

PERSPECTIVES DES ÉMISSIONS DU CANADA: UNE MISE À JOUR



*Processus national sur la changement climatique
Le Groupe de l'analyse et de la modélisation*

*National Climate Change Process
Analysis and Modelling Group*

Canada

**PERSPECTIVES DES ÉMISSIONS DU CANADA -
UNE MISE À JOUR**

GROUPE DE L'ANALYSE ET DE MODÉLISATION
PROCESSUS NATIONAL SUR LE CHANGEMENT CLIMATIQUE

DÉCEMBRE 1999

Table des matières

PRÉFACE	iii
1. INTRODUCTION	1
2. HYPOTHÈSES-CADRE	3
2.1. PERSPECTIVES ÉCONOMIQUES	3
2.2. PRIX DE L'ÉNERGIE	6
2.3. ÉLABORATION DE LA POLITIQUE	8
3. LES CHANGEMENTS PAR SECTEUR	9
3.1. RÉSIDENTIEL	9
3.2. COMMERCIAL	13
3.3. INDUSTRIEL	15
3.4. TRANSPORTS	23
3.5. PRODUCTION DES COMBUSTIBLES FOSSILES	27
3.6. PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ	32
3.7. AGRICULTURE	37
3.8. AUTRES	38
3.9. SOMMAIRE DES CHANGEMENTS PAR SECTEUR	39

4. PERSPECTIVES DES ÉMISSIONS	43
4.1. L'ÉCART	43
4.2. CONTRIBUTIONS DES INITIATIVES À LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS	45
4.3. ÉMISSIONS PAR TYPE DE GAZ ET DE COMBUSTIBLES	46
4.4. ÉMISSIONS PAR SECTEUR	47
4.5. ÉMISSIONS PAR PROVINCE	53
4.6. ANALYSE DE LA SENSIBILITÉ	55
4.7. CAUSES IMMÉDIATES DES TENDANCES DES ÉMISSIONS DE GES	59
5. CONCLUSION	63

ANNEXES

- A PROJECTION POUR LES TERRITOIRES
- B FACTEURS DE CONVERSION
- C RÉSULTATS NATIONAUX DES PROJECTIONS

Préface

Le présent rapport donne les perspectives mises à jour des émissions de gaz à effet de serre du Canada au cours de vingt prochaines années. Basé sur les prévisions faites par Ressources Naturelles Canada, ce Rapport remplace le document intitulé *Perspectives Énergétiques du Canada 1996-2020*, qui a été publié en avril 1997. L'objectif principal de cette mise à jour est de donner un scénario de référence révisé pour l'élaboration de la Stratégie nationale de mise en œuvre du changement climatique.

En chargeant le Groupe de l'Analyse et de Modélisation (GAM) de faire la mise à jour, le Comité national de coordination des questions de l'air et le Secrétariat national du changement climatique étaient préoccupés par le fait que l'élaboration pouvait encombrer inutilement les ressources analytiques des Tables de concertation qui, à l'époque, étaient profondément impliquées dans l'élaboration de leurs options. Compte tenu de cette préoccupation, le GAM est reconnaissant envers les Tables de concertation pour le temps et l'expertise qu'elles lui ont généreusement donnés dans ses nombreuses requêtes. Nous aimerions particulièrement remercier les personnalités dont les noms sont repris ci-dessous pour leur assistance dans nos efforts et présentons nos excuses à tous ceux que nous n'avons pas nommément cités par inattention.

- John Dillon, Gary Webster, David Shearing, de la Table sur l'industrie
- Bob Redhead et François Bregha, de la Table sur les actions volontaires accrues
- Ron Sully, John Lawson et son équipe de l'analyse, de la Table sur les transports
- Nick Marty, Michel Francoeur et le Groupe de l'analyse de l'Office de l'efficacité énergétique, de la Table sur les bâtiments
- Bruce Junkins et Ray Desjardins, de la Table sur l'agriculture
- Rick Hynman, Pierre Guimond et Richard Loulou et son équipe de modélisation, de la Table sur l'électricité
- Doug Ketchison et Tom Rosser, de la Table sur la forêt
- Art Jaques, pour ses conseils sur les émissions provenant de sources non liées à l'énergie, de la Table sur la séquestration.

Le travail de mise à jour est, de part sa nature, un ensemble d'efforts fournis par les membres de l'équipe de Ressources Naturelles Canada - Réjean Casaubon, Hertsel Labib, Nick Macaluso, David MacNabb, Nancy Roberts, Jocelyn Exeter, Michel Berubé, Hy-Hien Tran, Jai Persaud, Wally Geekie, Catherine Roberts, JoAn Halliday, Co Tran et Lifang Cui - qui méritent d'être spécialement félicités pour le professionnalisme et le dévouement dont ils ont fait montre en entreprenant ce projet.

Nous voulons bien savoir ce que vous, lecteur, pensez du rapport. Si vous avez des commentaires, des questions ou vous désirez obtenir des renseignements supplémentaires, nous vous prions de nous contacter à l'adresse ci-dessous indiquée.

Veillez agréer l'expression de notre considération distinguée

Neil McIlveen, Directeur,
Division de l'Analyse et de Modélisation,
Direction de Politique Énergétique,
Ressources Naturelles Canada
Téléphone: (613) 995-8762,
Télécopieur: (613) 996-8123,
Adresse électronique : mcilveen@nrcan.gc.ca

Chapitre 1

« *Sont-elles les ombres des choses qui seront là,
ou seulement celles des choses qui puissent être là* »

Ebener Scrooge
A Christmas Carol
Charles Dickens, 1843

Introduction

Le présent Rapport est préparé par Ressources Naturelles Canada pour le Groupe de l'Analyse et Modélisation (GAM). Il répond à la demande, faite par le Comité national de coordination des questions de l'air et le Secrétariat national du changement climatique, de préparer une version révisée des perspectives des émissions de gaz à effet de serre au Canada en vue de déterminer le cadre de la Stratégie nationale de mise en œuvre du changement climatique. Les résultats que contient ce document devraient être considérés comme une mise à jour des projections publiées dans les *Perspectives Énergétiques du Canada:1996-2020* de Ressources Naturelles Canada, plutôt que des prévisions totalement nouvelles.

Plusieurs considérations ont amené le GAM à adopter l'approche de mise à jour. Premièrement, des prévisions totalement nouvelles ne pouvaient pas être faites dans les délais impartis à toutes les parties dans le cadre de la Stratégie nationale de mise en œuvre. Deuxièmement, les projections faites dans l'édition d'avril 1997 des *Perspectives Énergétiques du Canada (PEC97)* étaient considérées raisonnablement solides en fonction de leurs tendances fondamentales. Troisièmement, les Tables de concertation étaient déjà lourdement engagées dans le processus d'élaboration des options dont l'analyse était basée sur les projections des PEC97 concernant les émissions de gaz à effet de serre et les estimations des tendances énergétiques qui les sous-tendent. En même temps, l'existence des Tables de concertation s'est avérée une occasion unique de solliciter les points de vue des intervenants sur les aspects des projections des PEC97 qui exigent un changement.

Ainsi, les perspectives mises à jour sont les projections contenues dans les PEC97, modifiées par les implications des événements et des changements de points de vue survenus depuis 1997 et corrigées en fonction de nouvelles méthodologies et des révisions des données. La logique qui sous-tend presque chaque changement décrit dans le rapport a été élaborée en consultation avec les Tables de concertation.

Un point doit être éclairci avant de décrire la façon dont le rapport est fait. Comme les perspectives précédentes, celles-ci sont aussi basées sur la projection selon laquelle « la

politique suit son cours normal ». Ce qui signifie que les politiques fédérales et provinciales en matière d'énergie et de l'environnement restent constantes pendant la période des projections et qu'il n'y aurait aucune nouvelle politique. L'initiative politique qui puisse être incluse dans cette projection de « la politique suit son cours normal » doit avoir une expression législative et réglementaire tangible ou avoir la nature d'un programme. Une déclaration d'intention ne suffit pas pour être incluse dans la projection basée sur « la politique suit son cours normal ».

Plus précisément, « la politique suit son cours normal » signifie que l'engagement pris par le Canada vis-à-vis de Kyoto - six pour cent en dessous des niveaux de 1990 d'ici 2008 - n'est pas inclus dans les projections, car les moyens permettant d'atteindre cet objectif seront décrits dans le processus d'élaboration de la Stratégie nationale de mise en œuvre. En fait, la projection sur « la politique suit son cours normal » donne une référence à partir de laquelle il est possible d'évaluer la nature et la visée des initiatives politiques permettant d'atteindre l'objectif de Kyoto.

Le Rapport se présente de la manière suivante :

- Le Chapitre 2 porte sur l'examen des hypothèses-cadres utilisées dans la préparation de la Mise à jour.
- Le Chapitre 3 donne les détails sur les conséquences des émissions en fonction des changements recommandés par les Tables de concertation.
- Le Chapitre 4 donne une vue d'ensemble des projections des émissions de gaz à effet de serre mises à jour sous diverses perspectives, dont la taille de « l'écart », la distribution de la croissance par secteur et par province, la sensibilité des projections aux changements des prix et des hypothèses macro-économiques et les perspectives dans le contexte des tendances habituelles des émissions.
- Le Chapitre 5 esquisse les conclusions tirées dans le document.
- Les annexes offrent en premier un aperçu des projections de l'énergie et des émissions pour les territoires. Elles donnent aussi le répertoire révisé des facteurs des émissions ainsi que les résultats détaillés de la Mise à jour à l'échelle du Canada.

L'ensemble des résultats du scénario de référence au niveau national et provincial est disponible sur le site Web du changement climatique de la planète du gouvernement canadien (www.climatechange.gc.ca), sur celui de Secrétariat national du changement climatique (www.nccp.ca) et sur celui de Ressources Naturelles Canada (www.nrcan.gc.ca).

Chapitre 2

Hypothèses-cadre

L'offre et la demande de l'énergie ainsi que les émissions de gaz à effet de serre au Canada sont fortement influencées par des facteurs « exogènes » tels que les tendances macro-économiques et démographiques, les prix internationaux de l'énergie et le caractère des politiques actuelles. Le présent chapitre donne le sommaire des changements faits (et non faits) aux hypothèses de ces variables-cadre entre les PEC97 et la Mise à jour.

2.1. Changements des hypothèses macro-économiques et démographiques

Les projections énergétiques et des émissions présentées dans les PEC97 étaient fondées sur les conditions économiques susceptibles de se produire selon la perspective de la fin de 1994. Les événements imprévisibles tels que la crise en Asie, la forte croissance économique aux États-Unis ainsi que les conditions fiscales bien meilleures que prévu, ont profondément changé le profil de croissance économique à court et moyen terme. Cette section du rapport compare les variables macro-économiques clés au niveau national et provincial entre les PEC97 et la Mise à jour.

Tableau 2.1
Hypothèses macro-économiques & démographiques
(% Taux moyens de croissance annuelle)

	1995/2000		2000/2010	
	PEC97	Mise à jour	PEC97	Mise à jour
PIB E.-U.	2.3	2.8	2.0	2.2
PIB* Canada	2.2	2.9	2.2	2.3
Industrie	3.1	2.8	2.0	2.0
Services	1.7	2.8	2.3	2.3
En Millions				
	2000		2010	
	PEC97	Mise à jour	PEC97	Mise à jour
Population	31.0	31.2	33.8	34.0
Ménages	11.2	12.0	12.7	13.8
Véhicules légers	16.2	16.3	18.4	19.3
Rev. net/M (\$)	51,506	49,620	54,779	55,194

* Le PIB reflète les activités liées à l'agriculture, le transport, les utilités, etc. non comprises dans les secteurs de l'industrie et des services.

Comme l'indique le Tableau 2.1, les projections économiques qui sous-tendent la Mise à jour sont, à moyen terme, plus à la hausse que celles prévues dans les PEC97. Les prévisions révisées d'Informetrica montrent une croissance plus robuste aux États-Unis vers 2000. Étant donné les liens commerciaux très forts entre les deux pays, les meilleures performances

économiques étasuniennes signifient une forte croissance canadienne au cours de la période vers 2000, dans la Mise à jour (2,9 % annuellement contre 2,2 % dans les PEC97). Il vaut mieux noter que la performance économique améliorée qui se fait voir dans la Mise à jour se répartit de manière plus égale entre l'industrie et les services par rapport à celle des PEC97. Cela découle de la situation fiscale plus détendue qui mènerait aux dépenses accrues dans les domaines de la santé et de l'éducation (domaines qui, à eux seuls, représentent la moitié du secteur de services). Par contre, le secteur industriel est, dans la Mise à jour, relativement moins important au cours de la même période.

Aussi, le Tableau 2.1 indique que le rythme de croissance à long terme (c'est-à-dire de 2000 à 2010) est semblable à celui utilisé antérieurement quoique la performance économique à court terme de l'économie canadienne ait subi certaines modifications. Cette situation reflète le point de vue de la communauté des prévisions macro-économiques, dont Informetrica, qui croit que la croissance à long terme est grandement déterminée par les perspectives d'emploi et les tendances de productivité. Il n'y a pas de consensus qui se dégage à propos du fait que ces tendances aient subi de modification comme le prouve les quelques années passées. Comme il en est fait mention plus bas, ce manque de consensus ne veut pas dire que les perspectives à long terme des économies provinciales et de certaines industries sont demeurées statiques.

Enfin, bien que les perspectives économiques utilisées dans la Mise à jour indiquent une forte croissance du PIB, le revenu net réel par ménage vers 2000 est plus faible que celui indiqué dans les PEC97. Ceci s'explique par le fait que Statistique Canada a changé sa définition de ménage et il en résulte que le nombre de ménages est actuellement plus grand, à la fois du point traditionnel et de prévisions. En se basant sur l'ancienne définition du ménage, le revenu net réel par ménage serait à peu près 3,0 % plus élevé vers 2000 dans la Mise à jour que dans les PEC97.

Tableau 2.2
Hypothèses économiques des industries
(% Taux moyens de croissance annuelle)

	1995/2000		2000/2010	
	PEC 97	Mise à jour	PEC	Mise à jour
Pâtes et papier	1.2	0.7	2	2
Produits chimiques	2.7	3	2.7	2.7
Fer et acier	1.3	3.1	1.1	0.9
Fonte et affinage	1.5	2.6	2.4	2.5
Ciment	1.5	1.3	1.6	1.5
Raffinage du pétrole	0.5	1.9	1	0.9
Autres fabrications	4.7	3.7	2.5	2.3
Mines	1.2	4.6	1.1	1.1
Construction	3.2	1.8	2.2	1.9
Forêt	0.5	-2.3	1.7	1.5
Total Industriel	3.1	2.8	2	2

Comme l'indique le Tableau 2.2, la Mise à jour suggère une croissance de la production industrielle totale légèrement plus faible vers 2000 par rapport à celle des PEC97. Toutefois, la performance change énormément d'une industrie à l'autre. Les industries tournées vers

l'exportation et liées aux marchés asiatiques telles que les pâtes et papiers, auraient une très faible croissance à moyen terme. Par contre, les industries qui dépendent des exportations américaines, par exemple les aciéries et les fonderies, sont censées afficher une forte croissance à moyen terme par rapport aux prévisions des PEC97 à cause de la forte croissance de l'économie américaine.

Au niveau provincial (voir le Tableau 2.3), toutes les provinces, à l'exception de la Colombie-Britannique, sont censées avoir une très forte croissance à court terme (c'est-à-dire vers 2000) comparativement aux PEC97. Dans le cas des provinces atlantiques, la forte croissance provient du secteur des ressources, notamment des projets Hibernia et de l'Île de Sable. Les fortes performances économiques au Québec et en Ontario reflètent un revenu net personnel plus élevé (PIB très élevé et forte baisse des impôts) et la forte croissance des exportations américaines.

Tableau 2.3
Hypothèses économiques des provinces
(% Taux moyens de croissance annuelle)

	1995/2000		2000/2010		Changement en % de la taille de l'économie en 2010
	PEC97	Mise à jour	PEC97	Mise à jour	Mise à jour vs PEC97
Prov. Atlantiques	1.7	2.8	1.8	2.0	8%
Québec	2.4	2.8	2.3	2.1	0%
Ontario	2.5	3.1	2.3	2.5	5%
Manitoba	1.6	3.5	1.9	2.3	14%
Saskatchewan	1.6	3.4	1.6	2.3	17%
Alberta	1.9	3.3	1.9	2.2	10%
C.-B.	2.0	2.0	2.2	2.3	1%
Canada	2.2	2.9	2.2	2.3	5%

On s'attend à ce que les provinces du Manitoba, de la Saskatchewan et de l'Alberta aient, en terme de PIB, une performance qui se situe au-dessus de la moyenne nationale au cours de la période allant de 1995 à 2000. Cette performance est en partie due à la forte croissance dans les secteurs de consommation et de services, à la forte croissance des exportations et, pour l'Alberta, aux projets de mise en valeur des sables bitumineux récemment annoncés. On s'attend également à ce que la Colombie-Britannique affiche une faible croissance du PIB à cause de la stagnation de la croissance de la demande venant d'Asie. Aussi intéressant que cela puisse paraître, on s'attend toutefois à ce que le secteur de la haute technologie et des industries de services, qui sont, en grande partie basées dans les basses terres, compensent les déclinés que connaîtront les industries de ressources.

Le changement des hypothèses économiques comportent des conséquences sur l'accroissement des émissions. La croissance économique généralement forte à court terme, conjuguée aux perspectives inchangées de l'après 2000, signifie que, vers 2010, l'économie croîtra de plus de 5 % dans la Mise à jour que dans les PEC97. Une économie accrue signifie, en contrepartie, une forte demande de l'énergie et plus d'émissions. L'incidence des émissions en 2010, par secteur, résultant du changement des hypothèses économiques, est sommairement présentée dans le

Tableau 2.4. Il convient de mentionner que ces accroissements sont calculés sur la base des hypothèses des PEC97. Dans l'ensemble, l'amélioration de la performance économique qui sous-tend la Mise à jour ajoute environ 30 Mt aux estimations des gaz à effet de serre de 2010 dans les PEC97. Ces accroissements sont particulièrement considérables dans le domaine des transports et de production d'électricité, celle-ci étant causée par la très robuste performance économique des provinces de l'Alberta et de la Saskatchewan qui sont dépendantes du charbon.

2.2 Prix de l'énergie

La Mise à jour retient les hypothèses sur les prix de l'énergie des PEC97. En examinant la grille des renseignements sur les prix de l'énergie, on a pris en considération la tendance à la baisse des prix mondiaux du pétrole pour refléter la forte chute de 1998, mais, tout compte fait, il était probant de retenir nos hypothèses initiales. Premièrement, les prix mondiaux du pétrole dépassent actuellement 22 dollars américains le baril. Cette augmentation est due à la décision de l'OPEP de mai 1999 d'ajuster les quotas et à la reprise partielle des économies asiatiques. Deuxièmement, comme l'indique le Tableau 2.5, les

Tableau 2.4

Incidence du changement des hypothèses économiques sur les émissions de GES en 2010, par secteur

Secteur	Augmentation Mt de Co ₂ équivalent
Résidentiel	0.4
Commercial	2.0
Industriel	1.0
Transports	8.3
Agriculture	0.0
Production d'électricité	19.0
Production des comb.fossiles	0.0
Déchets/Autres	0.0
Total	30.7

Tableau 2.5

Projections du brut: WTI à Cushing \$E.-U. 1997/Baril

	2000	2005	2010	2020
AIE	19.50	19.50	19.50	28.70
Scénario de base - DOE/E.-U.	13.95	19.25	21.30	22.75
Scénario de base - ARC	16.05	18.75	17.00	N/A
WEFA	18.25	19.05	19.75	21.30
GRI	17.15	16.85	16.80	N/A
DRI	15.55	16.94	19.05	24.15
PEL	15.55	14.20	13.35	N/A
PIRA	20.35	19.25	20.10	N/A
Dobson Resources (Point de vue de consultants)	15.50	18.65	18.65	N/A
ONE	18.00	18.00	18.00	18.00
MOYENNE	16.98	18.04	18.35	22.98
RNCan	20.60	20.60	20.60	20.60

Sources:

IEA, International Energy Agency, *World Energy Outlook 1998*, Décembre 1998.
 ARC, Advisory Research Capital, *Energy Update* Mars 1999.
 PIRA Energy Group, *North American Oil Infrastructure: What Now and What Next printemps 1999*.
 US DOE/EIA, *Annual Energy Outlook 1999 with Projections to 2020* Décembre 1998.
 NEB, Canadian Energy Supply and Demand to 2025, Juillet 1999.
 PEL, GRI WEFA, were taken from US DOE/EIA *International Energy Outlook 1999 with Projections to 2020*
 RNCan, perspectives énergétiques du Canada, Avril 1997

projections récemment faites par les organisations tant nationales qu'internationales parlent des prix qui se situent dans la fourchette de 18,35 dollars américains le baril en 2010 et de 23 dollars américains le baril en 2020. L'hypothèse de la Mise à jour de 20,60 dollars américains le baril se situe à peine au-dessus des moyennes et elle est bien dans les limites des prévisions.

Les consultations avec le sous-groupe de la Table de concertation sur le pétrole et le gaz naturel ont signalé l'importance des projets « à risque ». Ce qui veut dire que l'industrie analyse la viabilité du projet dans le processus de prise de décision sur les investissements en fonction de la variabilité des hypothèses sur les prix de l'énergie. Dans le chapitre 4, le Rapport examine la question de la sensibilité des prix et ses implications sur les émissions de gaz à effet de serre.

On présume que les prix du gaz naturel restent les mêmes que dans les PEC97, augmentant à 2,10 dollars américains/10³ pi³ en 2010 et demeurant à ce niveau jusqu'en 2020. Le sous-groupe de la Table de concertation sur le pétrole et le gaz naturel était, dans une large mesure, d'accord avec cette projection. Son point de vue est que l'intensification de la concurrence, l'accessibilité améliorée des gazoducs, la commercialisation du gaz naturel, le grand usage de la capacité d'entreposage, le progrès technologique et la taille même des ressources, pourraient exercer des pressions sur les prix, qui autrement monteraient substantiellement au-dessus de ce niveau. La moyenne des prévisions de diverses organisations, comme l'indique le Tableau 2.6, montre l'augmentation des prix de 2,10 dollars américains/10³ pi³ en 2000 de 2,20 dollars en 2010 et de 2,50 dollars en 2020.

Tableau 2.6

Projections récentes des prix nord-américains de gaz naturel/ à Henry Hub
\$E.-U. 1997/ 10³ pi³

	2000	2010	2015	2020
Scénario de base -DOE/E.-U.	2.20	2.60	2.70	2.80
Scénario de base - ARC	2.15	1.95	N/A	N/A
GRI	2.05	2.10	2.30	2.30
AGA	2.22	2.45	2.50	N/A
PIRA	2.90	2.55	N/A	N/A
Dobson Resources (Point de vue de consultants)	2.10	2.20	N/A	N/A
ONE (Case 1)	1.85	1.90	2.10	2.40
MOYENNE	2.21	2.25	2.40	2.50
RNCan	1.95	2.10	2.10	2.10

Sources:

US DOE/EIA *International Energy Outlook 1999 with Projections to 2020*

ARC, Advisory Research Capital, *Energy Update* Mars 1999.

