



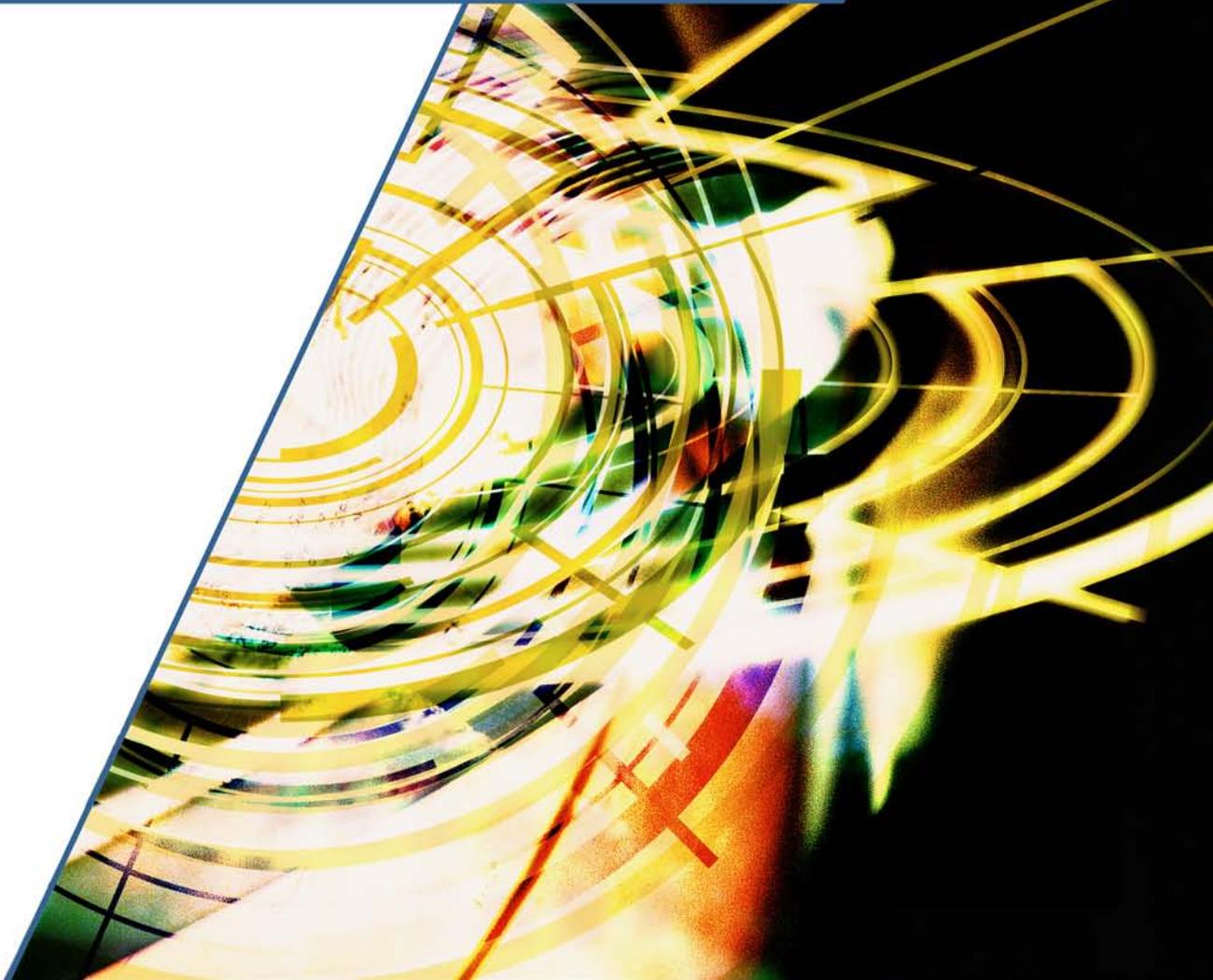
Ressources naturelles
Canada

Natural Resources
Canada



Perspectives énergétiques du Canada :

scénario de référence de 2006



Division de l'analyse et de la modélisation

Canada

La mosaïque numérique du Canada qui apparaît sur la page couverture est réalisée par Ressources naturelles Canada (Centre canadien de télédétection) et est une image composite constituée de plusieurs images satellites. Les couleurs reflètent les différences de densité de la couverture végétale : vert vif pour la végétation dense des régions humides du sud; jaune pour les régions semi-arides et montagneuses; brun pour le Nord où la végétation est très clairsemée et blanc pour les régions arctiques.

ISBN 0-662-71934-4

N° de cat. M144-126/2006F-PDF

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada, 2006

Also available in English under the title:

Canada's Energy Outlook:

The Reference Case 2006

Pour de plus amples renseignements ou pour obtenir des exemplaires supplémentaires de cette publication, veuillez vous adresser à l'adresse suivante :

Division de l'analyse et de la modélisation

a/s Ressources naturelles Canada

580, rue Booth, 19^e étage

Ottawa (ON) K1A 0E4

Téléphone : 613 996-5237

Télécopieur : 613 996-8123

Courriel : nbacchus@rncan.gc.ca

Site Web : rncan.gc.ca



Papier recyclé



Table des matières

Préface	i
Résumé.....	iii
1 Introduction.....	3
2 Déterminants clés pour l'énergie.....	7
2.1 <i>L'économie canadienne</i>	7
2.2 <i>Prix du brut</i>	9
2.3 <i>Prix du gaz naturel</i>	11
2.4 <i>Hypothèses concernant les politiques</i>	12
3 Prix d'utilisation finale.....	15
4 Demande d'utilisation finale	19
4.1 <i>Secteur résidentiel</i>	19
4.2 <i>Secteur commercial</i>	21
4.3 <i>Secteur des transports</i>	22
4.4 <i>Secteur industriel</i>	25
5 Industries pétrolières et gazières en amont	37
5.1 <i>Pétrole brut</i>	37
5.2 <i>Gaz naturel</i>	38
6 Industrie du raffinage pétrolier	43
7 Électricité.....	47
8 Demande d'énergie primaire	53
9 Émissions	57
9.1 <i>Commercial</i>	58
9.3 <i>Transports</i>	58
9.4 <i>Industrie</i>	59
9.5 <i>Industrie pétrolière et gazière en amont</i>	59
9.6 <i>Raffinage du pétrole</i>	59
9.7 <i>Électricité</i>	59
9.8 <i>Émissions par source</i>	59
9.9 <i>Émissions par province ou territoire</i>	60
10 Résultats provinciaux	63
10.1 <i>Provinces de l'Atlantique</i>	67
10.1.1 <i>Terre-Neuve-et-Labrador</i>	67
10.1.2 <i>Île-du-Prince-Édouard</i>	70
10.1.3 <i>Nouvelle-Écosse</i>	73
10.1.4 <i>Nouveau-Brunswick</i>	76
10.2 <i>Provinces du Centre du Canada</i>	83
10.2.1 <i>Québec</i>	83
10.2.2 <i>Ontario</i>	87
10.3 <i>Provinces de l'Ouest et Territoires</i>	95
10.3.1 <i>Manitoba</i>	95
10.3.2 <i>Saskatchewan</i>	98
10.3.3 <i>Alberta</i>	102
10.3.4 <i>Colombie-Britannique</i>	106
10.3.5 <i>Les Territoires</i>	110
11 Risques et incertitudes.....	115
Annexe I : Vue d'ensemble de MAPLE-C.....	119
Annexe II : Hypothèses concernant les politiques	125
Annexe III : Méthodologie applicable à l'industrie pétrolière et gazière en amont	128
Annexe IV: Tableaux nationaux	129
Annexe V: Tableaux provinciaux.....	152

Préface

N'est-il pas intéressant de constater que les gens qui se moquent de la science-fiction sont ceux-là même qui s'en remettent aux dires des météorologistes et des économistes? Kelvin Throop III

Ressources naturelles Canada produit des prévisions de la situation énergétique à long terme depuis trois décennies. Au fil des ans, les centres d'intérêt ont changé. Les nouvelles Perspectives (le scénario de référence) de l'offre et de la demande d'énergie au Canada jusqu'en 2020 visent à :

- déterminer les facteurs ayant une incidence sur les nouveaux enjeux dans les marchés canadiens de l'énergie;
- favoriser un débat public éclairé sur l'énergie et les questions économiques et environnementales connexes au Canada;
- fournir un scénario de référence à partir duquel les nouvelles politiques en matière d'énergie et de changement climatique peuvent être évaluées de façon systématique;

Le présent document repose sur un ensemble précis d'hypothèses relatives au prix du pétrole et à la croissance économique, entre autres. Les résultats varieront selon les hypothèses entourant ces déterminants clés. Il importe de comprendre qu'il NE s'agit PAS de prévisions, ni d'une situation statique, ce qui laisserait entendre un maintien des conditions actuelles. Nos projections se rapprochent davantage d'un scénario et sont subordonnées à plusieurs hypothèses (voir l'encadré).

Ces projections fournissent de l'information précise pour les provinces et les secteurs. En conséquence, les résultats plus détaillés comportent généralement un niveau de confiance moins grand que les résultats agrégés.

Une prévision :

Il pourrait faire 30 degrés demain; si c'est le cas, nous irons à la plage.

Les affaires suivent leur cours normal :

Selon les conditions météorologiques courantes, il fera 30 degrés demain; d'ordinaire, nous allons à la plage.

Un scénario :

*Si le mercure atteint 30 degrés demain, nous irons **peut-être** à la plage, si nous disposons d'un moyen de transport.*

La conception et le développement de ce document a été mené par Ian Hayhow, qui était responsable de la gestion globale du projet.

Dans le cadre de l'élaboration de ce rapport, d'autres ministères fédéraux ont été consultés, notamment :

Agriculture et Agroalimentaire Canada
Environnement Canada
Finances Canada
Industrie Canada
Bureau du conseil privé
Transports Canada

Les résultats des consultations auprès des provinces et des territoires et les commentaires fournis en retour par ces derniers ont été très utiles et ont grandement contribué à l'amélioration du rapport.

Nous aimerions aussi remercier de façon spéciale l'Office de l'efficacité énergétique, les gestionnaires du Secteur de la politique de l'énergie à Ressources naturelles Canada et le personnel de la Division de l'analyse et de la modélisation, sans lesquels ce rapport n'aurait pas vu le jour :

Habib Abdillai-Hassan	Données
Elham Azarafshar	Macroéconomie
Tom Bartek	Demande industrielle
Ben Bedouani	Électricité
Maryse Courchesne	Demande résidentielle et commerciale
Lifang Cui	Module de raffinage et module d'intégration
Margaretta Do	Support général
Joycelyn Exeter	Demande du secteur du transport
Galina Obolenskaia	Approvisionnement en pétrole et en gaz
Catherine Roberts	Tableaux statistiques
Anna Zyzniewski	Électricité

Dale Clark, en affectation à RNCAN, mérite une mention spéciale pour sa contribution au module du raffinage du pétrole. Nous voulons aussi témoigner notre gratitude à MM. Réjean Casaubon et Tony Peluso qui ont participé à la préparation, à la révision et à la coordination du présent rapport.

RNCAN accueillera avec plaisir vos observations et vos recommandations et vous prie de les transmettre au chargé de projet.

Hertsel Labib
Directeur
Division de l'analyse et de la modélisation
hlabib@rncan.gc.ca

Résumé

Le présent rapport contient un scénario de référence pour l'offre et la demande d'énergie au Canada jusqu'en 2020. Ressources naturelles Canada (RNC) a consulté d'autres ministères fédéraux de même que les provinces et les territoires pour parvenir à un consensus général sur les principales hypothèses économiques du rapport. Les rapports entre la production, la consommation et les prix de l'énergie ainsi que les facteurs économiques, technologiques et stratégiques pertinents ont ensuite été examinés attentivement aux fins de l'élaboration des projections énergétiques.

Il convient de signaler que ce rapport, tout comme les rapports précédents, n'offre pas des prévisions, mais brosse plutôt le portrait d'une situation, parmi d'autres, susceptible de se produire dans le secteur énergétique au Canada.

Principaux changements observés depuis les dernières Perspectives

Depuis l'établissement des Perspectives de 1999, les facteurs clés servant de fondement aux projections énergétiques ont considérablement évolué. Par rapport aux Perspectives de 1999 :

- Les prix du pétrole brut devraient approximativement doubler;
- Les prix du gaz naturel devraient être environ trois fois plus élevés;
- L'économie devrait avoir progressé de 8 p. 100 en 2010;
- La production des sables bitumineux devrait augmenter sensiblement;
- La plupart des centrales nucléaires du Canada devraient avoir été remises à neuf;
- Le gazoduc du delta du Mackenzie devrait être opérationnel en 2011.

Les projections à long terme de 1999, présentées dans *Perspectives des émissions du Canada – Une mise à jour*, ont été modifiées au début de 2002 dans le cadre du Processus national sur le changement climatique. Les prix mondiaux du pétrole et les prix nord-américains du gaz naturel sont beaucoup plus élevés à l'heure actuelle que les prix indiqués dans le rapport précédent. De plus, des changements importants ont été apportés aux programmes et politiques énergétiques et environnementales à tous les niveaux de gouvernements (fédéral, provincial, territorial). L'établissement d'une projection de l'offre et de la demande d'énergie vient à point nommé.

Les initiatives gouvernementales visant à promouvoir une plus grande efficacité énergétique ou un usage plus intensif des énergies alternatives, qui sont toujours en place après mai 2006, sont reflétées dans les Perspectives.

Les Perspectives énergétiques pour la période 2005-2020 sont fondées sur les hypothèses clés suivantes :

- D'ici 2020, la croissance annuelle de la population sera d'environ 0,7 p. 100 et celle du produit intérieur brut (PIB) réel, d'à peu près 2,4 p. 100.
- Exprimé en dollars de 2003, le prix du brut tombera à 45 \$ US le baril d'ici 2010 et se stabilisera par la suite. Bien qu'inférieur au niveau élevé actuel, ce prix dépasse de beaucoup les prix qui ont été enregistrés durant la majeure partie des deux dernières décennies.
- Toutes sauf deux des centrales nucléaires canadiennes demeureront en service pendant encore huit ans au moins, ou seront remises à neuf. Les deux réacteurs de Pickering A sont actuellement hors service et le demeureront indéfiniment.

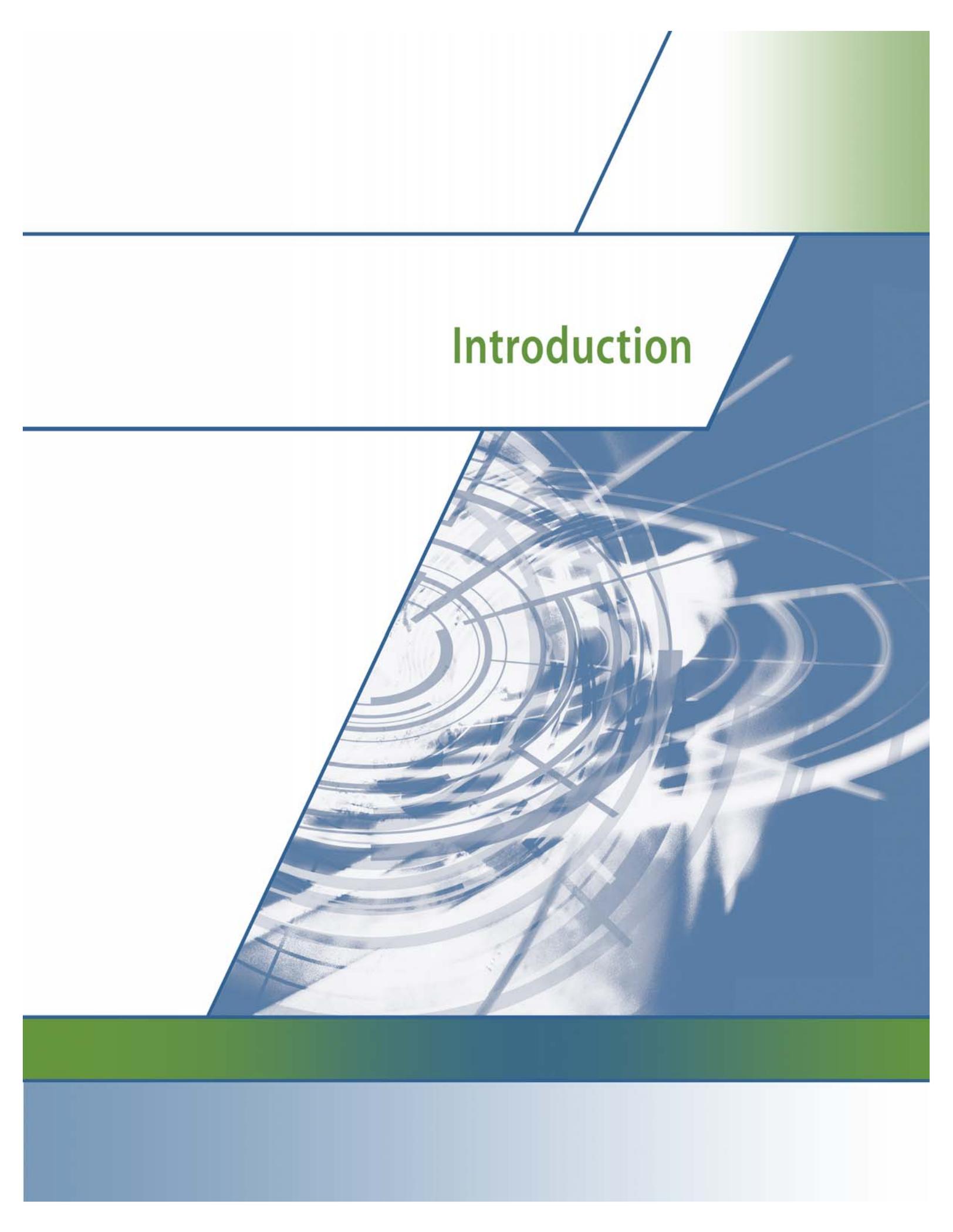
Les faits saillants sont les suivants :

- On estime que la demande totale d'énergie progressera de 1,3 p. 100 par année. La gamme des produits énergétiques demeurera à peu près la même durant cette période, car on ne s'attend pas à ce que les prix relatifs des différentes sources d'énergie changent de façon appréciable.
- Dans les secteurs résidentiel et commercial, l'intensité énergétique¹ devrait s'améliorer par une diminution d'environ 0,25 p. 100 par année, grâce à la combinaison du roulement autonome du capital (équipement) et de la réglementation sur les équipements. Néanmoins, la demande d'utilisation finale augmentera d'environ 1 p. 100 par année dans le secteur résidentiel, et 2,4 p. 100 par année dans le secteur commercial.
- On s'attend à ce que la demande du secteur des transports progresse d'à peu près 1,6 p. 100 par année, malgré les initiatives visant à accroître l'efficacité énergétique des véhicules automobiles.
- L'intensité énergétique industrielle devrait grimper de 0,7 p. 100 par année. Cependant, la montée de la demande d'énergie du secteur industriel sera d'environ 1,1 p. 100 par année.
- La production de pétrole classique diminuera, mais la production des sables bitumineux devrait augmenter considérablement pour atteindre 2,9 millions de barils par jour. Ce volume représentera environ 80 p. 100 de la production totale de brut en 2020, ce qui compensera largement le déclin de la production de pétrole classique.
- Selon les projections, la production de gaz naturel totale atteindra un sommet de 6,6 billions de pieds cubes (Bpc) en 2011, puis fléchira. Cette baisse du gaz naturel classique sera atténuée, dans une certaine mesure, par la mise en valeur des réserves dans la région du delta du Mackenzie et par l'accroissement de la production de méthane de houille, ces projets représentant d'importantes sources d'approvisionnement.
- Le volume des exportations nettes de gaz naturel chutera, passant de son niveau actuel de 3,7 Bpc à 1,3 Bpc en 2020.
- Dans le secteur du raffinage, l'intensité énergétique devrait augmenter d'environ 20 p. 100, car le mélange de brut acheminé vers les raffineries canadiennes deviendra plus lourd et nécessitera un traitement plus complexe.
- On s'attend à ce que les prix d'utilisation finale en dollars constants décroissent par rapport aux niveaux relativement élevés de 2005.
- Une croissance de la demande énergétique et un changement dans la production d'énergie impliquent un accroissement des émissions de gaz à effet de serre de 758 mégatonnes (Mt) en 2004, à 828 Mt en 2010 et 897 Mt en 2020. La projection pour 2010 est 265 Mt au dessus de l'objectif de Kyoto Canadien (6 p.100 sous le niveau de 1990).

Nous avons été particulièrement attentifs aux principales hypothèses concernant la croissance économique, la mise en valeur des sables bitumineux et la composition de la production d'électricité (particulièrement la réfection des centrales nucléaires et l'élaboration de projets hydroélectriques d'envergure tels que ceux de Churchill Falls et de Conawapa).

¹ La proportion de la consommation d'énergie par rapport à une mesure de la demande de services (e.g. nombre de ménages, espace de plancher, ou la valeur du PIB).

Introduction

The image features a complex abstract design. A white trapezoidal shape is positioned in the upper left, containing the word "Introduction" in a green, sans-serif font. This shape is bordered by dark blue lines. To the right and below, a large blue area contains a white, multi-layered circular pattern resembling a globe or a complex network. The bottom of the page is divided into a solid green horizontal band and a light blue gradient band below it.

1 Introduction

Le présent document fournit un scénario de référence pour l'offre et la demande d'énergie au Canada ainsi que pour le niveau d'émissions jusqu'en 2020. Les rapports entre la production, la consommation et les prix de l'énergie ainsi que les facteurs économiques, technologiques et stratégiques pertinents y ont été examinés avec soin.

Les projections à long terme de 1999, présentées dans *Perspectives des émissions du Canada – Une mise à jour*, ont été modifiées au début de 2002. De plus, il y a eu des changements majeurs aux programmes et initiatives énergétiques et environnementales au niveau fédéral, provincial et territorial. L'établissement d'une projection de l'offre et de la demande d'énergie vient donc à point nommé.

Ces perspectives à long terme de l'offre et de la demande d'énergie fournissent un scénario de référence à partir duquel des nouvelles politiques peuvent être élaborées et analysées. Le rapport n'offre pas des prévisions, mais présente plutôt une situation susceptible de se produire.

Différentes hypothèses donneront lieu à différentes projections.

Avant de pouvoir faire une projection de l'offre et de la demande d'énergie, il a fallu brosser un tableau de l'économie canadienne pour toute la période de projection, c'est-à-dire, jusqu'en 2020. De nombreuses hypothèses ont une incidence sur la taille et la croissance globales de l'économie, ces facteurs déterminant l'évolution et la composition de l'offre et de la demande d'énergie. Il importe que les hypothèses qui sous-tendent les projections soient cohérentes à l'intérieur du scénario. Elles portent notamment sur la population, la production économique et les prix du brut.

En 2004, de vastes consultations menées auprès d'autres ministères fédéraux (Environnement Canada, ministère des Finances Canada, Industrie Canada, Transports Canada et Agriculture et Agroalimentaire Canada) et des représentants des administrations publiques de l'ensemble des provinces et territoires ont permis d'atteindre un consensus sur les hypothèses économiques étayant ce rapport.

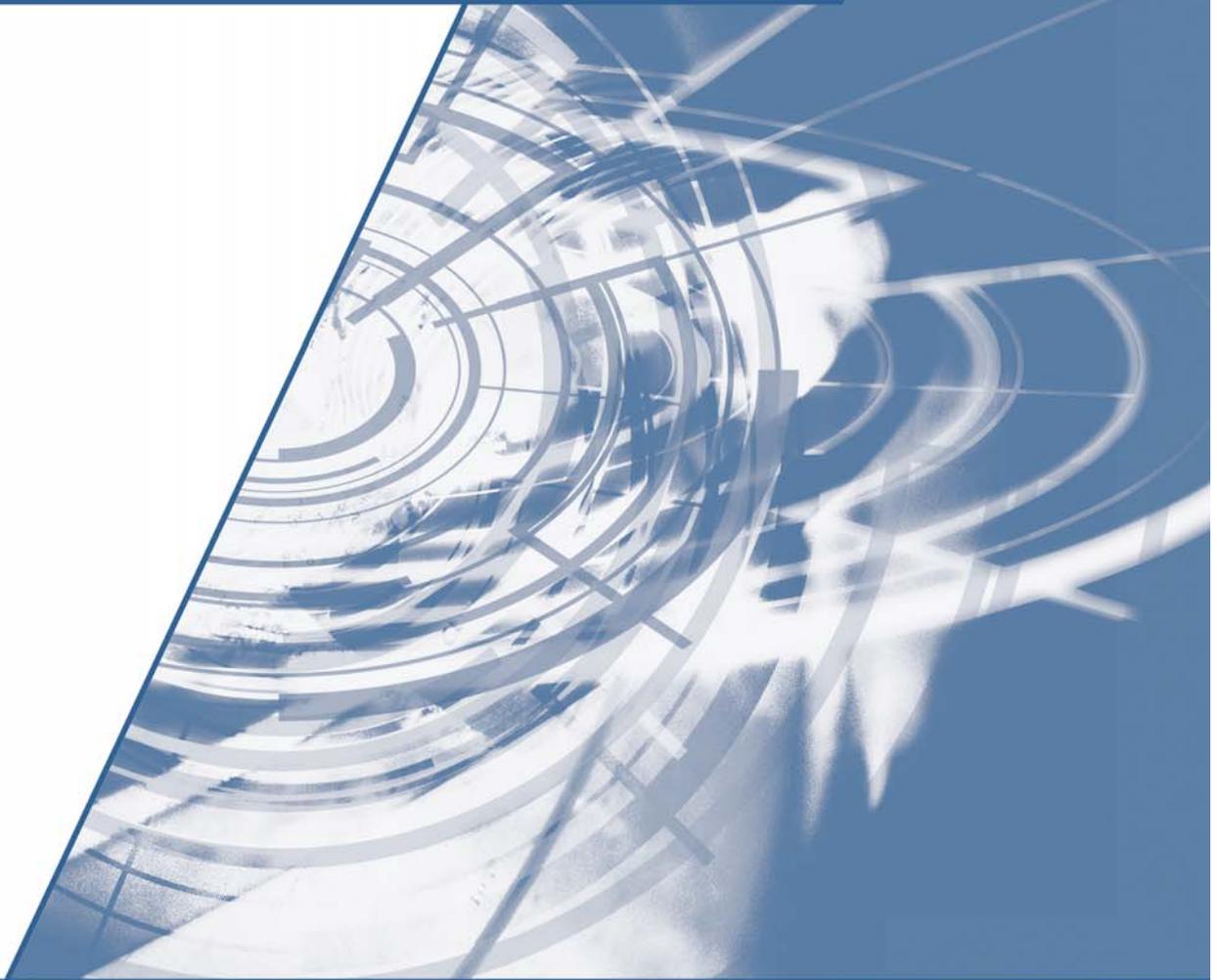
Ces Perspectives ont été réalisées à l'aide du nouveau *Modèle pour l'analyse des politiques liées à l'énergie au Canada* (MAPLE-C). Cet outil a été adapté pour le Canada à partir du US National Energy Modelling System. Il permet d'obtenir des résultats cohérents pour les secteurs et les régions (voir l'annexe I pour plus de détails).

Principaux changements observés depuis les dernières Perspectives

Depuis l'établissement du rapport sur les Perspectives de 1999, les facteurs clés servant de fondement aux projections énergétiques ont considérablement évolué. Plus particulièrement, on s'attend à une hausse d'environ 100 p. 100 des prix du brut et d'environ 200 p. 100 des prix du gaz naturel à la tête de puits. Selon les Perspectives précédentes, le PIB devait croître à un taux annuel de 2,3 p. 100. Depuis, le taux de croissance annuel moyen de l'économie a atteint 2,5 p. 100 jusqu'en 2004 et il devrait ensuite évoluer à un rythme annuel de 2,9 p. 100 jusqu'en 2010. Par conséquent, pour les besoins du présent rapport, l'économie devrait avoir progressé d'environ 8 p. 100 en 2010.

D'autres hypothèses fondamentales ont changé : la production des sables bitumineux devrait être considérablement supérieure aux projections du rapport précédent; il est probable que la plupart des centrales nucléaires canadiennes soient remises à neuf (la centrale de Bruce A était exclue auparavant) et que le gazoduc du Delta du Mackenzie soit en service en 2011, plutôt qu'en 2013.

Déterminants clés pour l'énergie



2 Déterminants clés pour l'énergie

Cette section donne un aperçu des hypothèses macroéconomiques et des hypothèses relatives aux prix du pétrole et aux politiques, éléments moteurs de l'offre et de la demande d'énergie. Des hypothèses propres à chaque secteur sont décrites plus loin.

2.1 L'économie canadienne

L'économie canadienne est étroitement intégrée à celle des États-Unis. En conséquence, les hypothèses concernant l'activité économique du Canada sont en accord avec l'opinion générale des prévisionnistes américains au sujet de leur propre économie.

Plusieurs variables macroéconomiques clés² – aussi appelées « déterminants » – influent considérablement sur la consommation énergétique et la production dans l'ensemble de l'économie. Les hypothèses établies pour la plupart des déterminants, qui sont décrits ci-après, sont le fruit de consultations menées auprès de représentants fédéraux, provinciaux et territoriaux durant l'hiver 2004. Certaines des valeurs ont été légèrement modifiées de façon à cadrer avec une hypothèse sur les prix du pétrole, qui a été révisée à la hausse depuis la tenue de ces consultations.

POPULATION

La projection démographique se concilie avec la tendance à la baisse du taux de fécondité et le fait que le nombre annuel de nouveaux immigrants au pays devrait demeurer le même, soit environ 225 000, et que l'immigration nette se chiffrerait à 168 000. Dans l'ensemble, la population devrait augmenter de 0,8 p. 100 par année de 2005 à 2010, et de 0,7 p. 100 par la suite, pour atteindre 35,8 millions en 2020 (tableau M1).

² Les projections macro-économiques et démographie ont été fournies par Informetrica Limited, basées sur des hypothèses spécifiques de RNCan.

Les projections démographiques tiennent compte des tendances prévues en matière de formation des ménages pour déterminer le nombre de ménages, ce qui constitue un des principaux déterminants de la consommation énergétique dans le secteur résidentiel.

La projection de la composition démographique établit le nombre de personnes en âge de conduire. Cette population, considérée conjointement avec le nombre moyen de véhicules-kilomètres parcourus par personne en âge de conduire et les technologies automobiles, sert à déterminer la consommation d'essence et de diesel des véhicules légers dans le secteur des transports.

Tableau M1
Hypothèses démographiques, 1990-2020 (taux de croissance annuels moyens)

	1990- 2004	2005- 2010	2010- 2020
Population	1,0	0,8	0,7
Ménages	1,6	1,4	1,1
Population en âge de conduire (16 ans et +)	1,2	1,1	0,7

TAILLE DE L'ÉCONOMIE

La taille de l'économie est aussi reliée aux projections démographiques. Celle-ci est déterminée à l'aide des chiffres de population ou, plus précisément, du segment de la population apte à l'emploi et de la productivité par travailleur. On estime que la productivité du travail progressera à un rythme annuel moyen de 1,6 p. 100 durant la période de projection, comparativement à 1,4 p. 100 pour la période de 1990-2004 (tableau M2). Aux États-Unis, le taux de croissance de la productivité du travail serait de 2,3 p. 100 pour la période de projection.

Entre 2005 et 2020, le taux de croissance annuel moyen de la population active devrait être de 0,7 p. 100, ce qui se traduit par une hausse du taux de croissance moyen de l'emploi de 0,8 p. 100, car on s'attend à ce que le taux de chômage

tombe à 6,6 p. 100 d'ici 2020. Ces mouvements devraient contribuer à faire croître l'activité économique de 2,4 p. 100 par année, selon le produit intérieur brut (PIB) mesuré en dollars constants (ou PIB réel), pour les 15 prochaines années. Aux États-Unis, le taux de croissance du PIB devrait s'élever à 2,9 p. 100 durant la période de projection.

Il existe aussi un rapport entre l'activité économique et le revenu des ménages. Une modification du revenu influe plus particulièrement sur deux décisions des ménages, et ces décisions ont toutes deux une incidence énergétique : l'achat d'un véhicule et le choix d'un logement. De 2005 à 2020, les ventes de véhicules devraient augmenter

Tableau M2

**Hypothèses macroéconomiques, 1990-2020
(taux de croissance annuels moyens)**

	1990- 2004	2005- 2010	2010- 2020
Population active	1,4	0,9	0,6
Productivité du travail	1,4	1,7	1,6
PIB	2,8	2,7	2,3
Revenu disponible par habitant	0,7	2,3	1,5
Achats de véhicules	0,9	1,5	1,8

légèrement par rapport aux données antérieures, tandis que le nombre de mises en chantier déclinera vraisemblablement, compte tenu du ralentissement de la croissance du nombre de ménages durant cette période.

COMPOSITION DE L'ÉCONOMIE

La composition³ de l'économie devrait changer légèrement durant la période de projection, car les industries modifieront leur niveau de production en fonction de l'évolution des habitudes de consommation, de l'investissement, des achats gouvernementaux et du commerce. Par exemple, on s'attend à ce que les consommateurs dépensent une plus large part de leur revenu au titre des services d'ici 2020, ce qui stimulera l'activité économique dans le secteur canadien des services. Néanmoins, la structure de chaque industrie devrait demeurer inchangée durant la période de projection, ce qui n'est pas nécessairement le cas pour leur niveau d'activité.

Ces changements dans la composition de l'économie permettent de déterminer les taux de croissance relatifs des industries et de leur consommation énergétique. La branche des services devrait croître plus rapidement que celle de la production de biens, et encore plus que celles des ressources naturelles, de la construction et des services publics (tableau M3). La part des services dans l'économie, qui atteint déjà 69 p. 100, dépassera 71 p. 100 d'ici 2020.

Les changements dans la composition de la branche des services influent sur la surface de plancher utile et le type de bâtiments et, en conséquence, sur la consommation énergétique.

De plus, l'évolution de la composition de l'économie entraîne un changement dans la composition des marchandises et, en conséquence, influe sur l'énergie requise pour leur transport.

³ L'économie se divise essentiellement en deux grands secteurs : le secteur producteur de biens et le secteur producteur de services.

Tableau M3
Structure de l'économie, 1990-2020

	Part de l'économie en 2004 (%)	Part de l'économie en 2020 (%)	Taux de croissance annuel moyen du PIB en dollars constants		
			1990-2004	2005-2010	2010-2020
Agriculture, foresterie, chasse et pêche	2,2	1,8	0,7	0,8	1,3
Mines	3,5	3,3	2,2	3,3	1,5
Services publics	2,5	2,2	1,0	1,8	1,7
Construction	5,5	4,8	1,2	1,2	1,7
Fabrication	17,2	16,3	3,1	2,4	2,0
Services	69,1	71,5	3,1	2,9	2,5
<i>Économie totale</i>	<i>100,0</i>	<i>100,0</i>	<i>2,8</i>	<i>2,7</i>	<i>2,3</i>

AUTRES VARIABLES MACROÉCONOMIQUES

D'autres variables macroéconomiques ont des liens étroits avec la consommation et la production d'énergie. Le taux de change, par exemple, influe sur l'économie dans son ensemble ainsi que sur les prix des marchandises qui font l'objet d'un commerce international, notamment le brut. L'inflation affecte aussi les prix dans toute l'économie, tout comme les taux d'intérêt, qui ont surtout des répercussions sur les décisions d'achat d'équipements qui consomment de l'énergie ou qui en produisent. Le tableau M4 indique les moyennes antérieures et les valeurs prévues pour ces trois variables.

Tableau M4
Autres variables macroéconomiques, 1990-2020 (taux moyens)

	1990-2004	2005-2010	2010-2020
Taux de change (cents US/dollar canadien)	74	82	83
Taux d'inflation (pourcentage)	1,8	1,7	1,5
Taux d'intérêt (obligations industrielles cotées AAA)	8,2	8,1	8,2

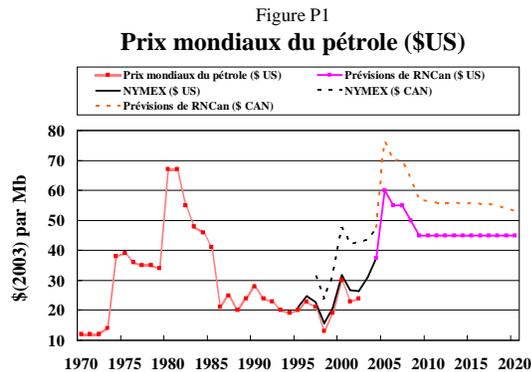
Durant la période de projection, le taux de change devrait être supérieur aux valeurs à long terme, mais se rapprocher davantage des valeurs observées récemment. L'inflation, qui serait légèrement plus forte au Canada qu'aux États-Unis, ralentirait quelque peu au cours de cette période, tandis que les taux d'intérêt se situeraient à peu près à leurs niveaux historiques.

2.2 Prix du brut

Le Canada est un preneur de prix sur le marché mondial du pétrole, car sa part de la production pétrolière n'est pas assez substantielle (4 p. 100) pour influencer de façon notable les prix internationaux du pétrole. Le prix sur le New York Mercantile Exchange (NYMEX) du brut West Texas Intermediate (WTI), qui fait l'objet de nombreuses opérations commerciales, suit de près le cours mondial du brut. Le WTI est le pétrole de référence à partir duquel les prix sont déterminés dans toute l'Amérique du Nord. Par conséquent, le WTI sert à fixer le prix du brut au Canada⁴.

⁴ À moins d'indications contraires, tous les prix dans la présente section sont en dollars américains.

Après avoir chuté à 11 \$ le baril vers la fin des années 1990, les prix du WTI ont remonté pour atteindre un sommet de 66 \$ le baril en 2005. Ils sont maintenant semblables aux niveaux record, corrigés pour tenir compte de l'inflation, qui ont été enregistrés durant la fin des années 1970 et le début des années 1980 (figure P1).



La majoration des prix résulte en grande partie du climat d'incertitude causé par la convergence de menaces inhabituelles et sans précédent pour le marché pétrolier : terrorisme mondial, pressions géopolitiques, accroissement de la demande (surtout de la part de la Chine et de l'Inde), perceptions des négociants et spéculateurs sur marchandises. Les prix demeurent élevés, bien que l'offre et la demande soient censées être bien équilibrés. L'OPEP a accru son offre, et il existe d'importantes réserves commerciales et stratégiques pour faire face aux pénuries imprévues. Cependant ce n'est pas suffisant pour réduire les prix aux niveaux en vigueur avant 2000.

La montée récente des prix a commencé en 2003, lorsque le prix du WTI a augmenté de plus de 5 \$ le baril par rapport à 2002 pour s'établir à 31 \$, et a de nouveau augmenté d'autant en 2004. Au fil des événements, les prix du pétrole brut ont continué d'avancer sans répit pour totaliser 66 \$ le baril vers le milieu de 2005, bien qu'il n'y ait eu aucune interruption de l'offre de l'OPEP. Durant l'été 2005, les ouragans Katrina et Rita ont aussi influé à court terme sur les prix mondiaux du pétrole.

Alors que certains analystes sont d'avis que les prix du pétrole demeureront élevés, de nombreuses grandes entreprises de production évaluent encore le prix du baril à environ 25 \$ lorsqu'ils définissent les points de repère et effectuent la planification de leurs projets. Dans ses *Perspectives énergétiques mondiales* de 2005, l'AIE estime que les prix internationaux du brut se situeront entre 35 et 39 \$US le baril (2004), ce qui se compare au prix d'environ 37 \$US le baril (2003) pour le WTI. Dans son rapport *Annual Energy Outlook* de 2006, l'« Energy Information Administration » des États-Unis prévoit que le prix du brut atteindra 47,30 \$US (2004) en 2010.

PERSPECTIVES À COURT TERME

Bien qu'il soit possible que les prix chutent brusquement au cours des cinq prochaines années, il est peu probable que soient réunies toutes les conditions nécessaires pour qu'une telle éventualité se produise : retrait rapide des négociants de marchandises du marché à terme, déclin marqué de la demande asiatique et forte expansion de l'offre hors OPEP. Par contre, d'autres facteurs pouvant avoir une probabilité égale d'incidence pourraient faire grimper les prix : aggravation de la situation entre le Moyen-Orient et le Nigéria.

PERSPECTIVES À LONG TERME

Si les prix demeuraient élevés à long terme, c'est-à-dire, s'ils dépassaient, disons, 50 \$, l'incidence sur la demande serait probablement soutenue. Ce serait notamment le cas pour le secteur des transports, car les véhicules hybrides seraient plus répandus et les administrations publiques pourraient fixer de nouvelles normes d'efficacité énergétique applicables aux véhicules. Les dépenses en immobilisations des sociétés pétrolières pourraient augmenter avec la hausse des flux discrétionnaires, ce qui contribuerait à élever les niveaux de production hors OPEP, même si le niveau de production de la Russie continuera à demeurer imprévisible. Selon l'AIE, les hausses de la production hors OPEP pourraient être limitées au cours des 20 prochaines années, et le pétrole non-classique (p. ex., celui qui provient des sables bitumineux)

pourrait contribuer pour seulement 6 p. 100 environ de l'offre mondiale de brut⁵. De plus, l'OPEP pourrait tenter de « contrôler » les marchés en limitant sa capacité de réserve : autrement dit, l'OPEP pourrait faire des investissements qui entraîneraient essentiellement une baisse des prix. Comme les prix des deux dernières années sont demeurés élevés, il est raisonnable de supposer que l'OPEP pourrait maintenir un prix de 40 à 50 \$ le baril en ajustant l'offre. Compte tenu de ces facteurs et d'autres variables, on suppose que le prix du baril devrait s'établir à 45 \$ en dollars US (2003) pour la période 2010- 2020 (figure P1).

Comme les projections des prix du brut demeurent foncièrement incertaines, l'hypothèse sur les prix du brut durant la période de référence s'éloigne sensiblement des projections précédentes. Les provinces et les territoires ont généralement appuyé les hypothèses sur les prix du brut qui leur ont été exposées dans le cadre des consultations.

Alors que le prix international du pétrole, exprimé en dollars américains, devrait demeurer constant, on s'attend à ce que le prix du pétrole en dollars canadiens indexés diminue légèrement avec le temps, car l'inflation devrait être plus forte au Canada qu'aux États-Unis durant la période de prévision⁶.

2.3 Prix du gaz naturel

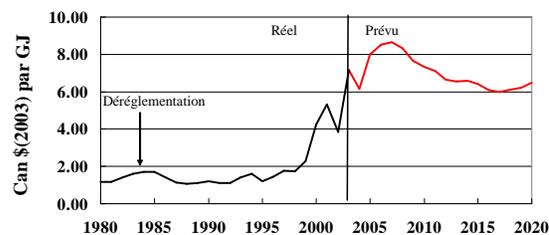
Le prix du gaz naturel est déterminé en partie par le prix du brut, par les caractéristiques des réserves restantes de gaz naturel et par l'importance de la demande de gaz naturel. Toutefois, l'intégration du marché du gaz naturel en Amérique du Nord est l'aspect qui a la plus forte incidence sur le prix.

⁵ *Perspectives énergétiques mondiales de 2004*, Agence internationale de l'énergie (décembre 2005).

⁶ On suppose que le taux de change nominal Canada-États-Unis sera relativement constant durant la période de projection.

Avant 1985, les entreprises devaient avoir des réserves prouvées pour une période de 20 ans avant d'être autorisées à exporter, et les prix à la tête de puits étaient réglementés. En octobre 1985, les prix, le niveau des réserves et les contrats ont été déréglementés. La capacité de production était alors largement excédentaire et la capacité d'exportation par gazoduc de l'Alberta était insuffisante. Cette situation a fait tomber les prix du gaz naturel canadien (figure P2), et ce déclin a duré jusqu'à la fin des années 1990. Peu de temps après, le problème de la capacité d'exportation insuffisante a été corrigé par l'expansion des gazoducs existants et par la construction de nouveaux. Depuis, les prix canadiens ont généralement été déterminés à partir du prix NYMEX du gaz naturel aux États-Unis, parce que le marché canadien du gaz naturel est maintenant bien intégré au marché américain.

Figure P2
Prix du gaz naturel à la tête de puits en Alberta



Après avoir récemment atteint des sommets pour une courte période, les prix du gaz naturel à la tête de puits en Alberta (qui servent de référence pour l'établissement des prix canadiens) devraient se replier : alors qu'ils excédaient 14 \$ par millier de pieds cubes (10^3pi^3) par suite des ouragans qui ont dévasté la côte du golfe du Mexique, ils devraient tomber aux alentours de 6 \$ par millier de pieds cubes en 2017. Ce déclin serait essentiellement imputable à une baisse comparable du prix du brut. Après 2017, les prix augmenteront à environ 6,50 \$ par millier de pieds cubes d'ici 2020 en raison de l'épuisement graduel des réserves de gaz classique du bassin occidental et du recours probable aux ressources plus coûteuses obtenues à partir du méthane de

houille et provenant du Delta du Mackenzie. Les importations éventuelles de gaz naturel liquéfié (GNL) destinées au marché nord-américain pourraient modérer les hausses de prix.

La projection des prix du gaz naturel suggère des valeurs deux ou trois fois plus élevées que celles de la dernière décennie et est généralement compatible avec les projections récemment publiées. Le rapport *Annual Energy Outlook* de 2006 de l'EIA des États-Unis décrit une évolution semblable des prix du gaz naturel.

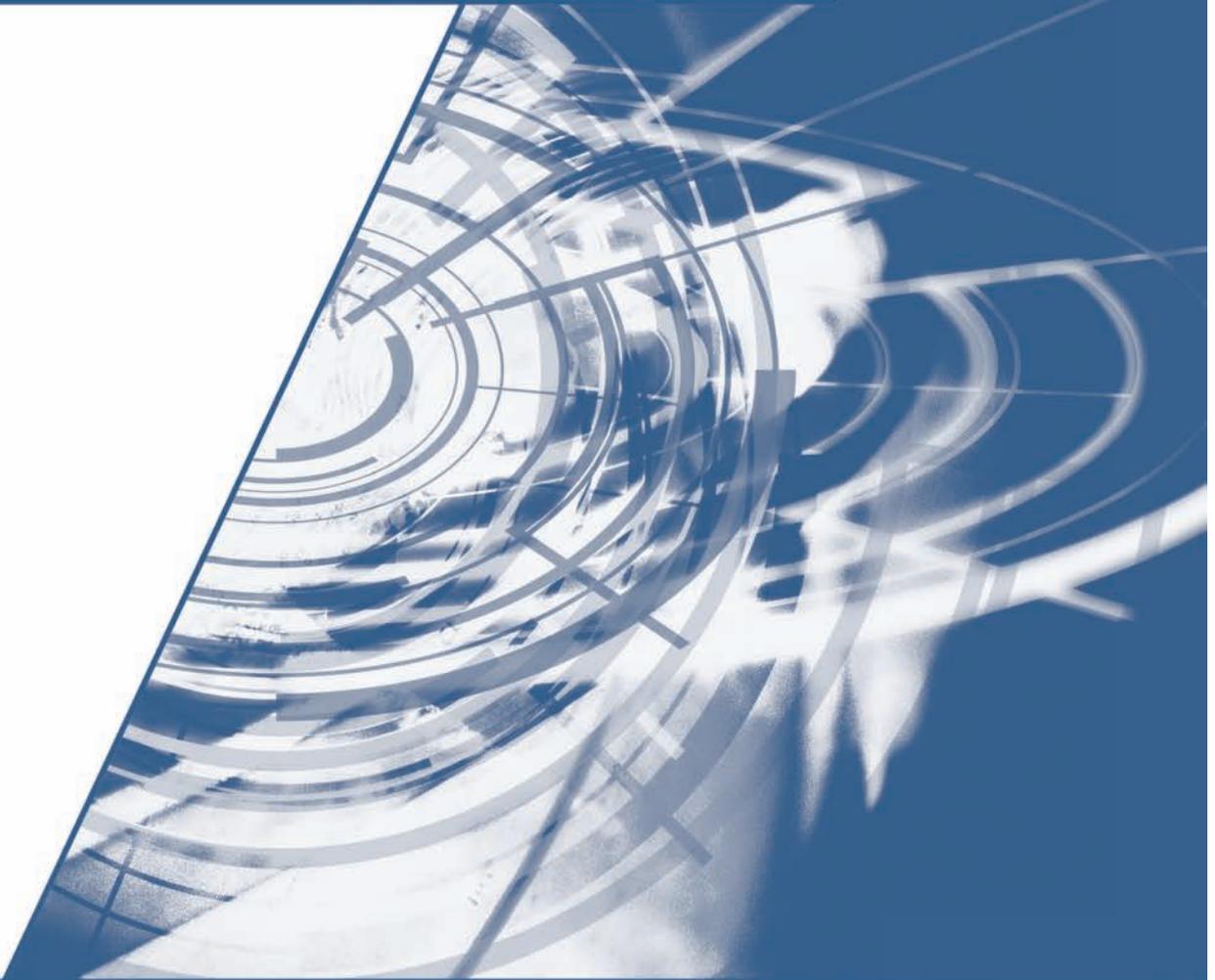
2.4 Hypothèses concernant les politiques

Entre 2000 et 2004, le gouvernement du Canada a mis en œuvre environ 150 programmes relatifs aux changements climatiques. Seulement les programmes ayant obtenu du Conseil du Trésor une autorisation de dépenser depuis mai 2006 sont inclus dans cette étude.

Les principaux effets de ces programmes, autres que ceux provenant du comportement des consommateurs sont supposés se terminer lorsque le financement approuvé sera épuisé. Cependant, il y aura quand même une certaine incidence après cette période, surtout en ce qui a trait aux règlements concernant l'équipement. L'annexe II offre une description plus détaillée de ces programmes.

Ce rapport n'examine pas le système des grands émetteurs finaux (programme proposé visant à réduire les émissions des industries énergivores) parce qu'il n'était pas encore suffisamment détaillé. Il n'examine pas non plus les programmes proposés en 2005 et tous les programmes qui étaient terminés ou annulés en mai 2006. Nous avons pris en considération les programmes clairement définis des provinces et territoires qui se sont montrés suffisamment résolus à agir (pour plus de renseignements, voir le chapitre 10).

Prix d'utilisation finale



3 Prix d'utilisation finale

Les prix d'utilisation finale qui figurent dans le tableau PUF1 sont des moyennes pour le Canada. Les prix régionaux varieront, surtout ceux du gaz naturel et de l'électricité, bien que les tendances soient représentatives. Les déterminants clés des prix d'utilisation finale sont le prix du brut WTI et le prix du gaz naturel de l'Alberta (section 2.3).

Durant la période de projection, le prix réel du brut devrait chuter par rapport au sommet atteint en 2005. En conséquence, les prix en dollars constants des produits issus du brut chuteront aussi.

Cette baisse éventuelle sera accentuée par les taxes d'accise frappant les carburants de transport; ces taxes demeurent stables en dollars non indexés, c'est-à-dire, qu'elles baissent en dollars constants.

Malgré le déclin des prix comparé aux hauts niveaux observés récemment, ces prix de l'énergie sont beaucoup plus élevés que ceux en vigueur au cours des années 1980 et 1990.

Tableau PUF1
Prix d'utilisation finale en dollars CAN (2003) par GJ (à moins d'indications contraires)

	1990	2000	2005	2010	2020
Prix du baril de pétrole (WTI) en \$CAN par baril	35,79	47,85	70,20	52,65	49,50
Prix du pétrole	5,85	7,82	11,47	8,60	8,09
Gaz naturel (tête de puits en Alberta)	1,67	4,50	7,98	7,33	6,48
Secteur résidentiel					
Gaz naturel	6,40	10,14	13,00	11,89	10,71
Mazout de chauffage	10,86	15,75	18,43	15,25	14,36
Électricité	21,48	24,60	23,56	23,51	23,68
Secteur commercial					
Gaz naturel	6,40	8,58	11,87	10,73	9,66
Mazout lourd	4,30	7,63	10,87	8,43	7,96
Électricité	20,16	17,26	17,10	17,02	17,33
Secteur industriel					
Gaz naturel	3,45	5,86	9,64	8,50	7,66
Mazout lourd	3,59	7,38	10,63	8,06	7,58
Électricité	13,86	15,36	14,33	14,01	13,01
Transports					
Essence	21,10	22,07	25,05	21,06	19,24
Diesel	16,54	18,88	21,51	18,04	16,57
Générateurs électriques					
Gaz naturel	1,88	5,61	9,51	8,62	8,41
Mazout lourd	3,46	6,16	9,19	6,94	6,53
Charbon	0,97	1,41	1,45	1,65	1,53

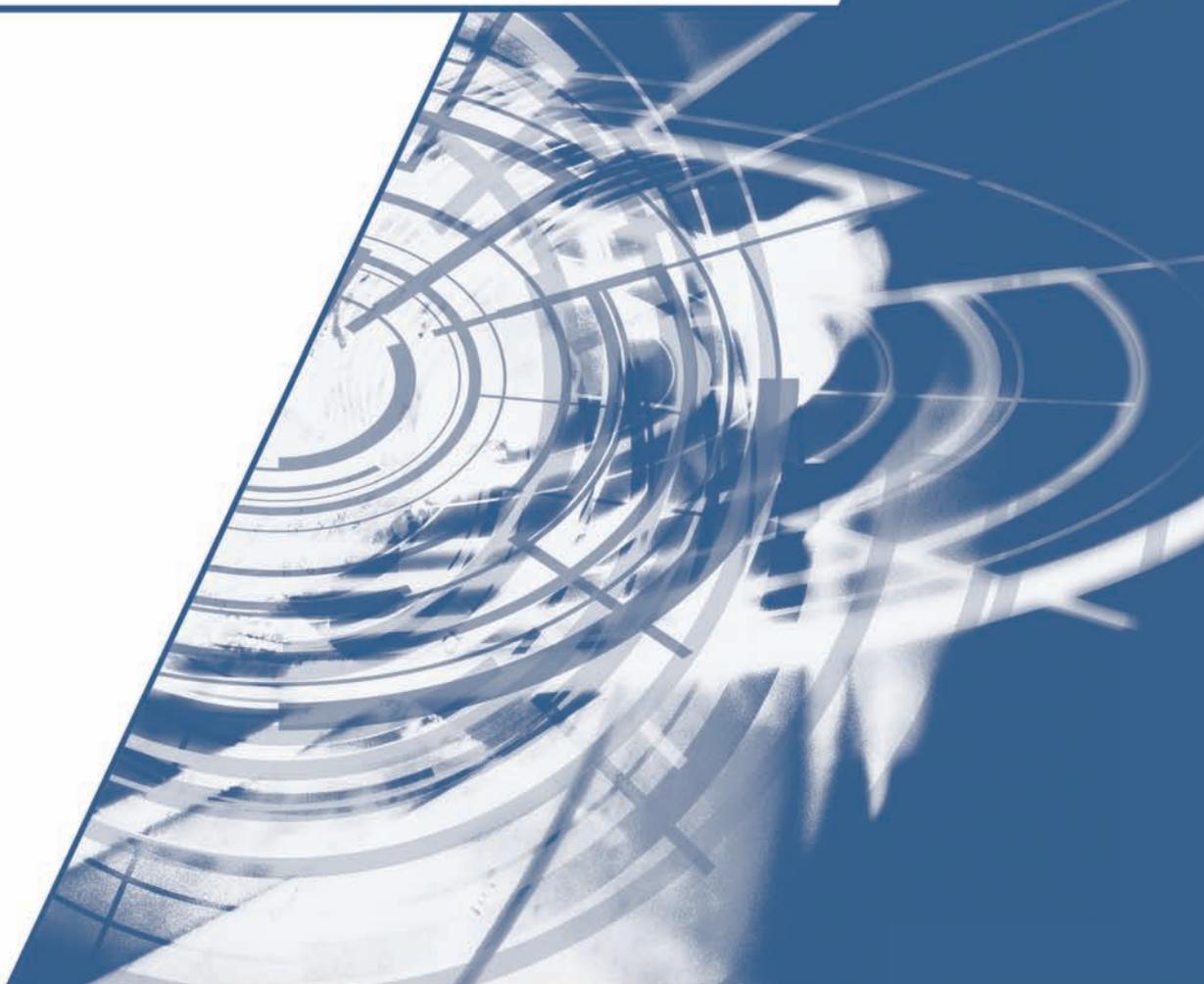
Dans la plupart des marchés canadiens, les prix des produits du pétrole raffiné sont généralement déterminés selon les prix des produits à l'importation⁷. De 2005 à 2010, on suppose que les prix des produits pétroliers raffinés reculeront d'un peu plus de 20 p. 100 dans le secteur commercial, le secteur industriel et celui de l'électricité, et d'environ 15 p. 100 dans le secteur résidentiel et celui des transports. Après 2010, la baisse du prix réel sera d'environ 5 p. 100 dans tous les secteurs.

Les prix du gaz naturel dans tous les secteurs devraient régresser d'environ 15 p. 100 par rapport au haut niveau de 2005, en partie à cause de la baisse des prix du brut. Les différences de prix entre les secteurs résultent essentiellement de la majoration des coûts de distribution dans les secteurs résidentiel et commercial.

Après avoir augmenté considérablement jusqu'en 2005, les prix du charbon devraient demeurer relativement constants durant la période de projection.

⁷ Les prix sont fixés au port de New York (New York Harbour ou NYH), un des principaux points de commerce pour les produits du pétrole raffiné en Amérique du Nord. Dans les marchés locaux, les prix correspondent généralement au prix NYH auquel s'ajoutent les coûts du transport.

Demande d'utilisation finale



4 Demande d'utilisation finale

- Dans le secteur résidentiel, la consommation énergétique grimpera de 14,8 p. 100 durant la période de projection, avec la croissance du nombre de ménages et la tendance persistante à acquérir des logements plus spacieux. Ces facteurs l'emporteront sur les gains d'efficacité énergétique réalisés partiellement par les changements dans la réglementation des équipements. Cette hausse est essentiellement imputable à une plus forte consommation d'électricité.
- D'ici la fin de la période de projection, l'intensité énergétique dans le secteur commercial devrait retomber à ses niveaux d'avant 1990, malgré le nombre croissant de types de bâtiment à forte consommation énergétique et l'expansion du secteur des services. Là encore, la tendance est à l'accroissement de la consommation d'énergie électrique.
- Malgré une plus forte demande de services de transport, la consommation énergétique du secteur des transports devrait augmenter de 1,7 p. 100 par année, en moyenne, durant la période de projection, comparativement à 2 p. 100 pour la période de 1990-2004. Plusieurs initiatives gouvernementales ont contribué à améliorer le rendement du carburant des véhicules dans tous les modes de transport. On retrouve de plus en plus l'alcool éthylique ou éthanol parmi les composants de l'essence mélangée, surtout depuis les mesures prises par le gouvernement pour accroître l'offre d'éthanol.
- On croit que les industries manufacturières énergivores réduiront leur intensité énergétique de 1 p. 100 en moyenne au cours des cinq prochaines années. Durant les dix dernières années de la période de projection, le taux de réduction de l'intensité énergétique devrait s'estomper. Malgré ces gains, la consommation énergétique serait à la hausse.

Cette section examine la demande d'énergie des secteurs d'utilisation finale, soit le secteur résidentiel, le secteur commercial, le secteur industriel et celui des transports. Les prix de l'énergie en dollars constants devraient fléchir (chapitre 2), sauf dans le cas du gaz naturel, même s'ils demeurent élevés par rapport aux niveaux des années 1980 et 1990.

4.1 Secteur résidentiel

La demande énergétique est essentiellement tributaire des prix de l'énergie, des schémas démographiques (incluant la composition des ménages), du rendement de l'équipement, des caractéristiques des logements et du temps⁸. Nous supposons que les ménages réagiront à ces facteurs en modifiant leur consommation d'énergie, en utilisant d'autres types de combustible ou en adoptant des technologies d'efficacité différentes.

Entre 2005 et 2010, le nombre de ménages devrait croître d'environ 1,4 p. 100 par année (tableau R1) et d'environ 1,1 p. 100 pour la période 2010-2020. Ce taux est fondé à la fois sur les prévisions démographiques et sur l'évolution dans le temps de la composition des ménages. De plus l'espace de plancher moyen devrait aussi augmenter de 0,4 p. cent par année. L'augmentation de la population des ménages, qui suppose une hausse du nombre d'utilisateurs et un accroissement de la surface utile de plancher, intensifiera la demande d'énergie. Toutefois, d'autres facteurs tels que la majoration des prix du gaz naturel, la réglementation des équipements ainsi que le remplacement naturel du vieil équipement par du plus efficace auront un effet modérateur sur cette croissance éventuelle de la demande énergétique.

⁸ Les hypothèses concernant les conditions météorologiques normales sont fondées sur la moyenne historique de 30 ans.

Tableau R1
Demande résidentielle, 1990-2020

	Taux de croissance annuels moyens						
	1990	2005	2010	2020	1990-2004	2005-2010	2010-2020
Nombre de ménages (en millions)	10,1	12,6	13,5	15,2	1,6	1,4	1,1
Consommation d'énergie (PJ)	1 287	1 402	1 467	1 609	0,7	0,9	0,9
Intensité énergétique (GJ/ménage)	128	111	108	106	-0,9	-0,5	-0,2

Les impacts prévus de ces facteurs inclus :

- le taux d'efficacité énergétique des nouveaux générateurs d'air chaud au gaz atteindra 90 p. 100 en 2009;
- les économies d'énergie varieront entre 5 et 40 p. 100 pour les autres types d'équipement comme les chauffe-eau au gaz, les thermopompes et les laveuses et sècheuses d'ici 2010.

L'application de nouvelles normes sur les équipements devraient produire des gains généraux d'intensité énergétique d'environ 0,5 p. 100 par année pour la période de 2005-2010.

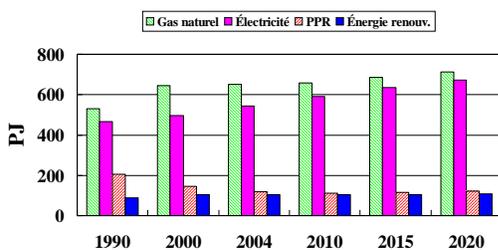
De 2010 à 2020, les gains prévus correspondront à environ la moitié des gains réalisés au cours des 20 années précédentes, parce qu'il sera de plus en plus difficile d'introduire des normes plus rigoureuses pour les appareils.

Comme ces tendances le laissent supposer, la croissance de la consommation énergétique dans le secteur résidentiel devrait être plus lente que celle du nombre de ménages (tableau R1). Ce déclin de la consommation est attribuable à l'améliorations énergétiques apportées aux appareils. La demande devrait augmenter à un taux annuel moyen de 0,9 p. 100 entre 2005 et 2010, et au même taux entre 2010 et 2020.

En raison de ces facteurs, on s'attend à ce que l'intensité énergétique par ménage continue de faiblir : de 126 GJ en 1990 à 111 GJ en 2005, elle devrait tomber à 106 GJ par ménage d'ici 2020.

Selon nos projections, le gaz naturel demeurera le principal combustible utilisé par les ménages, sa part du marché de l'énergie se chiffrant à plus de 44 p. 100 d'ici 2020, comparativement à 46 p. 100 en 2004. L'électricité représentera la deuxième source d'énergie en importance, sa part de la demande des ménages se chiffrant à près de 42 p. 100 en 2020, comparativement à 38 p. 100 en 2004. La hausse de la consommation d'électricité résultera de la demande accrue de systèmes de climatisation et d'appareils électroniques.

Figure R1
Demande énergétique d'utilisation finale selon le type d'énergie Secteur résidentiel



4.2 Secteur commercial

La demande d'énergie dans le secteur commercial est déterminée par le niveau de l'activité économique, qui est à l'origine de la demande de surface utile de plancher et d'équipement, et par les prix de l'énergie, les technologies et les politiques qui déterminent le niveau de l'efficacité énergétique des enveloppes de bâtiments et de l'équipement.

Dans le secteur commercial, les projections indiquent que l'activité économique au Canada évoluera selon les tendances historiques. Le PIB commercial en dollars constants a augmenté en moyenne de 3,1 p. 100 par année de 1990 à 2004. Ce taux devrait tomber à 2,9 p. 100 entre 2005 et 2010, et à 2,5 p. 100 pour les dix dernières années de la période de projection, conformément au taux de croissance plus faible du PIB pour l'ensemble de l'économie.

La croissance économique devrait entraîner un accroissement moyen annuel de 2,2 p. 100 de l'ensemble de la surface utile de plancher (tant pour les commerces que pour les établissements institutionnels) entre 2005 et 2020.

Dans le secteur commercial, on s'attend à une diminution des prix du gaz naturel et du mazout lourd alors que les prix de l'électricité devraient demeurer relativement stable.

La réglementation des équipements ainsi que la pénétration naturelle de nouvelles technologies devraient ralentir la montée de la demande énergétique dans le secteur commercial. L'annexe II contient une description de ces programmes. L'impact de ces programmes inclut :

- le taux d'efficacité énergétique des nouvelles chaudières au gaz s'élèvera à 85 p. 100 en 2010;
- les gains d'efficacité énergétique varieront entre 5 et 30 p. 100 pour les équipements tel les climatiseurs, les pompes à chaleur, les chauffe-eau, etc., d'ici 2010.

L'intensité énergétique commerciale, qui représente la consommation d'énergie par mètre carré, a augmenté de 0,6 p. 100 par année à partir des années 1990 jusqu'en 2004 (tableau C1). La hausse de l'intensité énergétique résulte essentiellement de changements structurels (plus de surface utile pour les bureaux par rapport à d'autres bâtiments dont l'intensité énergétique est moindre, comme les entrepôts) et acquisition de systèmes de climatisation et de matériel auxiliaire, dont les ordinateurs. Cette tendance est prévue se poursuivre, mais à un rythme moins élevé, avec une amélioration d'intensité moyenne de 0,1 p. 100 par an pour les dix dernières années de la projection.

Dans le secteur commercial, l'électricité et le gaz naturel dominant toujours, leurs parts combinées du marché énergétique ayant représenté environ 85 p. 100 en 2004 (figure C1). La demande a crû d'environ 2,2 p. 100 par année entre 1990 et 2004 et, selon les projections, elle progressera 2,6 p. 100 durant la période 2005-2010. Après 2010, les besoins en énergie devraient continuer d'augmenter, mais un peu plus lentement (2,3 p. 100). Durant la dernière décennie de la période de projection, la plus forte consommation devrait surtout résulter de la montée de la demande d'électricité, imputable aux besoins beaucoup plus grands en matière de climatisation et d'éclairage et, dans

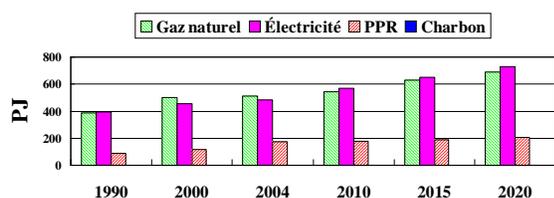
Tableau C1
Demande du secteur commercial, 1990-2020

	Taux de croissance annuels moyens						
	1990	2005	2010	2020	1990-2004	2005-2010	2010-2020
Surface utile (en millions de m ²)	466	592	661	825	1,6	2,2	2,2
Consommation d'énergie (PJ)	867	1 137	1 296	1 635	2,2	2,6	2,3
Intensité énergétique (GJ/ m ²)	1,86	1,92	1,96	1,98	0,6	0,4	0,1

Demande d'utilisation finale

une moindre mesure, en matériel de bureau et en systèmes de ventilation, entre autres. Dans le secteur commercial, la part du marché énergétique attribuable à l'électricité devrait passer de 41 p. 100 en 2004 à 45 p. 100 en 2020.

Figure C1
Demande énergétique d'utilisation finale selon le type d'énergie
Secteur commercial



4.3 Secteur des transports

Dans le secteur des transports, les principaux déterminants de la consommation énergétique comprennent la population de conducteurs, le revenu, le prix de l'énergie et l'efficacité énergétique des véhicules (tableau T1). La croissance de la population des conducteurs (16 ans et plus) évolue en parallèle avec celle de la population générale, et le revenu disponible suit le mouvement des tendances économiques décrites dans la section 2. Le prix réel de l'essence automobile devrait régresser d'environ 3 p. 100 par année à partir de 2005 jusqu'en 2010, et de 0,9 p. 100 par année de 2010 à 2020, selon l'hypothèse sur le prix du brut et compte tenu des taxes d'accise (exprimées en dollars constants). Les prix de l'essence demeureront malgré tout au dessus de leurs niveaux des années 1980 et 1990.

Tableau T1
Déterminants de la demande du secteur des transports

	1990	2005	2010	2020	Taux de croissance annuel moyen		
					1990 - 2004	2005 - 2010	2010 - 2020
Conducteurs (en millions de pers.)	21,6	25,9	27,4	29,5	1,2	1,1	0,7
Prix de l'essence (\$ de 2003 par GJ)	21,1	25,1	21,1	19,2	-0,1	3,4	-0,9
Revenu par habitant (en milliers de \$ de 1997)	19,1	21,9	24,5	28,4	0,8	2,3	1,5
Km parcourus par les véhicules légers (en billions)	242	327	387	485	2,1	3,4	2,3
Parc de véhicules légers (en millions)	14,7	18,5	20,1	23,8	1,5	1,7	1,7
Km parcourus par les véhicules légers/parc (en milliers)	16,5	17,7	19,3	20,4	0,5	1,6	0,6
Parc de véhicules légers par 10 conducteurs	6,8	7,1	7,3	8,1	0,3	0,5	0,9
Rendement du carburant des nouvelles automobiles (L/100 km), essais en laboratoire	8,2	7,8	7,3	7,1	-0,4	-1,2	-0,3
Rendement du carburant des nouvelles camionnettes (L/100 km), essais en laboratoire	11,4	11,0	9,7	9,0	-0,2	-2,1	-0,7

De façon générale, tous ces facteurs favoriseront une utilisation accrue des véhicules. Ensemble, ces hypothèses supposent que pour la période 2005-2010, les véhicules-kilomètres parcourus augmenteront d'environ 3,4 p. 100 par année, tandis que le parc de véhicules connaîtra une expansion d'un peu moins de 2 p. 100. Ces taux devraient faiblir quelque peu après 2010, alors que la croissance de l'économie devrait ralentir.

La croissance prévue de la demande de services de transport ne donnera pas lieu à une hausse comparable de la consommation de carburant, en partie en raison des programmes de promotion de l'efficacité énergétique, lesquels sont décrits à l'annexe II.

