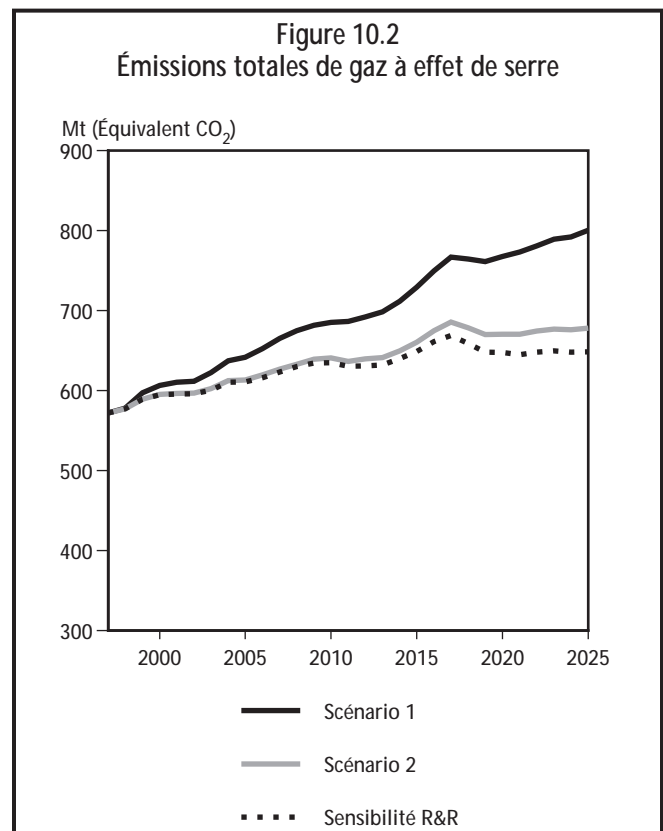
2 Les résultats détaillés sont présentés à l'Annexe 10 : Émissions

10.4 PRÉVISIONS DES ÉMISSIONS

10.4.1 Résultats d'ensemble

La figure 10.2 montre une comparaison des émissions totales projetées selon les scénarios 1 et 2 ainsi que dans la sensibilité R&R. Dans tous les scénarios, on s'attend à une augmentation constante des émissions de GES au cours de la période visée par l'étude. Le scénario 1 prévoit une hausse de 1,2 % par année des émissions, qui atteindront 800 Mt en 2025.² Dans le scénario 2, les émissions augmentent de 0,6 % par année et totalisent 678 Mt en 2025, tandis que dans la sensibilité R&R, elles augmentent de 0,4 % par année et atteignent 648 Mt en 2025.

Les émissions de CO₂ représentent la plus grande part des émissions totales, surtout avant 2010. Dans le scénario 1, le taux de croissance moyen de ces émissions est de 1,6 % par année jusqu'en 2010, puis il chute à 1,0 % durant la période comprise entre 2010 à 2025. Dans le scénario 2, le taux de croissance annuel est de 1,0 % durant la première moitié de la période et de 0,3 % durant la seconde moitié. Dans la sensibilité R&R, les émissions augmentent de 0,1 % par année entre 2010 et 2025.



Les émissions de N₂O affichent un taux de croissance constant d'environ 1,3 % par année dans tous les scénarios. Par ailleurs, les émissions de méthane diminuent au cours de toute la période dans tous les scénarios. Cette situation est due en grande partie à l'impact du programme DC-MVR sur les émissions en amont des secteurs gazier et pétrolier. Cette baisse est plus notable dans la seconde moitié de la période de projection pour le scénario 2 et la sensibilité R&R, ce qui reflète les niveaux moins élevés de demande et de production.

10.4.2 Émissions sectorielles

La figure 10.3 montre les émissions sectorielles pour les scénarios 1 et 2. Dans les deux scénarios, le secteur des transports constitue la source la plus importante, suivi de la production de combustibles fossiles. Les autres secteurs maintiennent leur part relative des émissions totales. Dans tous les secteurs, les émissions dépassent les niveaux de 1997.