GRI, baseline projections 1999

AGA, 1999 outlook

PIRA Energy Group, *Retainer Client Seminar*, Octobre 1998.

Dobson Resources juillet 1999

NEB, *Canadian Energy Supply and Demand to 2025*. Les prix Henry Hub sont estimés sur la base de scénario des projections de L'ONE. Les prix du scénario 2 sont supérieurs d'environ 0.90 cents \$E.-U. Par 10³ pi³ vers 2020.

RNCan, perspectives énergétiques du Canada, Avril 1997.

Les prix de l'électricité et du charbon restent aussi inchangés comme dans les PEC97. Ils seront toujours fixés, en grande partie, au niveau des provinces. Il est prévu que ceux du charbon restent constants en termes réels pendant la période de la projection. Cette hypothèse peut refléter moins la pression à la baisse que subissent les prix à cause de l'intensification de la concurrence internationale.

2.3 Élaboration de la politique

Les perspectives de la Mise à jour sont, comme les précédentes dans les PEC97, basées sur la projection selon laquelle « la politique suit son cours normal ». Ce qui signifie que les perspectives des émissions de gaz à effet de serre sont assurément basées sur la politique énergétique actuelle aux niveaux fédéral et provincial pendant la période de projections. On prévoit que les lois et les réglementations fédérales et provinciales en vigueur pendant la préparation des PEC97 resteront en place.

L'élément critique de la politique actuelle qui est inclus dans les perspectives est l'effet des initiatives fédérales, provinciales et municipales sur l'efficacité énergétique et l'énergie de remplacement (tel le Programme d'action national sur le changement climatique (PANCC) et le Programme Défi volontaire et registre (DVR)). Les quelque 272 initiatives et les 235 propositions du DVR ont fait l'objet d'un examen approfondi dans les PEC97. Pour la présente Mise à jour, il n'y a cependant pas eu un examen à grande échelle des initiatives gouvernementales, ni des récentes propositions faites dans le cadre du DVR. Ainsi, les points de vue récents sur l'incidence des initiatives peuvent ne pas être totalement reflétés dans les perspectives de la Mise à jour. Toutefois, lorsque, au cours de nos consultations, les Tables de concertation suggéraient des changements visant l'efficacité d'initiatives bien précises, à apporter aux engagements dans le cadre du DVR, ces changements étaient reflétés dans les projections de la Mise à jour.

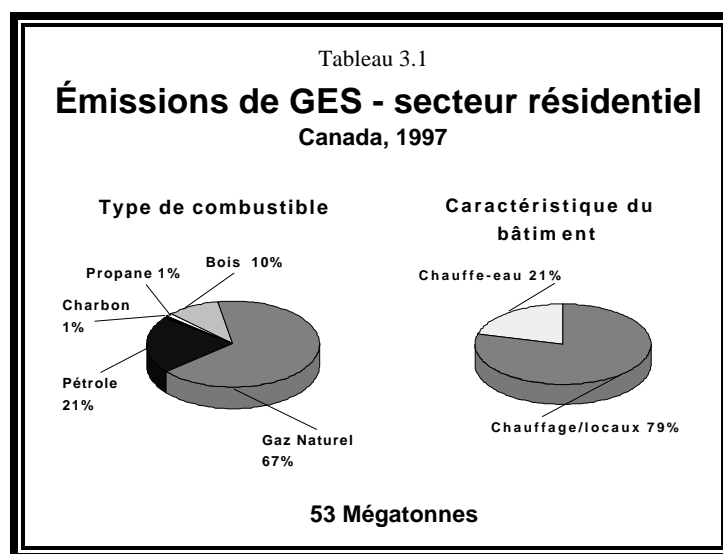
Chapitre 3

Mise À Jour Des Émissions - Changements Détaillés Par Secteur

Le présent chapitre donne les détails sur les révisions des prévisions des émissions par secteur, révisions résultant soit des changements méthodologiques soit des discussions avec les Tables de concertation. L'accent est placé sur les résultats en 2010, l'année du milieu de la période de l'engagement de Kyoto (2008-2012), et sur l'année de base (1990). Les changements survenus à cette dernière année sont presque tous exclusivement liés à des révisions de données, ou à des changements de méthodologies qui reflètent le mode de calcul recommandé par le Panel Intergouvernemental des Nations Unies sur le changement climatique (PICC). L'étude de chaque sous-secteur commence par un examen des sources des émissions par le secteur. Il est important de noter que ces émissions ne représentent que celles directement liées au secteur. Les émissions liées à la production du pétrole, du gaz naturel et du charbon sont rattachées au secteur de production des combustibles fossiles, tandis que celles liées à la production d'électricité sont rattachées au secteur de l'électricité.

3.1 Secteur résidentiel

En 1997, les émissions de GES provenant directement du secteur résidentiel, incluant le chauffage des locaux dans l'agriculture, étaient estimées à 53 mégatonnes d'équivalent de CO₂. La consommation du gaz naturel représentait les deux tiers des émissions du secteur (Tableau 3.1). Un grand pourcentage des émissions de ce secteur est aussi attribuable à la consommation de



produits pétroliers raffinés (PPR), principalement l'huile de chauffage. Quelque 10% du total sont liés à l'émission du méthane causée par la combustion incomplète du bois.

Dans le secteur résidentiel, l'utilisation des combustibles fossiles et du bois à des fins de chauffage de l'espace représente la plus grande proportion des émissions (presque 80%), suivie par le chauffage d'eau. Il y a une petite quantité de combustibles utilisés dans la cuisson, l'éclairage et la réfrigération.

Les hypothèses touchant l'utilisation des combustibles et l'efficacité dans le secteur résidentiel ont subi des modifications depuis la publication des PEC97. Le changement des hypothèses de la demande de l'énergie, des facteurs des émissions provenant du bois, l'adoption du code énergétique des maisons, l'efficacité énergétique de l'équipement et des appareils électroménagers et des archétypes thermaux des logements, a touché les émissions de ce secteur. Après avoir pris en considération ces changements, les émissions de 1990 et des années des prévisions sont plus élevées.

Révisions de la demande traditionnelle de l'énergie

Les données sur la demande traditionnelle de l'énergie ont subi des révisions depuis la publication des PEC97. Les renseignements sur l'offre et la demande de l'énergie sont principalement fournis par Statistique Canada dans le « Rapport trimestriel sur l'offre et la demande de l'énergie ». La révision des données sur la consommation de l'énergie a fait croître les émissions du secteur de 0,7 Mt.

La croissance économique accrue

Par rapport au revenu net personnel par capita utilisé dans les PEC97, on prévoit que le revenu par capita, pour 2010, augmentera de 8%. L'incidence de cette augmentation, tout en influençant le début des constructions domiciliaires et les exigences énergétiques qui s'y rattachent, devrait accroître les émissions en 2010 de 0,4 Mt.

Les émissions de méthane dues à la combustion des produits de bois

Le PICC a proposé des révisions aux méthodes et aux données antérieures pour calculer les émissions de GES causées par la combustion du bois dans le secteur résidentiel¹. En utilisant la nouvelle méthodologie et les données, on constate que les émissions de méthane et de l'oxyde nitreux² provenant de la combustion du bois dans le secteur résidentiel ont accru presque sept fois par rapport aux estimations antérieures. En les comparant aux

¹ Environnement Canada, *Canada's GHG Inventory 1997 Emissions and Removals with Trends*. Air Pollution Prevention Directorate. Décembre 1999

² Les émissions de dioxyde de carbone provenant de la combustion de la biomasse ne sont pas incluses dans l'inventaire. La combustion incomplète cause cependant l'augmentation des émissions de méthane (CH₄) et de l'oxyde nitreux (N₂O).

émissions annoncées dans les PEC97, on voit que l'incidence de cette révision est d'augmenter les émissions de GES du secteur résidentiel de 5,0 Mt pour 1990 et de 6,0 Mt pour 2010.

Changement des codes énergétiques de nouvelles habitations

On a prévu, dans les PEC97, que les provinces adopteraient le Code-modèle énergétique national de nouvelles maisons (CMNNM) qui était proposé à l'époque pour les nouveaux logements. Bien qu'aucune province, à l'exception du Québec, n'ait pas encore adopté ce code, la Table de concertation sur les bâtiments a indiqué que les pratiques de construction ont évolué et qu'elles sont arrivées au stade où elles équivalent aux codes énergétiques proposés pour les nouvelles habitations. En se basant sur le conseil de la Table, on prévoit maintenant que les pratiques de construction seront 5% de plus par rapport aux normes proposées dans le code-modèle énergétique des habitations vers 2010.

Aussi, dans les prévisions antérieures, on avait présumé que les codes futurs tendront vers les niveaux R-2000 de sorte que, vers 2010, presque toutes les nouvelles constructions auraient atteint le niveau R-2000 ou mieux que cela. On a prévu que les habitations de type R-2000 deviendraient la norme et chaque province prendrait des dispositions législatives pour faire adopter cette norme. Actuellement, l'amélioration envisagée est jugée trop ambitieuse. Ainsi, sur avis de la Table de concertation sur les bâtiments, la part du marché prévue pour les habitations de type R-2000 a été réduite et elle représente aujourd'hui 3% des nouvelles constructions vers 2010, ce qui reflète étroitement le taux de pénétration traditionnelle des habitations de type R-2000.

L'incidence totale de ces deux changements accroissent la quantité des émissions de 2010 dans le secteur résidentiel de 0,6 Mt par rapport aux estimations faites dans les PEC97.

Efficacité énergétique de l'équipement de chauffage (et appareils électroménagers)

Il a été recommandé, dans les PEC97, l'alignement d'un certain nombre de réglementations liées aux fournaies, aux chauffe-eau et aux appareils électroménagers sur le cycle réglementaire en vigueur aux États-Unis. Il est maintenant probable que les États-Unis retardent l'application de ces réglementations plus rigoureuses. Ainsi, sur avis de la Table de concertation sur les bâtiments, l'application de ces réglementations au Canada est aussi retardée de deux à quatre ans. Puisque ces réglementations s'appliquent principalement aux chauffe-eau et aux fournaies, les retards signifient, en conséquence, l'accroissement des émissions de 2010 dans le secteur résidentiel de 2,2 Mt par rapport à celui qui était prévu dans les PEC97.

Nouveaux archétypes thermiques des habitations

Les nouveaux archétypes thermiques des habitations ont été mis au point en tenant compte des renseignements récents provenant des données d'un sondage. En utilisant les données de

ce sondage réalisé par Statistique Canada et la Société canadienne de l'hypothèque et de logement, on a trouvé que les vieilles maisons étaient plus efficaces qu'on pensait au départ et que les nouvelles maisons sont en quelque sorte moins efficaces qu'initialement prévu. L'utilisation de ces nouveaux archétypes augmente la quantité des émissions du secteur résidentiel de 0,4 Mt en 2010.

Mise à jour des émissions

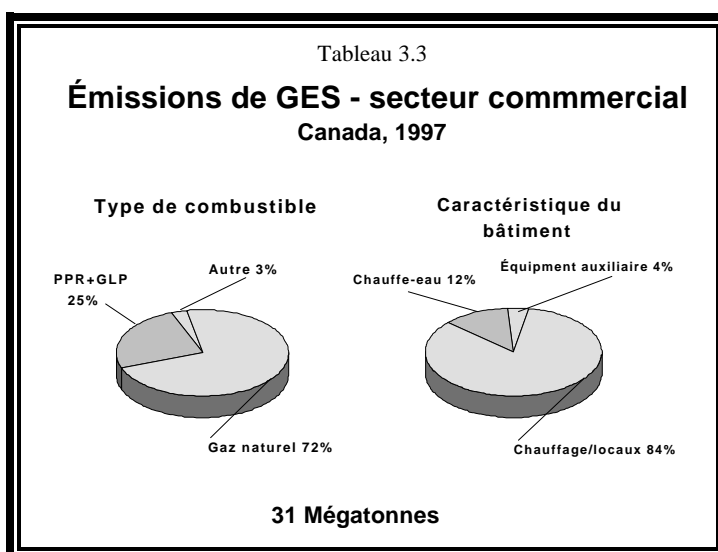
Dans l'ensemble, le secteur résidentiel a connu un accroissement des émissions de 1990 et de 2010 à cause des changements indiqués plus haut (Tableau 3.2). Les émissions de 1990 ont accru de 6 Mt, passant à 49 Mt, tandis que celles prévues pour 2010 ont accru de 10 Mt, passant à 48 Mt pour le secteur. En conséquence, l'écart de 2010, par rapport à 1990, est monté de 5 Mt. Dans les PEC97, on s'attendait à ce que les émissions du secteur résidentiel de 2010 tombent de 6 Mt. À cause des facteurs changeants qui sont déterminés dans la présente étude, on s'attend à ce que ces émissions ne baissent que de 1 Mt par rapport à 1990.

Tableau 3.2
Émissions pour le secteur résidentiel - mise à jour

	Émissions de 1990 Mt	Émissions projetées pour 2010 Mt	Différence 2010 vs 1990 Mt
PEC97	44	38	-6,0
Changements:			
1. Révisions de la demande traditionnelle de l'énergie	0,7		
2. La croissance économique accrue		0,4	
3. Les émissions de méthane dues à la combustion des produits de bois	5,0	6,0	
4. Changement des codes énergétiques de nouvelles habitations		0,6	
5. Efficacité énergétique de l'équipement de chauffage des locaux (et appareils électroménagers)		2,2	
6. Nouveaux archétypes thermaux des habitations		0,4	
Mise à jour	49	48	-1,0

3.2 Secteur commercial

Le secteur commercial comprend les bâtiments commerciaux et institutionnels tels que les bureaux, les établissements de vente au détail, les écoles et les hôpitaux. À peu près les trois quarts des 31 mégatonnes de GES émises en 1997 (Tableau 3.3) proviennent de la consommation du gaz naturel, alors que les émissions provenant de la consommation des produits pétroliers raffinés (PPR) et des gaz de pétrole liquéfiés (GPL) représentent la plus grande partie du reste.



La fonction de chauffage des locaux représente presque 85% des émissions du secteur. Les autres activités qui causent les émissions de GES sont le chauffage de l'eau et l'usage de l'équipement auxiliaire.

Les changements indiqués dans les pages qui suivent modifient légèrement les estimations des émissions de celles qui étaient faites dans les PEC97. Bien que les émissions de 1990 du secteur restent les mêmes, celles de 2010 s'accroissent de façon marginale.

Croissance économique accrue

Les hypothèses économiques révisées à court terme ont fait accroître le produit intérieur réel (PIR) du secteur commercial en 2010 de 6% par rapport au chiffre des PEC97. Ce PIR élevé se traduit par l'accroissement de 2 Mt des émissions de GES directes du secteur.

Non adoption du Code-modèle national énergétique pour les bâtiments

On avait prévu, dans les PEC97, que le Code-modèle national énergétique pour les bâtiments (CMNE) serait en principe adopté par toutes les provinces et que les réglementations provinciales et municipales seraient harmonisées. Parce que l'adoption du CMNE ne s'est pas faite, la Table de concertation sur les bâtiments a recommandé que nous enlevions cette hypothèse du scénario « la politique suit son cours normal ». Le résultat de ce changement est l'accroissement des émissions du secteur commercial de 1 Mt en 2010.

Nouveaux programmes d'efficacité

Bien qu'il soit présumé que les provinces n'adopteraient pas formellement le CMNE pour les bâtiments, on comprend que les pratiques actuelles dans la construction, dans toutes les provinces, sont équivalentes au code en vigueur ou qu'elles sont meilleures. En fait, les nouvelles constructions dépassent le code de 1998 de 4% et on s'attend à ce que le dépassement soit de 10% en 2010. L'amélioration supplémentaire de l'efficacité est, sur avis de la Table de concertation sur les bâtiments commerciaux, attribuable aux Mesures incitatives sur les bâtiments commerciaux et aux Programmes énergétiques innovateurs plus, introduits en 1998. L'introduction de ces programmes compensent le manque d'adoption du CMNE sur les bâtiments et réduit les émissions de 2010 de 1 Mt.

Programmes accélérés de réfection éconergétique des bâtiments

Les activités des programmes de réfection éconergétique des bâtiments ont amélioré l'intensité énergétique des initiatives fédérales sur les bâtiments par rapport aux attentes contenues dans les PEC97. Pour les édifices fédéraux, on s'attendait, dans les PEC97, à une réduction de 15 à 20% vers 2005, de l'intensité énergétique des bâtiments touchant 75 % des édifices fédéraux. Puisque les économies réalisées sur le coût de l'énergie sont d'environ 20%, la Table de concertation sur les bâtiments a recommandé que la Mise à jour fixe un objectif plus ambitieux de 100% pour les édifices fédéraux soumis au programme de réfection éconergétique d'ici 2010.

De la même manière, sur avis de la Table de concertation sur les bâtiments, l'objectif, pour les édifices municipaux, est aussi ambitieux compte tenu de l'application déjà significative des initiatives sur l'efficacité. On s'attendait, dans les PEC97, à une amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments de 15 à 20%, touchant 30% des bâtiments d'ici 2005 et 90% vers 2020. Aujourd'hui, on s'attend aux réductions de l'intensité énergétique pouvant toucher 60% des édifices municipaux d'ici 2005 et l'objectif de 90% sera atteint vers 2010 au lieu de 2020.

Dans l'ensemble, les hypothèses sur le programme de réfection éconergétique, pour la présente Mise à jour, améliore les objectifs de l'intensité énergétique des bâtiments pour les édifices fédéraux et municipaux, contrairement à celui des PEC97. Toutefois, les objectifs de ce programme sont en quelque sorte réduits dans la Mise à jour, pour les bâtiments servant de bureaux, d'hôpitaux, d'écoles et de logements. Les réductions de l'intensité énergétique sont passées de 15-20%, dans les PEC97, à 10-20%, dans la Mise à jour, et on s'attend à ce qu'elles touchent 45% de bâtiments vers 2020 au lieu de 90% prévus dans les PEC97.

L'incidence combinée des activités liées au programme de réfection éconergétique des bâtiments réduit les émissions de 1,2 Mt pour 2010.

Émissions mises à jour

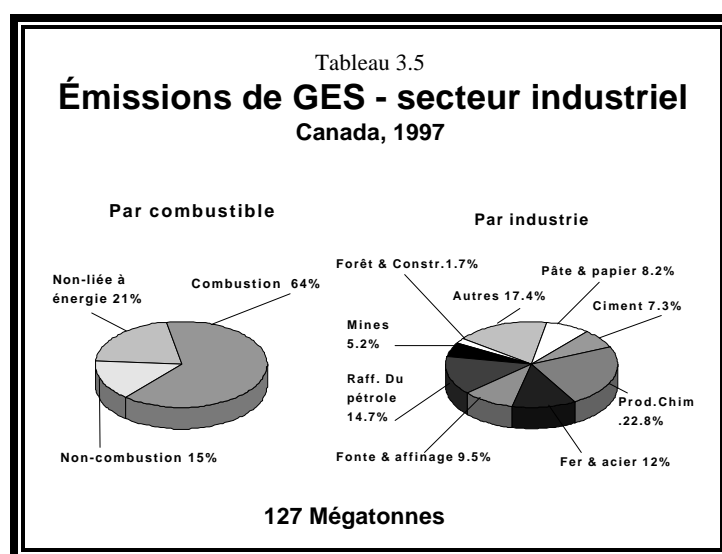
L'incidence totale des changements mentionnés plus haut est l'accroissement de 1 Mt des émissions prévues dans les PEC97. Dans les prévisions actuelles, le secteur commercial produira 34 Mt (Tableau 3.4). L'écart, par rapport à 1990 s'est aussi accru de 1 Mt puisque la quantité des émissions de 1990 prévue dans les PEC97 est restée inchangée.

Tableau 3.4
Émissions pour le secteur commercial - mise à jour

	Émissions de 1990 Mt	Émissions projetées pour 2010 Mt	Différence 2010 vs 1990 Mt
PEC97	26	33	7,0
Changements:			
1. Croissance économique accrue		2,0	
2. Non adoption du Code-modèle national énergétique pour les bâtiments		1,0	
3. Nouveaux programmes d'efficacité		-1,0	
4. Programmes accélérés de réfection éconergétique des bâtiments		-1,2	
Mise à jour	26	34	8,0

3.3 Secteur industriel

Le secteur industriel, le plus énergivore, comprend l'industrie de fabrication, l'industrie forestière, l'industrie de construction et l'industrie minière (mais le secteur pétrolier et gazier en est exclus). En 1997, le secteur industriel a produit 127 Mt d'émissions de GES directes. Les deux tiers de ces émissions provenaient de la consommation de l'énergie et le tiers restant de divers procédés industriels tels que le CO₂ de la



production du ciment, de la production de l'anode dans la fonte de l'aluminium, de l'acide adipique dans les produits chimiques et de l'héxafluorure sulfurique dans la fonte du magnésium (Tableau 3.5). Les six industries les plus énergivores - les produits chimiques, le raffinage du pétrole, le fer et l'acier, la fonte et affinage, les pâtes et papiers et le ciment - représentent plus de 80% des émissions ³.

Sur la base des discussions que nous avons eues avec les divers sous-groupes des Tables de concertation sur l'industrie et la forêt, nous avons introduit un certain nombre de modifications aux estimations des émissions du secteur industriel. Nous en donnons plus bas la description et l'explication :

Révision des données

La révision de la demande traditionnelle de l'énergie découle d'une erreur d'évaluation des procédés industriels dans les PEC97. Les émissions se rapportant à 1990 étaient estimées à 564 Mt, dans les PEC97, alors que les estimations officielles des émissions d'Environnement Canada, étaient de 567 Mt. L'incidence de ce changement est l'accroissement des émissions de 1990 de 3 Mt.

Changements des hypothèses macro-économiques

Comme nous l'avons mentionné plus haut, la révision des hypothèses sur la croissance économique à court terme a eu, comme conséquence, la baisse de la production industrielle dans la Mise à jour. Cette faible croissance se répartit sur un certain nombre d'industries. En dehors des six industries les plus énergivores, il n'y a que les pâtes et papiers qui ont un taux de croissance plus faible que celui indiqué dans les PEC97. Ainsi, du point de vue de la demande de l'énergie, les cinq autres (c'est-à-dire les produits chimiques, le fer et l'acier, la fonte et affinage, le ciment et le raffinage du pétrole) connaissent un accroissement des émissions qui n'était pas totalement contrebalancé par la réduction de l'activité économique de l'industrie de pâtes et papiers ainsi que par les autres industries moins énergivores. L'effet total de ces changements intervenus dans les hypothèses macro-économiques est l'accroissement des émissions d'environ 1 Mt en 2010.