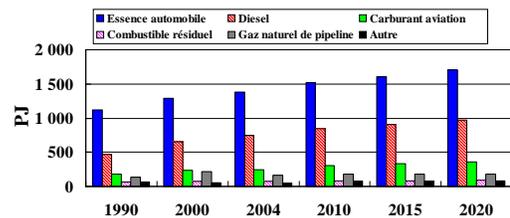
Le rendement du carburant des nouvelles automobiles s'est amélioré au cours de la période 1990 à 2004 passant de 8,2 à 7,8 litres par 100 km. Pour les camionnettes, le rendement est passé de 11,4 à 11,0 litres/100 km au cours de la même période. En 2004, les rendements étaient meilleurs que les cibles volontaires de 8,6 litres/100 km pour les automobiles et 11,4 litres/100 km pour les camions légers. On s'attend à ce que la tendance continue, en partie à cause de la nouvelle entente entre le gouvernement fédéral et l'industrie afin de réduire les émissions. D'ici 2010, on suppose qu'il y aura amélioration du rendement du carburant utilisé par les nouveaux véhicules légers, la consommation devant passer à 7,3 litres le 100 km pour les voitures et à 9,7 litres le 100 km pour les camions légers. Par la suite, le rendement du carburant des nouvelles voitures devrait demeurer relativement stable, tandis que celui des camions légers continuera de s'améliorer.

Selon ces hypothèses, la demande énergétique du secteur des transports croîtra de 2,4 p. 100 par année pour les cinq premières années, puis de 1,2 p. 100 pour les dix dernières années de la période de projection, taux sensiblement inférieur à celui qui a été enregistré pour la période de 1990-2004 (2,0 p. 100).

En 2004, les produits pétroliers constituaient la part la plus importante des carburants utilisés par le secteur des transports : l'essence automobile,

le diesel et le carburant aviation représentant 52, 28 et 9 p. 100, respectivement, des carburants consommés. Les autres sources d'énergie telles que le gaz naturel comprimé (GNC), le gaz de pétrole liquide (GPL) et l'électricité représentaient moins de 1 p. 100 de la demande énergétique. D'ici 2020, la part de l'essence automobile devrait décliner légèrement pour s'établir à 51 p. 100, tandis que celle du diesel devrait augmenter à 29 p. 100. Entre-temps, on s'attend à ce que la part des autres carburants augmente à environ 1,5 p. 100. Les variations des parts du marché seront essentiellement attribuables à l'amélioration du rendement des carburants pour véhicules automobiles, qui modérera l'expansion de la demande de carburant.

Figure T1
Demande énergétique d'utilisation finale selon le type de carburant
Secteur des transports

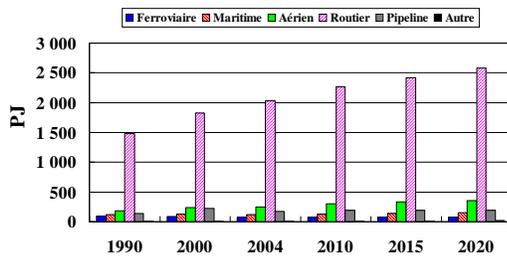


On suppose que le programme fédéral d'expansion du marché de l'éthanol de même que la réglementation et les initiatives provinciales favoriseront le recours à l'éthanol comme carburant de transport. La demande d'éthanol à mélanger à l'essence et celle des véhicules E-85 devrait passer de 6 PJ en 2005 à 29 PJ d'ici 2010, ce qui représente environ 2 p. 100 de la demande totale d'essence.

Dans le secteur des transports, la demande d'énergie est répartie entre six segments : le transport par voie routière, par voie ferroviaire, par voie aérienne, par voie maritime, par gazoduc et sous « autres », les autres besoins de la demande d'énergie tels que les lubrifiants (figure T2). La majeure partie de l'énergie (75 p. 100) est consommée par le transport routier, suivi du transport aérien (10 p. 100), maritime

(5 p. 100) et ferroviaire (2 p. 100). On estime que ces parts demeureront assez stables durant la période de projection. Le diesel et l'essence consommés hors route à des fins industrielles ou agricoles n'ont pas été inclus dans la demande d'énergie du secteur des transports.

Figure T2
**Demande énergétique d'utilisation finale
selon le mode de transport
Secteur des transports**



Les camions légers, qui comprennent les mini-fourgonnettes, les véhicules utilitaires sport et les fourgonnettes, devraient constituer une part croissante du marché des véhicules légers : cette part, qui est actuellement de 39 p. 100, atteindra 42 p. 100 d'ici 2020. Cette hausse, combinée à d'autres facteurs qui stimulent la demande, sera neutralisée en partie par l'amélioration du rendement du carburant. En conséquence, on suppose que la croissance de la demande énergétique du segment des véhicules légers ralentira, passant de 2,4 p. 100 par année de 2005 à 2010 à 1,3 p. 100 de 2010 à 2020. La part de la demande énergétique du groupe des véhicules légers devrait se contracter légèrement, passant de 48 p. 100 en 2005 à 47 p. 100 en 2020.

La demande énergétique liée au fret routier reflète les conditions économiques au Canada et aux États-Unis. De 1990 à 2004, le taux de croissance annuel moyen de la consommation de diesel a été robuste (4 p. 100). Les projections de la demande énergétique tiennent compte d'une efficacité énergétique accrue des camions de transport attribuable aux initiatives d'efficacité. Ces initiatives ne feront que ralentir le taux de croissance de l'activité du camionnage associée à la croissance industrielle présumée. Le résultat net se traduirait par un taux de croissance de la

consommation de 2,5 p. 100 par année jusqu'en 2010, puis de 1,8 p. 100 jusqu'en 2020.

De 2005 à 2020, les gains d'efficacité dans le segment du transport aérien devraient croître pour atteindre 1,1 p. 100 par année, dont une part de 0,1 p. 100 serait attribuable aux programmes d'efficacité énergétique. Toutefois, la hausse des revenus et le grand nombre de vols aériens à tarif économique devraient stimuler la demande de transport aérien. Par conséquent, on suppose que la demande de carburants aviation s'amplifiera de 2,6 p. 100 par année de 2005 à 2020.

Depuis 1990, les sociétés ferroviaires ont réalisé des gains d'efficacité énergétique considérables sur le plan de la consommation de carburant (2,8 p. 100 par année) par suite de l'achat de nouveau matériel et de l'amélioration de leurs méthodes d'exploitation. Toutefois, il devrait être plus difficile de maintenir ces gains durant la période de projection. Par conséquent, nous prévoyons que dans le segment du transport ferroviaire, le taux annuel d'amélioration de l'efficacité énergétique sera de 1,5 p. 100, les programmes d'efficacité énergétique contribuant modestement à la réalisation de ces économies d'énergie.

Au cours des trois dernières années, la réduction du nombre d'expéditions industrielles a fait chuter la demande énergétique du segment du transport ferroviaire. Cette demande devrait peu fluctuer durant la période de projection; elle passerait de 78 PJ en 2005 à 80 PJ en 2020, grâce aux gains d'efficacité qui compenseront les effets de la demande croissante du secteur industriel.

On n'entrevoit aucune consommation appréciable de carburant-hydrogène pour véhicules durant la période de projection.

4.4 Secteur industriel

Pour faire la projection de la consommation énergétique du secteur industriel, nous avons jugé bon de répartir l'économie en deux groupes : les fournisseurs nets d'énergie et les consommateurs nets d'énergie. La consommation énergétique par les fournisseurs d'énergie (production en amont, électricité et raffineries – sujets discutés plus loin) dépend dans une large mesure de l'interaction des forces du marché énergétique. La consommation énergétique du secteur industriel est essentiellement déterminée par les perspectives conjoncturelles et les tendances éventuelles en matière d'efficacité énergétique. La présente section porte sur les consommateurs de l'énergie servant à la production de biens. Parmi les consommateurs d'énergie, les industries énergivores⁹ font l'objet d'une attention spéciale.

La croissance économique des industries à forte consommation d'énergie devrait être conforme à la fois avec celle de l'économie dans son ensemble (chapitre 2) et avec les tendances historiques.

Dans le cas des industries énergivores plus particulièrement, on s'attend à ce que le PIB en dollars constants progresse à un rythme annuel moyen de 1,0 p. 100 durant la période de 2005-2020. Ce taux se compare au taux annuel de 1,6 p. 100 calculé pour les dix années précédentes et cadre avec le ralentissement de

l'ensemble de l'économie, qui a commencé dans les années 1990.

Outre l'activité économique, il faut tenir compte d'autres facteurs tels que le niveau de l'intensité énergétique et les changements dans la composition des produits manufacturés. Les hypothèses concernant le taux d'amélioration de l'intensité énergétique sont fondées en partie sur les objectifs sectoriels établis par le Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne (PEEIC). À l'échelle nationale, ces objectifs correspondent au taux annuel moyen d'amélioration de l'intensité énergétique qui devrait être atteint au cours d'une période donnée, soit de 2000 à 2010.

De façon générale, le PEEIC vise une amélioration de 1,0 p. 100 par année jusqu'en 2010 de l'intensité énergétique pour les industries qui consomment beaucoup d'énergie, à l'exception des alumineries, dont l'objectif annuel est de 0,1 p. 100. Pour le reste des industries manufacturières (non énergivores), l'amélioration a été estimée à 2,0 p. 100.

Le PEEIC ne détermine pas les méthodes que chaque secteur doit appliquer pour atteindre ses objectifs d'amélioration de l'intensité énergétique et ne fixe pas de délai précis à cet égard. Après la période de projection du PEEIC (2010), les taux d'amélioration devraient faiblir graduellement, du fait que le rendement décroît à mesure que le niveau moyen d'intensité énergétique du stock de capital s'approche, dans le temps, des limites pratiques.

⁹ Dans notre étude, le secteur industriel comprend les industries non manufacturières productrices de biens (agriculture, foresterie, charbonnage, exploitation de minerais métalliques et non métalliques, construction), les industries manufacturières énergivores (fusion et raffinage du fer et de l'acier, de l'aluminium et d'autres minéraux non ferreux, ciment, pâtes et papiers, et produits chimiques — ces industries correspondent de façon générale aux industries manufacturières comprises dans le système des grands émetteurs finaux) et les industries manufacturières non énergivores (« autres industries manufacturières »).

Tableau IN1

Taux de croissance annuels moyens de la consommation, de la production et de l'utilisation énergétique au Canada

Secteur	2005-2010			2010-2020		
	Utilisation énergétique	Production brute réelle	Intensité énergétique	Utilisation énergétique	Production brute réelle	Intensité énergétique
Industries manufacturières énergivores	-0,1	1,1	-1,1	0,5	0,9	-0,4
Autres industries manufacturières	0,8	2,8	-2,0	0,9	2,5	-1,5
Ensemble des industries *	0,3	2,1	-1,8	0,6	2,1	-1,4

* À l'exclusion des secteurs d'extraction de pétrole et gaz et de raffinage pétrolier.

Enfin, les objectifs du PEEIC devraient s'appliquer aux industries à l'échelle des provinces et des territoires et, dans la plupart des cas, ces objectifs sont intégrés aux valeurs projetées. Il convient aussi de signaler que le présent scénario de référence ne comporte pas d'hypothèses relatives au taux d'amélioration de l'intensité énergétique pour les carburants servant à des fins non énergétiques¹⁰.

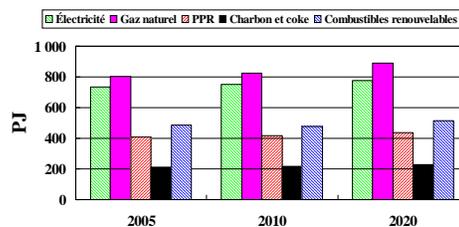
Le tableau IN1 présente les tendances projetées en matière d'intensité énergétique et de consommation d'énergie pour le secteur industriel, en excluant les fournisseurs nets d'énergie. On estime que le taux annuel moyen d'amélioration de l'intensité énergétique au sein des industries manufacturières énergivores ralentira légèrement, passant de 1 p. 100 entre 2005 et 2010 à 0,4 p. 100 entre 2010 et 2020.

Selon ces hypothèses, la consommation énergétique industrielle augmentera, passant de 2 640 PJ en 2005 à 2 850 PJ en 2020 (figure IN1), ce qui représente un taux de croissance annuel moyen de 0,6 p. 100. Durant cette période, la production devrait augmenter de 2,1 p. 100 par année, en moyenne. La

composition des combustibles utilisés par les industries énergivores devrait peu varier, surtout parce que les prix relatifs des sources d'énergie devraient aussi demeurer plutôt stables.

Les sections qui suivent présentent les projections à la fois des utilisations énergétiques et non énergétiques pour l'industrie minière et pour diverses industries manufacturières à l'échelle nationale. Les définitions sectorielles sont celles que l'on trouve dans le *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada* de Statistique Canada (n° 57-003-XIB au catalogue). Il est possible que les données nationales ne tiennent pas compte de l'activité d'une province donnée dans certains secteurs en raison du caractère confidentiel des données. Le cas échéant, ces secteurs sont inclus dans la catégorie « autres industries manufacturières ».

Figure IN1
Demande énergétique d'utilisation finale selon le type d'énergie
Secteur industriel



¹⁰ L'énergie consommée correspond aux produits utilisés pour produire de la chaleur et du travail. La consommation de produits énergétiques utilisés pour d'autres fins, comme par exemple, le recours au gaz naturel comme charge d'alimentation, est considérée comme une utilisation non énergétique.

Production d'aluminium

Tableau IN2

Aluminium

	2005	2010	2020	Taux de croissance annuel moyen	
				2005-2010	2010-2020
Production brute – en milliards \$ (1997)	4,2	4,5	4,6	1,5	0,2
Consommation énergétique - PJ	163	174	175	1,3	0,1
Intensité énergétique – MJ par \$	39,1	38,6	38,4	-0,2	-0,1
Utilisation non énergétique* - PJ	62	66	67	1,3	0,1

*Coke et brai de pétrole

Sauf pour une usine en Colombie-Britannique, toutes les alumineries sont concentrées au Québec. Cette industrie est très énergivore, l'électricité représentant plus de 95 p. 100 de sa consommation énergétique totale. Elle est en mesure de satisfaire environ 50 p. 100 de ses propres besoins en électricité grâce à ses installations de production hydroélectrique.

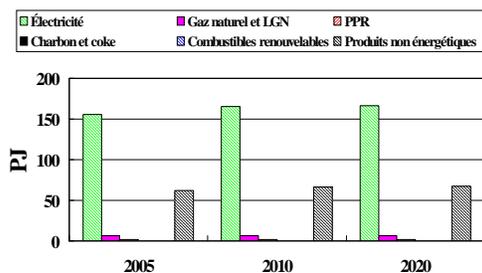
La consommation de coke et de brai de pétrole de l'industrie de l'aluminium, produits qui servent à la fabrication d'anodes en carbone, est considérée comme une utilisation non énergétique.

Depuis 2000, les alumineries québécoises ont amorcé une importante rotation des capitaux et entrepris l'expansion de leur capacité nette. On estime que c'est au Québec que la croissance globale de la production se fera jusqu'en 2010.

On suppose que la capacité des alumineries du Canada ne sera pas accrue après 2010, et que toute croissance subséquente résulterait d'augmentations graduelles de la productivité des alumineries existantes.

Par conséquent, la consommation énergétique devrait culminer à 174 PJ en 2010 et demeurer essentiellement à ce niveau jusqu'en 2020.

Figure IN2
Demande énergétique d'utilisation finale
selon le type d'énergie
Aluminium



Ciment

Tableau IN3

Ciment *

	2005	2010	2020	Taux de croissance annuel moyen	
				2005-2010	2010-2020
Production brute – en milliards \$ (1997)	1,6	1,8	2,3	1,7	2,5
Consommation énergétique - PJ	67	71	86	1,1	1,9
Intensité énergétique – MJ par \$	40,9	39,7	37,7	-0,6	-0,5

* Alberta, Colombie-Britannique, Ontario et Québec

Le taux annuel de croissance de l'industrie du ciment devrait être d'approximativement 2,2 p. 100 par année durant la période de prévision.

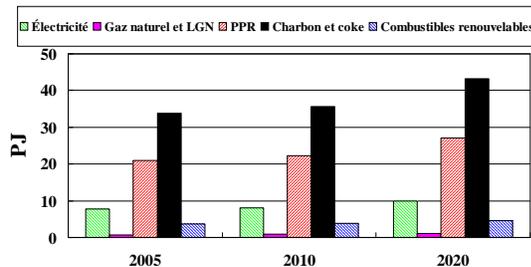
Comme on suppose que le taux d'amélioration de l'intensité énergétique sera d'environ 0,6 p. 100 par année, la consommation énergétique totale de l'industrie en 2020 sera supérieure de 19 PJ à celle de 2005.

Il est généralement possible de brûler divers types de carburants dans les fours à ciment, incluant des déchets tels que les pneus, qui répondent aux exigences thermiques des cimenteries.

En réaction à la hausse récente des prix de l'énergie, l'industrie du ciment a délaissé en grande partie le gaz naturel au profit des combustibles fossiles solides (charbon et coke de pétrole) à partir de 2003. Elle devrait continuer à utiliser ces produits, et plus particulièrement les combustibles solides, durant toute la période de projection.

Les combustibles fossiles solides représentent environ 75 p. 100 de la consommation énergétique totale. Le coke de pétrole, qui est inclus dans le groupe des produits pétroliers, compte pour à peu près 85 p. 100 de ce total.

Figure IN3
Demande énergétique d'utilisation finale selon le type d'énergie Ciment



Fer et acier

Tableau IN4

Fer et acier *

	2005	2010	2020	Taux de croissance annuel moyen	
				2005-2010	2010-2020
Production brute – en milliards \$ (1997)	9,8	10,4	11,6	1,3	1,1
Consommation énergétique - PJ	261	262	276	0,1	0,5
Intensité énergétique – MJ par \$	26,7	25,1	23,8	-1,2	-0,6

* Ontario and Québec

L'industrie canadienne du fer et de l'acier est concentrée au Québec et en Ontario.

Le taux de croissance annuel moyen de l'industrie devrait s'établir à 1,2 p. 100 jusqu'en 2020. Entre-temps, on suppose que l'intensité énergétique déclinera de 1,2 p. 100 par année entre 2005 et 2010, et de 0,6 p. 100 par la suite. La consommation énergétique annuelle totale devrait augmenter de 0,4 p. 100 entre 2005 et 2020.

Le charbon utilisé pour fabriquer le fer représente environ 50 p. 100 de la composition des produits énergétiques consommés par cette industrie. De plus, on suppose que le rapport actuel entre la production de l'acier primaire et de l'acier secondaire demeurera inchangé durant la période de projection.

Pâtes et papiers

Il est probable que les fermetures permanentes d'usines et les réductions de la production de l'industrie canadienne des pâtes et papiers qui ont été annoncées récemment entraîneront un fléchissement de la production d'ici un an ou deux. Bien que de nombreuses fermetures d'usines aient été annoncées, la structure de l'industrie des pâtes et papiers ne devrait pas changer, et on s'attend à ce que les parts respectives de la production industrielle des processus mécaniques et chimiques demeurent les mêmes.

Selon les projections, la production réelle de l'industrie demeurera stable jusqu'en 2010, après quoi l'industrie se redressera lentement : son taux de croissance annuel moyen sera de 0,7 p. 100.

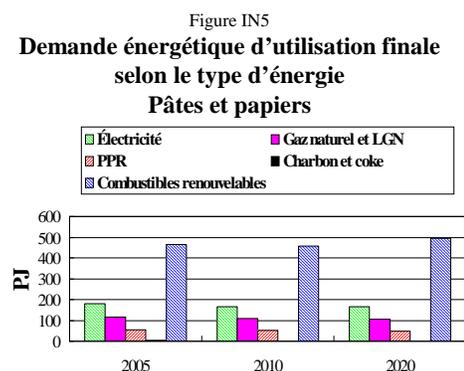
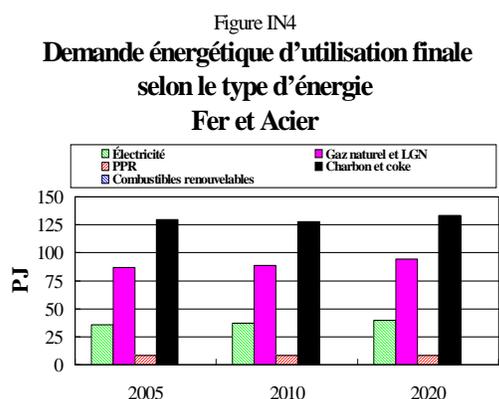


Tableau IN5
Pâtes et papier

	2005	2010	2020	Taux de croissance annuel moyen	
				2005-2010	2010-2020
Production brute – en milliards \$ (1997)	35,9	34,7	37,2	-0,7	0,7
Consommation énergétique - PJ	815	783	811	-0,8	0,4
Intensité énergétique* – MJ par \$	16,4	15,9	14,8	-0,1	-0,3

* L'intensité de l'énergie apparente est indiquée – voir la définition ci-après.

Au cours des 15 prochaines années, le taux annuel moyen d'amélioration de l'intensité de l'énergie apparente— qui englobe les carburants utilisés pour la production combinée d'électricité et de chaleur et l'effet du recours à la biomasse comme combustible de substitution ¹¹—devrait atteindre 0,2 p. 100. En faisant abstraction des effets de la production combinée et de l'utilisation de la biomasse en remplacement du pétrole, l'intensité de l'énergie d'utilisation finale au niveau des processus s'améliorera de 0,6 p. 100.

La biomasse, constituée par les déchets de bois et la liqueur résiduaire que produit l'industrie, représentait environ 57 p. 100 de la consommation énergétique totale en 2005.

On ne s'attend pas à une hausse marquée de la part de ces sous-produits, tous deux considérés comme des sources d'énergie renouvelable, par rapport aux niveaux actuels. Les autres sources énergétiques sont d'abord l'électricité, qui représente 21 p. 100 de la consommation d'énergie de l'industrie, puis les produits pétroliers et le gaz naturel.

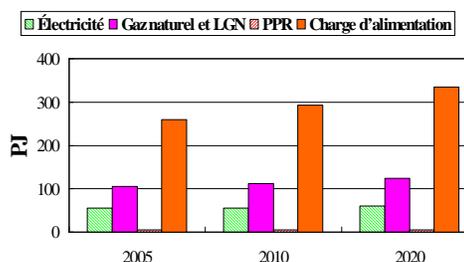
Comme les usines de pâtes produisent une part substantielle de leur propre biomasse, l'offre de cette source d'énergie renouvelable devrait évoluer en parallèle avec la production de cette industrie.

¹¹ L'amélioration de l'intensité énergétique, par opposition à l'intensité énergétique apparente, est déterminée uniquement à partir du niveau de consommation des processus et de l'énergie d'utilisation finale.

Produits chimiques

En plus de consommer directement l'énergie pour la production de chaleur et d'électricité durant le processus de fabrication, l'industrie des produits chimiques a aussi besoin d'une quantité substantielle de produits énergétiques servant à des fins non énergétiques, sous forme de charge d'alimentation. La consommation de produits énergétiques utilisés à des fins autres qu'énergétiques est supérieure à la consommation de produits énergétiques utilisés à des fins énergétiques.

Figure IN6
Demande énergétique d'utilisation finale selon le type d'énergie
Produits chimiques



L'utilisation énergétique à des fins de combustion augmentera, passant de 166 à 189 PJ, tandis que l'utilisation à des fins non énergétique connaîtra une expansion beaucoup plus forte, passant de 259 à 334 PJ d'ici 2020.

L'électricité et le gaz naturel représentent environ 65 et 32 p. 100, respectivement, des produits énergétiques consommés en 2005. On suppose que la composition des produits

Tableau IN6
Produits chimiques

	2005	2010	2020	Taux de croissance annuel moyen	
				2005-2010	2010-2020
Production brute – en milliards \$ (1997)	40,9	45,2	51,0	2,0	1,2
Consommation énergétique - PJ	166	173	189	0,8	0,9
Intensité énergétique – MJ par \$	4,1	3,8	3,7	-1,2	-0,3
Utilisation non énergétique* - PJ	259	294	334	2,5	1,3

* Gaz naturel, GPL et produits pétrochimiques

manufacturés de l'industrie demeurera semblable à celle de 2004.

Le taux de croissance annuel de l'industrie des produits chimiques devrait être d'environ 1,5 p. 100 durant la période de projection. L'intensité de la consommation énergétique devrait décliner à un taux annuel moyen de 1,2 p. 100 jusqu'en 2010, et de 0,3 p. 100 pour les dix dernières années.

Fonte et affinage des métaux non ferreux

L'industrie de la fonte et de l'affinage des métaux non ferreux devrait croître de 2,7 p. 100 en moyenne jusqu'en 2010 et demeurer relativement stable par la suite. Compte tenu d'une diminution prévue de l'intensité énergétique de l'ordre de 0,7 p. 100, la croissance annuelle moyenne totale de la consommation énergétique sera inférieure à 0,2 p. 100 durant la période de projection. En 2020, la demande énergétique sera comparable à celle de 2005, soit environ 75 PJ.

De plus, la part des différentes sources d'énergie utilisées devrait demeurer inchangée, l'électricité (56 p. 100) et le gaz naturel (25 p. 100) continuant de dominer.

Notre étude ne tient pas compte du projet de construction d'une usine de fonte et d'affinage du nickel à Terre-Neuve-et-Labrador.

Figure IN7
Demande énergétique d'utilisation finale selon le type d'énergie
Fonte et affinage

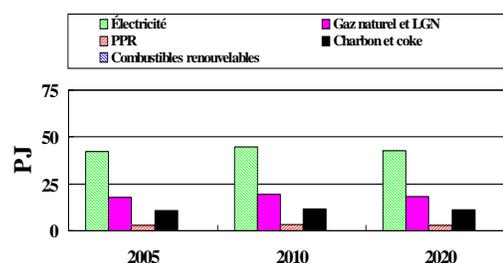


Tableau IN7
Fonte et affinage*

	2005	2010	2020	Taux de croissance annuel moyen	
				2005-2010	2010-2020
Production brute – en milliards \$ (1997)	10,1	11,6	11,7	2,7	0,0
Consommation énergétique - PJ	73	79	75	1,5	-0,5
Intensité énergétique* – MJ par \$	7,2	6,8	6,4	-1,2	-0,5

* Colombie-Britannique, Nouveau-Brunswick, Ontario et Québec

Industrie minière

Tableau IN8

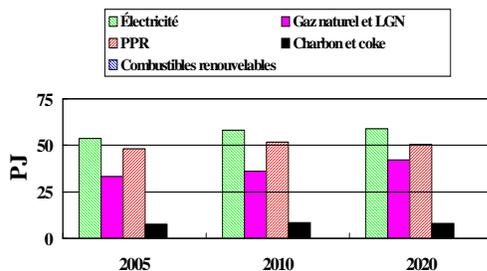
Industrie minière

	2005	2010	2020	Taux de croissance annuel moyen	
				2005-2010	2010-2020
Production brute – en milliards \$ (1997)	16,1	18,0	19,7	2,3	0,9
Consommation énergétique - PJ	141	153	159	1,7	0,4
Intensité énergétique – MJ par \$	8,9	8,6	8,1	-0,6	-0,6

L'industrie minière canadienne est hétérogène. La gamme des produits miniers est vaste, allant de métaux comme l'or, dont la valeur est forte et le volume, faible, au sable et au gravier, produits bon marché et abondants. L'industrie minière comprend les segments de l'extraction du minerai métallique et de l'extraction et l'exploitation du minerai non métallique, ce qui exclut les combustibles fossiles.

Le taux de croissance global annuel devrait atteindre 1,4 p. 100 en moyenne entre 2005 et 2020, tandis que l'intensité énergétique devrait s'améliorer de 0,6 p. 100 par année durant la même période. Les parts des diverses sources d'énergie utilisées devraient demeurer inchangées : électricité (38 p. 100), produits pétroliers (33 p. 100) et gaz naturel (23 p. 100). La demande énergétique passerait de 141 à 159 PJ en 2020.

Figure IN8
**Demande énergétique d'utilisation finale
 selon le type d'énergie
 Mines**



Autres industries manufacturières

Table IN9

Autres industries manufacturières

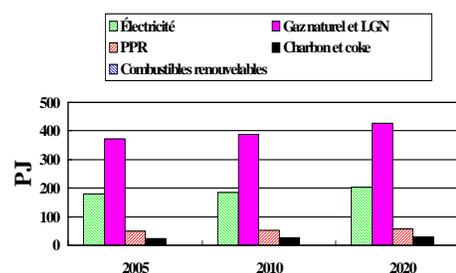
	2005	2010	2020	Taux de croissance annuel moyen	
				2005-2010	2010-2020
Production brute – en milliards \$ (1997)	470	540	690	2,8	2,5
Consommation énergétique – PJ	630	655	717	0,8	0,9
Intensité énergétique - MJ par \$	1,3	1,2	1,0	-2,0	-1,5
Utilisation non énergétique - PJ	82	94	117	2,6	2,2

Les « autres industries manufacturières » représentent toutes les industries non analysées ailleurs.

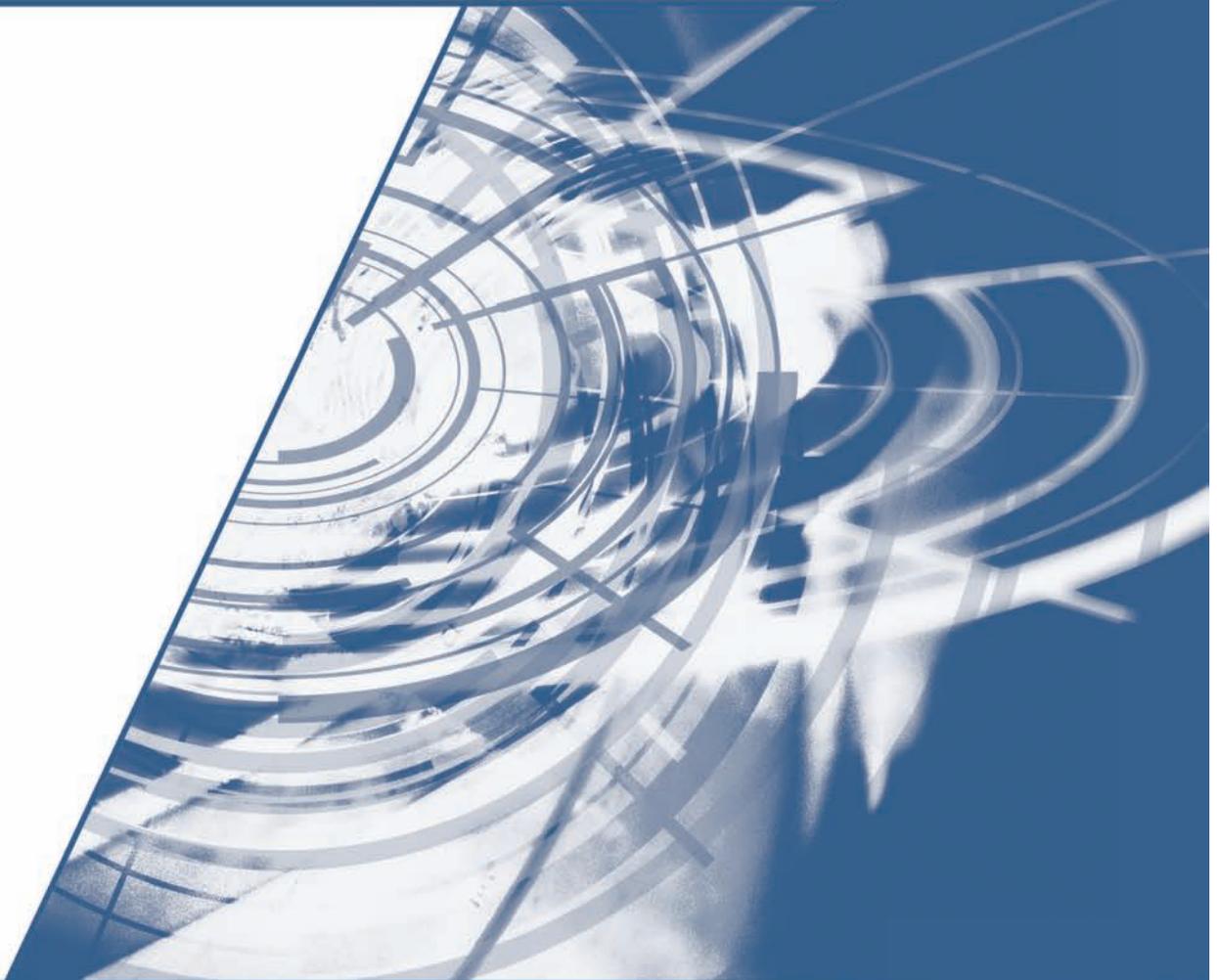
Selon nos hypothèses, ce secteur devrait enregistrer le plus haut taux d'amélioration de l'intensité énergétique, soit 1,7 p. 100 par année durant toute la période de projection. En combinant ce taux à celui de la croissance annuelle de la production, qui est de 2,6 p. 100, on obtient un taux de croissance annuel moyen de la consommation énergétique de 0,9 p. 100 durant la période de projection, cette consommation s'élevant à 717 PJ en 2020.

Dans cette catégorie d'industries, les parts des diverses sources d'énergie demeurent les mêmes : gaz naturel, 60 p. 100, électricité, 27 p. 100, produits pétroliers (7 p. 100), charbon (4 p. 100) et ressources énergétiques renouvelables (2 p. 100).

Figure IN9
Demande énergétique d'utilisation finale
selon le type d'énergie
Autres industries manufacturières



Industries pétrolières et gazières en amont



5 Industries pétrolières et gazières en amont

- Les réserves de gaz et de pétrole classiques sont en train de s'épuiser et on s'attend à un fléchissement de la production de gaz et pétrole classique.
- Les sables bitumineux deviendront la principale source pétrolière : d'ici 2020, leur production aura triplé par rapport à 2004, et leur part de la production canadienne totale aura grimpé à 80 p. 100 en 2020.
- D'ici 2020, la production de méthane de houille (MH) devrait compter pour environ 12 p. 100 de la production de gaz naturel.
- L'industrie pétrolière et gazière en amont verra ses besoins énergétiques s'intensifier considérablement en raison de l'importance grandissante des nouvelles sources d'énergie. Sa part dans la consommation énergétique primaire du Canada devrait passer de 11 p. 100 à l'heure actuelle à 14 p. 100 en 2020.

La production de pétrole et de gaz naturel est tributaire des ressources disponibles, du cours des produits de base, des investissements et de la demande énergétique, qui comprend les exportations. L'hypothèse concernant le prix du pétrole est traitée dans le chapitre 2, tandis que la demande intérieure des quatre secteurs d'utilisation finale (secteurs résidentiel, commercial et industriel et secteur des transports) est examinée dans le chapitre 4. En outre, mentionnons que les producteurs d'électricité ont besoin de gaz naturel et, dans une mesure beaucoup moindre, de sous-produits du brut.

Les marchés du Canada et des États-Unis sont reliés entre eux par des réseaux d'oléoducs et de gazoducs. Par conséquent, toute production canadienne excédant la demande intérieure peut être vendue sur le marché américain.

5.1 Pétrole brut

Il est généralement admis que la production du brut classique léger et lourd provenant des gisements vieillissants de l'Ouest du Canada plafonne, avec le déclin des ressources restantes. Inversement, ce n'est qu'en 1997 que la production pétrolière a débuté à Terre-Neuve-et-Labrador, mais ces ressources ne sont pas aussi abondantes que celles de l'Ouest canadien. Les vastes réserves des sables bitumineux de l'Alberta devraient dominer la production canadienne au cours des deux prochaines décennies (tableau US1).

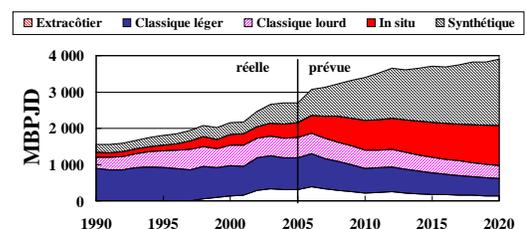
Tableau US1

Ressources éventuelles restantes en brut (en milliards de barils)

	T.-N.-L.	Sask.	Alb.	C.-B.
Pétrole léger classique	1,4	1,1	5,7	0,5
Pétrole lourd classique		2,7	1,3	
Exploitation minière des sables bitumineux			66,7	
Sables bitumineux <i>in situ</i>			244,1	

En 2006, la production canadienne du pétrole classique lourd et léger devrait culminer à 1 480 milliers de barils de pétrole par jour (mbpj). L'épuisement des ressources se fera alors sentir, et la production chutera graduellement pour s'établir à environ 840 mbpj d'ici 2020 (figure US1).

Figure US1
Production de pétrole brut



À Terre-Neuve-et-Labrador, la production pétrolière devrait monter à 390 mbpj en 2006, avec le début des activités de production à White Rose, puis décroître, malgré l'hypothèse de la mise en œuvre des activités de production à Hebron/Ben Nevis en 2011.

D'ici 2020, la part de la production des sables bitumineux devrait doubler, passant de son niveau actuel d'à peu près 40 p. 100 à environ 80 p. 100. On s'attend à ce que le volume de la production des sables bitumineux triple par rapport à 2004 pour atteindre 2 900 mbpj en 2020. La production du pétrole synthétique croîtra un peu plus que celle du bitume *in situ*, parce que l'industrie du raffinage préfère le pétrole synthétique, qui demande moins long de traitement. De plus, le transport du bitume *in situ* nécessite de vastes quantités de diluant, généralement sous forme de condensat (sous-produit de la production du gaz naturel classique); d'ici 2020, le pétrole synthétique sera un des principaux agents de fluidification. En 2020, la production de pétrole synthétique devrait atteindre environ 1 800 mbpj et celle du bitume *in situ* 1 100 mbpj.

Pour les 15 prochaines années, le volume des importations de brut et de produits pétroliers devrait demeurer à environ 1 Mbpj (million de barils de pétrole par jour). Les exportations canadiennes de brut augmenteront durant la période de projection, car la croissance de la demande demeurera inférieure à celle de la production. D'ici 2010, on prévoit que le volume

des exportations brutes atteindra environ 2 300 mbpj, et en 2020, il devrait dépasser 2 500 mbpj. En conséquence, le volume des exportations nettes devrait augmenter, passant de 1 600 mbpj à environ 1700 mbpj entre 2010 et 2020.

5.2 Gaz naturel

Les ressources restantes en gaz naturel du Canada sont concentrées en Alberta (tableau US2). À l'heure actuelle, il n'y a pas de production de gaz naturel dans la région du Delta du Mackenzie, et des quantités relativement modestes proviennent des gisements marins de la Nouvelle-Écosse. La production de méthane de houille est limitée, mais selon les estimations, les réserves de cette ressource seraient vastes.

Tableau US2
Ressources éventuelles restantes en gaz naturel (bpc)

	N.-É.	Sask.	Alb.	C.-B.	Mackenzie
Gaz classique	4	3	95	32	64
Méthane de houille <i>in situ</i>			500		

Production des sables bitumineux

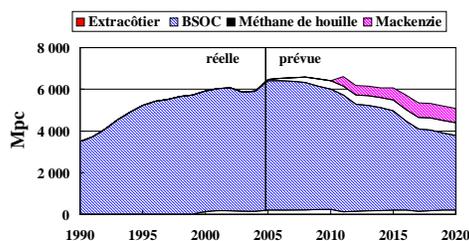
Le pétrole des sables bitumineux du Canada est extrait de deux façons. La première utilise l'extraction de minerais déposé en surface (mines à ciel ouvert). Le minerai est ensuite acheminé à une usine de valorisation pour produire un brut synthétique. Le brut est ensuite acheminé aux raffineries par oléoduc.

L'autre méthode vise l'extraction du pétrole en place contenu sous la surface (*in-situ*). Généralement le processus utilisé est thermique et utilise un procédé de drainage par gravité au moyen de vapeur pour permettre le drainage du bitume).

Le pétrole ainsi récupéré est bitumineux et se doit d'être dilué pour son transport par oléoduc. Le mélange ainsi obtenu demeure relativement lourd, requérant un processus de raffinage plus compliqué que celui du brut synthétique.

La production de gaz naturel devrait atteindre un sommet d'environ 6,6 billions de pieds cubes (Bpc) en 2011 (figure US2), avec le début des activités de production au Delta du Mackenzie. Après 2011, on estime que la production totale de gaz chutera pour s'établir à environ 5,3 Bpc en 2020. L'Alberta demeurerait la principale province productrice, mais sa part de la production canadienne, qui est actuellement de 77 p. 100, diminuerait pour se fixer à 62 p. 100 en 2020. On suppose que les parts de la Colombie-Britannique et des Territoires du Nord-Ouest s'établiraient à 19 p. 100 et 13 p. 100 respectivement en 2020. La production de gaz naturel de la Nouvelle-Écosse devrait demeurer relativement stable, se chiffrant à 200 milliards de pieds cubes en 2020, le déclin de la production actuelle étant compensé par la production des gisements de Deep Panuke.

Figure US2
Production de gaz naturel



Avec l'épuisement des ressources gazières classiques, le méthane de houille devrait prendre plus d'importance : il contribuera pour environ 12 p. 100 (620 Mpc) de la production totale de gaz naturel en 2020. Si cette proportion n'est pas atteinte, les exportations canadiennes s'en ressentiront.

En raison du recul prévu de la production de gaz naturel et d'une hausse de la demande intérieure (qui passerait de 2 700 Mpc en 2005 à 3 700 Mpc en 2020), les exportations nettes devraient perdre du terrain par rapport à leur niveau actuel (3 700 Mpc) et tomber à 1 400 Mpc d'ici 2020.

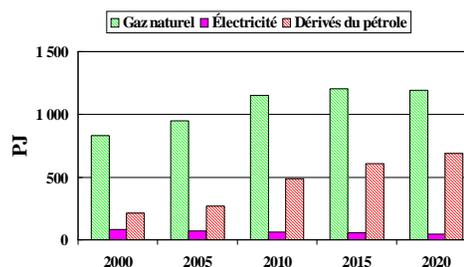
On s'attend à ce que les importations de gaz naturel liquéfié (GNL) destinées à l'Est du Canada commencent en 2011 au rythme annuel d'environ 210 Mpc. Comme le Canada serait un exportateur net durant toute la période de projection, on suppose que ces volumes seront exportés vers les États-Unis. Pour cette raison, ces volumes n'apparaissent pas dans ces Perspectives énergétiques.

Besoins énergétiques du secteur en amont

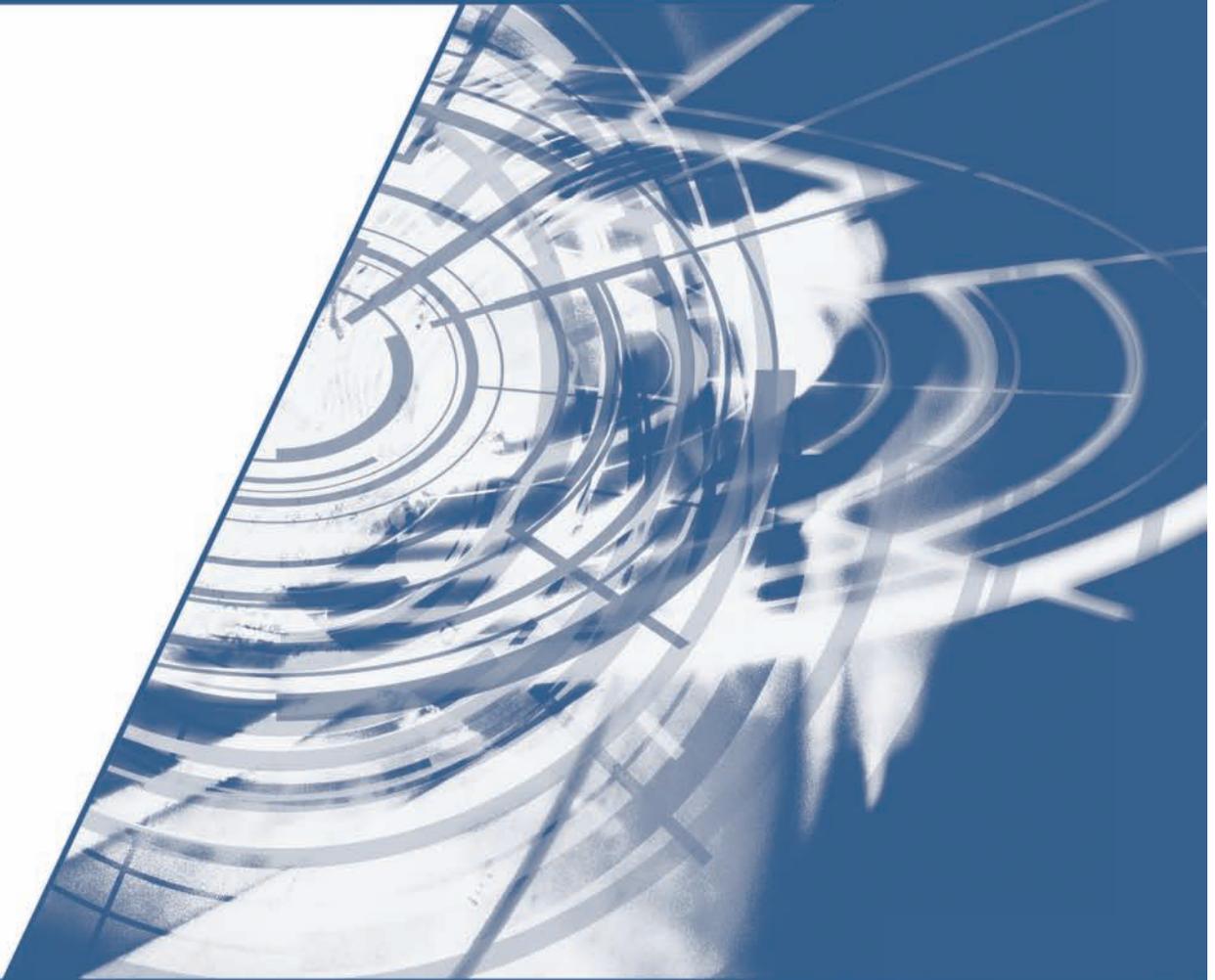
L'énergie nécessaire pour soutenir la production gazière et pétrolière classique représente entre 8 et 15 p. 100 de l'énergie nette produite, et plus de 30 p. 100 dans le cas du pétrole et du gaz non-classiques, comme le bitume tiré des sables bitumineux et sa transformation (la méthodologie est décrite à l'annexe III).

La figure US3 présente la demande énergétique globale de cette industrie. La croissance de la demande témoigne de la hausse substantielle de la production non-classique, qui consomme plus d'énergie. Selon les perspectives liées aux niveaux de production et à l'énergie requise pour la consommation et le torchage il y aura croissance de la demande, qui passera de son niveau actuel d'un peu plus de 1 300 PJ à environ 2 000 PJ en 2020. Ces besoins énergétiques comprennent ceux des industries des services pétroliers. Les besoins énergétiques des pipelines sont décrits plus loin dans la section sur les transports.

Figure US3
Demande énergétique en amont



Industrie du raffinage pétrolier



6 Industrie du raffinage pétrolier

- Les raffineries sont censées traiter un pétrole brut plus lourd. Avec l'accroissement de la production *in situ* des sables bitumineux, on s'attend à ce que les raffineries de l'Ontario et de l'Ouest canadien augmentent leur capacité de valorisation du pétrole lourd de façon à pouvoir traiter de plus gros volumes de bitume dilué.
- Dans l'industrie du raffinage, la consommation énergétique augmentera rapidement, tout comme l'intensité énergétique découlant du traitement du brut plus lourd. La consommation de coke et de gaz de distillation devrait augmenter rapidement; la part de ces sources d'énergie devrait croître au détriment de celle du gaz naturel.

Les produits pétroliers raffinés proviennent de trois régions distinctes : l'Ouest canadien, l'Ontario et le Québec/région de l'Atlantique. Bien que l'on observe des mouvements de produits entre les régions, notamment des expéditions provenant de raffineries québécoises destinées à l'Est de l'Ontario, chacune de ces régions a toujours satisfait en grande partie à ses besoins, et il est probable que celles-ci demeureront autonomes à ce chapitre.

Les raffineries de l'Ouest ne transforment que le brut intérieur, tandis que les raffineries ontariennes traitent à la fois le brut canadien et les importations de brut. Les raffineries du Québec et de la région de l'Atlantique traitent le brut importé et du brut provenant de la zone au large de la côte Est du Canada, mais ne traitent pas de brut provenant de l'Ouest du pays.

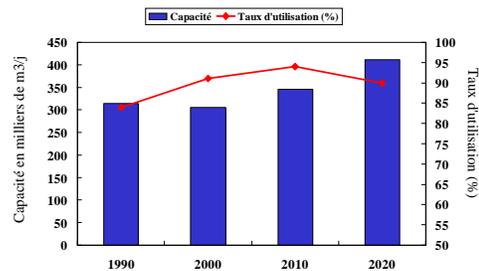
Le brut traité par les raffineries canadiennes est acheté aux prix rattachés au WTI, qui est le prix de référence du brut en Amérique du Nord. Le prix du brut plus lourd ou du brut qui a une forte teneur en soufre fait l'objet d'une réduction par rapport au WTI¹², car ces types de brut

¹² La réduction varie selon la densité API du produit et sa teneur en soufre.

nécessitent un traitement additionnel pour la production de l'essence et de distillats.

Le recours aux importations ou l'expansion de la capacité de raffinage pourraient permettre de répondre à la demande croissante de produits pétroliers. En 2005, la capacité de raffinage était de 324 400 m³ par jour. D'ici 2020, elle devrait totaliser 408 000 m³ par jour, ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 1,5 p. 100. Cette croissance dépasse de peu celle qui a été prévue pour la demande d'utilisation finale pour le pétrole. Par conséquent, le taux d'utilisation de la capacité sera inférieur à ce qu'elle est présentement (93 p. 100) (figure RPP1).

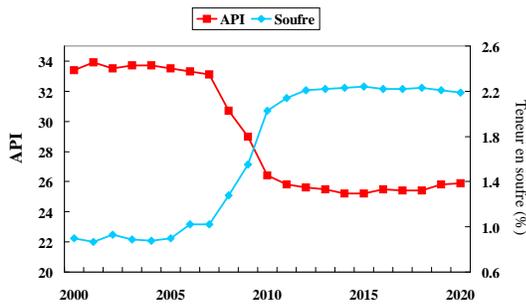
Figure RPP1
Capacité des raffineries canadiennes et taux d'utilisation



Avec la hausse de la production des sables bitumineux *in situ* (section 5), on s'attend à ce que les raffineries de l'Ontario et de l'Ouest canadien accroissent leur capacité de valorisation du pétrole lourd pour être en mesure de traiter les volumes additionnels de bitume dilué. En conséquence, la qualité moyenne du brut canadien devrait changer, passant de 33,5° API¹³ (American Petroleum Institute) et d'une teneur en soufre de 0,85 p. 100 à 25,4° API et d'un taux de soufre de 2,2 p. 100. On estime aussi que la part du bitume dilué dans la gamme de bruts progressera, passant de 12 à environ 60 p. 100 (figure RPP2).

¹³ L'échelle de l'API sert à mesurer la densité du brut : plus le nombre est élevé, plus le brut est léger.

Figure RPP2
Gamme moyenne des bruts de raffinerie

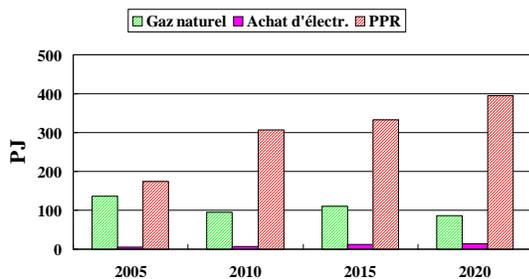


La consommation énergétique de l'industrie du raffinage est fonction de la quantité d'entrées de brut en raffinerie et de la qualité des différents bruts. Le traitement des bruts plus lourds fera croître l'intensité énergétique des raffineries canadiennes, qui passera du niveau actuel de 3,0 GJ par m³ de brut traité à 3,5 GJ par m³ d'ici 2010 et à 3,8 GJ d'ici 2020 (figure RPP3). Cette tendance reflète les changements dans la qualité du brut qu'illustre la figure RPP2. Cette hausse prévue résulte surtout de la production additionnelle de l'hydrogène nécessaire pour répondre aux exigences en matière de valorisation et de réduction de la teneur en soufre. Il est possible que ces valeurs prévues soient légèrement sous-estimées, car elles ne tiennent pas pleinement compte de la nouvelle réglementation relative à la production de diesel à très faible teneur en soufre ou de la désulfuration éventuelle du mazout domestique.

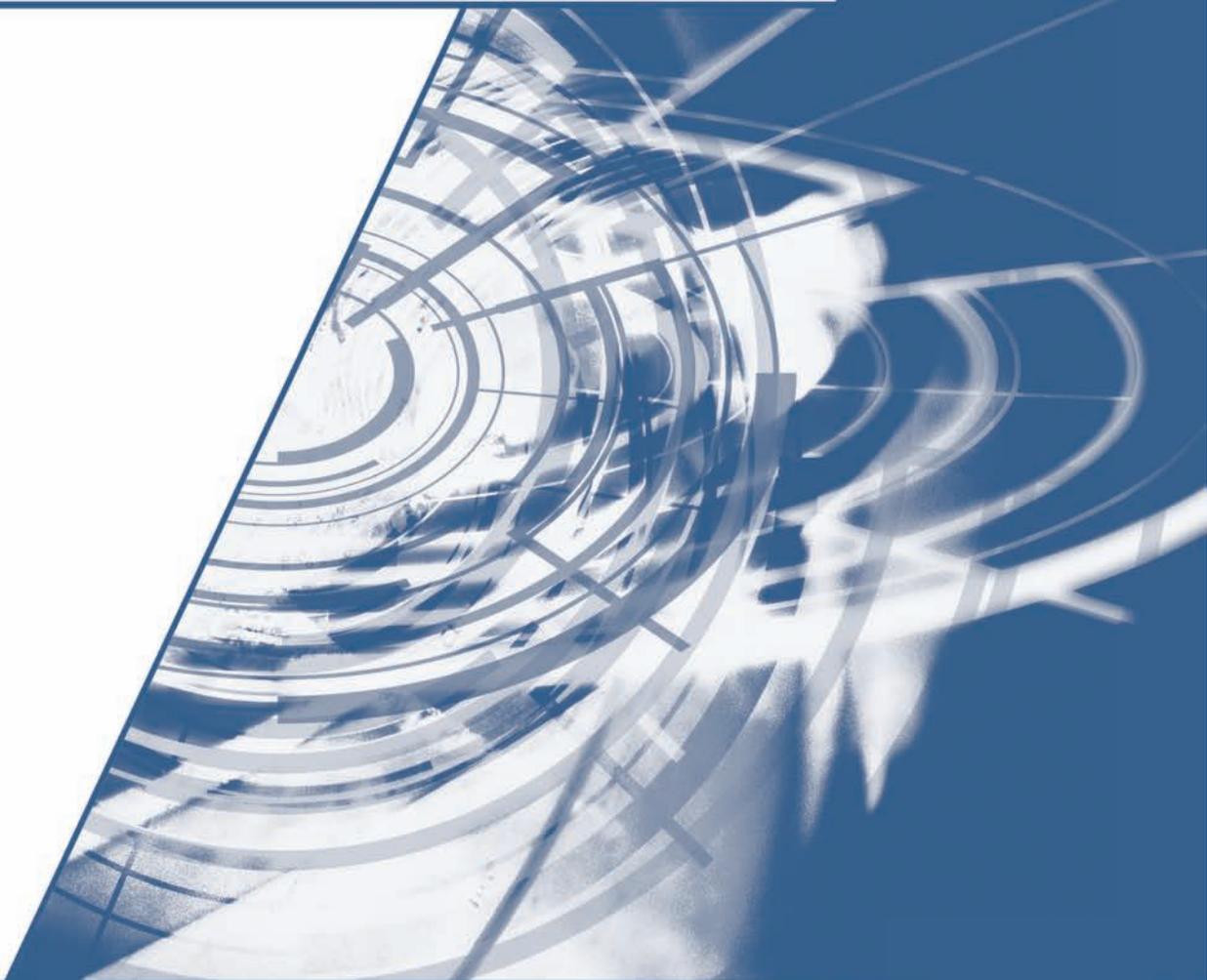
L'utilisation énergétique totale devrait croître, passant de 315 PJ en 2005 à 495 PJ d'ici 2020, ce qui représente un taux de croissance annuel moyen de 3,0 p. 100 sur 15 ans. Les entrées de brut en raffinerie augmenteront au rythme de 2,0 p. 100 par année, et la consommation d'énergie par unité, de 1,0 p. 100.

D'autres unités de craquage catalytique fluide, unités de cokéfaction et hydrocraqueurs seront vraisemblablement construits pour traiter la gamme des bruts d'une densité plus lourde de 8° API. Le volume des sous-produits issus de ces traitements augmentera et servira à répondre aux besoins énergétiques des raffineries. On estime que la consommation de coke et de gaz de distillation s'intensifiera rapidement et que ces produits remplaceront dans une certaine mesure le gaz naturel acheté à des fins de combustion. La part du coke devrait passer de 25 p. 100 en 2005 à 37 p. 100 en 2020 et celle du gaz de distillation, de 27 p. 100 à 37 p. 100. Quant à la part du gaz naturel, elle régressera, passant de 43 à 17 p. 100.

Figure RPP3
Consommation énergétique des raffineries selon le type d'énergie



Électricité



7 Électricité

- Toutes les centrales nucléaires sauf deux demeurent en service ou seront remises à neuf.
- Les centrales au charbon de l'Ontario, autres que Lakeview, Atikokan, et Thunder Bay, qui sont fermées tel qu'annoncé, continueront d'opérer pour le reste de leur vie économique.
- La production d'énergie éolienne devrait connaître une très forte expansion durant la période de projection. Néanmoins, ce type d'énergie ne devrait représenter que 3 p. 100 de l'ensemble de l'énergie produite d'ici 2020. Ces centrales représenteront 6p. 100 de la capacité générée en 2006.

Trois secteurs stationnaires d'utilisation finale (secteurs résidentiel, commercial et industriel) de même que l'industrie du raffinage et l'industrie pétrolière et gazière en amont, industries examinées ailleurs dans notre étude, représentent les moteurs de la demande d'électricité.

Pour être en mesure de faire des projections de la composition de la production d'électricité, nous avons adopté des hypothèses concernant la capacité nucléaire, la production des centrales au charbon et le potentiel de production des nouveaux projets hydroélectriques d'envergure.

Selon notre hypothèse, toutes les centrales nucléaires du Québec, du Nouveau-Brunswick et de l'Ontario demeureront opérationnelles pour au moins huit ans encore ou seront remises à neuf et en service, sauf deux d'entre elles : deux réacteurs de Pickering A sont actuellement hors service et le demeureront pour la durée de la période de projection. En conséquence, les réacteurs 1 et 2 de Bruce A, qui sont hors service depuis 1997, seront remis en activité en 2008 et auront une vie utile de 25 ans. Les réacteurs 3 et 4 de Bruce A seront fermés en 2015.

En 2013, presque toutes les centrales nucléaires des trois provinces seront opérationnelles. Le réacteur 1 de Pickering A sera mis hors service en 2015, et le réacteur 4, en 2014. Les quatre réacteurs de Pickering B seront remis à neuf entre 2008 et 2011, et remis en service en 2012.

Le scénario de référence comprend plusieurs projets hydroélectriques : au Québec, la réalisation de projets de construction de grosses centrales et de centrales de plus petite taille contribuera à augmenter de près de 2 000 MW la capacité hydroélectrique de la province d'ici 2009, année durant laquelle la capacité d'autres régions du pays croîtra de 800 MW. La Romaine, dont la capacité se chiffre à 1 500 MW, sera opérationnelle en 2018. Les projets de Revelstoke et Mica, en Colombie-Britannique, prévoient une capacité combinée de 950 MW; les centrales entreraient en exploitation entre 2013 et 2015. La proposition d'aménagement hydroélectrique du cours inférieur de Churchill Falls à Terre-Neuve-et-Labrador et le projet de Conawapa au Manitoba n'ont pas été pris en considération. Leur planification n'a pas suffisamment progressé, de sorte qu'il est impossible de bien estimer leur capacité et le moment de leur entrée en exploitation.

Le gouvernement du Canada a mis en œuvre plusieurs programmes de promotion de carburants renouvelables (plus particulièrement l'énergie éolienne) dans le secteur de l'électricité.

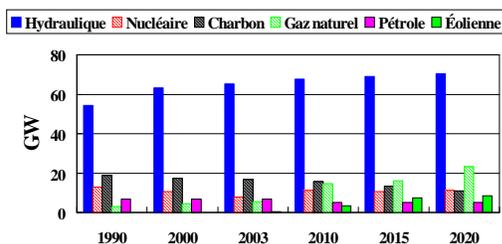
La demande d'électricité a augmenté d'environ 1,2 p. 100 par année entre 1990 et 2004. Elle devrait progresser au même rythme pour atteindre 593 térawatt-heures (TWh) d'ici 2020 (tableau EL1).

Tableau EL1

Demande d'électricité (TWh)

						Taux de croissance annuel moyen
	1990	2000	2005	2010	2020	2005-2020
Résidentiel	130	138	153	164	186	1,3
Commercial	108	126	137	158	203	2,6
Industriel	163	187	193	196	200	0,2
Transports	3	4	4	4	5	0,8
Total	404	456	488	523	593	1,3

En 2003, la capacité de production s'établissait à 104 gigawatts (GW), la part de l'hydroélectricité s'élevant à plus de 60 p. 100. À l'heure actuelle, il n'y a presque pas de capacité excédentaire. La réfection de centrales nucléaires non opérationnelles et l'expansion de la capacité de production devraient permettre de satisfaire en grande partie l'accroissement prévu de la demande. Cette capacité devrait s'élever à 119 GW en 2010 et à 131 GW en 2020 (figure EL1).

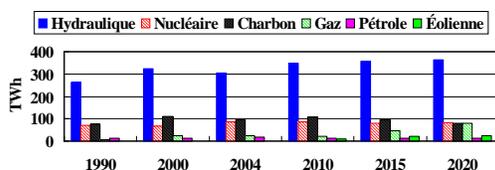
Figure EL1
Capacité de production

Durant la période de projection, la production hydroélectrique croîtra modestement, mais sa part de la capacité totale de production diminuera lentement, passant de 63 p. 100 en 2005 à environ 54 p. 100 en 2020. La part de l'énergie nucléaire se contractera, passant de 11 p. 100 en 2005 à 9 p. 100 en 2020. La fermeture des centrales au charbon de l'Ontario entraînera un déclin de la part de la capacité de production du charbon, qui passera de 14 p. 100 en 2005 à 8 p. 100 en 2020. Durant la même période, la part de la capacité de production du gaz naturel devrait augmenter, passant de 5 à 16 p. 100.

La capacité totale de production de source renouvelable, incluant l'énergie hydroélectrique, s'établissait à 64 GW en 2000 et devrait atteindre 72 GW en 2010 et 80 GW en 2020. Selon les projections, près de la moitié de l'accroissement de la capacité renouvelable résultera de l'expansion, particulièrement au Québec, de la capacité de production d'énergie éolienne, qui passera de 0,4 GW en 2004 à 3,5 GW en 2010 et à 8,5 GW en 2020. En 2020, la part de l'énergie éolienne dans la capacité de production totale du Canada sera de 6 p. 100. Cette hausse sera attribuable, d'une part, aux programmes fédéraux et, d'autre part, aux initiatives provinciales connexes. La capacité de production d'énergie tirée de la biomasse, qui est actuellement de 0,6 GW, devrait augmenter pour atteindre 0,9 GW en 2020. La capacité de production énergétique provenant des déchets urbains devrait totaliser 0,3 GW en 2020.

En 2004, la production d'électricité s'élevait à 533 TWh, et 57 p. 100 de cette capacité était attribuable à l'énergie hydraulique. Elle devrait augmenter à 590 TWh en 2010 et à 652 TWh en 2020, ce qui représente un taux de croissance annuel moyen de 1 p. 100 (figure EL2). La croissance de la production d'électricité est plus lente que celle de la demande, car on s'attend à une baisse du volume des exportations nettes, qui passerait de 17 TWh à 14 TWh.

Figure EL2
Production d'électricité

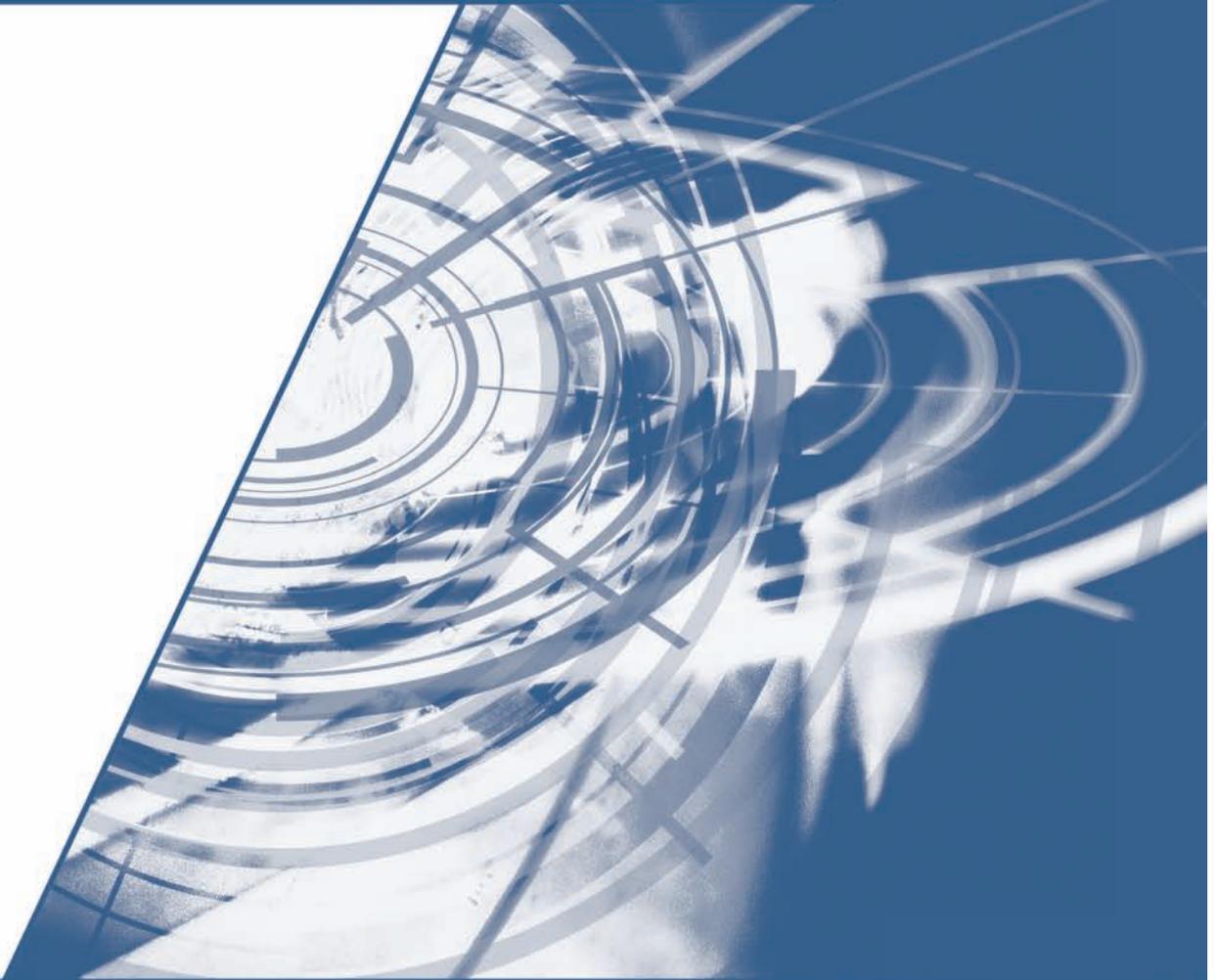


La quantité d'énergie produite à partir des sources d'énergie renouvelable totalisait 310 TWh en 2004, soit environ 60 p. 100 de la production totale. Toutefois, à peu près 1 p. 100 seulement de cette énergie provient de ce qui pourrait constituer de « nouvelles sources » telles que la biomasse, les déchets urbains et l'énergie éolienne, le reste découlant de ressources hydrauliques. La production d'énergie éolienne devrait augmenter, passant de 1 TWh en 2004 à 9 TWh en 2010 et à 24 TWh en 2020, ce qui équivaut à un taux de croissance annuel moyen d'environ 20 p. 100, mais ne représenterait qu'une part relativement faible de la production totale (3,6 p. 100).

Malgré la construction de quelques centrales au charbon, la quantité d'énergie produite à partir du charbon devrait diminuer durant la période de projection, essentiellement parce que toutes les centrales ontariennes auront été mises hors service d'ici 2020.

La part de la production d'électricité provenant du gaz naturel devrait augmenter pendant la période de prévision. Après 2010, la génération provenant du gaz naturel continuera de progresser en raison de la croissance de la demande et de la mise hors service prévue de deux réacteurs nucléaires de Bruce A, dont la capacité totalise 1 600 MW. De plus, la mise hors service temporaire de certains réacteurs nucléaires en vue de leur réfection aura une incidence sur la demande de gaz naturel. On estime que la part de la génération provenant du gaz naturel augmentera, passant de 19 TWh en 2005 à 80 TWh en 2020, ce qui représente un taux de croissance annuel moyen d'environ 10 p. 100.

Demande d'énergie primaire



8 Demande d'énergie primaire

- L'intensité énergétique de l'économie exprimée en unité d'énergie par dollar constant du produit intérieur brut, devrait s'améliorer de 1,1 p. 100 par année au cours de la période de projection.
- La part du pétrole dans la demande d'énergie primaire augmentera de 37 p. 100 en 2005 à 41 p. 100 en 2020.

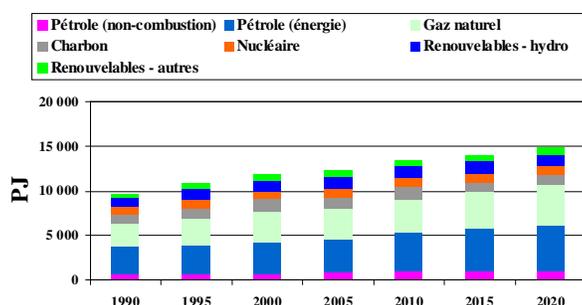
La demande d'énergie primaire donne un aperçu concis de l'ensemble de l'utilisation énergétique à l'échelle de l'économie, parce qu'elle rend compte à la fois de l'énergie d'utilisation finale et de l'énergie utilisée pour produire l'électricité, de l'énergie utilisée par les raffineries et de l'énergie utilisée par l'industrie pétrolière et gazière en amont.

La quantité totale d'énergie primaire utilisée a augmenté, passant d'environ 9 700 PJ en 1990 à 11 800 PJ en 2000. Selon les projections, elle devrait atteindre à peu près 13 500 PJ en 2010 et 14 900 PJ d'ici 2020 (figure PR1), ce qui correspond à une hausse moyenne annuelle de 2 p. 100 pour la période de 1990 à 2000, de 1,3 p. 100 entre 2000 et 2010 et de 1 p. 100 par année pour la dernière décennie.