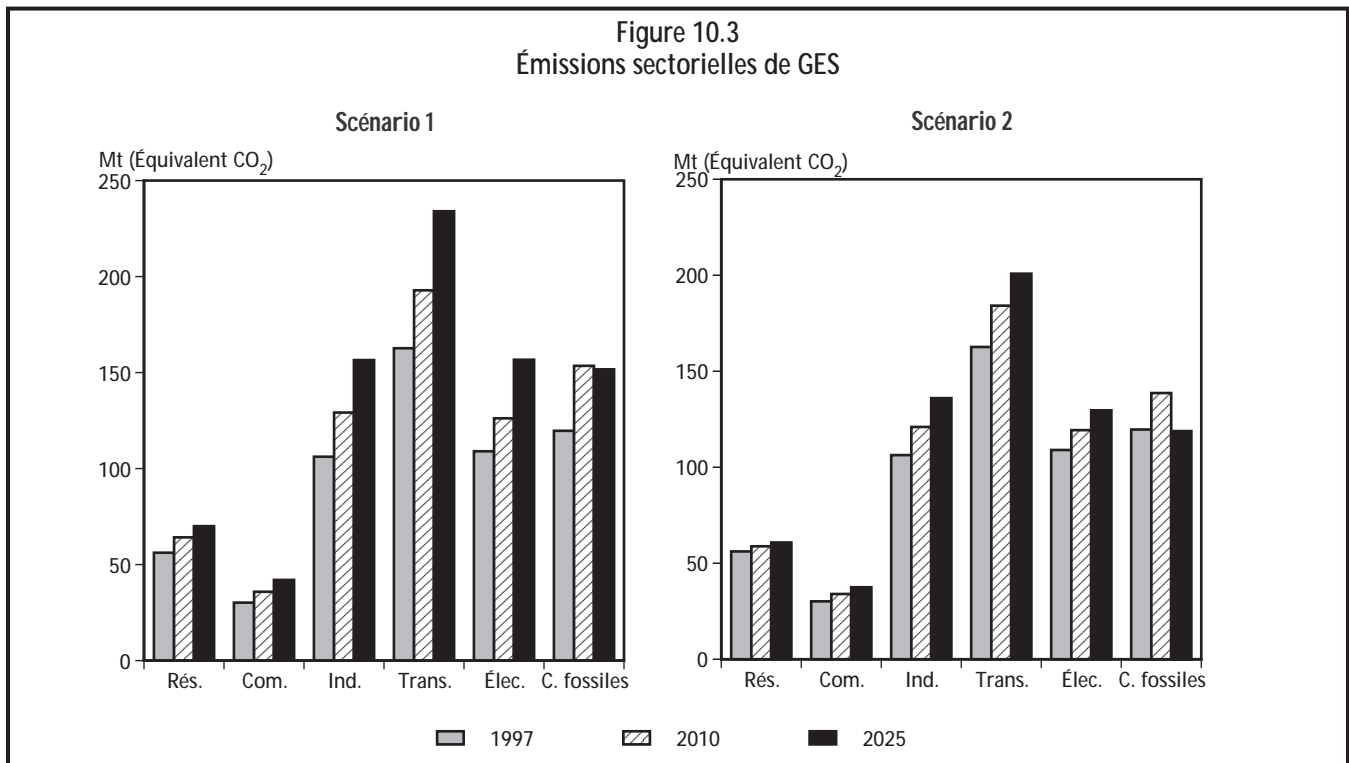
Il est utile d'examiner les différences entre les deux scénarios, secteur par secteur. La figure 10.4 montre la réduction en pourcentage des émissions totales entre le scénario 1 et le scénario 2, dans chacun des six secteurs, pour les années 2010 et 2025.

Secteur résidentiel

En 2025, les émissions de GES dans le secteur résidentiel augmentent pour passer de 30 Mt en 1997 à 70 Mt dans le scénario 1, 61 Mt dans le scénario 2, et 59 Mt dans la sensibilité R&R. En 2010, elles sont 8,4 % de moins dans le scénario 2 que dans le scénario 1 en raison d'une baisse de la demande d'énergie; elles sont inférieures de 13 % en 2025. Dans la sensibilité R&R, l'utilisation accrue des poêles à granules de bois, dont les émissions ne sont pas incluses, combinée à une plus grande pénétration des systèmes de chauffage solaire, entraîne une diminution de 2,2 % des émissions par rapport au scénario 2.

Secteur commercial

Dans le secteur commercial, les émissions augmentent pour passer de 30 Mt en 1997 à 42 Mt en 2025 dans le scénario 1 et à 37 Mt dans le scénario 2 et la sensibilité R&R. En 2010, elles sont d'environ 5 % de moins dans le scénario 2 que dans le scénario 1 en raison de la baisse de la demande d'énergie; cet écart passe à 11 % en 2025. Dans la sensibilité R&R, il y a une légère diminution par rapport aux niveaux du scénario 2, attribuable à la pénétration accrue des technologies de chauffage solaire.



Secteur industriel

Dans le secteur industriel, les émissions augmentent pour passer de 106 Mt en 1997 à 156 Mt en 2025 dans le scénario 1, 136 Mt dans le scénario 2, et 133 Mt dans la sensibilité R&R. En 2025, la demande d'énergie dans le scénario 2 est 11 % de moins que dans le scénario 1, alors que les émissions sont plus faibles de 13 %. Cela est dû en partie à l'augmentation de la part de marché du gaz naturel, qui provient d'une demande stable de gaz dans le secteur de l'extraction de bitume. En 2025, les émissions projetées dans la sensibilité R&R sont de 2 % inférieures à celles prévues dans le scénario 2, en raison de la pénétration accrue des résidus de bois et de l'énergie solaire.

Transports

Dans le scénario 1, les émissions passent de 163 Mt en 1997 pour atteindre 234 Mt en 2025, 201 Mt dans le scénario 2, et 190 Mt dans la sensibilité R&R. En 2010, les émissions sont 4,5 % de moins dans le scénario 2 que dans le scénario 1. En 2025, la différence est de 14,2 %. Elle est causée par des gains plus élevés au chapitre des économies de carburant, qui augmentent au fil des ans grâce à une plus grande pénétration des véhicules électriques hybrides

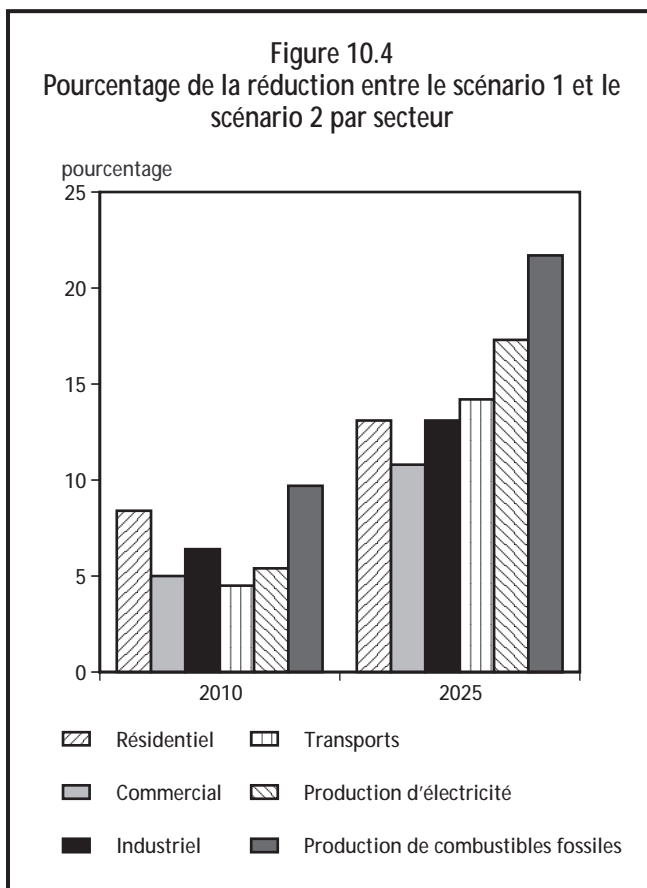
et des véhicules à pile à combustible. Dans la sensibilité R&R, les émissions sont 1 % de moins que dans le scénario 2 en 2010 et 4,5 % de moins en 2025. Une pénétration plus rapide et plus forte des véhicules électriques hybrides et des véhicules à pile à combustible explique cette différence.