L'industrie du fer et de l'acier

À la demande du sous-groupe de la Table de concertation sur les minéraux et les métaux, les résultats, pour l'industrie du fer et de l'acier, ont été examinés par l'Association canadienne des producteurs de l'acier (ACPA). Cet examen a forcé trois changements aux perspectives

³ Les émissions provenant de la consommation de l'énergie sans la combustion (charge d'alimentation, asphalte, etc.) et de l'utilisation des combustibles dans le raffinage du pétrole sont incluses dans le secteur industriel. Les émissions provenant de la production du pétrole et du gaz dans le secteur minier sont exclues du secteur industriel, mais elles sont incluses dans la catégorie de production des combustibles fossiles.

de cette industrie dont l'effet total est l'accroissement des émissions de GES, provenant de la production du fer et de l'acier, de 1 Mt en 2010 :

- Forte croissance de la production : On a prévu, dans les PEC97, une croissance de production dans le domaine du fer et de l'acier de 0,7% par an d'ici 2010. À cause de récents accroissements de l'intensité de l'acier dans l'économie nord-américaine, l'ACPA a soutenu que l'ensemble des livraisons croîtrait de la combinaison de productions supplémentaires et vraisemblablement de la nouvelle capacité (le tout provenant de la production des fournaies électriques en arc), d'environ 1,3% par an. L'intégration de l'hypothèse de croissance de l'ACPA augmente les émissions de quelque 1,2 Mt au-dessus du niveau fixé dans les PEC97.
- Réduction de l'intensité énergétique : l'ACPA ne prévoit pas de grand changement technologique qui diminuerait substantiellement l'intensité énergétique et, pour cela, elle a suggéré que celle-ci s'améliore à un taux de quelque 0,8% par an. L'hypothèse de l'ACPA sur l'amélioration de l'intensité énergétique est plus faible que celle prévue dans les PEC97 (0,9%). L'incidence de ce changement représente un accroissement des émissions de quelque 0,5 Mt en 2010.
- Mélange de combustibles: l'ACPA a aussi indiqué que la pénétration des fournaies électriques en arc sur les marchés est plus grande que celle à laquelle on s'attendait dans les PEC97; ce qui entraîne une diminution des émissions directes de 0,7Mt.

Industrie minière, de la fonte et de l'affinage⁴

Compte tenu des discussions que nous avons eues avec les représentants du sous-groupe de la Table de concertation sur les minéraux et les métaux, nous avons intégré, dans la Mise à jour, deux changements aux prévisions des émissions faites dans les PEC97. Ensemble, ces changements ont réduit les émissions provenant de ce secteur de 1,0 Mt en 2010 par rapport au chiffre indiqué dans les PEC97.

- **Réduction de l'utilisation du SF₆ dans la fonte du magnésium** : l'hexafluorure sulfurique est particulièrement un gaz à effet de serre puissant (un gramme de SF₆ a un potentiel de réchauffement de la planète de 23900 grammes de CO₂ en

⁴ La présente section donne l'incidence totale des industries minières, de fonte et d'affinage des métaux. Ce total constitue une réponse aux suggestions faites par les représentants de l'industrie au sujet de la difficulté de dissocier la consommation de l'énergie des activités minières, d'où la cause de l'accroissement des émissions des sous-secteurs respectifs. La plupart des compagnies qui sont dans ce sous-secteur sont intégrées (c'est-à-dire elles sont à la fois dans les activités minières, dans la fonte et dans l'affinage). Si, d'après Statistique Canada, la consommation de l'énergie d'une compagnie est dans la fonte et l'affinage et si cette compagnie est aussi dans les activités minières, il n'est pas possible de dissocier sa consommation de l'énergie dans les activités minières de celle de la fonte et de l'affinage. Les représentants de l'industrie ont suggéré que la question fasse l'objet d'un examen approfondi.

équivalence). On l'utilise principalement dans la fonte du magnésium. Les autres utilisations en sont les panneaux isolés de gaz et les coupe-circuit, l'extinction d'incendie et la protection contre les explosions, les fenêtres insonorisées, les détecteurs de fuite, les indicateurs de gaz à air et d'autres différents usages électriques.

Magnola Metallurgy Inc., une filiale de Noranda Inc., et Norsk Hydro se sont dernièrement engagés vis-à-vis du Ministère de l'Environnement du Québec à éliminer progressivement l'usage du SF₆ de leurs installations de traitement du magnésium⁵. Dans le cas de Magnola Metallurgy Inc., le SO₂ va progressivement remplacer le SF₆ comme gaz protecteur dans la coulée (à moins qu'un autre produit de substitution commercialement viable soit trouvé). L'usage du SF₆ sera réduit et le produit éliminé d'ici 2005. Norsk Hydro a réduit son usage du SF₆ de 5,11 kg par tonne de magnésium en 1990 à 0,64 kg en 1997. De plus, la compagnie s'est engagée à réduire les émissions du SF₆ à 0,15 kg par tonne de magnésium d'ici 2000 et à éliminer totalement les émissions du SF₆ vers la fin de 2003⁶. Par rapport aux PEC97, les engagements mentionnés plus haut réduisent les émissions du SF₆ prévues de 1,5 Mt d'équivalent de CO₂ en 2010. Ainsi, dans l'ensemble, les émissions de SF₆ tombent de 2,9 Mt en 1990 à 0,5 Mt en 2010.

- **Réduction de l'utilisation du gaz naturel dans l'industrie de la fonte et de l'affinage** : RNCAN a prévu, dans les PEC97, la pénétration élevée du gaz naturel dans l'industrie de la fonte et de l'affinage basée au Québec, suggérant implicitement la disponibilité du gaz pour les fonderies de la côte-nord. L'industrie a fait remarquer que le prolongement du gazoduc aux fonderies de la côte-nord du Québec ne semble pas plausible à ce moment. RNCAN a révisé sa prévision dans la Mise à jour pour refléter cette modification; ce qui, en conséquence, ajoute 0,5 Mt puisque le gaz naturel est remplacé par le mazout lourd comme combustible.

L'industrie du ciment

Les consultations avec les représentants de l'Association canadienne du ciment Portland, membres du sous-groupe du ciment au sein de la Table de concertation sur l'industrie, d'une part, et les discussions avec Environnement Canada, d'autre part, ont suggéré deux changements qui font croître les émissions de 1,7 Mt pour 2010.

- **Mélange de combustibles incluant les combustibles déchets**: Dans les PEC97, les combustibles déchets n'étaient pas inclus dans le mélange des combustibles de l'industrie. Celle-ci a indiqué une tendance dans l'industrie du ciment vers

⁵ Noranda, 1998 Environment, Safety and Health Report.

⁶ Communiqué, *Le Ministère de l'Environnement et de la Faune et le Ministère des Ressources naturelles se réjouissent de l'adhésion de Norsk Hydro au programme ÉcoGeste*, Novembre 1998.

l'utilisation des combustibles déchets, qui remplacent le gaz naturel. Le document⁷ de base de l'industrie indique que les combustibles déchets constitueront 15% du mélange de carburants d'ici l'an 2010. Puisque les combustibles sont plus riches en carbone que le gaz naturel, ce changement fait accroître les estimations de 2010 d'environ 0,1 Mt.

- **Mise à jour des taux de croissance des émissions provenant des procédés chimiques:** Le procédé chimique de production du ciment représente environ les deux tiers des émissions de l'industrie. L'un des procédés principaux est la combinaison de la chaleur avec la pierre de chaux (CaCO_3) qui produit le dioxyde de carbone (CO_2) et la chaux vive (CaO). Compte tenu des discussions que nous avons eues avec les membres du sous-groupe de la Table de concertation et Environnement Canada, il apparaît que les émissions provenant des procédés chimiques dans l'industrie du ciment ont été sous-estimées dans les PEC97. La mise à jour des émissions provenant des procédés chimiques, qui correspondent aux prévisions de croissance de l'industrie, fait croître les émissions de ces procédés de 1,6 Mt pour 2010.

L'industrie des pâtes et papiers

Les émissions de l'industrie des pâtes et papiers ont été modifiées en vue de refléter les nouveaux renseignements relatifs à l'utilisation des déchets de bois et du gaz naturel. Dans la préparation des projections des PEC97, RNCan présumait qu'il n'y aurait pas de restrictions sur la disponibilité, la suffisance et la stabilité de l'offre économique touchant l'utilisation future des résidus de bois. L'analyse faite par la Table de concertation sur la forêt⁸ indique cependant que la disponibilité en termes économiques des résidus de bois limite considérablement son utilisation comme source de combustible. En se basant sur cette analyse, on a réduit, dans la projection de la Mise à jour, l'utilisation des résidus de bois et augmenté celle du gaz naturel (ou de l'électricité au Québec). Ces changements ont, en conséquence, fait croître les émissions de CO_2 d'environ 0,6 Mt en 2010.

Raffinage du pétrole

Deux changements aux prévisions des émissions faites dans les PEC97 sont intégrés dans la Mise à jour: la première provient de la modification de la méthodologie d'établissement de la demande de l'énergie par les producteurs des combustibles fossiles; et la seconde de l'incidence de nouvelles réglementations dans l'industrie du raffinage du pétrole.

- **Attribution erronée de la consommation des producteurs:** Une partie de la consommation des producteurs, liée à l'industrie du raffinage du pétrole, était par

⁷ Metals and Minerals Foundation Paper, Chapitre 6.

⁸ Rapport d'options de la Table de concertation sur le secteur de la forêt, Chapitre 3, section 2.1, *disponibilité des résidus du bois*, Juillet 1999

erreur attribuée à l'industrie des combustibles fossiles, dans les PEC97. L'incidence de cette correction est l'accroissement des émissions de 1990 du secteur industriel d'environ 3 Mt. Toutefois, cette correction ne touche pas les prévisions des émissions provenant de cette source puisque la méthodologie de préparation des estimations de la consommation future des producteurs n'est pas basée sur ces données historiques.

- **Niveaux inférieurs de soufre dans l'essence à moteur:** Environnement Canada a récemment annoncé de nouvelles réglementations limitant les niveaux de soufre dans l'essence à moteur vendue au Canada⁹. Dans ces nouvelles réglementations, les niveaux de la teneur en soufre dans l'essence sont limités à 30 particules - par - million (ppm) à partir du 1^{er} janvier 2005. L'application de ces réglementations se fera par phases. En 2002, les niveaux du soufre dans l'essence produite ou importée au Canada doivent se conformer à la moyenne de 150 ppm.

Ces réglementations nécessitent des investissements considérables en capitaux dans les raffineries existantes pour leur permettre de remplir les nouvelles normes, aussi, étant donné la technologie existante, on estime que pour se conformer aux nouvelles réglementations, il faudra jusqu'à 10% de plus de produits pétroliers raffinés par unité de production dans l'usage du raffineur lui-même. Des technologies moins énergivores sont en train d'être mises à point, mais elles ne seront pas disponibles avant 2002.

Agissant au nom du sous groupe de raffinage du pétrole au sein de la Table de concertation, l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP) a tenté d'évaluer comme suit les conséquences de l'introduction de nouvelles réglementations dans l'industrie du raffinage:

- trois petites raffineries seront probablement fermées (une dans les provinces de l'Atlantique, une en Ontario, et une en Colombie-Britannique), et la production perdue à cause de cette fermeture sera remplacée par les importations,
- les raffineries qui ont dans leur essence des niveaux actuels de soufre inférieurs à 300 ppm seront en mesure de tirer avantage de la période de grâce des réglementations et pourront recourir aux technologies de faible intensité énergétique; ainsi, elles auront un accroissement des émissions liées aux PPR de 3%. Toutes les autres raffineries auront probablement un accroissement des émissions de PPR de 10%.

⁹ Communiqué émanant d'Environnement Canada concernant les niveaux de soufre dans la gasoline, le 7 juin 1999.

À cause de ces hypothèses, l'incidence estimée des exigences de désulfuration sera une réduction des émissions de 0,5 Mt par rapport à celles prévues dans les PEC97 en 2010.

Les préoccupations de l'industrie à propos des émissions

On devrait noter que les chiffres relatifs aux émissions dans cette section sont calculés à partir des meilleurs renseignements actuellement disponibles, renseignements fournis en grande partie par les représentants de la Table de concertation. Au cours du travail de mise à jour de ces chiffres sur les émissions, certaines questions qui se sont posées ne pouvaient pas se résoudre dans le cadre de ce rapport. La résolution de ces questions, qui se fera sans doute à l'avenir, touchera les estimations des émissions sectorielles. L'industrie minière, de la fonte et de l'affinage ainsi que l'industrie chimique ont des questions non résolues qui peuvent toucher les estimations de leurs émissions respectives. Ces secteurs ont des questions relatives aux données liées à l'offre et à la demande de l'énergie fournies par Statistique Canada. Pour la fonte, il y a une préoccupation à propos de la désagrégation et de la catégorisation des données (voir la note 4). Pour l'industrie chimique, la préoccupation qu'il y a porte sur la méthode utilisée pour estimer les émissions. Étant donné que les procédés varient d'une usine à l'autre, les émissions peuvent difficilement être estimées avec précision, selon les données et méthodes courantes.

Émissions mises à jour

L'incidence totale des changements mentionnés plus haut est l'accroissement des estimations des émissions de 1990 et de 2010, de 6 Mt et de 3 Mt, respectivement pour le secteur industriel (Tableau 3.6). L'écart entre 2010 et 1990 a diminué de 3 Mt dans de telles conditions puisque les émissions de 1990 se sont accrues dans une mesure plus grande que celle des prévisions de 2010. Le changement qui a la plus grande incidence sur l'accroissement des émissions est celui qui touche les hypothèses économiques fortement robustes sur le ciment (1,6 Mt), et le fer et l'acier (1,2 Mt). Les changements qui ont la plus grande incidence sur la réduction des émissions sont ceux qui se rapportent à l'utilisation du SF₆ (1,5 Mt) dans le secteur de la fonte et de l'affinage.

Tableau 3.6
Émissions pour le secteur industriel - mise à jour

	Émissions de 1990 Mt	Émissions projetées pour 2010 Mt	Différence 2010 vs 1990 Mt
PEC97	119	135	16
Changements:			
1. Révision des données	3,0		
2. Changements des hypothèses macro-économiques		1,0	
<u>Par industrie</u>			
L'industrie du fer et de l'acier			
1. Forte croissance de la production		1,2	
2. Réduction de l'intensité énergétique		0,5	
3. Mélange de carburants		-0,7	
Industrie minière, de la fonte et de l'affinage			
1. Réduction de l'utilisation du SF ₆		-1,5	
2. Réduction de l'utilisation du gaz naturel		0,5	
L'industrie du ciment			
1. Mélange de combustibles incluant les déchets		0,1	
2. Mise à jour des taux de croissance des procédés		1,6	
L'industrie de pâte et papier			
1. La substitution des déchets de bois au gaz naturel.		0,6	
Raffinage du pétrole			
1. Attribution erronée de la consommation des	3,0		
2. Niveaux inférieurs de soufre dans l'essence		-0,5	
Mise à jour	125	138	13

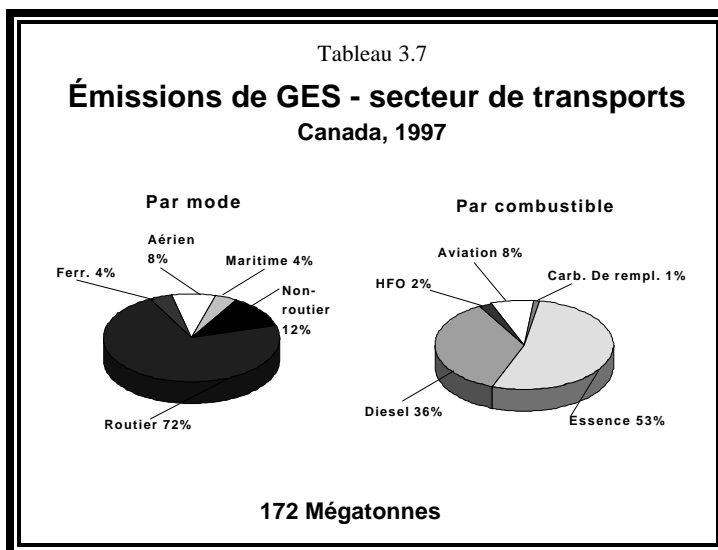
Les émissions provenant des procédés industriels (c-à-d de l'acide adipique des produits chimiques, du SF₆, de mines et de la fonte, et du traitement de la pierre à chaux dans le ciment) sont inclus.

3.4 Secteur de transports

Les émissions du secteur de transports proviennent principalement de la consommation de l'essence (53%) et du carburant diesel (36%) (tableau 3.7).

L'utilisation des véhicules routiers était de loin le plus grand mode de consommation des carburants et, conséquemment, la plus grande cause - plus de 70% - des émissions. Le mode non routier est, aujourd'hui, de moindre importance mais il croîtra considérablement dans l'avenir

puisque'il comprend, entre autres, les activités minières des sables bitumineux. Des modes restants, le mode aérien représente le plus important à 8%.



Les changements de la croissance économique, la demande du carburant diesel, l'efficacité des convertisseurs catalytiques, l'usage plus efficace des carburants et l'utilisation des carburants de remplacement ont été les causes des modifications des estimations des PEC97. On peut trouver ci-dessous les détails sur les changements.

Croissance économique accrue

Le secteur de transports est très sensible à la forte croissance économique particulièrement si elle est causée par les exportations. Aussi, les prix de l'énergie relativement bas, combinés au revenu personnel net, intensifient les voyages. La conséquence de cette forte croissance économique dans la Mise à jour par rapport au PEC97 est que la demande de l'énergie du secteur de transports et les émissions augmentent de 4% en 2010 par rapport au cas des PEC97. Ce qui se traduit par un accroissement des émissions provenant de ce secteur de 8,3 Mt en 2010.

Demande accrue du carburant diesel "non routier"

L'accroissement de la demande du carburant diesel "non routier" est attribué en partie au secteur minier et aux exigences de transport qui s'y attachent. Cette demande s'est particulièrement accrue à cause de l'intensification des activités non routières liées à l'industrie pétrolière. L'incidence totale en est l'accroissement des émissions de 2010 de quelque 6,8 Mt.

La Table de concertation sur les transports croit que 3 Mt seulement de cet accroissement du carburant diesel devraient être attribuées au secteur de transports. Le reste (3,8 Mt) provient, croit-on, des sources stationnaires que la Table de concertation recommande d'attribuer à l'industrie. Toutefois, pour se conformer aux lignes directrices du PICC et conséquemment à la définition d'Environnement Canada, toutes les émissions provenant de la consommation du carburant diesel "non routier" sont attribuées au secteur de transports.

Facteur plus bas de N₂O pour les convertisseurs catalytiques

Les convertisseurs catalytiques réduisent les causes principales du smog urbain provenant des échappements automobiles (émissions d'hydrocarbure, de monoxyde de carbone et de l'oxyde d'azote (NO_x)). Cependant, lorsque leur forme se détériore, avec l'âge, ils peuvent aussi produire de l'oxyde nitreux (N₂O), un gaz à effet de serre puissant.

Les unités catalytiques à 3 cycles avancées ont fait leur première apparition au début des années 80 et, après 1987, presque toutes les automobiles à essence vendues au Canada ont été équipées de cette technologie. Le N₂O est émis directement des convertisseurs catalytiques à cause de plusieurs formations chimiques (c'est-à-dire $2\text{NO} + \text{CO} = \text{N}_2\text{O} + \text{CO}_2$). La formation du N₂O dépend de la température des catalyseurs et de l'âge des convertisseurs catalytiques. Les renseignements disponibles provenant de la mise en épreuve d'un certain nombre limité de véhicules au début des années 90 ont montré que la quantité de N₂O émise augmente considérablement lorsque les convertisseurs prennent de l'âge. Cette hypothèse était utilisée dans les prévisions des PEC97.

Les tests et l'analyse supplémentaires faits par l'APE ainsi que l'examen récent fait par Delucchi et Lipman¹⁰ ont donné lieu aux révisions des facteurs des émissions des premiers convertisseurs catalytiques à 3 cycles. Les nouvelles estimations n'indiquent pas une dégradation significative causée par l'âge des catalyseurs. Les estimations des émissions de N₂O pour les véhicules après 2004, ne sont pas disponibles dans la présente documentation, mais les indications des divers types de technologies mises au point laissent voir que des réductions supplémentaires sont très probables - on prévoit une réduction conservatrice de 25%. Quelques-unes des raisons à la base de cette prévision sont la très faible teneur en soufre dans l'essence et l'utilisation de catalyseurs chauffés à l'électricité ou à double circuits fermés. Ces derniers seront probablement utilisés en vue de se conformer aux nouvelles normes des émissions proposées, lesquelles réduiront considérablement la période de réchauffement des catalyseurs, période au cours de laquelle se produisent la plupart des émissions de N₂O.

En se basant sur les renseignements fournis plus haut par Environnement Canada, le seuil des émissions de GES de 1990 de ce secteur est tombé de 2 Mt par rapport à celui des

¹⁰ Timothy E. Lipman et Mark A. Delucchi, *Emissions of Methane and Nitrous Oxides from Energy Systems*, Septembre 1998.

PEC97. En se basant également sur les renseignements fournis par la Table de concertation sur les transports, on prévoit, dans la Mise à jour, que le facteur par unité de carburant, tombera pendant la période des prévisions. Cette chute du facteur de N₂O réduit les émissions de 2010 du secteur des transports de 8,3 Mt d'équivalent de CO₂.

Efficacité améliorée des carburants - Transports ferroviaire et maritime

On a prévu, dans les PEC97, que l'efficacité des carburants (c'est-à-dire tonnes - kilomètre par litre) pour le transport ferroviaire augmenterait de 0,25% par an tandis que celle du transport maritime resterait virtuellement inchangée. Les études de modes préparées par la Table de concertation sur les transports ont déterminé plusieurs progrès technologiques en matière d'efficacité des carburants dans le secteur des transports ferroviaire et maritime dont on n'avait pas tenu compte dans les PEC97. À titre d'exemple, le Canadien Pacifique a récemment commandé de nouvelles locomotives qui réduiront la consommation de carburant de 20%. Se basant sur certaines études^{11 12}, la Table de concertation a recommandé l'accroissement des hypothèses de base sur les améliorations de l'efficacité à 0,3% par an pour le transport maritime et à 1,0% par an pour le transport ferroviaire. À cause de ces changements, les émissions de CO₂ tomberont de 0,7 Mt et de 0,3 Mt dans les secteurs de transport ferroviaire et maritime, respectivement.

Efficacité réduite de carburant - Transport aérien

Se basant sur les consultations qu'elle a eues avec l'Association du transport aérien du Canada (ATAC), la Table de concertation sur les transports a recommandé l'amélioration de l'efficacité de carburant des avions de 1% par an, au lieu du taux de 2% prévu dans les PEC97. Le résultat de ce changement est l'accroissement des émissions de CO₂ d'environ 2 Mt en 2010.

Carburants de remplacement dans le domaine de transports

Gaz naturel et propane : un examen des estimations de la consommation du gaz naturel et du propane faites par Statistique Canada et publiées dans les PEC97, a indiqué que ces estimations dépassaient les volumes réels utilisés sur la route. Ainsi, les estimations habituelles de l'utilisation du gaz naturel et du propane ont été révisées pour se conformer à celles de l'Alliance canadienne des véhicules au gaz naturel (ACVGN) et de l'Association de gaz propane du Canada (AGPC) respectivement. Il y a aussi évidence d'une réduction de l'activité et d'une baisse des ventes des véhicules au carburant de remplacement. Puisque ces véhicules aux carburants gazeux ont, en moyenne, une forte utilisation, leur taux de déclassement est très élevé et rapide. Ces facteurs mènent à une diminution du parc automobile au propane et au gaz naturel, par rapport aux PEC97.

¹¹ Bronson Consulting Group, CPCS Transcom Ltd *Assessment of opportunities to reduce GHG Emissions in the Maritime Transportation Industry*, ., Avril 1999.