La hausse de la consommation énergétique primaire totale entre 2005 et 2020 découle d'une plus forte consommation de produits pétroliers raffinés (60 p. 100 de la croissance), et d'une utilisation accrue de gaz naturel (40 p. 100). Au cours de la même période, la consommation de charbon et celle du nucléaire devraient baisser de 11 et 7 p. 100 respectivement, alors que l'énergie renouvelable est prévue augmenter de 16 p. 100.

Entre 2005 et 2020, la croissance de l'ensemble de la demande énergétique primaire résulterait en grande partie de l'intensification de la production des sables bitumineux et de l'augmentation de la quantité de brut raffiné. Cette croissance contribuerait pour les deux tiers de la hausse prévue de la consommation de gaz naturel et pour 30 p. 100 de l'augmentation prévue de la consommation pétrolière. Le secteur des transports est responsable pour un peu plus de la moitié (53 p. 100) de la consommation pétrolière accrue. Environ 90 p. 100 de la réduction de l'utilisation du charbon durant la période de projection, soit environ 130 PJ au total, résulterait du déclin du volume de charbon utilisé pour produire l'électricité, en grande partie par suite des mises hors service des centrales au charbon.

Figure PR1
Demande d'énergie primaire



Selon les projections, le PIB réel progressera de 2,4 p. 100 par année durant la période de 2005-2020, tandis que l'intensité énergétique de l'économie s'améliorera de 1,1 p. 100 par année durant la même période, comparativement à 1,2 p. 100 pour la période de 1990-2005.

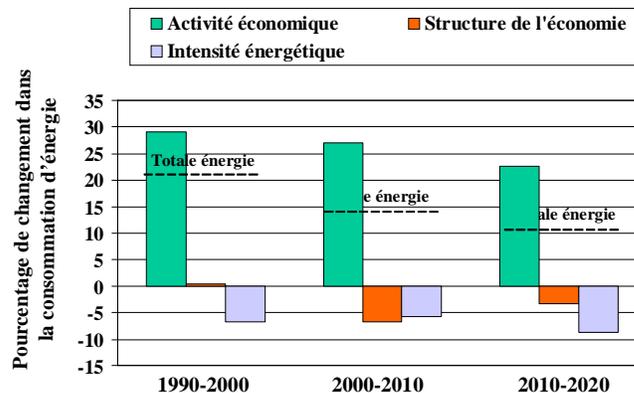
De 2005 à 2020, on s'attend à ce que la composition des combustibles demeure à peu près la même, sauf pour ce qui a trait à la part du pétrole dans la demande énergétique primaire globale, qui augmentera, passant de 37 p. 100 en 2005 à 41 p. 100 en 2020. La part du gaz naturel augmentera de 2 p. 100 pour s'établir à 30 p. 100 en 2020 et celle du charbon et de l'hydro régressera de 2 p. 100 et de 1 p. 100 respectivement, pour se fixer à 7 et 10 p. 100 respectivement en 2020. La part du nucléaire régressera de 3 p. 100 pour atteindre 6 p. 100 en 2020.

La figure PR2 présente les changements en consommation d'énergie pour les secteurs des biens et services de l'économie, pour la période 1990-2020.

Cette analyse est limitée aux producteurs de biens et services (environ 80 p. 100 de la consommation d'énergie au Canada) et exclut les ménages. Trois facteurs provoquent ces changements : la croissance de l'activité économique globale (par rapport au PIB réel), les changements dans la structure de l'économie et les changements dans l'intensité énergétique de la production (en fonction de l'énergie physique par unité du PIB réel)¹⁴.

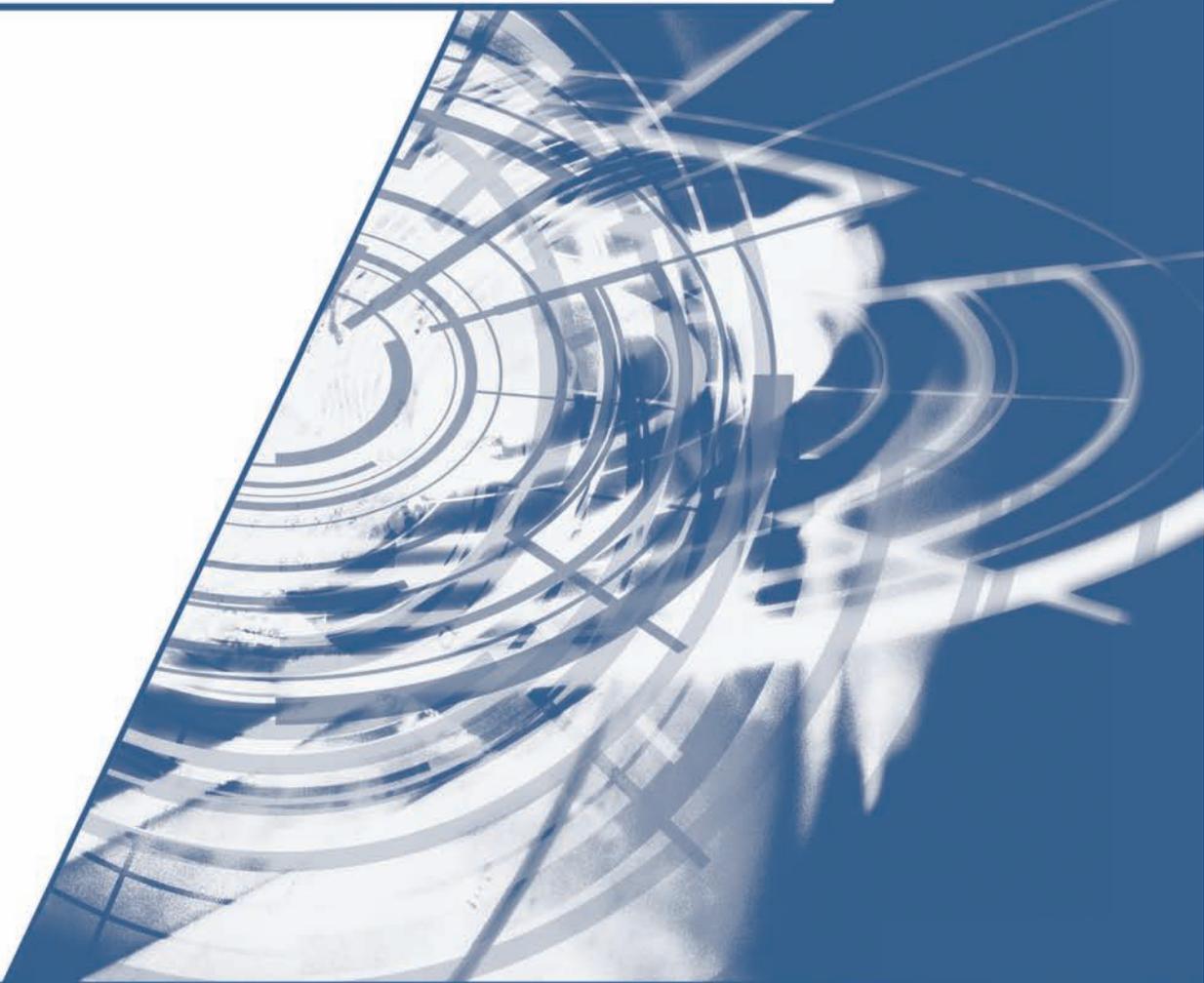
Durant les années 1990, les industries étaient généralement plus énergivores, ce qui a intensifié la croissance de la consommation énergétique. Cette situation devrait s'inverser durant la période de 2000-2010, puis s'atténuer graduellement entre 2010 et 2020. Durant la période de projection, la croissance économique devrait continuer de stimuler la consommation énergétique — quoique dans une moindre mesure après 2010 — tandis que les améliorations de l'efficacité énergétique devraient continuer de modérer, dans une certaine mesure, cette croissance économique.

Figure PR2
Facteurs des changements dans l'utilisation
énergétique—Biens et Services
(1990-2020)



¹⁴ Ces calculs ont été faits à l'aide d'un indice de type Divisia (moyenne logarithmique) du PIB à deux chiffres du Système de classification des industries de l'Amérique du Nord.

Émissions



9 Émissions

Les émissions associées à ces Perspectives énergétiques impliquent que :

- Au cours de la première période du protocole, l'écart projeté soit de 265 Mt.
- Le taux de croissance des émissions dans son ensemble sera d'environ 1,1 p. 100 annuellement, comparativement à la croissance économique de 2,4 p. 100.
- Le secteur du raffinage soit le seul à accroître son intensité d'émissions, à cause de la production accrue de pétrole synthétique et au raffinage de pétroles bruts généralement plus lourds.
- Les parts provinciales demeurent relativement inchangées.

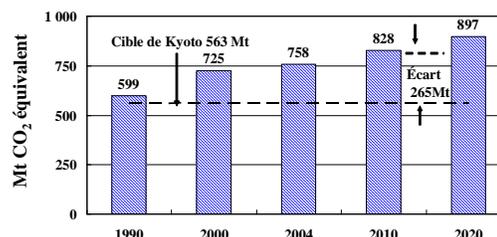
Les Perspectives servent de base pour projeter les émissions de GES associées à l'énergie. Environnement Canada et Agriculture et Agroalimentaire Canada ont fourni les composantes non-énergétiques¹⁵ de cette projection. Selon le Protocole de Kyoto, l'objectif du Canada est d'émettre 563 Mt par année au cours de la première période du protocole. En 2010, la projection combinée des émissions liées à l'énergie et à la non-énergie est de 828 Mt, ce qui implique un « écart » de 265 Mt, soit 32 p. 100 du niveau projeté (Figure EM1).

Environ 85 p. 100 des émissions canadiennes de GES sont associés à la consommation, production et distribution d'énergie. De ces émissions, 60 p. 100 proviennent de la consommation de combustibles fossiles dans les secteurs de consommation finale (soit pour

¹⁵ Les émissions non-énergétiques associées à la production de minerai, à l'agriculture, aux changements d'usage des sols et à la foresterie, aux déchets, à la production d'acide nitrique et adipique, aux perfluorocarbones (PFC) provenant de la production d'aluminium, et de l'usage des HFC et SF₆.

combustion ou usage non-énergétique) et le 40 p. 100 restant est associé à la production ou à la distribution d'énergie.

Figure EM1
Émissions de GES



Les émissions de GES du Canada ont augmenté de 599 Mt CO₂ équivalent en 1990 à 758 Mt en 2004, un accroissement moyen annuel de 1,7 p. 100. Les émissions de GES augmenteront de presque 1,1 p. 100 annuellement au cours de la période de projection. L'augmentation totale des émissions de 71 Mt, entre 2004 et 2010, résulte des principaux changements qui suivent (Tableau EM1): une augmentation de 41 Mt pour l'industrie pétrolière et gazière en amont et les raffineurs; une augmentation de 16 Mt dans le secteur des transports; et 4 Mt pour l'industrie.

Tableau EM1

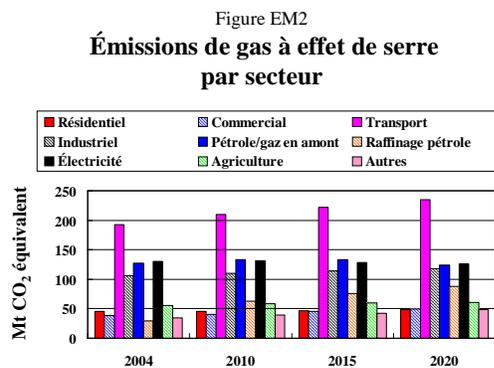
Changements aux émissions par secteur (Mt)

Secteur	2004 - 2010	2010 - 2020
Industrie pétrolière et gazière en amont	7	-10
Valorisation du pétrole synthétique	27	19
Raffinage (pétroles plus lourds)	7	6
Électricité	1	-4
Industrie	4	8
Commercial et résidentiel	1	13
Transports	16	25
Autres	8	11
Total	71	68

Au cours de la période 2004 et 2010 les émissions pour le secteur de l'électricité ne sont pas supposées trop augmenter. Cependant, entre 2010 et 2020, les émissions de ce secteur sont supposées diminuer de 4 Mt suite à la fermeture des centrales au charbon de l'Ontario qui sont largement remplacées par le gaz naturel.

Entre 2010 et 2020, les émissions du secteur pétrolier et gazier en amont commenceront à diminuer, reflétant un déclin de la production classique, alors que les émissions pour le raffinage et la valorisation du bitume en pétrole synthétique continuera d'augmenter, reflétant une plus grande production provenant des sables bitumineux, et une dépendance accrue des raffineries envers des pétroles bruts plus lourds. Les émissions des autres secteurs (sauf celles de l'électricité) continueront aussi d'augmenter, notamment dans les secteurs des transports et industriels, résidentiel et commercial.

La part respective des émissions de GES entre les secteurs changera peu entre 2004 et 2020 (Figure EM2).



Les transports continueront d'afficher la plus grande part des émissions, augmentant de 25 p. 100 en 2004 à 26 p. 100 en 2010. Des changements plus significatifs sont attendus du secteur du raffinage du pétrole. Sa part devrait augmenter de 4 p.100 à 8 p. 100 d'ici 2010, et à 10 p. 100 d'ici 2020.

Résidentiel

Les émissions de GES pour le secteur résidentiel resteront à 45 Mt de 2004 à 2010, une résultante de l'amélioration de l'efficacité énergétique et d'un changement dans les combustibles choisis. Par la suite les émissions augmenteront pour atteindre 48 Mt en 2020, reflétant la croissance projetée en demande d'énergie. Les émissions des GES pour ce secteur incluent environ 2 Mt associées aux activités agricole non liées au transport. Les émissions sont pour la plupart (96 p. 100) du dioxyde de carbone (CO₂), mais elles incluent aussi du méthane (environ 2 Mt de CO₂ équivalent) associé à l'usage du bois.

9.1 Commercial

Les émissions augmenteront de 38 Mt en 2010 à 40 Mt en 2015 et atteindront 49 Mt en 2020, surtout, à cause de la hausse de la surface de plancher.

9.3 Transports

Les émissions pour le secteur des transports¹⁶ augmenteront de 16 Mt (1,4 p. 100 par année) entre 2004 et 2010 et de 25 Mt (1,1 p. 100 par année) entre 2010 et 2020. Malgré des gains d'efficacité, la croissance de la demande pour des besoins de transport et une pénétration relativement lente des nouvelles technologies et combustibles alternatifs, contribuent à une croissance continue des émissions. Ces résultats incluent une réduction des émissions de N₂O (1 Mt de CO₂E en 2010), reflétant l'entente entre le gouvernement fédéral et les manufacturiers de voitures. Le taux de croissance des émissions au cours de la période de projection est de beaucoup inférieur au taux de 2,1 p. 100 observé au cours des années 1990.

¹⁶ Les lignes directrices du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution de Climat stipulent que les émissions provenant des usages de véhicules hors route du secteur industriel soient transférées au secteur des transports à l'exception des lubrifiants.

9.4 Industrie

Les taux de croissance projetés pour les émissions sont semblables aux taux de croissance de la consommation d'énergie pour 2004 à 2010, et pour 2010 à 2020 (environ 0,7 p. 100 par année). Les émissions de 2010 seront de 110 Mt et celles de 2020 seront d'environ 118 Mt.

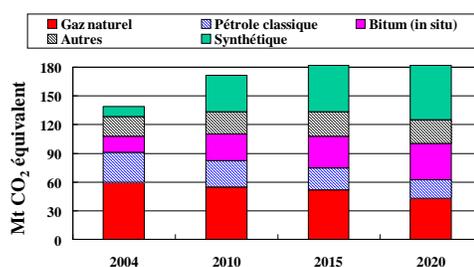
9.5 Industrie pétrolière et gazière en amont

Les émissions reliées à la production de combustibles fossiles, comme la production classique de gaz naturel, de pétroles légers et lourds, et de bitume *in situ*, augmenteront de 127 Mt en 2004 à 133 Mt en 2010. Elles diminueront par la suite pour atteindre 124 Mt en 2020, reflétant la baisse anticipée de production pour cette période (Figure EM3). Les émissions associées à la valorisation des sables bitumineux¹⁷ sont combinées avec les raffineries (elles ont été ajoutées aux données de la figure EM3 pour des raisons d'illustration seulement). Si on inclue les émissions liées au pétrole synthétique le total des émissions augmente à 171 Mt en 2010 et à 180 Mt en 2020.

De 2010 à 2020, la production de méthane de houille commencera à augmenter alors que la production classique de gaz naturel diminuera. Ce changement de type de production devrait faire diminuer les émissions parce que le méthane de houille requiert beaucoup moins de traitement après sa production. La chute de production de pétrole classique entre 2010 et 2020 compensera pour l'augmentation de production du bitume *in situ*, ce qui résultera en une baisse des émissions.

¹⁷ Selon la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, les émissions provenant de la production de pétrole synthétique sont combinées avec les émissions liées au raffinage du pétrole.

Figure EM3
Émissions de gaz à effet de serre de l'industrie pétrolière et gazière en amont



9.6 Raffinage du pétrole

Comme mentionné précédemment, les émissions de GES provenant de la valorisation du bitume en brut synthétique sont incluses dans les résultats pour le raffinage du pétrole. En 2004, les émissions provenant du raffinage du pétrole et de la valorisation était d'environ 29 Mt. On s'attend à ce que d'ici 2010, les émissions atteindront 63 Mt et qu'en 2020 elles seront de 87 Mt. Le taux de croissance annuel des émissions sera d'environ 13 p. 100 entre 2004 et 2010, et de 3,4 p. 100 après 2010. Ce niveau de croissance sera substantiellement plus élevé que celui des autres secteurs pour deux raisons : plus de pétrole à raffiner pour répondre à la demande intérieure à partir de pétroles bruts plus lourds, et une augmentation de la production de pétrole synthétique.

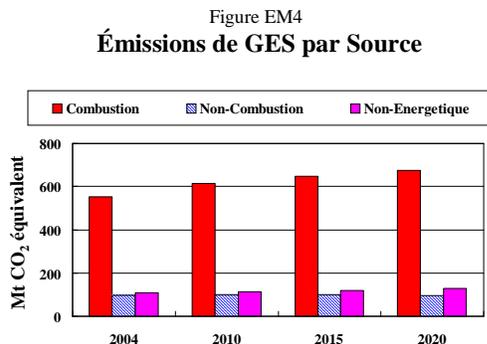
9.7 Électricité

Les émissions de GES associées à la génération d'électricité, qui étaient de 130 Mt en 2004, augmenteront un peu, à 131 Mt en 2010. Entre 2010 et 2020, les émissions de ce secteur vont diminuer à 126 Mt, suite à la fermeture des centrales au charbon en Ontario, remplacées principalement par le gaz naturel. L'augmentation anticipée de la génération de charbon en Saskatchewan et en Alberta va amoindrir cette diminution.

9.8 Émissions par source

L'énergie (pour fins de combustion ou non) demeure la source principale des émissions de GES (Figure EM4). L'énergie maintiendra la même part (85 p. 100) tout au long de la période de projection. Cependant, la part liée à la combustion augmentera reflétant une croissance annuelle de 1,3 p. 100 des émissions, comparativement à 2,1 p. 100 pour les années 1990. Les émissions associées avec la non-combustion¹⁸ baisseront modestement de 97 Mt en 2004 à 95 Mt en 2020, reflétant en partie la résultante des émissions fugitives associées à une baisse de production pour le pétrole et gaz classique.

Les émissions provenant de sources non liées à l'énergie (principalement l'agriculture)¹⁹ augmenteront de 1 p. 100 par année, passant de 108 Mt en 2004 à 127 Mt en 2020. La part des émissions totales associées aux usages non-énergétiques devrait rester à environ 14 p. 100 tout au long de la période de projection.

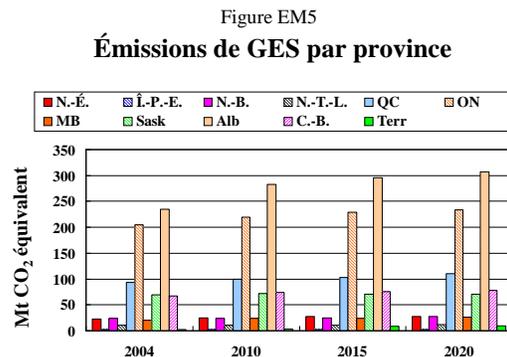


¹⁸ Les émissions non-liées à la combustion comprennent les fugitives provenant de la production du pétrole et gaz, de la distribution, des charges d'alimentation de la pétrochimie, du coke utilisé par les aciéries et les alumineries.

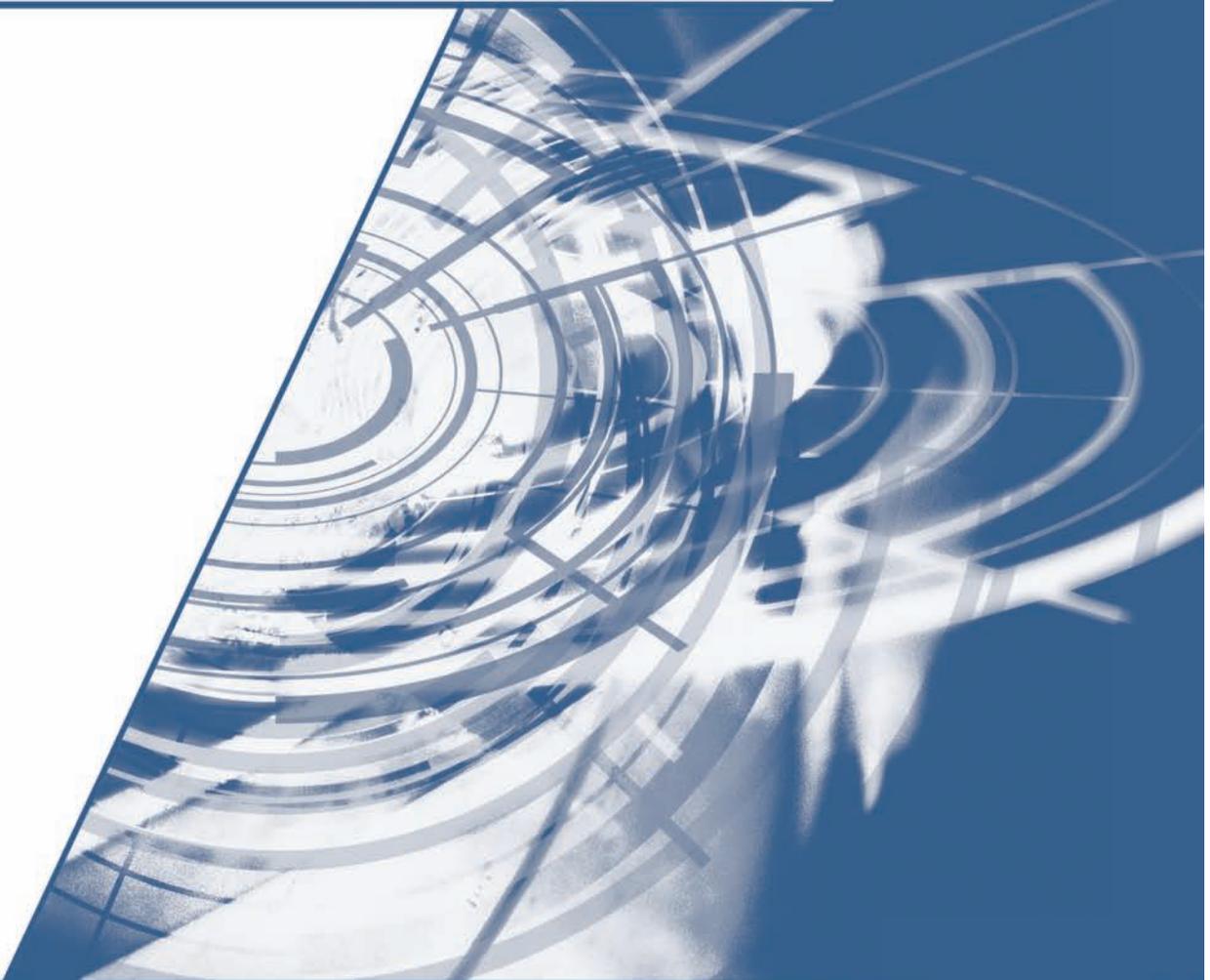
¹⁹ En 2000, le secteur de l'agriculture a contribué pour 61 Mt, les déchets - 25 Mt, et 20 Mt provenaient des cimenteries, de la production de chaux, de cendres de soude, d'acide nitrique et adipique, de l'usage des SF₆, des PFC, des changements d'usage des sols, de la foresterie et les HFC.

9.9 Émissions par province ou territoire

La figure EM5 montre les émissions par province et territoire. L'Alberta et l'Ontario sont les provinces les plus émettrices, quoique leur part respective du total des émissions changera un peu au cours de la période de projection. La part de l'Alberta augmentera de 31 p. 100 qu'elle était en 2003, à 34 p. 100 en 2020 (reflétant l'accroissement de la production des sables bitumineux). La part de l'Ontario diminue, passant de 27 à 26 p. 100, suite aux hypothèses concernant la fermeture des centrales au charbon dans la province. Le Québec et la Colombie-Britannique sont les suivantes en terme d'émissions avec 12 et 9 p. 100 respectivement. La région de l'Atlantique représente environ 8 p. 100 du total des émissions; La Nouvelle-Écosse et le Nouveau Brunswick émettent environ 25 Mt et 23 Mt respectivement., suivi de Terre-Neuve-et-Labrador avec 11 Mt.



Résultats provinciaux



10 Résultats provinciaux

Cette section offre un aperçu général des résultats provinciaux et territoriaux liés à l'offre et à la demande d'énergie. Le vaste processus de consultation qui a eu lieu au cours des deux dernières années a influé sur ces résultats.

Durant ces consultations, divers programmes gouvernementaux et propositions stratégiques ont été présentés, et RNCan a déployé tous les efforts possibles pour tenir compte de leur incidence dans la version finale de la présente étude. Il n'a toutefois pas été possible d'englober toutes les propositions, et ce, pour des raisons telles que l'insuffisance d'information; et/ou le manque de soutien financier.

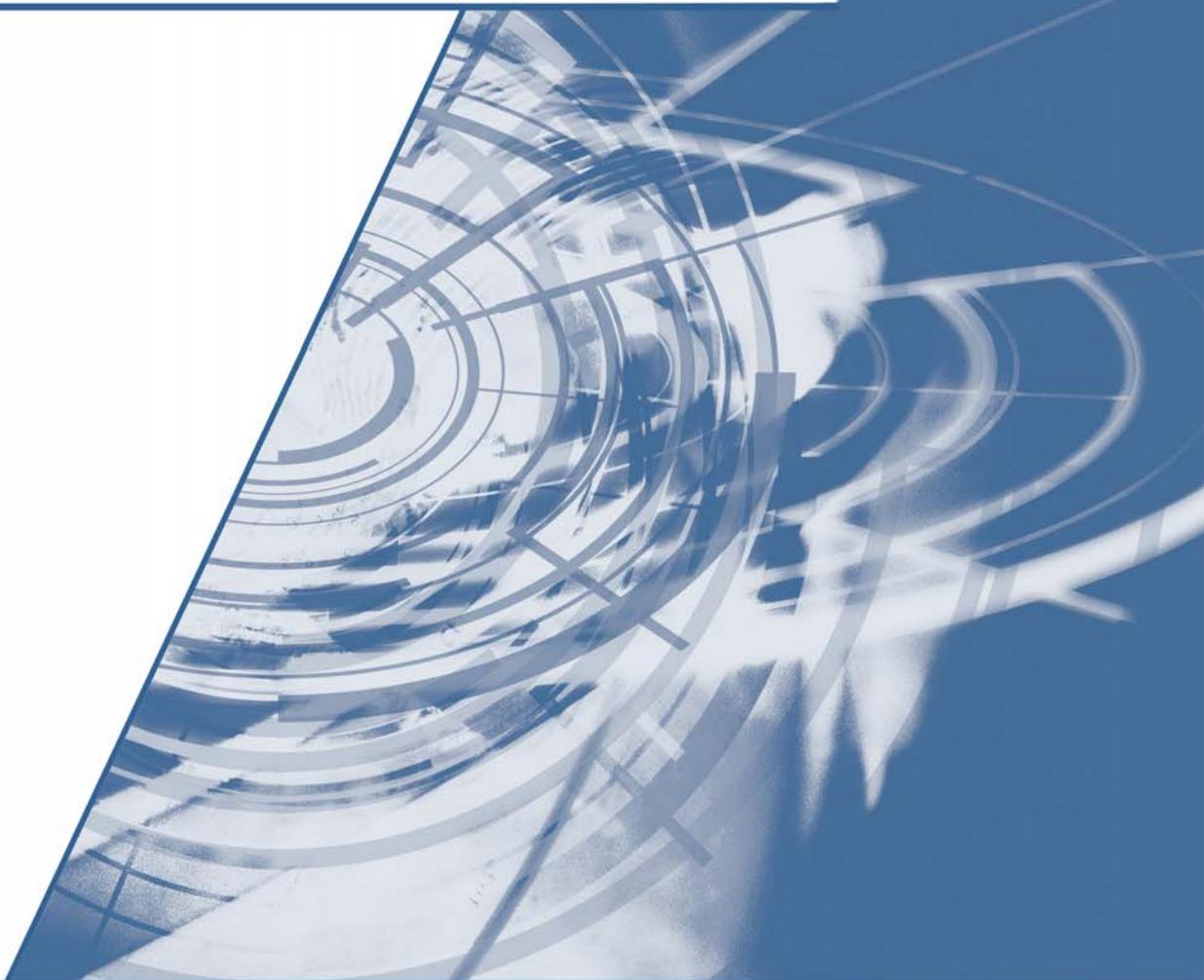
Bon nombre des facteurs à l'origine des changements concernant la population, le PIB et l'intensité énergétique étaient les mêmes pour l'ensemble des provinces et des territoires. Par conséquent, la plupart des explications pertinentes sont fournies avec les résultats nationaux et ne seront pas répétées ici, à moins qu'une province donnée présente des différences particulières.

L'analyse de l'industrie du raffinage a été effectuée à l'échelle régionale. La consommation énergétique a été déterminée à partir des données historiques, sauf pour la région de l'Atlantique. Pour cette région, la répartition des émissions de gaz à effet de serre a servi de base.

Bien que des résultats soient fournis pour chaque province et territoire, les commentaires généraux ont été répartis entre trois entités géographiques : les quatre provinces de l'Atlantique; le Québec et l'Ontario; et les provinces de l'Ouest ainsi que les Territoires du Nord-Ouest.

Les tableaux en annexe comprennent de plus amples renseignements sur l'offre et la demande d'énergie pour chaque province.

Provinces de l'Atlantique



10.1 Provinces de l'Atlantique

- Durant la période de projection, le taux d'expansion démographique dans la région de l'Atlantique devrait être considérablement inférieur à la moyenne nationale, et la croissance du PIB provincial en dollars constants sera aussi moins forte que pour le reste du Canada.
- Les initiatives portant sur des questions atmosphériques qui ont été prises conjointement par les premiers ministres des provinces de l'Atlantique et les gouverneurs des États de la Nouvelle-Angleterre n'ont pas été prises en considération en raison de leur caractère facultatif.
- Plusieurs projets de mise en valeur du gaz naturel liquéfié (GNL) dans l'Est du Canada ont été proposés. Pour les besoins du présent rapport, nous avons considéré les emplacements des projets de mise en valeur du GNL comme des points de transit pour l'importation et la réexportation du gaz naturel vers les États-Unis. Ainsi, les projets sont reconnus, mais n'ont pas été rattachés à une province en particulier.

En raison de la nature confidentielle des données provinciales propres à chaque industrie, la consommation énergétique d'industries telles que les industries des pâtes et papiers ou des mines a été estimée à partir de la valeur de la consommation unitaire d'énergie (CUE) pour l'ensemble de la région de l'Atlantique.

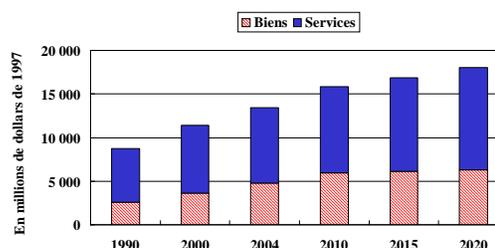
10.1.1 Terre-Neuve-et-Labrador

Économie

Entre 1990 et 2004, la population de Terre-Neuve-et-Labrador a diminué de 0,8 p. 100 par année, alors que la population active a crû de 0,5 p. 100. Selon les projections, la population de même que le nombre de travailleurs diminueront de 0,2 p. 100 par année entre 2005 et 2010.

L'économie de Terre-Neuve-et-Labrador est influencée dans une large mesure par les industries axées sur les ressources naturelles, dont l'industrie minière et celle de l'extraction pétrolière. Au cours de la prochaine décennie, la production de brut, provenant des projets de White Rose et Hebron et le projet Voisey's Bay, continueront de stimuler la croissance économique de la province. Par conséquent, la part des biens par rapport aux services en proportion du PIB passera de 36 p. 100 en 2005 à 38 p. 100 en 2010 (figure NL1) et retombera à 35 p. 100 d'ici 2020. Au cours de la même période de 15 ans, le taux de croissance annuel du PIB réel devrait atteindre 1,7 p. 100.

Figure NL1
Produit intérieur brut réel



Hypothèses précises

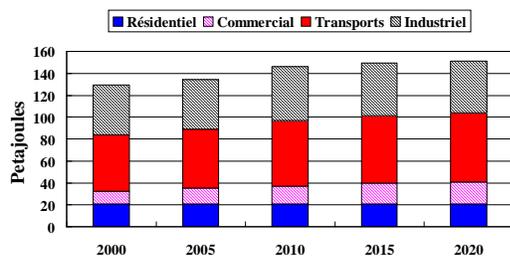
Aucune politique énergétique précise n'a été considérée dans le présent rapport. Cependant, nous avons tenu compte d'une tendance à délaisser le chauffage au mazout en faveur du chauffage à l'électricité dans le secteur résidentiel. La pénétration de l'énergie éolienne dans la province a été limitée à 100 MW.

Demande d'utilisation finale

La croissance économique positive devrait faire progresser la demande énergétique à un rythme de 0,8 p. 100 par année. On estime que la consommation totale se chiffrera à 151 PJ en 2020, la part des produits pétroliers s'établissant à 63 p. 100 et celle de l'électricité, à 25 p. 100. En 2020, le secteur industriel de la province devrait consommer 31 p. 100 de l'ensemble des produits énergétiques (pour produire de l'énergie

ou pour d'autres utilisations) (figure NL2). Le secteur des transports consommera 42 p. 100 des produits énergétiques, suivi des secteurs résidentiel et commercial, représentant 13 p. 100 chacun.

Figure NL2
Demande d'utilisation finale par secteur



Secteur résidentiel

La demande dans ce secteur déclinera de 0,1 p. 100 par année durant la période de projection pour s'établir à 21 PJ d'ici 2020. Entre 2005 et 2020, le nombre de ménages devrait augmenter en moyenne de 0,5 p. 100 par année. À l'heure actuelle, l'électricité répond à environ 58 p. 100 de la demande énergétique, le mazout de chauffage, à 24 p. 100, et les combustibles renouvelables, tel le bois à 18 p. 100. D'ici 2020, ces parts auront changé et s'établiront comme suit : électricité, 65 p. 100, mazout de chauffage, 20 p. 100 et combustibles renouvelables, 14 p. 100.

Secteur commercial

La croissance de la surface utile devrait être de 2 p. 100 par année, et celle de l'utilisation énergétique, de 1,9 p. 100. À l'heure actuelle, les principales sources énergétiques sont l'électricité (64 p. 100) et les produits pétroliers (36 p. 100). D'ici 2020, les parts de ces deux types d'énergie passeront à 57 et 43 p. 100 respectivement. En 2020, la demande énergétique dans ce secteur se sera intensifiée, passant de 10 PJ qu'elle était en 2004 à 20 PJ.

Secteur des transports

En 2004, l'essence automobile représentait 36 p. 100 et le diesel comptait pour environ 40 p. 100 de l'utilisation énergétique dans ce secteur, suivis du carburant aviation et de petites quantités de mazout lourd. La part du diesel a crû considérablement entre 1990 et 2000, et est demeurée assez stable au cours des cinq dernières années. Par contre, la demande d'essence automobile a peu varié durant cette même période de 15 ans. La demande globale devrait se chiffrer à 63 PJ d'ici 2020, ce qui représente un taux de croissance annuel moyen de 1,1 p. 100 de 2005 à 2020. Le carburant aviation enregistrera la plus forte croissance, tandis que le diesel progressera un peu plus vite que l'essence automobile (0,7 p. 100 par année contre 0,5 p. 100).

Secteur industriel

Selon les projections, la demande d'utilisation finale du secteur industriel atteindra 47 PJ en 2020, ce qui correspond à une croissance annuelle de 0,2 p. 100 pour la durée de la période de projection. En 2020, les principales sources énergétiques devraient être les produits pétroliers (40 p. 100) et l'électricité (37 p. 100, incluant l'énergie produite pour ses propres besoins). Les autres composants de la demande comprendraient le charbon et le coke, les combustibles renouvelables et les produits énergétiques utilisés à des fins non énergétiques.

Par rapport à l'ensemble du secteur industriel, la part de la consommation énergétique de l'industrie des pâtes et papiers est d'environ 30 p. 100. Compte tenu des réductions de la capacité de production qui ont été annoncées dans la province, la production brute de cette industrie devrait décliner d'environ 20 p. 100 en 2006. La consommation énergétique devrait régresser, passant de 14,6 PJ en 2005 à 12,2 PJ en 2006. Par rapport à 2006, la demande énergétique n'augmenterait que légèrement pour atteindre 12,5 PJ en 2020.

En 2006, la production de l'industrie minière grimpera de 25 p. 100, cette hausse étant surtout attribuable à une pleine année de production des gisements de nickel de Voisey's Bay au Labrador. Notre étude ne tient compte que de l'étape de l'exploitation à ciel ouvert. Nous avons supposé que l'exploitation minière souterraine ne commencerait qu'après 2020. Il convient aussi de signaler que nous n'avons pas tenu compte de la construction prévue d'une fonderie et de la consommation énergétique découlant du traitement des concentrés de minerai.

La consommation énergétique totale de l'industrie minière a été évaluée à 25 PJ en 2005 et devrait atteindre 28 PJ en 2020. La part de la consommation énergétique totale de l'électricité s'établira à 35 p. 100, celle des produits pétroliers, à 46 p. 100, et celle du charbon et du coke, à 18 p. 100. Ces parts devraient demeurer stables durant la période de projection.

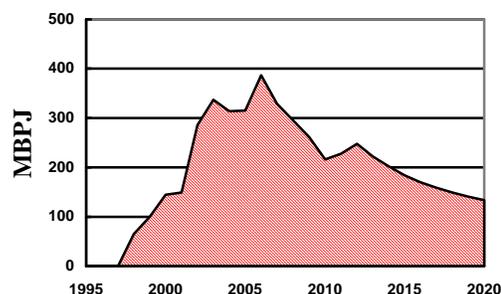
Industrie pétrolière et gazière en amont

La production pétrolière actuelle tient compte des projets Hibernia et Terra Nova. La production des champs pétrolifères d'Hibernia a commencé en 1997 et atteignait un volume de 204 mbpj en 2004, comparativement à 110 mbpj pour le projet Terra Nova. Les gisements de White Rose, dont l'exploitation a commencé à l'automne 2005, ont des réserves évaluées à 283 millions de barils; la production prévue est de 100 mbpj. L'exploitation des gisements de Hebron et Ben Nevis, dont les réserves sont estimées à 414 millions de barils, devrait commencer en 2011.

Entre 1998 et 2005, la production pétrolière a crû fortement. Selon les projections, elle tombera à 134 mbpj après 2007 (figure NL3). À l'heure actuelle, aucune production commerciale de gaz naturel n'est prévue avant 2020.

Figure NL3

Production pétrolière



Électricité

La demande d'électricité sur l'île devrait croître à un rythme annuel de 1 p. 100 pour atteindre 10,9 TWh en 2020 (tableau NL1). La fermeture des usines de pâtes et papiers devrait faire chuter la consommation d'électricité dans le secteur industriel.

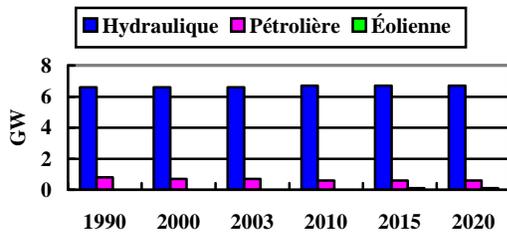
La capacité totale de la province atteint presque 7 500 MW, le gros de la production étant assuré par Churchill Falls, au Labrador. D'ici 2020, la capacité éolienne croîtra d'environ 100 MW (figure NL4).

Tableau NL1

Demande d'électricité (TWh)

	1990	2000	2004	2010	2020	Taux de croissance annuel moyen, p. 100 2005-2020
Résidentiel	2,8	3,1	3,4	3,6	3,7	0,4
Commercial	1,8	2,0	2,1	2,5	3,2	2,5
Industriel	4,8	4,6	3,5	4,0	4,0	0,4
Transports	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	9,4	9,7	9,1	10,1	10,9	1,0

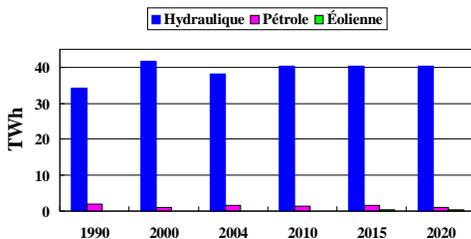
Figure NL4
Capacité électrique



La figure NL5 indique les projections relatives à la génération, incluant Churchill Falls. D'ici 2020, la part de l'énergie éolienne dans cette production pourrait s'élever à environ 1 p. 100.

Les exportations d'électricité destinée vers le Québec, atteindraient environ 30 TWh par année durant la période de projection.

Figure NL5
Production d'électricité



Questions exclues

Durant l'été de 2005, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a choisi trois promoteurs possibles pour la réalisation du projet d'aménagement hydroélectrique du cours inférieur du Churchill. Deux emplacements possibles ont été déterminés, leur production éventuelle ayant été évaluée à 4,8 ou 11,9 TWh. Toutefois, en raison d'incertitudes concernant les endroits et les promoteurs, le scénario de référence fait abstraction de ce projet.

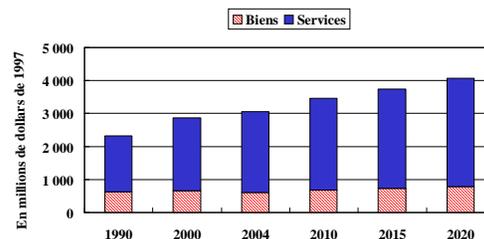
Économie

De 1990 à 2004, la population de l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) a augmenté d'environ 0,4 p. 100 par année. D'ici 2020, ce taux devrait tomber à zéro. Pendant ce temps, le taux de croissance annuel de la population active devrait s'établir à 0,1 p. 100, en baisse par rapport au taux de 1,3 p. 100 enregistré pour la période de 1990-2004.

De 2005 à 2020, le PIB en dollars constants devrait croître de 1,7 p. 100 par année, alors que ce taux atteignait 1,8 p. 100 pour la période de 1990-2004 (figure IPE1).

En 2005, la part des services dans le PIB global de la province (80 p. 100) dépassait la moyenne nationale (69p. 100) et devrait demeurer inchangée dans les années à venir.

Figure IPE1
Produit intérieur brut réel



Hypothèses précises

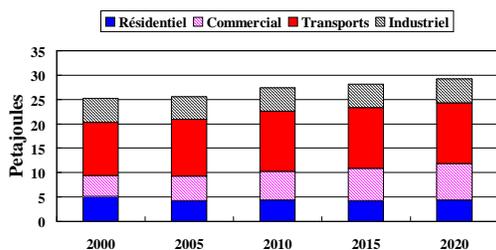
Aux termes de la *Renewable Energy Act* de la province, au moins 15 p. 100 de l'énergie électrique fournie par les services publics devra provenir de ressources renouvelables d'ici 2010. En 2015, les services publics devront être en mesure de s'approvisionner entièrement en énergie de source renouvelable.

Demande d'utilisation finale

À l'Î.-P.-É., la demande d'utilisation finale totale progressera à un taux annuel de 0,7 p. 100 durant la période de projection. À titre de comparaison, le taux de croissance annuel de 1990 à 2004 atteignait presque 1,5 p. 100. D'ici 2020, la consommation devrait atteindre 29 PJ, et l'électricité (59 p. 100) ainsi que les produits pétroliers (38 p. 100) seront les principaux types d'énergie consommée.

D'ici 2020, la consommation énergétique se répartira comme suit : les transports, 43 p. 100, le secteur commercial, 25 p. 100, le secteur industriel (utilisations énergétiques et non énergétiques), 17 p. 100, et le secteur résidentiel, 15 p. 100.

Figure IPE2
Demande d'utilisation finale selon le secteur



Secteur résidentiel

De 1990 à 2004, la consommation dans le secteur résidentiel a diminué, passant de 6,3 à 4,6 PJ, par suite d'une amélioration annuelle moyenne de 3,7 p. 100 de l'intensité énergétique. Durant la période de projection, elle devrait décroître davantage, tombant à 4,4 PJ d'ici 2020, tandis que le nombre de ménages augmenterait de 0,6 p. 100 par année jusqu'en 2020.

En 2004, les principaux types d'énergie consommée par le secteur résidentiel étaient les produits pétroliers (77 p. 100), l'électricité (13 p. 100) et le bois (11 p. 100). En 2020, la part des produits pétroliers devrait tomber à 75 p. 100, tandis que celle de l'électricité monterait à 15 p. 100.

Secteur commercial

Selon les projections, la consommation énergétique augmentera de 5 PJ en 2005 à près de 7,5 PJ en 2020, ce qui équivaut à une croissance annuelle de 2,7 p. 100. Durant cette période, la surface utile de plancher totale augmentera annuellement de 2,7 p. 100 pour atteindre 3,5 millions de mètres carrés en 2020.

En 2004, les produits pétroliers représentaient 70 p. 100 de la consommation énergétique du secteur commercial, et l'électricité, 30 p. 100. En 2020, ces parts devraient s'établir à 65 p. 100 et à 35 p. 100 respectivement.

Secteur des transports

Selon les projections, la consommation énergétique dans les transports grimpera de 0,5 p. 100 par année, en moyenne, de 2005 à 2020, comparativement à 2 p. 100 pour la période de 1990-2004. Cet affaiblissement de la croissance est surtout imputable à une expansion démographique presque nulle dans la province. L'essence automobile demeurera le principal carburant utilisé (environ 70 p. 100), suivie du diesel (à peu près 30 p. 100).

Secteur industriel

Au cours des 15 prochaines années, la demande industrielle croîtra modestement, passant de 4,7 à 4,9 PJ. Les produits pétroliers et l'électricité constitueront les deux sources d'énergie utilisées, avec des parts de 67 et de 33 p. 100, respectivement, durant cette période.

Électricité

Tableau IPE1

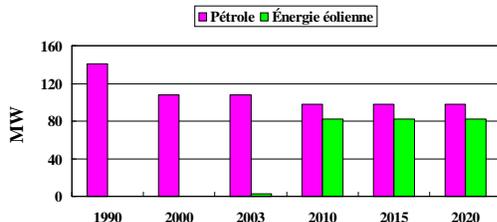
Demande d'électricité (GWh)

	1990	2000	2004	2010	2020	Taux de croissance annuel moyen, p. 100 2005-2020
Résidentiel	245	278	159	165	179	0,8
Commercial	289	418	464	558	737	3,1
Industriel	138	261	441	381	398	0,2
Transports	0	0	0	0	0	0,0
Total	671	957	1 064	1 104	1 314	1,8

La demande d'électricité a augmenté d'environ 3,1 p. 100 par année entre 1990 et 2004, mais devrait être plus modérée (1,8 p. 100) à partir de 2005, atteignant 1 300 GWh en 2020 (tableau IPE1). Ce déclin de la croissance résulterait essentiellement d'une expansion beaucoup plus lente du secteur industriel (0,2 p. 100).

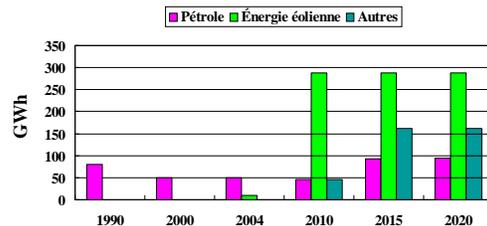
Généralement, le Nouveau-Brunswick répond en grande partie aux besoins énergétiques de l'Î.-P.-É., dont la capacité sert à répondre aux besoins en période de pointe. De 1990 à 2004, il y a eu fléchissement de cette capacité, qui est passée de 122 à 118 GW avec la mise hors service de certaines centrales (figure IPE3). La capacité totale devrait augmenter suite à l'addition d'environ 80 MW d'énergie éolienne. Par la suite, la capacité demeurera stable.

Figure IPE3
Capacité de production



En 2004, la production d'électricité se chiffrait à 60 GWh. Selon les projections, elle grimpera à 544 GWh d'ici 2020 (figure IPE4). Cette augmentation de l'énergie renouvelable est principalement due au fait qu'elle constituera 84 p. 100 de la production totale en 2020, le pétrole contribuant au reste de la production. Il y aura recul des importations d'électricité en provenance du Nouveau-Brunswick, qui passeront d'environ 980 GWh à 800 GWh.

Figure IPE4
Production d'électricité



10.1.3 Nouvelle-Écosse

Économie

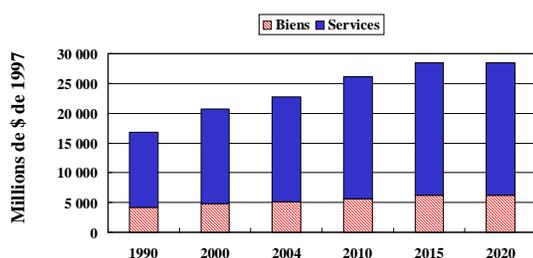
De 1990 à 2004, la croissance démographique en Nouvelle-Écosse a été d'environ 0,2 p. 100 par année. La population devrait demeurer stable pour le reste de la période de projection à environ 940 000 habitants.

Le taux de croissance annuel de la population active a été de 0,8 p. 100 durant la période de 1990-2004. Il devrait devenir nul entre 2005 et 2020.

Le taux de croissance annuel moyen du PIB en dollars constants de la Nouvelle-Écosse devrait s'établir à 1,9 p. 100 pour la période de 2005-2020, en baisse par rapport au taux de 2,1 p. 100 enregistré pour la période de 1990-2004 (figure NE1).

En 2005, la part des services dans l'ensemble du PIB, qui s'élevait à 78 p. 100, surpassait la moyenne nationale de 69 p. 100, et devrait demeurer inchangée d'ici la fin de la période de projection.

Figure NE1
Produit intérieur brut réel



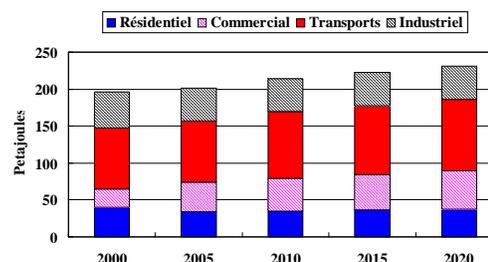
Hypothèses précises

Le gouvernement de la Nouvelle-Écosse applique des mesures visant à promouvoir le recours à des sources d'énergie renouvelable telles que le vent et le soleil.

Demande d'utilisation finale

Selon les projections, la demande d'utilisation finale globale augmentera, passant de 201 PJ en 2005 à 231 PJ d'ici 2020, pour une croissance annuelle moyenne de 0,9 p. 100 (figure NE2). En 2020, les transports devraient consommer 42 p. 100 de l'énergie produite, le secteur commercial, 23 p. 100, le secteur résidentiel, 16 p. 100, et le secteur industriel, 19 p. 100. Toujours en 2020, les produits pétroliers interviendront pour 67 p. 100 de la consommation énergétique, suivis de l'électricité, à 22 p. 100.

Figure NE2
Demande d'utilisation finale selon le secteur



Secteur résidentiel

De 1990 à 2004, une baisse de la consommation énergétique résidentielle a été enregistrée, celle-ci étant passée de 44 à 35 PJ. Ce recul est surtout attribuable à l'amélioration de l'intensité énergétique, dont le taux annuel s'est établi à 2,8 p. 100. De 2005 à 2020, la consommation dans ce secteur devrait progresser modestement pour atteindre 37 PJ. Le nombre de ménages devrait augmenter de 0,6 p. 100 par année d'ici 2020.

En 2004, les produits pétroliers représentaient 44 p. 100 de l'énergie consommée, l'électricité, 43 p. 100 et le bois, 13 p. 100. Les ménages de la Nouvelle-Écosse ont commencé à utiliser le gaz naturel en 2003. En 2020, la consommation énergétique se répartira comme suit : électricité, 47 p. 100, produits pétroliers, 37 p. 100, bois, 13 p. 100, et gaz naturel, 3 p. 100.

Secteur commercial

De 1990 à 2004, la consommation énergétique dans le secteur commercial croîtra à un taux annuel moyen de 4,7 p. 100, passant de 21 à 40 PJ. Selon les projections, elle augmentera de 1,8 p. 100 par année entre 2005 et 2020, grimant de 40 à 52 PJ.

En 2004, la part du pétrole dans la consommation énergétique totale du secteur commercial était de 69 p. 100 et celle de l'électricité, de 30 p. 100. Comme dans le secteur résidentiel, le gaz naturel a graduellement pénétré le secteur commercial en 2003, et représentait alors 1 p. 100 de la consommation totale. D'ici 2020, la part des produits pétroliers dans la consommation devrait atteindre 62 p. 100, celle de l'électricité, 37 p. 100 et celle du gaz naturel, 1 p. 100.

De 2005 à 2020, l'ensemble de la surface utile devrait augmenter de 2,3 p. 100 par année pour totaliser 22 millions de mètres carrés en 2020.

Secteur des transports

D'après les projections, la consommation énergétique dans le secteur des transports s'accroîtra à un taux annuel moyen de près de 1,0 p. 100 de 2005 à 2020, comparativement à 0,8 p. 100 pour la décennie précédente. L'essence conservera sa part de l'énergie consommée (50 p. 100), tandis que la part du diesel sera d'environ 28 p. 100. En 2020, la consommation énergétique devrait s'élever à 96 PJ.

Secteur industriel

Les projections établissent que la demande énergétique du secteur industriel, qui atteint environ 40 PJ, demeurera constante jusqu'en 2020. À la fin de la période de projection, les principales composantes de la consommation énergétique devraient être l'électricité (32 p. 100), les produits pétroliers (39 p. 100) et les sources d'énergie renouvelable (29 p. 100).

- Les pâtes et papiers interviennent pour environ 50 p. 100 de la demande

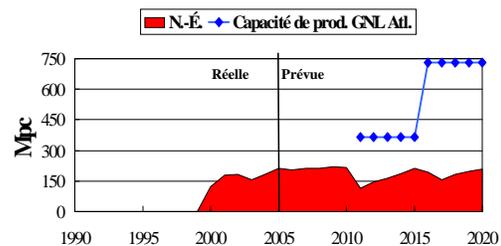
industrielle. Comme les possibilités d'expansion sont limitées pour cette industrie, la demande énergétique ne devrait pas augmenter, la production demeurant relativement constante. Cette demande grimpera à 23,2 PJ d'ici 2020, et sera essentiellement satisfaite par l'énergie tirée de la biomasse (50 p. 100) et l'électricité (35 p. 100).

- Dans l'industrie minière, la demande devrait aussi demeurer relativement constante. Elle s'établira à environ 1,3 PJ durant la période de projection, et les produits pétroliers constitueront les trois quarts de la composition globale des sources énergétiques, comme c'était le cas durant la décennie précédente.

Industrie pétrolière et gazière en amont

La production de gaz naturel de l'île de Sable devrait varier entre 150 et 210 Mpc par année (figure NE3). Il y aura des fluctuations en 2011, avec le début des importations de gaz naturel liquéfié destinées à la région de l'Atlantique. La majeure partie de ce gaz sera exporté vers les États-Unis.

Figure NE3
Production de gaz naturel



La demande d'énergie en amont devrait être d'environ 17 PJ par année, les principales sources énergétiques étant le gaz naturel (90 p. 100) et de petites quantités de produits pétroliers raffinés.

Électricité

La demande d'électricité a augmenté d'à peu près 1,8 p. 100 par année entre 1990 et 2004, et devrait progresser plus lentement (1,4 p. 100) à partir de 2005 pour se chiffrer à 14 TWh en 2020 (tableau NE1). Ce ralentissement témoigne du très peu de croissance de la demande industrielle, comparativement à la période de 1990-2004 (2,9 p. 100).

D'après les projections, la capacité de la production d'électricité grimpera de 2,4 à 3,3 GW en 2020 (figure NE4). En 2004, la capacité de production électrique du charbon²⁰ se chiffrait à 1,1 GW. Elle devrait atteindre 1,6 GW en 2020, soit environ 50 p. 100 de la capacité totale. D'ici 2020, la capacité de production provenant du pétrole s'élèvera à 0,5

GW, celle des ressources hydrauliques demeurera à 0,4 GW et celle du gaz naturel progressera à 0,3 GW. La capacité de production d'énergie éolienne comptera pour environ 10 p. 100 de la capacité totale en 2020.

En 2004, 12,6 TWh d'électricité ont été produits. Selon les projections, la production sera portée à 14,8 TWh d'ici 2020, ce qui équivaut à un taux de croissance annuel de 1,7 p. 100 (figure NE5). Le charbon est le principal combustible utilisé pour la production d'électricité. Son apport, qui s'établissait à 61 p. 100 en 2004, s'accroîtra à 83 p. 100 en 2020. Les sources d'énergie renouvelable comme l'eau, le bois et le vent devraient contribuer pour environ 14 p. 100 de cette production en 2020. La production d'électricité de source éolienne, qui était de 0,3 TWh en 2005, montera à 1,0 TWh d'ici 2020, pour une croissance annuelle d'à peu près 7,4 p. 100.

Figure NE4
Capacité de production

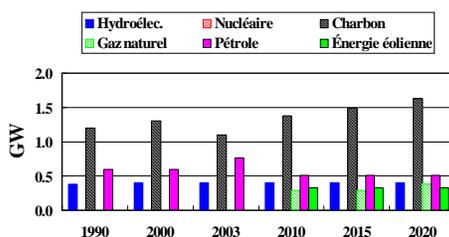


Figure NE5
Production d'électricité

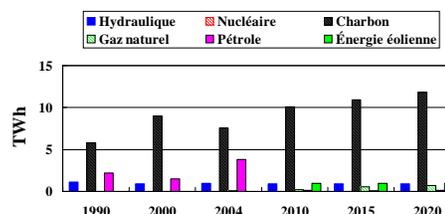


Tableau NE1

Demande d'électricité (TWh)

	1990	2000	2004	2010	2020	Taux de croissance annuel moyen, p. 100 2005-2020
Résidentiel	3,4	3,7	4,1	4,4	4,9	1,1
Commercial	2,7	3,1	3,3	4,0	5,3	3,0
Industriel	2,6	3,6	4,0	3,7	3,8	0,1
Transports	0	0	0	0	0	0,0
Total	8,7	10,4	11,4	12,1	14,0	1,4

²⁰ En Nouvelle-Écosse, le coke de pétrole remplace souvent le charbon en raison de son prix plus avantageux.

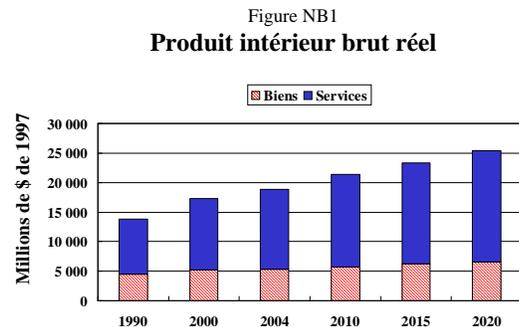
10.1.4 Nouveau-Brunswick

Économie

La population du Nouveau-Brunswick est demeurée stable durant la période de 1990-2004 et se chiffre actuellement à environ 752 000. Elle restera à ce niveau pendant quelques années, puis régressera à 744 000 d'ici la fin de la période de projection. De même, la population active culminera à 397 000 en 2010 avant de commencer à se replier.

De 1990 à 2004, l'économie provinciale a crû à un taux annuel moyen de 2,1 p. 100. Ce taux devrait chuter à 1,8 p. 100 durant la période de projection.

En 2005, la part des services dans le PIB (72 p. 100) était légèrement plus élevée que la moyenne nationale (69 p. 100). Elle devrait monter à 74 p. 100 en 2020.



Hypothèses précises

Au cours des dernières années, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a mis en œuvre de nouvelles mesures touchant à l'énergie et aux émissions. Les mesures dont il sera question dans le présent rapport ont une incidence sur la production d'électricité ou la pénétration du gaz naturel dans les secteurs résidentiel et commercial.

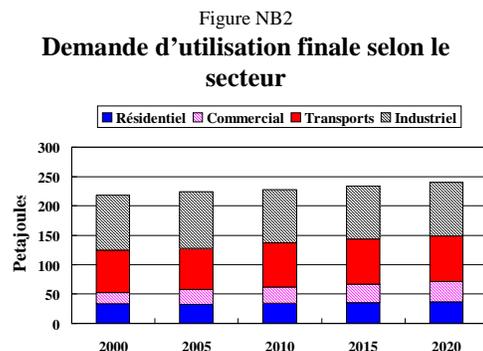
Dans le cas de l'électricité, la province estime « qu'il est dans l'intérêt public de préserver le

droit qu'a NB Power d'exporter l'électricité ». Elle affirme que dans le passé, les exportations d'électricité ont permis de réduire le coût de l'électricité dans la province plus bas que ce qu'il aurait été autrement. Le gouvernement a aussi mis en place les normes relatives à l'énergie renouvelable pour la production de l'électricité, qui prévoient que la proportion d'électricité provenant de sources renouvelables, notamment l'énergie éolienne, devra croître de 10 p. 100 d'ici 2016.

Dans les secteurs résidentiel et commercial, l'accès au gaz naturel a été facilité, ce qui cadre avec le lancement plus énergique des nouveaux pipelines du réseau de distribution. Le gaz naturel, qui est déjà offert dans les trois principales villes de la province (Moncton, Fredericton et Saint John), devrait voir sa part du marché s'étendre.

Demande d'utilisation finale

La demande d'utilisation finale des quatre secteurs devrait passer de 224 PJ en 2005 à 240 PJ en 2020, ce qui représente un taux de croissance annuel moyen de 0,5 p. 100 (figure NB2). Le secteur des transports devrait être à l'origine de 33 p. 100 de la demande énergétique en 2020, le secteur industriel, de 38 p. 100, le secteur résidentiel, de 15 p. 100, et le secteur commercial, de 14 p. 100. En 2020, la demande devrait être satisfaite par les produits pétroliers (51 p. 100), l'électricité (23 p. 100), l'énergie renouvelable (18 p. 100) et le gaz naturel (6 p. 100).



Secteur résidentiel

La demande totale du secteur résidentiel n'augmentera que de 4 PJ, passant de 33 PJ en 2004 à 37 PJ en 2020. Malgré une population relativement stable, le nombre de ménages devrait s'accroître de 0,6 p. 100 par année reflétant le changement dans la composition des ménages. En 2020, l'électricité comptera pour 57 p. 100 de la demande, le bois, pour 19 p. 100 et les produits pétroliers, pour 16 p. 100. Il est particulièrement intéressant de noter la pénétration régulière du gaz naturel dans le secteur résidentiel de la province. La part de cette source d'énergie dans la demande devrait représenter environ 8 p. 100 d'ici 2020, son expansion se faisant de façon générale au détriment des produits pétroliers.

Secteur commercial

Dans ce secteur, la demande progressera de 9 PJ entre 2005 et 2020 pour atteindre 34 PJ, ce qui correspond à une hausse annuelle d'environ 2 p. 100. L'accroissement de la surface utile serait de 1,9 p. 100 par année. Le pétrole sera la source énergétique dominante, suivi de près par l'électricité. En 2020, la part des produits pétroliers dans la demande s'établira à 46 p. 100 et celle de l'électricité, à 43 p. 100. La part des produits pétroliers diminuera au profit du gaz naturel, dont la part passera de zéro à 10 p. 100 durant la période de projection.

Secteur des transports

Dans ce secteur, le taux de croissance annuel de la demande devrait être de 0,7 p. 100 entre 2005 et 2020, comparativement à 1,6 p. 100 entre 1990 et 2004. La demande d'essence ne devrait pratiquement pas changer après 2010, tandis que celle du diesel continuera son ascension, traduisant les besoins soutenus en matière de transport des marchandises. La demande s'amplifiera pour tous les types d'énergie dans des proportions à peu près égales, de sorte que la part de ces carburants changera peu avec le temps. L'essence dominera, avec une part d'à peu près 50 p. 100 durant toute la période, suivie

du diesel (44 p. 100) et des carburants aviation (4 p. 100). La demande totale devrait se chiffrer à 78 PJ d'ici 2020.

Secteur industriel

À l'heure actuelle, la consommation énergétique du secteur industriel (excluant les raffineries) totalise à peu près 96 PJ. Selon notre projection, cette quantité tombera à environ 90 PJ en 2006. Cette baisse résultera en grande partie d'une réduction de l'énergie renouvelable dérivée de la biomasse et consommée par l'industrie des pâtes et papiers. Les besoins énergétiques futurs ne devraient pas être plus grands, en raison de la faiblesse relative de la croissance et d'une amélioration prévue de l'intensité énergétique. La demande augmentera légèrement par rapport à 2006 pour atteindre 91 PJ en 2020.

- L'industrie des pâtes et papiers de la province compte pour 70 p. 100 de la consommation énergétique du secteur industriel. Les mesures de rationalisation de la capacité qui ont été annoncées réduisent la production brute, de 8 p. 100 en 2006. Par la suite, la production s'accroîtra lentement de 0,5 p. 100 par année jusqu'en 2020. Le fléchissement de la production devrait entraîner une baisse de 6,7 PJ de l'énergie de biomasse. Compte tenu du repli de la croissance de l'industrie et de l'amélioration annuelle de l'intensité énergétique, la consommation d'énergie ne fluctuera pratiquement pas entre 2006 et 2020, et s'établira à environ 61 PJ.
- L'industrie minière et celle de la fusion et de l'affinage des métaux non ferreux consommeront environ 4,3 PJ chacune en 2006. Durant la période de projection, les deux industries devraient afficher un faible taux annuel de croissance, soit moins de 1 p. 100. En conséquence, la consommation énergétique en 2020 s'approchera de 5 PJ.

Industrie pétrolière et gazière en amont

La production de gaz naturel s'est chiffrée à environ 100 millions de pieds cubes par année jusqu'au début des années 1980. Au cours des 15 prochaines années, la production provinciale ne devrait pas être considérable.

Électricité

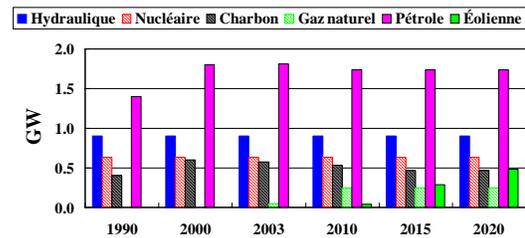
La demande d'électricité de la province devrait passer de 14,4 TWh en 2004 à 15,6 TWh en 2020, ce qui représente une hausse d'environ 8 p. 100 sur 16 ans, ou à peu près 0,5 p. 100 par année (tableau NB1).

En plus de satisfaire à la demande provenant de sources à l'intérieur de la province, le réseau du Nouveau-Brunswick répond aussi à une très large part des besoins de l'Île-du-Prince-Édouard (environ 0,8 TWh par année) et exporte vers les États-Unis.

New Brunswick Power Inc. exploite un des réseaux de production les plus diversifiés au pays (ressources hydrauliques, charbon, pétrole, orimulsion²¹, diesel, gaz naturel et énergie nucléaire).

À l'heure actuelle, l'ensemble du réseau a une puissance installée de 4,0 GW. En 2020, cette puissance s'élèvera à 4,5 GW, cette hausse résultant en partie d'une expansion des possibilités d'exportation vers les États-Unis. La capacité éolienne devrait atteindre 476 MW d'ici 2016.

Figure NB3
Capacité électrique selon le type d'énergie



En 2004, la production d'électricité se chiffrait à 20 TWh, les principales sources énergétiques utilisées étant le pétrole (42 p. 100), l'énergie nucléaire (22 p. 100) et le charbon (15 p. 100) (figure NB4). En 2020, la production totale devrait atteindre 21,5 TWh.

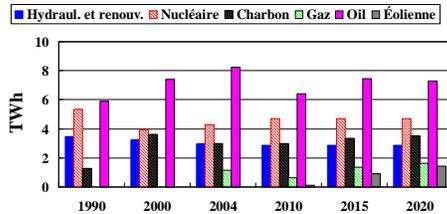
Tableau NB1

Demande d'électricité (TWh)

	1990	2000	2004	2010	2020	Taux de croissance annuel moyen, p. 100 2005-2020
Résidentiel	4,5	5,0	5,5	5,7	5,8	0,5
Commercial	2,3	2,8	2,9	3,3	4,1	2,4
Industriel	5,7	5,8	6,0	5,7	5,7	0,0
Transports	0	0	0	0	0	0,0
Total	12,5	13,6	14,4	14,7	15,6	0,8

²¹ L'orimulsion utilisée à la centrale de Coleson Cove (1 200 MW) est considérée comme du mazout lourd.

FigureNB4
Production d'électricité selon le type d'énergie



La production hydroélectrique demeurera stable durant la période de projection (2,9 TWh), tandis que la production d'électricité de source éolienne augmentera pour s'établir à environ 1,4 TWh en 2020. En conséquence, la part de l'électricité provenant de ressources énergétiques renouvelables passera de 17 à 20 p. 100 durant la période de projection.

En 2020, l'énergie nucléaire comptera pour 22 p. 100 de la génération d'électricité, la part du pétrole tombera à 34 p. 100 et celle du charbon demeurera relativement stable à 16 p. 100.