Production d'électricité

En 2025, les émissions de GES augmentent de 109 Mt en 1997 pour atteindre 157 Mt dans le scénario 1, 130 Mt dans le scénario 2, et 115 Mt dans la sensibilité R&R. Même si la demande totale d'électricité est presque 10 % de moins dans le scénario 2 que dans le scénario 1 en 2025, on s'attend à ce que les émissions soient inférieures de 17 %. La plus faible croissance des émissions est attribuable en grande partie à l'augmentation proportionnelle de l'utilisation de l'hydroélectricité et à une substitution plus grande du charbon par le gaz naturel dans les nouvelles installations de production en Ontario et en Alberta. Comparativement au scénario 2, la sensibilité R&R prévoit que les émissions seront plus faibles de 1,6 % en 2010 et de 9 % en 2025. Cela est dû à l'utilisation accrue des sources d'énergie renouvelable, tels l'énergie éolienne, les petites centrales hydroélectriques et la biomasse, comme le prouve le transfert majeur d'émissions vers le secteur de la biomasse. Dans les scénarios 1 et 2, les émissions issues de la biomasse demeurent constantes, à 2 et 3 % des émissions totales associées à la production d'électricité, alors que dans la sensibilité R&R, elles représentent plus de 3 % du total en 2010 et 8 % en 2025.

Production de combustibles fossiles

Dans le secteur des combustibles fossiles, les différences entre les scénarios 1 et 2 sont frappantes. Il n'y a aucune différence entre le scénario 2 et la sensibilité R&R, étant donné que la production de combustibles fossiles est présumée être la même dans ces deux cas. Dans le scénario 1, les émissions passent de 108 Mt en 1997 pour atteindre 141 Mt en 2025, comparativement à 113 Mt dans le scénario 2. Dans le scénario 2, les émissions sont 10 % de moins que dans le scénario 1 en 2010, et 22 % de moins en 2025. Cela s'explique par de plus faibles niveaux de production dans le scénario 2 pour tous les combustibles fossiles, à l'exception du pétrole brut léger classique après 2018. Dans les deux scénarios, ces réductions sont influencées par l'impact du programme DC-MVR. Dans le scénario 2, on suppose des niveaux inférieurs de production de pétrole brut valorisé et que les



nouveaux projets surviennent plus tard que dans le scénario 1, ce qui a un impact considérable sur le niveau des émissions.

DOCUMENTS DE RÉFÉRENCES

- a *Inventory Methods Manual for Developing Canadian Greenhouse Gas Emissions Estimates*, préparé par ORTECH International Corporation pour Environnement Canada, 1994.
- b *L'énergie au Canada - Offre et demande 1993 - 2010, Rapport technique*, Office national de l'énergie, 1994.
- c *A Detailed Inventory of CH₄ and VOC Emissions From Upstream Oil and Gas Operations in Alberta*, D. J. Picard, B.D. Ross et D. W. H. Koon, 1992.
- d *Tendances des émissions de gaz à effet de serre au Canada (1990-1995)*, A. P. Jaques, Environnement Canada, 1997.

Glossaire

Additions aux réserves	<i>(Reserves Additions)</i> Accroissement des réserves établies résultant de la découverte de nouveaux gisements.
Appréciation des réserves	<i>(Reserves Appreciation)</i> Accroissement des réserves établies résultant de l'extension des gisements existants ou de la révision des estimations antérieures des réserves.
Biomasse	<i>(Biomass)</i> Matières organiques, telles que le bois, les résidus de récolte, les ordures ménagères, les résidus de bois et la liqueur de pâte, transformées à des fins énergétiques.
Bitume	<i>(Bitumen)</i> Mélange très visqueux constitué principalement d'hydrocarbures plus lourds que les pentanes. À l'état naturel, le bitume n'est pas habituellement récupérable dans un puits à une échelle commerciale.
Capacité (électricité)	<i>(Capacity [Electricity])</i> Quantité maximale de puissance que peut produire, utiliser ou transférer un appareil, habituellement exprimée en mégawatts.
Capacité de pointe	<i>(Peaking Capacity)</i> Équipement de production d'électricité qui est disponible pour répondre à la demande de pointe.
Capacité de production (ou productibilité)	<i>(Productive Capacity [or Deliverability])</i> Taux estimatif de production du gaz naturel, du pétrole brut ou du bitume, sans égard à la demande mais compte tenu des coûts et de l'infrastructure de transport.
Capacité de production de la charge de base	<i>(Base Load Capacity)</i> Équipement de production d'électricité qui répond à la demande de charge pendant la majeure partie de l'année.
Cogénération	<i>(Co-generation)</i> Production simultanée d'électricité et de vapeur dans une même installation.
Combustibles fossiles	<i>(Fossil Fuels)</i> Sources de combustibles à base d'hydrocarbures comme le charbon, le gaz naturel, les liquides de gaz naturel et le pétrole.
Coût de l'offre	<i>(Supply Cost)</i> Ensemble des coûts liés à l'exploitation d'une ressource, exprimé en coût moyen par unité de production pendant toute la durée d'un projet. Comprend les coûts d'immobilisations liés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production, les coûts d'exploitation, les taxes, les redevances et un taux de rendement au producteur.
Coût marginal	<i>(Marginal Cost [or Incremental])</i> Coût associé à la production d'une unité de production supplémentaire.
Degré-jour de chauffage	<i>(Heating Degree Day)</i> Un degré-jour de chauffage indique dans quelle mesure la température quotidienne moyenne est inférieure à 18 °C. Sert à indiquer la quantité de chauffage requise.
Demande d'énergie primaire	<i>(Primary Energy Demand)</i> Totalité des besoins en énergie pour toutes les utilisations, y compris l'énergie utilisée par le consommateur ultime, les utilisations intermédiaires dans la transformation d'une forme d'énergie à une autre et l'énergie utilisée par les fournisseurs pour desservir un marché.