¹² Delcan Corp, *Assessment of Freight Forecasts and GHG Emissions*, Final Report, Mars 1999.

Les facteurs mentionnés plus haut ont amené la Table de concertation sur les transports à proposer une baisse de l'utilisation de ces carburants de remplacement sur la route, comparativement au cas dans les PEC97. Puisque ces carburants seront remplacés par l'essence, les émissions accroîtront de 1 Mt en 2010. On devrait se rappeler que les prévisions sont basées sur l'hypothèse du cours normal de la politique qui comprend trois autres années des mesures incitatives MDIP pour les fabricants des véhicules au gaz naturel et d'aucune mesure incitative fédérale pour le propane.

Éthanol : La Table de concertation sur les transports a recommandé un accroissement des niveaux de consommation de l'éthanol sur une base d'offre intérieure accrue. Les initiatives comme la tentative IOGEN et Pétro-Canada de baisser le coût de production de l'éthanol à partir de la biomasse, et la continuité de l'exemption de la taxe d'accises actuelle ainsi que les exemptions fiscales sur les carburants à moteur accordées par les provinces, soutiennent cette recommandation. On s'attend d'ici 2010 à la construction de deux usines de production d'éthanol ainsi que de trois autres usines entre 2010 et 2020. Toute la production d'éthanol serait utilisée sous forme de mélanges de 5 à 10% par volume d'essence. À cause de cette hypothèse, les émissions tombent de 0,3 Mt en 2010.

L'incidence combinée des changements qui surviennent à la consommation du gaz naturel, du propane et de l'éthanol augmente les projections de 2010 de 0,7 Mt d'équivalent de CO₂.

Emissions mises à jour

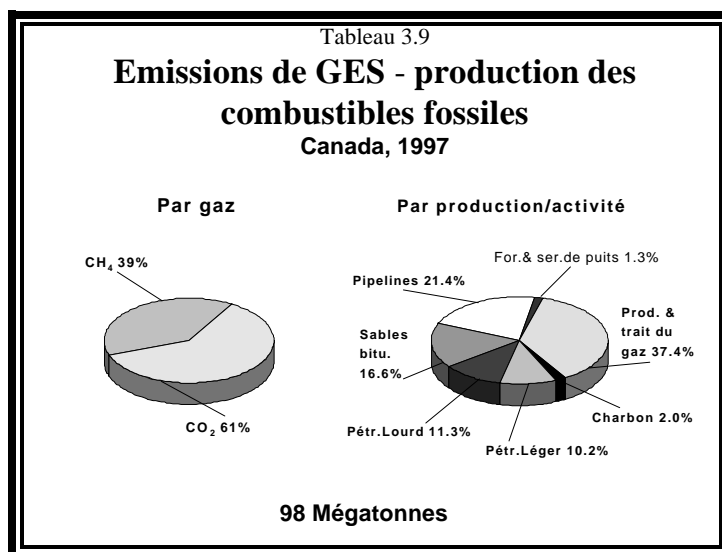
L'effet total des changements mentionnés plus haut est la réduction des émissions de 1990 dans le secteur de transports de 2 Mt et l'accroissement de celles de 2010 de 9 Mt. En conséquence, l'écart dans ce secteur passe de 39 Mt à 50 Mt, soit un accroissement de 11 Mt. On devrait noter qu'environ 3 Mt de cette quantité proviennent des activités liées au pétrole (comme les activités minières des sables bitumineux) ainsi qu'à l'exploration et l'exploitation du gaz naturel.

Tableau 3.8
Émissions pour le secteur de transports - mise à jour

	Émissions de 1990 Mt	Émissions projetées pour 2010 Mt	Différence 2010 vs 1990 Mt
PEC97	149	188	39
Changements:			
1. Croissance économique accrue		8,3	
2. Demande accrue du carburant diesel "non"		6,8	
3. Facteur plus bas de N ₂ O pour les convertisseurs catalytiques	-2,0	-8,3	
4. Efficacité améliorée des carburants - (ferroviaire)		-0,7	
5. Efficacité améliorée des carburants - (maritime)		-0,3	
6. Efficacité réduite des carburants - (aérien)		2,0	
7. Carburants de remplacement		0,7	
Mise à jour	147	197	50

3.5 Production des combustibles fossiles

En 1997, l'industrie de production des combustibles fossiles (c'est-à-dire l'extraction et la production du pétrole, du gaz naturel et du charbon) représentait 98 Mt des émissions de GES (Tableau 3.9). Presque 40% de ces émissions provenaient de la production et du traitement du gaz naturel, alors que la production du pétrole conventionnel (léger et lourd) et la production du pétrole des sables bitumineux représentaient 22% et 16% respectivement.



Il y a eu des développements significatifs dans l'industrie du pétrole et du gaz depuis la publication des PEC97. De nouveaux gazoducs et des extensions à certains gazoducs existants ont été examinés et approuvés par l'Office national de l'énergie (ONE),

d'importants projets de mise en valeur des sables bitumineux ont été annoncés à la fin de 1997 et les prix du pétrole ont fluctué de manière significative au cours des deux dernières années. Ces développements ainsi que plusieurs changements méthodologiques (tels que la révision des facteurs des émissions de GES et les nouveaux profils de production du pétrole et du gaz) influencent tous la projection des émissions de GES de l'industrie.

Les changements des hypothèses qui sous-tendent la présente mise à jour ont fait l'objet de discussions avec l'Association canadienne des producteurs du pétrole (ACPP) et l'Association canadienne des pipelines de l'énergie (ACPE), tous deux désignées par le sous-groupe du pétrole et du gaz de la Table de concertation sur l'industrie pour parler en son nom. Les changements survenus à la projection des émissions sont les suivants :

Données/définition révisée(s)

Dans les PEC97, RNCan a tenté pour la première fois d'identifier les émissions associées à la production des combustibles fossiles (c'est-à-dire la production du pétrole, du gaz naturel et du charbon). Dans ce processus, une partie de l'autoconsommation liée à l'industrie de raffinage du pétrole aurait été, par erreur, attribuée à l'industrie des combustibles fossiles. L'incidence de ce changement est une baisse des émissions de 1990 de 3 Mt.

Facteurs révisés des émissions

Pour faire les estimations des émissions du CO₂ et du CH₄ dans les PEC97, on a tenu compte des facteurs des émissions contenus dans une étude de 1992 préparée par Clearstone Engineering Ltd.. Préparée pour le compte de l'ACPP et d'Environnement Canada (EC), cette étude a fait un inventaire des émissions d'origine organique et des polluants habituels de l'industrie en amont du pétrole et du gaz naturel.

La présente Mise à jour repose sur une étude plus récente préparée également par Clearstone Engineering Ltd., pour le compte de l'ACPP et d'EC en 1997 (Tableau 3.10) . Selon ces nouvelles estimations, les émissions de 1990 tombent de 5 Mt.

En ce qui concerne les facteurs des émissions utilisés pour les futures estimations des émissions, l'étude

Tableau 3.10
Facteur d'émissions CO₂ and CH₄ - 1995
(CO₂ équivalent)

	CO ₂		CH ₄	
	PEC97	Mise à Jour	PEC97	Mise à Jour
Bitume (Kg/b)	38	69.8	1.8	4
Synthétique (Kg/b)	115.7	117.8	1.8	6.7
Production du gaz (Kg/10 ³ pi ³)	3.2	2.2	1.1	1.4
Traitement du gaz (Kg/10 ³ pi ³)	2.7	1.2	1.1	1.1
Conventionnel léger (Kg/b)	12.5	23.2	6.3	7.7
Conventionnel lourd (Kg/b)	23	10.2	38.9	58.7

de Clearstone¹³ fait voir que les facteurs utilisés dans les PEC97 avaient sous-estimé les émissions produites par l'industrie en amont du pétrole et du gaz. En appliquant les nouveaux facteurs aux niveaux de production prévus dans les PEC97, on constate que les émissions de 2010 se seraient accrues de 4 Mt.

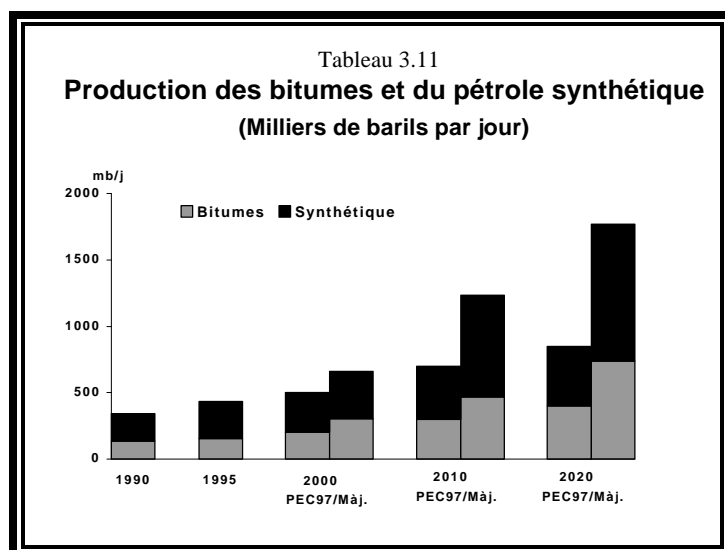
Révision des améliorations de l'efficacité (DVR)

Les estimations de l'efficacité énergétique et les améliorations de procédés des PEC97 étaient basées sur les propositions de 1995 et 1996 de l'ACPP et de plusieurs grandes compagnies au sein de l'industrie. Depuis, l'ACPP nous a informés que les gains d'efficacité et l'amélioration de procédés prévu dans les PEC97 étaient plus élevés que ce qui est actuellement possible d'atteindre. Aussi, l'Association canadienne des pipelines de l'énergie (ACPE) a suggéré la révision des facteurs prévus dans les PEC97 et proposé des taux qui refléteraient plus raisonnablement ses attentes en matière de dépenses en capital et de contribution aux technologies plus efficaces. Les améliorations de l'efficacité utilisées dans la Mise à jour ont été réduites pour refléter les points de vue de l'industrie exprimés plus haut. Une diminution des gains réalisés dans le temps en ce qui a trait à l'efficacité fait accroître les émissions de 2010 de 5 Mt. L'ensemble des facteurs des émissions, ajustés pour l'efficacité dans le temps, se trouve dans les Annexes.

Production plus élevée des sables bitumineux

Le plus grand changement affectant cette Mise à jour se rapporte à la production prévue des sables bitumineux. Malgré qu'il ait été prévu, dans les PEC97, que cette production accroîtrait, tous les observateurs ont été surpris par le nombre et la taille des projets de mise en valeur annoncés à la suite de l'amélioration des mesures fiscales et réglementaires prises par le gouvernement fédéral et celui de l'Alberta en 1996 et 1997. Les annonces faites à ce jour totalisent environ 20 milliards de dollars d'investissements et pourraient faire monter la production de 1200 milliers de barils par jour (mb/j) en 2010.

Toutefois, il semble peu probable que tous les projets annoncés se réalisent d'ici 2010. Compte tenu des discussions que nous avons eues avec le



¹³ Clearston Engineering Limited, CH₄ and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry, Volume 1 à 4, 1997.

sous-groupe du pétrole et du gaz de la Table de concertation sur l'industrie, ces projets ont été regroupés en phases dont la réalisation se ferait sur une période de vingt ans. Ce scénario est semblable à celui proposé par l'Office national de l'énergie dans son récent rapport sur l'offre et la demande¹⁴.

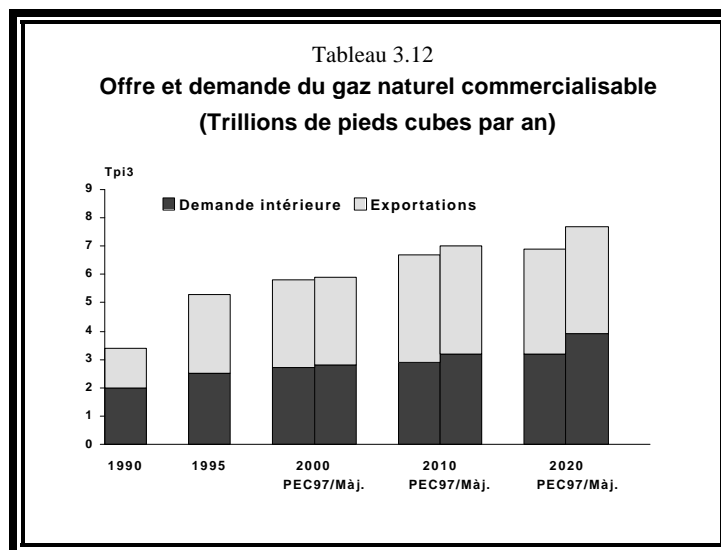
Selon ce scénario, on prévoit que la production des sables bitumineux passerait de 525 mb/j en 1997 à 1230 mb/j en 2010 pour passer encore à 1765 mb/j en 2020, suite à des expansions des installations existantes et aux nouveaux projets de mise en valeur. On prévoit ainsi que la production du pétrole synthétique augmenterait, passant de 290 mb/j en 1997 à 770 mb/j en 2010 ensuite à 1030 mb/j en 2020. L'offre des bitumes accroîtrait, passant ainsi à 460 mb/j en 2010, ensuite à 735 mb/j en 2020. Les émissions de GES directement liées à l'accroissement de la production du brut synthétique et des bitumes, selon les nouveaux facteurs, sont estimées à 11 Mt et à 4 Mt respectivement.

Offre accrue de pétrole de la côte est

On avait prévu, dans les PEC97, que l'offre du pétrole brut provenant de la côte Est du Canada se stabiliserait à 200 mb/j entre 2000 et 2005. À cause des estimations plus élevées des réserves et de la conception révisée du projet Hibernia, nous prévoyons l'accroissement de la production de Hibernia, passant de 135 mb/j à 180 mb/j. Le niveau ainsi prévu de la production de la côte Est a été ajusté, en conséquence, à 250 mb/j. Ce niveau de production devrait rester inchangé jusqu'à la fin de la période des prévisions. Une augmentation de 50 mb/j correspond à environ 0,2 Mt d'émissions de GES supplémentaires.

Offre accrue de gaz naturel

Le Tableau 3.12 montre la production commercialisable du gaz naturel et des exportations pour les PEC97 et pour la Mise à jour. Dans cette dernière, on s'attend à ce que la production du gaz naturel s'accroisse, passant de $5,5 \cdot 10^{12}$ pi³ en 1997, à $7,0 \cdot 10^{12}$ pi³ en 2010 et à $7,7 \cdot 10^{12}$ pi³ en 2020, reflétant à la fois la croissance de la demande intérieure et des exportations. La croissance de la demande intérieure est plus forte que celle qui était prévue dans les PEC97, reflétant une plus grande



¹⁴ Office national de l'énergie, L'Énergie au Canada - offre et demande jusqu'à 2025, Juillet 1999.

consommation dans le secteur résidentiel ainsi que dans celui de la production d'électricité. On prévoit l'accroissement des exportations du gaz naturel, passant de $2,9 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 1997 à $3,8 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2010 et se stabilisant à ce niveau jusqu'à la fin de la période des prévisions. Dans les PEC97, on parlait de niveaux plus bas, soit $3,5 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2010 et $3,7 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ en 2020. Les extensions des gazoducs, qui comprennent Foothills, TransCanada Pipelines et Alliance, seraient suffisantes pour répondre aux niveaux accrus des exportations. En utilisant les facteurs révisés des émissions, l'accroissement de la production en 2010 se traduit par 2 Mt supplémentaires d'émissions liées à la production et au transport du volume accru.

Émissions mises à jour

L'effet total des changements décrits pour ce secteur élargit significativement l'écart entre les émissions de 2010 et celles de 1990. Les émissions de 1990 sont tombées de 8 Mt par rapport à la quantité rapportée dans les PEC97 (voir Tableau 3.13) alors que les changements suggérés pour 2010 ont fait accroître les émissions prévues de 26 Mt. Ces facteurs contribuent à l'élargissement de l'écart entre 2010 et 1990 qui a crû de 14 Mt, prévues dans les PEC97, à plus de 48 Mt dans la Mise à jour.

Tableau 3.13
Émissions pour le secteur de la production des combustibles fossiles - mise à jour

	Émissions de 1990 Mt	Émissions projetées pour 2010 Mt	Différence 2010 vs 1990 Mt
PEC97	83	97	14
Changements:			
1. Données/définition révisée(s)	-3,0		
2. Facteurs révisés des émissions	-5,0	4,0	
3. Révision des améliorations de l'efficacité (DVR)		5,0	
4. Production du pétrole brut			
- Production plus élevée des sables bitumineux		15,0	
- Offre accrue de pétrole de la côte est		0,2	
5. Offre accrue de gaz naturel		2,0	
Mise à jour	75	123	48

3.6 Production d'électricité

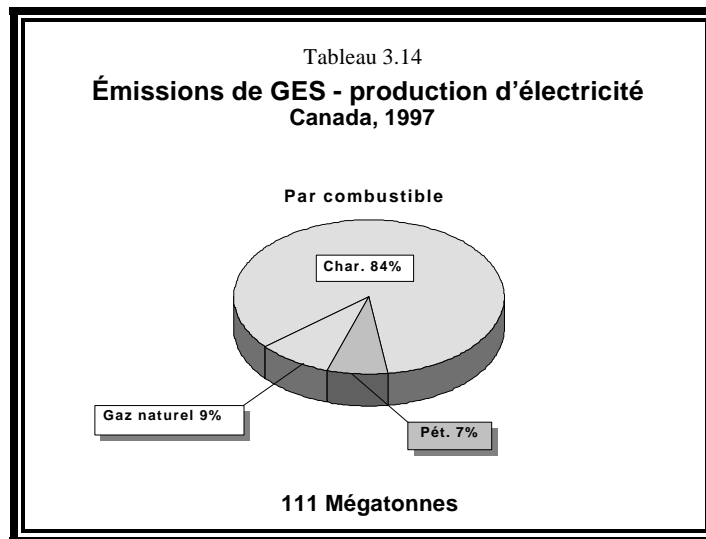
Les émissions provenant de la production d'électricité étaient de 111 Mt en 1997. La plus grande partie - 84% - provient de l'utilisation du charbon. Le gaz naturel et le pétrole représentent 9% et 7% respectivement (voir Tableau 3.14).

Un processus de restructuration du marché d'électricité est en train de modifier fondamentalement l'industrie de l'offre de l'électricité. Les tendances de base comprennent le démembrement des fonctions utilitaires dans la production, la transmission et la distribution. Cette restructuration devrait faciliter l'accès aux réseaux de transmission, créant par là un marché de production plus compétitif.

Le degré et le rythme du changement en cours de réalisation au sein de l'industrie varie profondément d'une province à l'autre. L'Alberta, la première province à disposer en 1995 d'un *Power Pool*, mettra bientôt en place un cadre compétitif axé sur le choix du client. On prévoit l'entrée en vigueur de cette disposition d'ici 2001. Avec l'entrée en vigueur de la loi sur la concurrence au sein du secteur de l'énergie, l'Ontario se lance aussi dans ce marché compétitif. En 1999, Ontario Hydro a été restructurée en trois groupes - un opérateur indépendant sur le marché, une compagnie de production et une compagnie de services. La concurrence au niveau des prix de gros et de détail interviendra vers l'an 2000. La Colombie-Britannique, l'Alberta, le Manitoba et le Québec ont ouvert leurs réseaux de transmission à d'autres compétiteurs et ont, en conséquence, accès au marché étasunien.

Puisqu'on s'attend à ce que le marché d'électricité change considérablement de physionomie au cours de la période des projections, on reconnaît que la modélisation de l'offre de l'électricité devient de plus en plus une tâche difficile et complexe. Dans un marché dynamique qui s'installe un peu partout, la demande de l'électricité dans une province ou une région spécifique ne sera pas nécessairement satisfaite par un producteur d'électricité de la place. Toutefois, dans le cadre de la présente mise à jour des PEC97, les provinces et les territoires sont encore considérés comme des marchés distincts en termes de l'offre et de la demande, compte tenu des quantités spécifiques ou prévisibles de transferts de l'énergie.

Les hypothèses intégrées dans les PEC97 ont fait l'objet de discussions avec les représentants de la Table de concertation sur l'électricité et les propositions de changements



qui en ont résulté ont été intégrées dans les perspectives révisées de la production d'électricité.

Activité économique accrue

Par rapport aux PEC97, les projections de la demande de l'électricité dans la Mise à jour indiquent un accroissement de 45 Tw.h (ou environ 7%). Les hypothèses macro-économiques plus robustes, telles que décrites au Chapitre 2, conjuguées à des révisions au niveau des mélanges de combustibles pour les différentes industries (principalement le fer et l'acier) ont fait croître la demande d'électricité dans les secteurs d'utilisation finale d'environ 33 Tw.h. Les révisions de notre évaluation des besoins en électricité de l'industrie pétrolière et gazière représentaient le reste, soit 12 Tw.h. En prévoyant la même combinaison de production d'électricité comme dans les PEC97, (c'est-à-dire l'hydro là où elle est disponible et 50-50 mélange de charbon et usines de combustion au gaz naturel dans les autres provinces), on arrive à un effet total sur les émissions qui aurait pu être un accroissement d'environ 11 Mt pour le changement attribuable aux hypothèses macro-économiques et à environ 8 Mt pour les besoins supplémentaires en électricité de l'industrie pétrolière et gazière. Cet énorme accroissement (19 Mt) a été calculé selon le mélange des combustibles utilisé dans les PEC97. Toutefois, l'incidence totale réelle, dans cette mise à jour, est beaucoup plus faible. Les hypothèses révisées sur les ajoutes de la capacité sont indiquées au point suivant.

Ajoutes de la capacité et hypothèses de déclassement

Une autre hypothèse importante dans la Mise à jour est le choix des technologies pour les nouvelles installations de production. Nous avons prévu dans les PEC97, une durée de vie économique d'environ 50 ans pour les usines thermiques et, comme nous l'avons indiqué plus haut, un mélange spécifique de production (c'est-à-dire l'hydro là où elle est disponible et 50-50 mélange de charbon et des usines de combustion du gaz naturel dans les autres provinces). La Table de concertation sur l'électricité a recommandé qu'on prévoie que toutes les centrales thermiques fonctionnent à leur niveau actuel de rendement pendant toute leur durée de vie économique (estimée à 40 ans). Puisque les besoins de nouvelles unités de remplacement se feront sentir pour répondre à la dépendance de la production, elles seront construites en grandes quantités, mais de moindre capacité, principalement à l'aide des turbines à gaz à cycles combinés (TGCC) de haut rendement ou à l'aide des barrages hydroélectriques dans les provinces où cela est possible.

Toutefois, on s'attend à ce que la production par combustion du charbon demeure compétitive en Alberta et en Saskatchewan à cause des améliorations technologiques. Ainsi, la capacité de la production par combustion du charbon resterait relativement constante au cours de la période des projections. En conséquence, toutes les usines de combustion du charbon arrivées à terme dans ces provinces seront simplement remplacées par d'autres unités à haut rendement. Plusieurs turbines à gaz à cycles combinés (TGCC) y seront aussi ajoutées pour répondre à la demande croissante de l'énergie électrique.