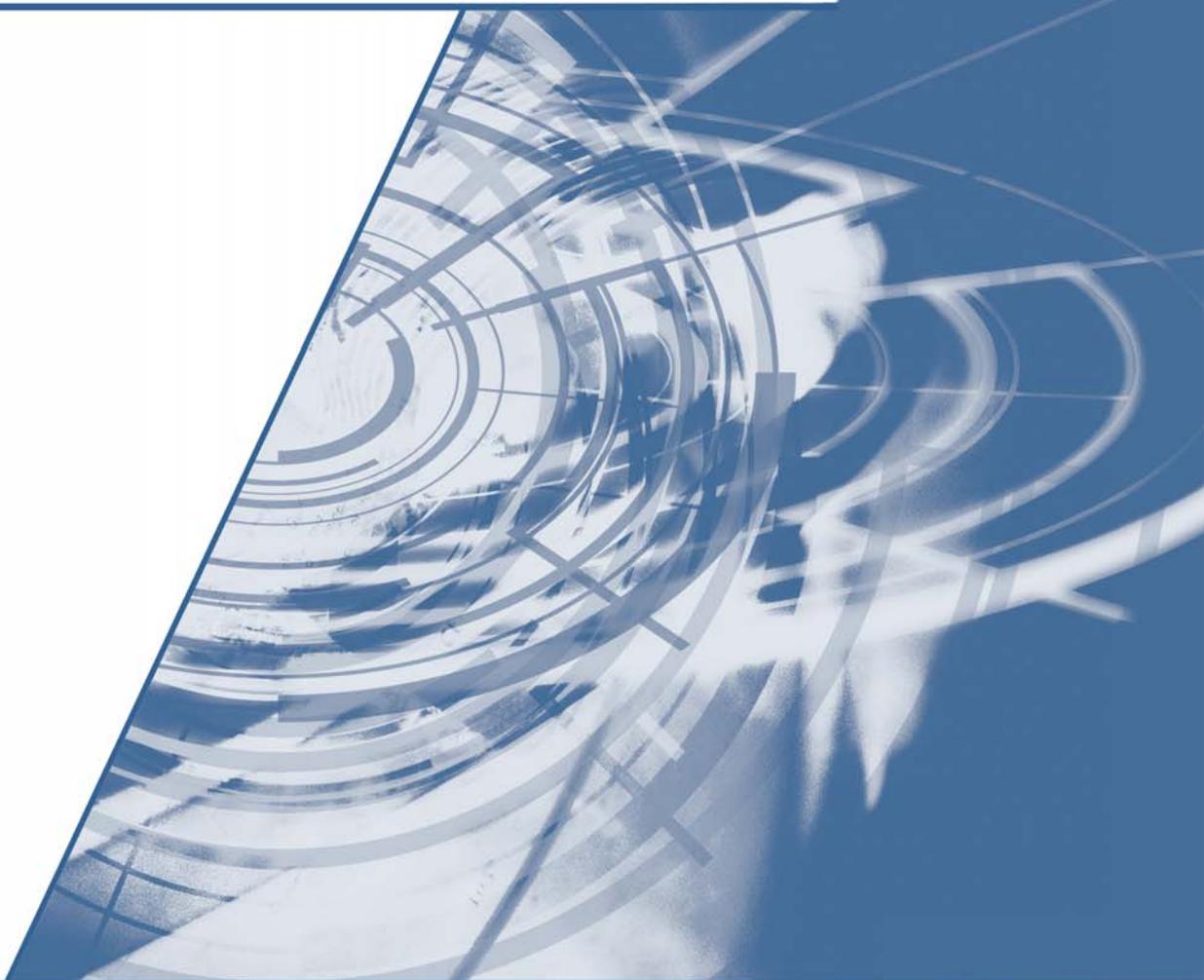
Durant la période de projection, le Nouveau-Brunswick devrait demeurer un exportateur net, les exportations de la province vers les États-Unis augmentant pour passer de 0,9 TWh en 2005 à 2,3 TWh en 2020. On s'attend à ce que les exportations interrégionales régressent durant la même période, passant de 2,4 à 1,2 TWh.

Questions exclues

Dans le secteur des transports, la province a discuté de stratégies de rotation accélérée des stocks et de la mise en œuvre de mesures favorisant la pénétration sur le marché de véhicules plus écoénergétiques. Ces questions n'ont pas été prises en compte.

Dans le secteur industriel, la province a fait état d'une « rationalisation » de l'industrie des pâtes et papiers, qui viserait à encourager la production à plus forte valeur ajoutée. La province estime que la croissance de l'industrie pourrait être plus forte — par suite de la rationalisation — que ne le laissent supposer nos projections. La province a aussi indiqué que les besoins en biomasse (copeaux de bois et bran de scie) comme source d'énergie pourraient s'opposer aux besoins en biomasse à d'autres fins, de sorte que l'utilisation de la biomasse dans les années à venir pourrait connaître une croissance modeste.

Provinces du centre du Canada



10.2 Provinces du Centre du Canada

Voici quelques points saillants de la situation énergétique des provinces du Centre du Canada :

- La centrale nucléaire québécoise Gentilly-2 devrait être remise en état .
- La centrale hydroélectrique de La Romaine sera opérationnelle en 2018.
- La part que représente l'énergie éolienne dans la capacité de production énergétique du Québec montera à 8 p. 100.
- Selon les projections, les taux de croissance du secteur producteur de biens et du secteur des services en Ontario seront supérieurs à la moyenne nationale.
- La composition de la gamme de combustibles utilisés pour produire de l'électricité en Ontario devrait changer considérablement après 2009, avec la fermeture des centrales au charbon et la réfection des centrales nucléaires.

10.2.1 Québec

Économie

De 1990 à 2004, la population du Québec a augmenté d'environ 0,5 p. 100 par année, en moyenne, et compte actuellement pour à peu près 24 p. 100 de la population canadienne. D'ici 2020, ce taux de croissance devrait régresser à environ 0,4 p. 100 par année. Selon les projections, la population active croîtra au même rythme que la population en général.

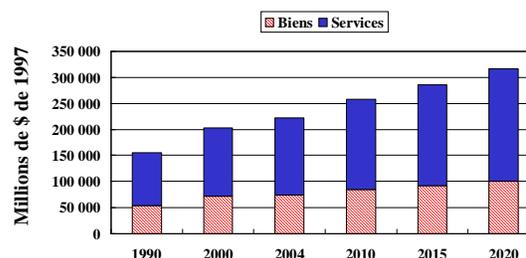
Le Québec est aussi la deuxième économie en importance au pays et intervient pour environ 22 p. 100 du PIB total. Le PIB réel de la province devrait progresser en moyenne de 2,1 p. 100 par année durant la période de projection, comparativement à 2,3 p. 100 pour la période de 1990-2004 (figure QC1).

En 2005, la part des services dans le PIB total était de 67 p. 100, soit un peu moins que la moyenne nationale de 69 p. 100. En 2020, elle devrait avoir grimpé à 68 p. 100, mais la

moyenne nationale aura progressé encore plus rapidement pour s'établir à 71 p. 100 du PIB national.

Au Québec, la part de la production manufacturière dans le PIB est de 22 p. 100 et la moyenne nationale, de 18 p. 100.

Figure QC1
Produit intérieur brut réel



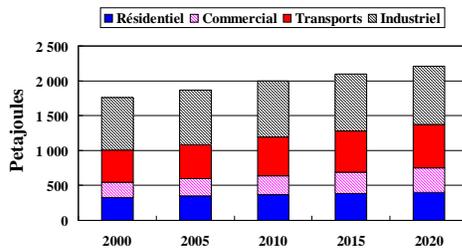
Hypothèses précises

Au cours des deux dernières années, le gouvernement du Québec a mis en œuvre des programmes relatifs aux changements climatiques qui prévoyaient, notamment, un accroissement de 1 000 MW de la production d'énergie éolienne et de 100 MW de la production d'énergie tirée de la biomasse d'ici 2012. Dans le cadre d'un autre programme, on a annoncé la production additionnelle éventuelle de 2 000 MW d'énergie éolienne d'ici 2013.

Demande d'utilisation finale

En 2020, la demande d'utilisation finale totale devrait atteindre 2 207 PJ, ce qui représente un taux de croissance annuel de 1,0 p. 100 par rapport à 2005 (figure QC2). Entre 1990 et 2004, ce taux était de 1,4 p. 100. En 2020, la répartition de la demande selon les principales sources énergétiques sera la suivante : produits pétroliers, 36 p. 100, électricité, 36 p. 100, gaz naturel, 13 p. 100 et énergie renouvelable, 8 p. 100.

Figure QC2
Demande d'utilisation finale
selon le secteur



Parmi les secteurs d'utilisation finale, le secteur industriel devrait consommer 39 p. 100 des produits énergétiques en 2020, le secteur des transports, 29 p. 100, le secteur résidentiel, 18 p. 100 et le secteur commercial, 14 p. 100.

Secteur résidentiel

Le nombre de ménages a augmenté d'environ 1,3 p. 100 par année entre 1990 et 2004 et devrait croître d'environ 1 p. 100 entre 2005 et 2020. Toutefois, d'après les projections, la consommation énergétique dans le secteur résidentiel ne progressera pas au même rythme que le nombre de ménages. Le taux de croissance annuel moyen de la demande énergétique atteignait 0,9 p. 100 entre 1990 et 2004, et devrait s'établir à 0,9 p. 100 entre 2005 et 2020.

En 2004, la consommation résidentielle totale s'élevait à 347 PJ. Selon les projections, la demande résidentielle atteindra 405 PJ en 2020. L'électricité demeure l'énergie privilégiée par les ménages (plus de 64 p. 100). Sa croissance sera stimulée par une plus grande pénétration des systèmes de climatisation et des appareils électroniques. Les produits pétroliers viendront au deuxième rang (près de 12 p. 100 de la demande).

Secteur commercial

De 1990 à 2004, la demande énergétique a crû de 2,0 p. 100 par année, passant de 184 à 248 PJ.

Selon les projections, la consommation énergétique progressera de 2,3 p. 100 par année, en moyenne, entre 2005 et 2020, alors que l'espace utile augmentera de 1,8 p. 100. L'accélération prévue de la croissance de la demande d'énergie par unité de surface résulte essentiellement de la consommation accrue d'électricité pour la climatisation et l'éclairage.

La demande énergétique a totalisé 248 PJ en 2004 et devrait atteindre 342 PJ en 2020. Dans le secteur commercial, l'électricité et le gaz naturel demeurent les deux formes d'énergie les plus couramment utilisées, leurs parts s'établissant à 55 et 30 p. 100 respectivement.

Secteur des transports

Dans le secteur des transports, la demande a progressé de 1,5 p. 100 par année de 1990 à 2004 et devrait afficher une croissance comparable entre 2005 et 2020.

En 2004, la consommation énergétique du secteur des transports était de 500 PJ. La demande totale se chiffrera à 623 PJ en 2020. L'essence demeure le principal carburant consommé dans ce secteur (environ 55 p. 100), suivie du diesel (26 p. 100).

Secteur industriel

Au Québec, trois grandes industries utilisent la plus grande part de l'énergie industrielle : les pâtes et papiers et l'aluminium (25 p. 100 chacune) et le fer et l'acier (plus de 5 p. 100). D'après les projections, la demande d'énergie du secteur industriel augmentera en moyenne de 0,5 p. 100 par année entre 2005 et 2020. En 2005, l'utilisation énergétique était de 778 PJ et devrait augmenter à 837 PJ d'ici 2020. L'électricité devrait demeurer la source énergétique dominante, avec une part de plus de 40 p. 100 de l'utilisation totale. Le gaz naturel absorbe 18 p. 100 de la demande, suivi de l'énergie renouvelable (12 p. 100).

- Sur le plan de la production brute, l'industrie des pâtes et papiers devrait subir les effets du processus continu de rationalisation et connaître un léger repli en 2006 et en 2007. Par la suite, sa croissance devrait être modeste, soit 0,6 p. 100 par année jusqu'en 2020. Son utilisation énergétique devrait s'établir à 219 PJ d'ici 2020, tout comme en 2005. En 2005, l'énergie renouvelable (liquide résiduaire et déchets de bois) comptaient pour environ 40 p. 100 de l'utilisation énergétique totale, suivie de l'électricité (30 p. 100), des produits pétroliers et du gaz naturel (12 p. 100). Ces parts devraient demeurer relativement stables durant la période de projection.
- Maintenant que l'industrie de l'aluminium a terminé l'expansion de sa capacité de fusion, la production devrait augmenter d'environ 1,3 p. 100 par année jusqu'à la fin de la présente décennie. D'après nos projections, il n'y aura pas d'autres investissements visant à accroître la capacité de fusion après 2010. La consommation de l'industrie de l'aluminium a été évaluée à 202 PJ en 2005 et devrait augmenter à 215 PJ en 2010, ce qui correspond à un taux de croissance annuel de 1,2 p. 100. En 2020, elle ne devrait avoir crû que de 1 PJ pour s'établir à 216 PJ.

La consommation de produits à usage non énergétique de l'industrie de l'aluminium (coke de pétrole et brai) était de 56 PJ en 2005 et devrait monter à 60 PJ d'ici 2020. L'électricité représente 95 p. 100 de la consommation totale, et une grande partie de celle-ci est produite par l'industrie; le gaz

naturel vient au deuxième rang (4 p. 100). Compte tenu des exigences précises de la technologie des alumineries, ces parts ne devraient pas fluctuer avec le temps.

- La production de fer et d'acier avancera de 1,7 p. 100 par année, et la consommation énergétique, de 1,2 p. 100 par année pour atteindre 44 PJ en 2020. Le gaz naturel représentera la plus grosse part de cette consommation (65 p. 100), suivi de l'électricité (30 p. 100). Ces proportions devraient demeurer les mêmes durant la période de projection.

Électricité

La demande d'électricité a augmenté d'environ 2,0 p. 100 par année entre 1990 et 2004 et devrait continuer de progresser, quoique plus lentement (1,2 p. 100), pour atteindre 206 TWh en 2020 (tableau QC1), surtout en raison de la croissance déclinante de la demande d'électricité du secteur industriel.

Pour faire la projection de l'énergie nécessaire à la production d'électricité, il faut élaborer certaines hypothèses concernant la capacité nucléaire et le potentiel des nouveaux projets hydroélectriques d'envergure. La centrale nucléaire de Gentilly-2, qui est en service depuis 1983, sera vraisemblablement remise à neuf en 2008 et sera de nouveau opérationnelle en 2010, sa durée de vie ayant été prolongée de 25 ans. La projection tient compte du projet hydroélectrique de La Romaine, centrale qui aurait une capacité de 1 500 MW et serait en service en 2018. De plus petits projets ont aussi été pris en

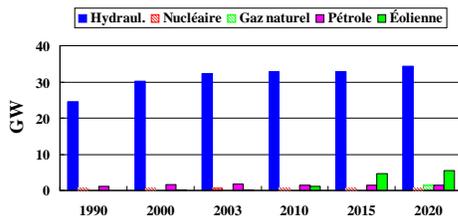
Tableau QC1
Demande d'électricité (TWh)

	1990	2000	2004	2010	2020	Taux de croissance annuel moyen, p. 100 2005-2020
Résidentiel	47,3	51,8	58,2	64,2	72,1	1,2
Commercial	30,3	32,8	35,7	41,0	52,6	2,5
Industriel	51,9	70,0	76,5	79,2	81,0	0,5
Transports	0,3	0,3	0,3	0,2	0,3	2,1
Total	129,9	155,0	170,6	184,7	206,0	1,2

considération : Eastmain (480 MW en 2006), Outarde 3 (254 MW en 2006), Peribonka (385 MW en 2008) et Toulustouc (526 MW en 2005).

En 1990, la capacité de production était de 26,3 GW et a atteint 34,9 GW en 2003, 93 p. 100 de cette production étant de source hydraulique. À l'heure actuelle, il y a très peu de capacité excédentaire, de sorte qu'il faudra faire des ajouts à la capacité pour satisfaire à la demande accrue. En conséquence, la capacité de production passera de 36,3 GW en 2010 à 43,5 GW en 2020 (figure QC3). L'énergie hydraulique continuera de contribuer le plus à la production d'électricité, mais sa part déclinera, passant de 93 p. 100 à l'heure actuelle à 79 p. 100 en 2020. Ce déclin sera surtout imputable à l'expansion de la capacité des autres ressources renouvelables, notamment l'énergie éolienne, qui verra sa part passer de 0,6 p. 100 en 2005 à 13 p. 100 en 2020. Selon les projections, la capacité du gaz naturel sera de 2,3 GW en 2020.

Figure QC3
Capacité de production

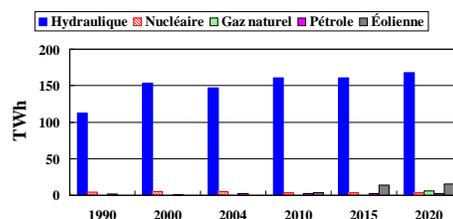


À l'heure actuelle, la capacité hydroélectrique totale est de 31,4 GW et devrait grimper à 34,2 GW en 2020. La capacité éolienne s'élèvera à 5,5 GW d'ici 2020, tandis que celle de la biomasse devrait demeurer stable à 0,1 GW. La capacité des déchets urbains devrait s'établir à 0,1 GW en 2020.

La production d'électricité s'établissait à 118 TWh en 1990 et à 154 TWh en 2004, ce qui représente un taux de croissance annuel de 1,9 p. 100. Environ 95 p. 100 de l'électricité était de source hydraulique, et 3 p. 100, de source nucléaire.

Selon les projections, la production d'électricité augmentera à 196 TWh en 2020, ce qui équivaut à un taux de croissance annuel moyen de 1,4 p. 100 (figure QC4). La production hydroélectrique devrait atteindre 168 TWh en 2020. La production éolienne passera de 0,5 TWh en 2005 à 15,3 TWh en 2020, pour un taux de croissance annuel d'environ 26 p. 100, et sa part de la production énergétique totale s'élèvera à 8,0 p. 100.

Figure QC4
Production d'électricité



En 2009, le Québec deviendra temporairement un importateur net d'environ 1 TWh pendant la remise en état attendue de la centrale nucléaire de Gentilly-2. Le commerce de l'électricité avec les États-Unis devrait être peu affecté, de façon générale, les exportations annuelles nettes d'électricité variant entre 4,7 et 5,5 TWh.

Questions exclues

Nous n'avons pas tenu compte de façon particulière du fait que le Québec s'attend à un taux éventuel de pénétration du gaz naturel d'environ 7 p. 100 dans le secteur résidentiel, car il n'y a pas de programme en place pour atteindre cet objectif. La demande de gaz naturel est fonction du prix des combustibles concurrents et de la demande de services.

De nouveaux projets d'exploitation du GNL ont été proposés dans la province, mais n'ont pas été retenus ici, étant donné qu'ils en sont encore à l'étape de l'élaboration.

10.2.2 Ontario

Économie

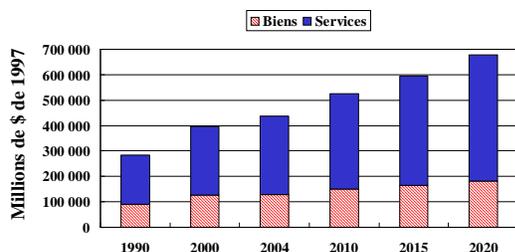
De 1990 à 2004, le taux annuel de croissance démographique de l'Ontario a été d'environ 1,2 p. 100, comparativement à 0,8 p. 100 pour le reste du Canada²². De 2005 à 2020, la population ontarienne devrait continuer de croître, mais un peu plus lentement, son taux de croissance annuel moyen déclinant à 1,2 p. 100.

De 1990 à 2004, le taux de croissance annuel moyen de la population active de l'Ontario a été de 1,5 p. 100. De 2005 à 2020, il devrait tomber à 1,0 p. 100.

L'Ontario est le moteur de l'économie canadienne et contribue pour environ 40 p. 100 du PIB national. Le taux de croissance annuel moyen du PIB réel de la province a été de 2,9 p. 100 pour la période de 1990-2004 contre 2,4 p. 100 pour le reste du pays. De 2005 à 2020, il devrait s'établir à 2,8 p. 100 (figure ON1).

Le ratio services-biens dans l'économie ontarienne reflète la moyenne nationale, quoique le secteur producteur de biens de la province présente quelques différences : en 2005, la part des industries manufacturières dans le PIB s'établissait à 21 p. 100 contre une moyenne de 17 p. 100 pour le reste du Canada.

Figure ON1
Produit intérieur brut réel



²² L'Ontario est comparée au reste du Canada. Sinon, l'économie ontarienne serait comparée à une économie nationale dont la part de l'Ontario serait d'environ 40 p. 100.

Hypothèses précises

La centrale hydroélectrique Sir Adam Beck sera agrandie en 2010. Un appel de propositions récemment lancé portait sur les projets hydroélectriques de Umbata Falls et de Glen Miller. Cinq projets de production éolienne d'une capacité de 365 MW seront mis en œuvre d'ici la fin de 2006.

Selon une initiative récente de transfert d'énergie propre, les améliorations apportées à cette infrastructure seront terminées d'ici 2009 et permettront de doubler la capacité existante, qui s'élèvera à environ 400 MW.

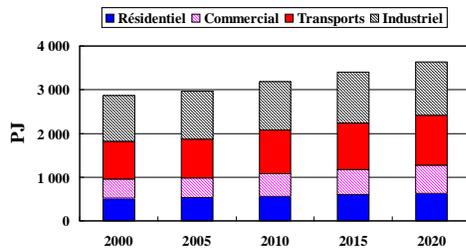
De petites centrales électriques et d'autres de déchets urbains pour un total de 40 MW seront ajoutées en 2009. Cette capacité serait additionnelle aux 1 200 MW provenant d'énergie renouvelable prévues pour la même période.

Demande d'utilisation finale

La demande d'utilisation finale augmentera au rythme de 1,3 p. 100 par année de 2005 à 2020, à peu près au même rythme que pour la période de 1990-2004 (figure ON2). En 2020, la demande totale s'établira à 3 625 PJ. La part des produits pétroliers dans la demande sera de 35 p. 100, celle du gaz naturel, de 30 p. 100, celle de l'électricité, de 18 p. 100 et celle des sources d'énergie renouvelable, de 3 p. 100.

Le secteur industriel et celui des transports sont les deux plus gros secteurs, leur part de la consommation totale s'établissant à environ 33 p. 100 pour l'industriel, et 32 p. 100 pour les transports. La part du secteur résidentiel atteint 17 p. 100 et celle du secteur commercial, 18 p. 100.

Figure ON2
Demande d'utilisation finale selon le secteur



Secteur résidentiel

Entre 2005 et 2020, le nombre de ménages devrait croître de 1,6 p. 100 par année. Durant la même période, la demande énergétique devrait passer de 535 à 626 PJ, ce qui représente une moyenne annuelle de 1 p. 100. Cette moyenne était de 0,8 p. 100 pour la période de 1990-2004.

Dans le secteur résidentiel, le gaz naturel devrait avoir la part la plus élevée de la consommation énergétique (59 p. 100), suivi de l'électricité (32 p. 100).

Secteur commercial

On s'attend à une augmentation annuelle moyenne de 2,4 p. 100 de la surface de plancher utile totale entre 2005 et 2020. La demande passera de 447 PJ en 2005 à 638 PJ en 2020, soit un taux de croissance annuelle de 2,4 p. 100, comparé au même taux que nous avons entre 1990 à 2004. La montée de la demande énergétique résultera essentiellement d'une forte consommation d'électricité à la climatisation des locaux, à l'éclairage et au matériel de bureau.

Le gaz naturel et l'électricité sont les deux sources d'énergie les plus sollicitées avec 48 et 43 p. 100 respectivement.

Secteur des transports

Dans le secteur des transports, la demande totale devrait passer de 878 PJ en 2004 à 1 154 PJ en 2020, pour une croissance cumulative de 31 p. 100. Le carburant le plus couramment utilisé, l'essence automobile, représentera environ 60 p. 100 de l'ensemble de la demande énergétique des transports, et son taux de croissance annuel devrait atteindre 1,6 p. 100. Le carburant aviation enregistrera la plus forte croissance annuelle (2,6 p. 100) et sa part de la consommation énergétique du secteur grimpera à 8 p. 100 d'ici 2020. La part sectorielle du gaz naturel utilisé par les gazoducs de pipeline se contractera légèrement, passant de 7 à 6 p. 100 d'ici 2020.

Secteur industriel

La demande énergétique devrait passer de 1 091 PJ en 2005 à 1 204 PJ en 2020, pour un taux de croissance annuelle de 0,7 p. 100. En 2005, la part du gaz naturel dans la demande énergétique totale était d'environ 30 p. 100 (pour la combustion et autres usages) et devrait demeurer inchangée jusqu'en 2020. Les parts des autres produits énergétiques couramment utilisés, notamment l'électricité de même que le charbon et le coke (15 p. 100 dans les deux cas) augmenteront respectivement de 0,4 et de 0,3 p. 100 par année. La part des sources d'énergie renouvelable (comme la pulpe et la lessive de cuisson qu'utilisent les usines de pâtes et papiers) se contractera, passant d'à peu près 7 p. 100 en 2005 à 6 p. 100 en 2020.

- L'industrie des pâtes et papiers de l'Ontario a évolué dans le sens des faits récents survenus à l'échelle nationale. Selon la projection établie pour ce groupe, la production brute régressera de 10 p. 100 en 2006. Par la suite, la production demeurera stable jusqu'en 2010, après quoi elle recommencera lentement à progresser avec un taux de croissance de 0,6 p. 100 par année jusqu'en 2020.

En 2006, la consommation énergétique de l'industrie des pâtes et papiers devrait

s'élever à 136 PJ. Comme on s'attend à une amélioration de l'intensité énergétique, la consommation devrait régresser à 133 PJ en 2020. Durant la période de projection, les composants de la biomasse demeureront une des principales sources d'énergie, intervenant pour environ 50 p. 100 de la consommation totale, comparativement à 25 p. 100 pour le gaz naturel et à 20 p. 100 pour l'électricité.

- La production de l'industrie du fer et de l'acier devrait augmenter de 0,8 p. 100 par année durant la période de projection. En 2005, la consommation énergétique totalisait 224 PJ et devrait atteindre 232 PJ en 2020, ce qui correspond à un taux de croissance de 0,2 p. 100. Le charbon et le coke compteront pour environ 60 p. 100 de toute la consommation énergétique, le gaz naturel, 30 p. 100, et l'électricité, 10 p. 100.
- Le taux de croissance annuel moyen de la production de produits chimiques devrait être de 1,5 p. 100 d'ici 2020. La consommation énergétique augmenterait de 0,8 p. 100 par année, passant de 35 PJ en 2005 à 40 PJ en 2020. Dans cette industrie, le recours à l'énergie qui ne sert pas pour la combustion et est utilisée comme charge d'alimentation est beaucoup plus important : la quantité consommée à cette fin devrait passer de 145 PJ en 2005 à 181 PJ en 2020, ce qui correspond au taux de croissance annuel de l'industrie, qui est de 1,5 p. 100.
- En 2005, l'Ontario représentait environ le quart de la capacité nationale de raffinage, à la suite de la fermeture de la raffinerie de

Petro-Canada à Oakville. Selon les projections, sa capacité de raffinage augmentera de moins de 80 p. 100 entre 2005 et 2020. Sa consommation énergétique devrait grimper de 4 p. 100 par année de 2005 à 2020, passant de 84 à 149 PJ. On suppose que la gamme de bruts de l'Ontario comportera une moins grande part de brut de l'étranger et une plus forte proportion de pétrole intérieur, particulièrement le brut très lourd.

Électricité

En 2004, la demande d'électricité des secteurs d'utilisation finale de l'Ontario représentait 30 p. 100 celle du Canada. La consommation d'électricité de l'Ontario devrait s'élever à 179 TWh en 2020 (tableau ON1). Durant la période de projection, sa croissance annuelle sera supérieure de 1 p. 100 à celle de la période 1990-2004. Cette croissance tient en grande partie au fait que l'on s'attend à une brusque hausse de la demande du secteur commercial, dont la part de la consommation passerait de 38 p. 100 en 2005 à 43 p. 100 en 2020.

Les achats d'électricité du secteur industriel ont décliné, passant de 43 TWh en 1990 à 38 TWh en 2004. Ce déclin est un des facteurs du ralentissement de la croissance de la consommation d'électricité durant cette période. Au cours de la période de projection, la part de la consommation d'électricité du secteur devrait chuter, passant de 29 p. 100 en 2005 à 27 p. 100 en 2020, alors que celle du secteur résidentiel se maintiendra à 32 p. 100.

Tableau ON1
Demande d'électricité (TWh)

						Taux de croissance annuel moyen, p. 100
	1990	2000	2004	2010	2020	2005-2020
Résidentiel	45,3	42,7	45,3	49,2	55,9	1,4
Commercial	40,7	48,6	53,2	62,2	76,2	2,3
Industriel	43,4	44,2	38,0	42,5	45,6	0,5
Transports	0,6	0,9	0,5	0,8	0,9	1,4
Total	130,0	136,4	136,9	154,8	178,6	1,5

Au cours de la période de projection, plusieurs projets devraient accroître la capacité de production ontarienne, l'expansion de la centrale hydroélectrique de Sir Adam Beck contribuant pour 200 MW de plus à elle seule durant la période de projection. En outre, le gouvernement de l'Ontario a attribué des contrats pour la réalisation de cinq projets de construction de centrales au gaz; ces centrales seront opérationnelles entre 2005 et 2009 et fourniront une capacité additionnelle de 2,2 GW. La capacité éolienne devrait augmenter, passant de 13 MW en 2004 à 1,4 GW en 2020.

Les deux réacteurs nucléaires inactifs de Bruce A (réacteurs 1 et 2), dont la capacité est d'environ 1 650 MW, seront remis à neuf d'ici 2008. Le tableau ON2 donne un aperçu de l'état des centrales nucléaires de l'Ontario. On suppose que les réacteurs 2 et 3 de Pickering A ne seront pas remis en service. Le réacteur 4 de Pickering A devrait être mis hors service en 2014.

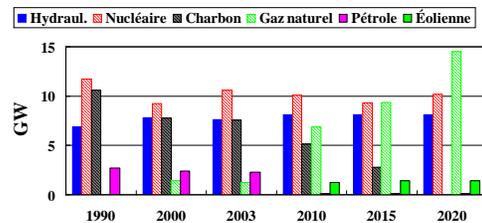
Tableau ON2

État des unités de production nucléaire

	Actuellement en service	En attente d'une réfection
Pickering A (4x542 MW)	2/4	0/4
Pickering B (4x540 MW)	4/4	4/4
Bruce A (4x825 MW)	2/4	2/4
Bruce B (4x840 MW)	4/4	4/4
Darlington (4x935 MW)	4/4	4/4

Par conséquent, il devrait y avoir accroissement de la capacité de production, qui atteindrait 35 GW en 2020 (figure ON3). La part de source nucléaire de cette capacité demeurera importante, bien qu'elle se contractera, passant de 36 p. 100 en 2005 à presque 30 p. 100 en 2020. La capacité nucléaire totale, qui s'établissait à 11,2 GW en 2005, devrait chuter à 10,1 GW en 2020.

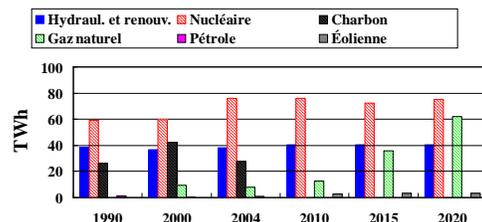
Figure ON3
Capacité de production d'électricité



La capacité de production du gaz naturel devrait passer de 5,2 GW en 2005 à environ 12,4 GW en 2020. La capacité éolienne s'élèvera à 1,4 GW d'ici 2020.

En 2004, la production d'électricité se chiffrait à 153 TWh, dont environ la moitié (76 TWh) provenait de l'énergie nucléaire. On estime que la production nucléaire diminuera légèrement à 75,3 TWh d'ici 2020 (figure ON4). Le gaz naturel remplacera la plupart du charbon comme source énergétique, à mesure qu'il se retire, la production fondée sur cette ressource passant de 7,9 TWh en 2004 à 62 TWh en 2020.

Figure ON4
Production d'électricité selon le type d'énergie



On s'attend à une hausse considérable de la production à partir des ressources renouvelables, incluant la production des gros projets hydroélectriques, qui passerait de 41 TWh en 2004 à 49 TWh en 2020. La production hydroélectrique augmenterait de 38 TWh en 2004 à 41 TWh en 2020. D'ici 2020, la production d'énergie éolienne devrait représenter 3,3 TWh, tandis que la production

énergétique provenant d'autres sources renouvelables comme le bois, d'autres composants de la biomasse et les déchets urbains comptera pour 5,3 TWh.

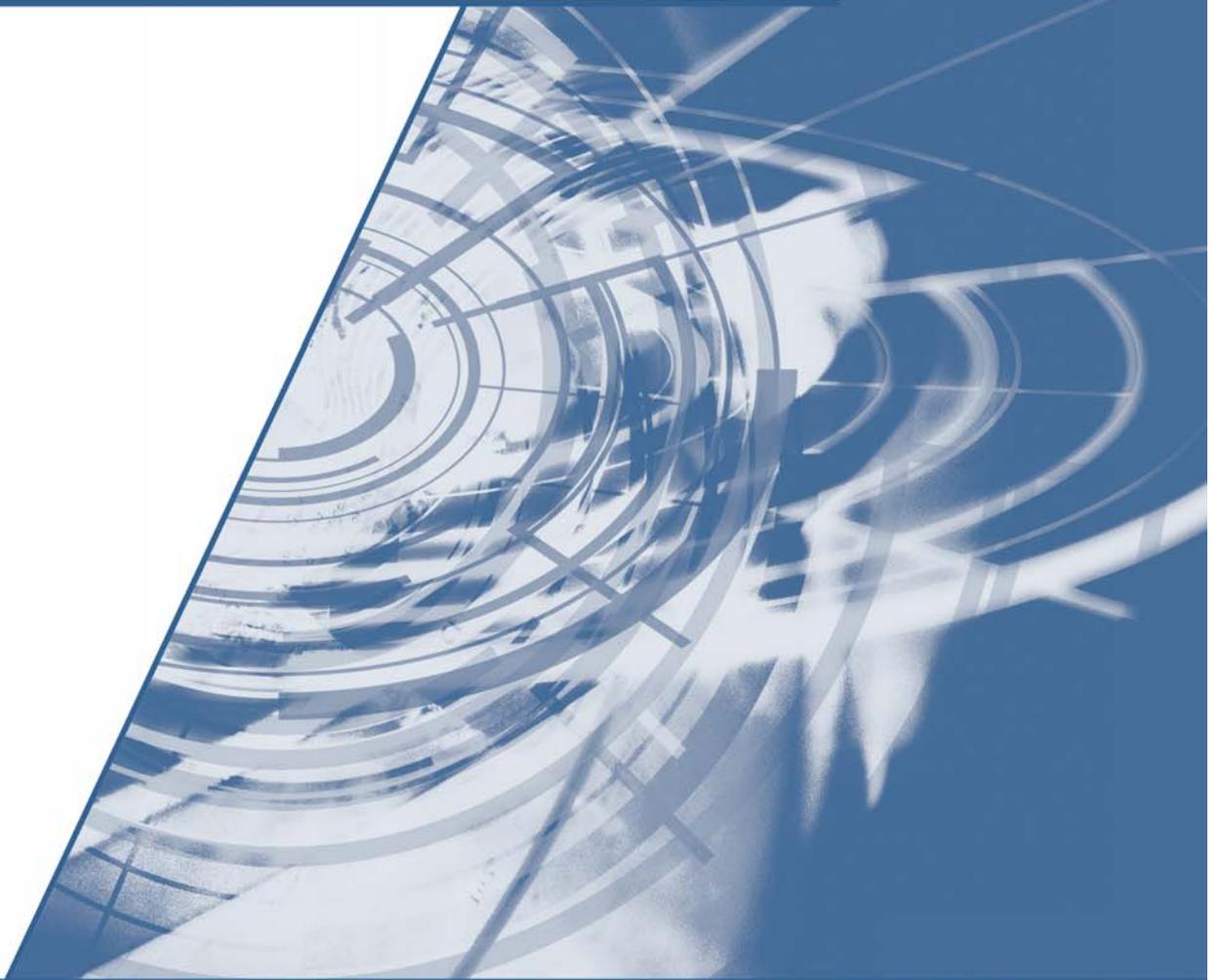
Au cours de la période de projection, les importations nettes de l'Ontario devraient grimper à environ 2 TWh d'ici 2020. Il est probable que les achats des provinces voisines augmenteront aussi. Les achats nets devraient passer à 4,4 TWh (du Québec et du Manitoba).

Questions Exclues

Nous n'avons pas tenu compte de l'incidence du plan de densification de la région du Grand Toronto en raison d'un manque de renseignements, notamment concernant le nombre prévu de déplacements et les distances à parcourir, données qui pourraient avoir des répercussions à l'échelle provinciale.

Le gouvernement de l'Ontario, a annoncé la rénovation du réacteur 3 de Bruce A à la fin de sa durée de vie. Cependant, notre analyse suppose que le réacteur 3 de Bruce A sera fermé en permanence en 2015.

Provinces de l'ouest et les territoires



10.3 Provinces de l'Ouest et Territoires

Voici les points saillants des perspectives entrevues pour les provinces de l'Ouest. Au cours des 15 prochaines années, l'expansion des activités de mise en valeur des sables bitumineux de l'Alberta aura l'incidence la plus marquante sur le plan énergétique.

- La production pétrolière provenant de gisements classiques devrait chuter dans les quatre provinces et les territoires.
- La production de gaz naturel diminuera dans les provinces de l'Ouest, mais s'intensifiera considérablement dans les Territoires du Nord-Ouest une fois que le pipeline de la vallée du Mackenzie sera en service.
- L'industrie minière sera particulièrement robuste en Saskatchewan.

10.3.1 Manitoba

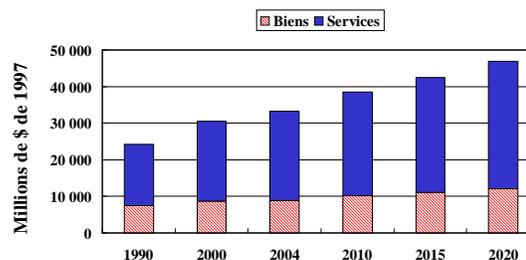
Économie

De 1990 à 2004, le taux de croissance démographique annuel moyen au Manitoba a progressé d'environ 0,4 p. 100 et il devrait demeurer sensiblement le même au cours de la période de projection. Le taux de croissance de la population active évoluera sensiblement de la même façon : alors qu'il a crû de 0,6 p. 100 par année en moyenne de 1990 à 2004, il ralentira vraisemblablement pour s'établir à 0,5 p. 100 de 2005 à 2020.

Le taux de croissance annuel moyen du PIB en dollars constants du Manitoba devrait s'établir à 2,1 p. 100 entre 2005 et 2020, comparativement à 2,3 p. 100 pour la période de 1990-2004 (figure MB1).

En 2004, la part du secteur des services dans le PIB était de 73 p. 100, proportion légèrement supérieure à la moyenne nationale. Elle devrait demeurer inchangée pour la durée de la période de projection.

Figure MB1
Produit intérieur brut réel



Hypothèses précises

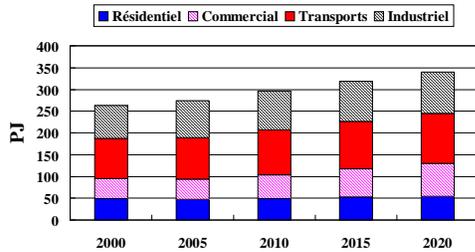
Le gouvernement du Manitoba s'emploie activement à promouvoir la production d'éthanol. Il a fait voter une loi prévoyant que 85 p. 100 de l'essence vendue doit contenir de l'éthanol dans une proportion de 10 p. 100. La mise en application de cette loi a été retardée en attendant que la construction d'un plus grand nombre d'usines de production d'éthanol soit terminée, probablement en 2008. On s'attend aussi à la production de petites quantités de biodiesel en 2007.

Comme il est indiqué dans la section sur l'Ontario, il existe un accord de transfert de puissance entre le Manitoba et l'Ontario. En outre, un nouveau projet de production d'énergie éolienne est en cours de réalisation à St. Leon.

Demande d'utilisation finale

La demande totale d'utilisation finale croîtra de 1,3 p. 100 par année pour se chiffrer à 340 PJ en 2020; de 1990 à 2004, elle avait progressé de 0,5 p. 100 (figure MB2). Les transports ont la plus forte consommation d'énergie d'utilisation finale (35 p. 100), suivis du secteur industriel (29 p. 100), du secteur commercial (20 p. 100) et du secteur résidentiel (16 p. 100). Les produits pétroliers accaparent la plus grosse part de la demande (39 p. 100), le gaz naturel et l'électricité comptant pour 27 p. 100 chacun de la demande.

Figure MB2
Demande d'utilisation finale selon le secteur



Secteur résidentiel

Suite à une baisse totale de 4 p. 100 entre 1990 et 2004, le nombre de ménages devrait augmenter de 0,9 p. 100 par année entre 2005 et 2020 et la demande sectorielle, de 0,9 p. 100. Celle-ci atteindra 55 PJ. Les principaux combustibles utilisés seront le gaz naturel (43 p. 100) et l'électricité (51 p. 100).

Secteur commercial

La surface utile totale devrait augmenter en moyenne de 2,9 p. 100 par année pendant la période de projection. Au cours de la même période, la hausse de la consommation d'électricité, dont le taux annuel moyen devrait s'établir à 3,2 p. 100, sera le principal facteur de croissance de la consommation énergétique dans le secteur commercial. Le taux correspondant pour la période de 1990-2004 était inférieur à 0,9 p. 100. En 2020, on estime que la demande totale s'élèvera à 75 PJ et se répartira comme suit : électricité, 42 p. 100, gaz naturel, 54 p. 100, et de faibles quantités de produits pétroliers.

Secteur des transports

De 1990 à 2004, la demande énergétique du secteur des transports n'a presque pas crû. En 2020, elle devrait s'élever à 115 PJ, ce qui représente un taux de croissance annuel moyen de 1,3 p. 100. Parmi les carburants utilisés, l'essence automobile dominera (48 p. 100), suivie du diesel (26 p. 100) et du gaz naturel pour gazoducs de pipeline (12 p. 100).

L'augmentation anticipée pour le transport routier sera contrebalancée par une baisse de besoins en gaz naturel pour gazoducs.

Secteur industriel

La demande totale dans le secteur industriel devrait augmenter de 0,7 p. 100 par année pour totaliser 95 PJ en 2020. L'électricité absorbera la plus forte part de la demande (33 p. 100), suivie du gaz naturel (25 p. 100) et des produits pétroliers (25 p. 100). L'énergie renouvelable consommée par l'industrie des pâtes et papiers maintiendra sa part de 6 p. 100 des produits énergétiques utilisés.

- L'agriculture joue un rôle important dans l'économie du Manitoba, où elle représente environ 4 p. 100 du PIB provincial, comparativement à 2 p. 100 pour l'ensemble du pays. Bien que cette industrie ne soit pas considérée comme étant énergivore, sa consommation énergétique représente environ le tiers de celle du secteur industriel de la province. Les besoins énergétiques de l'agriculture devraient augmenter de 1,2 p. 100 par année pour atteindre 30 PJ en 2020, les produits pétroliers constituant la principale source énergétique de cette industrie (75 p. 100).
- L'industrie minière occupe aussi une place de premier plan. Durant la période de projection, sa production devrait augmenter de 0,5 p. 100 par année. La demande énergétique sera relativement stable, en raison des engagements contractés dans le cadre du PEEIC. En 2020, la consommation devrait se chiffrer à 3,5 PJ, les principales sources énergétiques étant les produits pétroliers (45 p. 100) et l'électricité (55 p. 100).

Industrie pétrolière et gazière en amont

Le Manitoba est un producteur de brut de petite taille : de 1990 à 2004, sa production a varié entre 11 et 13 mbpj. Comme il ne lui reste que le gisement de Sinclair pour accroître ses réserves,

la production devrait tomber, passant de 11 à 2 mbpj en 2020.

Électricité

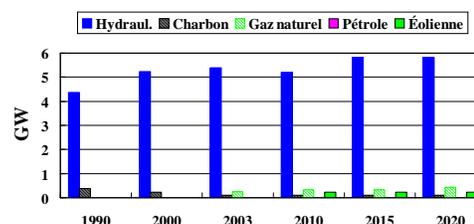
La demande d'électricité a crû d'environ 1,4 p. 100 par année entre 1990 et 2004, et devrait progresser de 1,9 p. 100 par année pour s'établir à 25,8 TWh d'ici 2020 (tableau MB1).

Durant la période de projection, on s'attend à ce que la capacité de production d'électricité augmente annuellement de 1,3 p. 100, passant de 5,5 GW en 2005 à 6,6 GW en 2020. Ce taux de croissance annuel moyen est inférieur de 0,6 p. 100 à celui qui a été établi pour la période de 1990-2004. Cette capacité additionnelle proviendra essentiellement des centrales hydroélectriques et, dans une moindre mesure, des centrales au gaz naturel.

La capacité de production d'électricité à partir des ressources hydrauliques demeurera la plus importante, avec une part d'environ 90 p. 100, suivie de loin par la capacité de production du pétrole (figure MB3). L'énergie éolienne devrait représenter 4 p. 100 de la capacité de production d'électricité du Manitoba d'ici 2020.

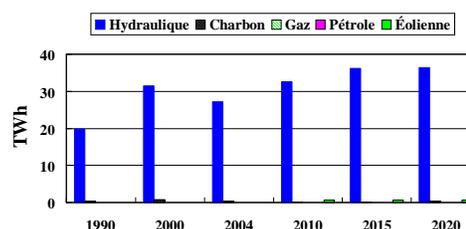
En 2004, 28 TWh d'électricité ont été produits. Avec la réalisation des projets de Gull Lake et de Wuskwatim, la production d'électricité devrait grimper à 37 TWh d'ici 2020, ce qui représente un taux de croissance annuel de 1,2 p. 100 (figure MB4). Comme il a été mentionné précédemment, l'eau demeure la principale source d'énergie électrique (97 p. 100). En 2020, la part de l'énergie éolienne devrait avancer à près de 2 p. 100.

Figure MB3
Capacité de production



Le Manitoba exporte depuis longtemps des volumes considérables d'électricité vers le Midwest américain et l'Ontario, et rien ne devrait changer à ce chapitre. On estime que le volume des exportations destinées aux États-Unis se maintiendra d'ici 2020 (environ 11 TWh) tandis que celui des exportations vers l'Ontario passera de 1,7 TWh en 2005 à plus de 3 TWh, par suite de l'accroissement de la capacité de transport, qui sera portée à 400 MW.

Figure MB4
Production d'électricité



Questions exclues

Le projet hydroélectrique de Conawapa a été exclu de l'étude.

Tableau MB1
Demande d'électricité (TWh)

						Taux de croissance annuel moyen, p. 100
	1990	2000	2004	2010	2020	2005-2020
Résidentiel	5,2	5,4	6,0	6,6	7,8	1,6
Commercial	3,8	4,0	4,4	5,8	8,7	4,3
Industriel	5,9	6,9	7,4	8,2	8,6	0,5
Transports	0,4	0,8	0,8	0,7	0,7	0,1
Total	15,2	17,1	18,6	21,3	25,8	1,9

10.3.2 Saskatchewan

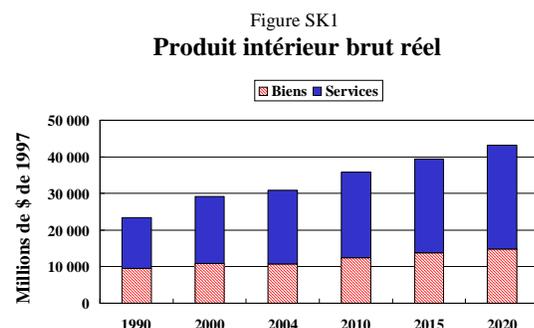
Économie

De 1990 à 2004, la population de la Saskatchewan est demeurée relativement stable. Elle devrait augmenter de 0,3 p. 100 par année, en moyenne, jusqu'en 2020. Le taux de croissance annuel moyen de la population active, qui s'établissait à 0,4 p. 100 pour la période de 1990-2004, devrait glisser à 0,3 p. 100 durant la période de projection.

Il y a toujours eu un lien étroit entre l'économie et l'agriculture en Saskatchewan. Cependant, la plus grande diversification des activités économiques de la province a fait en sorte que la part de cette industrie dans le PIB est passée de 13 p. 100 au début des années 1990 à environ 7 p. 100. Parmi les provinces, la Saskatchewan est le deuxième producteur de pétrole et le troisième producteur de gaz naturel au pays. L'industrie minière joue aussi un rôle substantiel dans l'économie provinciale. En effet, la Saskatchewan est le principal producteur mondial de potasse et d'uranium.

De 1990 à 2004, le taux de croissance annuel moyen du PIB réel de la Saskatchewan atteignait environ 2 p. 100 et devrait s'élever à 2,1 p. 100 durant la période de 2005-2020 (figure SK1).

La part des services dans l'économie de la province est passée de 59 p. 100 en 1990 à 66 p. 100 en 2004. Durant la période de projection, elle demeurera à peu près la même.



Hypothèses précises

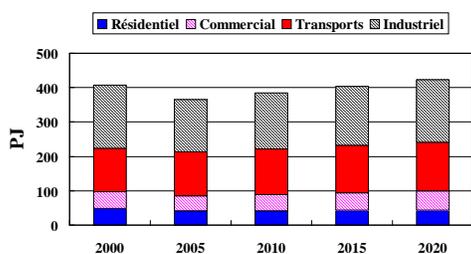
La loi provinciale prévoit la production, d'ici 2010, d'un mélange essence-éthanol d'une teneur de 7,5 p. 100 en éthanol, et une exemption de la taxe provinciale sur l'éthanol produit et consommé en Saskatchewan. À l'heure actuelle, il n'y a qu'une petite usine d'éthanol d'une capacité de production annuelle de 12 millions de litres à Lanigan. On suppose que plusieurs autres usines seront construites dans la province, ce qui devrait porter la production d'éthanol à 310 millions de litres par année d'ici 2010.

Le gouvernement provincial encouragera l'expansion de la capacité de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable. Le présent rapport tient compte de plusieurs projets de production d'énergie éolienne entrepris dans le cadre de l'engagement de la province à se procurer des produits énergétiques ne portant pas atteinte à l'environnement.

Demande d'utilisation finale

En Saskatchewan, l'ensemble de la demande énergétique d'utilisation finale devrait augmenter, passant de 362 PJ en 2005 à 423 PJ en 2020, ce qui équivaut à une croissance annuelle moyenne d'environ 1 p. 100 (figure SK2). Ce taux est inférieur au taux correspondant de 1,2 p. 100 établi pour la période de 1990 à 2004. Le secteur industriel est le plus gros utilisateur final (45 p. 100), suivi des transports (32 p. 100). Les produits pétroliers représentent le carburant le plus courant, leur part se maintenant à un peu moins de 40 p. 100. Le gaz naturel répondra à peu près au tiers des besoins énergétiques de la Saskatchewan.

Figure SK2
Demande d'utilisation finale
selon le secteur



Secteur résidentiel

Le nombre de ménages augmentera de 0,7 p. 100 par année au cours des 15 prochaines années, comparativement à 0,3 p. 100 pour les quinze dernières. La demande d'énergie s'est affaiblie dans ce secteur, passant de 51 PJ en 1990 à 45 PJ en 2004. Elle devrait augmenter durant la période de projection, jusqu'à 44 PJ. Le gaz naturel (68 p. 100) et l'électricité (27 p. 100) demeureront les principaux combustibles utilisés.

Secteur commercial

De 1990 à 2004, la demande énergétique dans le secteur commercial a augmenté de 2,4 p. 100 par année pour totaliser 47 PJ en 2004. En raison de l'accroissement de la surface commerciale utile (1,6 p. 100 par année), on s'attend à ce que la consommation électrique continue de monter d'à peu près 1,6 p. 100 par année durant les 15 prochaines années. La demande se chiffrera à 56 PJ en 2020, et les principales sources d'énergie seront le gaz naturel (57 p. 100) et l'électricité (33 p. 100).

Secteur des transports

L'utilisation énergétique dans le secteur des transports s'est accrue de 1,7 p. 100 par année de 1990 à 2004, ce qui équivaut au taux de croissance de l'économie. Le diesel a enregistré le plus fort taux de croissance annuelle (4,6 p.

100), celui-ci représentant plus du double du taux de croissance de l'essence automobile. Par conséquent, la part du diesel est passée de 19 à 29 p. 100, tandis que la part de l'essence automobile a grimpé de 42 à 45 p. 100.

Dans le secteur des transports, la croissance de l'utilisation énergétique ralentira pour s'établir à 0,7 p. 100 par année de 2005 à 2020; la quantité d'énergie utilisée se chiffrera alors à 141 PJ. Ce ralentissement résultera de l'amélioration attendue du rendement du carburant utilisé par les véhicules utilitaires légers et les camions ainsi que de la réduction des besoins énergétiques concernant l'utilisation des pipelines. La consommation d'essence automobile et de diesel devrait augmenter d'un peu plus de 1 p. 100 par année. De 2005 à 2020, la consommation du gaz naturel pour les gazoducs continuera de reculer, ce qui concorde avec le repli prévu de la production de gaz naturel.

Secteur industriel

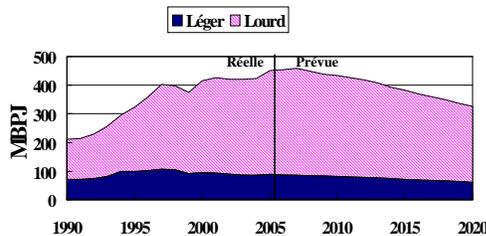
- L'agriculture et les mines sont les industries dominantes de la Saskatchewan. On s'attend à une hausse de l'utilisation énergétique du secteur industriel (excluant l'industrie de l'extraction pétrolière et gazière), qui passerait de 153 PJ en 2005 à 182 PJ en 2020. Le gaz naturel vient au premier rang des combustibles utilisés, avec une part d'environ 30 p. 100 en 2005. Les produits pétroliers, surtout consommés par l'industrie agricole, maintiendront leur part durant la période de projection.
- L'industrie minière de la Saskatchewan, qui produit surtout de la potasse et de l'uranium, devrait afficher un taux de croissance annuel moyen relativement élevé d'ici 2020 (2,8 p. 100). Selon les projections, sa consommation totale passera de 37 à 50 PJ, ce qui correspond à une croissance annuelle de 2,0 p. 100. Les sources d'énergie les plus couramment utilisées seront le gaz naturel (70 p. 100) et l'électricité (environ 25 p. 100).

- Dans le secteur industriel, l'agriculture consomme la plus grosse part de l'énergie (environ 30 p. 100). Les produits pétroliers compteront pour près de 75 p. 100 de l'énergie utilisée. De 2005 à 2020, la production agricole devrait croître annuellement de 1,3 p. 100, et l'utilisation énergétique, de 0,7 p. 100, pour atteindre 52 PJ en 2020. Cette énergie proviendra essentiellement des produits pétroliers.
- L'utilisation énergétique de la raffinerie « Coop » était évaluée à 18 PJ en 2005. L'expansion de la capacité de cette raffinerie, qui passera de 55 à 80 MBJ, devrait contribuer à porter l'utilisation énergétique à 29 PJ en 2020.

Industrie pétrolière et gazière en amont

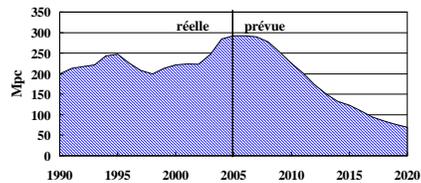
En 2004, la province a produit 424 mbpj de brut, dont 80 p. 100 de brut lourd. Dans le passé, la production pétrolière a connu une expansion rapide, doublant de 1990 à 2004. Elle devrait toutefois diminuer de 2 p. 100 par année de 2005 à 2020, passant de 451 à 327 mbpj (figure SK3). Ces estimations reposent sur l'hypothèse selon laquelle les ressources restantes totalisent 1,1 milliard de barils de brut léger et 2,7 milliards de barils de brut lourd.

Figure SK3
Production de brut



La production de gaz naturel connaîtra aussi des changements importants : elle passera de son niveau actuel de 261 Mpc par année à 70 Mpc d'ici 2020 (figure SK4). Les ressources restantes en gaz naturel de la Saskatchewan sont estimées à 3 billions de pieds cubes.

Figure SK4
Capacité de production



Selon les projections, les besoins énergétiques de l'industrie pétrolière et gazière en amont régresseront, passant de 93 PJ en 2005 à 82 PJ en 2020. Ce déclin est lié à la baisse prévue des volumes de production pétrolière et gazière, laquelle baisse sera partiellement neutralisée par l'expansion de l'usine de valorisation de Husky, dont la production grimpera de 75 MBJ en 2005 à 110 MBJ en 2012.

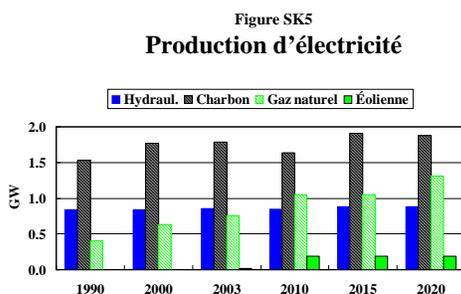
Électricité

La demande d'électricité, qui avait crû de 1,9 p. 100 au cours de la décennie précédente, grimpera de 1 p. 100 par année pour atteindre 19,3 TWh en 2020 (tableau SK1). C'est dans le secteur commercial que la demande augmentera le plus (1,8 p. 100). La demande du secteur industriel, qui représente environ 50 p. 100 de la demande totale, s'accroîtra un peu plus lentement que dans les autres secteurs. La part de la demande du secteur résidentiel se maintiendra à approximativement 17 p. 100.

Tableau SKI1
Demande d'électricité (TWh)

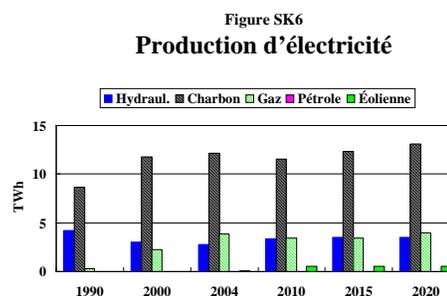
						Taux de croissance annuel moyen, p. 100
	1990	2000	2004	2010	2020	2005-2020
Résidentiel	2.5	2.7	2.9	3.0	3.3	1.0
Commercial	3.9	4.4	3.8	4.2	5.1	1.8
Industriel	6.1	8.0	9.1	9.1	9.6	0.7
Transports	0.7	1.3	1.5	1.4	1.4	0.0
Total	13.2	16.3	17.2	17.6	19.4	1.0

La figure SK5 montre la capacité de production d'électricité selon le type d'énergie en Saskatchewan, cette capacité ayant atteint 3,4 GW en 2003. La part du charbon dans cette capacité est d'environ 52 p. 100, celle des ressources hydrauliques et autres énergies renouvelables, de 25 p. 100 et celle du gaz naturel, de 22 p. 100.



La capacité de production de la Saskatchewan devrait augmenter à 4,3 GW d'ici 2020. Le charbon en demeurera le plus important contributeur, mais sa contribution diminuera au profit de celle du gaz naturel et des ressources renouvelables. La capacité de production à partir de l'énergie éolienne connaîtra le changement le plus appréciable : elle décuplera, passant de 0,02 à 0,2 GW avec la réalisation de plusieurs projets de production d'énergie éolienne tels que le projet de production de 150 MW d'énergie éolienne près de Rushlake Creek en 2006. D'ici 2020, la part de l'énergie éolienne dans la capacité de production d'électricité de la province dépassera 4 p. 100.

La production totale d'électricité devrait passer de 18,9 TWh en 2004 à 21,2 TWh en 2020 (figure SK6). Les centrales au charbon contribueront le plus à la production d'électricité en 2020 (62 p. 100), suivies des centrales au gaz (19 p. 100) et des centrales hydroélectriques et éoliennes (environ 19 p. 100).



Pendant la période de projection, les importations nettes en provenance des États-Unis s'établiront en moyenne à 0,3 TWh par année. Les exportations nettes de la Saskatchewan vers d'autres provinces varieront entre 0,1 et 1 TWh au cours des 15 prochaines années.

Questions exclues

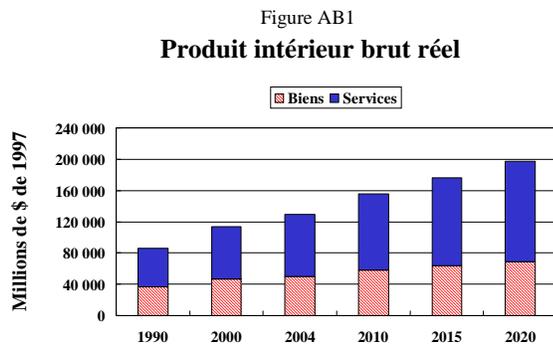
Aucune des grandes questions présentées par la Saskatchewan n'a été exclue.

10.3.3 Alberta

Économie

De 1990 à 2004, la population albertaine a augmenté en moyenne de 1,6 p. 100 par année, comparativement à 1 p. 100 pour la population canadienne. Cette poussée démographique a été stimulée par l'afflux de migrants d'autres provinces. Au cours des 15 prochaines années, le taux annuel de croissance démographique devrait chuter à 1 p. 100.

De 1990 à 2004, le taux de croissance annuel moyen de la population active s'est établi à 2,2 p. 100 et devrait tomber à 0,9 p. 100 durant la période de projection.



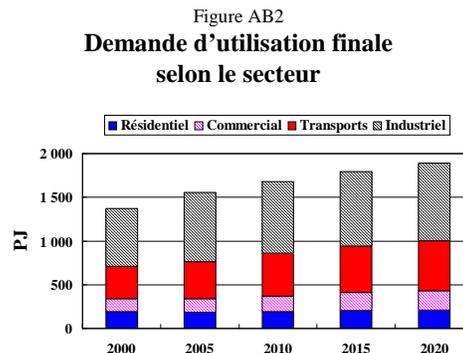
L'Alberta est la troisième économie en importance au Canada et contribue pour plus de 12 p. 100 au PIB national. Durant la période de 1990-2004, l'Alberta affichait la meilleure performance du pays, avec un taux de croissance annuel de 2,7 p. 100 (figure AB1). Ce taux devrait se stabiliser à 2,7 p. 100 durant la période de 2005-2020. La part des services dans le PIB s'amplifiera, passant de 62 p. 100 en 2005 à 65 p. 100 en 2020.

Hypothèses précises

Tous les projets de sables bitumineux approuvés jusqu'en 2010 sont inclus dans cette étude.

Demande d'utilisation finale

De 1990 à 2004, la demande d'utilisation finale a progressé rapidement à raison de 2,6 p. 100 par année. De 2005 à 2020, ce taux devrait descendre à 1,3 p. 100, la demande totalisant 1 888 PJ en 2020 (figure AB2). En faisant abstraction des utilisations non énergétiques, les produits pétroliers représenteront la source d'énergie dominante, avec une part de 33 p. 100, suivis du gaz naturel (27 p. 100) et de l'électricité (9 p. 100). Le secteur industriel sera le plus gros consommateur sectoriel de produits énergétiques, surtout en raison des larges volumes de produits utilisés à des fins autres qu'énergétiques.



Secteur résidentiel

En 2004, la part du gaz naturel dans la demande résidentielle a atteint 84 p. 100. Elle devrait tomber à 82 p. 100 d'ici 2020. Durant la période de projection, le taux de croissance annuel de la demande d'énergie devrait être de 0,9 p. 100, tandis que celui du nombre de ménages devrait se situer à 1,6 p. 100. D'ici 2020, on s'attend à ce que la demande d'électricité augmente de 22 p. 100 pour s'élever à 35 PJ, surtout en raison de l'utilisation accrue d'appareils. La demande d'énergie totale devrait passer de 185 à 211 PJ.

Secteur commercial

D'après les projections, la demande énergétique croîtra de 2,3 p. 100 par année, passant de 155 PJ en 2005 à 219 PJ en 2020. Le gaz naturel sera aussi la source d'énergie dominante dans le secteur commercial, avec une part de 64 p. 100. Entre 2005 et 2020, la demande d'électricité passera de 52 à 72 PJ, et la part de l'électricité dans la demande énergétique progressera de 30 à 33 p. 100, en raison de l'intensité énergétique accrue des immeubles commerciaux.

Secteur des transports

La demande d'énergie dans le secteur des transports devrait passer de 425 PJ en 2005 à 576 PJ en 2020. La part de l'essence augmentera vraisemblablement de 41 p. 100 en 2000 à 43 p. 100 en 2020, tandis que celle du diesel grimpera de 38 à 41 p. 100. La part des pipelines servant au transport des carburants diminuera avec le repli de la production de gaz naturel : d'ici 2020, elle sera passée de 12 à 6 p. 100.

Secteur industriel

On s'attend à ce que la demande industrielle progresse de 1,2 p. 100 par année. D'ici 2020, la demande totale atteindra 561 PJ. Les sources d'énergie privilégiées par le secteur industriel seront le gaz naturel (60 p. 100), l'électricité (10 p. 100), les produits pétroliers (12 p. 100) et l'énergie renouvelable (11 p. 100).

- L'industrie des produits chimiques est l'industrie qui a la plus forte consommation de produits énergétiques. Sa part de la demande dans le secteur industriel, incluant les charges d'alimentation, correspond à environ 45 p. 100 de la demande totale. De 2005 à 2020, la production brute devrait augmenter de 2,1 p. 100 par année. En même temps, on estime que la demande de produits énergétiques, les charges d'alimentation mises à part, croîtra de 1,3 p. 100 par année, et la demande de charges d'alimentation, d'environ 2 p. 100.

Le gaz naturel, incluant celui qui est utilisé comme charge d'alimentation, représentera 80 p. 100 de la consommation énergétique du secteur, et l'électricité, le reste. La demande de gaz naturel utilisé à des fins énergétiques passera de 80 PJ en 2000 à 100 PJ en 2020. La consommation totale de gaz naturel, y compris le gaz servant comme charge d'alimentation, devrait grimper de 210 PJ en 2005 à environ 270 PJ en 2020.

- L'industrie des pâtes et papiers est le deuxième principal consommateur énergétique du secteur industriel albertain. Sa part représente environ 15 p. 100 de la demande énergétique totale du secteur industriel et devrait demeurer inchangée. Bien que l'on suppose que la capacité de production ne sera pas réduite, la croissance annuelle d'ici 2020 devrait être plutôt lente (0,4 p. 100 en moyenne). Au cours de la période de projection, la part de l'énergie renouvelable dans la gamme des sources énergétiques demeurera importante (entre 70 et 75 p. 100).

Industrie pétrolière et gazière en amont

L'Alberta possède d'abondantes ressources en hydrocarbures. Elle compte 80 p. 100 des réserves idéalement récupérables de pétrole léger du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et 40 p. 100 des réserves de pétrole lourd (tableau AB1). Le BSOC est parvenu à maturité et la production d'hydrocarbures classique est en recul. Durant la période de projection, la production de brut classique tant léger que lourd continuera de fléchir : la production du pétrole lourd baissera de 5 p. 100 par année et celle du pétrole léger, de 3,5 p. 100 (figure AB3). En 2020, la production de brut léger se chiffrera à 220 mbpj et celle du brut lourd, à 95 mbpj.

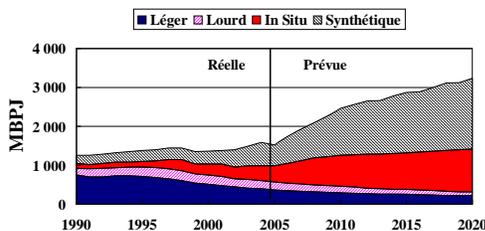
Tableau AB1

Ressources restantes (Pétrole – en milliards de barils, gaz naturel - en billions de pieds cubes)

Classique léger	5,7
Classique lourd	1,3
Sables bitumineux in situ	244,1
Extraction minière des sables bitumineux	66,7
Gaz naturel classique	94,6
Méthane de houille – gaz en place	500,0

Maintenant que la production de brut classique est en déclin, les sables bitumineux deviendront la principale source de brut. Leur part dans la production pétrolière devrait passer de 53 p. 100 à l'heure actuelle à environ 90 p. 100 d'ici 2020. Selon les projections, le volume actuel de la production des sables bitumineux triplera pour atteindre 2,9 Mbpj en 2020, alors que la production de pétrole synthétique devrait atteindre 60 p. 100 de la production totale.

Figure AB3
Production de brut

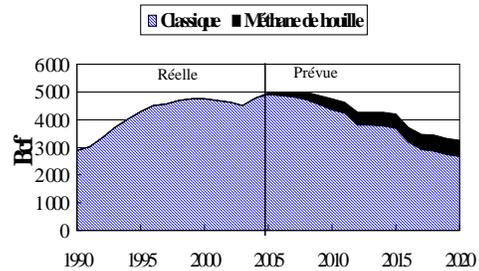


D'ici 2020, la production albertaine de brut s'établira à environ 3,2 Mbpj, dont à peu près 2,5 Mbpj seront exportés, surtout vers les États-Unis.

L'Alberta possède 81 p. 100 des ressources en gaz naturel classique du BSOC et presque toutes les réserves de méthane de houille. La figure AB4 illustre la production de gaz naturel pouvant être commercialiser de l'Alberta. La

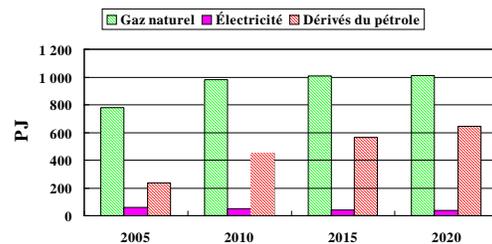
production de gaz naturel classique, qui a culminé en 2005 à 4 900 Mpc, est maintenant en déclin et devrait tomber à 2 700 Mpc d'ici 2020. La production de méthane de houille devrait connaître une forte croissance et atteindre 600 Mpc d'ici la fin de la période de projection.

Figure AB4
Production de gaz naturel



Selon les projections précédentes, la demande énergétique du secteur augmentera, passant de 1 100 PJ en 2005 à 1 700 PJ en 2020 (figure AB5).

Figure AB5
Demande énergétique de l'industrie en amont



La demande de gaz naturel devrait passer de 780 PJ en 2005 à 1 010 PJ en 2020, mais la part du gaz décroîtra, passant de 73 p. 100 en 2004 à 60 p. 100 en 2020. La demande de produits pétroliers triplera, passant de 240 à 640 PJ en 2020. La hausse prévue de la demande de produits pétroliers résulte surtout de la consommation accrue de gaz de distillation et de coke de pétrole pour la production du brut synthétique.