Demande d'utilisation finale (ou demande secondaire)	<i>(End Use Demand [or Secondary Demand])</i> Énergie utilisée par les consommateurs à des fins résidentielles, commerciales ou industrielles et pour le transport, et hydrocarbures utilisés à des fins non énergétiques.
Demande de pointe	<i>(Peak Demand)</i> Demande maximale au cours d'une période donnée.
Économie de carburant	<i>(Fuel Economy)</i> Quantité moyenne de carburant consommée par un véhicule pour parcourir une certaine distance (exprimée en L/100 km).
Effet de serre	<i>(Greenhouse Effect)</i> Phénomène au cours duquel le rayonnement solaire de courtes longueurs d'onde n'est pas absorbé par l'atmosphère terrestre, mais où le rayonnement de grandes longueurs d'onde émis par la surface de la Terre est partiellement absorbé, ajoutant une énergie nette à la basse atmosphère et aux couches sous-jacentes et provoquant ainsi une hausse de leurs température.
Électricité en transit	<i>(Electricity Wheeling)</i> Électricité appartenant à un service d'électricité qui est transportée par le réseau d'un autre service d'électricité.
Émission fugitive	<i>(Fugitive Emission)</i> Toute émission de gaz ne provenant pas de la combustion (p. ex. gaz qui s'échappe des vannes de pipelines).
Énergie solaire	<i>(Solar Energy)</i> Énergie produite par des capteurs (actifs et passifs) de chaleur solaire et par des systèmes photovoltaïques.
Éther méthyltertiobutylique	<i>(Methyl Tertiary Butyl Ether [MTBE])</i> Additif chimique produit à partir de butane et utilisé pour accroître la teneur en oxygène de l'essence.
Exploitation minière et valorisation intégrée	<i>(Integrated Mining/Upgrading Plant)</i> Exploitation alliant extraction et valorisation. Les sables bitumineux sont extraient à ciel ouvert, puis le bitume est séparé du sable et raffiné.
Facteur d'émission	<i>(Emission Factor)</i> Estimation du taux auquel une substance est libérée dans l'atmosphère à la suite d'une certaine activité.
Facteur de charge	<i>(Load Factor)</i> quotient de la charge moyenne au cours d'une certaine période et de la charge maximale pendant la même période, exprimé habituellement en pourcentage.
Gaz à effet de serre (GES)	<i>(Greenhouse Gases [GHG])</i> Gaz qui contribuent à l'effet de serre dans l'atmosphère.
Gaz associé	<i>(Associated Gas)</i> Gaz naturel qui flotte au-dessus du pétrole brut dans un réservoir productif.
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	<i>(Liquefied Petroleum Gases [LPG])</i> Mélange de liquides de gaz naturel, généralement du propane et des butanes.
Gaz de réservoir étanche	<i>(Tight Gas)</i> Gaz naturel présent dans des gisements à faible perméabilité.
Gaz naturel brut	<i>(Raw Natural Gas)</i> Gaz naturel tel qu'il est extrait des gisements. Outre le gaz commercialisable, il contient diverses quantités de LGN, de vapeur d'eau et d'autres composés.
Gaz naturel classique	<i>(Conventional Natural Gas)</i> Gaz naturel se trouvant dans un réservoir poreux et perméable, dont la mise en production est techniquement et économiquement réalisable à l'aide des méthodes courantes.