Le changement total des hypothèses pour les nouvelles ajoutées de la capacité et les déclassements réduisent les émissions d'environ 12 Mt en 2010 par rapport aux PEC97. Le fait de changer l'hypothèse de la durée de vie économique de 50 à 40 ans et celui de remplacer ces unités arrivées à terme par le gaz naturel, principalement en Ontario, réduisent les émissions de 3 Mt. La réduction liée au changement de l'hypothèse de 50% de charbon /50% de gaz naturel à celle de gaz naturel comme principale source de remplacement est d'environ 9 Mt en 2010.

Bien qu'elle ne soit pas explicitement reconnue dans les Perspectives, la nouvelle concurrence qui s'annonce sur le marché pourrait provoquer un environnement dans lequel des installations autres que celles spécifiquement déterminées, pourraient être ajoutées en vue de tirer profit des possibilités d'exportations.

Le projet hydroélectrique de Lower Churchill

La mise en valeur du projet hydroélectrique de Lower Churchill situé au Labrador n'était pas incluse dans les PEC97. En mars 1998, les Premiers Ministres de Terre-Neuve et Labrador et du Québec ont annoncé le début formel des négociations entre Newfoundland and Labrador Hydro et Hydro Québec dans le but de parvenir à un accord sur l'achèvement des travaux à la rivière Churchill au Labrador et les projets connexes au Québec.¹⁵ Le Protocole d'entente en cours de négociation propose la construction d'une nouvelle centrale de 2264 MW à l'Île de Gull, en aval de la Rivière Churchill, et vraisemblablement une autre centrale de 842 MW aux Chutes de Muskrat, et une nouvelle installation de 1000 MW au site actuel des Chutes de Churchill.

Pour répondre aux objectifs de la présente Mise à jour, il est prévu que la centrale de Lower Churchill entrera en action en 2008, avec une production annuelle d'environ 17 Twh. De plus, il est également prévu que cette électricité sera soit exportée aux États-Unis, par une ligne de transmission qui passera par le Québec, ou viendra répondre à la demande d'électricité au Québec. La consommation d'électricité provenant de Lower Churchill au Québec remplace la mise en valeur des chantiers hydroélectriques dans la province. La conséquence de ces hypothèses est que le projet de Lower Churchill n'entraîne aucune réduction directe des émissions au Canada.¹⁶

Consommation du gaz naturel dans la région atlantique

¹⁵ Communiqué émanant des Cabinets des Premiers Ministres du Québec et de Terre-Neuve et Labrador, le 9 mars 1998.

¹⁶ Cependant, il convient de noter que l'Accord que se proposent de conclure le Québec et Terre-Neuve entrera dans le cadre des crédits sur les émissions de gaz à effet de serre entre les deux provinces s'il arrive qu'un tel système de crédits est mis en place au Canada. Terre-Neuve recevrait tous les crédits de l'île de Gull et 50% des crédits des Chutes de Muskrat et de ceux de la nouvelle installation au site actuel.

On a prévu, dans les PEC97, que le gaz naturel du projet de l'Île de Sable serait exporté aux États-Unis. Toutefois, il devient de plus en plus clair qu'une partie de ce gaz sera consommée dans les provinces maritimes. Puisque le gaz naturel du Plateau néo-écossais devient disponible, plusieurs installations en service seront re-équipées pour utiliser le gaz naturel (tout en retenant la capacité d'utiliser le pétrole). On prévoit qu'en 2000, les installations de la Nova Scotia Power à Tuft's Cove et une des unités de Courtney Bay de New Brunswick Power seront re-équipées de cette façon. Une deuxième unité de Courtney Bay le sera aussi à la fin de 2001 et vers 2003, la Tractebel (350 MW CCGT) sera en service. On pense que l'incidence de ces re-équipements réduira les émissions de 2 Mt en 2010.

Bruce ne sera pas remis en service

Dans son plan de relance du nucléaire, Ontario Hydro a fait savoir que les unités A des centrales nucléaires de Pickering et Bruce seront fermées pour une période indéfinie¹⁷. Ce sont les quatre unités qui étaient à la centrale de Pickering, chacune ayant une capacité d'environ 500 mégawatts, et les trois de la centrale de Bruce ayant chacune une capacité de 800 mégawatts. Ces centrales ont cessé d'opérer en 1998.

Puisque l'incertitude entourant l'état de ces centrales nucléaires persiste, la Table de concertation sur l'électricité a indiqué que des sept centrales nucléaires, les quatre unités de Pickering sont plus susceptibles d'être maintenues en fonction que celles de Bruce. L'argument de base est que le scénario du "cours normal de la politique" ne semble pas déterminer les conditions économiques appropriées pour la remise en état des unités de Bruce.

En conséquence, on prévoit, dans la Mise à jour, que les unités A de Bruce ne seront pas remises en service. Un tel changement des hypothèses originales devrait éliminer la grande partie des exportations sujettes à interruption, comme il en était prévu dans les PEC97, et favoriserait l'achat d'électricité du Québec et du Manitoba (ou de producteurs basés aux États-Unis). Ainsi, on prévoit une quantité annuelle de 5 TW.h (1,4 TW.h du Manitoba et 3,6 TW.h du Québec), achat sans accords fermes à envisager dans un marché ouvert.

En l'absence des unités A de Bruce, le reste de la production d'électricité nécessaire, soit environ 8 TW.h, proviendra de la province. À partir de l'hypothèse selon laquelle cette électricité serait produite par la combinaison des centrales existantes à combustion du charbon ou du gaz naturel, on prévoit que les émissions accroîtraient d'environ 4 Mt de plus que dans la projection des PEC97 en 2010.

Toutefois, on devrait mettre l'accent sur le fait que les forces du marché futur, à savoir les indicateurs de prix et les structures de coûts, pourraient lourdement influencer sur le

¹⁷ Communiqué émanant d'Ontario Hydro, *Ontario Hydro Moving Ahead on Major Overhaul of its Production Facilities*. Le 13 août 1997.

dénouement de quelques-unes des hypothèses mentionnées plus haut. Il se pourrait que les unités A de la centrale de Bruce soient remises en service; ce qui donnerait assez d'énergie pour influencer à la fois le besoin de nouvelles installations ainsi que les besoins d'achats et d'exportations de la province.

Émissions mises à jour

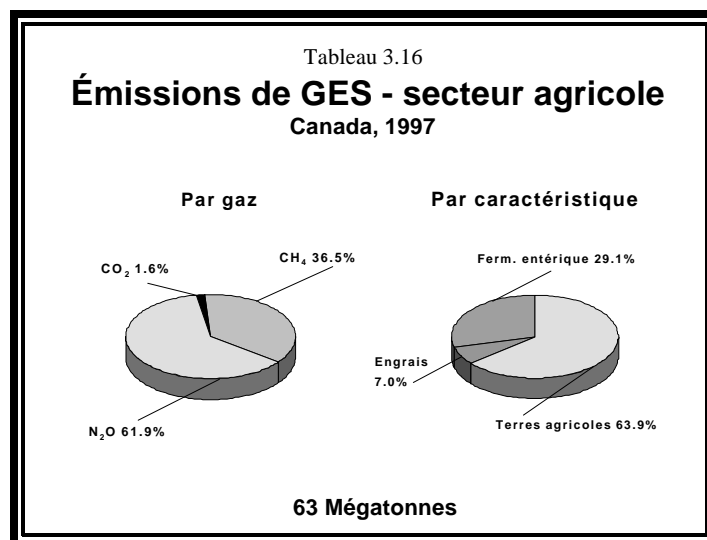
L'effet total des changements indiqués plus haut est l'accroissement des émissions provenant de la production d'électricité en 2010, passant de 110 Mt à 119 Mt (Tableau 3.15). Ainsi, l'écart entre 2010 et 1990 qui en résulte pour ce secteur s'élargit de 9 Mt. La nouvelle demande de l'électricité est la cause de l'ensemble du changement auquel s'ajoute l'hypothèse selon laquelle les unités A de Bruce ne seront pas remises en service.

Tableau 3.15
Émissions pour le secteur de la production d'électricité - mise à jour

	Émissions de 1990 Mt	Émissions projetées pour 2010 Mt	Différence 2010 vs 1990 Mt
PEC97	95	110	15
Changements:			
1. Activité économique accrue		19,0	
2. Ajoutes de la capacité et hypothèses de déclassement		-12,0	
3. Lower Churchill		0,0	
4. Consommation du gaz naturel dans l'Atlantique		-2,0	
5. Bruce A ne sera pas remis en service		4,0	
Mise à jour	95	119	24

3.7 Agricole

Les émissions de GES dans le secteur agricole ne sont pas en grande partie liées à l'énergie. Comme l'indique le Tableau 3.16, la plus grande partie des émissions de ce secteur provient du N₂O que dégage le traitement du sol et les pratiques agricoles (c'est-à-dire la nitrification et la dénitrification du sol). Le fumier, l'entreposage et le procédé de fermentation entérique du bétail produisent du méthane qui a une part importante dans la production des émissions de GES du secteur, alors que la part du CO₂ qui se dégage du sol cultivé est relativement marginale dans cette production des émissions.



Le changement le plus significatif que connaît ce secteur provient des nouvelles méthodologies pour faire les estimations de divers types d'émissions de GES. La présente Mise à jour prévoit un accroissement des émissions du secteur agricole de manière plus significative que dans les PEC97. En 1990, les émissions sont passées de 30 Mt à 61 Mt, alors qu'en 2010, elles vont de 38 Mt à 72 Mt.

Nouvelles méthodologies du PICC pour les émissions provenant des pratiques agricoles

Dans les PEC97, les émissions de source agricole étaient tout à fait moindres (30 Mt). Après la publication des Perspectives, le Panel intergouvernemental sur le changement climatique (PICC) a recommandé une nouvelle méthodologie pour faire l'estimation des émissions de l'oxyde nitreux provenant des pratiques agricoles. L'effet de ces nouvelles méthodologies est l'accroissement des émissions de 1990 de 31 Mt d'équivalent de CO₂ à 61 Mt.

Utilisant sa structure de modélisation et les nouvelles méthodologies, Agriculture Canada (Agro-Alimentation) a prévu que les émissions du secteur agricole non liées à l'énergie seront, en 2010, d'environ 34 Mt de plus qu'elles étaient prévues dans les Perspectives. Dans la présente projection, les émissions de l'oxyde nitreux provenant des engrais accroissent, alors que celles provenant de l'utilisation du fumier et de la culture de la terre tombent.

Mise à jour des émissions

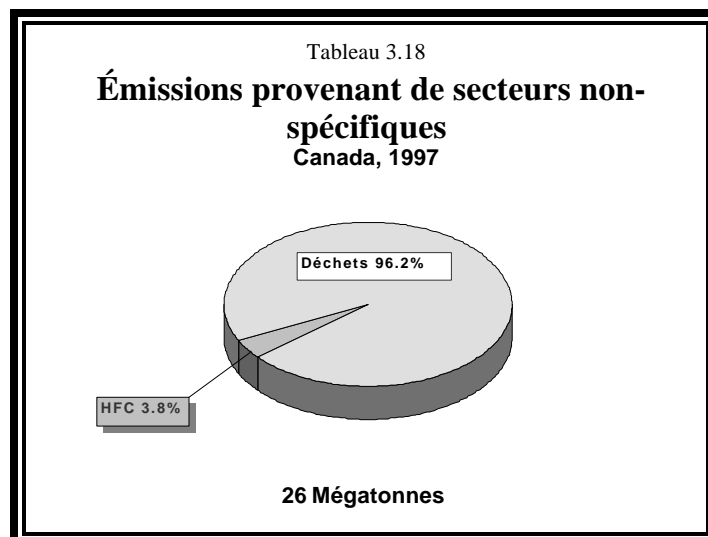
Les nouvelles méthodologies et les nouvelles prévisions subséquentes ont pratiquement doublé les émissions provenant du secteur agricole pour 1990 et 2010 (Tableau 3.17). Les changements survenus à ce secteur donnent lieu à un écart accru passant des 8 Mt prévues dans les PEC97 à 11 Mt en 2010.

Tableau 3.17
Émissions pour le secteur agricole - mise à jour

	Émissions de 1990 Mt	Émissions projetées pour 2010 Mt	Différence 2010 vs 1990 Mt
PEC97	30	38	8
Changements:			
1. Nouvelles méthodologies du PICC pour			
- traitement du sol (CO ₂)		-5,0	
- le fumier (CH ₄)		-4,0	
- sol cultivé (N ₂ O)	31,0	44,0	
Mise à jour	61	72	11

3.8 Émissions provenant de secteurs non-spécifiques

Pendant qu'on tentait, dans les PEC97, d'attribuer les émissions aux secteurs qui en sont les causes, il y avait des cas où cette attribution n'était pas possible. Il était, à titre d'exemple, impossible d'attribuer les émissions liées à la consommation des hydrofluorocarbones (HFC) à un secteur particulier. Entrent dans cette catégorie, les émissions liées à la production et à l'utilisation des produits anesthésiques et des propergols, ainsi que celles liées au traitement des eaux usées et à l'enfouissement ou l'incinération des déchets.



Les émissions provenant des déchets (c'est-à-dire du traitement des eaux usées et de l'incinération des déchets) ne sont pas directement mesurables, mais on peut en faire l'estimation à partir des résultats d'enquêtes menées par Environnement Canada. Le changement de méthodologie recommandé par le PICC a donné lieu à un accroissement de 4 Mt pour 1990 et de 3 Mt pour 2010 par rapport aux estimations faites dans les PEC97.

Tableau 3.19
Émissions provenant de secteurs non-spécifiques - mise à jour

	Émissions de 1990 Mt	Émissions projetées pour 2010 Mt	Différence 2010 vs 1990 Mt
PEC97	19	31	12
Changements:			
1. Révision des données	4,0	3,0	
Mise à jour	23	34	11

3.9 PEC97 vs Mise à jour : Sommaire des secteurs

Dans ce chapitre, nous avons déterminé plusieurs changements survenus au niveau des émissions de 1990 et examiné l'incidence d'un grand nombre de ces changements suggérés par les diverses Tables de concertation et les sous-groupes de la Table sur l'industrie à propos des émissions prévues. Le Tableau 3.20 montre l'incidence et le sommaire de tous ces changements. En effet, le Tableau donne les comparaisons importantes suivantes entre les PEC97 et la Mise à jour :

- Comparaison des changements survenus au seuil de 1990
- Comparaison des changements survenus aux émissions de 2010
- L'écart entre 2010 et 1990
- Le changement survenu à l'écart

L'incidence des changements déterminés dans la Mise à jour fait accroître les émissions de 2010 de 95 Mt (c'est-à-dire de 669 Mt données dans les PEC97 à 764 Mt). D'autres changements, principalement méthodologiques, ont fait accroître le niveau des émissions pour 1990 de 37 Mt par rapport à celui qui était indiqué dans les PEC97. En conséquence de ces révisions, le changement en émissions entre 1990 et 2010 a augmenté de 58 Mt. Puisque l'Objectif de Kyoto est basé sur les niveaux de 1990, ces changements accroissent l'objectif fixé en rapport avec les émissions, de 531 Mt à 565 Mt. (Tableau 3.21).

Tableau 3.20
Sommaire des secteurs
Comparaison des PEC97 à la Mise à jour

	Émissions de 1990 Mt		Émissions projetées pour 2010 Mt		Différence 2010 vs 1990 Mt		Changement dans la différence Mt
	PEC97	Mise à jour	PEC97	Mise à jour	PEC97	Mise à jour	
Residentiel	44	49	38	48	-6	-1	5
Commercial	26	26	33	34	7	8	1
Industriel	119	125	135	138	16	13	-3
Transports	149	147	188	197	39	50	11
Production des combustibles fossiles	83	75	97	123	14	48	34
Électricité	95	95	110	119	15	24	9
Agricole*	30	61	38	72	8	11	3
Autres (déchets, HFC, anesthésiques et propergols)	19	23	31	34	12	11	-1
Total	564	601	669	764	105	163	58

* Emissions non reliées à l'énergie. Les émissions reliées à l'énergie sont comprises dans le résidentiel.

Dans l'ensemble, il est prévu, dans la Mise à jour, que les émissions de gaz à effet de serre du Canada sont de 199 Mt de plus que l'objectif de Kyoto en 2010. Ce qui représente un accroissement d'environ 61 Mt par rapport aux PEC97. Cet accroissement est dû aux circonstances de changements sectoriels décrits antérieurement. Les conditions changeantes dans le secteur des combustibles fossiles sont les plus grandes causes de l'élargissement de l'écart des émissions représentant plus de la moitié (34 Mt) de l'élargissement de l'écart de Kyoto. Le secteur des transports est la plus grande cause qui suit (11 Mt). Tous les secteurs, à l'exception du secteur industriel et de celui des déchets, ont un écart d'émissions plus grand que celui qu'indiquent les PEC97, par rapport à l'objectif de Kyoto.

Tableau 3.21
L'écart de Kyoto
Comparison des PEC97 à la Mise à jour

	Émissions de 1990 Mt	L'objectif de Kyoto Mt	Émissions projetées pour 2010 Mt	L'écart de Kyoto en 2010 Mt
PEC97	564	531	669	138
Mise à jour	<u>601</u>	<u>565</u>	<u>764</u>	<u>199</u>
Changements	37	34	95	61

Dans la Mise à jour, l'écart total de Kyoto a crû. Dans les PEC97, le changement du pourcentage dans l'écart (c'est-à-dire les émissions de 2010 par rapport à l'Objectif de Kyoto) était de 21%, selon la Mise à jour, cet écart total est maintenant de 26%.

Chapitre 4

Les perspectives des émissions mises à jour

La présente section explore les perspectives des émissions de GES mises à jour et élaborées dans les chapitres précédents sous plusieurs angles. Ces angles comprennent:

- L'ampleur de « l'écart » - la différence, en 2010, entre l'objectif de Kyoto et la projection du cours normal de la politique.
- L'incidence des initiatives gouvernementales actuelles dans la réduction des émissions.
- La sensibilité de l'estimation de « l'écart » aux changements survenus aux variables sous-jacentes telles que les prix mondiaux du pétrole et la croissance économique.
- La comparaison, sur une base historique et des périodes de projection, des facteurs immédiats qui sous-tendent les tendances des émissions.

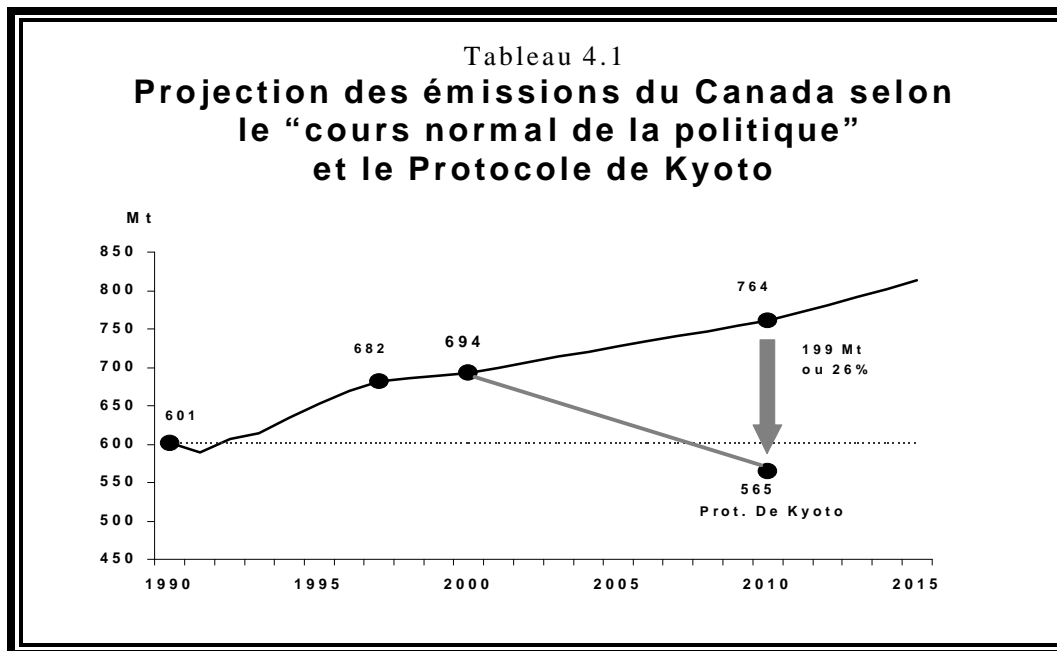
4.1 L'écart

Le Tableau 4.1 donne la tendance générale des gaz à effet de serre du Canada de 1990 à la seconde décennie du siècle prochain. Aussi, il offre l'estimation de l'ampleur du défi que représente Kyoto, exprimé comme « l'écart » entre l'hypothèse selon laquelle la politique suit son cours normal et l'objectif que s'est fixé le Canada dans le cadre du Protocole de Kyoto (6% au-dessous des niveaux de 1990, en moyenne au cours de la période allant de 2008 à 2012).¹⁸

¹⁸ Le Protocole de Kyoto considère six gaz à effet de serre - le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), l'oxyde nitreux (N₂O), les perfluorocarbones (PFC), les hydrofluorocarbones (HFC) et l'hexafluorure sulfurique (SF₆). L'objectif total est fixé en utilisant l'équivalent du dioxyde de carbone de chacun des gaz à effet de serre. Pour les trois gaz à effet de serre synthétiques - HFC, PFC et SF₆ - un pays peut utiliser soit 1990 soit 1995 comme base, celle qui lui paraît avantageuse. Compte tenu des données sur ces gaz, le Canada utilisera 1990 comme base.

En 1990, les émissions de gaz à effet de serre du Canada étaient de 601 Mt d'équivalent de CO₂. Vers 1997, l'année la plus récente pour laquelle les données sont disponibles, elles sont montées à 682 Mt. Les prévisions mises à jour suggèrent que, vers 2010, les émissions de GES du Canada accroîtront jusqu'à 764 Mt et vers 2020 à 845 Mt. Ainsi, vers 2010, les émissions de GES seraient de quelque 27% de plus que le niveau de 1990. Vers 2020, en l'absence de changement des politiques, elles seraient de 41% de plus que le niveau de 1990 (c'est-à-dire 845 Mt vs 601 Mt).

L'objectif que s'est fixé le Canada dans son engagement vis-à-vis du Protocole de Kyoto pour la période 2008-2012 est de 565 Mt. Pour atteindre cet objectif, les émissions doivent être réduites de 199 Mt en 2010. Ce qui représente un écart de quelque 26% entre les prévisions de la Mise à jour et l'objectif de Kyoto¹⁹. Ce pourcentage se compare à l'écart de 21% prévu dans les PEC97.



¹⁹ L'objectif de Kyoto est spécifié sur une moyenne de cinq ans de la période de l'engagement, 2008-2012. Sur cette base, l'écart en 2008 passe de 24% à 28% vers 2012.

4.2 Contribution des initiatives aux réductions des émissions

Comme les PEC97 qui ont précédé la Mise à jour, celle-ci intègre les estimations de l'incidence des initiatives fédérales, provinciales et municipales - dont le programme Défi volontaire et registre (DVR) émanant du Programme d'action national sur le changement climatique (PANCC) en 1993. Bien que nous n'ayons pas fait un examen approfondi de ces initiatives dans la Mise à jour, comme indiqué plus haut, nous avons tenu compte des changements spécifiques qu'il y a eu à la suite de nos consultations avec les Tables de concertation. Les changements les plus importants que nous avons retenus sont la non adoption du code-modèle national de l'énergie pour les habitations, les retards des réglementations sur les équipements et les appareils, les programmes innovateurs introduits en 1998, la réduction du DVR dans l'industrie pétrolière et gazière et les engagements pris par les producteurs du magnésium pour éliminer le SF₆.