Électricité

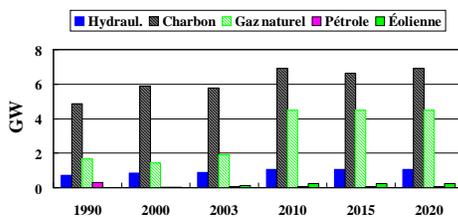
Tableau AB2
Demande d'électricité (TWh)

						Taux de croissance annuel moyen, p. 100
	1990	2000	2004	2010	2020	2005-2020
Résidentiel	5,8	7,1	7,7	8,5	9,7	1,3
Commercial	10,8	13,3	14,0	16,2	19,9	2,1
Industriel	17,7	27,0	27,8	27,9	26,2	-0,7
Transports	1,0	1,2	0,7	0,9	1,0	1,4
Total	35,4	48,6	50,2	53,6	56,8	0,5

En Alberta, la demande d'électricité devrait progresser de moins de 1 p. 100 par année, passant de 50,2 TWh en 2004 à 56,8 TWh en 2020 (tableau AB2). La demande s'intensifiera surtout dans le secteur commercial et le secteur résidentiel.

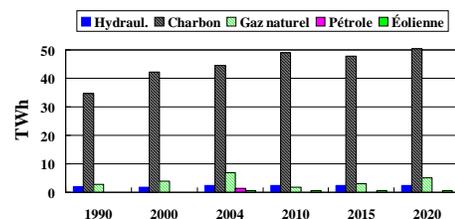
À l'heure actuelle, les principales sources pour la production d'électricité sont le charbon (66 p. 100), le gaz naturel (21 p. 100) et les ressources hydrauliques et éoliennes (11 p. 100). En 2003, la capacité totale de production s'élevait à 8,9 GW (figure AB6). D'ici 2020, la contribution du charbon et du gaz naturel augmenteront de 1,1 et 2,6 GW respectivement, pour une capacité totale de 12,9 GW.

Figure AB6
Capacité de production



En 2004, 80 p. 100 de la production d'électricité était attribuable au charbon, 12 p. 100, au gaz naturel et 5 p. 100, aux ressources hydrauliques (figure AB7). La production d'électricité progressera de 53 TWh en 2005 à 59,3 TWh en 2020. Le charbon contribuera pour 85 p. 100 à l'ensemble de la production électrique.

Figure AB7
Production d'électricité



L'Alberta est un importateur net d'un faible volume d'électricité provenant des États-Unis. Les importations interprovinciales nettes varient entre 0,5 et 3,5 TWh. Cette situation pourrait changer avec le développement éventuel de centrales de cogénération et l'établissement d'un système de transport énergétique vers le Montana.

Il convient de signaler que la contribution éventuelle des installations de cogénération des sables bitumineux à l'expansion de la production énergétique illustrée ici n'a pas été prise en compte. Les installations des sables bitumineux subviennent à leurs propres besoins énergétiques. Par conséquent, la capacité de cogénération s'accroît avec l'expansion de la production des sables bitumineux. On suppose que l'équilibre est atteint entre l'offre et la demande dans cette industrie.

Questions exclues

Le gouvernement de l'Alberta a mis en œuvre un programme de remise qui réduit les prix du gaz naturel dans le secteur résidentiel. La permanence de ce programme n'est toutefois pas assurée, son renouvellement devant être fait chaque année. En outre, comme le gaz naturel représente plus de 80 p. 100 de la demande énergétique du secteur résidentiel, une pénétration accrue a été considérée peu probable.

10.3.4 Colombie-Britannique

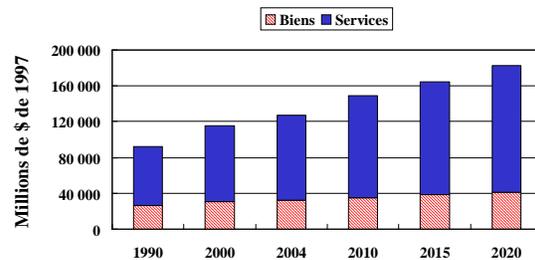
Économie

Sur le plan démographique, la Colombie-Britannique se classe troisième au pays, sa population comptant pour environ 13 p. 100 du total national. De 1990 à 2004, le taux de croissance démographique annuel moyen a été de 1,7 p. 100 et devrait décliner à 0,5 p. 100 pour les 15 prochaines années.

La contribution de la Colombie-Britannique à l'ensemble de l'économie canadienne, mesurée en proportion du PIB national, s'établit à environ 12 p. 100, ce qui classe la province au quatrième rang au pays après l'Alberta. Le taux de croissance annuel moyen du PIB provincial, qui était de 2,3 p. 100 durant la période de 1990-2004, devrait passer à 2,2 p. 100 pendant la période 2005-2020.

L'économie de la Colombie-Britannique est axée sur les services, dont la part est passée de 71 p. 100 en 1990 à 75 p. 100 en 2004, et devrait atteindre 77 p. 100 d'ici 2020, proportion considérablement supérieure à la moyenne nationale.

Figure BC1
Produit intérieur brut réel



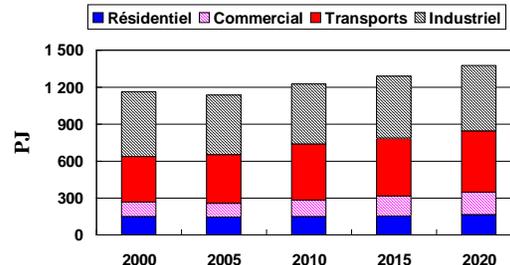
Hypothèse précise

Il n'y a pas d'hypothèse particulière pour cette province.

Demande d'utilisation finale

Les secteurs d'utilisation finale observés devraient consommer 1 376 PJ d'ici 2020, ce qui équivaut à une hausse annuelle de 1,3 p. 100 par rapport à 2005. Pour la période de 1990-2004, ce taux était de 1,5 p. 100 (figure BC2). D'ici 2020, le secteur industriel devrait avoir la plus forte consommation énergétique (39 p. 100), suivi de très près par les transports (36 p. 100), puis par les secteurs résidentiel et commercial (12 p. 100 chacun). Les principales ressources énergétiques demeureront les produits pétroliers (38 p. 100), le gaz naturel (23 p. 100) et l'électricité (20 p. 100).

Figure BC2
Demande d'utilisation finale selon le secteur



Secteur résidentiel

La consommation de ce secteur s'élevait à 145 PJ en 2004, ce qui représente une hausse annuelle moyenne de 0,8 p. 100 par rapport à 1990. De 2005 à 2020, la croissance annuelle moyenne de la consommation sera de 1 p.100. Selon les projections, le nombre de ménages augmentera de 1,2 p. 100 par année, ce qui laisse supposer une amélioration de l'efficacité énergétique de 0,2 p. 100 par année. À l'heure actuelle, les principales sources énergétiques du secteur résidentiel sont le gaz naturel (50 p. 100) et l'électricité (44 p. 100), les autres étant le bois et les produits pétroliers. Durant la période de projection, le gaz naturel devrait perdre du terrain au profit de l'électricité en raison des prix éventuellement élevés du gaz naturel et de l'incidence de la réglementation sur les équipements utilisant le gaz naturel. D'ici 2020, l'électricité sera le produit énergétique dominant dans le secteur résidentiel, avec une part de 48 p. 100 contre 47 p. 100 pour le gaz naturel.

Secteur commercial

Dans le secteur commercial, la demande d'énergie a progressé de 1,3 p. 100 par année entre 1990 et 2004. Selon les projections, elle croîtra au taux annuel de 3,2 p. 100. pendant que la surface utile commerciale, augmentera au taux annuel de 2,7 p. 100 par année. Comme dans le secteur résidentiel, on s'attend à un changement dans les parts que détiennent les produits énergétiques. La part du gaz naturel diminuera passant de 48 p. 100 à 40 p. 100 d'ici 2020, tandis que celle de l'électricité augmentera de 43 p. 100 à 55 p. 100.

Secteur des transports

Entre 1990 et 2004, la demande énergétique du secteur des transports a grimpé de plus de 2,5 p. 100 par année, soit plus rapidement que dans tout autre secteur d'utilisation finale, ce qui témoigne de la forte croissance démographique durant cette période. De 2005 à 2020, elle devrait monter de 1,5 p. 100 par année pour totaliser 498 PJ d'ici 2020.

L'essence automobile, dont la part dépasse 40 p. 100, devrait croître de 1,2 p. 100 par année entre 2005 et 2020, contre 2,3 p. 100 entre 1990 et 2004. La demande de diesel, dont la part excède 25 p. 100, devrait augmenter de 1,5 p. 100 par année, comparativement à 2,4 p. 100 par année de 1990 à 2004. Le programme visant à promouvoir l'utilisation de l'éthanol a été inclus dans les projections. D'ici 2010, on estime que 28 p. 100 de l'essence en Colombie-Britannique contiendra de l'éthanol²³.

Secteur industriel

Le secteur industriel est le plus gros consommateur d'énergie de la Colombie-Britannique. De 2005 à 2020, la demande industrielle totale devrait augmenter de 0,6 p. 100 par année pour se chiffrer à 530 PJ comparativement à 1 p. 100 par année au cours des années 1990. Dans le secteur des pâtes et papiers, l'énergie renouvelable tirée de la biomasse (déchets de bois et liqueur résiduaire) compte pour 40 p. 100 de la demande totale. Les autres composants de la gamme énergétique comprennent le gaz naturel (25 p. 100) et l'électricité (19 p. 100). Ces parts devraient demeurer assez stables durant la période de projection.

- La consommation de l'industrie des pâtes et papiers représente environ 55 p. 100 de l'utilisation énergétique totale du secteur industriel. Pendant la période de projection, la croissance annuelle de la production sera lente (0,4 p. 100 en moyenne). Il ne devrait pas y avoir d'amélioration appréciable de l'intensité énergétique dans cette industrie. L'énergie renouvelable est la principale source énergétique dans ce secteur et sa part dans la gamme des produits énergétiques du secteur est d'environ 70 p. 100.

²³ D'ici 2010, la Colombie-Britannique devrait produire environ 130 millions de litres d'éthanol pour la fabrication d'un mélange d'essence d'une teneur en éthanol de 10 p. 100.

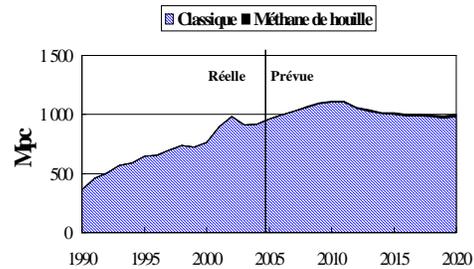
- La consommation énergétique de l'industrie minière compte pour à peu près 6 p. 100 de l'utilisation totale d'énergie du secteur industriel de la Colombie-Britannique. La production de charbon de la province, surtout du charbon métallurgique, a été relativement stable depuis la fin des années 1980. Entre 2005 et 2020, la production sectorielle devrait augmenter de 0,5 p. 100 par année pour totaliser 27 PJ, le distillat et l'électricité représentant chacun 30 p. 100 de cette production.

Industrie pétrolière et gazière en amont

Le potentiel ultime des ressources en brut de la Colombie-Britannique est estimé à environ 1,2 milliard de barils. Selon les projections, il y aura un déclin de 1,9 p. 100 par année de la production de brut, qui passera de 51 mbpj en 2005 à 38 mbpj en 2020.

En 2004, la Colombie-Britannique a contribué pour environ 15 p. 100 de la production gazière totale du Canada. La production provinciale a crû fortement entre 1990 et 2004. Elle augmentera modestement pour se hisser à 1,1 Bpc d'ici 2011, puis tombera à un peu moins de 1 Bpc. D'ici 2020, la part de la Colombie-Britannique dans la production gazière nationale s'établira à environ 19 p. 100 (figure BC3). Cette projection repose sur le potentiel ultime du gaz de la province, qui est estimé à 50 Bpc.

Figure BC3
Production de gaz naturel



En Colombie-Britannique, la mise en valeur du méthane de houille en est encore aux premiers stades et le potentiel de ce produit est jugé important (35 Bpc). On suppose que la production commerciale commencera en 2007 et augmentera pour atteindre 20 Mpc en 2020.

Électricité

Entre 2005 et 2020, on s'attend à ce que la demande d'électricité progresse de 1,9 p. 100 par année pour totaliser 63,9 TWh. Le secteur commercial enregistrera le plus fort taux de croissance annuel (4,2 p. 100), tandis que la demande d'électricité dans le secteur industriel devrait régresser (tableau BC1).

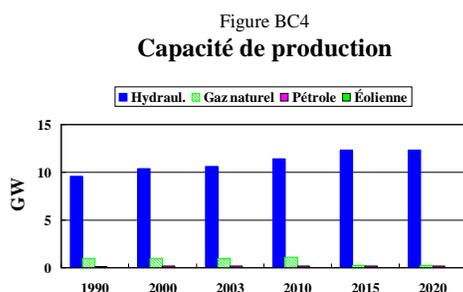
En Colombie-Britannique, la production d'électricité est essentiellement assurée par les ressources hydrauliques, dont la capacité de production s'établissait à 11 GW en 2004 et contribuait pour 90 p. 100 de la capacité énergétique totale. Les nouveaux projets hydroélectriques comprennent le projet de Revelstoke, qui prévoit un accroissement de

Tableau BC1

Demande d'électricité (TWh)

	1990	2000	2004	2010	2020	Taux de croissance annuel moyen, p. 100 2005-2020
Résidentiel	12,6	16,2	17,5	18,8	22,0	1,5
Commercial	11,5	14,0	13,5	17,7	26,0	4,2
Industriel	25,8	16,6	16,6	15,4	15,7	-0,4
Transports	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1,6
Total	50,0	47,0	47,8	52,1	63,8	1,9

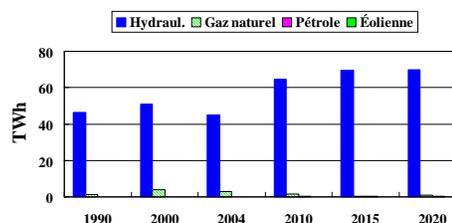
500 MW de la capacité de production (2013) et celui de Mica, qui prévoit une expansion de 450 MW (2015) (figure BC4). La capacité de production totale augmentera à 12,9 GW en 2020.



À l'heure actuelle, la capacité des centrales au charbon est de 1 GW. La production au charbon joue un rôle de soutien en Colombie-Britannique : elle sert surtout à répondre à la demande d'électricité en période de pointe. La centrale de Burrard, d'une capacité de 0,9 GW, sera fermée en 2014.

La production d'électricité, essentiellement de source hydraulique, se chiffre à environ 48 TWh en 2004. Au cours des 15 prochaines années, elle devrait croître de 0,8 p. 100 par année pour satisfaire à la demande d'utilisation finale, atteignant 72 TWh en 2020. La production hydroélectrique sera le moteur de cette croissance et compensera la baisse de la production faisant appel au gaz (figure BC5).

Figure BC5
Production d'électricité



Exception faite de quelques années, la Colombie-Britannique a toujours été un exportateur net d'électricité vers les États-Unis, ces exportations se chiffrant à 3 TWh en 2004. D'ici 2020, on s'attend à ce que les exportations nettes diminuent à 1,1 TWh. La province est aussi un exportateur net vers l'Alberta, les quantités exportées variant entre 0,2 et 3,3 TWh par année.

Questions exclues

Le gouvernement de la Colombie-Britannique applique plusieurs programmes dont le but est de promouvoir l'efficacité énergétique, notamment le *Energy Efficiency Market Transformation Program for Building and Equipment*, qui vise à améliorer de façon permanente le rendement énergétique des bâtiments nouveaux ou existants de la Colombie-Britannique d'ici 2010. Nous n'avons pas considéré ce programme dans le cas de référence.

Le projet de Peace River, aire C, a été exclu, car l'échéancier en est encore incertain.

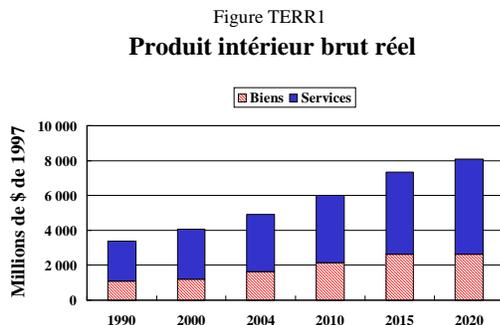
10.3.5 Les Territoires

En raison d'un manque de données cohérentes pour chacun des trois territoires, il n'a pas été possible de faire des projections fiables de la demande pour chacun d'eux. Par conséquent, pour les besoins de notre étude, le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut sont considérés comme une seule entité.

Économie

De 1990 à 2004, la population des Territoires a augmenté d'environ 1,3 p. 100 par année. D'ici 2020, ce taux devrait décliner à 1,2 p. 100. La migration n'a pas d'incidence sur la croissance démographique.

Le PIB réel des Territoires devrait avancer de 3,1 p. 100 par année entre 2005 et 2020, comparativement à 2,7 p. 100 pour la période de 1990-2004 (figure TERR1).



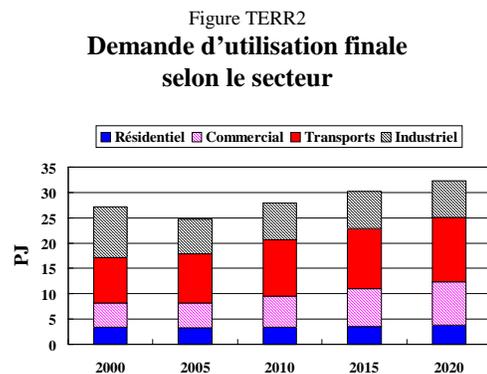
En 2004, la part des services dans l'ensemble du PIB atteint 66 p. 100, comparativement à 69 p. 100 pour la moyenne nationale. On s'attend à ce que cette part atteigne 68 p. 100 en 2020.

Hypothèses précises

Les Territoires n'ont fourni aucune proposition précise.

Demande d'utilisation finale

Dans les Territoires, la demande d'utilisation finale progressera de 1,7 p. 100 par année, et d'ici 2020, la consommation énergétique devrait se chiffrer à 32 PJ. Les produits pétroliers et l'électricité seront les principales sources d'énergie, avec des parts de plus de 80 p. 100 pour les produits pétroliers et de 11 p. 100 pour l'électricité.



Secteur résidentiel

De 1990 à 2004, la consommation dans le secteur résidentiel a décliné, passant de 4 à 3,2 PJ, en réponse à l'adoption par les ménages de système de chauffage plus efficace. Durant la période de projection, elle devrait remonter pour atteindre 3,7 PJ d'ici 2020.

En 2004, les produits pétroliers (61 p. 100) et l'électricité (33 p. 100) représentaient le gros de la consommation d'énergie résidentielle. D'ici 2020, la part des produits pétroliers devrait diminuer à 54 p. 100, tandis que celle de l'électricité grimpera à 36 p. 100. On estime que le nombre de ménages augmentera de 1,6 p. 100 par année.

Secteur commercial

La consommation énergétique du secteur commercial devrait augmenter de 4 p. 100 par année, passant de 4,8 PJ en 2005 à près de 8,6 PJ en 2020. La surface utile commerciale devrait

croître annuellement de 4,6 p. 100 durant la même période.

En 2004, les produits pétroliers comptaient pour 47 p. 100 de la consommation énergétique de ce secteur, et l'électricité, pour 32 p. 100. D'ici 2020, ces parts devraient s'établir à 50 p. 100 pour les produits pétroliers et à 25 p. 100 pour l'électricité. On s'attend à ce que le gaz naturel fasse une percée dans ce secteur et détienne une part de 24 p. 100 de ce marché d'ici 2020.

Secteur des transports

Selon les projections, la consommation énergétique dans le secteur des transports augmentera à un taux annuel de 1,8 p. 100 entre 2005 et 2020 pour totaliser 12,7 PJ à la fin de la période de projection. L'essence automobile représentera environ 26 p. 100 de la consommation, le diesel, à peu près 38 p. 100, et le carburant aviation, environ 33 p. 100.

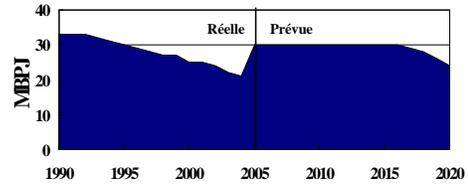
Secteur industriel

La demande dans ce secteur, qui provient en grande partie de l'industrie minière, croîtra modestement au cours des 15 prochaines années, passant de 6,8 à 7,2 PJ. Les produits pétroliers continueront de répondre à la majeure partie de la demande d'énergie (96 p. 100).

Industrie pétrolière et gazière en amont

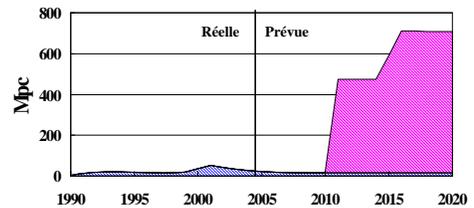
On n'a pas tenu compte des réserves de brut nouvellement découvertes (figure TERR3). Outre les prix estimés du brut, la seule contrainte devrait être la capacité des pipelines (30 MBJ), et ce, jusqu'en 2016, alors que la production commencera à ralentir en raison de l'épuisement des réserves.

Figure TERR3
Production de brut



La région sud des Territoires produit de petites quantités de gaz naturel (25 Mpc par année) qui devraient graduellement diminuer pour se chiffrer à 16 Mpc à la fin de la période de projection (figure TERR4). En 2011, on suppose que le pipeline de la vallée du Mackenzie sera opérationnel et aura une capacité de 1,2 Mpc par jour, cette production devrait atteindre 1,9 Mpc par jour d'ici 2016.

Figure TERR4
Production de gaz naturel



Électricité

Tableau TERR1

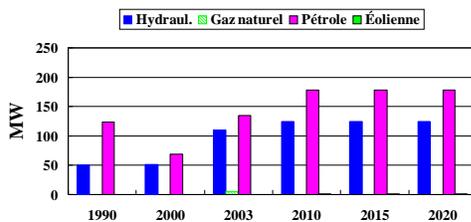
Demande d'électricité (GWh)

	1990	2000	2004	2010	2020	Taux de croissance annuel moyen, p. 100 2005-2020
Résidentiel	269	270	290	301	373	1,5
Commercial	312	381	425	521	608	2,2
Industriel	289	172	38	19	19	1,6
Transports	0	0	0	0	0	0,0
Total	870	823	754	841	1,000	1,9

La demande d'électricité a augmenté 0,6 p. 100 par année entre 1990 et 2004, et devrait augmenter de 1,9 p. 100 par année pour atteindre environ 1 000 GWh d'ici 2020 (tableau TERR1), surtout en raison de la forte expansion des secteurs résidentiel et commercial. L'arrivée de nouveaux acteurs qui sont éloignés du réseau et subviennent à leurs propres besoins énergétiques de même que la fermeture d'installations qui auparavant faisaient partie du réseau sont les principaux facteurs à l'origine de la baisse de la consommation d'électricité entre 1990 et 2004 .

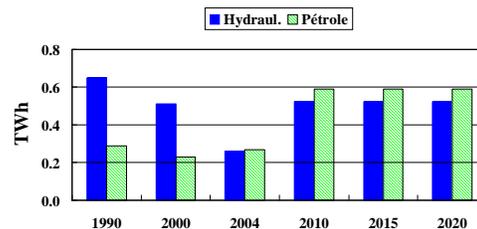
En 1990, la capacité était de 247 MW, et a ensuite augmenté en moyenne de 0,7 p. 100 par année, jusqu'en 2004 (figure TERR5). La capacité totale devrait s'élever à 313 MW en 2020.

Figure TERR5
Capacité de production

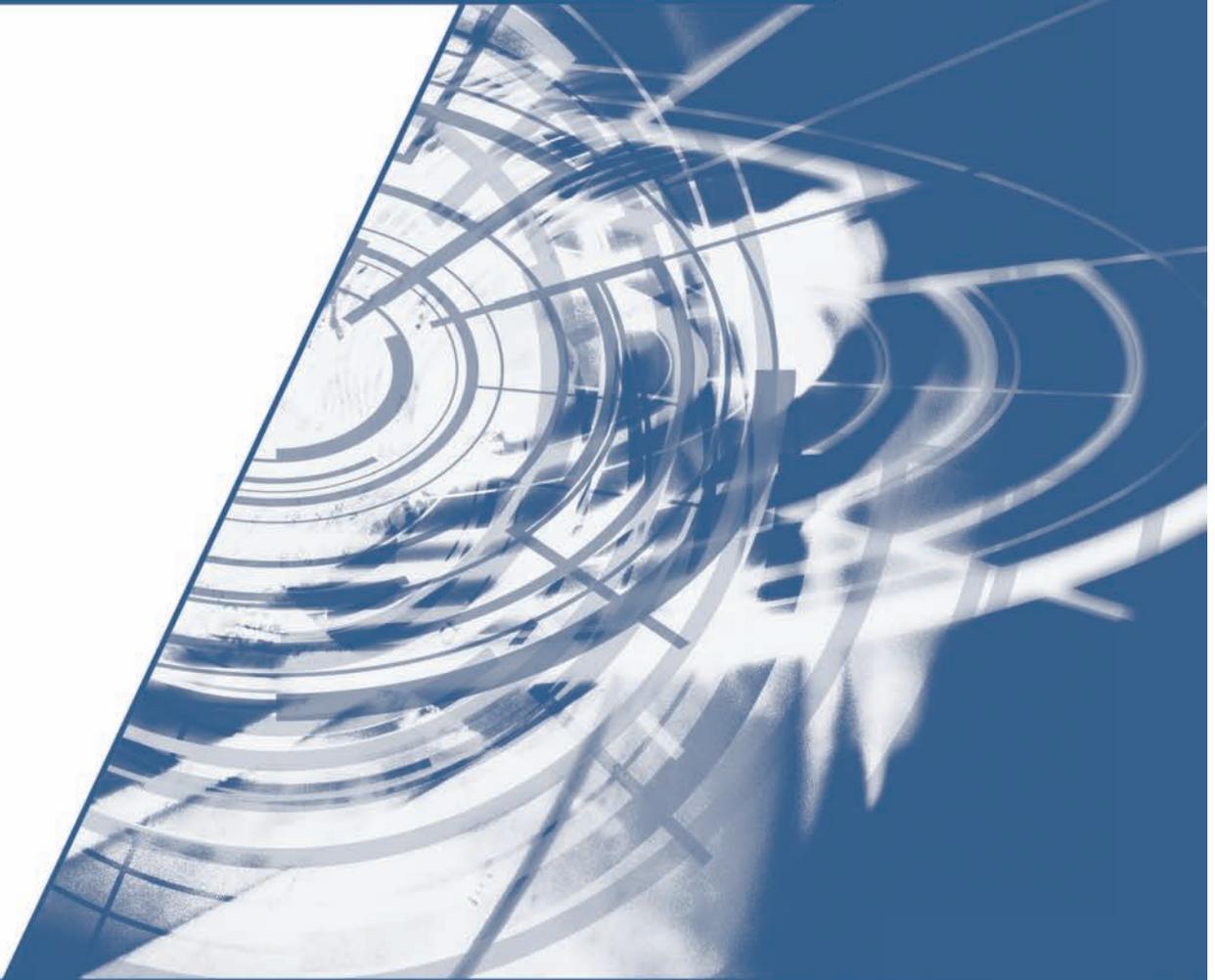


La production d'électricité, qui totalisait 833 GWh en 2004, devrait monter à 1 116 GWh d'ici 2020 (figure TERR6). Les parts des ressources hydrauliques et du pétrole dans la production électrique devraient s'établir à 47 et à 53 p. 100 respectivement d'ici la fin de la période de projection. On ne s'attend pas à ce que le gaz naturel soit utilisé pour la génération d'électricité.

Figure TERR6
Production d'électricité



Risques et incertitudes



11 Risques et incertitudes

Le présent scénario de référence brosse un tableau de l'avenir énergétique du Canada. Certaines des hypothèses qui le sous-tendent, notamment le potentiel futur de l'énergie éolienne et l'efficacité énergétique des véhicules et des appareils sont des considérations de premier ordre dans leurs marchés respectifs, mais auront une incidence limitée dans l'ensemble, tandis que d'autres, comme la taille de l'économie, les prix et la production du brut et les sources d'énergie électrique influent considérablement plus sur les résultats. En outre, nous avons supposé que des fonds avaient été prévus pour la réalisation des projets énergétiques. L'analyse qui suit est qualitative pour le moment.

Économie

Les répercussions énergétiques des différents taux de croissance économique sont généralement linéaires. En autres mots, une croissance de l'économie produit une croissance similaire de la demande énergétique. Toutefois, si l'on supposait que la croissance du secteur des services serait plus rapide que celle du secteur producteur de biens, il est probable qu'il y aurait alors une baisse de l'intensité énergétique primaire, étant donné que le secteur producteur de biens consomme cinq fois plus d'énergie que celui des services.

Prix du brut

Une fluctuation des prix du brut aurait peu d'incidence sur les secteurs résidentiel et commercial, en raison de l'existence de solutions limitées à court terme. À plus long terme, un carburant pourrait être remplacé par une autre source énergétique, selon les prix relatifs. Une majoration des prix du pétrole ferait régresser de façon relative la demande dans le secteur des transports, qui est sensible aux prix, ce qui créerait à plus long terme une demande pour des véhicules d'une plus grande efficacité énergétique. Les conséquences pour le secteur industriel seraient plutôt variables, certaines industries, telles que celle des produits

chimiques, pourraient être négativement affectées par une hausse des prix.

Dans l'industrie pétrolière et gazière en amont, une montée des prix stimule la production. Toutefois, certains facteurs peuvent limiter l'expansion de l'exploitation des sables bitumineux, notamment l'accès à des travailleurs qualifiés et une augmentation éventuelle des prix du gaz naturel. Aussi, à mesure que la part de la production des sables bitumineux croît par rapport à la production totale, les besoins énergétiques de cette source augmentent eux aussi. L'intensité énergétique de la production des sables bitumineux est à peu près le triple de celle de la production du pétrole classique.

Les exportations de brut augmenteraient probablement, car la demande canadienne serait en baisse et la production, plus élevée.

Production d'électricité

Si les projets de réfection des centrales nucléaires ne se déroulent pas au rythme prévu, il sera alors nécessaire de se tourner vers d'autres sources énergétiques, notamment le gaz naturel, étant donné que les centrales pourraient être mises en service assez rapidement. Ceci causerait probablement une hausse des prix de l'électricité et une réduction des exportations de gaz naturel à moins que la fermeture des centrales au charbon ne soit reportée au delà de leur vie économique.

De plus, s'il y avait modification des hypothèses concernant l'exclusion de deux projets hydroélectriques d'envergure (cours inférieur du fleuve Churchill et Conawapa), les schémas de production en Ontario seraient différents : il y aurait probablement contraction de l'offre de gaz naturel et possibilité d'un accroissement des exportations énergétiques provenant du Québec.

Investissement

Dans le scénario de référence, il a été estimé qu'il faudrait investir environ 400 milliards de dollars dans la production énergétique au cours des dix prochaines années. Bien qu'il soit nécessaire de déterminer la rentabilité des

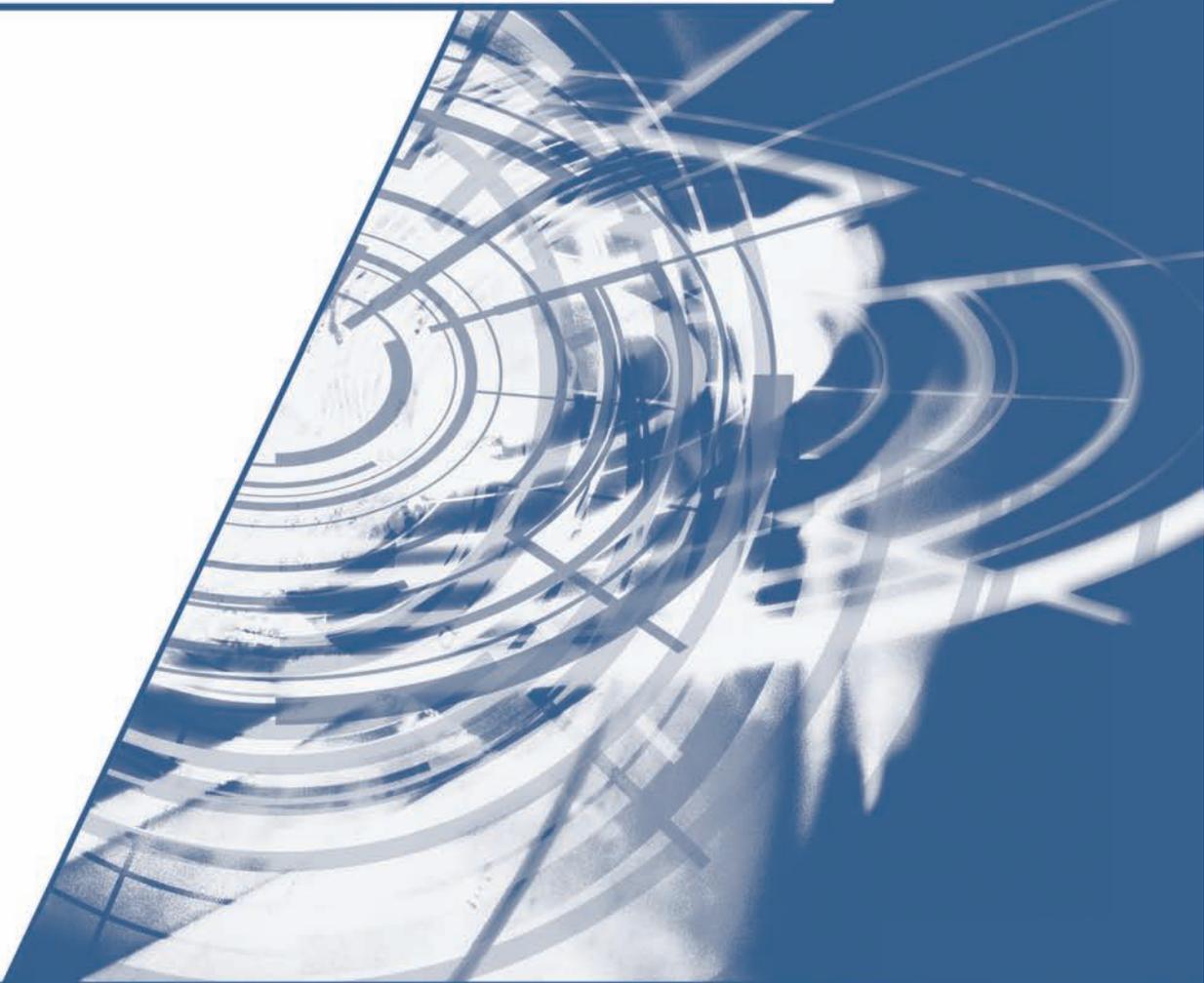
investissements accrus dans les usines de production pétrolière et gazière, les pipelines et les installations de production et de transport de l'électricité avant d'en tenir compte dans les projections, les sources de financement ne sont pas identifiées, mais présumées disponibles. Il faut tenir compte du fait que ces investissements pourraient ne pas être réalisés, ce qui modifierait les résultats énergétiques du scénario.

Taux de change

Si le dollar canadien se raffermissait par rapport au dollar américain, les impacts suivants pourraient survenir :

- perte de compétitivité pour les industries exportatrices du Canada, entraînant potentiellement un recul de la croissance de l'économie canadienne et par conséquent une baisse de la demande énergétique;
- les prix de l'énergie, exprimé en dollars canadien, seraient plus bas, influençant à la hausse la demande énergétique;
- un rendement inférieur pour l'industrie pétrolière et gazière en amont, moins d'exploration et éventuellement moins de demande énergétique.

Annexes



Annexe I : Vue d'ensemble de MAPLE-C

Les projections des *Perspectives énergétiques du Canada: scénario de référence de 2006* ont été produites à l'aide du modèle pour l'analyse des politiques liées à l'énergie - Canada (MAPLE-C). Pour obtenir MAPLE-C, Ressources naturelles Canada a passé les trois dernières années à modifier le *National Energy Modeling System* (NEMS) des États-Unis en fonction de l'économie canadienne et de ses composantes provinciales. La Division de l'analyse et de la modélisation de Ressources naturelles Canada s'occupe de la mise à jour de MAPLE-C.

Les projections de MAPLE-C ont été établies à l'aide d'une méthode d'analyse de la situation énergétique axée sur le marché. Pour chaque type d'énergie et chaque secteur de consommation, MAPLE-C établit l'équilibre entre l'offre et la demande en tenant compte de la concurrence économique entre les différentes sources énergétiques. L'horizon prévisionnel actuel de MAPLE-C s'étend jusqu'en 2020. Pour tenir compte des différences régionales que présentent les marchés énergétiques, la plupart des modules de MAPLE-C fonctionnent à l'échelle provinciale ou territoriale, c'est-à-dire, les dix provinces et une région groupant les trois Territoires. Les marchés énergétiques sont considérés en fonction de la demande d'utilisation finale, de l'offre de pétrole, de gaz naturel et de charbon, et de la production d'électricité. Trois régions ont été déterminées pour le raffinage pétrolier : l'Ouest du Canada, l'Ontario et l'Est du Canada.

MAPLE-C possède une structure modulaire. Les modules représentent chacun des marchés d'approvisionnement en énergie, les secteurs de conversion énergétique et les secteurs d'utilisation finale du système énergétique. MAPLE-C comprend aussi un module macroéconomique. Les flux primaires de l'information entre chacun de ces modules ont trait aux prix de l'énergie vendue à l'utilisateur final au point de livraison et aux quantités consommées par produit, région et secteur. Les prix de l'énergie au point de livraison englobent le coût de toutes les activités de production, d'importation et de transport des carburants jusqu'à

l'utilisateur final. Les flux d'informations portent aussi, entre autres, sur l'activité économique, la production intérieure et les exportations.

Le module intégrateur gère l'exécution de chacun des modules composants. Pour faciliter la modularité, l'information ne circule pas directement d'un module à l'autre, mais passe plutôt par un module intégrateur. Cette structure offre la possibilité d'exécuter les modules individuellement, ce qui permet d'effectuer le développement décentralisé du système de même que l'analyse indépendante et la vérification de chacun des modules, et d'employer la méthode et le niveau de détail convenant le mieux à chaque secteur énergétique. Le module intégrateur fait intervenir chaque composant de l'offre, de la conversion et de la demande d'utilisation finale dans l'ordre jusqu'à ce que les prix de l'énergie à la livraison et les quantités demandées aient convergé à l'intérieur de limites de tolérance prédéterminées, et qu'ainsi, un équilibre entre l'offre et la demande dans les marchés énergétiques soit atteint. Une solution est dérivée chaque année dans le cadre de l'exercice prévisionnel. On procède aussi à l'évaluation d'autres variables pour en déterminer le niveau de convergence, notamment les importations de produits pétroliers, les importations de brut et plusieurs indicateurs macroéconomiques.

MAPLE-C peut servir à déterminer les répercussions énergétiques et économiques des nouveaux énoncés de politique.

En général, les données historiques utilisées pour faire les projections ont été tirées d'une publication annuelle de Statistique Canada intitulée *Disponibilité et écoulement d'énergie au Canada*. D'autres sources ont aussi été consultées, dont le rapport d'Environnement Canada, *Inventaire canadien des gaz à effet de serre*, pour estimer les coefficients d'émissions de dioxyde de carbone.

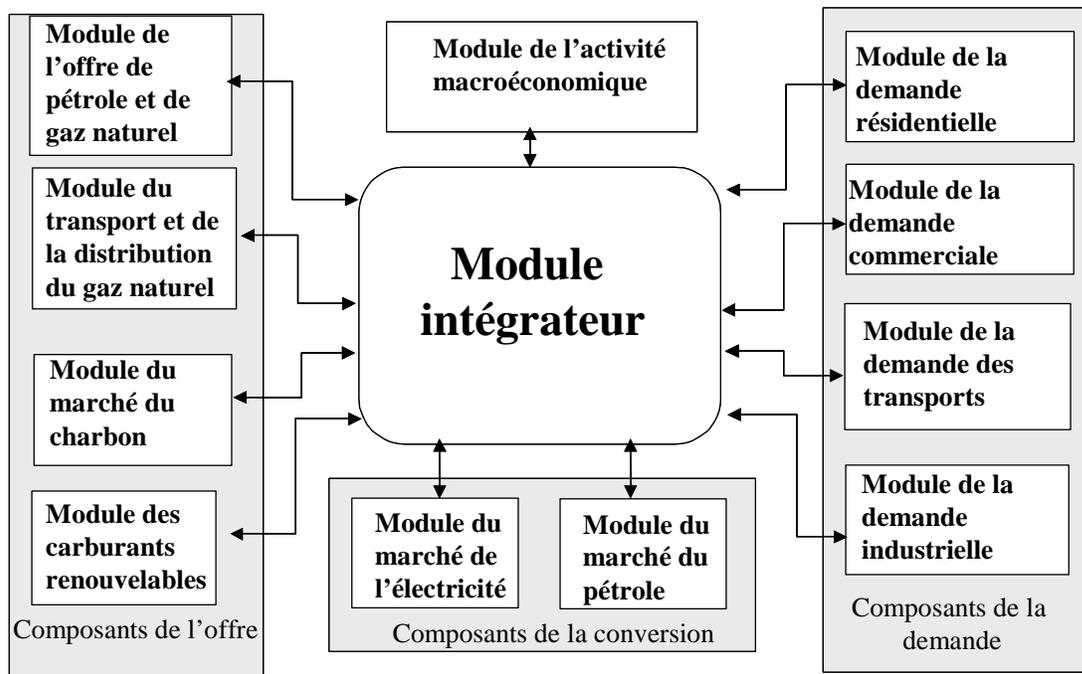
Modules composants

Le diagramme illustre la structure de MAPLE-C. Les modules composants représentent les segments individuels de l'offre, de la demande et de la conversion des marchés énergétiques intérieurs ainsi que l'activité macroéconomique. En général, les modules interagissent entre eux par le jeu des valeurs représentant les prix de l'énergie à la livraison aux secteurs consommateurs et les quantités d'énergie d'utilisation finale consommée.

Module d'activité macroéconomique

Le module d'activité macroéconomique (MAM) est un modèle économétrique annuel dynamique de l'économie canadienne. Le MAM fournit une série de déterminants macroéconomiques clés aux modules énergétiques de MAPLE-C. Ces déterminants comprennent le produit intérieur brut (PIB), la production industrielle, les taux d'intérêt, le revenu disponible, les prix et l'emploi. Le MAM prévoit des déterminants économiques régionaux pour le parc de logements, la surface commerciale utile et les ventes de véhicules. À partir de ces valeurs, MAPLE-C détermine les prix, la demande et l'offre des principales sources énergétiques.

Modèle pour l'analyse des politiques liées à l'énergie – Canada



L'élément moteur du MAM est d'abord la demande finale, dont les composants sont la consommation des ménages, les investissements, les dépenses publiques, les mouvements des stocks et le commerce. Des équations empiriques ont été posées pour plusieurs biens et services faisant partie de ces composants de la demande finale. Ces équations peuvent comprendre une grande variété de variables explicatives, dont des indices de prix, les prix de diverses marchandises, le revenu, les taux d'intérêt, etc.

Le MAM convertit ces composants de la demande finale en production de biens industriels non énergétiques à l'aide de la structure des entrées-sorties de l'économie canadienne de 1997. Le cadre comptable de la production industrielle utilise le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN).

Le MAM comprend plusieurs autres sous-modules qui décrivent les marchés du travail, le capital national, les salaires, l'établissement des prix, le revenu, les stocks de richesses, les marchés financiers et les liens avec les économies étrangères.

De nombreuses variables macroéconomiques sont déterminées dans le cadre du MAM, les principales exceptions étant les composants de la demande finale des États-Unis, le prix du pétrole et les variables démographiques.

Modules de la demande résidentielle et de la demande commerciale

Le module de la demande résidentielle (MDR) prévoit la consommation énergétique du secteur résidentiel par les services d'utilisation finale à partir des prix de l'énergie au point de livraison, de la gamme d'appareils disponibles, de l'accès à des sources d'énergie renouvelable et des mises en chantier. Le MDR estime la surface moyenne des structures nouvelles ou existantes d'après les tendances sectorielles.

Le module de la demande commerciale (MDC) prévoit la consommation énergétique du secteur

commercial selon la catégorie d'utilisation finale fondée sur le prix de l'énergie au point de livraison. Le MDC utilise des variables macroéconomiques telles que les taux d'intérêt et la surface utile. Le module comporte une option permettant d'incorporer la technologie de cogénération.

Les deux modules font l'estimation des stocks d'équipement des principaux services d'utilisation finale en tenant compte des évaluations des technologies de pointe, incluant des représentations des technologies de l'énergie renouvelable et l'incidence des normes relatives aux enveloppes de bâtiment et aux appareils. Les deux modules prévoient des températures normales, se fondant sur la moyenne de trente ans des degrés-jours de chauffage et de climatisation pour chaque région.

Module de la demande industrielle

Le module de la demande industrielle (MDI) prévoit la quantité d'énergie consommée pour la production de chaleur et de puissance ou utilisée comme charge d'alimentation ou matière première. Il est subdivisé en 12 groupes d'industries, d'après les codes du SCIAN. La demande industrielle réagit aux prix de l'énergie au point de livraison et aux variables macroéconomiques qui représentent la production brute de chaque industrie. Les industries sont réparties en trois groupes: les industries manufacturières énergivores, les industries manufacturières non énergivores et les industries non manufacturières. Toutes les industries sont modélisées à l'aide de composants pour les chaudières et les chaudières à vapeur, les bâtiments et l'énergie utilisée à des fins de transformation et de montage. Une représentation de la cogénération d'énergie fondée sur la demande de vapeur est aussi incluse.

Module de la demande des transports

Le module de la demande des transports (MDT) prévoit la consommation de carburants du secteur des transports, ce qui comprend les produits pétroliers, l'électricité, le méthanol, l'éthanol et le gaz naturel comprimé. De plus, une projection de la demande est faite selon le mode de transport, la décennie de fabrication du véhicule et la catégorie de taille. La demande réagit aux prix de l'énergie au point de livraison et aux variables macroéconomiques telles que le revenu disponible, le PIB, la population en âge de conduire, les taux d'intérêt et la valeur de la production pour les industries dans le segment du fret. Les prix futurs du carburant ont une incidence sur son rendement. Le MDT permet aussi d'évaluer la pénétration sur le marché des véhicules à carburant de remplacement.

Module du marché de l'électricité

Le module du marché de l'électricité (MME) représente la planification de la capacité, la production, le transport et l'établissement des prix de l'électricité pour chacune des provinces et pour les Territoires. Il y a quatre principaux sous-modules, soit ceux de la planification de la capacité, de la répartition des carburants, du financement et de l'établissement des prix, et de la gestion de la puissance appelée sur le plan de la demande. Le MME utilise les prix des carburants pour le charbon, les produits pétroliers, le gaz naturel et les biocarburants, qui sont déterminés dans les modules respectifs de ces carburants. Il intègre aussi les coûts de production de toutes les centrales de production, y compris les coûts en capital et les coûts d'exploitation, les variables macroéconomiques pour le coût du capital, les règlements sur les émissions dans l'environnement, la courbe de la charge électrique et la demande d'utilisation finale. La production autonome des unités de cogénération et d'autres installations dont le but premier n'est pas la production d'électricité est représentée dans ces modules précis. Le MME tient compte de la production autonome de toutes les autres installations, de la production décentralisée et du commerce de l'électricité, ainsi que d'un ensemble complet de technologies de production, notamment des

options évoluées faisant appel au charbon et à l'énergie nucléaire.

Module des carburants renouvelables

Le module des carburants renouvelables (MCR) comprend des sous-modules représentant des données d'entrée sur l'offre et les technologies pour les technologies relatives aux stations centrales et aux réseaux coordonnés, notamment l'hydroélectricité classique, la biomasse (bois, cultures énergétiques et chauffage mixte à la biomasse), l'énergie géothermique, le gaz d'enfouissement, la thermo-hélioélectricité, l'énergie photovoltaïque et l'énergie éolienne. Le MCR n'interagit qu'avec le module du marché de l'électricité.

Il est possible d'incorporer dans ce module les crédits d'impôt à la production des centrales éoliennes ou de certains types d'usines utilisant l'énergie tirée de la biomasse.

Module du marché du charbon

Le module du marché du charbon (MMC) simule l'extraction, le transport et l'établissement des prix du charbon, activités subordonnées à la demande d'utilisation finale dans les autres modules, particulièrement ceux du marché de l'électricité et de la demande industrielle. La production de charbon est représentée dans le MMC par des courbes distinctes de l'offre pour chaque région. Les courbes de l'offre de charbon sont produites par le sous-module de la production de charbon et intégrées au sous-module de la distribution du charbon. À partir des courbes de l'offre de charbon et des données sur les coûts de distribution et la demande de charbon, le sous-module de la distribution du charbon fait une projection des prix du charbon au point de livraison. Dans le MMC, les importations sont déterminées pour la houille bitumineuse seulement, d'après les hypothèses sur les prix du charbon à l'importation.

Module de l'offre de pétrole et de gaz naturel

Le module de l'offre de pétrole et de gaz naturel (MOPGN) représente l'offre intérieure de brut et de gaz naturel dans un cadre intégré qui inclut les liens aux bassins d'approvisionnement américains. Le MOPGN saisit les données sur les rapports mutuels qui existent entre les diverses sources d'approvisionnement : ressources terrestres et extracôtières obtenues au moyen de techniques de récupération classiques et non-classiques. L'approvisionnement classique comprend le pétrole léger et lourd et le gaz naturel. L'approvisionnement non-classique comprend le gaz extrait des gisements de houille et le bitume tiré des sables bitumineux. L'extraction bitumineuse est subdivisée en deux catégories : la production *in situ* et la production minière. Le bitume *in situ* est mélangé à un diluant, par exemple du condensat; la production minière est traitée en vue de l'obtention d'un équivalent du brut léger non sulfuré. Ce cadre analyse les mouvements de fonds et la rentabilité afin de déterminer le niveau d'investissement et les activités de forage pour chaque source d'approvisionnement, d'après les prix du brut et du gaz naturel, la base des ressources récupérables et l'évolution technologique. La production pétrolière et gazière est calculée pour neuf régions d'approvisionnement, dont deux régions extracôtières.

Les quantités de brut produit sont intégrées au module du marché du pétrole de MAPLE-C pour y être transformées et mélangées aux produits pétroliers raffinés. Les courbes de l'offre de gaz naturel sont intégrées au module de transport et de distribution du gaz naturel en vue de l'établissement des prix du gaz naturel et des quantités disponibles.

Les besoins énergétiques de cette industrie sont établis à partir du niveau de chaque type de production, tant pour le pétrole que le gaz naturel, au moyen des coefficients de consommation énergétique par unité de production.

Module du transport et de la distribution du gaz naturel

Le module du transport et de la distribution du gaz naturel (MTDGN) simule le transport, la distribution et l'établissement des prix du gaz naturel, activités subordonnées à la demande d'utilisation finale de gaz naturel et à l'offre de gaz naturel intérieur et du gaz naturel vendu sur les marchés américains. Le module suit les flux de gaz naturel dans le réseau de gazoducs, qui permet de desservir 11 régions et d'exporter vers les États-Unis. Il est ainsi possible d'analyser l'incidence des contraintes liées aux capacités régionales sur le réseau de gazoducs et de déterminer dans quelle mesure la capacité des gazoducs doit être accrue. Les marchés habituels et occasionnels sont représentés au bec du brûleur. Les principaux composants des tarifs du transport par pipeline et de la distribution sont inclus dans les algorithmes d'établissement des prix.

Le gaz naturel liquéfié (GNL) est représenté par les courbes du coût de l'offre. Il peut être importé par la région de l'Atlantique.

Module du marché du pétrole

Le module du marché du pétrole (MMP) représente les activités de raffinage au Canada et la commercialisation des produits pétroliers dans les régions consommatrices. Il fournit les prix des produits pétroliers, les activités d'importation et d'exportation du brut et de ses produits, la capacité de raffinage intérieure et la consommation de carburant raffiné. La solution qui est dérivée doit satisfaire à la demande de produits pétroliers et tenir compte du coût des matières premières utilisées et des produits pétroliers importés, du coût de l'investissement et de la production intérieure de brut et de liquides du gaz naturel. Le module représente les activités de raffinage de trois régions (l'Ouest du Canada, l'Ontario et l'Est du Canada). Chaque région est considérée comme une entreprise unique où plus de 40 processus de raffinage distincts sont définis. La consommation de combustibles est redistribuée aux provinces.

Les biocarburants tels que l'éthanol sont inclus dans le MMP. La production et l'utilisation de l'éthanol sont déterminées par les programmes ou les initiatives à l'échelle provinciale. L'éthanol est essentiellement dérivé du maïs; il est probable que dans les années à venir, une partie de la matière cellulosique servira de charge d'alimentation.

Module intégrateur

Le module intégrateur régit l'ensemble du processus de solution MAPLE-C, qui est répété jusqu'à l'obtention d'un équilibre général de marché entre tous les modules de MAPLE-C. Ses fonctions consistent à gérer la structure commune des données de MAPLE-C, à exécuter tous les modules ou n'importe lequel choisi par l'utilisateur au moyen d'un algorithme de convergence itératif, à vérifier s'il y a convergence et à signaler les variables qui demeurent non convergentes, et à mettre à jour les valeurs prévues des principales variables de MAPLE-C.

Le module intégrateur exécute itérativement les modules de la demande, de la conversion et de l'offre jusqu'à ce qu'un équilibre soit atteint entre l'offre et la demande dans tous les secteurs consommateurs et producteurs. Chaque module est appelé dans l'ordre et traité. Les modules sont appelés itérativement jusqu'à ce que les quantités et les prix d'utilisation finale demeurent constants à l'intérieur de limites de tolérance précises, c'est-à-dire, jusqu'à ce qu'il y ait convergence. Un module peut être exécuté indépendamment des autres.

Le module intégrateur fait aussi l'estimation des émissions de gaz à effet de serre résultant de la combustion de l'énergie ou d'utilisations énergétiques autres que la combustion. Les facteurs d'émission indiqués dans le rapport d'Environnement Canada, *Inventaire canadien des gaz à effet de serre*, sont utilisés pour le calcul des émissions. Le module intégrateur comprend un sous-module des politiques en matière d'émissions, qui comporte des options d'évaluation de telles politiques, par exemple la taxe sur les émissions carboniques, les ventes aux enchères de permis et le marché des permis. Ce sous-module est constamment amélioré pour l'évaluation des nouvelles politiques.

Annexe II : Hypothèses concernant les politiques

De 2000 à 2004, le gouvernement du Canada a introduit approximativement 150 programmes. Seuls les programmes avec un pouvoir de dépensé du Conseil du trésor, à partir de mai 2006 sont inclus dans cette analyse.

L'impact de ces programmes, autres que ceux inclus dans le comportement du consommateur est supposé se terminer lorsque les fonds approuvés sont épuisés. Il y aura cependant des effets qui continueront, surtout, ceux reliés à la réglementation relative aux équipements.

Nous n'avons pas tenu compte du système des grands émetteurs finaux (programme visant à réduire les émissions des industries), des programmes proposés en 2005 et de tous ceux qui ont été annulés en mai 2006.

Méthodologie

Pour tenir compte des estimations des réductions d'émissions établies pour chaque programme, nous nous sommes fondés sur les estimations des effets des programmes sur le marché. Ces estimations ont été faites en consultation avec les gestionnaires de chaque programme.

Un résumé des programmes compris dans l'étude est présenté ci-après.

Normes applicables aux équipements résidentiels et commerciaux.

Programme accéléré de normes pour les équipements (PANE) et étiquetage de l'équipement.

Les effets prévus sur le marché sont les suivants :

- Selon la réglementation et les normes s'appliquant aux équipements, le taux d'efficacité énergétique des nouveaux générateurs d'air chaud à gaz devra atteindre 90 p. 100 en 2009 et celui des nouvelles chaudières à gaz, 85 p. 100, d'ici 2010. Dans le cas des autres équipements, l'efficacité énergétique devrait s'accroître de 5 à 40 p. 100 au cours d'une année donnée, selon le type d'équipement. Par exemple :
 - l'efficacité énergétique des chauffe-eau à gaz devrait avoir augmenté de 5 p. 100 en 2007;
 - l'efficacité énergétique des thermopompes devrait avoir augmenté de 10 p. 100 en 2006;
 - l'efficacité énergétique des laveuses-sécheuses devrait avoir augmenté de 20 p. 100 en 2007.
- Véhicules utilitaires légers
 - En avril 2005, l'industrie canadienne de l'automobile²⁴, dans le cadre d'un protocole d'entente, s'est engagée volontairement à réduire les émissions des véhicules automobiles au moyen de nouvelles technologies, notamment les technologies de pointe visant la réduction des émissions, les technologies de pointe de moteurs diesel, les véhicules à carburant de remplacement, les technologies hybrides et les technologies de carburants à haut rendement énergétique.
 - Programmes de véhicules à technologies de pointe (PVTP) pour évaluer les véhicules et les technologies de pointe.

²⁴ Protocole d'entente intervenu entre le gouvernement du Canada et l'industrie canadienne de l'automobile portant sur les gaz à effet de serre des véhicules – 5 avril 2005.

- Commercialisation des véhicules écoénergétiques et conduite et entretien des véhicules de façon à réaliser des économies d'énergie.
- Initiative en matière d'efficacité et de technologies du transport des marchandises (IETTM)
 - La formation et la sensibilisation des chargeurs de marchandises devraient contribuer à l'adoption de technologies environnementales novatrices, de pratiques exemplaires et d'ententes volontaires de rendement.
- Programme en matière d'efficacité du transport des marchandises (PETM)
 - Soutien accordé aux entreprises de transport de marchandises par voie ferroviaire, maritime ou aérienne qui achèteront éventuellement des technologies et de l'équipement de réduction des émissions.

Carburants de remplacement dans le secteur des transports

- Établissement de l'Alliance canadienne sur les piles à combustible dans les transports (ACPCT), qui devrait permettre d'évaluer diverses options permettant de fournir l'hydrogène nécessaire à l'alimentation des véhicules à pile à combustible.
- Environ 1,3 milliard de litres d'éthanol sont produits annuellement dans le cadre de l'Initiative des carburants de l'avenir et du Programme d'expansion du marché à l'éthanol.

Les effets prévus sur le marché sont les suivants :

- Les fabricants de véhicules automobiles devraient atteindre l'objectif fixé aux termes du protocole d'entente, soit accroître de 15 p. 100 l'efficacité énergétique des véhicules utilitaires légers. Les fabricants choisissent eux-mêmes la technologie appropriée.

- Les émissions de N₂O seront réduites d'environ 1 Mt (CO₂E) d'ici 2010.
- Il devrait y avoir une amélioration annuelle de 1,1 p. 100 de l'efficacité énergétique du transport aérien, ce qui comprend la contribution de 0,1 p. 100 des programmes de transport IETTM et PETM.
- On estime qu'il y aura une amélioration annuelle moyenne de 0,35 p. 100 de l'efficacité énergétique du transport maritime, l'apport du PETM à cet égard s'établissant à 0,05 p. 100.
- On s'attend à une amélioration annuelle moyenne de 1,5 p. 100 de l'efficacité énergétique du transport ferroviaire, ce qui inclut une amélioration de 0,03 p. 100 attribuable au PETM.
- La production accrue d'éthanol devraient totaliser 1,3 milliard de litres par année (29 PJ).

Secteur industriel

Les réductions prévues de l'intensité énergétique chez les industries énergivores sont en accord avec le Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne (PEEIC), qui représente un ensemble d'initiatives permanentes à participation volontaire qui favorisent l'économie énergétique et auxquelles prennent part les gros consommateurs d'énergie jusqu'en 2010. Le taux d'amélioration prévu varie d'une industrie à l'autre. L'industrie de l'aluminium a un objectif de 0,1 p. 100 par année, tandis que celle du fer et de l'acier vise un taux d'amélioration annuel de 1 p. 100. Les industries non énergivores ne participent pas au PEEIC, mais on s'attend à ce qu'elles réduisent leur intensité énergétique de 2 p. 100 par année.

Électricité

Le programme Encouragement à la production d'énergie éolienne (EPÉÉ) a été pris en compte. Il prévoit, pour la période 2002-2005, un incitatif financier de 1,2 cent le kilowatt-heure, qui tombe à 0,8 cent en 2006. Les producteurs admissibles ont droit à l'incitatif pour une période maximale de dix ans à partir de la date de production initiale et ce, jusqu'en 2017. La présente étude ne tient pas compte des effets de la prolongation du programme EPÉÉ, qui a été annoncée dans le budget de 2005.

On suppose que le programme EPÉÉ englobera l'incidence des autres programmes, dont le Programme de stimulation du marché et le Programme d'information au consommateur.

Industrie en amont

Cinq projets sont en cours de réalisation dans le cadre du Programme de captage et de stockage du CO₂. Un des plus importants, sur le plan de la recherche, est le projet de surveillance et de stockage du CO₂, mené sous l'égide de l'AIE, dans le cadre duquel on mesure et surveille le CO₂ injecté dans le gisement de Weyburn. Parmi les projets de démonstration financés, il y en a trois qui ont trait à la récupération assistée des hydrocarbures (RAH) et un qui concerne la récupération assistée de méthane de houille. Dans tous les cas, du CO₂ industriel de provenance canadienne est utilisé.

Comme il s'agit essentiellement de projets de démonstration, les réductions des émissions et les changements dans la production pétrolière et gazière qui ont été observés sont faibles et ont peu d'incidence dans le cadre du présent rapport.

Annexe III : Méthodologie applicable à l'industrie pétrolière et gazière en amont

Il faut de grandes quantités de gaz naturel et des quantités moindres d'autres combustibles pour soutenir les activités de l'industrie pétrolière et gazière. L'énergie sert à des fins de combustion (pour faire fonctionner l'équipement ou produire de la chaleur ou de la vapeur) ou est brûlée sur place (pour des raisons de sécurité ou de protection de l'environnement). La quantité d'énergie indiquée au tableau APP III ne comprend pas le méthane qui s'échappe directement dans l'atmosphère (ces émissions fugitives sont souvent associées à l'exploitation des gazoducs ou aux activités de production du brut lourd classique).

Les besoins énergétiques ont été estimés pour chaque type de production de pétrole et de gaz naturel classiques pour 2004²⁵. Dans la mesure du possible, les besoins énergétiques des provinces, qui ne sont pas nécessairement proportionnels à la part de la production de celles-ci, ont été inclus dans l'analyse. Par exemple, le ratio de la production pétrolière et la production gazière (sans compter le synthétique) entre la Saskatchewan et l'Alberta s'établit à environ 15:85, tandis que le ratio relatif à l'utilisation énergétique est évalué aux environs de 10:90. Par conséquent, les besoins énergétiques connexes révèlent effectivement une intensité énergétique plus faible pour la Saskatchewan. Le tableau APP III montre la consommation énergétique pour l'industrie pétrolière et gazière en amont.

Tableau APP III

Besoins énergétiques pour la production pétrolière et gazière (GJ par PJ produites)

	Saskatchewan			Alberta		
	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Gaz naturel	115	115	115	117	116	111
Brut léger et moyen	117	117	117	160	160	160
Brut lourd	68	68	69	88	88	89
Bitume <i>in situ</i>				335	335	335
Brut synthétique				375	298	298

Nota : La consommation d'énergie associée à la production du brut lourd classique, qui semble augmenter avec le temps, rend compte d'une intensification des activités de torçage et d'une réduction des activités de ventilation (non déclarées ici).

²⁵ Les données de 2000 ont été utilisées pour la production du pétrole synthétique.

Tableaux nationaux

Table des matières

Hypothèses cadre	Hypothèses Macroéconomiques	Tableau 1
	Taux de croissance annuel moyen	Tableau 2
	Prix du pétrole brut et du gaz naturel	Tableau 3
Secteurs d'utilisation finale	Secteur résidentiel	Tableau 4
	Secteur commercial	Tableau 5
	Secteur des transports	Tableau 6
	Demande Industriel par Industrie	Tableau 7
Secteurs de conversions	Raffineries	Tableau 8
	Électricité: Demande et offre d'électricité	Tableau 9
	Génération par région	Tableau 10
Producteurs d'énergie	Industries pétrolière et gazière	Tableau 11
Besoins totales énergétiques	Secteurs d'utilisation finale	Tableau 12
	Industries de conversion	Tableau 13
	Producteurs d'énergie	Tableau 14
Energie total	Energie primaire	Tableau 15
Production et disposition	Pétrole	Tableau 16
	Gaz naturel	Tableau 17
	Charbon	Tableau 18
	Renouvelable	Tableau 19
Émission de GES	Émissions par gaz, par secteur	Tableau 20
	Émissions par secteur	Tableau 21
	Émissions par province	Tableau 22
Autres	Facteurs de conversions et emissions	

Note: Les données historiques sont présentées à titre de référence seulement.

Le couleur ombragée est différente pour les données qui ont été estimées par NRCan.

Tableau 1
Hypothèses Macroéconomiques

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Indicateurs macroéconomiques								
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)	707 669	772 842	945 783	1 044 329	1 083 748	1 237 464	1 383 942	1 552 200
Revenus disponible des particuliers (\$1997 Millions)	528 022	536 469	607 318	674 780	703 369	819 783	914 251	1 018 779
Revenus disponible des particuliers par capita (\$1997 Milliers)	19,10	18,30	19,80	21,10	21,90	24,50	26,30	28,40
Taux de chômage (pourcentage)	8,10	9,40	6,80	7,70	7,70	7,70	7,50	6,60
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)								
Agriculture, chasse, pêche et foresterie	21 000	20 993	22 997	23 181	23 681	24 690	26 571	27 993
Mines	26 921	32 602	34 107	36 314	37 649	44 326	49 011	51 324
Pétrole et gaz	15 795	21 030	20 309	21 828	22 162	27 067	30 155	31 552
Charbon	1 103	1 111	1 227	1 124	1 126	1 197	1 267	1 329
Métaux (mines)	5 739	5 052	5 347	4 484	5 389	5 938	5 961	5 865
Autres (mines)	4 556	5 476	7 225	8 879	8 974	10 125	11 629	12 580
Compagnies de services publics	22 513	25 011	26 474	26 006	26 579	29 048	31 834	34 408
Construction	48 156	39 310	48 461	57 154	59 535	63 089	69 292	74 957
Manufacturier	117 566	132 124	179 827	179 990	185 708	208 705	228 877	253 683
Pâtes et papiers	8 356	8 661	10 357	10 510	10 138	9 594	10 019	10 382
Raffineries	1 173	1 235	1 264	1 357	1 338	1 550	1 709	1 832
Chimique	11 368	12 743	14 919	17 150	16 936	18 706	20 172	21 473
Ciment	703	566	505	580	544	683	776	845
Fer et acier	4 213	4 637	5 274	4 958	5 090	5 745	6 133	6 592
Aluminium	1 590	1 774	2 692	2 920	3 471	3 740	3 857	3 949
Autres - Fonte et affinage, non - ferreux	1 105	1 330	1 911	1 592	1 991	2 314	2 316	2 309
Manufacturier - autres	90 163	102 508	144 816	142 515	148 191	168 687	186 211	208 610
Services	470 991	522 850	633 918	721 685	750 596	867 605	978 356	1 109 834
Total	707 147	772 890	945 784	1 044 330	1 083 748	1 237 463	1 383 941	1 552 199
Production brute (\$1997 millions) - note 1								
Agriculture, chasse, pêche et foresterie	42 985	48 806	53 547	56 931	58 201	60 841	65 575	69 031
Mines	46 338	47 964	71 613	77 342	80 174	95 016	104 692	109 352
Pétrole et gaz	26 134	27 432	48 037	53 440	54 257	66 267	73 825	77 245
Charbon	1 694	1 712	1 816	2 337	2 360	2 433	2 505	2 568
Métaux	10 508	9 336	9 393	9 157	10 972	12 113	12 179	12 014
Non - métaux mines	8 002	9 483	12 367	12 408	12 585	14 204	16 184	17 525
Compagnies de services publics	26 708	30 903	32 194	33 822	34 559	37 863	41 611	44 922
Construction	113 255	95 105	113 720	135 855	141 401	148 648	163 460	175 906
Manufacturier	347 336	424 760	585 819	595 748	612 522	695 199	765 460	863 130
Pâtes et papiers	28 362	35 328	37 192	37 360	36 556	35 455	36 808	38 128
Raffineries	20 733	18 927	30 299	32 647	32 194	37 284	41 122	44 076
Chimique	29 381	34 150	41 204	43 459	42 639	47 236	50 776	53 765
Ciment	1 158	1 018	1 327	1 734	1 786	1 946	2 227	2 483
Fer et Acier	10 296	12 551	13 176	14 934	15 099	17 097	18 247	19 536
Aluminium	4 052	5 050	6 633	5 275	6 271	6 757	6 968	7 134
Autres - Fonte et affinage, non - ferreux	5 404	7 263	9 152	7 678	9 607	11 161	11 171	11 136
Manufacturier - autres	258 081	323 320	461 548	467 175	478 177	549 424	609 312	698 008
Services	794 682	791 361	1 016 797	1 130 845	1 175 258	1 355 282	1 529 701	1 742 322
Total	1 371 304	1 438 899	1 873 690	2 030 543	2 102 115	2 392 849	2 670 499	3 004 663
Surface de plancher commercial								
Surface de plancher commercial (millions de m ²)	466	509	543	580	592	661	735	825
Population et population active (milliers)								
Population	27 698	29 302	30 689	31 905	32 177	33 480	34 700	35 818
Ménages	10 064	10 922	11 731	12 424	12 634	13 547	14 385	15 161
Population active	14 241	14 750	15 999	17 301	17 553	18 393	18 949	19 454
Emploi, non - agricole	13 084	13 357	14 910	15 963	16 206	16 983	17 531	18 169
Indicateurs monétaires								
Indice pour PIB (1997=100)	0,892	0,971	1,057	1,154	1,171	1,244	1,336	1,391
Indice des prix à la consommation (1992=100)	93,3	104,2	113,5	123,6	126,1	136,8	147,0	157,9
Taux industriel AAA (%)	11,9	9,0	7,1	6,5	6,7	8,9	8,0	7,9
Variables internationales								
Taux de change nominal (\$/SEU)	1,17	1,37	1,49	1,3	1,22	1,21	1,23	1,16
PIB des É.U. (\$ EU 1996 milliards)	6 708	7 544	9 191	10 205	10 635	12 248	14 200	16 251

Note 1: Les données sur le produit brut dans cette table se réfèrent aux secteurs à deux et à trois chiffres, tels que définis dans le SCIAN, alors que les données dans le texte sur l'industrie se réfèrent aux secteurs tels que définis dans la publication Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie de Statistique Canada

Tableau 2
Hypothèses macroéconomiques - taux de croissance annuel moyen

	1990-1995	1995-2000	2000-2005	2005-2010	2010-2015	2015-2020
----- Projection -----						
Indicateurs macroéconomiques						
Produit intérieur brut	1,8	4,1	2,8	2,7	2,3	2,3
Revenus disponible des particuliers	0,3	2,5	3,0	3,1	2,2	2,2
Revenus disponible des particuliers par capita	-0,9	1,6	2,0	2,3	1,4	1,5
Produit intérieur brut						
Agriculture, chasse, pêche et foresterie	0,0	1,8	0,6	0,8	1,5	1,0
Mines	3,9	0,9	2,0	3,3	2,0	0,9
Compagnies de services publics	2,1	1,1	0,1	1,8	1,8	1,6
Construction	-4,0	4,3	4,2	1,2	1,9	1,6
Manufacturier	2,4	6,4	0,6	2,4	1,9	2,1
Pâtes et papiers	0,7	3,6	-0,4	-1,1	0,9	0,7
Raffineries	1,0	0,5	1,1	3,0	2,0	1,4
Chimique	2,3	3,2	2,6	2,0	1,5	1,3
Ciment	-4,2	-2,3	1,5	4,7	2,6	1,7
Fer et acier	1,9	2,6	-0,7	2,5	1,3	1,5
Aluminium	2,2	8,7	5,2	1,5	0,6	0,5
Autres - Fonte et affinage, non - ferreux	3,8	7,5	0,8	3,1	0,0	-0,1
Manufacturier - autres	2,6	7,2	0,5	2,6	2,0	2,3
Services publics	2,1	3,9	3,4	2,9	2,4	2,6
Total	1,8	4,1	2,8	2,7	2,3	2,3
Production brute						
Agriculture, chasse, pêche et foresterie	2,6	1,9	1,7	0,9	1,5	1,0
Mines	0,7	8,3	2,3	3,5	2,0	0,9
Compagnies de services publics	3,0	0,8	1,4	1,8	1,9	1,5
Construction	-3,4	3,6	4,5	1,0	1,9	1,5
Manufacturier	4,1	6,6	0,9	2,6	1,9	2,4
Pâtes et papiers	4,5	1,0	-0,5	-0,5	0,8	0,7
Raffineries	-1,8	9,9	1,2	3,0	2,0	1,4
Chimique	3,1	3,8	0,7	2,1	1,5	1,2
Ciment	-2,5	5,4	6,1	1,7	2,7	2,2
Fer et Acier	4,0	1,0	2,8	2,5	1,3	1,4
Aluminium	4,5	5,6	-1,1	1,5	0,6	0,5
Autres - Fonte et affinage, non - ferreux	6,1	4,7	1,0	3,0	0,0	-0,1
Manufacturier - autres	4,6	7,4	0,7	2,8	2,1	2,8
Services	-0,1	5,1	2,9	2,9	2,5	2,6
Total	1,0	5,4	2,3	2,6	2,2	2,4
Surface de plancher commercial						
Surface de plancher commercial	1,8	1,3	1,7	2,2	2,1	2,4
Population et population active (milliers)						
Population	1,1	0,9	1,0	0,8	0,7	0,6
Ménages	2,0	1,4	1,6	1,4	1,2	1,1
Population active	0,7	1,6	1,9	0,9	0,6	0,5
Emploi, non - agricole	0,4	2,2	1,7	0,9	0,6	0,7
Variables internationales						
PIB des E.U. (\$1996EU)	2,4	4,0	2,1	2,9	3,0	2,7

Tableau 3
Prix du pétrole brut et du gaz naturel

	1990	1995	2000	----- Projection -----			
				2005	2010	2015	2020
<u>Prix du pétrole brut (\$2003/baril)</u>							
Prix internationaux (Cushing OK)							
West - Texas Int. (\$2003EU)				60,00	45,00	45,00	45,00
West - Texas Int. (\$2003Can)				70,20	52,65	52,20	49,50
Prix canadien (\$2003Can / baril)							
Lourds - bitumes				56,34	36,26	35,81	33,28
Mélange bitumineux				56,76	42,16	41,89	39,71
Léger - pétrole synthétique				72,21	53,03	52,68	49,95
Diluants - pentanes plus				70,10	52,65	52,30	49,59
<u>Prix du gaz naturel (\$2003Can / GJ)</u>							
Tête de puits en Alberta				7,98	7,33	6,43	6,48

Note: Prix du gaz naturel sont endogène.