Gaz naturel commercialisable	<i>(Marketable Natural Gas)</i> Gaz naturel qui répond aux normes d'utilisation finale. Cela exclut le gaz utilisé comme combustible et les pertes sur le chantier et aux usines de traitement. Son pouvoir calorifique peut varier selon sa composition.
Gaz naturel non classique	<i>(Unconventional Natural Gas)</i> Gaz naturel qui n'est pas considéré comme du gaz naturel classique (p. ex. le méthane de filon houiller).
Gisement (ou réservoir)	<i>(Reservoir [or Pool])</i> Formation rocheuse souterraine, poreuse et perméable, renfermant un dépôt naturel de pétrole brut ou de gaz naturel brut délimité par des roches imperméables ou une nappe d'eau.
Injection de fluides miscibles	<i>(Miscible Flooding)</i> Technique de récupération assistée qui consiste à injecter dans un gisement un fluide soluble avec le pétrole, afin d'en accroître la récupération.
Intensité énergétique	<i>(Energy Intensity)</i> Dans l'ensemble de l'économie et dans les secteurs industriel et commercial, quantité d'énergie utilisée par unité de PIB réel. Dans le secteur résidentiel, quantité d'énergie consommée par ménage.
Libre-accès	<i>(Open Access)</i> Accès non discriminatoire aux réseaux pipeliniers ou aux lignes de transport de l'électricité.
Liqueur de pâte	<i>(Pulping Liquor)</i> Sous-produit de la fabrication de pâte chimique pouvant servir de combustible.
Liquides de gaz naturel (LGN)	<i>(Natural Gas Liquids [NGL])</i> Hydrocarbures extraits du gaz naturel sous forme liquide. Ceux-ci incluent notamment l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes.
Marché captif (gaz naturel)	<i>(Core Market [Gas])</i> Segment du marché qui, à court terme, ne peut substituer un autre combustible au gaz; il s'agit essentiellement des clients résidentiels et commerciaux et de petites industries.
Mazout léger	<i>(Light Fuel Oil)</i> Huile de chauffage (mazout n° 2).
Mazout lourd	<i>(Heavy Fuel Oil)</i> Dans le présent rapport, mazout de soute (n° 5 et 6) et mazout industriel (n° 4).
Méthane de filon houiller	<i>(Coal Bed Methane)</i> Gaz sec présent à l'état naturel, composé principalement de méthane, qui est produit durant la transformation de la matière organique en charbon.
Oxyde nitreux (N ₂ O)	<i>(Nitrous Oxide)</i> Gaz chimiquement actif et provenant de diverses sources naturelles. Aussi un sous-produit de la combustion.
Pentanes plus	<i>(Pentanes Plus)</i> Mélange composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds, issu du traitement du gaz naturel, des condensats ou du pétrole brut.
Pertes en cours de traitement	<i>(Shrinkage)</i> Volume de gaz naturel qui est prélevé dans les usines de traitement pour la récupération des liquides et des sous-produits ou l'élimination des impuretés, ou utilisé comme combustible.
Pétrole brut classique	<i>(Conventional Crude Oil)</i> Mélange liquide constitué principalement d'hydrocarbures plus lourds que les pentanes, récupérable dans un puits avec des moyens de production courants, sans qu'il soit nécessaire d'en modifier sa viscosité naturelle.
Pétrole brut léger	<i>(Light Crude Oil)</i> Terme désignant le pétrole brut de densité inférieure à 900 kg/m ³ . Également, un terme collectif pour le pétrole brut léger classique, le pétrole brut valorisé et les pentanes plus.

Pétrole brut lourd	<i>(Heavy Crude Oil)</i> Terme désignant le pétrole brut de densité supérieure à 900 kg/m ³ .
Pétrole brut lourd mélangé	<i>(Blended Heavy Oil)</i> Pétrole brut lourd auquel a été ajouté une certaine quantité de diluant pour en réduire la viscosité et le rendre conforme aux normes de transport pipelinier.
Pétrole brut non classique	<i>(Unconventional Crude Oil)</i> Pétrole brut qui n'est pas considéré comme du pétrole brut classique (p. ex. le bitume).
Pétrole brut valorisé (ou synthétique)	<i>(Upgraded Crude Oil [or Synthetic])</i> Mélange d'hydrocarbures semblable au pétrole brut, obtenu par la valorisation du bitume des sables bitumineux ou du mazout lourd.
Potentiel ultime de ressources	<i>(Ultimate Resources Potential)</i> Estimation de toutes les réserves récupérables ou commercialisables à un moment donné, compte tenu des caractéristiques géologiques et des progrès technologiques prévus. Englobe la production cumulative, les réserves établies restantes, les ressources découvertes et les ressources non découvertes.
Prix après traitement (gaz naturel)	<i>(Plantgate Price [Gas])</i> Prix payé au producteur pour le gaz naturel livré à un réseau pipelinier.
Prix d'alimentation (ou prix de détail)	<i>(Input Prices [or Retail Prices])</i> Prix d'un combustible payé par l'utilisateur final.
Prix corrigé en fonction du rendement	<i>(Efficiency-Adjusted Price)</i> Prix implicite d'un combustible après ajustement de son prix d'alimentation en fonction du rendement dans une utilisation finale donnée.
Prix réel	<i>(Real Price)</i> Prix d'un produit rectifié pour tenir compte de l'inflation. Dans ce rapport, la plupart des prix réels sont exprimés en dollars de 1997.
Producteurs d'électricité indépendants	<i>(Independent Power Producers)</i> Exploitants de centrales électriques autres que les services d'électricité.
Productibilité	<i>(Deliverability)</i> Voir capacité de production.
Production cumulative	<i>(Cumulative Production)</i> Quantité totale d'hydrocarbures produite jusqu'à une date donnée.
Production d'électricité	<i>(Electricity Generation)</i> Quantité d'électricité, généralement exprimée en terawattheures, produite au cours d'une période donnée.
Production d'électricité par cycle combiné	<i>(Combined-Cycle Generation)</i> Production d'électricité faisant appel à la fois à des turbines à combustion et à la production thermique.
Production thermique	<i>(Thermal Generation)</i> Transformation de l'énergie au cours de laquelle du combustible est consommé pour produire de l'énergie thermique, laquelle est convertie en énergie mécanique puis en électricité.
Ratio réserves/production	<i>(Reserves to Production Ratio)</i> Quotient des réserves restantes et de la production annuelle.
Récupération assistée	<i>(Improved Recovery [or Enhanced Recovery])</i> Récupération par un procédé de production autre que la récupération primaire.
Récupération primaire	<i>(Primary Recovery)</i> Extraction du pétrole ou du gaz naturel brut au moyen de la seule énergie naturelle du gisement.