Le Tableau 4.2 donne les estimations de l'incidence des initiatives du PANCC sur les émissions pour 2000, 2010 et 2020. La première ligne montre le niveau qui aurait été prévu en l'absence des initiatives. Le panneau suivant donne les détails de l'incidence des initiatives sur les émissions par secteur. Les initiatives non reliées à l'énergie, comme la réduction de N₂O reliée à l'acide adipic et l'élimination du SF₆ par les producteurs de magnésium, ont un impact immédiat relativement élevé.

Par contre, l'incidence des initiatives dans la production de combustibles fossiles et dans les secteurs de demande finale croît avec le temps selon le changement en capital.

Dans l'ensemble, on pense que les initiatives du PANCC réduiront les émissions de 35 Mt en 2000, de 60 en 2010 et de presque 100 en 2020. S'il n'y avait pas eu ces initiatives, les niveaux des émissions auraient été plus élevés, 8% de plus en 2010 et 11% de plus en 2020. Le point le plus important à signaler est qu'en l'absence des initiatives, l'écart de Kyoto aurait été plus grand d'environ 30%.

Chart 4.2
Incidence des initiatives

	2000	2010	2020
	Mt de CO ₂ équivalent		
Emissions avant initiatives	729	824	942
Incidence des initiatives			
• Demande finale	12.0	26.0	61.0
• Génération d'électricité	3.0	3.0	3.0
• Production de combustibles fossiles	10.0	19.0	20.0
• Non-énergie	10.0	19.0	20.0
Total Incidence des initiatives	35.0	60.0	97.0
Emissions après initiatives	694.0	764.0	845.0
Initiatives en pourcentage au niveau avant initiatives	4.8	7.3	10.3
Initiative en pourcentage de l'écart	-	30.6	-

4.3 Estimation par type de gaz et de combustible

Le Tableau 4.3 donne une vue de la tendance à long terme des émissions de GES par type de gaz. Vers 2010, les émissions du CO₂ seront de 135 Mt (soit 29%) de plus qu'elles étaient en 1990. Vers 2020, elles seront de 201 Mt (soit 44%) de plus. À cause de la prédominance du CO₂ dans la somme totale des émissions de GES, sa croissance représente légèrement plus de 80% de l'accroissement des émissions entre 1990 et 2010.

	1990	1997	2000	2010	2020
Dioxyde de carbone (CO₂)	461	520	537	596	662
Méthane (CH₄)	75	90	90	92	97
Oxyde Nitreux (N₂O)	57	64	57	62	65
Hexafluorure sulfurique (SF₆)	3	1	1	1	1
Perfluorocarbones (PFC)	6	6	6	6	6
Hydrofluorocarbones (HFC)	0	1	2	7	14
Total	601	682	694	764	845

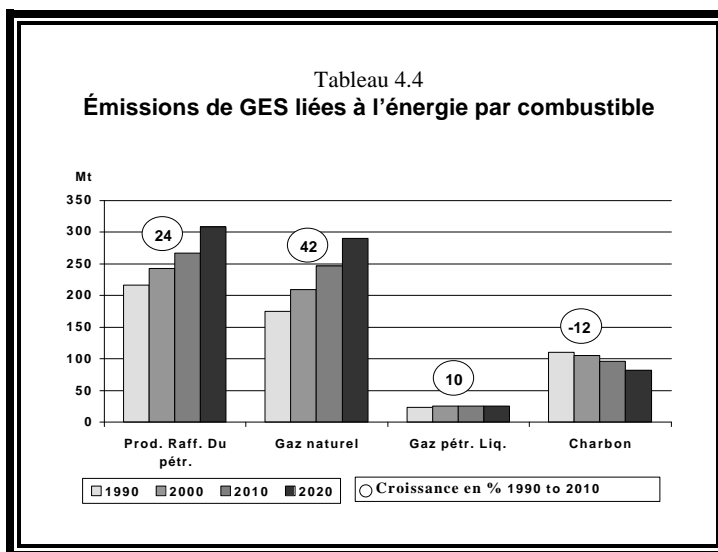
Les totaux peuvent différer de la somme à cause d'arrondissements.

Les émissions du méthane suivent généralement la grande tendance à la hausse. La croissance des émissions d'oxyde nitreux baisse après 1997 et reste en deçà des niveaux de 1997 jusqu'au-delà de 2010. Ce rythme est la conséquence de deux développements compensatoires. Premièrement, Dupont a installé en 1997 une technologie afin de contrôler les émissions résultantes de la production d'acide adipique, à son installation de Maitland en Ontario. Le processus éliminera 10 Mt d'émissions (équivalent de CO₂) de N₂O. Deuxièmement, dans un sens opposé, l'utilisation des fertilisants à l'azote dans l'agriculture continue à s'intensifier dans le temps.

Les autres sources comprennent les substituts de CFC (c'est-à-dire les HFC), les PFC et l'hexafluorure sulfurique (SF₆). Comme nous l'avons indiqué au chapitre précédent, l'utilisation du SF₆ dans la production du magnésium sera progressivement réduite et éliminée vers l'an 2005. Le reste des émissions de SF₆ (0,5 Mt) provient de d'autres utilisations de ce gaz. On s'attend à ce que les HFC, qui n'existaient pas en 1990, accroissent considérablement de leur petite base, pendant que les émissions des PFC en grande partie reliées à la production d'aluminium, sont censées demeurer constantes tout au long de la période.

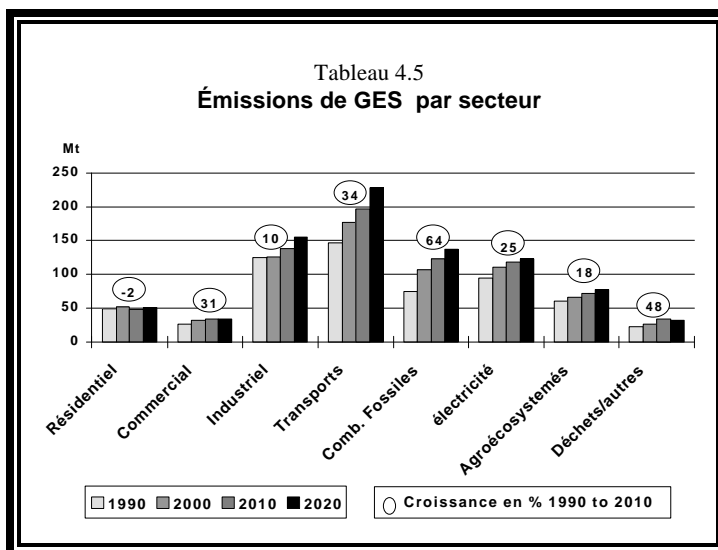
Comme l'indique le Tableau 4.4, les émissions provenant des produits pétroliers raffinés (PPR), la plus grande source liée à l'énergie, accroissent de quelque 24% entre 1990 et 2010. Cet accroissement reflète en gros la croissance que connaissent les carburants dans le secteur des transports, qui représente plus de 80% des émissions provenant des PPR. Le gaz naturel vient en deuxième position parmi les sources en tête de file des émissions liées à l'énergie.

L'accroissement considérable des émissions vers 2000 est surtout la conséquence de la croissance rapide de la production et exportation du gaz naturel pendant les années 90. Au-delà de 2000, la croissance est principalement liée à l'utilisation accrue du gaz naturel comme combustible pour la production d'électricité. Ce dernier phénomène explique aussi la baisse des émissions liées à l'utilisation du charbon.



4.4 Émissions par secteur

La présente section explore les tendances des émissions de GES par secteur en mettant spécialement l'accent sur les grandes sources - les transports, l'industrie, la production des combustibles fossiles et la production d'électricité. Elle donne aussi une perspective des émissions de chaque secteur lorsque les émissions liées à la production d'électricité sont attribuées aux secteurs qui consomment l'électricité.



Le Tableau 4.5 donne une vue d'ensemble des émissions directes par secteur. L'industrie des combustibles fossiles - la plus grande source de croissance des émissions - fait accroître celles-ci de 64% entre 1990 et

2010. Ceci reflète l'accroissement de la production prévue des sables bitumineux qui intervient pendant cette période. En termes d'accroissement absolu, le secteur des transports représente la plus grande cause (50 Mt). La croissance des émissions provenant de ce secteur - quelque 34% entre 1990 et 2010 - est étroitement liée à la croissance du taux de voyages et des services de fret, mais l'élément « non routier » lié au pétrole, au gaz naturel et à l'activité minière joue aussi un rôle.

L'accroissement des émissions provenant du secteur industriel est aussi significatif, mais le rythme en est, en quelque sorte, très lent à cause principalement d'importantes améliorations dans le domaine de l'efficacité et des réductions que connaissent certains processus générateurs d'émissions (le N₂O issu de l'acide adipique et le SF₆ provenant de la fonte du magnésium). Le secteur résidentiel connaît une légère diminution, alors que le secteur commercial affiche un accroissement des émissions sensiblement modeste. Ces derniers résultats sont étroitement liés à l'incidence des réglementations sur l'efficacité énergétique des bâtiments, les systèmes de chauffage et d'autres équipements utilisant l'énergie.

En ce qui concerne la production d'électricité, les émissions accroissent rapidement de 1990 à 2015. Toutefois, après 2015, la croissance tombe brusquement puisque les usines existantes de combustion du charbon qui arrivent au terme de leur vie économique sont remplacées par des usines au gaz naturel ou des usines de combustion du charbon à haut rendement. Dans le secteur de la production des combustibles fossiles, les émissions accroissent rapidement de 1990 à 2000. À partir de 2000 et plus loin, les émissions continuent à accroître, mais à un rythme de croissance plus lent. Cette tendance est liée à l'accroissement de l'efficacité des initiatives de limiter les émissions de CO₂ et les fuites de méthane, dans un contexte de production continuellement en croissance.

Les émissions liées aux agro-écosystèmes montrent une croissance constante tout au long de la période des projections, accroissant de quelque 18% entre 1990 et 2010. De même, on prévoit que les émissions provenant des déchets et des substituts de CFC s'accroîtront de quelque 48%. La cause principale de cette croissance est l'utilisation des substituts d'hydrofluorocarbone pour les CFC .

Dans l'étude précédente, les émissions sont attribuées au secteur émetteur (c'est-à-dire le secteur qui est directement responsable de la combustion des combustibles fossiles). Toutefois, les secteurs tels que celui de la production d'électricité causent des émissions puisqu'ils répondent à la demande des services énergétiques émanant des secteurs de consommation finale.

Le Tableau 4.6 est une expérience dans laquelle les émissions « indirectes » provenant de la production d'électricité sont réparties entre les secteurs d'utilisation finale - principalement

les secteurs résidentiel, commercial, industriel et la production des combustibles fossiles - qui sont consommateurs d'électricité²⁰.

Comme l'indique le Tableau 4.6 la réattribution de ces émissions indirectes aux secteurs d'utilisation finale fait accroître les émissions de ces secteurs. Cependant, elle ne modifie que très légèrement la croissance des émissions sans en changer les tendances.

Comme nous l'avons indiqué au début, nous nous attendons à ce que les émissions provenant du secteur des transports accroissent de quelque 34% entre 1990 et 2010. Le Tableau 4.7 donne quelques indications sur les sources de cette croissance. Le transport routier domine le secteur. Ainsi, la croissance des émissions provenant de ce mode de transport est proche de celle du secteur tout entier. Cependant, les émissions causées par les camions lourds augmentent deux fois plus rapidement que celles des plus petits véhicules, reflétant le lien solide qui existe entre les services de transport par camions et la croissance économique.

Parmi les autres modes, la croissance des émissions provenant des transports

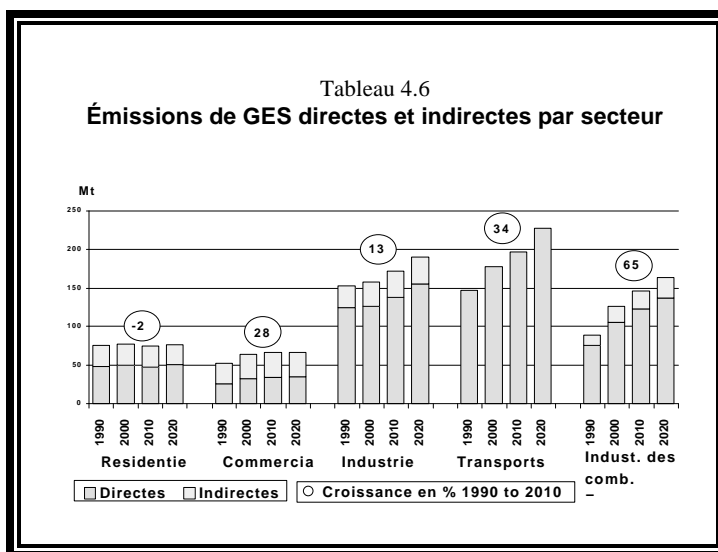


Tableau 4.7
**Emissions du secteur des transports
(CO₂ Equivalent)**

	1990	2000	2010	2020	% Changement 1990-2010
Routier					
Véhicules légers et moyens ¹	84.8	97.4	107.8	124.4	27.2
Camions lourds ²	18.1	26.5	28.6	32.9	58.4
Autres	0.7	0.6	0.9	1.1	18.2
Total Routier	103.6	124.5	137.3	158.4	32.5
Ferme Gasoline	3.9	2.9	2.7	2.9	-30.8
Aérien	10.6	14.4	17.6	21.1	66
Ferroviaire	7.1	6.9	7.1	7.4	0
Marine	6.1	6.7	7	7.4	14.7
Non-routier Gasoline	4	4.9	5.6	6.4	40
Non-routier Diesel	12.2	16.5	20.1	24.2	64.7
Total	147	177	197	228	34.0

- 1 Voitures, minivans, petits camions, véhicules utilisés par les secteurs publique et manufacturier et les automobiles utilisant des carburants de remplacement.
2 Camions de plus de 15 tonnes.

²⁰ Même si l'exercice est instructif, il y a cependant certains reculs à prendre. Premièrement, puisque la demande du secteur industriel est typiquement considérée comme une charge de base - qui revient principalement à l'hydro, au nucléaire et dans certaines provinces au charbon - l'ensemble des émissions restantes devrait être attribué aux autres secteurs. Deuxièmement, on peut avancer l'argument selon lequel les émissions provenant des transports devraient être attribuées aux autres secteurs (rés., com., ind. etc...) puisque ce sont les demandes de ces secteurs qui sont la cause des émissions.

maritime et ferroviaire est très modeste, reflétant à la fois l'expansion limitée de ces types de transports et l'efficacité énergétique des appareils roulants. Toutefois, les émissions provenant du transport aérien croissent de plus de 65% entre 1990 et 2010. Cet énorme accroissement est dû principalement à la croissance économique et à la croissance du nombre de voyages de loisirs. Les émissions causées par les activités non routières accroissent aussi rapidement au cours de la période. Environ la moitié de cet accroissement est liée à l'activité accrue au sein de l'industrie pétrolière et gazière, particulièrement les projets de mise en valeur des sables bitumineux.

Le secteur industriel est extraordinairement complexe et hétérogène. De part sa définition, il comprend toutes les activités de fabrication, des mines et de construction. Dans la fabrication, on trouve les industries qui vont de la transformation des matières premières en produits finis, comme le raffinage du pétrole, les produits pharmaceutiques et les industries électroniques. L'élément le plus déterminant des émissions provenant du secteur industriel est la demande d'énergie pour fins de production.

Le Tableau 4.8 montre les émissions prévues du secteur industriel, de diverses industries et leurs regroupements²¹. On prévoit qu'au cours de la période allant de 2000 à 2020, les émissions totales du secteur industriel accroîtraient, passant de 125 Mt en 2000 à 152 Mt vers 2020. Cette croissance lente - presque 1.0 % par an - est due à un changement qui tend vers les industries de moindre intensité énergétique et les gains réalisés en efficacité modèrent la croissance de l'utilisation de l'énergie. Les réductions en émissions de N₂O, associé à la production d'acide adipique, et de SF₆, utilisée dans la production de magnésium, contribuent à la baisse du taux de croissance des émissions.

Tableau 4.8
Émissions des GES de l'industrie

(Mégatonnes)	1990	2000	2010	2020	% Changement 1990-2010
Pates et papier	12.6	11.3	13.3	13.7	5.6
Chimiques	26.8	20.2	23.0	26.9	-14.2
Fer et acier	14.1	16.0	16.2	17.5	14.9
Fonte et affinage	14.1	12.8	12.6	13.2	-10.6
Raffinage de pétrole	17.8	21.4	23.3	26.9	30.9
Autre- Manufacturier	24.3	24.6	27.2	29.3	11.9
Mines (métaux)	4.7	6.9	7.7	8.5	63.8
Construction	0.7	1.3	1.2	1.2	71.4
Ciment	9.7	10.0	12.0	14.7	23.7
Forêt	1.0	0.7	0.7	0.7	-30.0
Total	125	125	138	152	10.4

Les totaux peuvent différer de la somme à cause d'arrondissements.

Quoique les émissions du secteur ait augmenter en moyenne de 10 % , pas tous les sous-secteurs de l'industrie auront à faire face à une augmentation. Parmi les industries au sommet de la liste de ceux qui augmentent, on retrouve la Construction (71%) le secteur minier des métaux (64%)²², le raffinage du pétrole (31%), le ciment (24%) ainsi que le fer et

²¹ Les émissions provenant des procédés industriels et pétrochimiques ont été attribuées aux secteurs industriels respectifs.

²² Comme mentionné précédemment (voir note 4), le niveau d'intégration de cette industrie rend difficile la séparation entre l'activité minière de celle de la fonte et affinage.

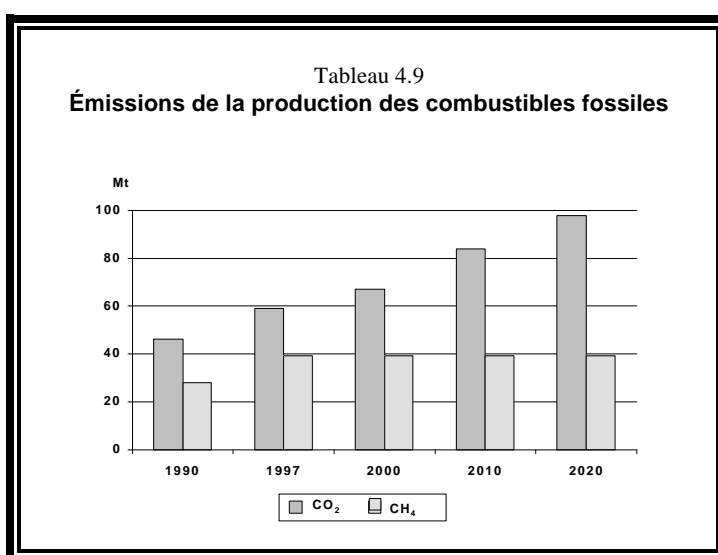
l'acier (15%)²³. Les plus grandes baisses des émissions sont prévues pour la forêt (30%), la fonte et l'affinage (11%) ainsi que l'industrie chimique (14%).

Les émissions de GES liées à la production des combustibles fossiles proviennent de deux sources principales :

- des combustibles fossiles utilisés dans l'exploration, les usines de valorisation du pétrole, la production et le transport du pétrole brut, du gaz naturel et du charbon ; et
- des émissions fugitives (principalement le CO₂ et le CH₄) provenant de la production et du transport de ces matières premières (c'est-à-dire ventilation et fuite des pipelines).

Les tendances de ces deux sources des émissions sont étroitement liées au volume de la production du pétrole, du gaz naturel et du charbon. Toutefois, ces tendances peuvent être modifiées par une surveillance accrue et le recours à la technologie.

Le Tableau 4.9²⁴ montre les émissions du CO₂ et du méthane liées à l'exploration, la production et le transport des combustibles fossiles. Comme il fallait s'y attendre, l'accroissement des volumes de la production du pétrole et du gaz naturel engendre des croissances considérables des niveaux des émissions. Ces émissions du CO₂ qui sont en grande partie liées à la production des sables bitumineux et du gaz naturel passent de 46 Mt en 1990 à 84



Mt en 2010 et à 98 Mt en 2020. Les émissions de méthane, qui proviennent surtout de la production accrue du gaz, montent de 35% entre 1990 et 1997, accroissent davantage vers

²³ Le choix de 1990 comme l'année de base sur laquelle repose l'engagement pris à Kyoto soulève une grande préoccupation pour l'industrie du fer et de l'acier. En 1990, les employés de trois aciéries intégrées étaient en grève pendant six mois. En conséquence, la production était plus faible par rapport à ce qu'elle aurait pu être dans des conditions normales. Si 1990 avait été une année normale, les émissions provenant de la production de l'acier auraient totalisé 17,4 Mt au lieu de 14,1 Mt réellement affichées.

²⁴ Comme nous l'avons dit plus haut, le rapport sur le diesel utilisé dans la production des combustibles fossiles est fait dans le secteur des transports.

2000 avant d'atteindre un plateau à environ 39 Mt après 2010. Ce plafonnement est dû aux actions volontaristes menées par l'industrie pour réduire les pertes et fuites.

La consommation d'électricité est actuellement la troisième des grandes sources d'émissions de GES. Bien que cette consommation ne produise pas d'émissions au point d'utilisation, la production représente actuellement 15% des émissions totales et on s'attend à ce que cette part monte à 16% en 2010. Vers 2020, alors que plusieurs centrales au charbon existantes auront atteint leur durée de vie économique et seront mises hors de service, les émissions pourraient baisser à quelque 12% des émissions totales.

Le Tableau 4.10 donne les projections des émissions provenant de la production d'électricité par type de combustible. Comme nous l'avons dit plus haut, nous nous attendons à ce que les émissions provenant de ce secteur accroissent de 25% entre 1990 et 2010. Le Tableau donne également plusieurs indications sur la source de cette croissance. Les émissions qui proviennent de la production d'électricité par la combustion du gaz naturel accroissent de quelque 650%, ce qui reflète l'importance grandissante de la capacité par la combustion du gaz naturel. Les émissions causées par la combustion du charbon accroissent de 5% entre 1990 et 2010, alors que celles qui proviennent de la production d'électricité par la combustion du pétrole baissent de moitié.

Les changements les plus spectaculaires se produisent après 2010. Au cours de la période allant de 2010 à 2020, les émissions liées à la combustion du charbon baissent, de 84 Mt en 2010 à quelque 49 Mt en 2020. Cette baisse est compensée par plus d'un doublement des émissions liées à la production d'électricité par la combustion du gaz naturel, passant de leur niveau de 2010 de 30 Mt à 69 Mt en 2020. La production par la combustion de produits pétroliers et les émissions qui en découlent baissent puisqu'ils deviennent des combustibles marginaux utilisés pour la demande de pointe, à l'exception de Terre-Neuve et de certaines communautés isolées. On devrait noter que tout au long de la période des projections, la majeure partie de la production d'électricité du Canada (c'est-à-dire plus de 75%) provenait des sources non émettrices de GES : principalement de l'hydro et des centrales nucléaires.