Tableau 4
Secteur résidentiel

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Activité								
Total de ménages (milliers)	10 064	10 922	11 731	12 424	12 634	13 547	14 385	15 162
Moyenne de surface de plancher (m ² par ménage)	121	124	127	132	135	137	139	142
Consommation d' énergie par combustible (pétajoules)								
Gaz naturel	528,4	630,5	644,8	651,1	632,2	657,6	684,1	710,8
Électricité	467,4	473,8	497,6	543,7	552,9	591,7	633,1	670,5
Mazout de chauffage	186,8	138,9	133,1	106,3	97,6	100,8	102,0	107,5
Bois	84,9	92,5	104,1	108,0	108,6	105,6	105,8	108,0
Propane	19,9	14,5	11,3	11,4	10,6	11,1	11,4	12,5
Total	1 287,4	1 350,1	1 391,0	1 420,4	1 402,0	1 466,8	1 536,5	1 609,4
Consommation d' énergie par usage (pétajoules)								
Chauffage des locaux					678,7	707,9	733,8	766,1
Bois (chauffage)					108,6	105,6	105,8	108,0
Climatisation des locaux					12,2	13,9	16,2	19,6
Chauffage de l' eau					314,5	327,9	343,3	355,0
Éclairage					74,1	83,0	90,1	94,6
Appareils et autres utilisations					213,9	228,6	247,3	266,2
Total					1 402,0	1 466,8	1 536,5	1 609,4
Intensité énergétique (gigajoule par ménage)								
	128	124	119	114	111	108	107	106

Tableau 5
Secteur commercial

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Activité								
Surface de plancher (million m ²)								
Restante					572,2	639,5	710,9	797,3
Ajouts nouveaux					20,2	21,3	23,9	28,2
Total	465,9	508,8	543,4	579,7	592,3	660,9	734,8	825,5
Consommation d' énergie par combustible (pétajoules)								
Gaz naturel	387,1	427,6	503,2	514,1	471,6	542,0	627,3	692,4
Électricité	390,1	421,2	453,0	481,6	493,4	569,1	646,9	729,1
Mazout léger	62,0	61,2	60,4	91,5	85,3	92,7	95,3	100,2
Propane	16,1	41,8	36,1	34,5	41,0	40,3	44,4	48,2
Mazout lourd	11,4	8,6	19,8	48,8	45,6	51,5	56,9	64,1
Charbon	0,2	0,0	0,1	0,0	0,4	0,5	0,5	0,6
Total	866,8	960,4	1 072,5	1 170,5	1 137,3	1 296,0	1 471,3	1 634,7
Consommation d' énergie par usage (pétajoules)								
Chauffage des locaux					490,7	553,2	623,8	680,2
Climatisation des locaux					63,6	70,8	78,5	86,5
Chauffage de l' eau					101,7	115,6	131,6	145,5
Ventilation					72,9	80,6	86,6	93,0
Éclairage					186,2	220,8	255,7	285,0
Autres (cuisine, réfrigération, équipement d'office, etc.)					222,1	254,9	295,1	344,4
Total					1 137,3	1 296,0	1 471,3	1 634,7
Intensité énergétique (G.J /m²)								
	1,86	1,89	1,97	2,02	1,92	1,96	2,00	1,98

Tableau 6
Secteur des transports

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Indicateurs clés								
Revenu disponible (1997\$ milliards)	528,0	536,5	607,3	674,7	703,4	819,8	914,3	1 018,8
Population en âge de conduire (millions)	21,6	22,9	24,4	25,6	25,9	27,4	28,5	29,5
Niveaux de déplacements (milliers)								
Véhicule léger	242,0			322,0	326,7	387,4	435,8	485,4
Camions marchandises > 3855 Kgs (vkt)					51,4	59,7	67,5	76,6
Transport aérien (sièges km disponible)					133,6	182,6	211,5	247,1
Transport ferrovière (tonne Km voyagé)					329,0	356,8	385,4	411,1
Transport Maritime					139,8	156,4	170,5	180,6
Ventes de véhicules (milliers)								
Nouvelles voitures	884,0	670,0	849,0	820,0	868,2	948,6	1 027,9	1 101,1
Nouvelles camionnettes légères	384,0	401,0	636,0	720,0	732,4	783,2	870,3	973,0
Nouveaux camions (poids moyens et lourds)			120,4	71,2	97,9	100,1	105,5	119,3
Parc de véhicules (millions)								
Automobiles	11,0	11,1	10,8	11,3	11,4	12,0	13,0	14,0
Camionnettes	3,7	4,6	6,0	6,8	7,1	8,1	8,8	9,8
Camions, poids moyen et lourd					1,2	1,3	1,5	1,6
Total					19,6	21,4	23,3	25,4
Consommation par mode (PJ)								
Routier	1 440,1	1 570,9	1 759,8	1 926,5	1 906,4	2 145,6	2 292,7	2 460,1
Véhicule légers					1 247,2	1 406,7	1 490,6	1 592,6
- Automobiles					611,1	686,5	737,5	786,5
- Camionnettes					636,0	720,0	753,0	805,9
- Motocyclettes					0,1	0,2	0,2	0,2
Camions marchandises					587,9	664,9	727,5	793,2
- Moyen					179,5	208,7	234,7	265,7
- Lourd					408,4	456,2	492,8	527,5
Autobus	61,1	67,7	64,5	68,3	71,3	74,1	74,5	74,3
Autres modes (non-routiers)								
Aérien	185,0	187,3	242,5	249,1	243,7	306,7	330,8	358,2
- Aviation générale					28,8	32,3	33,1	34,7
- Transporteurs canadiens					119,5	158,3	173,3	190,6
- Transporteurs étrangers					48,9	62,2	66,0	70,7
- Transporteurs marchandises					46,5	53,9	58,4	62,2
Maritime	107,3	101,7	114,0	114,2	122,5	133,6	144,2	152,8
- Livraison intérieure					73,4	80,7	86,4	89,8
- International					49,1	52,9	57,8	63,0
Récréations	53,3	62,4	80,0	97,8	105,4	116,7	120,0	121,4
Ferrovier	92,5	83,9	86,2	78,5	77,0	78,6	79,9	80,4
- Fret					69,2	69,6	69,8	69,1
- Passager					7,8	9,0	10,1	11,3
Lubrifiants	12,2	6,7	9,0	9,2	11,4	13,5	15,2	16,9
Gazoducs - gaz naturel	133,1	232,9	219,0	165,4	184,7	180,8	181,5	178,1
Pipelines - électricité	8,7	11,0	13,2	10,7	11,7	12,0	12,2	12,2
Total - utilisation d'énergie	2 032,2	2 256,7	2 523,6	2 651,4	2 662,9	2 987,5	3 176,5	3 380,1
Consommation de l'énergie par combustible (PJ)								
Essence automobile	1 120,4	1 174,6	1 290,5	1 378,5	1 370,9	1 513,5	1 601,5	1 706,8
Mazout léger(diesel)	470,4	549,8	659,1	745,7	747,3	839,0	906,2	971,8
Carburacteur	181,9	183,2	235,9	246,2	240,3	303,3	327,5	354,9
Combustible résiduel	60,1	56,6	67,8	69,1	71,4	77,6	84,0	89,6
Essence d'aviation	5,5	4,1	3,4	2,9	3,4	3,3	3,3	3,3
Gaz de pétrole liquéfié	35,4	32,8	15,9	12,7	11,2	10,7	11,0	11,8
Lubrifiants	12,2	6,7	9,0	9,2	11,4	13,5	15,2	16,9
Sous-total pétrolier	1 886,0	2 007,7	2 281,6	2 464,2	2 455,8	2 760,9	2 948,6	3 155,1
Éthanol			4,6	5,8	6,0	29,0	29,0	29,0
Électricité	3,1	3,0	3,1	3,5	3,0	3,5	3,9	4,3
Gazoducs - gaz naturel	133,1	232,9	219,0	165,4	184,7	180,8	181,5	178,1
Pipelines - électricité	8,7	11,0	13,2	10,7	11,7	12,0	12,2	12,2
Gaz naturel comprimé	1,4	2,2	2,2	1,8	1,7	1,3	1,2	1,3
Total - utilisation d'énergie	2 032,2	2 256,7	2 523,6	2 651,4	2 662,9	2 987,5	3 176,5	3 380,1
Indicateurs d'efficacité énergétique								
Nouvelles voitures (L/100 km)	8,2	7,9	7,8	7,8	7,8	7,3	7,2	7,1
Nouvelles camionnettes (L/100 km)	11,4	11,5	11,1	11,0	11,0	9,7	9,3	9,0
Efficacité moyenne sur route								
Voiture L/100 km	10,7	10,3	9,9	9,2				
Camionnette L/100 km	15,4	14,9	14,9	13,5	13,5	12,0	10,9	10,5
Camion, poids moyen L/100 km	27,3	26,8	26,2	26,0	25,3	24,9	24,7	24,5
Camion, poids lourd L/100 km	45,0	42,3	40,2	39,0	38,0	37,1	35,6	33,8
Chemin de fer Tkm/PJ					4,4	4,7	5,1	5,5
Maritime Tkm/mille PJ					1,9	1,9	2,0	2,0
Avions Siège-km/l					23,5	25,2	26,9	28,9
Différents indicateurs								
"VKT" par véhicule	16434,0			17718,0	17 694	19 290	19 985	20 421
Véhicule par chauffeur	0,7	0,7	0,7	0,7	0,71	0,73	0,76	0,81

Tableau 7
Demande Industriel par industrie
(Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Agriculture								
Électricité	31	34	35	36	38	39	41	42
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	28	30	33	27	25	26	27	27
Produits pétroliers raffinés	140	145	165	145	172	176	183	189
Total - utilisation finale d'énergie	199	209	232	209	236	241	250	259
Usage non - énergétique (huiles et graisses)	1	3	2	1	2	2	2	2
Total - énergie et usage non-énergétique	201	212	234	210	238	243	252	261
Forestier								
Produits pétroliers raffinés	8	8	16	23	18	17	18	18
Total - utilisation finale d'énergie	8	8	16	23	18	17	18	18
Usage non - énergétique (huiles et graisses)	1	1	1	1	1	1	1	1
Total - énergie et usage non-énergétique	9	9	17	24	19	18	19	19
Mines de charbon (CB, AB, SK)								
Achats d'électricité					2	2	2	2
Gaz naturel et liquides du gaz naturel					2	2	2	2
Produits pétroliers raffinés					6	6	6	6
Charbon et coke					6	6	6	6
Total - utilisation finale d'énergie					16	16	16	16
Total - énergie et usage non-énergétique					16	16	16	16
Mines (autres)								
Achats d'électricité	57	51	47		53	57	58	58
Génération - Hydro Électricité					1	1	1	1
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	35	37	36		36	39	42	45
Produits pétroliers raffinés	43	41	39		44	47	47	46
Charbon et coke	9	7	8		8	9	8	8
Total - utilisation finale d'énergie	145	137	129		141	153	156	158
Usage non - énergétique (huiles et graisses)	3	3	4		5	6	6	7
Total - énergie et usage non-énergétique	148	140	133		146	159	162	165
Construction								
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	27	16	17	22	21	21	22	23
Produits pétroliers raffinés	40	33	33	38	38	38	41	43
Total - utilisation finale d'énergie	67	49	50	60	59	60	64	67
Usage non - énergétique (asphalte)	111	95	109	112	121	127	140	150
Total - énergie et usage non-énergétique	178	144	158	172	180	187	203	217
Fonte et affinage (CB, ON, QC, NB)								
Achats d'électricité					36	39	37	37
Génération - Hydro Électricité					6	6	6	6
Gaz naturel et liquides du gaz naturel					18	19	19	18
Produits pétroliers raffinés					3	3	3	3
Charbon et coke					11	12	11	11
Total - utilisation finale d'énergie					73	78	76	75
Total - énergie et usage non-énergétique					73	78	76	75
Aluminium (QC, CB)								
Achats d'électricité					74	84	85	86
Génération - Hydro Électricité					81	81	81	81
Gaz naturel et liquides du gaz naturel					6	7	7	7
Produits pétroliers raffinés					2	2	2	2
Total - utilisation finale d'énergie					163	174	175	175
Usage non - énergétique (coke de pétrole)					62	66	67	67
Total - énergie et usage non-énergétique					226	240	241	242
Papier (CB, AB, ON, QC, Atl.)								
Achats d'électricité	172	196	216	218	11	11	11	11
Génération - Hydro Électricité					117	107	105	104
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	109	129	119	78	54	50	48	47
Produits pétroliers raffinés	107	64	63	67	2	1	1	1
Charbon et coke	3	1	1	2	464	457	477	495
Renouvelable	351	435	494	507				
Total - utilisation finale d'énergie	742	826	893	871	815	783	796	811
Total - énergie et usage non-énergétique	742	826	893	871	815	783	796	811

Table 7 (cont'd)
Demande Industriel par Industries
 (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Chimique (CB, AB, ON, QC)								
Électricité	62	63	63	60	56	55	58	60
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	130	150	140	110	106	112	118	124
Produits pétroliers raffinés	5	6	5	7	5	5	5	5
Total - utilisation finale d'énergie	198	220	208	176	166	173	181	189
Non-combustion charges d'alimentations	263	307	304	304	259	294	317	334
Total - énergie et usage non-énergétique	461	527	512	481	425	466	498	523
Ciment (BC, AB, ON, QC)								
Achats d'électricité	7	7	7	7	8	8	9	10
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	16	15	12	2	1	1	1	1
Produits pétroliers raffinés	11	12	11	20	21	22	25	27
Charbon et coke	25	24	31	32	34	36	40	43
Renouvelable					4	4	4	5
Total - utilisation finale d'énergie	58	58	60	60	67	71	79	86
Total - énergie et usage non-énergétique	58	58	60	60	67	71	79	86
Fer et acier (OC, ON)								
Achats d'électricité	27	28	32	32	35	36	38	39
Génération - Hydro Électricité					1	1	1	1
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	54	77	81	68	87	89	91	94
Produits pétroliers raffinés	12	9	8	9	8	8	8	9
Charbon et coke	120	124	126	129	130	127	130	133
Total - utilisation finale d'énergie	213	238	247	238	261	262	268	276
Total - énergie et usage non-énergétique	213	238	247	238	261	262	268	276
Manufacturier - autres								
Achats d'électricité	139	149	176	168	150	157	162	173
Génération - Hydro électricité					15	15	15	15
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	412	408	432	441	380	395	407	435
Produits pétroliers raffinés	44	38	41	36	44	46	47	49
Charbon et coke	10	10	12	16	24	25	26	28
Renouvelable	15	14	18	19	16	16	16	16
Total - utilisation finale d'énergie	621	619	679	680	630	655	673	717
Non-combustion (Divers)	42	55	59	66	82	94	104	117
Total - énergie et usage non-énergétique	663	675	738	746	713	749	777	834

Demande industrielle
 (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Total industriel								
ajusté pour co-génération et usage non-énergétique								
Achats d'électricité	486	535	596	544	619	634	643	659
Gaz naturel	812	869	879	772	804	824	847	888
Produits pétroliers raffinés	426	374	408	382	408	415	427	438
Charbon et coke	179	179	190	186	214	215	222	230
Renouvelable hydro	112	118	112	119	115	115	115	115
Renouvelable - biomasse	378	460	531	552	484	477	497	516
Non - combustion	447	501	521	522	532	590	636	679
TOTAL	2 840	3 036	3 237	3 078	3 176	3 270	3 386	3 525
Autres usages non-énergétiques	226	251	260	487	400	400	400	400
TOTAL	3 066	3 288	3 497	3 565	3 576	3 670	3 786	3 925

Notes:

1. Industrie exclue les raffineries et l'industrie pétrolière et gazière.
2. Les données historiques incluent d'autres usage non-énergétique que ceux modélisés
3. La demande de l'industrie a été ajustée afin de refléter l'usage d'énergie nécessaire à sa propre génération d'électricité.
4. La demande de 2004 pour les "autres" mines n'est pas disponible.
5. La demande historique pour le ciment est à l'échelle national, alors que la prévision ne représente que le Québec, l'Ontario, l'Alberta et la Colombie-Britannique.
6. La demande historique totale exclue la consommation des mines de charbon.
7. La demande totale de 2004 exclue la consommation des "autres" mines.

Tableau 8A
Secteurs de conversions - raffineries
Approvisionnement des raffineries - 1000 mètre cubes (m³)/cd

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Pétrole brut étranger								
Condensat			0,4		2,5	0,0	0,0	0,0
Léger (avec peu de soufre)			73,2		84,5	52,9	32,5	41,7
Léger (sulfureux)			24,4		21,3	0,0	0,0	0,0
Moyen (sulfureux)			34,6		39,6	65,8	71,7	65,6
Lourd (sulfureux)			4,8		0,0	15,7	18,6	19,5
Très lourd			7,5		7,2	16,6	17,4	18,4
Total	85,4	93,9	144,9	149,0	155,0	150,9	140,1	145,2
Pétrole brut canadien								
Léger (avec peu de soufre)			52,2		42,6	11,8	10,3	14,3
Léger (sulfureux)			11,4		20,7	1,3	0,4	0,3
Moyen (sulfureux)			0,1		0,0	0,0	0,0	0,0
Lourd (sulfureux)			2,4		2,2	7,4	6,4	3,9
Très lourd			26,9		24,7	146,3	181,1	191,3
Synthétique			36,9		19,4	0,0	0,0	0,0
Total	161,8	146,2	129,9	151,0	109,6	166,8	198,1	209,8
Produits non finis		24,5	21,7	15,0	6,0	6,3	7,1	15,0
Total approvisionnement des raffineries	247,1	264,7	296,4	315,0	270,6	324,0	345,3	370,0
Capacité du raffinage	313,7	283,8	304,8	321,5	324,4	340,0	368,0	408,0
Taux d'utilisation des raffineries (%)	79	85	90	93	82	93	92	87

Tableau 8B
Secteurs de conversions - raffineries
Approvisionnement des raffineries (Milliers barils par jour)

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Pétrole brut étranger								
Condensat			2		16	0	0	0
Léger (avec peu de soufre)			461		532	333	205	263
Léger (sulfureux)			154		134	0	0	0
Moyen (sulfureux)			218		249	414	451	413
Lourd (sulfureux)			30		0	99	117	123
Très lourd			47		45	105	110	116
Total	538	591	913	939	977	951	883	915
Pétrole brut canadien								
Léger (avec peu de soufre)			329		268	74	65	90
Léger (sulfureux)			72		131	8	3	2
Moyen (sulfureux)			1		0	0	0	0
Lourd (sulfureux)			15		14	46	40	24
Très lourd			169		156	922	1 141	1 205
Synthétique			232		122	0	0	0
Total	1 019	921	818	951	690	1 051	1 248	1 322
Produits non finis		155	136	95	38	40	44	95
Total approvisionnement des raffineries	1 557	1 667	1 868	1 985	1 705	2 041	2 176	2 331
Capacité du raffinage	1 977	1 788	1 920	2 025	2 044	2 142	2 318	2 570
Taux d'utilisation des raffineries (%)	79	85	90	93	82	93	92	87

Besoins énergétiques
(Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Produits tirés du pétrole (1)	247,0	213,0	228,0	269,0	174,2	307,7	332,0	404,4
Gaz naturel	65,0	55,0	68,0	76,0	136,3	94,0	111,3	76,4
Achats d'électricité (2)	20,0	18,0	20,0	22,0	5,0	7,5	12,0	14,0
Total	332,0	286,0	316,0	367,0	315,5	409,2	455,2	494,9

Notes: 1. Produits incluent gaz de distillation, coke et autres produits pétroliers.

2. Achats d'électricité réferent à l'électricité produite et vendue par les compagnies de services publics

Tableau 9
Demande et offre d'électricité

	1990	1995	2000	2004	-----Projection-----			
					2005	2010	2015	2020
Ventes d'électricité (TW-h)								
Résidentiel	129,8	131,6	138,2	151,0	153,6	164,4	175,9	185,7
Commercial /autre	108,4	116,8	125,8	133,8	137,1	158,1	179,7	202,5
Achats de l'industrie	147,9	147,3	163,9	169,4	172,0	176,2	178,6	183,0
Producteurs de pétrole et gaz et raffineurs	15,0	19,4	23,2	20,0	21,1	19,7	18,7	17,0
Transport (incl. pipelines)	3,3	3,9	4,5	3,9	4,1	4,3	4,5	4,6
Ventes totales	404,4	419,1	455,7	478,0	487,8	522,6	557,3	592,9
Importations internationales	17,8	7,4	15,3	22,8	18,2	18,2	17,6	17,6
Exportations internationales	18,1	43,4	51,0	33,2	35,5	36,1	33,0	31,8
Auto - consommation et pertes (calculés)	22,0	40,7	50,3	44,1	49,6	49,1	46,3	44,7
Génération requise des utilités.	426,7	495,8	541,7	532,5	554,7	589,6	619,1	651,8
Capacité totale (gigawatts)								
Charbon	19,0	21,2	17,5	16,9	16,2	15,7	13,4	11,0
Autre combustible thermique	7,9	7,5	7,7	7,6	7,7	7,7	6,9	6,9
Cycle combiné	0,0	0,0	0,3	3,2	4,2	6,1	6,9	11,1
Turbine à combustion	2,4	3,8	4,1	5,6	5,8	5,8	7,5	10,3
Puissance nucléaire	13,1	16,4	10,6	12,8	12,4	11,4	10,5	11,4
Renouvelable	54,4	60,8	63,5	67,5	66,7	72,1	78,0	80,3
Hydro - électricité	54,4	60,8	63,1	66,4	65,3	67,6	69,1	70,5
Éolien	0,0	0,0	0,1	0,4	0,7	3,5	7,6	8,5
Autres	0,0	0,0	0,3	0,7	0,7	1,0	1,2	1,2
Total	96,7	109,6	103,6	113,5	113,0	118,9	123,2	131,0
Génération par type de combustible (TWh)								
Charbon	76,8	81,6	109,9	95,2	92,2	107,8	95,0	79,2
Produits pétroliers	13,6	8,5	11,7	18,8	9,8	11,3	12,3	11,9
Gaz naturel	4,6	13,7	24,9	23,0	19,0	20,4	44,7	80,1
Nucléaire	68,8	92,3	68,7	85,2	90,2	84,7	79,8	83,5
Renouvelables	262,9	299,8	326,6	310,3	343,4	365,5	387,3	397,1
Hydro - électricité	262,9	299,8	323,7	304,5	336,5	348,8	357,5	364,7
Éolien	0,0	0,0	0,3	1,0	1,8	9,1	21,0	23,5
Biomasse et autres	0,0	0,0	2,5	4,8	5,1	7,5	8,8	8,8
Génération Totale	426,7	495,8	541,7	532,5	554,7	589,6	619,1	651,8
Combustibles requis (PJ)								
Renouvelables (Hydro, Éolien et Autres (3.6 MJ/KW)	946,6	1 079,2	1 175,7	1 117,1	1 236,3	1 315,7	1 394,3	1 429,4
Nucléaire(11.6 MJ/KWh)	797,6	1 070,7	796,6	988,8	1 046,4	982,3	925,2	969,2
Charbon	874,1	908,8	1 187,6	1 092,7	1 012,0	1 163,9	1 023,4	865,7
Gaz naturel	51,8	139,0	255,8	250,7	206,2	216,9	405,0	659,0
Produits pétroliers	147,9	87,9	115,8	200,0	117,8	134,2	146,1	142,0
Total	2 818,0	3 285,6	3 531,5	3 649,3	3 618,6	3 813,0	3 894,0	4 065,3
Efficacité des usines thermiques								
Nucléaire	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Charbon	0,32	0,32	0,33	0,31	0,33	0,33	0,33	0,33
Gaz naturel	0,32	0,35	0,35	0,33	0,33	0,34	0,40	0,44
Produits pétroliers	0,33	0,35	0,36	0,34	0,30	0,30	0,30	0,30
Taux moyen d' utilisation (%)								
Renouvelables	55	56	59	53	59	58	57	56
Nucléaire	60	64	74	76	83	85	86	84
Charbon	46	44	72	64	65	79	81	82
Gaz naturel					52	38	74	83

Tableau 10
Production d'électricité par région et source
(milliard KWh)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Nouvelle-Écosse								
Charbon	5,8	7,0	9,0	7,6	8,7	10,1	10,9	11,8
Produits pétroliers	2,2	1,3	1,5	3,8	1,3	0,1	0,1	0,1
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,6	0,7
Renouvelables	1,1	0,9	0,9	1,1	1,4	2,1	2,1	2,1
Total	9,1	9,2	11,3	12,6	11,5	12,6	13,6	14,8
Île-du-Prince-Édouard								
Produits pétroliers	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Renouvelables	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,4	0,4
Total	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4	0,5	0,5
Nouveau-Brunswick								
Charbon	1,3	3,4	3,6	3,0	3,0	3,6	3,3	3,5
Produits pétroliers	5,9	4,3	7,4	8,2	6,3	6,4	7,4	7,3
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,6	1,4	1,6
Nucléaire	5,3	1,6	4,0	4,3	4,7	4,7	4,7	4,7
Renouvelables	3,5	2,6	3,2	3,0	2,9	3,1	3,8	4,4
Total	16,0	12,0	18,2	19,6	17,4	18,4	20,7	21,6
Terre-Neuve et Labrador								
Produits pétroliers	2,0	1,6	1,0	1,7	0,3	0,9	1,0	1,2
Renouvelables	34,3	35,8	41,8	38,1	40,3	40,4	40,8	40,8
Total	36,3	37,4	42,8	39,8	40,6	41,3	41,8	42,0
Québec								
Produits pétroliers	1,7	0,4	0,8	2,4	0,8	2,7	2,6	2,1
Gaz naturel	0,1	0,3	0,3	0,2	0,0	0,0	0,1	5,6
Nucléaire	4,1	4,5	4,9	4,9	3,1	3,9	2,9	3,6
Renouvelables	112,2	148,3	154,3	147,4	155,3	165,4	175,6	184,4
Total	118,1	153,3	160,4	154,9	159,2	172,0	181,2	195,6
Ontario								
Charbon	26,1	16,7	42,4	27,6	22,6	33,4	20,5	0,0
Produits pétroliers	1,4	0,3	0,5	0,8	0,1	0,1	0,1	0,1
Gaz naturel	0,0	5,7	9,4	7,9	11,0	12,4	35,9	62,0
Nucléaire	59,4	86,2	59,8	76,1	82,4	76,0	72,1	75,3
Renouvelables	38,7	37,5	37,6	40,8	42,2	47,4	49,1	49,1
Total	125,5	146,3	149,7	153,1	158,3	169,4	177,8	186,6
Manitoba								
Charbon	0,3	0,1	0,9	0,3	0,1	0,2	0,1	0,2
Produits pétroliers	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Renouvelables	19,8	29,0	31,5	27,2	31,3	33,3	37,0	37,1
Total	20,2	29,2	32,4	27,6	31,5	33,5	37,1	37,4
Saskatchewan								
Charbon	8,6	11,3	11,8	12,2	11,3	11,6	12,3	13,1
Gaz naturel	0,3	0,5	2,2	3,8	3,4	3,4	3,4	4,0
Renouvelables	4,2	4,1	3,0	2,9	3,5	4,0	4,1	4,1
Total	13,1	15,9	17,1	18,9	18,2	19,0	19,9	21,2
Alberta								
Charbon	34,7	43,1	42,2	44,6	46,5	49,0	47,8	50,5
Produits pétroliers	0,0	0,0	0,0	1,5	0,1	0,1	0,1	0,1
Gaz naturel	2,9	2,6	9,1	6,8	2,8	1,9	3,0	5,1
Renouvelables	2,1	2,2	2,2	3,8	3,6	3,7	3,7	3,7
Total	39,6	47,9	53,6	56,7	53,1	54,7	54,6	59,4
Colombie-Britannique								
Produits pétroliers	0,1	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Gaz naturel	1,3	4,7	3,9	2,9	1,3	1,7	0,4	1,0
Renouvelables	46,4	38,9	51,3	45,5	62,3	65,2	70,2	70,4
Total	47,8	43,6	55,2	48,5	63,8	67,1	70,7	71,6
Territoires								
Produits pétroliers	0,3	0,4	0,2	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelables	0,6	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
Total	0,9	0,9	0,7	0,8	1,1	1,1	1,1	1,1

Tableau 11
Consommation d'énergie de l'industrie pétrolière et gazière
 (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Producteurs du gaz naturel								
Production								
Gaz naturel					230,4	228,2	216,4	181,5
Électricité					0,0	0,0	0,0	0,0
Transformation								
Gaz naturel					263,1	245,9	228,0	183,4
Électricité					13,6	12,6	10,4	7,7
LGN					49,0	45,9	42,5	34,2
Torchage								
Gaz naturel					14,0	12,5	11,5	9,3
Producteurs du pétrole brut								
Léger et Moyen								
Diesel					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel					60,3	56,6	55,3	49,7
Électricité					41,1	33,6	28,8	24,7
Torchage (Gas naturel)					38,9	31,5	27,3	22,6
Conventionnel lourd								
Diesel					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel					31,7	29,1	24,7	18,5
Électricité					13,0	11,3	9,2	6,9
Torchage (Gas naturel)					15,1	14,6	12,4	9,3
Bitume								
Diesel					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel					190,5	362,9	430,9	499,0
Électricité					3,1	5,8	6,9	8,0
Torchage (Gas naturel)					6,3	12,0	14,3	16,6
Synthétique (mines)								
Gaz de distillation	82,2	124,6	83,6		110,8	225,7	293,3	339,6
Diesel	5,0	13,2	15,9		21,5	47,2	61,2	71,7
Coke de pétrole	21,3	43,1	48,8		65,9	145,0	187,9	220,1
Gaz naturel	23,5	61,5	74,6		77,4	153,1	199,2	229,5
Autres (entretien, ajustements, etc.)								
Diesel					22,4	22,4	22,4	22,4
Torchage (Gas naturel)					16,5	16,5	16,5	16,5

Consommation totale d'énergie

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Producteurs du gaz naturel								
Gaz naturel					507,5	486,6	455,9	374,3
Électricité					13,6	12,6	10,4	7,7
LGN					49,0	45,9	42,5	34,2
Énergie totale					570,1	545,0	508,8	416,2
Producteurs du pétrole								
Gaz de distillation					110,8	225,7	293,3	339,6
Diesel					21,5	47,2	61,2	71,7
Coke de pétrole					65,9	145,0	187,9	220,1
Gaz naturel					420,1	659,9	764,0	845,2
Électricité					57,2	50,8	44,9	39,6
Énergie Totale					675,4	1 128,6	1 351,3	1 516,3
Autres								
Diesel					22,4	22,4	22,4	22,4
Gaz naturel					16,5	16,5	16,5	16,5
Énergie totale					38,9	38,9	38,9	38,9

Industries pétrolière et gazière (incl. synthétique)

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Gaz de distillation	82,2	124,6	83,5	121,8	110,8	225,7	293,3	339,6
Produits pétroliers	25,8	30,1	40,2	47,1	43,8	69,6	83,6	94,1
Coke de pétrole	21,3	36,3	48,8	75,8	65,9	145,0	187,9	220,1
Gaz naturel	525,9	626,4	890,7	920,5	944,1	1 163,0	1 236,4	1 236,0
Électricité (achats)	54,2	69,9	83,7	0,0	70,8	63,4	55,3	47,4
LGN	34,8	23,6	34,2	48,2	49,0	45,9	42,5	34,2
Énergie totale	744,2	911,0	1 181,0	1 285,4	1 284,5	1 712,6	1 899,0	1 971,3

Tableau 12
Demande d'énergie - Secteurs d'utilisation finale
(Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Résidentiel								
Produits pétroliers	187	139	133	106	98	101	102	107
Gaz naturel (& propane)	548	645	656	662	643	669	696	723
Énergie renouvelable	85	93	104	108	109	106	106	108
Achats d'électricité	467	474	498	544	553	592	633	671
Total des livraisons	1 287	1 350	1 391	1 420	1 402	1 467	1 537	1 609
Commercial								
Produits pétroliers	74	70	80	140	131	144	152	164
Gaz naturel (& propane)	403	469	539	549	513	582	672	741
Achats d'électricité	390	421	453	482	493	569	647	729
Total des livraisons	867	960	1 072	1 171	1 137	1 296	1 471	1 635
Industriel								
Achats d'électricité	486	535	596	544	619	634	643	659
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	812	869	879	772	804	824	847	888
Produits pétroliers raffinés	426	374	408	382	408	415	427	438
Charbon et coke	179	179	190	186	214	215	222	230
Renouvelables - hydro	112	118	112	119	115	115	115	115
Renouvelables - biomasse	378	460	531	552	484	477	497	516
Total des livraisons	2 393	2 536	2 716	2 556	2 644	2 680	2 750	2 845
Non-combustion	673	752	781	1 009	932	990	1 036	1 079
Énergie totale et non énergétique	3 066	3 288	3 497	3 565	3 576	3 670	3 786	3 925
Transport								
Produits pétroliers	1 886	2 008	2 282	2 464	2 456	2 761	2 949	3 155
Gaz naturel	135	235	221	167	186	182	183	179
Électricité	12	14	16	14	15	15	16	17
Énergie renouvelable (éthanol)					6	29	29	29
Total des livraisons	2 032	2 257	2 524	2 651	2 663	2 988	3 177	3 380

Total - utilisation finale
(Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Produits pétroliers	2 573	2 590	2 903	3 093	3 092	3 421	3 629	3 865
Gaz naturel	1 898	2 219	2 295	2 151	2 146	2 257	2 397	2 532
Renouvelables - hydro	112	118	112	119	115	115	115	115
Renouvelables - biomasse	463	553	635	660	598	612	632	653
Charbon	179	179	190	186	214	215	222	230
Usage non-énergétique	673	752	781	1 009	932	990	1 036	1 079
Total (électricité exclue)	5 897	6 411	6 916	7 218	7 098	7 610	8 031	8 474
Achats d'électricité	1 355	1 444	1 563	1 584	1 680	1 810	1 939	2 075
Total	7 252	7 855	8 479	8 802	8 778	9 420	9 970	10 548

Tableau 13
Industries de conversion - Demande d'énergie
(Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Fournisseurs des biocombustibles								
Gaz naturel					6	10	10	10
Générateurs d'électricité								
Produits pétroliers	148	88	116	200	118	134	146	142
Gaz naturel	52	139	256	251	206	217	405	659
Charbon vapeur	874	909	1 188	1 093	1 012	1 164	1 023	866
Puissance nucléaire	798	1 071	797	989	1 046	982	925	969
Renouvelables (hydro, éolienne et autres)	947	1 079	1 176	1 117	1 236	1 316	1 394	1 429
Total	2 818	3 286	3 532	3 649	3 619	3 813	3 894	4 065
Importations d'électricité	64	27	55	82	66	66	63	63
Industrie du raffinage								
Coke					80	139	154	183
Gaz de distillation					85	145	168	184
Autres produits pétroliers					8	24	10	38
Produits du pétrole	247	213	228	269	174	308	332	404
Gaz naturel	65	55	68	76	136	94	111	76
Électricité	20	18	20	22	5	7	12	14
Total	332	286	316	367	316	409	455	495
Total utilisation finale								
Produits pétroliers	395	301	344	469	292	442	478	546
Gaz naturel	117	194	324	327	348	311	516	735
Charbon	874	909	1 188	1 093	1 012	1 164	1 023	866
Puissance nucléaire	798	1 071	797	989	1 046	982	925	969
Énergie renouvelable	947	1 079	1 176	1 117	1 236	1 316	1 394	1 429
Électricité achetée par les raffineries	20	18	20	22	5	7	12	14
Total	3 150	3 572	3 848	4 016	3 940	4 222	4 349	4 560
Importations d'électricité	64	27	55	82	66	66	63	63
Total (avec importations d' électricité)	3 214	3 598	3 903	4 098	4 005	4 288	4 413	4 623

Tableau 14
Besoins énergétiques des industries pétrolière et gazière
(Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Produits pétroliers	164	215	207	174	270	486	607	688
Gaz naturel	526	626	891	950	944	1 163	1 236	1 236
Total Énergie	690	841	1 097	1 150	1 214	1 649	1 844	1 924
Électricité	54	70	84	70	71	63	55	47
Total (incluant électricité)	744	911	1 181	1 220	1 284	1 713	1 899	1 971

Industries pétrolière et gazière (incl. synthétique)

Tableau 15
Total - Toutes les énergies
(Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Total - secteurs d'utilisation finale								
Produits pétroliers	2 573	2 590	2 903	3 093	3 092	3 421	3 629	3 865
Gaz naturel	1 898	2 219	2 295	2 151	2 146	2 257	2 397	2 532
Renouvelables - hydro	112	118	112	119	115	115	115	115
Renouvelables - autres	463	553	635	660	598	612	632	653
Charbon	179	179	190	186	214	215	222	230
Usage non-énergétique	673	752	781	1 009	932	990	1 036	1 079
Total des livraisons	5 897	6 411	6 916	7 218	7 098	7 610	8 031	8 474
Achats d'électricité	1 355	1 444	1 563	1 584	1 680	1 810	1 939	2 075
Total - industries de conversion (raffineries, générateurs d'électricité)								
Produits pétroliers	395	301	344	469	292	442	478	546
Gaz naturel	117	194	324	327	348	311	516	735
Charbon	874	909	1 188	1 093	1 012	1 164	1 023	866
Puissance nucléaire	798	1 071	797	989	1 046	982	925	969
Renouvelable hydro	947	1 079	1 165	1 096	1 211	1 256	1 287	1 313
Renouvelable - autre	0	0	10	21	25	60	107	116
Énergie totale	3 130	3 554	3 828	3 994	3 935	4 155	4 230	4 430
Importations d'électricité	64	27	55	82	66	66	63	63
Achats d'électricité	20	18	20	22	5	7	12	14
Total - Producteurs pétroliers et gaziers								
Produits pétroliers	164	215	207	200	270	486	607	688
Gaz naturel	526	626	891	950	944	1 163	1 236	1 236
Énergie totale	690	841	1 097	1 150	1 214	1 649	1 844	1 924
Achats d'électricité	54	70	84	70	71	63	55	47

Énergie primaire par combustible
(Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Produits pétroliers (énergie) (non-combustion)	3 132	3 106	3 454	3 762	3 654	4 349	4 715	5 099
Gaz naturel	2 540	3 039	3 510	3 427	3 438	3 731	4 150	4 503
Charbon	1 053	1 088	1 377	1 279	1 226	1 379	1 245	1 096
Puissance nucléaire	798	1 071	797	989	1 046	982	925	969
Renouvelables - hydro	1 058	1 198	1 277	1 215	1 326	1 371	1 402	1 428
Renouvelables - autres	463	553	646	681	623	672	739	769
Total	9 717	10 806	11 841	12 362	12 246	13 473	14 212	14 944

Tableau 16A
Production et disposition du pétrole
(Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
PRODUCTION								
Pétrole brut et condensats								
Classique lourd	743	1 106	1 333	1 301	1 343	1 222	1 037	855
Classique léger	1 998	2 043	1 863	1 924	1 933	1 518	1 311	1 083
Synthétique	476	643	733	1 369	1 246	2 744	3 555	4 164
Bitume (<i>in situ</i>)	336	369	718	959	1 043	1 987	2 359	2 732
C5 et condensats	237	328	388	347	443	370	278	240
Total - production de pétrole brut	3 791	4 489	5 036	5 900	6 008	7 841	8 540	9 074
Autres LGN								
Éthane	130	184	225	269	255	214	165	145
Propane	212	280	312	285	291	244	188	166
Butane	141	197	211	197	196	165	127	112
Total - autres LGN	484	660	748	751	742	623	479	423
Total - production nette	4 275	5 149	5 784	6 651	6 750	8 464	9 020	9 497
Consommation des usines de valorisation	109	181	148	180	198	418	542	631
Total - production brute	4 383	5 330	5 932	6 831	6 948	8 882	9 562	10 128
APPROVISIONNEMENT								
Approvisionnement du marché canadien								
Bruts intérieurs	2 184	1 975	1 754	2 148	1 563	2 478	2 949	3 119
Bruts étrangers	1 153	1 268	1 957	2 177	2 182	2 149	2 001	2 073
Importations des produits	325	304	341	500	702	356	294	249
LGN	484	660	748	751	742	623	479	423
Total - produits pétroliers disponibles	4 147	4 207	4 799	5 576	5 189	5 607	5 722	5 864
Éthanol					16	29	29	29
Autres intrants (non - finis)		107	95	75	55	57	64	137
DISPOSITION								
Demande de PPR								
Résidentiel et commercial	276	250	249	281	269	285	299	320
Industriel	426	374	408	382	408	415	427	438
Transport	2 032	2 257	2 524	2 651	2 456	2 761	2 949	3 155
Producteurs d'énergie (achats)	20	20	20	20	22	22	22	22
Raffineries	247	213	228	269	174	308	332	404
Générateurs d'électricité	148	88	116	200	118	134	146	142
Non-combustion	447	501	521	522	532	590	636	679
Autre non-combustion (non réparties)	126	151	160	387	300	300	300	300
Demande intérieure nette	3 723	3 854	4 226	4 712	4 280	4 815	5 110	5 461
Exportations des produits (calculée)	424	352	573	864	909	791	612	403
Total - produits pétroliers disponibles	4 147	4 207	4 799	5 576	5 189	5 607	5 722	5 864

Équilibre pétrolier
(Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Équilibre du pétrole brut								
Production totale du pétrole brut	3 791	4 489	5 036	5 900	6 008	7 841	8 540	9 074
Utilisation du brut intérieur au Canada	2 184	1 975	1 754	2 148	1 563	2 478	2 949	3 119
Exportations de bruts canadiens	1 606	2 514	3 282	3 752	4 445	5 362	5 592	5 955
Équilibre des produits pétroliers								
Production totale nette	4 275	5 149	5 784	6 651	6 750	8 464	9 020	9 497
Demande intérieure nette	3 723	3 854	4 226	4 712	4 280	4 815	5 110	5 461
Surplus net en pétrole	552	1 295	1 558	1 939	2 470	3 649	3 909	4 036

Tableau 16B
Production et disposition du pétrole
(Milliers de barils/jour)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
PRODUCTION								
Pétrole brut et condensats								
Classique lourd	313	466	562	548	566	515	437	360
Classique léger	894	914	834	861	865	679	587	485
Synthétique	208	281	321	599	545	1 200	1 555	1 821
Bitume (<i>in situ</i>)	135	149	289	386	420	800	950	1 100
C5 et condensats	116	161	190	170	217	181	136	118
Total - production du pétrole brut	1 667	1 971	2 195	2 564	2 613	3 376	3 665	3 884
Autres LGN								
Éthane	122	172	211	253	239	201	155	136
Propane	143	189	210	192	197	165	127	112
Butane	85	118	127	119	118	99	76	67
Total - autres LGN	351	480	549	564	554	465	358	316
Total - production nette	2 018	2 451	2 744	3 128	3 167	3 841	4 022	4 199
Consommation des usines de valorisation	51	84	69	84	92	195	253	295
Total - production brute	2 069	2 535	2 813	3 212	3 259	4 036	4 275	4 494
APPROVISIONNEMENT								
Approvisionnement pour marché canadien								
Brut intérieur	1 019	921	818	1 002	690	1 051	1 248	1 322
Brut étranger	538	591	913	1 016	977	951	883	915
Importations des produits	152	142	159	233	328	166	137	116
LGN	351	480	549	564	554	465	358	316
Total - produits pétroliers disponibles	2 059	2 134	2 439	2 815	2 548	2 633	2 626	2 668
Éthanol				4	11	20	20	20
Autres intrants (non - finis)	0	50	44	43	38	40	44	95
DISPOSITION								
Demande de PPR								
Résidentiel et commercial	129	117	116	131	126	133	139	149
Industriel	199	175	190	178	190	193	199	204
Transport	948	1 053	1 177	1 237	1 146	1 288	1 376	1 472
Producteurs d'énergie (achats)	9	9	9	9	10	10	10	10
Raffineries	115	99	106	125	81	144	155	189
Générateurs d'électricité	69	41	54	93	55	63	68	66
Non-combustion	208	234	243	243	248	275	297	317
Autre non-combustion utilisation (non réparties)	59	71	74	181	140	140	140	140
Demande intérieure nette	1 737	1 798	1 971	2 198	1 997	2 246	2 384	2 548
Exportations des produits (calculée)	323	336	467	616	552	386	242	120
Total - produits pétroliers disponibles	2 059	2 134	2 439	2 815	2 548	2 633	2 626	2 668

Équilibre pétrolier
(Milliers de barils/jour)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Équilibre du pétrole brut								
Production totale du pétrole brut	1 667	1 971	2 195	2 564	2 613	3 376	3 665	3 884
Utilisation du brut intérieur au Canada	1 019	921	818	1 002	690	1 051	1 248	1 322
Exportations de bruts canadiens	648	1 049	1 377	1 562	1 922	2 325	2 416	2 562
Équilibre des produits pétroliers								
Production totale nette	2 018	2 451	2 744	3 128	3 167	3 841	4 022	4 199
Demande intérieure nette	1 737	1 798	1 971	2 198	1 997	2 246	2 384	2 548
Surplus net en pétrole	281	653	773	930	1 170	1 594	1 638	1 652

Tableau 17
Approvisionnement et disposition du gaz naturel
Milliards de pieds cubes (MPC) par année

	1990	1995	2000	2004	2005	Projection		
						2010	2015	2020
Approvisionnement								
Production brute (note 1)	3 917	5 689	6 507	6 845	7 099	6 941	6 722	5 759
Auto-consommation	430	457	584	630	644	616	577	483
Production du gaz commercialisable	3 487	5 232	5 923	6 215	6 455	6 325	6 145	5 276
Importations des EU et GNL (note 2)	23	24	57	383	236	256	621	727
Approvisionnement total	3 509	5 255	5 981	6 598	6 691	6 581	6 766	6 003
Disposition								
Résidentiel	522	614	625	631	612	637	662	689
Commercial	384	447	514	522	488	555	640	705
Industriel (énergie)	773	828	837	736	766	785	807	846
Industrie non-combustion (pétrochimie)	25	29	29	29	25	28	30	32
Autre non-combustion (non réparties)	95	95	95	95	95	95	95	95
Transport	1	2	2	2	2	1	1	1
Industries de conversion								
Raffineries et usines des biocombustibles	62	52	65	50	130	90	106	73
Générateurs d'électricité	49	132	244	239	196	207	386	628
Industrie pétrolière et gazière	70	139	181	200	255	491	600	694
Pipelines	127	222	209	158	176	172	173	170
Demande intérieure	2 109	2 562	2 799	2 661	2 745	3 060	3 500	3 932
Équilibre du gaz naturel								
Approvisionnement total	3 509	5 255	5 981	6 598				
Demande intérieure	2 109	2 562	2 799	2 661	2 745	3 060	3 500	3 932
Exportations brutes	1 400	2 694	3 181	3 937	3 946	3 521	3 266	2 071
Moins importations	23	24	57	383	236	256	621	727
Exportations nettes	1 378	2 670	3 124	3 554	3 710	3 265	2 645	1 343

Note 1. Production brute calculée comme la somme du gaz commercialisable et auto-consommation

2. Les importations annuelles du gaz naturel liquéfié (GNL) commencent en 2011 à environ 200 MPC et augmentent jusqu'à 500 MPC en

Tableau 18
Approvisionnement et disposition du charbon
(Million métrique tonnes)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Production								
Colombie-Britannique	42	41	37	39	36	36	36	36
Saskatchewan	9	11	11	11	10	10	10	10
Alberta	32	40	31	26	31	31	30	32
Autre	6	4	2	0	0	0	0	0
Total	89	96	81	76	77	77	76	78
Importations - charbon thermique	23	16	36	46	22	14	14	15
Exportations - charbon thermique	52	58	46	39	34	36	36	36
Approvisionnement intérieure net	60	54	71	83	65	55	55	58
Disposition								
Générateurs d'électricité	49	51	67	61	57	47	46	49
Autres secteurs (calculé)	11	3	4	22	8	8	8	9
Total	60	54	71	83	65	55	55	58

Note: 20.7 GJ/tonne - Alberta, 15.3 - Saskatchewan. 18.0 ave.

Tableau 19
Énergie renouvelable
(Pétajoules par année)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Biomasse et autres								
Industrie des pâtes et papiers	400	400	400	400	464	457	477	495
Industrie du ciment					4	4	4	5
Manufacturier - autres					16	16	16	16
Résidentiel	85	93	104	108	109	106	106	108
Total	485	493	504	508	592	583	603	624
Électricité								
Capacité totale (GW)								
Hydro - compagnies de services publics	54,4	60,8	63,1	66,4	65,3	67,6	69,1	70,5
Résidus urbains solides	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,2	0,3	0,3
Bois et autres biomasse	0,0	0,0	0,3	0,6	0,6	0,8	0,9	0,9
Éolien	0,0	0,0	0,1	0,4	0,7	3,5	7,6	8,5
Total	54,5	60,9	63,5	67,5	66,7	72,1	78,0	80,3
Génération (pétajoules)								
Hydro - compagnies de services publics	946,6	1 079,2	1 165,4	1 096,2	1 211,4	1 255,6	1 287,0	1 313,0
Résidus urbains solides			1,7	1,0	1,5	4,9	8,9	9,0
Bois et autre biomasse			7,3	16,3	16,8	22,3	22,7	22,7
Éolien			1,4	3,5	6,5	32,9	75,6	84,6
Industrie	111,7	118,5	112,0	119,2	114,9	114,9	114,9	114,9
Total	1 058,3	1 197,6	1 287,9	1 236,1	1 351,2	1 430,6	1 509,2	1 544,3

Tableau 20
Émissions de GES par gaz
(Mégatonnes d'équivalent de CO₂)

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Émissions de dioxyde de carbone (CO₂)	460	493	566	593	579	660	694	723
Génération d'électricité	95	100	131	129	114	130	127	125
Industrie	110	114	116	124	135	165	182	198
Combustion	80	80	80	84	96	124	139	153
Non-combustion	22	26	27	30	29	31	32	34
Non-énergie (ciment, chaux, cendres de soude)	8	9	10	10	10	10	11	12
Résidentiel & Agriculture	44	45	45	43	41	42	44	46
Commercial & Admin. publique	26	29	33	38	35	40	45	49
Industries pétrolières et gazières	44	50	67	75	71	80	82	77
Combustion	33	36	51	58	56	63	64	61
Fugitifs	11	14	16	16	15	18	18	17
Transport	142	155	174	185	182	202	214	227
Autres	0							
Agroécosystèmes	0	0	0	0	0	0	0	0
Déchets	0	0	0	0	0	0	0	0
Émissions de méthane (CH₄)	82	96	106	110	111	114	114	112
Génération d'électricité	0	0	0	0	0	0	0	0
Industrie	2	2	1	1	1	1	1	1
Combustion	0	0	0	0	0	0	0	0
Non-combustion	2	2	1	1	1	1	1	1
Non-énergie	0	0	0	0	0	0	0	0
Résidentiel & Agriculture	2	2	2	2	2	2	2	2
Commercial & Admin. publique	0	0	0	0	0	0	0	0
Industries pétrolières et gazières	32	43	51	52	52	53	51	46
Combustion	2	2	2	3	3	3	3	2
Fugitifs	31	41	48	49	49	50	48	44
Transport	1							
Autres	45	49	51	55	55	58	60	62
Agroécosystèmes	21	24	25	27	27	29	30	30
Déchets	24	25	27	28	28	29	30	32
Émissions de monoxyde nitreux (N₂O)	45	49	41	44	40	42	42	43
Génération d'électricité	1	1	1	1	1	1	1	1
Industrie	12	12	2	5	2	2	2	2
Combustion	1	1	1	1	0	0	0	0
Non-combustion	0	0	0	0	0	0	0	0
Non-énergie (acide nitrique et adipique)	11	12	2	4	2	2	2	2
Résidentiel & Agriculture	1	1	1	1	0	0	0	1
Commercial & Admin. publique	0	0	0	0	0	0	0	0
Industries pétrolières et gazières	0							
Combustion	0	0	0	0	0	0	0	0
Fugitifs	0	0	0	0	0	0	0	0
Transport	6	9	9	8	7	7	7	7
Autres	25	27	28	29	29	31	31	32
Agroécosystèmes	24	25	27	28	28	29	29	30
Déchets	1	1	1	1	1	1	1	1
Solvants et autres	0	0	0	0	0	1	1	1
SF₆	5	4	4	3	3	1	2	2
PFCs	7	5	4	3	3	4	3	3
HFCs	0	0	3	5	5	9	10	14

Tableau 21
Total des émissions de gaz à effet de serre
 (Mégatonnes d'équivalent de CO₂)

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Émissions de gaz à effet de serre (GES)	599	649	725	758	741	828	865	897
Génération d'électricité	95	101	132	130	115	131	128	126
Industrie	136	137	128	135	144	173	190	206
Combustion	81	80	80	85	96	124	139	153
Non-combustion	24	27	28	31	30	32	33	34
Non-énergie	31	30	20	20	18	17	18	19
Non-énergie (ciment, chaux, cendres de soude)	8	9	10	10	10	10	11	12
N ₂ O (acide nitrique et adipique)	11	12	2	4	2	2	2	2
SF ₆	5	4	4	3	3	1	2	2
PFCs	7	5	4	3	3	4	3	3
Résidentiel & Agriculture	46	48	48	45	43	45	46	48
Commercial & Admin. publique	26	29	33	38	36	40	45	49
Industries pétrolières et gazières	76	93	118	127	123	133	133	124
Combustion	35	38	54	61	59	66	67	63
Fugitifs	41	55	64	65	64	68	66	60
Transport	149	164	183	193	190	210	222	235
Autres	70	77	83	89	90	97	101	108
Agroécosystèmes	45	49	51	55	55	58	59	60
Déchets	25	26	28	29	29	30	32	33
Solvants et autres	0	0	0	0	0	1	1	1
HFCs	0	0	3	5	5	9	10	14

Tableau 22
GES émissions par province
 (Mégatonnes d'équivalent de CO₂)

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Nouvelle-Écosse	20	19	22	23	24	25	26	28
Île-du-Prince-Édouard	2	2	2	2	2	2	2	2
Nouveau-Brunswick	16	17	21	24	21	23	25	27
Terre-Neuve-et-Labrador	10	9	9	11	9	11	11	12
Québec	87	84	88	93	91	99	103	110
Ontario	177	177	204	205	193	216	227	232
Manitoba	18	19	20	20	21	23	24	25
Saskatchewan	43	57	64	69	66	72	71	70
Alberta	168	197	223	235	244	281	293	305
Colombie-Britannique	51	60	64	67	67	73	74	77
Territoires	2	2	2	2	3	3	8	9
Total Canada	599	649	725	758	741	828	865	897

Facteurs de conversions et émissions					
	Contenu énergétique	CO₂ t/TJ	CH₄ kg/TJ	N₂O kg/TJ	Composite CO₂ eq. t/TJ
Facteurs d'équivalence au CO₂		1	21	310	
Résidentiel					
Gaz naturel	38,00 MJ/m ³	49,65	0,97	0,92	49,95
Charbon	GJ/t	81,60	138,20	0,76	84,74
Mazout léger	38,68 GJ/m ³	72,94	0,67	0,16	73,00
Kerosene	37,68 GJ/m ³	67,68	0,69	0,16	67,74
Gaz de pétrole liquéfié	22,00 GJ/m ³	59,93	1,11	0,00	59,95
Bois		0,00	833	8,89	20,26
Commercial					
Gaz naturel	38,00 MJ/m ³	49,65	0,97	0,92	49,95
Charbon	GJ/t	81,60	0,52	1,64	82,12
Mazout léger	38,68 GJ/m ³	72,94	0,67	0,16	73,00
Kerosene	37,68 GJ/m ³	67,68	0,69	0,16	67,74
Gaz de pétrole liquéfié	22,00 GJ/m ³	59,93	1,11	0,00	59,95
Mazout lourd	42,50 GJ/m ³	72,71	1,40	1,55	73,22
Transport					
Gaz naturel - gazoducs	38,00 MJ/m ³	49,65	5,00	1,31	50,16
Gaz naturel - autres	38,00 MJ/m ³	49,65	0,97	0,92	49,95
Essence automobile	35,00 GJ/m ³	67,43	0,89	0,68	67,66
Essence d'aviation	33,52 GJ/m ³	69,51	6,50	0,68	69,86
Carburacteur	37,40 GJ/m ³	68,18	0,22	0,70	68,40
Diesel	38,30 GJ/m ³	71,28	1,04	1,00	71,61
Gaz de pétrole liquéfié	22,00 GJ/m ³	59,93	25,81	0,00	60,47
Mazout lourd	42,50 GJ/m ³	72,71	7,19	1,55	73,34
Génération d'électricité					
Gaz naturel	38,00 MJ/m ³	49,65	12,86	1,29	50,31
Mazout lourd	42,50 GJ/m ³	72,71	0,72	1,55	73,20
Coke de pétrole	42,38 GJ/m ³	96,64	2,76	1,47	97,16
Charbon NE	29,00 GJ/t	77,40	0,76	1,11	77,76
Charbon TN	29,00 GJ/t	77,40	0,76	1,11	77,76
Charbon NB	27,00 GJ/t	77,00	0,76	1,11	77,36
Charbon QC	29,00 GJ/t	83,87	0,76	1,11	84,23
Charbon ON	25,00 GJ/t	85,65	0,87	1,26	86,06
Charbon MN	26,00 GJ/t	90,50	0,85	1,23	90,90
Charbon SK	15,00 GJ/t	95,13	1,47	2,13	95,83
Charbon AL	25,00 GJ/t	91,51	1,15	1,67	92,05
Charbon CB	26,00 GJ/t	79,63	0,85	1,23	80,03

Facteur conversion et émission					
	Contenu énergétique	CO₂ t/TJ	CH₄ kg/TJ	N₂O kg/TJ	Composite CO₂ eq. t/TJ
Industrie					
Énergie					
Gaz naturel	38,00 MJ/m ³	49,65	0,97	0,87	49,93
Essence automobile	35,00 GJ/m ³	67,43	8,94	0,34	67,72
Kerosene	37,68 GJ/m ³	67,68	0,16	0,34	67,78
Mazout léger	38,68 GJ/m ³	72,11	0,16	0,34	72,22
Mazout lourd	42,50 GJ/m ³	72,71	2,88	1,40	73,20
Gaz de pétrole liquéfié	22,00 GJ/m ³	59,93	0,00	0,34	60,03
Charbon métallurgique	29,00 GJ/t	81,60	0,52	1,64	82,12
Gaz de four	18,60 GJ/m ³	83,59	1,93	1,83	84,20
Coke (raffineries)	46,35 GJ/m ³	81,98	2,59	1,38	82,47
Cokw (aluminium)	46,35 GJ/m ³	81,98	2,59	1,38	82,47
Gaz de distillation	36,08 MJ/m ³	50,43	0,93	0,05	50,46
Non-énergie / Charges d'alimentation					
Gaz de pétrole liquéfié	22,00 GJ/m ³	12,10	0,00	0,00	12,10
Pétrochimie	35,17 GJ/m ³	14,18	0,00	0,00	14,18
Huiles et graisses	39,16 GJ/m ³	35,58	0,00	0,00	35,58
Industrie pétrolière et gazière					
Gaz naturel - auto-consommation	>38,00 MJ/m ³	62,72	170,65	0,87	66,57
Coke (usine de valorisation)	40,57 GJ/m ³	103,5	2,96	1,58	104,08
Gaz de ditil. (usine de valorisation)	43,24 MJ/m ³	50,43	0,93	0,05	50,46
Autres combustibles					
Déchets solides municipaux		85,85	0,02	0,00	85,85
Abréviations					
	K	kilo	Multiple		
	M	mega	10 ³		
	G	giga	10 ⁶		
	T	tera	10 ⁹		
	P	peta	10 ¹²		
	E	exa	10 ¹⁵		
			10 ¹⁸		
Autres facteurs utiles					
	Pétrole	1 mètre cube (M³)	=	6.29 barils (bbls)	
	Gaz naturel	1 mètre cube (M³)	=	35.3 pieds cubes (pc)	
		1 Mégajoule	=	948.2 BTUs	
	Gaz naturel	1 Pétajoule	=	0.95 milliard de pc	
		1 KWh	=	3.6 Mégajoule (MJ)	

Indicateurs Économiques								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Indicateurs macroéconomiques								
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)	8 733,0	9 082,0	11 392,0	13 437,0	13 908,0	15 821,0	16 844,0	18 001,0
Revenu disponible des particuliers (\$1997 Millions)	8 429,3	8 405,8	8 371,6	9 466,7	9 782,1	11 028,2	11 549,6	12 113,5
Revenu disponible des particuliers par capita (\$1997 Milliers)	12,6	14,3	16,6	20,0	20,9	24,9	28,0	32,0
Indice des prix à la consommation (1992=100)	93,2	104,4	113,2	121,5	124,4	134,2	141,3	151,0
Taux de chômage (pourcentage)	16,9	18,1	16,7	16,7	16,6	16,3	15,8	13,9
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)								
Industries	2 191	1 943	3 161	4 364	4 548	5 483	5 454	5 610
Manufacturier	575	614	760	716	733	666	812	853
Non-manufacturier	1 616	1 329	2 401	3 648	3 815	4 817	4 642	4 757
Utilités publics	392	432	465	434	442	469	682	698
Services	6 149	6 705	7 768	8 640	8 918	9 869	10 707	11 693
Économie totale	8 732	9 080	11 394	13 438	13 908	15 821	16 843	18 001
Surface de plancher								
Surface de plancher commercial	9	10	10	10	11	12	13	14
Population et main-d'oeuvre (milliers)								
Population	578,0	567,4	528,0	520,0	519,9	518,7	514,7	507,3
Ménages	178,2	188,4	193,0	198 675	200,6	209,0	214,6	217,6
Population active	249,5	237,1	245,6	267,0	267,8	270,8	264,7	259,4
Emploi, Non - agricole	207,4	194,3	204,6	222,2	223,4	226,5	222,9	223,1

Prix de l'énergie (taxes incluses) par secteurs et sources								
(\$ 2003 Dollars par GJ)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Résidentiel								
Produits pétroliers					18,30	15,06	14,96	14,19
Gaz naturel					N/A	N/A	N/A	N/A
Électricité					33,90	33,28	31,63	30,99
Commercial								
Produits pétroliers					17,99	14,95	14,84	14,08
Gaz naturel					N/A	N/A	N/A	N/A
Électricité					23,16	23,92	23,49	22,96
Industriel								
Produits pétroliers					14,24	11,40	11,18	10,59
Gaz naturel					N/A	N/A	N/A	N/A
Électricité					22,67	22,75	22,16	21,47
Transport								
Produits pétroliers					26,46	22,31	21,70	20,46
Électricité								
Gaz naturel					N/A	N/A	N/A	N/A
Charbon (thermique)					8,47	8,47	8,47	8,47
(2003 \$can)								
Résidentiel								
Produits pétroliers (cents/l)					70,78	58,25	57,87	54,87
Gaz naturel (\$/GJ)					N/A	N/A	N/A	N/A
Électricité (cents/KWh)					12,21	11,98	11,39	11,16
Commercial								
Produits pétroliers (cents/l)					69,59	57,83	57,38	54,48
Gaz naturel (\$/GJ)					N/A	N/A	N/A	N/A
Électricité (cents/KWh)					8,34	8,61	8,46	8,27
Industriel								
Produits pétroliers (cents/l)					56,98	45,58	44,73	42,38
Gaz naturel (\$/GJ)					N/A	N/A	N/A	N/A
Électricité (cents/KWh)					8,16	8,19	7,98	7,73
Transport								
Produits pétroliers (cents/l)					91,70	77,31	75,22	70,91
Électricité								
Gaz naturel (\$/GJ)					N/A	N/A	N/A	N/A
Charbon (thermique)					8,47	8,47	8,47	8,47

Demande d'énergie - Secteurs d'utilisation finale								
(Pétajoules)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Utilisation finale par secteur								
Résidentiel								
Mazout léger	8,9	7,5	5,6	4,8	4,4	4,4	4,3	4,1
GPL	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	4,7	4,3	3,6	3,8	3,7	3,5	3,2	2,9
Électricité	9,9	10,9	11,2	12,3	12,5	12,8	13,3	13,4
Total des livraisons	23,7	22,9	20,5	21,1	20,8	20,8	20,8	20,5
Commercial								
Mazout léger	3,7	2,9	2,5	3,3	3,5	3,9	4,2	4,6
Combustible résiduel	0,6	1,0	1,6	0,0	2,8	2,8	3,1	3,4
GPL	0,2	0,6	0,4	0,5	0,6	0,5	0,6	0,6
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité	6,5	7,3	7,2	6,7	7,8	9,0	10,2	11,6
Total des livraisons	11,0	11,8	11,7	10,4	14,7	16,3	18,1	20,3
Transport								
Mazout léger(diesel)	17,1	14,7	20,6	21,6	20,9	22,6	22,9	23,2
Carburacteur	13,0	9,2	10,5	12,3	12,1	15,2	16,4	17,8
Essence automobile	20,7	20,0	20,3	20,0	19,6	21,2	21,1	21,1
Combustible résiduel	1,0	1,4	0,5	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
Gaz de pétrole liquéfié	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autre pétrole	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1
Pétrole Sous-Total	51,9	45,4	51,9	54,6	53,3	59,9	61,3	63,0
Gaz naturel (gazoduc)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel comprimé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Éthanol	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total des livraisons	52,0	45,5	51,9	54,6	53,3	59,9	61,3	63,0
Industriel								
Total utilisation finale d'énergie	44,2	40,0	42,9	41,1	43,4	46,2	46,0	45,0
Achats d'électricité	17,3	15,7	16,6	12,7	12,6	13,7	13,7	13,3
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	0,2	0,3	2,5	2,6	0,1	0,1	0,1	0,1
Produits pétroliers raffinés	20,0	16,0	14,2	13,6	17,5	19,3	19,1	18,7
Charbon et coke	3,7	3,2	4,6	3,7	4,5	5,5	5,4	5,2
Génération - Hydro	0,0	1,8	2,0	5,4	4,3	4,3	4,3	4,3
Renouvelable	3,0	3,0	3,0	3,0	4,4	3,3	3,4	3,5
Usage non-énergétique	2,0	2,0	2,0	2,0	2,3	2,7	2,2	2,3
Usage non-énergétique (non réparti)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total d'utilisation finale	46,2	42,0	44,9	43,1	45,7	48,9	48,1	47,3
Note: les données historiques peuvent inclure des énergies connexes aux opérations pétrolières et gazières								
Total consommation finale d'énergie								
Produits pétroliers	85,5	73,6	76,3	76,9	82,2	91,0	92,7	94,5
Gaz naturel	0,2	0,3	2,5	2,6	0,1	0,1	0,1	0,1
Charbon et coke	3,7	3,2	4,6	3,7	4,5	5,5	5,4	5,2
Achats d'électricité	33,7	33,9	35,0	31,7	32,9	35,5	37,1	38,3
Génération - Hydro	0,0	1,8	2,0	5,4	4,3	4,3	4,3	4,3
Renouvelable	7,7	7,3	6,6	6,8	8,1	6,8	6,6	6,4
Total	130,8	120,1	127,0	127,2	132,1	143,1	146,1	148,8
Total non-énergétique	2,0	2,0	2,0	2,0	2,3	2,7	2,2	2,3
Total consommation finale d'énergie	132,8	122,1	129,0	129,2	134,5	145,8	148,3	151,1