Récupération <i>in situ</i>	<i>(In Situ Recovery)</i> Processus de récupération du bitume brut des sables bitumineux par un moyen autre que l'extraction à ciel ouvert.
Régions pionnières	<i>(Frontier Areas)</i> En général, le Nord et les zones extracôtières du Canada.
Rendement du combustible	<i>(Fuel Efficiency)</i> Quotient de l'énergie utile que l'on obtient d'un combustible et de la teneur théorique en énergie de ce combustible.
Réserves établies	<i>(Established Reserves)</i> Somme des réserves prouvées et de la moitié des réserves probables.
Réserves initiales	<i>(Initial Reserves)</i> Réserves avant déduction de toute production.
Réserves probables	<i>(Probable Reserves)</i> Réserves contiguës aux réserves prouvées dont l'existence est estimée avec un degré raisonnable de certitude.
Réserves prouvées	<i>(Proven Reserves)</i> Réserves récupérables au moyen des techniques courantes et dans les conditions économiques actuelles et prévues, dont l'existence a été prouvée de façon précise par des forages, des essais ou de la production.
Réserves restantes	<i>(Remaining Reserves)</i> Différence entre les réserves initiales et la production cumulative.
Résidus de bois	<i>(Hog Fuel)</i> Combustible composé d'écorces, de copeaux, de sciures, de bois de qualité inférieure et de bois de rebut provenant d'usines de pâte à papier, de scieries et d'usines de contreplaqué.
Ressources découvertes	<i>(Discovered Resources)</i> Ressources récupérables à l'aide de techniques connues, mais qui n'ont pas été reconnues comme étant des réserves établies en raison de l'incertitude entourant leur viabilité économique.
Ressources en place	<i>(In Place Resources)</i> Volume brut de pétrole ou de gaz naturel que l'on a estimé se trouver initialement dans un gisement, avant toute production et indépendamment de la quantité qui sera effectivement récupérée.
Ressources non découvertes	<i>(Undiscovered Resources)</i> Ressources que l'on estime récupérables à un moment donné et qui sont contenues dans des dépôts dont l'existence a été présumée d'après les données géologiques et géophysiques existantes mais qui n'a pas été établie par des forages, des essais ou de la production.
Ressources récupérables	<i>(Recoverable Resources)</i> La portion du potentiel ultime de ressources récupérables selon les conditions économiques et techniques prévues.
Sables bitumineux	<i>(Oil Sands)</i> Gisements de sable, de grès ou d'autres roches sédimentaires renfermant du bitume.
Usine de chevauchement	<i>(Straddle Plant)</i> Usine de traitement du gaz naturel, située le long du réseau principal de transport du gaz, qui extrait les LGN du flux gazeux.
Usine de valorisation indépendante	<i>(Stand Alone Upgrader)</i> Usine de traitement qui n'est pas associée à une installation minière ou à une raffinerie.

ANNEXE 1

Observations écrites

Dans le cadre des première et deuxième séries de consultations, les parties suivantes ont présenté des observations écrites à l'Office.

Affaires indiennes et du Nord du Canada

Alberta Energy and Utilities Board

Association canadienne du gaz

Association des consommateurs du Canada

Association des consommateurs industriels de gaz

Campagne contre l'expansion du nucléaire

Canadian Gas Potential Committee

Citizens for Renewable Energy

Coal Association of Canada

Conseil national des femmes du Canada

Dekita International

Energy and Environmental Analysis Inc.

Environnement Canada

Foothills Pipe Lines Ltd.

GasEnergy Strategies Inc.

Gaz Métropolitain

Green Alternative Institute of Alberta

Héliojoule

Hydro Québec

Manitoba Hydro

Marenco Energy Associates

Maritimes and Northeast Pipeline et Westcoast Energy Inc.

Ministère de l'énergie, des sciences et de la technologie de l'Ontario

Montgomery, D.S.

Newfoundland Department of Mines and Energy

Nova Scotia Natural Resources

Nova Scotia Power

Nuclear Awareness Project

Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers

Pembina Institute for Appropriate Development Progas Ltd.

Provincial Council of Women of Ontario

Renewable Energy Options for Canada

Sask Power

Saskatchewan Energy and Mines

Stoian, Eliodor R.Q.

Syncrude Canada Ltd.

TransCanada PipeLines

Vision Quest Windelectric Inc.

Walsh, John H.

Annexe 2 à Annexe 10

Les annexes 2 à 10 sont disponibles sur le site Web de l'Office, sous la rubrique « aperçu de la situation énergétique », à l'adresse www.neb.gc.ca. Une liste des tableaux pour chacun des annexes suit.

ANNEXE 2: HYPOTHÈSES ET SCÉNARIOS

Tableau A2.1 : Indicateurs économiques, Canada

Tableaux A2.2a à A2.2f : Indicateurs économiques, Provinces

ANNEXE 3: DEMANDE

Tableaux A3.1a à A3.8a : Demande, Canada et régions, scénario 1

Tableaux A3.1b à A3.8b : Demande, Canada et régions, scénario 2

Tableaux A3.1c à A3.8c : Demande, Canada et régions, sensibilité R&R

Tableau A3.9a : Demande finale par type de carburant, Provinces de l'Atlantique, scénario 1

Tableau A3.9b : Demande finale par type de carburant, Provinces de l'Atlantique, scénario 2

Tableau A3.9c : Demande finale par type de carburant, Provinces de l'Atlantique, sensibilité R&R

Tableau A3.10a : Demande du secteur des transports, Canada, scénario 1

Tableau A3.10b : Demande du secteur des transports, Canada, scénario 2

Tableau A3.10c : Demande du secteur des transports, Canada, sensibilité R&R

ANNEXE 4: ELECTRICITÉ

Tableaux A4.1a à A4.13a : Capacité, production, échanges commerciaux et énergie primaire, Canada et provinces, scénario 1

Tableaux A4.1b à A4.13b : Capacité, production, échanges commerciaux et énergie primaire, Canada et provinces, scénario 2

Tableaux A4.1c à A4.13c : Capacité, production, échanges commerciaux et énergie primaire, Canada et provinces, sensibilité R&R

ANNEXE 5: GAZ NATUREL

Tableau A5.1 : Coûts de production

Tableau A5.2 : Potentiel ultime des ressources de gaz, unités métriques

Tableau A5.3a : Production de gaz naturel commercialisable, scénario 1

Tableau A5.3b : Production de gaz naturel commercialisable, scénario 2

Tableau A5.4 : Nombre de puits de gaz classique réussis dans le BSOC

ANNEXE 6: LIQUIDES DE GAZ NATUREL

Tableau A6.1 : Offre, demande et exportations potentielles d'éthane

Tableau A6.2 : Offre, demande et exportations potentielles de propane

Tableau A6.3 : Offre, demande et exportations potentielles de butanes

ANNEXE 7: PÉTROLE BRUT

Tableau A7.1 : Distribution des gisements futurs en fonction de la taille, zone du Dévonien