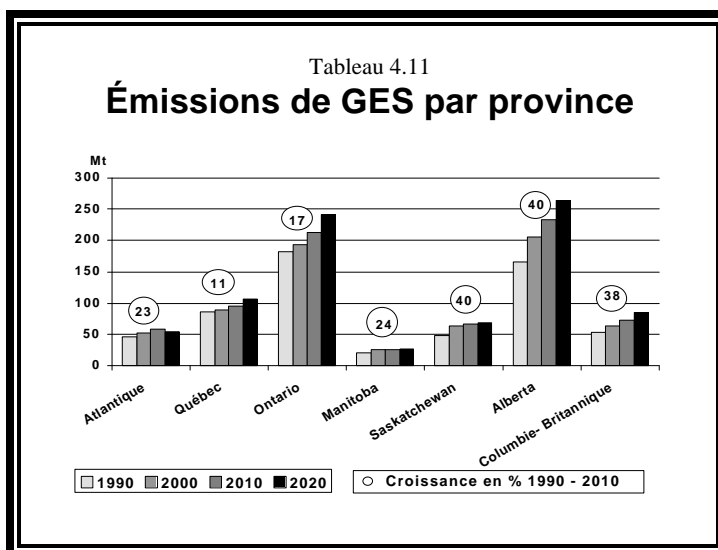
Tableau 4.10
Émissions pour le secteur d'électricité

Mégatonnes	1990	2000	2010	2020	% Changement 1990-2010
Charbon	80	90	84	49	5.0
Gaz naturel	4	18	30	69	650.0
Produits pétroliers	11	3	5	5	-54.5
Total	95	111	119	123	25.3

4.5 Émissions par province

Les Tableaux 4.11, 4.12 et 4.13 illustrent la croissance à long terme des émissions pour chaque province et territoire. Le rythme de cette croissance des émissions varie d'une province à l'autre, reflétant la distribution des réserves et de la production énergétique, les activités de fabrication et les densités de populations.

Les principaux points de croissance des émissions au niveau des provinces sont :



- On prévoit qu'entre 1990 et 2010, les provinces de la Colombie-Britannique²⁵, de la Saskatchewan et de l'Alberta auront les croissances les plus fortes. Les émissions de la Colombie-Britannique accroîtront de quelque 38%, tandis que celles de la Saskatchewan et de l'Alberta atteindront 40% ; à l'opposé les émissions du Québec ne s'accroîtront que de 11% ;
- La croissance des émissions de 1990 à 2010 en Ontario et au Québec est d'environ la moitié de celle qu'affichent la Saskatchewan et l'Alberta ;
- En termes de croissance absolue des émissions, l'Alberta et l'Ontario en auraient la plus forte. Entre 1990 et 2010, les émissions, en Alberta, tête de file dans la production du pétrole et du gaz, accroîtraient de 67 Mt, tandis que celles de l'Ontario, foyer industriel du Canada et la province la plus peuplée, accroîtraient de 31 Mt.
- Jusqu'en 2000, l'Alberta (1,6%) et la Saskatchewan (1,2 %) auraient la croissance annuelle des émissions la plus élevée. Ces accroissements sont liés à l'essor des ressources dans l'ouest (c'est-à-dire la production hautement accrue du gaz naturel en grande partie pour les exportations aux États-Unis) ;
- Toutefois, à plus long terme, (de 2000 à 2010), l'Ontario et l'Alberta auraient des accroissements supérieurs à la moyenne. Pour la première, les raisons principales en seront la fermeture de quelques centrales nucléaires et l'utilisation croissante du gaz naturel et du charbon pour la production d'électricité.

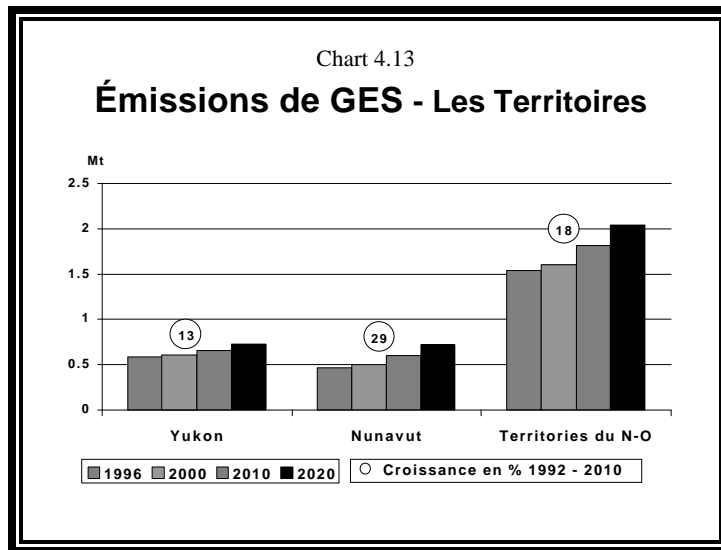
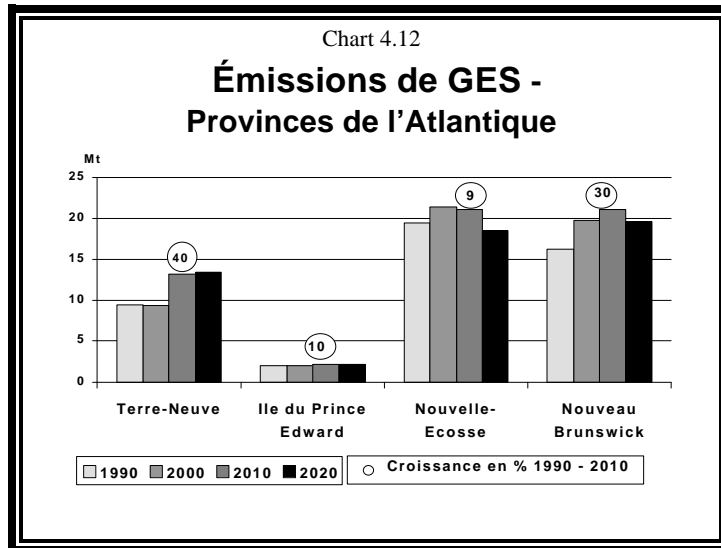
²⁵

Les émissions de la Colombie-Britannique incluent celles des Territoires.

Les émissions de la région de l'Atlantique accroîtront d'environ 23%, entre 1990 et 2010. Terre-Neuve montre la plus grande croissance à 40% (Tableau 4.12). L'augmentation des émissions est liée à une activité économique accrue, résultant de projets comme Hibernia, Terra Nova et Voisey's Bay.

Malgré une croissance économique anticipée en Nouvelle Écosse et au Nouveau Brunswick, les émissions seront à la baisse après 2010. La réduction est principalement due au remplacement du pétrole (et du charbon) par du gaz naturel provenant du projet de l'Île de Sable.

Entre 1996 et 2010, les émissions des Territoires augmenteront de 13% au Yukon, de 29% au Nunavut et de 18% aux Territoires du Nord-Ouest. Il faut noter que l'année 1996 est la première année pour laquelle des données concernant les émissions sont disponibles. Une projection de l'énergie et des émissions pour les Territoires est offerte à l'Annexe A de ce rapport.



4.6 Analyse de la sensibilité

Le scénario de référence dans la projection n'est qu'un seul parmi plusieurs façons d'envisager l'avenir. Les changements de l'une ou de l'autre des hypothèses clés apporteront un résultat différent dans l'offre et la demande de l'énergie ainsi que dans les émissions de gaz à effet de serre (GES). Pour l'écart de Kyoto, la présente section examine les implications du changement des prix mondiaux du pétrole, les perspectives d'une croissance économique forte et faible ainsi qu'une forte baisse du taux d'intensité du carbone. En procédant de la sorte, les sensibilités permettent d'établir un degré de confiance dans le scénario de référence de la projection. Il est toutefois important de mettre l'accent sur le fait que ces sensibilités ne sont pas des scénarios de substitution, elles sont plutôt des cas dans lesquels on change une hypothèse pendant que toute autre chose reste constante. Le Tableau 4.14 donne le sommaire de l'incidence du changement des hypothèses clés sur l'écart.

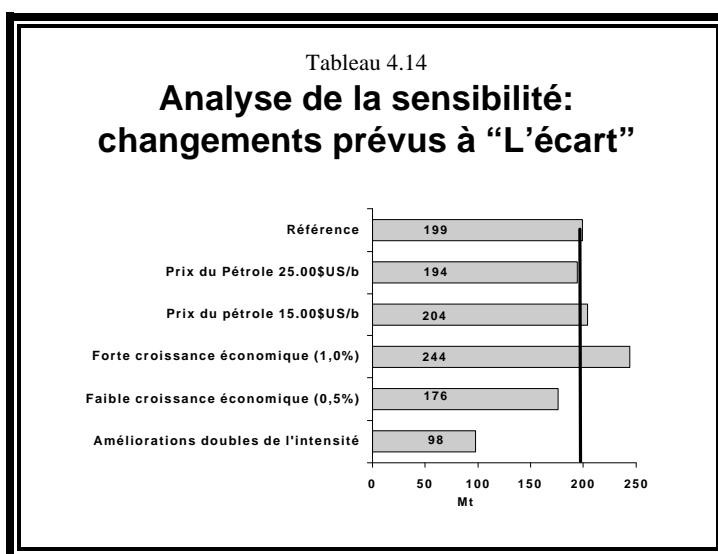
Prix du pétrole plus bas

Dans cette simulation, on évalue l'incidence de prix mondiaux du pétrole plus bas sur l'écart. D'une manière spécifique, on présume que les prix mondiaux du pétrole tomberaient à 15\$ américains le baril en 2000 et resteraient à ce niveau (dollar américain de 1999) pendant toute la période des prévisions.

Une réduction soutenue des prix mondiaux du pétrole aurait une incidence significative sur l'offre et la demande de l'énergie. On s'attendrait à ce que les prix du

pétrole très bas fassent accroître, d'un côté, la demande des produits pétroliers et de l'autre, réduise la viabilité économique de la production du pétrole brut. Ces changements de l'offre et de la demande ont des effets contraires sur les émissions de GES.

À cause de ces prix plus bas, les prix de l'essence et des carburants diesel et lourd sont à environ 5 cents le litre (\$ 1999) de moins par rapport aux niveaux du scénario de référence. La forte consommation de l'énergie qui découle de ces prix très bas entraînerait un accroissement des émissions de GES de 20 Mt vers 2010. Cet accroissement provient des achats et des plus longues distances parcourues dans le secteur de transports et du virage vers le mazout lourd moins cher dans le secteur industriel.



Toutefois, du côté de l'offre, la chute des prix à 15\$ américains le baril a une incidence négative sur la viabilité économique des projets et sur les questions de liquidités au sein du secteur de l'industrie et, conséquemment, sur la production du pétrole. À 15\$ le baril particulièrement, la viabilité économique de nouveaux projets pour pétrole synthétique devient probablement moindre étant donné les capitaux élevés à investir et les coûts d'opération liés à ce genre de projets. Un nombre considérable de projets des bitumes annoncés ne se réaliseraient pas à cause des pertes de revenus qu'auraient les producteurs au prix de 15\$ le baril. La production du pétrole conventionnel ne tomberait pas substantiellement en raison du relativement plus bas coût de remplacement et de fonctionnement. Dans l'ensemble, l'incidence des prix du pétrole plus bas serait une réduction des émissions de GES de 15 Mt en amont. Eu égard aux facteurs élevés des émissions et à la forte chute de l'offre, les sables bitumineux auraient une part importante dans la baisse des émissions de GES.

Tout compte fait, le résultat total des prix du pétrole plus bas serait un accroissement de 5 Mt de l'écart. Il faudrait toutefois reconnaître que cette analyse se fonde sur plusieurs hypothèses spéculatives telles que les prix du gaz naturel ne seraient pas touchés par les prix du pétrole plus bas et que le secteur industriel serait en mesure de se tourner du gaz naturel vers le mazout lourd. Les considérations d'ordre environnemental pourraient aussi limiter le potentiel de ce virage.

Prix mondiaux du pétrole plus élevés

Dans un tel cas, on présume que les prix mondiaux du pétrole monteraient à 25\$ américains le baril et resteraient à 5\$ le baril de plus que le niveau du scénario de référence pendant toute la période des prévisions. Comme dans le cas des prix plus bas, le changement des prix aurait des effets contraires sur l'offre et la demande de l'énergie. La demande des produits pétroliers serait réduite par les prix plus élevés, tandis que la production du pétrole brut en serait sérieusement touchée.

À cause de ces prix plus élevés, la faible consommation de l'énergie réduirait les émissions de GES de 20 Mt en 2010 par rapport aux niveaux du scénario de référence. Pour plusieurs raisons, les cas des prix très bas et très élevés montrent des résultats symétriques en ce qui concerne la demande.

Pour ce qui est de l'offre, la montée des prix du pétrole à 25\$ américains le baril entraînerait une plus forte production et, conséquemment, un accroissement des émissions de GES. Les prix du pétrole très élevés, croyons-nous, précipiteraient le démarrage de tous les projets annoncés de pétrole synthétique provenant des sables bitumineux par rapport au scénario de référence. Cependant, il ne faudrait pas s'attendre à ce que de nouveaux projets additionnels soient annoncés et réalisés d'ici 2010 étant donné le temps extrêmement long qui s'écoule entre la planification et l'exécution. De la même manière, les prix très élevés entraîneraient la production accrue des bitumes, mais il faudrait également s'attendre à ce que les contraintes du marché et divers goulots d'étranglement dans le système en restreignent le rythme

accéléralé de mise en valeur avant 2010. On s'attendrait cependant à ce que la viabilité économique améliorée et les questions de liquidités dans l'industrie causent l'accroissement de la production du pétrole conventionnel. Le niveau élevé de la production du pétrole causerait un accroissement des émissions de 15 Mt, un accroissement parallèle à celui du cas des prix mondiaux très bas (voir Tableau 4.14). De plus, comme dans le cas de la sensibilité des prix plus bas, la plupart des changements que subissent les émissions de GES proviennent du changement de l'offre du pétrole synthétique et des bitumes.

L'effet total des prix du pétrole plus élevés serait donc une réduction de 5 Mt dans l'écart. Comme dans le cas des prix très bas, l'analyse de celui des prix plus élevés se fonde sur des hypothèses spéculatives telles que les prix du gaz naturel resteraient inchangés et que la mise en valeur de tous les projets des sables bitumineux annoncés pourraient, en toute présomption, se réaliser pendant la prochaine décennie. Si cette mise en valeur n'était pas possible, l'effet de la demande prévaudrait.

Faible croissance économique

On présume, dans le scénario de référence, un taux de croissance de 2,3% par an au cours de la période allant de 2000 à 2010. Dans le cas de la faible croissance économique, nous présumons une croissance généralisée de 1,8% par an²⁶ ou de 0,5% de moins que dans la référence. En conséquence, l'économie serait à environ 5,5% de moins vers 2010. Cette baisse représenterait un point de vue pessimiste de la croissance économique étant donné la portée des prévisions pour cette période.

Dans l'ensemble, la demande de l'énergie serait d'environ 4% de moins en 2010 par rapport au scénario de référence à cause de la faible rentabilité de l'économie. La non proportionnalité entre la croissance économique et la demande de l'énergie est due au fait que les tendances démographiques ne changent pas et, pour cela, la demande dans les secteurs résidentiel et de transport personnel ne serait pas aussi négativement touchée que dans les secteurs directement liés à la performance économique. La faible demande de l'énergie se traduirait par une réduction des émissions de GES de 23 Mt vers 2010 par rapport aux niveaux du scénario de référence. Ce qui, en termes d'écart, se chiffrerait à 12% de réduction. La baisse des émissions de GES serait moins que celle de la demande de l'énergie à cause de l'incidence de la faible croissance du secteur industriel consommateur de l'électricité. Cette réduction de l'électricité demandée aurait été en partie produite par des sources non productrices des émissions telles que l'hydro.

²⁶ Pour répondre à une telle faible croissance, on présume que la productivité de la main-d'œuvre aurait une croissance de 0,5% de moins par an. Cette productivité est reflétée par la baisse correspondante du revenu net personnel à cause de la chute du barème salarial réel qui compense les faibles gains en productivité. Une hypothèse sur la croissance économique considérablement faible, c'est-à-dire 1% de moins par an, nécessiterait des changements des hypothèses sur les tendances démographiques, les marchés de travail, les changements structurels de la rentabilité de l'économie, etc,

Forte croissance économique

Dans ce cas, on examine les implications d'une forte croissance économique généralisée sur l'écart. On présume que le PIB croîtrait de 3,3% en moyenne par an tout au long de la période allant de 2000 à 2010 au lieu de 2,3% dans le scénario de référence des prévisions. Ce profil de forte croissance serait semblable à la croissance connue depuis 1993. En conséquence, la performance améliorée provoquerait une économie qui serait à peu près de 11,5% de plus en 2010 par rapport aux niveaux du scénario de référence.

À cause de cette forte croissance, les émissions seraient de 45 Mt de plus, ce qui représente un accroissement d'environ 25% du niveau de l'écart par rapport aux niveaux du scénario de référence. L'accroissement en faible pourcentage des émissions par rapport à la rentabilité économique refléterait la faible incidence sur la demande dans les secteurs principalement tenus par les variables démographiques (c'est-à-dire le secteur résidentiel et celui de transport personnel). Toutefois, on devrait noter que l'incidence d'une forte croissance économique sur l'écart pourrait être en quelque sorte surestimée. Une forte croissance signifierait un taux élevé d'investissements dans les bâtiments, l'équipement et la machinerie. Ces investissements seraient typiquement plus solides en termes d'efficacité énergétique. La méthodologie ne saisisait pas totalement l'incidence de ces nouveaux investissements sur l'efficacité moyenne des capitaux.

Doublement de la baisse de l'intensité du carbone

Définie comme le quotient de la division des émissions de GES par le Produit intérieur brut, l'intensité du carbone est un aspect clé des tendances des émissions. Dans le scénario de référence, l'intensité de carbone baisse à un taux annuel de 1,4% entre 2000 et 2010.

En guise d'illustration, nous avons présumé, pour ce scénario, un doublement arbitraire de la baisse de l'intensité du carbone dans toute l'économie. Ainsi, la simulation laisse voir que l'intensité du carbone dans l'économie tombe de 2,8% par an au cours de la période de 10 ans de sorte que cette intensité se situe à environ 25% de moins en 2010 par rapport à l'an 2000 au lieu d'une réduction de 12% dans le scénario de référence.

À cause de cette réduction de l'intensité de carbone, l'écart tombe de façon significative à 95 Mt ou pratiquement à la moitié de l'objectif de Kyoto vers 2010. On devrait noter que cette baisse n'est en aucune façon un scénario politique, mais elle est utilisée uniquement à des fins d'illustration. De plus, nous ne spéculons pas sur la manière dont cette baisse se produirait ni ne prévoyons les capitaux et les technologies de faible carbone qui seraient nécessaires pour la réalisation de ce scénario.

4.7 Les causes immédiates des tendances des émissions de GES

L'examen de la tendance des émissions de GES soulève plusieurs questions, dont trois qui sont :

- Quelles sont les causes sous-jacentes de la tendance des émissions de GES ?
- Les résultats des prévisions sont-ils consistants face aux tendances habituelles ou dévient-ils de celles-ci de façon qui soit explicable ?
- Pouvons-nous identifier les variables pour savoir quelle politique peut influencer la situation afin d'atteindre l'objectif de Kyoto et faire connaître l'ampleur du changement requis ?

La présente section examine ces questions au moyen d'une simple opération mathématique connue sous le nom de l'identité Kaya. Cette approche, appelée aussi « la factorisation », lie la croissance habituelle des émissions de GES prévues à leurs causes immédiates : le changement de l'intensité du carbone et l'économie, la croissance de l'économie (par «capita») et celle de la population.

Les simples opérations « mathématiques » de cette approche sont ci-dessous décrites. Dans toute année t , le niveau des gaz à effet de serre (GES) au Canada peut s'exprimer de la manière suivante :

$$1) \text{GES}_t = (\text{GES}_t / \text{PIB}_t) * (\text{PIB}_t / \text{POP}_t) * (\text{POP}_t)$$

Partout, PIB_t et POP_t sont respectivement le niveau du produit intérieur brut et la taille de la population.

L'expression (1) peut être différenciée entre deux années choisies comme :

$$2) \% \Delta \text{GES} = \% \Delta (\text{GES} / \text{PIB}) + \% \Delta (\text{PIB} / \text{POP}) + \% \Delta (\text{POP})$$

L'expression (2) indique que le taux annuel de changement des émissions de gaz à effet de serre ($\% \Delta \text{GES}$) est égal à la somme de ces trois termes²⁷ :

$\% \Delta (\text{GES} / \text{PIB})$ c'est le changement annuel en pourcentage de l'intensité des gaz à effet de serre dans une économie (c'est-à-dire le taux auquel les émissions de gaz à effet de serre sont produites par unité d'activité économique dans un pays). Cette variable peut changer à la suite des améliorations de l'intensité énergétique en changeant alternativement les

²⁷ Le côté droit de (2) n'est pas précisément égal au $\% \Delta \text{GES}$ puisqu'il y a typiquement un petit résidu qui résume l'interaction de chacune de trois variables avec les deux autres.

combustibles des plus intensifs aux moins intensifs en carbone ou par des réductions des émissions dans des processus non liés à l'énergie.

$\% \Delta (\text{PIB} / \text{POP})$ c'est le changement annuel en pourcentage du ratio du PIB et de la population. On peut voir ce terme comme une procuration de la croissance du revenu par capita et il est difficilement lié à la croissance de la production de la main-d'oeuvre

$\% \Delta (\text{POP})$ c'est le changement annuel en pourcentage de la population.

Deux de ces trois éléments qui influencent la croissance des émissions (c'est-à-dire la croissance du PIB par rapport à la population et le changement en pourcentage de la population) ne peuvent que difficilement être influencés par des politiques énergétiques ou environnementales, et par des programmes ou initiatives. Ce qui veut dire que le seul élément qui peut être influencé par ces politiques ou ces programmes est l'intensité des émissions dans l'économie.

Le Tableau 4.15 illustre les éléments de la croissance des émissions de GES du point de vue habituel et prévisionnel pour chaque décennie de 1970 à 2010. On examine le mouvement des éléments des années 70 pour illustrer la façon dont les divers éléments ont influencé la croissance des émissions de GES au cours de cette décennie-là. Pour la période allant de 1970 à 1980, les émissions se sont accrues de 2,1% par an. Deux des éléments déterminants de cette croissance (la croissance du PIB par rapport à la population et le changement en pourcentage de la population) se sont accrues sur une base annuelle de 2,7% et de 1,4% respectivement. Pour arriver à une croissance des émissions de 2,1%, l'intensité des émissions dans l'économie a chuté de 2% par an.