Énergie électrique								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Capacité de génération d'électricité (gigawatts)								
Charbon thermique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autre combustible thermique	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Cycle combiné	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Turbine à combustion	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Puissance nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable hydro	6,6	6,6	6,6	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
Renouvelable - éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Renouvelable - autre	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capacité totale	7,4	7,3	7,3	7,3	7,4	7,4	7,5	7,5
Ventes d'électricité (Milliards KWh)								
Résidentiel	2,8	3,0	3,1	3,4	3,5	3,6	3,7	3,7
Commercial /autre	1,8	2,0	2,0	2,1	2,2	2,5	2,8	3,2
Industriel	4,8	4,4	4,6	3,5	3,7	4,0	4,0	4,0
Transport	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ventes Totales	9,4	9,4	9,7	9,1	9,3	10,1	10,6	10,9
Importation et exportation d'électricité (Milliards KWh)								
Importations brut Internationales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Exportations brut Internationales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Importations brut Interrégionales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Exportations brut Interrégionales	26,2	26,7	31,8	29,8	30,3	30,5	30,3	30,3
Importations nettes	-26,2	-26,7	-31,8	-29,8	-30,3	-30,5	-30,3	-30,3
Génération par type de combustible (Milliards KWh)								
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produit pétrolier	2,0	1,6	1,0	1,7	0,3	1,5	1,6	1,1
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable	34,3	35,8	41,8	38,1	40,3	40,4	40,8	40,8
- Hydro - électricité	34,3	35,8	41,8	38,1	40,3	40,3	40,3	40,3
- Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3
- Autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Génération totale	36,3	37,4	42,8	39,8	40,6	41,9	42,4	41,9
Propre usage et pertes implicites	0,8	1,3	1,3	0,9	0,9	1,3	1,5	0,7
Combustibles Requis								
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	21,7	16,8	10,9	17,4	3,9	17,8	19,0	13,5
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	123,6	128,8	150,4	137,2	145,0	145,5	146,7	146,7
Total	145,2	145,6	161,3	154,6	148,9	163,3	165,8	160,2

Consommation d'énergie par les fournisseurs d'énergie (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Industrie du raffinage								
Consommation du combustible								
Produits pétroliers					26,4	32,7	33,5	36,9
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Achats d'électricité					0,8	0,9	0,9	1,0
Total					27,1	33,6	34,4	37,8
Fournisseurs des biocombustibles (éthanol/biodiésel)								
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Pétrole et Gaz								
Gaz de distillation					0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel					0,0	0,0	0,0	0,0
Coke de pétrole					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel (acheté)								
Gaz Naturel (usage propre)					18,3	19,8	23,2	21,8
Électricité					0,0	0,0	0,0	0,0
Liquides du gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie Total					18,3	19,8	23,2	21,8
Production d'électricité								
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Huile	21,7	16,8	10,9	17,4	3,9	17,8	19,0	13,5
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	123,6	128,8	150,4	137,2	145,0	145,5	146,7	146,7
Total	145,2	145,6	161,3	154,6	148,9	163,3	165,8	160,2
Total								
Produits pétroliers					30,2	50,5	52,6	50,4
Gaz naturel					18,3	0,0	0,0	0,0
Charbon					0,0	0,0	0,0	0,0
Puissance nucléaire					0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable					145,0	145,5	146,7	146,7
Électricité					0,8	0,9	0,9	1,0
Total					194,4	196,9	200,2	198,1

Production du pétrole brut et gaz naturel (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Pétroles légers					703,2	481,5	412,1	300,3
Pétroles lourds					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - <i>in situ</i>					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - synthétique					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Méthane de houille					0,0	0,0	0,0	0,0
(Milliers barils/jour)								
Pétroles légers					314,7	215,5	184,5	134,4
Pétroles lourds					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - <i>in situ</i>								
Sables bitumineux - synthétique								
(MPC/année)								
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Méthane de houille					0,0	0,0	0,0	0,0

Total des émissions de gaz à effet de serre (Mégatonnes d'équivalent de CO ₂)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Émissions de gaz à effet de serre (GES)	10,1	8,8	9,2	10,6	9,2	10,8	11,3	11,7
Génération d'électricité	1,6	1,3	0,9	1,4	0,3	0,8	0,9	1,1
Industrie	2,7	2,3	1,9	1,9	2,5	3,0	3,0	3,2
Combustion	2,6	2,2	1,8	1,9	2,5	3,0	3,0	3,1
Non-combustion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Non-énergie	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Non-énergie (ciment, chaux, cendres de soude)	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N ₂ O (acide nitrique et adipique)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SF ₆	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PFCs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Résidentiel & Agriculture	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Commercial & Admin. publique	0,3	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6
Industries pétrolières et gazières	0,0	0,0	0,8	1,5				
Combustion	0,0	0,0	0,6	0,7	0,6	0,9	1,2	1,3
Fugitifs	0,0	0,0	0,3	0,8	1,0	0,9	0,9	0,8
Transport	3,4	3,1	3,6	3,7	3,3	3,7	3,7	3,7
Autres	1,1	1,1	1,1	1,1	0,5	0,6	0,7	0,8
Agroécosystèmes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets	1,1	1,0	1,0	0,9	0,4	0,4	0,4	0,5
Solvants et autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HFCs	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3

	Indicateurs Économiques							
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Indicateurs macroéconomiques								
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)	2 329,0	2 436,0	2 866,0	3 063,0	3 159,0	3 460,0	3 749,0	4 077,0
Revenu disponible des particuliers (\$1997 Millions)	2 094,2	2 126,6	2 281,9	2 502,1	2 589,6	2 864,6	3 015,3	3 153,1
Revenu disponible des particuliers par capita (\$1997 Milliers)	13,9	15,3	17,5	20,0	20,7	24,2	27,3	30,8
Indice des prix à la consommation (1992=100)	92,3	103,3	111,7	120,4	122,2	132,2	140,2	150,2
Taux de chômage (pourcentage)	14,6	15,0	12,0	11,8	11,9	12,7	12,0	10,5
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)								
Industries	594	535	627	577	595	634	692	739
Manufacturier	183	194	274	280	290	315	343	367
Non-manufacturier	411	341	353	297	305	319	349	372
Utilités publics	27	29	35	36	37	39	41	43
Services	1 707	1 871	2 204	2 449	2 527	2 786	3 016	3 295
Économie totale	2 328	2 435	2 866	3 062	3 159	3 459	3 749	4 077
Surface de plancher								
Surface de plancher commercial	2	2	2	2	2	3	3	4
Population et main-d'oeuvre (milliers)								
Population	130,5	134,4	136,5	138,0	138,2	138,8	139,1	138,6
Ménages	44,0	48,5	51,8	55	55,1	57,4	59,3	60,7
Population active	64,2	67,4	73,3	78,0	79,1	80,5	80,4	79,7
Emploi, Non - agricole	54,8	57,3	64,5	69,0	69,7	70,3	70,7	71,3

Prix de l'énergie (taxes incluses) par secteurs et sources								
(\$ 2003 Dollars par GJ)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Résidentiel								
Produits pétroliers					16,99	13,98	13,89	13,17
Gaz naturel					N/A	N/A	N/A	N/A
Électricité					36,81	33,76	32,50	31,97
Commercial								
Produits pétroliers					16,18	13,33	13,23	12,56
Gaz naturel					N/A	N/A	N/A	N/A
Électricité					34,37	30,36	29,68	29,72
Industriel								
Produits pétroliers					13,09	10,44	10,39	9,87
Gaz naturel					N/A	N/A	N/A	N/A
Électricité					31,33	27,78	27,32	27,02
Transport								
Produits pétroliers					24,74	20,90	20,32	19,18
Électricité								
Gaz naturel					N/A	N/A	N/A	N/A
Charbon (thermique)					21,21	21,21	21,21	21,21
(2003 \$can)								
Résidentiel								
Produits pétroliers (cents/l)					65,73	54,08	53,72	50,93
Gaz naturel (\$/GJ)					N/A	N/A	N/A	N/A
Électricité (cents/KWh)					13,25	12,15	11,70	11,51
Commercial								
Produits pétroliers (cents/l)					62,59	51,55	51,17	48,59
Gaz naturel (\$/GJ)					N/A	N/A	N/A	N/A
Électricité (cents/KWh)					12,37	10,93	10,69	10,70
Industriel								
Produits pétroliers (cents/l)					52,37	41,75	41,56	39,50
Gaz naturel (\$/GJ)					N/A	N/A	N/A	N/A
Électricité (cents/KWh)					11,28	10,00	9,84	9,73
Transport								
Produits pétroliers (cents/l)					85,76	72,44	70,41	66,49
Électricité								
Gaz naturel (\$/GJ)					N/A	N/A	N/A	N/A
Charbon (thermique)					21,21	21,21	21,21	21,21

Demande d'énergie - Secteurs d'utilisation finale								
(Pétajoules)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Utilisation finale par secteur								
Résidentiel								
Mazout léger	4,7	3,6	3,7	3,3	3,1	3,1	3,1	3,1
GPL	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	0,6	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
Électricité	0,9	0,9	1,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Total des livraisons	6,3	5,1	5,2	4,6	4,3	4,4	4,3	4,4
Commercial								
Mazout léger	1,8	2,2	2,4	3,0	2,9	3,4	3,7	4,3
Combustible résiduel	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GPL	0,2	0,2	0,2	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6
Gaz naturel				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable					0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité	1,0	1,2	1,5	1,5	1,7	2,0	2,3	2,7
Total des livraisons	3,1	3,7	4,2	4,9	5,0	5,9	6,6	7,5
Transport								
Mazout léger(diesel)	2,5	2,3	3,6	3,6	3,6	3,8	3,9	3,9
Carburacteur	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Essence automobile	6,1	6,4	7,1	8,0	7,9	8,4	8,4	8,4
Combustible résiduel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz de pétrole liquéfié	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autre pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pétrole Sous-Total	8,8	8,8	10,9	11,8	11,6	12,4	12,5	12,5
Gaz naturel (gazoduc)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel comprimé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Éthanol					0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total des livraisons	8,8	8,8	10,9	11,7	11,6	12,4	12,5	12,5
Industriel								
Total utilisation finale d'énergie	2,8	3,2	4,4	4,6	4,2	4,2	4,3	4,4
Achats d'électricité	0,5	0,6	0,9	1,6	1,4	1,4	1,4	1,4
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers raffinés	2,2	2,5	3,3	3,0	2,8	2,8	2,9	2,9
Charbon et coke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Génération - Hydro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Usage non-énergétique	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5
Usage non-énergétique (non réparti)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total d'utilisation finale	3,3	3,7	4,9	5,1	4,7	4,7	4,8	4,9
Note: les données historiques peuvent inclure des énergies connexes aux opérations pétrolières et gazières								
Total consommation finale d'énergie								
Produits pétroliers	9,0	8,7	9,8	9,9	9,4	10,0	10,4	11,1
Gaz naturel	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon et coke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Achats d'électricité	11,2	11,5	14,3	15,4	15,3	16,4	16,9	17,3
Génération - Hydro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable	0,6	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
Total	20,9	20,8	24,7	25,8	25,2	26,9	27,8	28,8
Total non-énergétique	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5
Total consommation finale d'énergie	21,4	21,3	25,2	26,3	25,7	27,3	28,3	29,4

Énergie électrique								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Capacité de génération d'électricité (gigawatts)								
Charbon thermique	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Autre combustible thermique	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06
Cycle combiné	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Turbine à combustion	0,07	0,07	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Puissance nucléaire	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renouvelable hydro	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renouvelable - éolien	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,08	0,08	0,08
Renouvelable - autre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,02
Capacité total	0,12	0,12	0,11	0,12	0,12	0,20	0,21	0,21
Ventes d'électricité (Milliards KWh)								
Résidentiel	0,24	0,26	0,28	0,16	0,16	0,16	0,17	0,18
Commercial /autre	0,29	0,33	0,42	0,46	0,47	0,56	0,64	0,74
Industriel	0,14	0,17	0,26	0,44	0,38	0,38	0,39	0,40
Transport	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ventes Totales	0,67	0,76	0,96	1,06	1,01	1,10	1,21	1,31
Importation et exportation d'électricité (Milliards KWh)								
Importations brut Internationales	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Exportations brut Internationales	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importations brut Interrégionales	0,67	0,82	0,99	1,25	0,97	0,79	0,73	0,85
Exportations brut Interrégionales	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importations nettes	0,67	0,82	0,99	1,25	0,97	0,79	0,73	0,84
Génération par type de combustible (Milliards KWh)								
Charbon	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Produit pétrolier	0,08	0,02	0,05	0,01	0,05	0,05	0,09	0,09
Gaz naturel	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nucléaire	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renouvelable	0,00	0,00	0,00	0,04	0,06	0,33	0,45	0,45
- Hydro - électricité	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- Éolien	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04	0,29	0,29	0,29
- Autres	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,05	0,16	0,16
Génération totale	0,08	0,02	0,05	0,06	0,10	0,38	0,54	0,54
Propre usage et pertes implicites	0,08	0,07	0,08	0,25	0,07	0,06	0,07	0,07
Combustibles Requis								
Charbon	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gaz naturel	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Produits pétroliers	1,35	0,50	0,75	0,24	0,65	0,65	1,19	1,21
Nucléaire	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Énergie renouvelable	0,00	0,00	0,00	0,16	0,21	1,20	1,62	1,62
Total	1,35	0,50	0,75	0,40	0,86	1,85	2,81	2,83

Consommation d'énergie par les fournisseurs d'énergie (Pétajoules)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Industrie du raffinage								
Consommation du combustible								
Produits pétroliers								
Gaz naturel								
Achats d'électricité								
Total	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fournisseurs des biocombustibles (éthanol/biodiésel)								
Gaz naturel								
Pétrole et Gaz								
Gaz de distillation								
Diesel								
Coke de pétrole								
Gaz naturel (acheté)								
Gaz Naturel (usage propre)								
Électricité								
Liquides du gaz naturel	0	0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie Total								
Production d'électricité								
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Huile	1,4	0,5	0,8	0,2	0,7	0,7	1,2	1,2
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	1,2	1,6	1,6
Total	1,4	0,5	0,8	0,4	0,9	1,8	2,8	2,8
Total								
Produits pétroliers					0,7	0,7	1,2	1,2
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon					0,0	0,0	0,0	0,0
Puissance nucléaire					0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable					0,2	1,2	1,6	1,6
Électricité					0,0	0,0	0,0	0,0
Total					0,9	1,8	2,8	2,8

Production du pétrole brut et gaz naturel (Pétajoules)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Pétroles légers								
Pétroles légers					0,0	0,0	0,0	0,0
Pétroles lourds					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - <i>in situ</i>					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - synthétique					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel								
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Méthane de houille					0,0	0,0	0,0	0,0
(Milliers barils/jour)								
Pétroles légers								
Pétroles lourds								
Sables bitumineux - <i>in situ</i>								
Sables bitumineux - synthétique								
(MPC/année)								
Gaz naturel								
Méthane de houille								

Total des émissions de gaz à effet de serre (Mégatonnes d'équivalent de CO ₂)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Émissions de gaz à effet de serre (GES)	2,1	2,0	2,3	2,3	2,2	2,2	2,3	2,4
Génération d'électricité	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Industrie	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Combustion	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2
Non-combustion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Non-énergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Non-énergie (ciment, chaux, cendres de soude)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N ₂ O (acide nitrique et adipique)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SF ₆	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PFCs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Résidentiel & Agriculture	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Commercial & Admin. publique	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
Industries pétrolières et gazières	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Combustion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fugitifs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transport	0,7	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0
Autres	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5
Agroécosystèmes	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4
Déchets	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Solvants et autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HFCs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

	Indicateurs Économiques							
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Indicateurs macroéconomiques								
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)	16 762,0	17 698,0	20 730,0	22 769,0	23 542,0	26 074,0	28 475,0	31 137,0
Revenu disponible des particuliers (\$1997 Millions)	15 301,7	15 384,0	16 563,1	17 711,0	18 394,7	20 574,8	21 971,0	23 267,6
Revenu disponible des particuliers par capita (\$1997 Milliers)	14,6	16,0	18,8	21,1	22,3	26,4	30,2	34,3
Indice des prix à la consommation (1992=100)	93,6	103,7	114,2	123,5	127,0	138,2	146,1	155,3
Taux de chômage (pourcentage)	10,5	12,1	9,1	9,7	9,5	9,5	8,5	6,6
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)								
Industries	3 767	3 514	4 307	4 587	4 733	5 118	5 621	6 078
Manufacturier	1 662	1 782	2 418	2 619	2 709	2 978	3 287	3 587
Non-manufacturier	2 105	1 732	1 889	1 968	2 024	2 140	2 334	2 491
Utilités publics	403	444	501	505	514	545	576	604
Services	12 592	13 740	15 923	17 677	18 295	20 411	22 278	24 455
Économie totale	16 762	17 698	20 731	22 769	23 542	26 074	28 475	31 137
Surface de plancher								
Surface de plancher commercial	13	14	15	16	16	18	20	22
Population et main-d'oeuvre (milliers)								
Population	909,6	928,2	933,9	937,0	938,6	942,5	942,7	938,3
Ménages	317,9	339,0	360,0	371,6	375,0	390,9	403,8	413,2
Population active	432,0	428,9	461,6	485,0	489,4	496,8	495,8	491,7
Emploi, Non - agricole	386,5	377,1	419,5	437,7	442,8	449,6	453,6	459,1

Prix de l'énergie (taxes incluses) par secteurs et sources								
(\$ 2003 Dollars par GJ)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Résidentiel								
Produits pétroliers					18,93	15,69	15,59	14,78
Gaz naturel					13,73	12,68	10,45	11,00
Électricité					34,97	32,63	30,54	30,08
Commercial								
Produits pétroliers					16,81	13,68	13,54	12,81
Gaz naturel					13,73	12,68	10,45	11,00
Électricité					23,49	22,41	20,89	20,60
Industriel								
Produits pétroliers					14,49	11,57	11,49	11,03
Gaz naturel					9,86	9,38	7,34	7,87
Électricité					22,04	20,29	18,65	18,19
Transport								
Produits pétroliers					24,63	20,58	19,98	18,84
Électricité								
Gaz naturel					9,86	9,38	7,34	7,87
Charbon (thermique)					2,39	2,39	2,39	2,39
(2003 \$can)								
Résidentiel								
Produits pétroliers (cents/l)					73,21	60,69	60,30	57,17
Gaz naturel (\$/GJ)					13,73	12,68	10,45	11,00
Électricité (cents/KWh)					12,59	11,75	10,99	10,83
Commercial								
Produits pétroliers (cents/l)					65,01	52,90	52,36	49,55
Gaz naturel (\$/GJ)					13,73	12,68	10,45	11,00
Électricité (cents/KWh)					8,46	8,07	7,52	7,42
Industriel								
Produits pétroliers (cents/l)					57,95	46,27	45,96	44,13
Gaz naturel (\$/GJ)					9,86	9,38	7,34	7,87
Électricité (cents/KWh)					7,93	7,30	6,71	6,55
Transport								
Produits pétroliers (cents/l)					85,37	71,34	69,25	65,30
Électricité								
Gaz naturel (\$/GJ)					9,86	9,38	7,34	7,87
Charbon (thermique)					2,39	2,39	2,39	2,39

Demande d'énergie - Secteurs d'utilisation finale								
(Pétajoules)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Utilisation finale par secteur								
Résidentiel								
Mazout léger	25,9	19,6	21,8	14,7	13,6	13,7	13,2	13,1
GPL	1,0	0,4	0,5	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,5	0,8	1,1
Charbon	0,9	0,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	4,2	4,6	4,5	4,6	4,7	4,7	4,9	5,0
Électricité	12,1	12,6	13,3	14,8	14,8	15,9	16,8	17,6
Total des livraisons	44,1	37,8	40,5	34,8	34,1	35,4	36,4	37,3
Commercial								
Mazout léger	8,1	8,3	8,5	18,5	17,1	18,4	18,6	19,2
Combustible résiduel	2,0	2,0	2,9	7,0	7,8	8,2	9,1	10,1
GPL	1,1	1,0	1,4	2,1	2,5	2,5	2,8	3,0
Gaz naturel				0,0	0,2	0,4	0,6	0,8
Charbon				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable					0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité	9,7	10,1	11,2	12,0	12,3	14,4	16,7	19,2
Total des livraisons	20,9	21,4	24,1	39,5	39,9	43,8	47,8	52,3
Transport								
Mazout léger(diesel)	20,3	21,3	23,2	24,3	24,2	26,0	26,9	27,4
Carburacteur	7,1	7,2	7,3	10,2	9,9	12,5	13,5	14,7
Essence automobile	39,1	40,2	42,4	43,3	42,7	45,9	46,5	47,1
Combustible résiduel	7,8	7,5	10,2	5,7	5,9	6,1	6,5	6,7
Gaz de pétrole liquéfié	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Autre pétrole	0,3	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Pétrole Sous-Total	74,5	76,3	83,1	83,7	82,9	90,6	93,5	96,0
Gaz naturel (gazoduc)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel comprimé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Éthanol					0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total des livraisons	74,6	76,3	83,1	83,5	82,9	90,6	93,5	96,0
Industriel								
Total utilisation finale d'énergie	38,2	41,6	44,7	43,2	40,3	39,8	40,1	40,5
Achats d'électricité	9,6	10,5	13,0	14,4	12,9	12,7	12,8	12,9
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	0,8	0,6	1,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Produits pétroliers raffinés	14,8	17,3	17,0	15,4	13,0	12,9	13,1	13,3
Charbon et coke	0,9	1,1	1,5	1,2	1,4	1,4	1,5	1,5
Génération - Hydro	0,0	0,1	0,1	0,1	0,6	0,6	0,6	0,6
Renouvelable	12,0	12,0	12,0	12,0	12,2	11,9	11,9	11,9
Usage non-énergétique	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,2	4,7	5,0
Usage non-énergétique (non réparti)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total d'utilisation finale	42,2	45,6	48,7	47,2	44,3	44,0	44,7	45,5
Note: les données historiques peuvent inclure des énergies connexes aux opérations pétrolières et gazières								
Total consommation finale d'énergie								
Produits pétroliers	127,4	125,0	135,2	142,0	137,6	146,9	150,9	155,2
Gaz naturel	0,8	0,6	1,0	0,2	0,7	1,1	1,7	2,1
Charbon et coke	1,8	1,7	1,9	1,2	1,4	1,4	1,5	1,5
Achats d'électricité	31,4	33,2	37,5	41,2	40,0	43,0	46,3	49,7
Génération - Hydro	0,0	0,1	0,1	0,1	0,6	0,6	0,6	0,6
Renouvelable	16,2	16,6	16,5	16,6	16,9	16,6	16,8	16,9
Total	177,7	177,1	192,3	201,3	197,2	209,6	217,8	226,0
Total non-énergétique	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,2	4,7	5,0
Total consommation finale d'énergie	181,7	181,1	196,3	205,3	201,2	213,8	222,4	231,0

Énergie électrique								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Capacité de génération d'électricité (gigawatts)								
Charbon thermique	1,2	1,5	1,3	1,1	1,2	1,4	1,5	1,6
Autre combustible thermique	0,4	0,4	0,4	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3
Cycle combiné	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Turbine à combustion	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Puissance nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable hydro	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Renouvelable - éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,3	0,3
Renouvelable - autre	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capacité total	2,1	2,4	2,3	2,4	2,4	2,9	3,1	3,3
Ventes d'électricité (Milliards kWh)								
Résidentiel	3,4	3,5	3,7	4,1	4,1	4,4	4,7	4,9
Commercial /autre	2,7	2,8	3,1	3,3	3,4	4,0	4,6	5,3
Industriel	2,6	2,5	3,6	4,0	3,7	3,7	3,7	3,8
Transport	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ventes Totales	8,7	8,8	10,4	11,4	11,3	12,1	13,1	14,0
Importation et exportation d'électricité (Milliards KWh)								
Importations brut Internationales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Exportations brut Internationales	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Importations brut Interrégionales	0,2	0,5	0,0	0,0	0,6	0,3	0,2	0,1
Exportations brut Interrégionales	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Importations nettes	0,2	0,5	-0,1	-0,2	0,6	0,3	0,2	0,0
Génération par type de combustible (Milliards KWh)								
Charbon	5,8	7,0	9,0	7,6	8,7	10,1	10,9	11,8
Produit pétrolier	2,2	1,3	1,5	3,8	1,3	0,1	0,1	0,1
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,6	0,7
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable	1,1	0,9	1,0	1,1	1,4	2,1	2,1	2,1
- Hydro - électricité	1,1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
- Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,0	1,0	1,0
- Autres	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
Génération totale	9,1	9,2	11,5	12,6	11,5	12,6	13,6	14,8
Propre usage et pertes implicites	0,6	0,8	1,0	1,0	0,7	0,7	0,8	0,8
Combustibles Requis								
Charbon	62,2	73,1	98,1	78,2	95,2	107,9	114,9	121,7
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	1,5	4,7	4,6
Produits pétroliers	23,6	13,7	16,4	39,3	15,2	1,6	0,6	1,6
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	4,1	3,3	3,7	3,9	5,0	7,6	7,6	7,6
Total	89,9	90,0	118,2	122,6	115,5	118,6	127,9	135,6

Consommation d'énergie par les fournisseurs d'énergie (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Industrie du raffinage								
Consommation du combustible								
Produits pétroliers					7,2	11,4	12,5	15,2
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Achats d'électricité					0,2	0,3	0,3	0,3
Total					7,5	11,7	12,7	15,5
Fournisseurs des biocombustibles (éthanol/biodiésel)								
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Pétrole et Gaz								
Gaz de distillation					0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel					0,0	0,0	0,0	0,0
Coke de pétrole					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel (acheté)								
Gaz Naturel (usage propre)					15,9	16,6	15,6	15,8
Électricité					0,3	0,4	0,3	0,3
Liquides du gaz naturel					1,6	1,7	1,6	1,6
Énergie Total					17,9	18,6	17,5	17,7
Production d'électricité								
Charbon	62,2	73,1	98,1	78,2	95,2	107,9	114,9	121,7
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	1,5	4,7	4,6
Huile	23,6	13,7	16,4	39,3	15,2	1,6	0,6	1,6
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	4,1	3,3	3,7	3,9	5,0	7,6	7,6	7,6
Total	89,9	90,0	118,2	122,6	115,5	118,6	127,9	135,6
Total								
Produits pétroliers					22,4	13,0	13,1	16,9
Gaz naturel					15,9	18,1	20,3	20,4
Charbon					95,2	107,9	114,9	121,7
Puissance nucléaire					0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable					5,0	7,6	7,6	7,6
Électricité					0,6	0,6	0,6	0,6
Total					139,2	147,2	156,6	167,2

Production du pétrole brut et gaz naturel (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Pétroles légers					0,0	0,0	0,0	0,0
Pétroles lourds					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - <i>in situ</i>					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - synthétique					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel					221,5	227,4	221,3	219,7
Méthane de houille					0,0	0,0	0,0	0,0
(Milliers barils/jour)								
Pétroles légers					0,0	0,0	0,0	0,0
Pétroles lourds					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - <i>in situ</i>								
Sables bitumineux - synthétique								
(MPC/année)								
Gaz naturel					210,9	216,6	210,7	209,3
Méthane de houille					0,0	0,0	0,0	0,0

Total des émissions de gaz à effet de serre
(Mégatonnes d'équivalent de CO₂)

	1990	1995	2000	2004	2005	Projection		
						2010	2015	2020
Émissions de gaz à effet de serre (GES)	19,7	19,3	21,6	23,1	24,1	25,2	26,4	27,8
Génération d'électricité	6,8	6,9	8,8	9,3	9,9	10,1	10,9	11,6
Industrie	2,9	2,8	1,5	1,5	1,5	1,8	1,9	2,2
Combustion	1,5	1,6	0,9	0,9	1,3	1,6	1,7	1,9
Non-combustion	1,3	0,9	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1
Non-énergie	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2
Non-énergie (ciment, chaux, cendres de soude)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
N ₂ O (acide nitrique et adipique)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SF ₆	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PFCs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Résidentiel & Agriculture	2,3	1,9	2,1	1,4	1,1	1,2	1,1	1,1
Commercial & Admin. publique	0,8	0,8	0,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,4
Industries pétrolières et gazières	0,0	0,0	0,9	1,0				
Combustion	0,0	0,0	0,9	1,0	1,2	1,2	1,2	1,2
Fugitifs	0,0	0,0	0,1	0,1	1,0	1,0	0,9	0,9
Transport	5,1	5,3	5,7	6,4	5,9	6,3	6,5	6,6
Autres	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,7	1,8	2,0
Agroécosystèmes	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5
Déchets	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0
Solvants et autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HFCs	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4

	Indicateurs Économiques							
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Indicateurs macroéconomiques								
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)	13 812,0	14 645,0	17 308,0	18 886,0	19 446,0	21 416,0	23 320,0	25 354,0
Revenu disponible des particuliers (\$1997 Millions)	11 615,3	12 105,3	13 023,2	13 468,2	13 971,0	15 574,1	16 577,8	17 451,3
Revenu disponible des particuliers par capita (\$1997 Milliers)	13,7	15,6	18,3	20,3	21,4	25,2	28,8	32,9
Indice des prix à la consommation (1992=100)	93,3	103,4	112,8	124,3	127,5	138,0	145,8	156,1
Taux de chômage (pourcentage)	12,1	11,2	10,0	10,2	10,0	9,2	7,6	5,4
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)								
Industries	3 914	3 796	4 507	4 595	4 699	5 024	5 448	5 743
Manufacturier	1 964	2 067	2 632	2 757	2 798	3 020	3 274	3 437
Non-manufacturier	1 950	1 729	1 875	1 838	1 901	2 004	2 174	2 306
Utilités publics	545	600	686	680	692	732	770	804
Services	9 353	10 248	12 115	13 611	14 055	15 660	17 102	18 807
Économie totale	13 812	14 644	17 308	18 886	19 446	21 416	23 320	25 354
Surface de plancher								
Surface de plancher commercial	10	11	11	12	12	13	15	16
Population et main-d'oeuvre (milliers)								
Population	740,1	751,0	750,5	751,0	752,0	752,9	750,3	743,9
Ménages	255,8	270,7	283,2	293,9	296,4	307,8	316,4	322,3
Population active	341,2	349,1	371,7	390,0	392,7	396,8	393,7	388,3
Emploi, Non - agricole	299,8	309,9	334,4	349,8	353,6	360,4	363,7	367,4

Prix de l'énergie (taxes incluses) par secteurs et sources								
(\$ 2003 Dollars par GJ)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Résidentiel								
Produits pétroliers					19,51	16,28	16,17	15,31
Gaz naturel					13,77	12,73	10,49	11,04
Électricité					28,20	25,06	25,10	25,49
Commercial								
Produits pétroliers					15,57	12,61	12,43	11,74
Gaz naturel					13,77	12,73	10,49	11,04
Électricité					29,50	26,22	26,25	26,66
Industriel								
Produits pétroliers					13,33	10,53	10,48	10,77
Gaz naturel					9,90	9,42	7,38	7,91
Électricité					16,80	15,24	16,56	17,09
Transport								
Produits pétroliers					26,13	21,99	21,35	20,16
Électricité								
Gaz naturel					9,90	9,42	7,38	7,91
Charbon (thermique)					2,39	2,39	2,39	2,39
(2003 \$can)								
Résidentiel								
Produits pétroliers (cents/l)					75,47	62,97	62,55	59,23
Gaz naturel (\$/GJ)					13,77	12,73	10,49	11,04
Électricité (cents/KWh)					10,15	9,02	9,03	9,18
Commercial								
Produits pétroliers (cents/l)					60,22	48,76	48,08	45,41
Gaz naturel (\$/GJ)					13,77	12,73	10,49	11,04
Électricité (cents/KWh)					10,62	9,44	9,45	9,60
Industriel								
Produits pétroliers (cents/l)					53,31	42,10	41,93	43,08
Gaz naturel (\$/GJ)					9,90	9,42	7,38	7,91
Électricité (cents/KWh)					6,05	5,49	5,96	6,15
Transport								
Produits pétroliers (cents/l)					90,58	76,23	74,01	69,86
Électricité								
Gaz naturel (\$/GJ)					9,90	9,42	7,38	7,91
Charbon (thermique)					2,39	2,39	2,39	2,39

Demande d'énergie - Secteurs d'utilisation finale								
(Pétajoules)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Utilisation finale par secteur								
Résidentiel								
Mazout léger	12,3	8,9	7,9	5,8	5,4	5,5	5,3	5,3
GPL	0,7	0,6	1,0	0,4	0,3	0,4	0,4	0,6
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,8	0,9	1,5	2,4	3,1
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	5,3	5,5	6,5	6,6	6,6	6,6	7,0	7,1
Électricité	16,2	17,2	17,9	19,9	19,3	20,2	20,7	20,9
Total des livraisons	34,5	32,2	33,3	33,4	32,5	34,2	35,7	37,0
Commercial								
Mazout léger	5,5	4,3	3,3	4,3	3,9	4,2	4,2	4,3
Combustible résiduel	1,9	1,9	3,0	6,8	7,6	7,8	8,5	9,3
GPL	0,7	1,6	2,5	1,9	2,2	2,1	2,3	2,5
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	1,7	2,7	3,5
Charbon				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable					0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité	8,3	9,1	10,2	10,5	10,5	12,2	13,5	14,9
Total des livraisons	16,4	16,9	19,1	24,3	25,2	27,9	31,2	34,4
Transport								
Mazout léger(diesel)	18,2	23,3	31,5	30,9	30,8	32,9	33,9	34,4
Carburacteur	1,2	1,5	3,0	2,4	2,3	2,9	3,2	3,4
Essence automobile	33,1	32,9	35,2	36,6	36,0	38,5	38,9	39,2
Combustible résiduel	3,1	2,9	3,0	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
Gaz de pétrole liquéfié	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autre pétrole	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Pétrole Sous-Total	55,7	60,8	72,8	70,8	70,0	75,2	76,9	77,9
Gaz naturel (gazoduc)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel comprimé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Éthanol					0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total des livraisons	55,8	60,9	72,9	70,6	70,0	75,2	76,9	78,0
Industriel								
Total utilisation finale d'énergie	74,8	79,1	90,8	88,7	93,6	87,1	87,2	87,1
Achats d'électricité	17,6	20,5	21,3	22,1	19,3	19,2	19,1	19,0
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	0,6	0,9	1,8	1,2	7,5	7,6	7,7	7,6
Produits pétroliers raffinés	24,5	24,0	24,6	21,6	22,1	22,3	22,4	22,4
Charbon et coke	0,7	1,3	1,1	0,5	1,5	1,7	1,6	1,6
Génération - Hydro	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Renouvelable	31,1	32,2	41,7	43,1	42,9	36,2	36,2	36,2
Usage non-énergétique	2,4	2,4	2,4	2,4	2,8	2,9	3,2	3,4
Usage non-énergétique (non réparti)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total d'utilisation finale	77,2	81,5	93,2	91,1	96,4	90,0	90,4	90,5
Note: les données historiques peuvent inclure des énergies connexes aux opérations pétrolières et gazières								
Total consommation finale d'énergie								
Produits pétroliers	101,3	102,1	115,1	111,4	111,5	117,4	120,0	122,3
Gaz naturel	0,6	0,9	1,8	2,9	9,5	10,8	12,8	14,2
Charbon et coke	0,7	1,3	1,1	0,5	1,5	1,7	1,6	1,6
Achats d'électricité	42,1	46,8	49,5	52,4	49,1	51,6	53,3	54,8
Génération - Hydro	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Renouvelable	36,4	37,7	48,2	49,7	49,5	42,8	43,1	43,3
Total	181,4	189,0	215,9	217,2	221,3	224,5	231,1	236,4
Total non-énergétique	2,4	2,4	2,4	2,4	2,8	2,9	3,2	3,4
Total consommation finale d'énergie	183,8	191,4	218,3	219,6	224,0	227,4	234,3	239,9

Énergie électrique								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Capacité de génération d'électricité (gigawatts)								
Charbon thermique	0,4	0,9	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Autre combustible thermique	1,3	1,3	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Cycle combiné	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3
Turbine à combustion	0,1	0,6	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Puissance nucléaire	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
Renouvelable hydro	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Renouvelable - éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,5
Renouvelable - autre	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capacité total	3,4	4,7	4,0	3,9	4,1	4,1	4,3	4,5
Ventes d'électricité (Milliards kWh)								
Résidentiel	4,5	4,8	5,0	5,5	5,4	5,6	5,8	5,8
Commercial /autre	2,3	2,5	2,8	2,9	2,9	3,4	3,7	4,1
Industriel	5,7	5,4	5,8	6,0	5,7	5,7	5,7	5,7
Transport	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ventes Totales	12,5	12,7	13,6	14,4	14,0	14,7	15,2	15,6
Importation et exportation d'électricité (Milliards KWh)								
Importations brut Internationales	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Exportations brut Internationales	4,3	3,7	4,4	2,3	0,9	1,3	1,9	2,3
Importations brut Interrégionales	0,6	5,2	1,2	0,0	0,5	0,6	0,6	0,6
Exportations brut Interrégionales	0,0	0,0	0,0	2,1	2,4	1,7	2,1	1,2
Importations nettes	-3,5	1,5	-3,2	-4,4	-2,7	-2,4	-3,3	-2,9
Génération par type de combustible (Milliards KWh)								
Charbon	1,3	3,4	3,6	3,0	3,0	3,6	3,3	3,5
Produit pétrolier	5,9	4,3	7,4	8,2	6,3	6,4	7,4	7,3
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,6	1,4	1,6
Nucléaire	5,3	1,6	4,0	4,3	4,7	4,7	4,7	4,7
Renouvelable	3,5	2,6	3,2	3,0	2,9	3,1	3,8	4,4
- Hydro - électricité	3,5	2,6	3,2	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9
- Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,9	1,4
- Autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Génération totale	16,0	12,0	18,2	19,6	17,4	18,4	20,7	21,6
Propre usage et pertes implicites	0,0	0,9	1,5	0,8	0,7	1,2	2,2	3,1
Combustibles Requis								
Charbon	13,6	37,3	36,4	35,7	33,4	39,6	37,1	39,1
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	13,5	4,0	5,0	11,0	13,2
Produits pétroliers	62,3	46,7	74,7	98,1	71,5	72,7	84,5	83,0
Nucléaire	61,9	18,3	45,9	49,9	54,6	54,6	54,6	54,6
Énergie renouvelable	12,5	9,5	11,6	10,6	10,4	11,1	13,9	15,8
Total	150,2	111,8	168,6	207,8	173,8	183,0	201,0	205,7

Consommation d'énergie par les fournisseurs d'énergie								
(Pétajoules)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Industrie du raffinage								
Consommation du combustible								
Produits pétroliers					27,7	46,1	50,2	62,6
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Achats d'électricité					1,1	1,4	1,3	1,5
Total					28,8	47,4	51,6	64,0
Fournisseurs des biocombustibles (éthanol/biodiésel)								
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Pétrole et Gaz								
Gaz de distillation					0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel					0,0	0,0	0,0	0,0
Coke de pétrole					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel (acheté)					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz Naturel (usage propre)								
Électricité					0,0	0,0	0,0	0,0
Liquides du gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie Total					0,0	0,0	0,0	0,0
Production d'électricité								
Charbon	13,6	37,3	36,4	35,7	33,4	39,6	37,1	39,1
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	13,5	4,0	5,0	11,0	13,2
Huile	62,3	46,7	74,7	98,1	71,5	72,7	84,5	83,0
Nucléaire	61,9	18,3	45,9	49,9	54,6	54,6	54,6	54,6
Énergie renouvelable	12,5	9,5	11,6	10,6	10,4	11,1	13,9	15,8
Total	150,2	111,8	168,6	207,8	173,8	183,0	201,0	205,7
Total								
Produits pétroliers					99,2	118,8	134,7	145,6
Gaz naturel					4,0	5,0	11,0	13,2
Charbon					33,4	39,6	37,1	39,1
Puissance nucléaire					54,6	54,6	54,6	54,6
Énergie renouvelable					10,4	11,1	13,9	15,8
Électricité					1,1	1,4	1,3	1,5
Total					202,6	230,4	252,6	269,8

Production du pétrole brut et gaz naturel								
(Pétajoules)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Pétroles légers								
Pétroles légers					0,0	0,0	0,0	0,0
Pétroles lourds								
Pétroles lourds					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - in situ								
Sables bitumineux - in situ					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - synthétique								
Sables bitumineux - synthétique					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel								
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Méthane de houille								
Méthane de houille					0,0	0,0	0,0	0,0
(Milliers barils/jour)								
Pétroles légers					0,0	0,0	0,0	0,0
Pétroles lourds					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - in situ								
Sables bitumineux - synthétique								
(MPC/année)								
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Méthane de houille					0,0	0,0	0,0	0,0

Total des émissions de gaz à effet de serre (Mégatonnes d'équivalent de CO ₂)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Émissions de gaz à effet de serre (GES)	16,4	17,4	20,8	24,2	20,9	23,5	25,2	26,7
Génération d'électricité	6,0	6,9	8,6	10,9	8,5	9,2	10,1	10,3
Industrie	2,9	2,9	3,3	4,3	4,0	5,4	5,8	6,7
Combustion	2,7	2,6	3,1	4,0	3,8	5,3	5,6	6,6
Non-combustion	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Non-énergie	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non-énergie (ciment, chaux, cendres de soude)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
N ₂ O (acide nitrique et adipique)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SF ₆	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PFCs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Résidentiel & Agriculture	1,3	1,0	0,9	0,8	0,6	0,6	0,7	0,7
Commercial & Admin. publique	0,6	0,6	0,6	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3
Industries pétrolières et gazières	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,4	0,4	0,4
Combustion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fugitifs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,4	0,4	0,4
Transport	4,1	4,5	5,6	5,6	5,3	5,6	5,7	5,8
Autres	1,6	1,6	1,8	1,6	1,3	1,3	1,4	1,6
Agroécosystèmes	0,5	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Déchets	1,1	1,2	1,2	1,1	0,8	0,8	0,8	0,9
Solvants et autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HFCs	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3

Indicateurs Économiques								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Indicateurs macroéconomiques								
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)	154 769,0	166 131,0	202 922,0	221 874,0	230 156,0	258 482,0	285 727,0	316 398,0
Revenu disponible des particuliers (\$1997 Millions)	120 523,1	121 234,9	132 107,5	147 953,6	154 079,4	178 957,5	198 121,7	218 030,7
Revenu disponible des particuliers par capita (\$1997 Milliers)	15,0	16,3	18,9	22,0	23,1	28,1	32,6	37,1
Indice des prix à la consommation (1992=100)	91,5	101,8	110,6	120,1	123,3	135,3	143,1	149,5
Taux de chômage (pourcentage)	10,4	11,4	8,4	9,6	9,4	9,1	8,5	7,3
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)								
Industries	46 893	47 403	64 118	66 098	68 746	75 925	83 166	90 366
Manufacturier	32 870	35 115	48 926	48 414	50 364	56 520	62 102	67 827
Non-manufacturier	14 023	12 288	15 192	17 684	18 382	19 405	21 064	22 539
Utilités publics	6 737	7 446	7 802	7 584	7 741	8 359	9 049	9 644
Services	101 140	111 282	131 002	148 193	153 669	174 199	193 513	216 388
Économie totale	154 770	166 131	202 922	221 875	230 156	258 483	285 728	316 398
Surface de plancher								
Surface de plancher commercial	91	99	104	109	111	121	132	146
Population et main-d'oeuvre (milliers)								
Population	7 003,9	7 219,4	7 357,0	7 530,0	7 571,5	7 757,4	7 912,2	8 034,5
Ménages	2 646,4	2 843,8	3 013,9	3 157,1	3 199,1	3 395,8	3 565,9	3 712,6
Population active	3 504,3	3 554,5	3 753,2	4 060,3	4 105,4	4 241,6	4 307,9	4 348,3
Emploi, Non - agricole	3 141,4	3 147,5	3 437,7	3 671,9	3 720,5	3 855,8	3 943,3	4 029,9

Prix de l'énergie (taxes incluses) par secteurs et sources								
(\$ 2003 Dollars par GJ)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Résidentiel								
Produits pétroliers					18,22	14,98	14,88	14,11
Gaz naturel					15,67	14,35	13,00	12,63
Électricité					22,14	22,26	21,85	22,37
Commercial								
Produits pétroliers					15,96	12,94	12,79	12,09
Gaz naturel					13,63	12,32	11,07	10,88
Électricité					12,94	12,16	10,86	9,95
Industriel								
Produits pétroliers					14,48	11,64	11,61	11,13
Gaz naturel					10,10	8,95	7,91	8,03
Électricité					11,85	11,10	9,93	9,15
Transport								
Produits pétroliers					24,96	20,85	20,23	19,10
Électricité								
Gaz naturel					9,11	8,36	7,76	8,64
Charbon (thermique)					21,21	21,21	21,21	21,21
(2003 \$can)								
Résidentiel								
Produits pétroliers (cents/l)					70,47	57,93	57,55	54,56
Gaz naturel (\$/GJ)					15,67	14,35	13,00	12,63
Électricité (cents/KWh)					7,97	8,01	7,87	8,05
Commercial								
Produits pétroliers (cents/l)					61,75	50,07	49,46	46,76
Gaz naturel (\$/GJ)					13,63	12,32	11,07	10,88
Électricité (cents/KWh)					4,66	4,38	3,91	3,58
Industriel								
Produits pétroliers (cents/l)					57,93	46,58	46,44	44,52
Gaz naturel (\$/GJ)					10,10	8,95	7,91	8,03
Électricité (cents/KWh)					4,27	4,00	3,58	3,29
Transport								
Produits pétroliers (cents/l)					86,51	72,25	70,12	66,18
Électricité								
Gaz naturel (\$/GJ)					9,11	8,36	7,76	8,64
Charbon (thermique)					21,21	21,21	21,21	21,21

Demande d'énergie - Secteurs d'utilisation finale								
(Pétajoules)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Utilisation finale par secteur								
Résidentiel								
Mazout léger	65,6	56,6	51,5	49,8	45,9	46,8	47,0	49,6
GPL	3,6	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0
Gaz naturel	24,8	26,1	28,2	27,6	27,0	28,0	29,4	31,3
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	41,2	49,0	60,0	59,0	63,3	61,0	61,2	63,0
Électricité	170,3	176,7	186,5	209,4	216,4	231,1	245,8	260,3
Total des livraisons	305,4	309,5	327,2	346,8	353,6	367,9	384,4	405,3
Commercial								
Mazout léger	18,1	19,5	20,1	27,4	25,3	26,7	26,7	27,4
Combustible résiduel	3,1	1,3	3,4	12,2	7,8	11,8	13,0	15,5
GPL	2,7	5,6	5,8	6,5	8,1	7,5	8,2	8,7
Gaz naturel	50,9	64,4	73,0	73,0	70,4	79,3	90,4	100,9
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité	109,0	113,4	118,2	128,4	130,7	147,7	166,7	189,5
Total des livraisons	183,8	204,2	220,5	247,5	242,2	273,2	305,1	341,9
Transport								
Mazout léger(diesel)	91,9	108,4	122,1	126,3	126,4	140,8	150,8	159,6
Carburacteur	36,9	30,5	32,4	52,5	51,3	64,7	69,9	75,7
Essence automobile	248,4	259,7	276,6	297,2	289,3	316,1	332,6	350,6
Combustible résiduel	18,4	13,6	21,9	15,7	16,2	17,6	19,2	20,5
Gaz de pétrole liquéfié	1,7	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Autre pétrole	1,8	1,9	1,8	1,8	1,4	1,5	1,7	1,8
Pétrole Sous-Total	397,2	413,0	453,6	494,2	485,2	541,3	574,7	609,0
Gaz naturel (gazoduc)	0,4	0,5	2,1	5,0	0,8	0,8	0,8	0,8
Gaz naturel comprimé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Éthanol					4,6	11,9	11,9	11,9
Électricité	1,2	1,2	1,1	1,0	0,9	1,0	1,2	1,3
Total des livraisons	398,8	414,6	456,7	500,2	491,6	555,1	588,5	623,0
Industriel								
Total utilisation finale d'énergie	565,4	600,2	652,7	677,5	674,1	693,0	703,2	715,4
Achats d'électricité	183,0	220,9	247,9	270,9	268,5	281,8	284,3	287,9
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	125,6	133,0	132,8	114,2	143,1	147,7	150,2	153,6
Produits pétroliers raffinés	98,4	77,8	81,0	99,2	82,6	81,8	82,2	82,7
Charbon et coke	19,9	16,3	19,2	18,2	19,7	20,8	21,2	21,6
Génération - Hydro	64,0	70,6	70,6	73,5	67,9	67,9	67,9	67,9
Renouvelable	74,5	81,8	101,2	101,4	92,4	93,0	97,3	101,7
Usage non-énergétique	93,7	89,5	100,7	118,8	103,6	110,9	116,1	121,3
Usage non-énergétique (non réparti)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total d'utilisation finale	659,2	689,7	753,4	796,3	777,7	803,9	819,3	836,7
Note: les données historiques peuvent inclure des énergies connexes aux opérations pétrolières et gazières								
Total consommation finale d'énergie								
Produits pétroliers	588,6	574,9	616,4	690,3	655,8	717,0	752,8	793,8
Gaz naturel	201,7	224,0	236,1	219,8	241,3	255,8	270,9	286,7
Charbon et coke	19,9	16,3	19,2	18,2	19,7	20,8	21,2	21,6
Achats d'électricité	463,5	512,1	553,7	609,8	616,5	661,7	698,0	739,0
Génération - Hydro	64,0	70,6	70,6	73,5	67,9	67,9	67,9	67,9
Renouvelable	115,7	130,8	161,2	160,4	160,3	165,9	170,4	176,6
Total	1 453,4	1 528,5	1 657,1	1 771,9	1 761,5	1 889,1	1 981,2	2 085,5
Total non-énergétique	93,7	89,5	100,7	118,8	103,6	110,9	116,1	121,3
Total consommation finale d'énergie	1 547,2	1 618,0	1 757,8	1 890,7	1 865,2	2 000,0	2 097,3	2 206,8

Énergie électrique								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Capacité de génération d'électricité (gigawatts)								
Charbon thermique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autre combustible thermique	0,6	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
Cycle combiné	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4
Turbine à combustion	0,5	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Puissance nucléaire	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
Renouvelable hydro	24,5	29,4	30,2	32,4	31,4	32,8	32,8	34,2
Renouvelable - éolien	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	1,1	4,8	5,5
Renouvelable - autre	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Capacité total	26,3	31,9	32,7	35,1	33,9	36,3	40,0	43,5
Ventes d'électricité (Milliards KWh)								
Résidentiel	47,3	49,1	51,8	58,2	60,1	64,2	68,3	72,1
Commercial /autre	30,3	31,5	32,8	35,7	36,3	41,0	46,3	52,6
Industriel	51,9	62,5	70,0	76,5	75,4	79,2	79,9	81,0
Transport	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3
Ventes Totales	129,9	143,4	155,0	170,6	172,0	184,7	194,7	206,0
Importation et exportation d'électricité (Milliards KWh)								
Importations brut Internationales	1,2	0,8	4,0	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Exportations brut Internationales	3,4	16,9	20,7	9,5	8,6	8,6	8,2	8,2
Importations brut Interrégionales	24,0	19,8	28,8	34,4	33,6	33,5	33,8	31,4
Exportations brut Interrégionales	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	2,5	2,9	2,9
Importations nettes	21,8	3,8	12,1	28,4	25,7	25,8	26,2	23,7
Génération par type de combustible (Milliards KWh)								
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produit pétrolier	1,7	0,4	0,8	2,4	0,8	2,7	2,6	2,1
Gaz naturel	0,1	0,3	0,3	0,2	0,0	0,0	0,1	5,6
Nucléaire	4,1	4,5	4,9	4,9	3,1	3,9	2,9	3,6
Renouvelable	112,2	148,3	154,3	147,4	155,3	165,4	175,6	184,4
- Hydro - électricité	112,2	148,3	153,6	146,3	153,9	160,8	160,8	167,6
- Éolien	0,0	0,0	0,2	0,3	0,5	3,1	13,3	15,3
- Autres	0,0	0,0	0,5	0,8	0,9	1,5	1,5	1,5
Génération totale	118,1	153,4	160,4	154,9	159,2	172,0	181,2	195,6
Propre usage et pertes implicites	10,0	13,8	17,5	12,7	12,9	13,1	12,6	13,3
Combustibles Requis								
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel	1,4	1,5	1,3	1,3	0,3	0,2	0,9	37,4
Produits pétroliers	18,2	2,5	4,0	17,2	10,3	31,6	31,1	24,9
Nucléaire	47,2	52,3	56,7	56,6	36,4	45,7	33,8	41,4
Énergie renouvelable	403,8	533,9	555,6	530,6	559,0	595,4	632,2	663,7
Total	470,6	590,2	617,6	605,6	606,0	672,9	698,0	767,5

Consommation d'énergie par les fournisseurs d'énergie								
(Pétajoules)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Industrie du raffinage								
Consommation du combustible								
Produits pétroliers					26,5	43,4	47,5	59,0
Gaz naturel					54,2	42,0	37,8	26,5
Achats d'électricité					2,9	3,4	3,4	3,7
Total					83,6	88,9	88,6	89,2
Fournisseurs des biocombustibles (éthanol/biodiésel)								
Gaz naturel					1,6	4,2	4,2	4,2
Pétrole et Gaz								
Gaz de distillation					0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel					0,0	0,0	0,0	0,0
Coke de pétrole					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel (acheté)					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz Naturel (usage propre)					0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité					0,0	0,0	0,0	0,0
Liquides du gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie Total					0,0	0,0	0,0	0,0
Production d'électricité								
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel	1,4	1,5	1,3	1,3	0,3	0,2	0,9	37,4
Huile	18,2	2,5	4,0	17,2	10,3	31,6	31,1	24,9
Nucléaire	47,2	52,3	56,7	56,6	36,4	45,7	33,8	41,4
Énergie renouvelable	403,8	533,9	555,6	530,6	559,0	595,4	632,2	663,7
Total	470,6	590,2	617,6	605,6	606,0	672,9	698,0	767,5
Total								
Produits pétroliers					36,8	75,0	78,6	84,0
Gaz naturel					56,1	46,4	42,9	68,1
Charbon					0,0	0,0	0,0	0,0
Puissance nucléaire					36,4	45,7	33,8	41,4
Énergie renouvelable					559,0	595,4	632,2	663,7
Électricité					2,9	3,4	3,4	3,7
Total					691,2	766,0	790,8	860,8

Production du pétrole brut et gaz naturel								
(Pétajoules)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Pétroles légers					0,0	0,0	0,0	0,0
Pétroles lourds					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - <i>in situ</i>					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - synthétique					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Méthane de houille					0,0	0,0	0,0	0,0
(Milliers barils/jour)								
Pétroles légers					0,0	0,0	0,0	0,0
Pétroles lourds					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - <i>in situ</i>								
Sables bitumineux - synthétique								
(MPC/année)								
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Méthane de houille					0,0	0,0	0,0	0,0

Total des émissions de gaz à effet de serre								
(Mégatonnes d'équivalent de CO₂)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Émissions de gaz à effet de serre (GES)	86,6	83,8	88,3	93,0	91,5	98,8	102,6	109,6
Génération d'électricité	1,5	0,4	0,6	1,6	0,8	2,3	2,3	3,7
Industrie	29,9	26,6	26,2	25,4	28,4	29,2	29,3	30,1
Combustion	17,0	15,2	15,8	15,6	17,2	18,2	18,4	19,0
Non-combustion	3,4	4,1	4,6	4,9	4,9	5,3	5,4	5,5
Non-énergie	9,6	7,4	5,8	4,9	6,1	5,5	5,4	5,5
Non-énergie (ciment, chaux, cendres de soude)	1,6	1,7	1,6	1,7	1,8	2,0	2,1	2,2
N ₂ O (acide nitrique et adipique)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SF ₆	2,4	1,4	1,3	1,0	1,6	0,5	1,0	1,0
PFCs	5,5	4,2	3,0	2,1	1,1	1,2	0,9	0,9
Résidentiel & Agriculture	7,3	6,6	6,2	6,2	6,2	6,3	6,4	6,7
Commercial & Admin. publique	4,3	5,1	5,7	6,9	6,4	7,2	7,9	8,7
Industries pétrolières et gazières	0,3	0,4	0,4	0,5	0,3	0,3	0,4	0,4
Combustion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fugitifs	0,3	0,4	0,4	0,5	0,3	0,3	0,4	0,4
Transport	28,4	30,0	32,5	35,5	33,8	37,6	39,7	41,7
Autres	14,9	14,8	16,6	17,0	15,7	15,9	16,7	18,4
Agroécosystèmes	7,2	7,0	6,8	7,3	6,8	6,0	6,1	6,3
Déchets	7,7	7,6	8,9	8,4	7,5	7,7	8,1	8,6
Solvants et autres	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
HFCs	0,0	0,1	0,7	1,1	1,2	2,0	2,4	3,5

Indicateurs Économiques								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Indicateurs macroéconomiques								
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)	285 295,0	312 779,0	397 152,0	438 380,0	455 689,0	526 695,0	595 889,0	678 709,0
Revenu disponible des particuliers (\$1997 Millions)	213 444,2	216 462,3	250 340,8	277 048,0	287 984,0	332 815,4	373 790,4	421 533,8
Revenu disponible des particuliers par capita (\$1997 Milliers)	18,2	19,1	22,7	25,4	26,5	31,2	36,0	41,6
Indice des prix à la consommation (1992=100)	94,5	104,3	114,2	125,4	128,9	142,4	152,5	163,1
Taux de chômage (pourcentage)	6,2	8,7	5,7	7,2	7,2	7,6	7,9	7,3
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)								
Industries	82 680	87 569	117 561	120 041	123 669	138 284	151 733	168 910
Manufacturier	58 357	66 513	92 212	90 963	93 464	106 237	116 428	130 983
Non-manufacturier	24 323	21 056	25 349	29 078	30 205	32 047	35 305	37 927
Utilités publics	8 477	9 447	9 891	10 067	10 309	11 429	12 599	13 834
Services	194 138	215 763	269 700	308 272	321 712	376 983	431 556	495 966
Économie totale	285 295	312 779	397 152	438 380	455 690	526 696	595 888	678 710
Surface de plancher								
Surface de plancher commercial	175	190	205	221	226	255	286	324
Population et main-d'oeuvre (milliers)								
Population	10 297,9	10 950,0	11 685,4	12 390,0	12 541,8	13 286,0	14 013,5	14 714,8
Ménages	3 683,9	4 001,6	4 329,4	4 647,8	4 733,0	5 160,1	5 576,5	5 981,9
Population active	5 533,0	5 619,7	6 227,9	6 804,0	6 921,5	7 371,0	7 741,7	8 093,2
Emploi, Non - agricole	5 191,3	5 130,6	5 872,1	6 317,7	6 420,0	6 814,2	7 133,6	7 501,1

Prix de l'énergie (taxes incluses) par secteurs et sources
 (\$ 2003 Dollars par GJ)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Résidentiel								
Produits pétroliers					18,10	15,11	15,01	14,23
Gaz naturel					13,31	12,13	10,99	10,86
Électricité					23,14	23,75	24,48	26,31
Commercial								
Produits pétroliers					14,75	11,80	11,64	10,96
Gaz naturel					11,75	10,58	9,51	9,48
Électricité					19,78	20,57	22,24	24,41
Industriel								
Produits pétroliers					14,53	12,03	11,66	11,39
Gaz naturel					10,23	9,25	8,22	8,37
Électricité					16,96	17,32	18,37	18,61
Transport								
Produits pétroliers					23,58	19,74	19,17	18,11
Électricité								
Gaz naturel					9,64	8,65	8,29	8,54
Charbon (thermique)					2,41	2,42	2,41	2,81
(2003 \$can)								
Résidentiel								
Produits pétroliers (cents/l)					70,02	58,44	58,06	55,05
Gaz naturel (\$/GJ)					13,31	12,13	10,99	10,86
Électricité (cents/KWh)					8,33	8,55	8,81	9,47
Commercial								
Produits pétroliers (cents/l)					57,04	45,66	45,03	42,39
Gaz naturel (\$/GJ)					11,75	10,58	9,51	9,48
Électricité (cents/KWh)					7,12	7,41	8,01	8,79
Industriel								
Produits pétroliers (cents/l)					58,10	48,11	46,62	45,56
Gaz naturel (\$/GJ)					10,23	9,25	8,22	8,37
Électricité (cents/KWh)					6,10	6,23	6,61	6,70
Transport								
Produits pétroliers (cents/l)					81,74	68,41	66,45	62,75
Électricité								
Gaz naturel (\$/GJ)					9,64	8,65	8,29	8,54
Charbon (thermique)					2,41	2,42	2,41	2,81

Demande d'énergie - Secteurs d'utilisation finale (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Utilisation finale par secteur								
Résidentiel								
Mazout léger	51,2	33,8	33,3	23,0	21,6	23,5	25,0	27,9
GPL	6,4	7,0	5,0	5,4	5,0	5,3	5,6	6,1
Gaz naturel	252,3	318,1	315,3	335,6	325,7	340,1	355,3	371,0
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	16,2	18,4	17,6	17,2	18,7	18,4	18,5	18,9
Électricité	163,0	150,5	153,7	163,0	164,1	177,2	190,0	201,8
Total des livraisons	489,1	527,8	524,9	544,1	535,1	564,5	594,4	625,7
Commercial								
Mazout léger	15,6	15,5	18,3	26,0	24,2	26,5	27,3	28,8
Combustible résiduel	2,5	1,3	3,5	10,0	11,0	11,8	13,2	14,8
GPL	5,8	9,5	9,1	10,3	10,2	11,9	13,3	15,2
Gaz naturel	148,9	161,1	220,5	218,6	205,5	236,1	272,8	304,5
Charbon	0,0	0,4	0,3	0,0	0,3	0,4	0,4	0,5
Énergie renouvelable					0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité	146,6	159,3	175,0	191,5	195,6	224,1	250,3	274,2
Total des livraisons	319,4	347,1	426,7	456,3	446,8	510,7	577,3	638,0
Transport								
Mazout léger(diesel)	135,3	154,1	208,1	220,1	219,7	243,9	264,6	287,0
Carburéacteur	51,7	53,2	71,8	65,8	64,2	81,0	87,5	94,8
Essence automobile	423,0	434,3	497,6	535,7	525,7	584,9	622,6	668,5
Combustible résiduel	13,2	10,3	9,1	8,2	8,4	9,1	10,1	11,1
Gaz de pétrole liquéfié	8,6	11,8	4,8	4,2	4,1	3,8	4,0	4,3
Autre pétrole	6,6	2,5	3,5	4,2	5,0	5,6	6,1	6,8
Pétrole Sous-Total	631,7	663,7	791,3	833,9	827,1	928,4	994,9	1 072,5
Gaz naturel (gazoduc)	43,9	77,5	70,5	40,8	59,7	58,5	65,9	74,2
Gaz naturel comprimé	0,5	1,5	1,6	1,4	1,3	1,0	1,0	1,0
Éthanol					3,2	3,2	3,2	6,2
Électricité	2,3	2,0	3,1	1,6	2,7	2,8	3,0	3,2
Total des livraisons	678,4	744,8	866,5	877,7	894,0	994,0	1 068,0	1 157,1
Industriel								
Total utilisation finale d'énergie	757,2	762,1	794,5	806,8	790,0	787,8	809,1	839,9
Achats d'électricité	148,2	136,9	153,3	130,8	151,4	152,6	155,7	161,3
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	342,9	345,1	336,9	339,3	308,1	311,5	318,5	333,2
Produits pétroliers raffinés	81,7	82,1	88,3	104,5	102,0	103,4	107,0	110,2
Charbon et coke	111,1	116,5	121,3	116,8	147,9	146,0	150,3	154,9
Génération - Hydro	6,8	4,8	4,9	5,3	3,6	3,6	3,6	3,6
Renouvelable	66,5	76,7	89,8	110,1	77,0	70,7	74,0	76,7
Usage non-énergétique	231,2	255,3	260,5	310,4	220,7	248,3	267,8	284,5
Usage non-énergétique (non réparti)	0,0	0,0	0,0	0,0	80,0	80,0	80,0	80,0
Total d'utilisation finale	988,4	1 017,3	1 055,1	1 117,2	1 090,8	1 116,1	1 156,8	1 204,4
Note: les données historiques peuvent inclure des énergies connexes aux opérations pétrolières et gazières								
Total consommation finale d'énergie								
Produits pétroliers	794,9	813,0	948,9	1 013,2	1 001,0	1 110,7	1 186,2	1 275,5
Gaz naturel	788,5	903,3	944,9	935,6	900,4	947,3	1 013,5	1 084,0
Charbon et coke	111,1	116,5	121,3	116,8	147,9	146,0	150,3	154,9
Achats d'électricité	460,1	448,7	485,1	486,8	513,8	556,7	599,0	640,5
Génération - Hydro	6,8	4,8	4,9	5,3	3,6	3,6	3,6	3,6
Renouvelable	82,7	95,1	107,4	127,3	98,9	92,3	95,7	101,9
Total	2 244,1	2 381,4	2 612,4	2 684,9	2 665,6	2 856,6	3 048,3	3 260,3
Total non-énergétique	231,2	255,3	260,5	310,4	300,7	328,3	347,8	364,5
Total consommation finale d'énergie	2 475,3	2 636,6	2 872,9	2 995,4	2 966,3	3 184,9	3 396,1	3 624,8

Énergie électrique								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Capacité de génération d'électricité (gigawatts)								
Charbon thermique	10,6	10,7	7,8	7,6	6,1	5,1	2,8	0,0
Autre combustible thermique	2,2	2,4	2,7	2,3	2,6	2,6	2,6	2,6
Cycle combiné	0,0	0,0	0,0	1,1	1,1	3,0	3,8	6,2
Turbine à combustion	0,5	0,8	1,1	1,1	1,4	1,4	3,1	5,8
Puissance nucléaire	11,7	15,0	9,3	11,5	11,2	10,1	9,3	10,1
Renouvelable - hydro	6,9	7,0	7,8	8,2	7,9	8,1	8,1	8,1
Renouvelable - éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,3	1,4	1,4
Renouvelable - autre	0,0	0,0	0,1	0,4	0,4	0,6	0,7	0,7
Capacité total	31,9	35,9	28,8	32,1	30,8	32,2	31,8	35,1
Ventes d'électricité (Milliards KWh)								
Résidentiel	45,3	41,8	42,7	45,3	45,6	49,2	52,8	55,9
Commercial /autre	40,7	44,3	48,6	53,2	54,3	62,2	69,5	76,2
Industriel	43,4	39,4	44,2	38,0	42,1	42,5	44,1	45,6
Transport	0,6	0,6	0,9	0,5	0,7	0,8	0,8	0,9
Ventes Totales	130,0	126,0	136,4	136,9	142,8	154,8	167,3	178,6
Importation et exportation d'électricité (Milliards KWh)								
Importations brut Internationales	13,3	1,7	3,5	7,9	6,0	6,0	6,0	6,0
Exportations brut Internationales	2,1	10,2	5,5	8,4	6,2	5,9	4,7	4,0
Importations brut Interrégionales	2,2	1,0	2,4	0,0	4,0	4,4	5,5	5,4
Exportations brut Interrégionales	0,0	0,0	0,0	0,5	2,8	2,8	2,7	1,0
Importations nettes	13,5	-7,5	0,5	-1,0	1,0	1,7	4,2	6,4
Génération par type de combustible (Milliards KWh)								
Charbon	26,1	16,7	42,4	27,6	22,6	33,4	20,5	0,0
Produit pétrolier	1,4	0,3	0,5	0,8	0,1	0,1	0,1	0,1
Gaz naturel	0,0	5,7	9,4	7,9	11,0	12,4	35,9	62,0
Nucléaire	59,4	86,2	59,8	76,1	82,4	76,0	72,1	75,3
Renouvelable	38,7	37,5	37,6	40,8	42,2	47,4	49,1	49,1
- Hydro - électricité	38,7	37,5	36,6	38,0	39,3	40,5	40,5	40,5
- Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	2,8	3,3	3,3
- Autres	0,0	0,0	1,0	2,7	2,7	4,1	5,3	5,3
Génération totale	125,5	146,3	149,7	153,1	158,3	169,4	177,8	186,6
Propre usage et pertes implicites	9,0	12,8	13,9	15,2	16,5	16,3	14,7	14,4
Combustibles Requis								
Charbon	285,7	168,7	426,5	334,1	219,3	330,0	202,5	0,0
Gaz naturel	0,0	58,3	91,4	95,8	133,1	145,1	326,9	514,7
Produits pétroliers	15,1	3,6	5,0	9,3	2,0	2,0	2,0	2,0
Nucléaire	688,5	1 000,1	694,0	882,3	955,4	882,0	836,9	873,2
Énergie renouvelable	139,2	134,8	135,4	146,8	152,1	170,5	176,7	176,8
Total	1 128,5	1 365,5	1 352,4	1 468,4	1 461,9	1 529,6	1 545,0	1 566,7

Consommation d'énergie par les fournisseurs d'énergie (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Industrie du raffinage								
Consommation du combustible								
Produits pétroliers					43,7	102,5	108,6	129,3
Gaz naturel					40,8	16,3	30,6	18,1
Achats d'électricité					0,0	0,0	2,2	2,0
Total					84,5	118,8	141,5	149,4
Fournisseurs des biocombustibles (éthanol/biodiésel)								
Gaz naturel					1,0	1,0	1,0	1,0
Pétrole et Gaz								
Gaz de distillation					0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel					0,0	0,0	0,0	0,0
Coke de pétrole					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel (acheté)					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz Naturel (usage propre)					0,8	0,9	0,7	0,7
Électricité					0,3	0,3	0,2	0,3
Liquides du gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie Total					1,1	1,2	1,0	1,0
Production d'électricité								
Charbon	285,7	168,7	426,5	334,1	219,3	330,0	202,5	0,0
Gaz naturel	0,0	58,3	91,4	95,8	133,1	145,1	326,9	514,7
Huile	15,1	3,6	5,0	9,3	2,0	2,0	2,0	2,0
Nucléaire	688,5	1 000,1	694,0	882,3	955,4	882,0	836,9	873,2
Énergie renouvelable	139,2	134,8	135,4	146,8	152,1	170,5	176,7	176,8
Total	1 128,5	1 365,5	1 352,4	1 468,4	1 461,9	1 529,6	1 545,0	1 566,7
Total								
Produits pétroliers					45,7	104,4	110,6	131,2
Gaz naturel					175,8	162,4	358,5	533,8
Charbon					219,3	330,0	202,5	0,0
Puissance nucléaire					955,4	882,0	836,9	873,2
Énergie renouvelable					152,1	170,5	176,7	176,8
Électricité					0,3	0,3	2,5	2,3
Total					1 548,5	1 649,7	1 687,6	1 717,4