Tableau A7.2 : Nombre de puits complétés, pétrole brut classique dans le BSOC

Tableau A7.3a : Production de pétrole brut, scénario 1

Tableau A7.3b : Production de pétrole brut, scénario 2

Tableau A7.3c : Production de pétrole brut, sensibilité à 14 \$

Tableau A7.3d : Production de pétrole brut, sensibilité à 22 \$

Tableaux A7.4 à A7.9 : Besoins des raffineries en charges d'alimentation et sources des charges, Canada et régions

Tableau A7.10a : Offre et utilisation de pétrole brut et équivalents, scénario 1

Tableau A7.10b : Offre et utilisation de pétrole brut et équivalents, scénario 2

ANNEXE 8: CHARBON

Tableau A8.1 : Classification du charbon par rang

Tableau A8.2 : Ressources canadiennes en charbon

Tableau A8.3 : Exportations de charbon en 1997 par destination

Tableau A8.4 : Offre et demande de charbon, Canada

ANNEXE 9: SOURCES ET UTILISATIONS DE L'ÉNERGIE

Tableaux A9.1 à A9.3 : Sources et utilisations de l'énergie, données historiques

Tableaux A9.4a à A9.9a : Sources et utilisations de l'énergie, scénario 1

Tableaux A9.4b à A9.9b : Sources et utilisations de l'énergie, scénario 2

ANNEXE 10: ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

Tableau A10.1 : Facteurs d'émission de gaz à effet de serre

Tableau A10.2a : Émissions de gaz à effet de serre, scénario 1

Tableau A10.2b : Émissions de gaz à effet de serre, scénario 2

Tableau A10.2c : Émissions de gaz à effet de serre, sensibilité R&R

ABRÉVIATIONS

Préfixes		Équivalent
k	kilo	10 ³
M	méga	10 ⁶
G	giga	10 ⁹
T	téra	10 ¹²
P	péta	10 ¹⁵
E	exa	10 ¹⁸

FACTEURS DE CONVERSION DU SYSTÈME MÉTRIQUE AU SYSTÈME IMPÉRIAL

Unités		Équivalent
m	mètre	3,28 pieds
m ³	mètre cube	6,3 barils (pétrole, GPL) 35,3 pieds cubes (gaz)
L	litre	0,22 gallon impérial
t	tone métrique	2200 livres
b	baril (pétrole, GPL)	0,159 m ³

ENERGY CONTENT TABLE

Unités	Contenu énergétique	Coal	Contenu énergétique	
GJ	gigajoule	t	anthracite	27,70 GJ
PJ	pétajoules	t	bitumineux	27,60 GJ
		t	subbitumineux	18,80 GJ
		t	lignite	14,40 GJ
Électricité	Contenu énergétique	Petroleum Products	Contenu énergétique	
MW	mégawatt	m ³	carburant d'aviation	33,52 GJ
GWh	gigawattheure	m ³	essence	34,66 GJ
TWh	terawattheure	m ³	charges d'alimentation pétrochimiques	34,17 GJ
Natural Gas	Contenu énergétique	m ³	utilisations spéciales du naphte	35,17 GJ
10 ⁶ pi ³	millier de pieds cubes	m ³	carburacteur	35,93 GJ
10 ⁹ pi ³	milliard de pied cubes	m ³	kérosène	37,68 GJ
10 ¹² pi ³	billion de pieds cubes	m ³	diesel	38,68 GJ
Natural Gas Liquids	Contenu énergétique	m ³	mazout léger	38,68 GJ
m ³	éthane	m ³	lubrifiants et graisses	39,16 GJ
m ³	propane	m ³	mazout lourd	41,73 GJ
m ³	butanes	m ³	gaz de distillation	41,73 GJ
Crude Oil	Contenu énergétique	m ³	asphalte	44,46 GJ
m ³	léger	m ³	coke de pétrole	42,38 GJ
m ³	lourd	m ³	autres produits	39,82 GJ
m ³	pentanes plus			
Other Fuels	Contenu énergétique	m ³	méthanol	15,60 GJ



**L'ÉNERGIE AU CANADA -
OFFRE ET DEMANDE JUSQU'À 2025**

Feuille de réponse

Le but de cette feuille de réponse est d'améliorer la qualité et le contenu des rapports de l'ONÉ sur l'offre et la demande. Veuillez prendre le temps de remplir la feuille et la retourner à l'adresse ci-dessous.

1. Lequel des énoncés suivants décrit le mieux votre organisation?

- Industrie de production d'énergie
- Service de gaz/électricité
- Distribution/commercialisation de l'énergie
- Société d'experts-conseils
- Organisation non gouvernementale
- Établissement d'enseignement
- Institution du gouvernement fédéral
- Institution du gouvernement provincial/
administration municipale
- Autre (préciser) _____

2. Veuillez indiquer où se trouve votre organisation :

- Terre-Neuve
- Île-du-Prince-Édouard
- Nouvelle-Écosse
- Nouveau-Brunswick
- Québec
- Ontario
- Manitoba
- Saskatchewan
- Alberta
- Colombie-Britannique
- Yukon, Territoires du Nord-Ouest ou Nunavut
- Autre (préciser) _____

3. Sur une échelle de 1 à 5 (1 étant excellent, 5 étant faible), quelle note donneriez-vous aux aspects suivants du Rapport?

- Qualité globale 1 2 3 4 5
- Lisibilité 1 2 3 4 5
- Utilité 1 2 3 4 5
- Mise en page 1 2 3 4 5
- Figures 1 2 3 4 5

4. Dans quel but utilisez-vous le Rapport?

- Information générale
- Document de référence/didactique
- Prise de décision/planification
- Politique/réglementation
- Source de données/prévision

5. Êtes-vous satisfait de la démarche de l'Office (c.-à-d. élaboration de deux scénarios au lieu d'un seul)?

- Oui
- Non
- Ne sait pas

6. Croyez-vous que certaines questions qui ont été abordées auraient dû être omises ou recevoir une moins grande importance?

7. Y a-t-il des questions qui auraient dû être incluses ou recevoir une plus grande attention?

8. Sur une échelle de 1 à 5 (1 étant très utile, 5 n'étant pas utile), quelle note donneriez-vous à l'utilité des sections ou chapitres suivants?

- | | | | | | |
|--|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| • Tendances et enjeux | <input type="checkbox"/> 1 | <input type="checkbox"/> 2 | <input type="checkbox"/> 3 | <input type="checkbox"/> 4 | <input type="checkbox"/> 5 |
| • Hypothèses et scénarios | <input type="checkbox"/> 1 | <input type="checkbox"/> 2 | <input type="checkbox"/> 3 | <input type="checkbox"/> 4 | <input type="checkbox"/> 5 |
| • Demande | <input type="checkbox"/> 1 | <input type="checkbox"/> 2 | <input type="checkbox"/> 3 | <input type="checkbox"/> 4 | <input type="checkbox"/> 5 |
| • Électricité | <input type="checkbox"/> 1 | <input type="checkbox"/> 2 | <input type="checkbox"/> 3 | <input type="checkbox"/> 4 | <input type="checkbox"/> 5 |
| • Gaz naturel | <input type="checkbox"/> 1 | <input type="checkbox"/> 2 | <input type="checkbox"/> 3 | <input type="checkbox"/> 4 | <input type="checkbox"/> 5 |
| • Liquides de gaz naturel | <input type="checkbox"/> 1 | <input type="checkbox"/> 2 | <input type="checkbox"/> 3 | <input type="checkbox"/> 4 | <input type="checkbox"/> 5 |
| • Pétrole brut | <input type="checkbox"/> 1 | <input type="checkbox"/> 2 | <input type="checkbox"/> 3 | <input type="checkbox"/> 4 | <input type="checkbox"/> 5 |
| • Charbon | <input type="checkbox"/> 1 | <input type="checkbox"/> 2 | <input type="checkbox"/> 3 | <input type="checkbox"/> 4 | <input type="checkbox"/> 5 |
| • Sources et utilisations de l'énergie | <input type="checkbox"/> 1 | <input type="checkbox"/> 2 | <input type="checkbox"/> 3 | <input type="checkbox"/> 4 | <input type="checkbox"/> 5 |
| • Émissions de gaz à effet de serre | <input type="checkbox"/> 1 | <input type="checkbox"/> 2 | <input type="checkbox"/> 3 | <input type="checkbox"/> 4 | <input type="checkbox"/> 5 |
| • Glossaire | <input type="checkbox"/> 1 | <input type="checkbox"/> 2 | <input type="checkbox"/> 3 | <input type="checkbox"/> 4 | <input type="checkbox"/> 5 |
| • Annexes | <input type="checkbox"/> 1 | <input type="checkbox"/> 2 | <input type="checkbox"/> 3 | <input type="checkbox"/> 4 | <input type="checkbox"/> 5 |

9. Croyez-vous que certaines informations fournies dans les annexes auraient dû être omises?

10. Croyez-vous que certaines informations non fournies dans les annexes auraient dû être incluses?

11. Avez-vous participé aux consultations de l'Office?

- | | Oui | Non |
|--|--------------------------|--------------------------|
| • 1 ^{re} série de consultations (avril 1998) | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| • 2 ^e série de consultations (février 1999) | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |

12. Croyez-vous que l'on a tenu compte de vos commentaires?

- | | |
|--------------------------|--------------------------|
| • Oui | <input type="checkbox"/> |
| • Non | <input type="checkbox"/> |
| • Ne sait pas/Sans objet | <input type="checkbox"/> |

13. Pour les futurs Rapports, croyez-vous qu'il devrait y avoir des consultations sur ce qui suit?

- | | Oui | Non |
|---------------------------|--------------------------|--------------------------|
| • Principales hypothèses | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| • Scénarios à élaborer | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| • Résultats préliminaires | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| • Autre (préciser) _____ | | |

14. Comment préférez-vous obtenir le Rapport?

- | | |
|-----------------------------|--------------------------|
| • Copie papier | <input type="checkbox"/> |
| • Électronique (format PDF) | <input type="checkbox"/> |
| • Autre (préciser) _____ | |

15. Comment préférez-vous obtenir les annexes au Rapport?

- | | |
|-------------------------------|--------------------------|
| • Électronique (format Excel) | <input type="checkbox"/> |
| • Électronique (format PDF) | <input type="checkbox"/> |
| • Autre (préciser) _____ | |

16. À quelle fréquence croyez-vous que l'Office devrait produire les rapports *L'Énergie au Canada : Offre et demande*?

- | | |
|---|--------------------------|
| • Chaque année | <input type="checkbox"/> |
| • Tous les 2 à 3 ans | <input type="checkbox"/> |
| • Tous les 4 à 5 ans | <input type="checkbox"/> |
| • Seulement lorsque des événements majeurs justifient une mise à jour | <input type="checkbox"/> |
| • Autre (préciser) _____ | |

17. Avez-vous d'autres commentaires ou suggestions à faire concernant ce Rapport ou les futurs Rapports?

Veillez retourner la feuille de réponse à :

Office national de l'énergie
a/s du Gestionnaire de projet, Offre et demande
444 Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Télécopieur : (403) 292-5503