Production du pétrole brut et gaz naturel (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Pétroles légers					10,6	11,0	9,1	9,7
Pétroles lourds					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - in situ					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - synthétique					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel					15,0	13,5	16,4	13,3
Méthane de houille					0,0	0,0	0,0	0,0
(Milliers barils/jour)								
Pétroles légers					4,7	4,9	4,1	4,4
Pétroles lourds					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - in situ								
Sables bitumineux - synthétique								
(MPC/année)								
Gaz naturel					14,3	12,9	15,6	12,7
Méthane de houille					0,0	0,0	0,0	0,0

Total des émissions de gaz à effet de serre (Mégatonnes d'équivalent de CO ₂)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Émissions de gaz à effet de serre (GES)	176,6	176,7	203,8	204,9	193,3	216,5	226,8	231,9
Génération d'électricité	26,6	19,1	42,7	35,0	28,0	38,8	36,3	27,1
Industrie	56,6	55,7	47,2	51,3	47,0	49,6	52,6	55,3
Combustion	30,5	28,2	28,3	29,9	26,7	29,4	31,1	32,9
Non-combustion	11,2	12,1	12,0	12,7	13,7	14,0	14,5	15,0
Non-énergie	14,9	15,4	6,8	8,7	6,6	6,1	6,9	7,3
Non-énergie (ciment, chaux, cendres de soude)	3,4	3,9	4,2	4,3	4,7	5,1	5,3	5,7
N ₂ O (acide nitrique et adipique)	10,8	10,8	1,0	3,2	1,6	1,6	1,5	1,5
SF ₆	0,7	0,7	1,6	1,2	1,1	0,4	0,8	0,8
PFCs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Résidentiel & Agriculture	18,2	20,5	20,0	20,2	19,2	20,1	21,0	22,0
Commercial & Admin. publique	9,2	9,9	13,2	14,1	13,5	15,3	17,4	19,3
Industries pétrolières et gazières	1,3	1,5	1,7	1,8	0,5	1,7	2,5	2,5
Combustion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Fugitifs	1,3	1,5	1,7	1,8	0,4	1,6	2,5	2,4
Transport	48,1	52,7	61,1	62,8	63,0	69,2	73,9	79,6
Autres	16,5	17,4	18,0	19,6	22,4	22,4	23,7	26,6
Agroécosystèmes	10,3	10,1	9,5	10,1	10,1	8,6	8,8	9,2
Déchets	6,1	6,9	7,1	7,4	10,1	10,3	10,9	11,5
Solvants et autres	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
HFCs	0,0	0,2	1,2	1,8	2,0	3,3	3,8	5,6

	Indicateurs Économiques							
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Indicateurs macroéconomiques								
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)	24 234,0	26 111,0	30 531,0	33 193,0	34 411,0	38 486,0	42 421,0	46 996,0
Revenu disponible des particuliers (\$1997 Millions)	20 660,1	19 732,0	20 963,9	22 725,1	23 750,9	27 930,3	31 041,0	34 476,6
Revenu disponible des particuliers par capita (\$1997 Milliers)	15,7	16,7	19,3	21,6	22,8	27,9	32,3	37,2
Indice des prix à la consommation (1992=100)	93,8	106,9	118,1	126,8	130,2	141,2	148,4	155,8
Taux de chômage (pourcentage)	7,3	7,2	4,9	4,0	3,9	3,9	3,7	3,0
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)								
Industries	6 536	6 526	7 625	7 879	8 231	9 066	9 900	10 741
Manufacturier	3 186	3 420	4 089	4 307	4 457	5 017	5 481	5 989
Non-manufacturier	3 350	3 106	3 536	3 572	3 774	4 049	4 419	4 752
Utilités publics	948	1 051	1 073	1 057	1 075	1 151	1 232	1 316
Services	16 751	18 534	21 832	24 258	25 104	28 269	31 288	34 940
Économie totale	24 235	26 111	30 530	33 194	34 410	38 486	42 420	46 997
Surface de plancher								
Surface de plancher commercial	21	22	22	25	26	30	34	39
Population et main-d'oeuvre (milliers)								
Population	1 105,7	1 129,1	1 147,4	1 168,0	1 173,1	1 197,7	1 221,7	1 244,3
Ménages	403,2	412,5	425,4	435,1	439,6	462,1	483,6	504,2
Population active	555,6	559,0	583,2	605,0	613,6	631,9	643,9	656,3
Emploi, Non - agricole	515,2	519,0	554,4	581,3	589,7	607,1	619,8	636,4

Prix de l'énergie (taxes incluses) par secteurs et sources
(\$ 2003 Dollars par GJ)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Résidentiel								
Produits pétroliers					18,43	15,49	15,39	14,60
Gaz naturel					13,91	12,87	11,70	11,58
Électricité					16,97	16,83	13,50	13,05
Commercial								
Produits pétroliers					11,24	8,85	8,71	8,30
Gaz naturel					11,68	10,60	9,50	9,52
Électricité					11,64	10,96	8,18	7,71
Industriel								
Produits pétroliers					16,63	13,69	13,55	12,84
Gaz naturel					10,41	9,48	8,45	8,59
Électricité					10,39	9,99	7,52	7,08
Transport								
Produits pétroliers					23,48	19,70	19,20	18,14
Électricité								
Gaz naturel					5,98	6,00	8,03	8,22
Charbon (thermique)					1,81	1,81	1,81	1,81
(2003 \$can)								
Résidentiel								
Produits pétroliers (cents/l)					71,30	59,92	59,54	56,46
Gaz naturel (\$/GJ)					13,91	12,87	11,70	11,58
Électricité (cents/KWh)					6,11	6,06	4,86	4,70
Commercial								
Produits pétroliers (cents/l)					43,49	34,25	33,70	32,10
Gaz naturel (\$/GJ)					11,68	10,60	9,50	9,52
Électricité (cents/KWh)					4,19	3,95	2,95	2,78
Industriel								
Produits pétroliers (cents/l)					66,51	54,75	54,18	51,35
Gaz naturel (\$/GJ)					10,41	9,48	8,45	8,59
Électricité (cents/KWh)					3,74	3,60	2,71	2,55
Transport								
Produits pétroliers (cents/l)					81,40	68,28	66,54	62,87
Électricité								
Gaz naturel (\$/GJ)					5,98	6,00	8,03	8,22
Charbon (thermique)					1,81	1,81	1,81	1,81

Demande d'énergie - Secteurs d'utilisation finale								
(Pétajoules)								
	----- Projection -----							
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Utilisation finale par secteur								
Résidentiel								
Mazout léger	1,9	0,8	0,5	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
GPL	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Gaz naturel	28,6	26,9	25,5	23,4	22,6	22,8	23,3	23,6
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	2,4	2,6	2,8	2,6	2,8	2,7	2,6	2,6
Électricité	18,7	19,3	19,4	21,7	22,1	23,6	26,3	28,3
Total des livraisons	51,9	49,8	48,5	48,1	47,9	49,6	52,8	55,0
Commercial								
Mazout léger	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	0,6
Combustible résiduel	0,0	0,0	0,6	0,3	0,0	0,2	0,2	0,4
GPL	0,1	1,8	2,9	1,5	2,8	2,0	2,3	2,3
Gaz naturel	26,9	28,9	28,4	28,9	26,5	30,9	36,2	40,1
Charbon	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité	13,6	13,8	14,4	15,8	16,7	20,9	25,9	31,4
Total des livraisons	41,4	45,0	46,8	47,0	46,4	54,5	65,2	74,6
Transport								
Mazout léger(diesel)	20,2	21,7	19,1	23,2	23,2	26,1	28,2	30,2
Carburacteur	6,9	7,7	8,4	7,9	7,7	9,7	10,5	11,4
Essence automobile	42,8	44,9	45,1	46,6	46,0	48,2	51,2	54,7
Combustible résiduel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz de pétrole liquéfié	1,0	1,6	0,6	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Autre pétrole	0,4	0,2	0,4	0,4	0,6	0,6	0,7	0,8
Pétrole Sous-Total	70,9	75,9	73,1	78,3	77,8	85,0	90,9	97,4
Gaz naturel (gazoduc)	16,4	25,5	16,2	8,5	13,8	12,3	12,4	12,0
Gaz naturel comprimé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Éthanol					0,2	3,5	3,5	3,5
Électricité	1,5	2,0	2,8	2,9	2,5	2,5	2,5	2,5
Total des livraisons	88,8	103,4	92,1	89,8	94,4	103,3	109,3	115,5
Industriel								
Total utilisation finale d'énergie	64,6	62,5	71,9	79,1	80,7	83,7	86,0	89,0
Achats d'électricité	21,2	22,6	25,0	26,8	28,2	29,4	29,9	30,9
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	14,0	12,5	19,6	24,0	22,8	23,6	23,9	24,6
Produits pétroliers raffinés	22,5	20,3	19,7	21,5	22,4	23,5	25,0	26,3
Charbon et coke	2,1	2,2	2,0	1,2	1,4	1,4	1,4	1,5
Génération - Hydro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable	4,8	5,0	5,6	5,6	5,8	5,8	5,8	5,8
Usage non-énergétique	4,0	4,0	4,0	4,0	4,4	4,7	5,2	5,6
Usage non-énergétique (non réparti)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total d'utilisation finale	68,6	66,5	75,9	83,1	85,0	88,4	91,2	94,6
Note: les données historiques peuvent inclure des énergies connexes aux opérations pétrolières et gazières								
Total consommation finale d'énergie								
Produits pétroliers	96,3	99,5	97,7	102,6	104,0	111,7	119,4	127,4
Gaz naturel	85,9	93,7	89,6	84,8	85,8	89,7	95,9	100,3
Charbon et coke	2,3	2,2	2,0	1,2	1,4	1,4	1,4	1,5
Achats d'électricité	55,0	57,7	61,6	67,2	69,5	76,4	84,7	93,0
Génération - Hydro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable	7,2	7,6	8,4	8,2	8,8	12,0	11,9	11,9
Total	246,7	260,7	259,3	264,0	269,4	291,1	313,3	334,2
Total non-énergétique	4,0	4,0	4,0	4,0	4,4	4,7	5,2	5,6
Total consommation finale d'énergie	250,7	264,7	263,3	268,0	273,7	295,8	318,4	339,8

Énergie électrique

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Capacité de génération d'électricité (gigawatts)								
Charbon thermique	0,4	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Autre combustible thermique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cycle combiné	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Turbine à combustion	0,0	0,0	0,0	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4
Puissance nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable hydro	4,0	4,9	5,0	5,0	5,0	5,2	5,8	5,8
Renouvelable - éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2
Renouvelable - autre	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capacité total	4,4	5,3	5,2	5,5	5,5	5,9	6,5	6,6
Ventes d'électricité (Milliards KWh)								
Résidentiel	5,2	5,4	5,4	6,0	6,1	6,6	7,3	7,8
Commercial /autre	3,8	3,8	4,0	4,4	4,6	5,8	7,2	8,7
Industriel	5,9	6,2	6,9	7,4	8,0	8,2	8,3	8,6
Transport	0,4	0,6	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
Ventes Totales	15,2	16,0	17,1	18,6	19,5	21,3	23,6	25,9
Importation et exportation d'électricité (Milliards KWh)								
Importations brut Internationales	1,0	0,1	1,2	2,6	2,6	2,6	1,9	1,9
Exportations brut Internationales	2,0	9,0	9,9	6,6	11,0	11,2	10,7	10,7
Importations brut Interrégionales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,8	0,6	1,1
Exportations brut Interrégionales	1,7	0,7	2,8	3,2	2,4	3,1	4,0	3,8
Importations nettes	-2,7	-9,7	-11,4	-7,2	-10,0	-10,9	-12,2	-11,5
Génération par type de combustible (Milliards KWh)								
Charbon	0,3	0,1	0,9	0,3	0,1	0,2	0,1	0,2
Produit pétrolier	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable	19,8	29,0	31,5	27,2	31,3	33,3	37,0	37,1
- Hydro - électricité	19,8	29,0	31,5	27,2	31,3	32,6	36,3	36,4
- Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,7
- Autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Génération totale	20,2	29,2	32,4	27,6	31,5	33,5	37,1	37,4
Propre usage et pertes implicites	2,2	3,4	3,9	1,7	2,0	1,2	1,4	0,0
Combustibles Requis								
Charbon	4,5	1,8	10,6	5,4	1,2	2,2	1,4	3,3
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,5
Produits pétroliers	0,7	0,3	0,1	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	71,4	104,4	113,5	98,0	112,8	119,9	133,0	133,4
Total	76,5	106,6	124,3	104,5	114,6	122,7	135,0	137,8

Consommation d'énergie par les fournisseurs d'énergie (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Industrie du raffinage								
Consommation du combustible								
Produits pétroliers					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Achats d'électricité					0,0	0,0	0,0	0,0
Total					0,0	0,0	0,0	0,0
Fournisseurs des biocombustibles (éthanol/biodiésel)								
Gaz naturel					0,1	1,7	1,7	1,7
Pétrole et Gaz								
Gaz de distillation					0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel					0,0	0,0	0,0	0,0
Coke de pétrole					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel (acheté)								
Gaz Naturel (usage propre)					0,8	0,5	0,0	0,0
Électricité					0,4	0,3	0,0	0,0
Liquides du gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie Total					1,2	0,8	0,0	0,0
Production d'électricité								
Charbon	4,5	1,8	10,6	5,4	1,2	2,2	1,4	3,3
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,5
Huile	0,7	0,3	0,1	0,0	0,6	0,6	0,6	0,6
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	71,4	104,4	113,5	98,0	112,8	119,9	133,0	133,4
Total	76,5	106,6	124,3	104,5	114,6	122,7	135,0	137,8
Total								
Produits pétroliers					0,6	0,6	0,6	0,6
Gaz naturel					0,9	1,7	1,7	2,2
Charbon					1,2	2,2	1,4	3,3
Puissance nucléaire					0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable					112,8	119,9	133,0	133,4
Électricité					0,4	0,3	0,0	0,0
Total					116,0	124,7	136,7	139,5

Production du pétrole brut et gaz naturel (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Pétroles légers					27,4	17,2	9,1	4,5
Pétroles lourds					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - <i>in situ</i>					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - synthétique					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Méthane de houille					0,0	0,0	0,0	0,0
(Milliers barils/jour)								
Pétroles légers					12,3	7,7	4,1	2,0
Pétroles lourds					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - <i>in situ</i>								
Sables bitumineux - synthétique								
(MPC/année)								
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Méthane de houille					0,0	0,0	0,0	0,0

**Total des émissions de gaz à effet de serre
(Mégatonnes d'équivalent de CO₂)**

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Émissions de gaz à effet de serre (GES)	18,0	19,0	20,3	20,2	20,6	23,3	24,1	25,4
Génération d'électricité	0,6	0,2	1,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,4
Industrie	1,7	1,2	1,8	1,9	1,9	2,0	2,1	2,2
Combustion	1,2	0,9	1,2	1,4	1,8	1,8	1,9	1,9
Non-combustion	0,3	0,2	0,4	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1
Non-énergie	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Non-énergie (ciment, chaux, cendres de soude)	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
N ₂ O (acide nitrique et adipique)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SF ₆	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PFCs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Résidentiel & Agriculture	1,7	1,5	1,5	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Commercial & Admin. publique	1,4	1,6	1,7	1,6	1,5	1,7	2,0	2,2
Industries pétrolières et gazières	0,4	0,5	0,6	0,6	0,1	0,1	0,0	0,0
Combustion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fugitifs	0,4	0,5	0,6	0,6	0,1	0,0	0,0	0,0
Transport	7,2	8,0	7,2	7,3	7,5	8,1	8,6	9,0
Autres	5,0	5,9	6,6	7,5	7,9	9,0	9,3	9,6
Agroécosystèmes	4,4	5,2	5,7	6,4	6,9	7,8	8,0	8,1
Déchets	0,6	0,7	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,9
Solvants et autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HFCs	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,6

Indicateurs Économiques								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Indicateurs macroéconomiques								
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)	23 400,0	25 646,0	29 162,0	30 920,0	32 061,0	35 833,0	39 390,0	43 248,0
Revenu disponible des particuliers (\$1997 Millions)	16 813,3	16 318,8	17 156,0	17 782,9	18 441,3	21 257,2	23 110,9	25 026,4
Revenu disponible des particuliers par capita (\$1997 Milliers)	14,2	15,6	18,0	20,3	21,1	25,6	29,2	33,0
Indice des prix à la consommation (1992=100)	94,1	106,9	116,7	128,5	130,7	142,8	149,6	157,1
Taux de chômage (pourcentage)	7,0	6,6	5,2	5,1	4,9	5,1	5,3	5,0
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)								
Industries	8 985	9 559	10 302	10 056	10 519	11 768	12 967	14 019
Manufacturier	1 619	1 770	2 153	2 138	2 210	2 404	2 614	2 835
Non-manufacturier	7 366	7 789	8 149	7 918	8 309	9 364	10 353	11 184
Utilités publics	656	729	704	694	705	746	789	835
Services	13 760	15 358	18 157	20 169	20 838	23 319	25 635	28 394
Économie totale	23 401	25 646	29 163	30 919	32 062	35 833	39 391	43 248
Surface de plancher								
Surface de plancher commercial	18	20	21	21	21	23	25	27
Population et main-d'oeuvre (milliers)								
Population	1 007,1	1 014,1	1 007,8	998,0	1 000,5	1 013,6	1 026,6	1 039,0
Ménages	365,4	372,6	383,9	383,0	386,3	402,9	418,0	431,9
Population active	488,6	492,1	511,7	523,0	531,1	539,9	544,3	549,7
Emploi, Non - agricole	454,3	459,4	485,0	496,8	505,1	512,6	515,6	522,5

Prix de l'énergie (taxes incluses) par secteurs et sources
 (\$ 2003 Dollars par GJ)

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Résidentiel								
Produits pétroliers					18,49	15,53	15,43	14,63
Gaz naturel					12,24	11,26	10,17	10,17
Électricité					23,15	21,74	19,91	19,38
Commercial								
Produits pétroliers					10,65	8,01	7,92	7,48
Gaz naturel					11,01	9,99	8,94	9,01
Électricité					25,32	23,68	21,86	21,05
Industriel								
Produits pétroliers					16,19	12,62	13,07	11,74
Gaz naturel					9,85	8,93	7,92	8,09
Électricité					16,70	15,88	14,74	14,65
Transport								
Produits pétroliers					24,83	20,98	20,38	19,24
Électricité								
Gaz naturel					9,32	8,42	7,44	7,70
Charbon (thermique)					0,90	0,90	0,90	1,03
(2003 \$can)								
Résidentiel								
Produits pétroliers (cents/l)					71,54	60,07	59,68	56,59
Gaz naturel (\$/GJ)					12,24	11,26	10,17	10,17
Électricité (cents/KWh)					8,33	7,83	7,17	6,98
Commercial								
Produits pétroliers (cents/l)					41,20	30,99	30,65	28,95
Gaz naturel (\$/GJ)					11,01	9,99	8,94	9,01
Électricité (cents/KWh)					9,12	8,52	7,87	7,58
Industriel								
Produits pétroliers (cents/l)					64,77	50,49	52,29	46,98
Gaz naturel (\$/GJ)					9,85	8,93	7,92	8,09
Électricité (cents/KWh)					6,01	5,72	5,31	5,27
Transport								
Produits pétroliers (cents/l)					86,08	72,71	70,63	66,69
Électricité								
Gaz naturel (\$/GJ)					9,32	8,42	7,44	7,70
Charbon (thermique)					0,90	0,90	0,90	1,03

Demande d'énergie - Secteurs d'utilisation finale (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Utilisation finale par secteur								
Résidentiel								
Mazout léger	2,5	0,8	0,4	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7
GPL	1,4	0,7	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
Gaz naturel	36,6	39,4	36,6	31,2	29,6	29,4	29,8	29,9
Charbon	0,1	0,4	0,6	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	1,2	0,9	1,3	1,3	1,1	1,1	1,0	1,0
Électricité	9,1	9,4	9,8	10,3	10,2	10,7	11,2	11,8
Total des livraisons	50,9	51,6	49,2	44,9	41,9	42,3	43,3	43,9
Commercial								
Mazout léger	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Combustible résiduel	0,1	0,2	3,0	5,5	5,0	4,0	4,3	4,5
GPL	1,0	1,0	0,8	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8
Gaz naturel	18,3	22,4	28,3	27,1	24,7	27,0	30,0	32,0
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité	14,0	17,0	15,7	13,7	13,7	15,0	16,5	18,2
Total des livraisons	33,8	40,9	48,1	47,2	44,3	47,0	51,9	55,9
Transport								
Mazout léger(diesel)	18,2	24,9	24,7	34,3	34,2	37,6	39,7	41,4
Carburéacteur	3,3	2,8	2,5	2,2	2,1	2,6	2,8	3,1
Essence automobile	40,2	47,6	48,0	53,9	49,5	54,9	57,0	59,2
Combustible résiduel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz de pétrole liquéfié	1,1	0,8	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Autre pétrole	0,4	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Pétrole Sous-Total	62,7	76,2	75,6	90,9	86,4	95,7	100,2	104,4
Gaz naturel (gazoduc)	31,8	50,8	46,9	28,4	32,1	28,8	29,3	28,6
Gaz naturel comprimé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Éthanol					3,5	3,5	3,5	3,5
Électricité	2,5	3,4	4,5	5,2	5,0	5,0	5,0	5,0
Total des livraisons	97,0	130,4	127,1	124,6	127,0	133,1	138,0	141,5
Industriel								
Total utilisation finale d'énergie	118,6	149,8	152,4	143,4	121,3	127,0	133,1	141,0
Achats d'électricité	17,0	23,5	28,9	32,7	23,8	25,1	26,4	28,3
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	41,4	68,5	65,5	62,9	43,3	46,3	49,4	53,6
Produits pétroliers raffinés	47,0	47,5	47,8	36,5	42,6	44,0	45,6	47,4
Charbon et coke	2,1	0,9	1,0	1,3	1,1	1,1	1,2	1,2
Génération - Hydro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable	11,0	9,3	9,2	10,0	10,5	10,5	10,5	10,5
Usage non-énergétique	30,0	30,0	30,0	31,0	31,6	34,9	38,0	40,8
Usage non-énergétique (non réparti)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total d'utilisation finale	148,6	179,8	182,4	174,4	152,9	161,9	171,1	181,9
Note: les données historiques peuvent inclure des énergies connexes aux opérations pétrolières et gazières								
Total consommation finale d'énergie								
Produits pétroliers	115,2	126,7	128,4	134,9	135,9	145,7	152,3	158,7
Gaz naturel	128,1	181,2	177,3	149,7	129,8	131,6	138,5	144,1
Charbon et coke	2,2	1,3	1,6	2,3	1,1	1,1	1,2	1,2
Achats d'électricité	42,7	53,3	58,9	61,9	52,7	55,8	59,2	63,3
Génération - Hydro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable	12,2	10,2	10,5	11,3	15,1	15,0	15,0	15,0
Total	300,3	372,7	376,8	360,1	334,6	349,3	366,2	382,3
Total non-énergétique	30,0	30,0	30,0	31,0	31,6	34,9	38,0	40,8
Total consommation finale d'énergie	330,3	402,7	406,8	391,1	366,2	384,2	404,2	423,1

Énergie électrique								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Capacité de génération d'électricité (gigawatts)								
Charbon thermique	1,5	1,8	1,8	1,8	1,6	1,6	1,9	1,9
Autre combustible thermique	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Cycle combiné	0,0	0,0	0,1	0,6	0,5	0,5	0,5	0,8
Turbine à combustion	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Puissance nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable hydro	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Renouvelable - éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2
Renouvelable - autre	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capacité total	2,8	3,0	3,2	3,7	3,6	3,7	4,0	4,3
Ventes d'électricité (Milliards KWh)								
Résidentiel	2,5	2,6	2,7	2,9	2,8	3,0	3,1	3,3
Commercial /autre	3,9	4,5	4,4	3,8	3,8	4,2	4,6	5,1
Industriel	6,1	6,5	8,0	9,1	8,7	9,1	9,4	9,6
Transport	0,7	0,9	1,3	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4
Ventes Totales	13,2	14,6	16,3	17,2	16,7	17,6	18,5	19,4
Importation et exportation d'électricité (Milliards KWh)								
Importations brut Internationales	0,1	0,1	0,9	1,1	0,6	0,6	0,6	0,6
Exportations brut Internationales	0,1	0,1	0,3	0,7	0,3	0,3	0,3	0,3
Importations brut Interrégionales	0,1	0,0	0,6	0,0	0,6	0,7	0,8	0,6
Exportations brut Interrégionales	0,0	0,4	0,0	0,3	1,1	1,1	1,2	1,4
Importations nettes	0,1	-0,5	1,1	0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,5
Génération par type de combustible (Milliards KWh)								
Charbon	8,6	11,3	11,8	12,2	11,3	11,6	12,3	13,1
Produit pétrolier	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel	0,3	0,5	2,2	3,8	3,4	3,4	3,4	4,0
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable	4,2	4,1	3,0	2,9	3,5	4,0	4,1	4,1
- Hydro - électricité	4,2	4,1	3,0	2,8	3,4	3,4	3,5	3,5
- Éolien	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,5	0,5	0,5
- Autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Génération totale	13,1	15,9	17,1	18,9	18,2	19,0	19,9	21,2
Propre usage et pertes implicites	1,4	0,9	1,9	1,8	1,3	1,3	1,3	1,3
Combustibles Requis								
Charbon	111,9	143,1	137,7	149,2	135,8	138,8	140,8	149,2
Gaz naturel	3,6	6,5	25,8	47,0	33,4	33,4	33,4	38,2
Produits pétroliers	0,1	0,2	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	15,2	14,8	11,0	10,3	12,4	14,4	14,8	14,8
Total	130,7	164,6	174,7	206,9	181,6	186,7	189,0	202,2

Consommation d'énergie par les fournisseurs d'énergie (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Industrie du raffinage								
Consommation du combustible								
Produits pétroliers					4,6	11,2	8,3	13,8
Gaz naturel					13,7	12,2	14,3	13,7
Achats d'électricité					0,0	0,4	1,1	1,6
Total					18,3	23,8	23,7	29,1
Fournisseurs des biocombustibles (éthanol/biodiésel)								
Gaz naturel					1,3	2,5	2,5	2,5
Pétrole et Gaz								
Gaz de distillation					16,0	17,0	22,8	22,8
Diesel					4,5	4,5	4,5	4,5
Coke de pétrole					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel (acheté)					15,2	16,2	21,7	21,7
Gaz Naturel (usage propre)					47,7	44,2	36,1	27,8
Électricité					7,4	7,1	6,2	4,8
Liquides du gaz naturel					2,2	1,8	1,0	0,5
Énergie Total					93,1	90,7	92,4	82,2
Production d'électricité								
Charbon	111,9	143,1	137,7	149,2	135,8	138,8	140,8	149,2
Gaz naturel	3,6	6,5	25,8	47,0	33,4	33,4	33,4	38,2
Huile	0,1	0,2	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	15,2	14,8	11,0	10,3	12,4	14,4	14,8	14,8
Total	130,7	164,6	174,7	206,9	181,6	186,7	189,0	202,2
Total								
Produits pétroliers					25,1	32,7	35,6	41,1
Gaz naturel					111,4	108,5	108,1	103,9
Charbon					135,8	138,8	140,8	149,2
Puissance nucléaire					0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable					12,4	14,4	14,8	14,8
Électricité					7,4	7,5	7,3	6,4
Total					292,1	301,9	306,6	315,5

Production du pétrole brut et gaz naturel (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Pétroles légers					199,7	182,4	161,7	138,7
Pétroles lourds					858,8	833,0	735,3	629,6
Sables bitumineux - <i>in situ</i>					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - synthétique					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel					306,6	237,4	128,9	73,2
Méthane de houille					0,0	0,0	0,0	0,0
(Milliers barils/jour)								
Pétroles légers					89,4	81,6	72,4	62,1
Pétroles lourds					361,9	351,0	309,8	265,3
Sables bitumineux - <i>in situ</i>								
Sables bitumineux - synthétique								
(MPC/année)								
Gaz naturel					292,0	226,1	122,7	69,7
Méthane de houille					0,0	0,0	0,0	0,0

**Total des émissions de gaz à effet de serre
(Mégatonnes d'équivalent de CO₂)**

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Émissions de gaz à effet de serre (GES)	42,7	56,9	63,7	69,1	65,8	71,7	70,9	70,1
Génération d'électricité	10,4	13,9	14,7	16,9	14,2	14,5	14,7	15,7
Industrie	2,5	3,7	4,4	4,4	5,7	6,4	7,0	7,7
Combustion	2,2	3,5	3,1	3,0	5,6	6,3	6,9	7,5
Non-combustion	0,2	0,2	1,3	1,4	0,2	0,2	0,2	0,2
Non-énergie	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Non-énergie (ciment, chaux, cendres de soude)	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N ₂ O (acide nitrique et adipique)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SF ₆	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PFCs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Résidentiel & Agriculture	2,5	2,5	2,3	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9
Commercial & Admin. publique	1,0	1,2	1,7	1,8	1,7	1,7	1,9	2,0
Industries pétrolières et gazières	9,4	14,9	19,7	22,1	20,8	19,7	17,2	13,9
Combustion	3,4	5,5	5,3	6,0	5,0	4,5	3,7	3,0
Fugitifs	6,0	9,5	14,5	16,2	15,8	15,2	13,5	10,9
Transport	9,5	11,4	11,2	10,5	11,1	11,7	12,1	12,4
Autres	7,5	9,3	9,7	11,4	10,1	14,7	15,0	15,4
Agroécosystèmes	6,8	8,6	8,9	10,3	9,2	13,6	13,9	14,0
Déchets	0,6	0,7	0,7	0,9	0,8	0,8	0,8	0,9
Solvants et autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HFCs	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4

Indicateurs Économiques

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Indicateurs macroéconomiques								
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)	85 687,0	96 019,0	114 160,0	129 259,0	134 164,0	155 590,0	175 973,0	197 299,0
Revenu disponible des particuliers (\$1997 Millions)	50 563,3	52 200,9	63 116,8	76 734,6	80 994,6	99 296,3	115 433,9	132 912,0
Revenu disponible des particuliers par capita (\$1997 Milliers)	16,9	18,3	22,5	27,5	29,2	35,6	41,4	47,6
Indice des prix à la consommation (1992=100)	93,1	104,9	117,4	128,0	132,4	142,2	148,1	154,2
Taux de chômage (pourcentage)	6,8	7,8	5,0	4,9	4,8	4,4	3,9	3,1
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)								
Industries	34 856	39 180	43 591	47 042	48 451	54 920	60 544	64 854
Manufacturier	9 069	9 987	12 361	13 254	13 686	15 381	16 811	18 403
Non-manufacturier	25 787	29 193	31 230	33 788	34 765	39 539	43 733	46 451
Utilités publics	2 214	2 474	2 754	2 675	2 745	3 055	3 370	3 702
Services	48 616	54 365	67 815	79 542	82 968	97 615	112 059	128 744
Économie totale	85 686	96 019	114 160	129 259	134 164	155 590	175 973	197 300
Surface de plancher								
Surface de plancher commercial	71	76	80	83	85	91	99	109
Population et main-d'oeuvre (milliers)								
Population	2 547,2	2 734,5	3 004,9	3 192,0	3 230,3	3 417,5	3 599,0	3 771,4
Ménages	903,8	983,4	1 096,5	1 202,8	1 226,7	1 345,1	1 456,8	1 562,1
Population active	1 372,1	1 484,7	1 671,4	1 854,0	1 888,1	1 994,2	2 074,0	2 148,0
Emploi, Non - agricole	1 278,5	1 369,3	1 588,2	1 763,0	1 797,7	1 906,8	1 993,1	2 080,5

Prix de l'énergie (taxes incluses) par secteurs et sources

(\$ 2003 Dollars par GJ)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Résidentiel								
Produits pétroliers					18,12	15,19	15,09	14,31
Gaz naturel					11,07	10,05	9,01	9,10
Électricité					21,35	23,13	24,20	25,41
Commercial								
Produits pétroliers					10,16	7,59	7,54	7,15
Gaz naturel					10,24	9,22	8,21	8,36
Électricité					16,36	17,10	17,00	17,89
Industriel								
Produits pétroliers					16,62	13,63	13,47	12,76
Gaz naturel					8,34	7,50	6,54	6,84
Électricité					15,93	16,49	14,84	14,93
Transport								
Produits pétroliers					22,53	18,82	18,39	17,39
Électricité								
Gaz naturel					8,74	7,78	6,96	7,37
Charbon (thermique)					0,97	1,17	1,14	1,42
(2003 \$can)								
Résidentiel								
Produits pétroliers (cents/l)					70,08	58,74	58,36	55,35
Gaz naturel (\$/GJ)					11,07	10,05	9,01	9,10
Électricité (cents/KWh)					7,69	8,33	8,71	9,15
Commercial								
Produits pétroliers (cents/l)					39,30	29,36	29,17	27,66
Gaz naturel (\$/GJ)					10,24	9,22	8,21	8,36
Électricité (cents/KWh)					5,89	6,15	6,12	6,44
Industrial								
Produits pétroliers (cents/l)					66,47	54,53	53,89	51,05
Gaz naturel (\$/GJ)					8,34	7,50	6,54	6,84
Électricité (cents/KWh)					5,73	5,93	5,34	5,38
Transport								
Produits pétroliers (cents/l)					78,09	65,24	63,75	60,27
Électricité								
Gaz naturel (\$/GJ)					8,74	7,78	6,96	7,37
Charbon (thermique)					0,97	1,17	1,14	1,42

Demande d'énergie - Secteurs d'utilisation finale (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Utilisation finale par secteur								
Résidentiel								
Mazout léger	1,1	0,7	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
GPL	3,3	2,3	1,6	1,5	1,5	1,7	1,8	1,9
Gaz naturel	122,3	143,8	160,3	159,8	154,8	161,5	168,6	173,5
Charbon	0,9	1,3	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Électricité	20,9	22,7	25,6	27,5	28,5	30,7	32,8	34,9
Total des livraisons	149,2	171,3	189,0	189,5	185,3	194,4	203,7	211,0
Commercial								
Mazout léger	0,3	0,2	0,3	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Combustible résiduel	0,2	0,4	1,0	1,9	1,8	2,1	2,2	2,5
GPL	2,5	16,3	9,5	9,5	10,4	8,8	9,4	9,6
Gaz naturel	94,5	89,9	92,2	110,2	90,4	106,4	127,8	135,1
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Énergie renouvelable	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité	39,0	42,5	47,9	50,5	52,2	58,4	64,7	71,7
Total des livraisons	136,5	149,3	150,9	172,3	155,0	175,9	204,4	219,1
Transport								
Mazout léger(diesel)	71,4	82,9	114,0	157,9	160,2	188,5	211,8	234,6
Carburéacteur	24,8	24,1	33,4	32,7	32,0	40,4	43,6	47,2
Essence automobile	142,2	141,7	160,4	173,2	173,7	204,8	225,6	248,5
Combustible résiduel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz de pétrole liquéfié	10,4	8,5	4,4	3,0	2,9	2,9	3,1	3,5
Autre pétrole	0,9	0,9	0,9	1,0	3,3	3,9	4,4	5,0
Pétrole Sous-Total	248,8	257,2	312,2	367,8	372,1	440,4	488,6	538,8
Gaz naturel (gazoduc)	24,6	51,9	51,5	61,1	50,2	48,9	42,5	34,0
Gaz naturel comprimé	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Éthanol	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité	3,7	4,6	4,2	2,7	3,0	3,4	3,6	3,7
Total des livraisons	277,1	313,7	367,9	431,7	425,3	492,7	534,8	576,6
Industriel								
Total utilisation finale d'énergie	267,4	329,2	347,7	308,7	327,2	340,4	356,0	373,2
Achats d'électricité	27,9	43,6	45,0	38,5	47,5	48,8	50,6	52,8
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	198,3	207,1	200,2	162,4	156,1	163,8	171,0	180,0
Produits pétroliers raffinés	23,6	25,6	45,9	37,0	56,8	58,7	61,7	64,7
Charbon et coke	0,0	0,3	0,5	5,2	13,0	13,5	14,6	15,7
Génération - Hydro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable	17,6	52,7	56,1	65,6	53,9	55,6	58,1	60,0
Usage non-énergétique	273,9	310,9	319,7	484,0	140,8	157,6	173,0	188,6
Usage non-énergétique (non réparti)	0,0	0,0	0,0	0,0	320,0	320,0	320,0	320,0
Total d'utilisation finale	541,3	640,0	667,4	792,7	788,0	818,0	849,0	881,9
Note: les données historiques peuvent inclure des énergies connexes aux opérations pétrolières et gazières								
Total consommation finale d'énergie								
Produits pétroliers	256,2	277,4	325,4	386,2	442,7	511,9	564,0	617,8
Gaz naturel	265,0	311,2	349,9	368,2	451,5	480,7	509,9	522,6
Charbon et coke	0,9	1,3	0,7	0,1	13,1	13,6	14,7	15,8
Achats d'électricité	261,9	276,8	277,9	243,0	131,3	141,2	151,7	163,2
Génération - Hydro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable	18,3	53,2	56,6	66,1	54,4	56,1	58,6	60,5
Total	802,2	919,9	1 010,4	1 063,6	1 092,9	1 203,4	1 298,9	1 379,9
Total non-énergétique	273,9	310,9	319,7	484,0	460,8	477,6	493,0	508,6
Total consommation finale d'énergie	1 076,1	1 230,8	1 330,1	1 547,6	1 553,6	1 681,0	1 791,9	1 888,6

Énergie électrique								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Capacité de génération d'électricité (gigawatts)								
Charbon thermique	4,9	6,0	5,9	5,8	6,6	6,9	6,6	6,9
Autre combustible thermique	1,7	1,2	0,8	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Cycle combiné	0,0	0,0	0,2	1,2	2,0	2,0	2,0	2,0
Turbine à combustion	0,3	0,3	0,5	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5
Puissance nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable hydro	0,7	0,8	0,9	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1
Renouvelable - éolien	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Renouvelable - autre	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Capacité totale	7,6	8,3	8,3	10,8	12,6	12,9	12,6	12,9
Ventes d'électricité (Milliards KWh)								
Résidentiel	5,8	6,3	7,1	7,7	7,9	8,5	9,1	9,7
Commercial /autre	10,8	11,8	13,3	14,0	14,5	16,2	18,0	19,9
Industriel	17,7	25,4	27,0	27,8	29,3	27,9	27,0	26,2
Transport	1,0	1,3	1,2	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0
Ventes Totales	35,4	44,8	48,6	50,2	52,5	53,6	55,0	56,8
Importation et exportation d'électricité (Milliards KWh)								
Importations brut Internationales	0,0	0,0	0,2	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
Exportations brut Internationales	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Importations brut Interrégionales	0,0	0,0	0,8	0,6	3,3	2,6	3,7	1,3
Exportations brut Interrégionales	0,8	1,0	0,0	0,0	0,7	0,8	0,4	1,0
Importations nettes	-0,8	-1,0	0,8	0,8	2,7	2,0	3,5	0,5
Génération par type de combustible (Milliards KWh)								
Charbon	34,7	43,1	42,2	44,6	46,5	49,0	47,8	50,5
Produit pétrolier	0,0	0,0	0,0	1,5	0,1	0,1	0,1	0,1
Gaz naturel	2,9	2,6	9,1	6,8	2,8	1,9	3,0	5,1
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable	2,1	2,2	2,2	3,8	3,6	3,7	3,7	3,7
- Hydro - électricité	2,1	2,2	1,8	2,5	2,3	2,4	2,4	2,4
- Éolien	0,0	0,0	0,1	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
- Autres			0,3	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6
Génération totale	39,6	47,9	53,6	56,7	53,1	54,7	54,6	59,4
Propre usage et pertes implicites	3,4	2,1	5,8	7,3	3,3	3,2	3,1	3,1
Combustibles Requis								
Charbon	396,3	484,9	478,2	490,0	527,0	545,4	526,6	552,5
Gaz naturel	32,9	29,5	102,5	75,2	23,8	16,1	24,9	42,4
Produits pétroliers	0,2	0,2	1,6	16,6	1,3	1,3	1,3	1,3
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	7,4	7,9	8,0	13,5	13,1	13,5	13,3	13,3
Total	436,8	522,5	590,3	595,3	565,2	576,3	566,3	609,5

Consommation d'énergie par les fournisseurs d'énergie (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Industrie du raffinage								
Consommation du combustible								
Produits pétroliers					31,4	49,9	59,6	64,3
Gaz naturel					27,4	24,4	28,5	27,4
Achats d'électricité					0,0	0,9	2,4	3,4
Total					58,8	75,2	90,5	95,1
Fournisseurs des biocombustibles (éthanol/biodiésel)								
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Pétrole et Gaz								
Gaz de distillation					94,8	208,7	270,5	316,8
Diesel					38,3	64,0	78,0	88,5
Coke de pétrole					65,9	145,0	187,9	220,1
Gaz naturel (acheté)					243,2	481,6	586,8	681,8
Gaz Naturel (usage propre)					548,9	509,7	430,1	337,2
Électricité					57,9	50,9	44,3	38,2
Liquides du gaz naturel					37,7	33,8	27,1	19,0
Énergie Total					1 086,5	1 493,8	1 624,7	1 701,7
Production d'électricité								
Charbon	396,3	484,9	478,2	490,0	527,0	545,4	526,6	552,5
Gaz naturel	32,9	29,5	102,5	75,2	23,8	16,1	24,9	42,4
Huile	0,2	0,2	1,6	16,6	1,3	1,3	1,3	1,3
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	7,4	7,9	8,0	13,5	13,1	13,5	13,3	13,3
Total	436,8	522,5	590,3	595,3	565,2	576,3	566,3	609,5
Total								
Produits pétroliers					231,7	469,0	597,3	691,0
Gaz naturel					843,2	1 031,8	1 070,3	1 088,9
Charbon					527,0	545,4	526,6	552,5
Puissance nucléaire					0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable					13,1	13,5	13,3	13,3
Électricité					57,9	51,8	46,7	41,7
Total					1 672,9	2 111,5	2 254,4	2 387,3

Production du pétrole brut et gaz naturel (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Pétroles légers					810,4	650,3	552,2	490,7
Pétroles lourds					484,0	389,3	301,6	225,4
Sables bitumineux - in situ					1 043,1	1 986,9	2 359,5	2 732,1
Sables bitumineux - synthétique					1 246,0	2 743,6	3 555,2	4 164,0
Gaz naturel					5 142,9	4 559,4	3 876,6	2 807,8
Méthane de houille					54,6	419,8	524,8	629,7
(Milliers barils/jour)								
Pétroles légers					362,6	291,1	247,2	219,6
Pétroles lourds					203,9	164,0	127,1	95,0
Sables bitumineux - in situ					420,0	800,0	950,0	1 100,0
Sables bitumineux - synthétique					545,0	1 200,0	1 555,0	1 821,2
(MPC/année)								
Gaz naturel					4 898,0	4 342,3	3 692,0	2 674,1
Méthane de houille					52,0	399,8	499,8	599,7

Total des émissions de gaz à effet de serre								
(Mégatonnes d'équivalent de CO₂)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Émissions de gaz à effet de serre (GES)	168,2	197,2	222,7	234,8	243,6	280,6	293,2	304,7
Génération d'électricité	40,2	49,2	52,1	52,7	51,3	52,6	51,4	54,7
Industrie	28,4	31,7	35,2	37,6	39,8	61,2	74,1	83,6
Combustion	20,1	21,9	24,9	24,8	27,8	48,7	60,6	69,4
Non-combustion	6,8	8,2	8,6	11,0	10,4	11,1	11,7	12,4
Non-énergie	1,5	1,6	1,8	1,9	1,8	1,8	2,0	2,1
Non-énergie (ciment, chaux, cendres de soude)	0,8	0,9	1,1	1,2	1,2	1,3	1,4	1,5
N ₂ O (acide nitrique et adipique)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
SF ₆	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PFCs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Résidentiel & Agriculture	7,1	7,9	8,6	8,4	8,2	8,5	8,9	9,2
Commercial & Admin. publique	5,0	5,5	5,3	6,1	5,3	6,0	7,1	7,5
Industries pétrolières et gazières	50,8	61,6	72,4	77,5	86,0	94,5	90,4	84,8
Combustion	23,8	27,3	36,2	44,1	45,6	51,5	49,8	47,1
Fugitifs	27,0	34,4	36,2	33,4	40,5	43,0	40,6	37,7
Transport	22,6	24,8	30,1	33,1	33,0	37,4	40,5	43,6
Autres	14,1	16,4	18,9	19,4	19,7	20,1	20,7	21,4
Agroécosystèmes	12,5	14,7	16,7	16,7	17,6	17,6	18,0	18,2
Déchets	1,5	1,6	1,9	2,2	1,6	1,6	1,7	1,8
Solvants et autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
HFCs	0,0	0,0	0,3	0,5	0,5	0,9	1,0	1,4

	Indicateurs Économiques							
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Indicateurs macroéconomiques								
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)	92 276,0	98 930,0	115 209,0	127 314,0	131 710,0	149 241,0	164 445,0	182 473,0
Revenu disponible des particuliers (\$1997 Millions)	66 452,6	70 273,4	78 988,6	86 470,0	90 339,2	106 008,1	115 791,9	126 586,5
Revenu disponible des particuliers par capita (\$1997 Milliers)	17,0	18,3	20,2	22,5	23,5	28,1	32,0	36,5
Indice des prix à la consommation (1992=100)	92,4	107,9	113,3	122,0	124,4	133,7	141,5	150,4
Taux de chômage (pourcentage)	8,6	8,4	7,2	8,0	8,0	8,0	7,8	6,7
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)								
Industries	24 514	23 987	28 480	29 812	30 675	32 521	35 682	38 373
Manufacturier	9 734	10 389	13 995	14 528	14 984	16 152	17 710	19 388
Non-manufacturier	14 780	13 598	14 485	15 284	15 691	16 369	17 972	18 985
Utilités publics	2 049	2 287	2 493	2 205	2 249	2 443	2 635	2 830
Services	65 713	72 655	84 237	95 297	98 785	114 276	126 127	141 270
Économie totale	92 276	98 929	115 210	127 314	131 709	149 240	164 444	182 473
Surface de plancher								
Surface de plancher commercial	53	62	69	75	77	89	101	115
Population et main-d'oeuvre (milliers)								
Population	3 290,8	3 777,0	4 039,2	4 177,0	4 206,3	4 342,5	4 461,2	4 559,7
Ménages	1 240,1	1 431,7	1 561,5	1 645,6	1 669,5	1 785,7	1 890,4	1 982,8
Population active	1 700,3	1 957,6	2 099,7	2 233,0	2 264,4	2 370,0	2 402,7	2 439,8
Emploi, Non - agricole	1 554,9	1 792,3	1 949,1	2 053,7	2 083,4	2 180,1	2 214,7	2 277,4

Prix de l'énergie (taxes incluses) par secteurs et sources
 (\$ 2003 Dollars par GJ)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Résidentiel								
Produits pétroliers					18,75	15,78	15,66	14,86
Gaz naturel					14,85	13,96	13,72	13,06
Électricité					19,79	19,70	17,43	17,33
Commercial								
Produits pétroliers					15,56	12,49	12,26	11,52
Gaz naturel					13,40	12,50	12,29	11,73
Électricité					12,08	11,94	10,88	10,77
Industriel								
Produits pétroliers					16,34	13,36	13,21	12,52
Gaz naturel					11,44	10,52	10,46	10,01
Électricité					10,90	10,70	9,68	9,42
Transport								
Produits pétroliers					23,11	19,34	18,73	17,66
Électricité								
Gaz naturel					10,12	9,31	9,01	8,94
Charbon (thermique)					8,47	8,47	8,47	8,47
(2003 \$/can)								
Résidentiel								
Produits pétroliers (cents/l)					72,54	61,02	60,57	57,48
Gaz naturel (\$/GJ)					14,85	13,96	13,72	13,06
Électricité (cents/KWh)					7,12	7,09	6,28	6,24
Commercial								
Produits pétroliers (cents/l)					60,20	48,29	47,41	44,57
Gaz naturel (\$/GJ)					13,40	12,50	12,29	11,73
Électricité (cents/KWh)					4,35	4,30	3,92	3,88
Industriel								
Produits pétroliers (cents/l)					65,37	53,46	52,84	50,08
Gaz naturel (\$/GJ)					11,44	10,52	10,46	10,01
Électricité (cents/KWh)					3,93	3,85	3,48	3,39
Transport								
Produits pétroliers (cents/l)					80,09	67,05	64,93	61,21
Électricité								
Gaz naturel (\$/GJ)					10,12	9,31	9,01	8,94
Charbon (thermique)					8,47	8,47	8,47	8,47

Demande d'énergie - Secteurs d'utilisation finale (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
	----- Projection -----							
Utilisation finale par secteur								
Résidentiel								
Mazout léger	10,3	4,4	5,6	1,2	1,2	1,3	1,4	1,6
GPL	2,2	1,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1
Gaz naturel	63,3	75,2	78,6	72,6	71,2	73,5	74,2	77,1
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	8,3	6,0	6,7	6,9	6,5	6,3	6,3	6,3
Électricité	45,3	52,6	58,3	63,1	63,3	67,9	74,4	79,5
Total des livraisons	129,4	140,1	150,2	144,9	143,1	150,0	157,3	165,7
Commercial								
Mazout léger	4,3	2,2	2,5	6,1	5,8	6,4	6,8	7,2
Combustible résiduel	0,7	0,5	0,6	2,6	1,7	2,7	3,1	3,7
GPL	1,5	3,9	2,9	2,6	2,7	3,1	3,5	4,0
Gaz naturel	46,9	58,6	59,6	54,3	52,0	58,9	65,0	73,5
Charbon				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable					0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité	41,3	46,3	50,4	48,5	50,6	63,6	78,0	93,6
Total des livraisons	94,6	111,5	116,0	114,2	112,9	134,7	156,3	182,0
Transport								
Mazout léger(diesel)	71,8	90,3	88,3	99,6	99,9	112,4	118,8	125,0
Carburacteur	34,1	43,4	64,3	57,0	55,7	70,3	75,9	82,2
Essence automobile	121,4	143,2	159,3	167,1	165,8	182,4	189,3	198,2
Combustible résiduel	16,6	20,9	23,1	38,1	39,5	43,3	46,7	49,7
Gaz de pétrole liquéfié	12,2	8,9	4,9	4,2	4,0	3,9	3,9	4,1
Autre pétrole	1,4	0,0	1,3	1,0	3,9	4,4	4,7	5,0
Pétrole Sous-Total	256,1	306,7	340,0	367,0	368,7	416,6	439,2	464,1
Gaz naturel (gazoduc)	16,0	26,7	31,8	21,8	28,1	31,5	30,7	28,5
Gaz naturel comprimé	0,9	0,7	0,6	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Éthanol					0,0	4,4	4,4	4,4
Électricité	0,6	0,7	0,6	0,7	0,6	0,7	0,7	0,8
Total des livraisons	273,5	334,9	372,9	389,7	397,7	453,3	475,2	497,9
Industriel								
Total utilisation finale d'énergie	400,8	439,8	501,7	467,5	462,2	464,0	478,4	503,1
Achats d'électricité	92,9	51,5	60,2	60,1	54,9	50,8	50,2	52,2
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	84,9	115,1	140,1	120,3	123,0	123,2	125,9	135,2
Produits pétroliers raffinés	61,5	38,9	43,8	45,2	39,7	39,4	40,8	42,5
Charbon et coke	4,1	8,1	9,3	14,3	23,2	23,7	24,8	27,0
Génération - Hydro	0,0	40,9	33,9	34,7	36,8	36,8	36,8	36,8
Renouvelable	157,4	185,4	214,4	193,0	184,7	190,1	199,9	209,4
Usage non-énergétique	20,0	20,0	20,0	20,0	21,8	23,5	25,5	27,2
Usage non-énergétique (non réparti)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total d'utilisation finale	420,8	459,8	521,7	487,5	484,1	487,5	503,9	530,2
Note: les données historiques peuvent inclure des énergies connexes aux opérations pétrolières et gazières								
Total consommation finale d'énergie								
Produits pétroliers	336,5	358,5	396,3	425,8	420,8	470,4	495,8	524,3
Gaz naturel	212,0	276,3	310,7	269,1	274,5	287,3	295,9	314,4
Charbon et coke	4,1	8,1	9,3	14,3	23,2	23,7	24,8	27,0
Achats d'électricité	180,0	151,1	169,5	172,4	169,5	183,0	203,4	226,1
Génération - Hydro	0,0	40,9	33,9	34,7	36,8	36,8	36,8	36,8
Renouvelable	165,7	191,4	221,1	199,9	191,2	200,8	210,5	220,1
Total	898,4	1026,3	1140,8	1116,2	1115,8	1202,0	1267,2	1348,7
Total non-énergétique	20,0	20,0	20,0	20,0	21,8	23,5	25,5	27,2
Total consommation finale d'énergie	918,4	1046,3	1160,8	1136,2	1137,7	1225,5	1292,7	1375,9

Énergie électrique

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Capacité de génération d'électricité (gigawatts)								
Charbon thermique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autre combustible thermique	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,0	0,0
Cycle combiné	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Turbine à combustion	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Puissance nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable hydro	9,5	9,9	10,4	11,0	10,9	11,5	12,3	12,3
Renouvelable - éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable - autre	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Capacité total	10,7	11,1	11,5	12,4	12,3	12,8	12,9	12,9
Ventes d'électricité (Milliards kWh)								
Résidentiel	12,6	14,6	16,2	17,5	17,6	18,8	20,7	22,0
Commercial /autre	11,5	12,9	14,0	13,5	14,1	17,7	21,7	26,0
Industriel	25,8	14,0	16,6	16,6	16,6	15,4	15,2	15,7
Transport	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Ventes Totales	50,0	41,7	47,0	47,8	48,4	52,1	57,8	63,9
Importation et exportation d'électricité (Milliards kWh)								
Importations brut Internationales	2,0	4,7	5,4	7,3	5,2	5,2	5,2	5,2
Exportations brut Internationales	6,2	3,5	10,0	5,6	8,4	8,6	7,2	6,2
Importations brut Interrégionales	0,7	1,2	0,0	0,0	0,7	0,7	0,3	1,0
Exportations brut Interrégionales	0,0	0,0	0,0	0,2	2,9	2,2	3,2	0,9
Importations nettes	-3,5	2,4	-4,6	1,5	-5,4	-5,0	-4,9	-0,9
Génération par type de combustible (Milliards kWh)								
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produit pétrolier	0,1	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Gaz naturel	1,3	4,7	3,9	2,9	1,3	1,7	0,4	1,0
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable	46,4	38,9	51,3	45,5	62,3	65,2	70,2	70,4
- Hydro - électricité	46,4	38,9	50,8	45,0	61,7	64,5	69,5	69,8
- Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Autres			0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7
Génération totale	47,8	43,6	55,2	48,5	63,8	67,1	70,7	71,6
Propre usage et pertes implicites	-5,7	4,3	3,6	2,3	10,0	10,1	8,1	6,9
Combustibles Requis								
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel	13,9	43,2	34,8	15,7	11,6	15,6	3,1	8,0
Produits pétroliers	1,2	0,4	0,5	0,3	3,1	3,1	3,1	3,1
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	167,2	140,0	184,6	163,9	224,4	234,6	252,5	253,6
Total	182,3	183,6	219,9	179,9	239,0	253,4	258,7	264,7

Consommation d'énergie par les fournisseurs d'énergie (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Industrie du raffinage								
Consommation du combustible								
Produits pétroliers					6,8	10,3	12,3	13,0
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Achats d'électricité					0,0	0,1	0,3	0,5
Total					6,8	10,4	12,6	13,5
Fournisseurs des biocombustibles (éthanol/biodiésel)								
Gaz naturel					1,0	1,0	1,0	1,0
Pétrole et Gaz								
Gaz de distillation					0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel					1,1	1,1	1,1	1,1
Coke de pétrole					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel (acheté)								
Gaz Naturel (usage propre)					52,2	58,5	57,1	52,2
Électricité					4,4	4,5	4,2	3,7
Liquides du gaz naturel					7,4	8,5	8,3	7,6
Énergie Total					65,1	72,6	70,8	64,6
Production d'électricité								
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel	13,9	43,2	34,8	15,7	11,6	15,6	3,1	8,0
Huile	1,2	0,4	0,5	0,3	3,1	3,1	3,1	3,1
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	167,2	140,0	184,6	163,9	224,4	234,6	252,5	253,6
Total	182,3	183,6	219,9	179,9	239,0	253,4	258,7	264,7
Total								
Produits pétroliers					11,0	14,5	16,5	17,3
Gaz naturel					64,7	16,6	4,1	9,0
Charbon					0,0	0,0	0,0	0,0
Puissance nucléaire					0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable					224,4	234,6	252,5	253,6
Électricité					4,4	4,6	4,5	4,2
Total					304,5	270,4	277,7	284,0

Production du pétrole brut et gaz naturel (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Pétroles légers					114,6	108,3	99,2	85,4
Pétroles lourds					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - <i>in situ</i>					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - synthétique					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel					1012,3	1159,8	1053,2	1029,8
Méthane de houille					0,0	5,2	12,6	21,0
(Milliers barils/jour)								
Pétroles légers					51,3	48,5	44,4	38,2
Pétroles lourds					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - <i>in situ</i>								
Sables bitumineux - synthétique								
(MPC/année)								
Gaz naturel					964,1	1104,6	1003,0	980,8
Méthane de houille					0,0	5,0	12,0	20,0

**Total des émissions de gaz à effet de serre
(Mégatonnes d'équivalent de CO₂)**

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Émissions de gaz à effet de serre (GES)	51,5	59,5	64,1	67,4	67,3	73,0	74,3	77,4
Génération d'électricité	1,2	2,7	2,5	1,8	1,3	1,5	0,9	1,1
Industrie	10,4	11,4	12,3	11,2	13,2	13,8	13,8	14,6
Combustion	6,8	6,8	7,9	7,5	8,9	9,2	9,6	10,3
Non-combustion	1,8	2,4	1,9	1,5	0,7	0,8	0,8	0,8
Non-énergie	1,8	2,2	2,6	2,2	3,5	3,6	3,3	3,4
Non-énergie (ciment, chaux, cendres de soude)	0,8	0,9	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7
N ₂ O (acide nitrique et adipique)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SF ₆	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PFCs	1,0	1,2	1,3	0,9	0,8	0,8	0,6	0,6
Résidentiel & Agriculture	4,6	4,6	4,9	4,0	3,9	4,1	4,1	4,3
Commercial & Admin. publique	2,8	3,4	3,4	3,5	3,3	3,8	4,2	4,7
Industries pétrolières et gazières	6,5	7,1	8,9	11,3	10,7	12,0	11,7	10,8
Combustion	3,7	2,7	4,1	5,8	6,4	7,2	7,1	6,5
Fugitifs	2,8	4,4	4,8	5,6	4,3	4,7	4,6	4,3
Transport	18,9	22,7	24,4	26,5	25,4	28,3	29,4	30,5
Autres	7,0	7,7	7,7	9,1	9,6	10,0	10,6	11,6
Agroécosystèmes	2,1	2,3	2,2	2,5	2,4	2,3	2,3	2,3
Déchets	4,9	5,3	5,1	5,9	6,4	6,5	6,9	7,3
Solvants et autres	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
HFCs	0,0	0,1	0,4	0,6	0,7	1,1	1,3	1,9

	Indicateurs Économiques							
	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Indicateurs macroéconomiques								
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)	3 362,0	3 509,0	4 055,0	4 911,0	5 156,0	6 001,0	7 333,0	8 104,0
Revenu disponible des particuliers (\$1997 Millions)	1 517,0	1 952,0	2 656,0	3 147,0	3 311,2	4 037,3	4 875,8	5 800,2
Revenu disponible des particuliers par capita (\$1997 Milliers)	17,5	20,2	27,0	30,4	31,5	36,1	41,0	46,2
Indice des prix à la consommation (1992=100)								
Taux de chômage (pourcentage)								
Produit intérieur brut (\$1997 Millions)								
Industries	1 026	956	1 113	1 586	1 705	2 068	2 545	2 526
Manufacturier	10	10	8	10	11	12	13	14
Non-manufacturier	1 016	946	1 105	1 576	1 694	2 056	2 532	2 512
Utilités publics	64	71	70	68	70	80	89	98
Services	2 272	2 482	2 871	3 256	3 380	3 854	4 700	5 481
Économie totale	3 362	3 509	4 054	4 910	5 155	6 002	7 334	8 105
Surface de plancher								
Surface de plancher commercial	3	3	4	5	5	7	8	10
Population et main-d'oeuvre (milliers)								
Population	86,7	96,9	98,4	103,6	105,0	111,9	118,8	125,6
Ménages	19,9	23,1	24,5	33,5	25,7	28,3	30,5	32,4
Population active								
Emploi, Non - agricole								

Prix de l'énergie (taxes incluses) par secteurs et sources
 (\$ 2003 Dollars par GJ)

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Résidentiel								
Produits pétroliers					20,92	17,93	17,82	16,90
Gaz naturel					11,07	10,05	9,01	9,10
Électricité					109,97	98,33	101,07	96,24
Commercial								
Produits pétroliers					16,38	13,44	13,16	12,32
Gaz naturel					10,24	9,22	8,21	8,36
Électricité					80,48	57,11	45,18	32,14
Industriel								
Produits pétroliers					22,70	19,57	19,22	18,19
Gaz naturel					8,34	7,50	6,54	6,84
Électricité					82,40	75,29	55,78	53,36
Transport								
Produits pétroliers					26,23	22,55	22,16	20,96
Électricité								
Gaz naturel					8,74	7,78	6,96	7,37
Charbon (thermique)					8,47	8,47	8,47	8,47
(2003 \$/can)								
Résidentiel								
Produits pétroliers (cents/l)					80,90	69,36	68,92	65,35
Gaz naturel (\$/GJ)					11,07	10,05	9,01	9,10
Électricité (cents/KWh)					39,59	35,40	36,39	34,65
Commercial								
Produits pétroliers (cents/l)					63,35	51,99	50,89	47,67
Gaz naturel (\$/GJ)					10,24	9,22	8,21	8,36
Électricité (cents/KWh)					28,97	20,56	16,27	11,57
Industriel								
Produits pétroliers (cents/l)					90,80	78,26	76,87	72,74
Gaz naturel (\$/GJ)					8,34	7,50	6,54	6,84
Électricité (cents/KWh)					29,66	27,11	20,08	19,21
Transport								
Produits pétroliers (cents/l)					90,90	78,16	76,80	72,64
Électricité								
Gaz naturel (\$/GJ)					8,74	7,78	6,96	7,37
Charbon (thermique)					8,47	8,47	8,47	8,47

Demande d'énergie - Secteurs d'utilisation finale								
(Pétajoules)								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Utilisation finale par secteur								
Résidentiel								
Mazout léger	1,5	0,9	1,8	1,7	1,6	1,7	1,7	1,8
GPL	0,7	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Gaz naturel	0,6	1,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	0,2	0,2	0,2	0,0	0,3	0,3	0,2	0,2
Électricité	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3
Total des livraisons	4,0	3,3	3,4	3,2	3,4	3,4	3,5	3,7
Commercial								
Mazout léger	3,7	5,3	1,8	1,8	1,8	2,3	2,8	3,3
Combustible résiduel	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GPL	0,4	0,3	0,5	0,5	0,5	0,7	0,9	1,0
Gaz naturel	0,6	2,2	1,2	1,0	0,9	1,3	1,8	2,1
Charbon				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable					0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité	1,1	1,2	1,4	1,5	1,6	1,9	2,0	2,2
Total des livraisons	5,9	9,1	4,8	4,8	4,8	6,1	7,4	8,6
Transport								
Mazout léger(diesel)	3,1	4,5	3,1	3,9	3,9	4,3	4,6	4,9
Carburacteur	2,8	3,3	2,4	3,0	2,9	3,6	3,9	4,3
Essence automobile	3,4	3,4	3,2	2,8	2,7	3,0	3,2	3,4
Combustible résiduel	0,0	0,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz de pétrole liquéfié	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Autre pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2
Pétrole Sous-Total	9,4	12,2	8,9	9,7	9,7	11,2	11,9	12,7
Gaz naturel (gazoduc)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel comprimé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Éthanol					0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total des livraisons	9,4	12,2	8,9	9,7	9,7	11,2	11,9	12,7
Industriel								
Total utilisation finale d'énergie	5,7	6,3	10,0	9,6	6,8	7,2	7,3	7,2
Achats d'électricité	0,7	0,9	0,5	0,4	0,1	0,1	0,1	0,0
Gaz naturel et liquides du gaz naturel	1,8	1,8	2,1	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers raffinés	3,2	3,5	7,4	7,1	6,5	6,9	7,0	6,9
Charbon et coke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Génération - Hydro	0,0	0,1	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,0
Renouvelable	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Usage non-énergétique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Usage non-énergétique (non réparti)	5,7	6,3	10,0	9,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Total d'utilisation finale	11,5	6,3	10,0	9,6	6,8	7,2	7,3	7,2
Note: les données historiques peuvent inclure des énergies connexes aux opérations pétrolières et gazières								
Total consommation finale d'énergie								
Produits pétroliers	19,0	22,4	20,6	21,1	20,4	22,9	24,5	26,0
Gaz naturel	3,0	5,0	3,5	3,1	1,0	1,4	1,9	2,3
Charbon et coke	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Achats d'électricité	2,8	3,2	2,9	3,0	2,7	3,0	3,3	3,5
Génération - Hydro	0,0	0,1	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,0
Renouvelable	0,2	0,2	0,2	0,0	0,3	0,3	0,2	0,2
Total	25,1	30,9	27,1	27,3	24,7	27,9	30,2	32,0
Total non-énergétique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total consommation finale d'énergie	25,1	30,9	27,1	27,3	24,7	27,9	30,2	32,0

Énergie électrique								
	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
	1990	1995	2000	2004	2005	2010	2015	2020
Capacité de génération d'électricité (gigawatts)								
Charbon thermique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autre combustible thermique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2
Cycle combiné	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Turbine à combustion	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Puissance nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable hydro	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Renouvelable - éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable - autre	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capacité total	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Ventes d'électricité (Milliards KWh)								
Résidentiel	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
Commercial /autre	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6
Industriel	0,3	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transport	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ventes Totales	0,9	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0
Importation et exportation d'électricité (Milliards KWh)								
Importations brut Internationales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Exportations brut Internationales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Importations brut Interrégionales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Exportations brut Interrégionales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Importations nettes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Génération par type de combustible (Milliards KWh)								
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produit pétrolier	0,3	0,4	0,2	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Renouvelable	0,6	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
- Hydro - électricité	0,6	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
- Éolien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Génération totale	0,9	0,9	0,7	0,8	1,1	1,1	1,1	1,1
Propre usage et pertes implicites	0,1	-0,1	-0,1	0,1	0,4	0,3	0,2	0,1
Combustibles Requis								
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produits pétroliers	3,5	3,0	1,5	1,3	9,3	9,3	9,3	9,3
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	2,3	1,8	1,8	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9
Total	5,9	4,7	3,4	3,3	11,2	11,2	11,2	11,2

Consommation d'énergie par les fournisseurs d'énergie (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Industrie du raffinage								
Consommation du combustible								
Produits pétroliers					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel					0,0	0,0	0,0	0,0
Achats d'électricité					0,0	0,0	0,0	0,0
Total					0,0	0,0	0,0	0,0
Fournisseurs des biocombustibles (éthanol/biodiésel)								
Gaz naturel								
Pétrole et Gaz								
Gaz de distillation					0,0	0,0	0,0	0,0
Diesel					0,0	0,0	0,0	0,0
Coke de pétrole					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel (acheté)								
Gaz Naturel (usage propre)					4,3	4,3	30,4	35,0
Électricité					0,0	0,0	0,0	0,0
Liquides du gaz naturel					0,1	0,1	4,5	5,4
Énergie Total					4,5	4,5	34,9	40,4
Production d'électricité								
Charbon	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Huile	3,5	3,0	1,5	1,3	9,3	9,3	9,3	9,3
Nucléaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable	2,3	1,8	1,8	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9
Total	5,9	4,7	3,4	3,3	11,2	11,2	11,2	11,2
Total								
Produits pétroliers					9,3	9,3	9,3	9,3
Gaz naturel					4,3	0,0	0,0	0,0
Charbon					0,0	0,0	0,0	0,0
Puissance nucléaire					0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie renouvelable					1,9	1,9	1,9	1,9
Électricité					0,0	0,0	0,0	0,0
Total					15,5	11,2	11,2	11,2

Production du pétrole brut et gaz naturel (Pétajoules)

	1990	1995	2000	2004	Projection			
					2005	2010	2015	2020
Pétroles légers					67,0	67,0	67,0	53,1
Pétroles lourds					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - <i>in situ</i>					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - synthétique					0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel					19,2	18,9	621,5	745,0
Méthane de houille					0,0	0,0	0,0	0,0
(Milliers barils/jour)								
Pétroles légers					30,0	30,0	30,0	23,8
Pétroles lourds					0,0	0,0	0,0	0,0
Sables bitumineux - <i>in situ</i>								
Sables bitumineux - synthétique								
(MPC/année)								
Gaz naturel					18,3	18,0	591,9	709,5
Méthane de houille					0,0	0,0	0,0	0,0

**Total des émissions de gaz à effet de serre
(Mégatonnes d'équivalent de CO₂)**

	1990	1995	2000	2004	----- Projection -----			
					2005	2010	2015	2020
Émissions de gaz à effet de serre (GES)	2,0	2,2	1,9	1,9	2,8	2,9	8,1	9,2
Génération d'électricité	0,3	0,4	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7
Industrie	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Combustion	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Non-combustion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Non-énergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Non-énergie (ciment, chaux, cendres de soude)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N ₂ O (acide nitrique et adipique)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SF ₆	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PFCs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Résidentiel & Agriculture	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2
Commercial & Admin. publique	0,3	0,5	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4
Industries pétrolières et gazières	0,2	0,1	0,2	0,2	0,7	0,7	5,8	6,8
Combustion	0,2	0,0	0,2	0,2	0,3	0,3	3,6	4,2
Fugitifs	0,1	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	2,2	2,6
Transport	0,8	0,9	0,9	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0
Autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Agroécosystèmes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solvants et autres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HFCs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0