Tableau 4.15
Variables influençant la croissance des émissions de GES
Taux moyens annuels
1970-2010

	$\% \Delta \text{GES}$	$=$	$\% \Delta \text{GES/PIB}$	$+$	$\% \Delta \text{PIB/POP}$	$+$	$\% \Delta \text{POP}$
1970-80	2,1		-2,0		2,7		1,4
1980-90	0,9		-1,8		1,5		1,2
1990-2000	1,4		-0,9		1,1		1,2
2000-2010 (Mise à jour)	0,9		-1,4		1,4		0,9
Pour atteindre l'objectif de Kyoto: 2000-2010	-2,0		-4,3		1,4		0,9

Au cours des années 80, la croissance des émissions tombe de 0,9% par an. On est en partie arrivé à cette réduction en divisant en deux la croissance de la production par capita (grandement liée à la récession de la première partie de la décennie). L'autre facteur était la réduction continue de l'intensité du charbon dans l'économie, intensité occasionnée dans une grande mesure par l'introduction du Programme national énergétique (1980-1985) auquel se sont ajoutés les prix élevés du pétrole, la réglementation des prix du gaz naturel et les programmes ambitieux de conservation de l'énergie axés sur « la non utilisation du pétrole ».

Au cours des années 90, la plupart des élans vers la conservation de l'énergie se sont estompés et le résultat en était le déclin de 0,9% par an du taux d'intensité de carbone dans l'économie. Bien que la production par capita soit restée faible, la croissance démographique continuait à monter de 1,2% par an. La combinaison de tous ces facteurs a favorisé l'accroissement du taux de croissance des émissions à 1,4% par rapport à la décennie précédente.

Pour la période allant de 2000 à 2010, l'hypothèse du cours normal de la politique retenue dans les prévisions projette une croissance des émissions de seulement 0,9%. Ce résultat reflète une chute de 1,4% de l'intensité de carbone (une amélioration considérable par rapport aux années 90), compensée par une croissance de la production par capita et une population de 1,4% et de 0,9% respectivement.

Pour atteindre l'objectif de Kyoto (565 Mt), il faut présumer que les actions politiques commencent en 2000. Ce qui exige un taux de réduction des émissions de GES de 2% par an (le taux ainsi exigé représente à la fois les réductions du niveau de 1990 et le fait que, vers 2000, le niveau des émissions du Canada sera déjà de 15% de plus que le niveau de 1990). Il est raisonnable de présumer que ni le PIB par capita ni la population ne seraient modifiés par la politique du gouvernement dans sa poursuite de l'objectif du changement climatique. Ainsi, pour que le Canada atteigne l'objectif qu'il s'est fixé à Kyoto, uniquement à partir des actions intérieures, il lui faudrait une réduction de l'intensité de carbone dans l'économie de l'ordre de 4,3% par an. Ce qui est, selon les normes habituelles, une réduction sans précédent²⁸ qui, pour y arriver, exigerait une combinaison de programmes énergétiques significatifs ou un processus d'améliorations de l'intensité et un remplacement des combustibles.

²⁸ Pour la seule période de réduction significative de l'intensité des émissions (l'ère de crises pétrolières et du Programme national énergétique de la fin des années 70 et du début des années 80) les objectifs de la politique n'étaient pas liés à la réduction des émissions mais plutôt à la sécurité énergétique.

Chapitre 5

Conclusion

Préparé en réponse à la demande du Comité national de coordination des questions de l'air et du Secrétariat du changement climatique, le présent rapport donne des perspectives révisées des émissions de GES au Canada. Les résultats qui y sont donnés doivent être considérés comme une mise à jour des projections publiées dans les PEC97, modifiées par les implications des événements et les changements de points de vue qui sont intervenus depuis 1997, et corrigées à l'aide de nouvelles méthodologies. En préparant la Mise à jour, nous avons beaucoup compté sur les conseils des Tables de concertation et nous aimerions, une fois de plus, exprimer nos sentiments de profonde gratitude aux membres de ces Tables et à leur personnel pour leur aide.

La Mise à jour suggère qu'en 2010, les émissions de gaz à effet de serre seront de quelque 95 Mt de plus que les estimations faites dans les PEC97. Toutefois, pour des raisons méthodologiques surtout, le niveau de 1990 s'est aussi accru d'environ 35 Mt par rapport à la quantité donnée dans les PEC97. Ensemble, ces changements signifient que l'écart en 2010 - la différence entre l'hypothèse du cours normal de la politique et l'objectif de Kyoto - s'accroît de 61 Mt, passant de 138 Mt à 199 Mt. Ce qui signifie, en termes de pourcentage, un élargissement de l'écart de 21 à 26%.

Les émissions provenant de la production des combustibles fossiles, émissions principalement liées aux projets de mise en valeur des sables bitumineux et à la révision des facteurs de ces émissions, représentent plus de la moitié (34 Mt) de l'accroissement de l'écart de Kyoto. Les émissions qui proviennent du secteur des transports (11 Mt) et celles de l'électricité (9 Mt) sont les suivantes dans l'ordre des causes principales de cet accroissement.

Le rapport examine aussi la croissance des émissions sous plusieurs angles. La conclusion principale est qu'atteindre l'objectif de Kyoto représente un défi de taille. Une réduction des émissions de 26% signifie une réduction commensurable de l'utilisation des combustibles fossiles. L'écart équivaut pratiquement à toutes les émissions causées par les activités des

transports en 2010. De plus, l'analyse des causes immédiates des émissions de GES indique que la réalisation de cette tâche par des actions domestiques seulement exige une réduction sans précédent de l'intensité de carbone.

Aussi, les résultats montrent un accroissement des émissions dans des variations bien prononcées sur le plan régional et sectoriel. Du point de vue provincial, le taux de croissance des émissions de 1990 à 2010 en Ontario et au Québec est d'environ la moitié de celle de la Saskatchewan et de l'Alberta. Par secteur, la production des combustibles fossiles et le secteur des transports affichent des taux de croissance considérablement excédentaires par rapport à ceux des secteurs industriel et de la production d'électricité.

Les résultats indiqués plus haut ne veulent pas dire qu'atteindre l'objectif de Kyoto est une entreprise impossible. Le message de la Mise à jour est plutôt celui qui dit que pour atteindre cet objectif de Kyoto, il faut une combinaison unique de politiques créatrices. Un ingrédient de cette combinaison sera les mécanismes de souplesse internationale sur lesquels le Canada a oeuvré à faire inclure dans le Protocole de Kyoto. Ces mécanismes aideront à décharger le Canada de ses obligations vis-à-vis du Protocole. Sur le plan intérieur, le défi est de concevoir et de mettre en œuvre un ensemble d'options bien ciblées et équilibrées sur le plan régional. C'est le but du processus sur la Stratégie nationale de mise en œuvre.

Annexe A

Les projections des émissions des Territoires

Introduction

Dans le cadre de son engagement vis-à-vis du Groupe de l'analyse et modélisation, Ressources Naturelles Canada (RNCan) s'est chargé de la préparation des premières projections des émissions de GES pour les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et le Yukon^{29 30}. Les projections faites dans la présente Annexe ont été préparées en étroite collaboration avec les officiels des gouvernements des Territoires et elles jettent les bases des prochaines discussions sur le changement climatique et d'autres questions énergétiques et environnementales.

Faute des données, il n'était pas possible de bâtir un modèle économétrique pour les territoires. Cependant, en ayant des consultations avec les gouvernements des TN-O et du Yukon, il s'est avéré possible de préparer une projection basée sur le jugement. Le reste de l'Annexe porte sur l'examen des hypothèses économiques et démographiques et les projections de l'offre/demande de l'énergie ainsi que des émissions.

1. Hypothèses-cadre

En formulant les hypothèses-cadre (voir Chapitre 2 en ce qui concerne le prix du pétrole et du gaz et d'autres hypothèses) pour les économies des Territoires, RNCan a compté sur diverses sources de projections. Dans le cas de la démographie, RNCan a utilisé les projections démographiques préparées par les gouvernements des TN-O, du Nunavut et du

²⁹ Les projections sur les territoires ont été préparées par Michel Bérubé, Wallace Geekie et Jai Persaud de la Division de l'analyse et modélisation, Ressources Naturelles Canada.

³⁰ Le nouveau territoire du Nunavut, qui forme essentiellement la moitié orientale des Territoires du Nord-Ouest, a été créé le 1 avril 1999. Les projections faites dans cette Annexe reflètent les nouvelles frontières entre le Nunavut et les Territoires du Nord-Ouest

Yukon. À partir de ces projections, RNCan a établi un rapport sur la tendance entre la population et la formation des ménages et il a présumé que cette tendance se poursuivrait à plus long terme. Les projections sur la population et les ménages représentent les facteurs clés pour les prévisions de la consommation de l'énergie dans les secteurs résidentiel et commercial (c'est-à-dire les services liés à l'éducation et aux services de soins de santé) ainsi que des émissions de GES connexes. En termes d'hypothèses économiques, RNCan a examiné plusieurs sources d'informations telles que les projections économiques faites par Informetrica Ltd., le Conference Board du Canada et les estimations fournies par les gouvernements des Territoires sur les emplois et la production de projets miniers spécifiques. Ces projections économiques ont ensuite servi à la préparation des prévisions sur la demande de l'énergie dans les secteurs industriel et de transports ainsi que des émissions qui s'y rapportent (de même que les projections démographiques pour le transport routier des passagers). Le Tableau Annexe A-1 donne le sommaire des hypothèses démographiques et économiques.

Tableau Annexe A-1
Hypothèses-cadre: TN-O, Nunavut et Yukon
(Taux moyens de croissance annuelle)

	1996/2010	2010/2020
<i>Population</i>		
TN-O	1,4	1,4
Nunavut	2,4	2,4
Yukon	1,7	1,7
<i>Ménages</i>		
TN-O	1,6	1,6
Nunavut	2,6	2,6
Yukon	2,0	2,0
<i>Emploi dans l'industrie</i>		
TN-O	2,2	1,2
Nunavut	N/A	N/A
Yukon	1,3	1,2
<i>Emploi dans l'ind. des services</i>		
TN-O	2,6	2,0
Nunavut	N/A	N/A
Yukon	1,3	1,2

1.a Hypothèses démographiques

Contrairement aux économies de grandes provinces, la population est hautement mobile dans les Territoires. Il a été suggéré dans certaines études que la population diminuerait d'environ trois à quatre personnes pour chaque perte d'emploi dans l'industrie minière. En tenant compte de cette estimation, on peut dire que les projections démographiques dépendent en grande partie des activités minières et, de ce fait, elles font l'objet d'un degré d'incertitude relativement élevé.

La projection démographique utilisée dans la Mise à jour a été préparée par le Bureau de Statistiques des TN-O en juin 1999. Cette projection montre que la population des TN-O croîtrait d'environ 1,4% par an au cours de la période allant de 1996 à 2020, soit environ 15000 personnes sur une période de 24 ans. Habituellement, le nombre de personnes par ménage dans les TN-O diminue progressivement, suivant ainsi la tendance générale de l'ensemble de l'économie canadienne. Pour répondre aux objectifs de cette projection, on s'attend à ce que cette tendance à la baisse se poursuive à un rythme tel qu'on puisse prévoir

que la formation des ménages dans les TN-O croîtra de 1,6% par an au cours de la période allant de 1996 à 2020.

Selon la projection démographique la plus récente préparée par le gouvernement de Nunavut, la population croîtra à un rythme de 2,4% par an, soit environ 16000 personnes au cours de la période allant de 1996 à 2020. RNCAN présume que la formation des ménages croîtra à un taux annuel d'environ 2,6% par an.

Pour le Yukon, la projection de la Mise à jour se base sur la projection démographique à forte croissance du gouvernement du Yukon, projection rendue publique en juillet 1999. Dans cette projection démographique, il est prévu que les taux de natalité augmenteront de 10%, que les taux de mortalité tomberont de 10%, et que les moyennes totales d'immigrations se chiffreront à 300 personnes par an au cours de dix prochaines années. RNCAN présume que ces hypothèses démographiques se maintiendraient jusqu'en 2020 à un rythme tel que la population du Yukon croîtra à un taux annuel d'environ 1,7% entre 1996 et 2020 ; ce qui se traduira, en conséquence, par une croissance d'environ 16000 personnes en 2020 par rapport à 1996. Aussi, RNCAN présume que la formation des ménages croîtra à un taux annuel de 2,0% au cours de la période des prévisions.

Les deux projections des TN-O et du Yukon montrent un déclin démographique chez les gens de moins de 45 ans, et une croissance chez les gens entre 45 ans et plus. RNCAN a tenu compte de ces changements structurels par groupes d'âge dans la préparation de sa projection de la demande d'énergie, c'est-à-dire moins de demandes des installations scolaires et plus de demandes des services de soins de santé.

1.b Hypothèses économiques

Les économies des Territoires dépendent énormément de trois secteurs : le gouvernement pour l'emploi et la stabilité, les activités minières pour les revenus, et le tourisme pour l'emploi et les revenus. Pour ces raisons, l'attention de RNCAN s'est portée sur les perspectives d'avenir dans le domaine minier et celui des industries de services.

La perspective à moyen terme qui sous-tend les perspectives économiques des TN-O est essentiellement basée sur la production et les possibilités d'emploi des mines de diamant de Diavik, de BHP Diamonds Mines d'Ekati au Lac de Gras et des projets du gaz naturel de Fort Liard³¹.

Après consultations avec Informatrica Ltd. et le gouvernement des TN-O, RNCAN a préparé une projection économique qui indique l'expansion de l'emploi dans le domaine minier d'environ 2,2% par an jusqu'en 2003 et de 1,2% par an pour le reste de la période des

³¹ On a choisi l'emploi comme le moteur économique dont dépend la demande de l'énergie dans les TN-O puisque la production minière du diamant est une nouvelle industrie au Canada et, à ce stade, il est difficile d'évaluer la contribution de ces usines.

prévisions. RNCan a présumé que les autres industries, du fait de leurs dépendance de la mise en valeur des projets miniers, pétroliers et gaziers, suivraient la même tendance.

Tenant compte de ces hypothèses démographiques et économiques, RNCan a présumé que l'emploi au sein du secteur des services dans les TN-O aurait une croissance d'environ 2,5% par an au cours de la période des prévisions. Les perspectives de croissance au sein de l'industrie des services dans les TN-O sont semblables à celles de la plupart des provinces canadiennes.

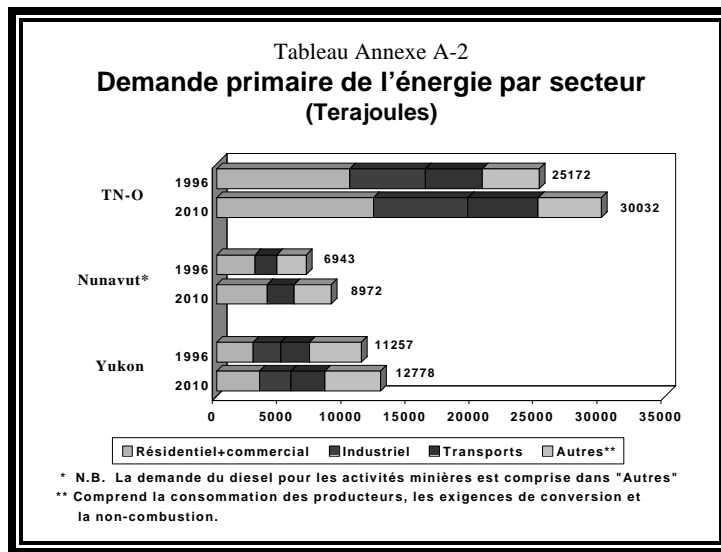
Aucun projet minier de grande envergure n'a été prévu pour le Nunavut. En d'autres termes, on prévoit que les activités minières actuelles resteront constantes au cours de la période des prévisions.

Pour le Yukon, RNCan a utilisé le rapport récent du Conference Board du Canada sur l'économie du Yukon. Selon ce rapport et selon la projection de forte croissance démographique faite par le gouvernement du Yukon, la croissance totale annuelle du PIB atteindrait la moyenne d'environ 2,3% et celle de l'emploi serait de 1,3% au cours de la période allant de 2000 à 2010.

2. Projection de l'énergie et des émissions

2.a Demande d'utilisation finale

La demande d'utilisation finale comprend la consommation de l'énergie dans les secteurs résidentiel, commercial, industriel et de transports. En tenant compte de la moyenne annuelle de l'intensité de l'énergie par secteur et des projections démographiques spécifiques aux Territoires, on prévoit que la demande d'utilisation finale de l'énergie croîtra à un taux annuel de 1,1% au cours de la période allant de 1996 à 2010 pour le Yukon, de 1,4% pour les TN-O, et de 1,9% pour le Nunavut.



En d'autres termes, la demande d'utilisation finale monte, d'environ 14% en 2010 par rapport à 1996 au Yukon, de 19% aux TN-O et de 29% au Nunavut. La forte demande que

connaît le Nunavut par rapport aux deux autres territoires est attribuable à la forte croissance démographique (voir Tableau Annexe A-2).

2.b Production du pétrole et du gaz

Comme dans les Perspectives énergétiques du Canada, la Mise à jour de 1999 ne tient pas compte d'un quelconque projet de mise en valeur de grande envergure dans la Région du Delta de Mackenzie-Beaufort. La grande contrainte dans la mise en valeur des projets pétroliers est que, en termes économiques, l'insuffisance des réserves, par rapport aux prix actuels, ne permet pas l'exploitation d'un gisement ou la construction d'un oléoduc dans la Région du Delta de Mackenzie-Beaufort. Toutefois, il y aura quelques projets de mise en valeur du pétrole dans le haut Mackenzie qui pourraient être reliés à l'oléoduc de Norman Wells- Zama.

Dans le cas du gaz naturel, le scénario du prix et de l'offre préparé dans la Mise à jour de 1999 laisse voir que les possibilités dans le bassin de l'ouest seraient plus alléchantes que la mise en valeur des réserves du Delta de Mackenzie. Toutefois, il convient de noter que l'offre du gaz naturel en provenance des TN-O pourrait accroître énormément si les prix devaient monter substantiellement et/ou si les options de mise en œuvre du Protocole de Kyoto contenaient des mesures qui feraient accroître significativement la consommation du gaz naturel en Amérique du nord. La récente découverte du gaz par Chevron donne aussi un peu d'optimisme à la mise en valeur du gaz dans le nord. On devrait noter que la Mise à jour de 1999 est basée sur le Scénario du cours normal de la politique qui est neutre face à la mise en œuvre du Protocole de Kyoto.

La projection de l'offre des Territoires se résume comme suit :

- La production du pétrole des TN-O tombe légèrement, de 30 mille barils par jour (mb/j) en 1997 à 23 mb/j en 2020. On s'attend à ce que la part des TN-O dans la production totale canadienne tombe de 1,4% à moins de 1% en 2020. Aussi, on s'attend à ce que le forage intercalaire continu à Norman Wells, l'amélioration de la technologie et les nouveaux projets de mise en valeur tels que Atkinson, Mayogiat et autres, empêchent la chute beaucoup plus rapide de la production du nord.
- La production du pétrole du nord est aussi sensible aux prix du pétrole. Les récentes perspectives de l'ONE, basées sur la prévision des prix du pétrole de \$18,00 américains le baril, montrent que la production de Norman Wells tomberait à 15 mb/j vers 2020 selon les Scénarios de référence 1 et 2 des projections. Dans le scénario de sensibilité des prix de \$22,00, la production de la région du Delta de Mackenzie-Beaufort pourrait atteindre 250 mb/j vers la période allant de 2010 à 2020.
- La production du gaz naturel des TN-O accroit, passant de $17 \cdot 10^{12}$ pi³ en 1997 à $70 \cdot 10^{12}$ pi³ en 2020. L'accroissement de la production reflète les récentes découvertes prometteuses dans la région de Fort Liard qui pourraient être mises en valeur après

2000. Ces mises en valeur feront accroître légèrement la part de la production gazière du nord dans la production totale canadienne, mais elle restera en dessous de 1% au cours de la période des prévisions.

- En se basant sur les consultations qu'on a eues avec les officiels du gouvernement des TN-O, on reconnaît que les offres pourraient être très fortes dans un contexte des prix élevés, eu égard au potentiel particulièrement considérable des ressources de la région. Les projections du Scénario de référence 2 de l'ONE, qui comportent des prix du gaz considérablement plus élevés que ceux de la Mise à jour de 1999, indiquent un accroissement substantiel à long terme de la production du gaz non conventionnel. Vers 2017, le gaz de la région du Delta de Mackenzie atteindrait $1,5 \cdot 10^{12}$ pi³/jour.

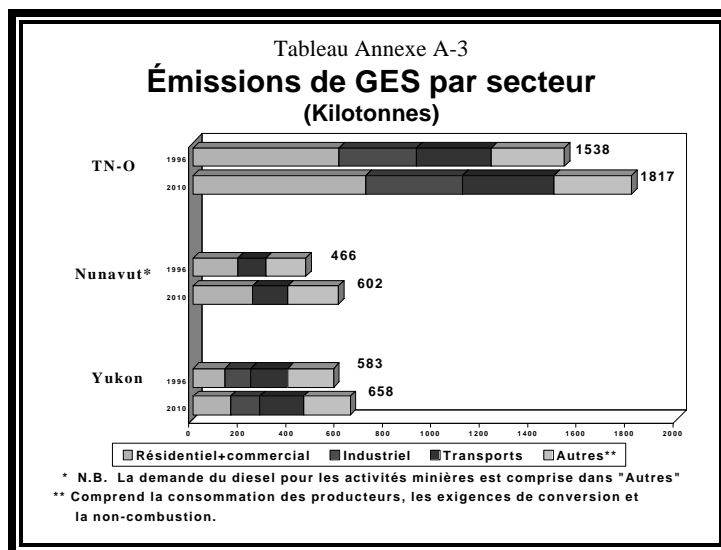
2. c Projection des émissions

Pour répondre aux objectifs de la présente projection, RNCan a défini les sources des émissions selon les définitions sectorielles contenues dans la Revue des données statistiques sur l'offre/la demande de l'énergie afin de faciliter la comparaison des projections sur l'offre/la demande de l'énergie et les émissions. Statistique Canada ne fournit pas de données énergétiques sur les TN-O et le Nunavut. Pour le but de la présente analyse, la séparation de deux nouveaux

Territoires est basée sur une étude intitulée : Les émissions de gaz à effet de serre en 1996 des Territoires du Nord-Ouest et du Nunavut, étude préparée par Ferguson Simek Clark Engineers and Architects pour le compte du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest³². Aucune donnée n'étant disponible avant 1996, cette année a donc servi de base de départ.

Territoires du Nord-Ouest

Pour les TN-O, la projection montre un accroissement des émissions d'environ 279 kt, soit 18%, entre 1996 et 2010. Les secteurs résidentiel et commercial représentent 38% de cet accroissement au cours de la période de 14 ans, le secteur industriel 29% et celui des transports 25%. Comme le montre le Tableau A-3, les accroissements des émissions



³²

Disponible sur le site Web <http://www.ssimicro.com>

provenant des secteurs d'utilisation finale de l'énergie compensent de loin les baisses des émissions provenant de la production du pétrole et du gaz.

Nunavut

Pour le Nunavut, les émissions proviennent en grande partie de la croissance démographique. Ainsi, on prévoit leur accroissement de 136 kt, soit 29%, entre 1996 et 2010 (voir Tableau A-3).

*Yukon*³³

La projection de la Mise à jour indique un accroissement total des émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie d'environ 75 kt, soit 13%, entre 1996 et 2010. Sur une base sectorielle, le secteur résidentiel et celui des transports se partent la part du lion de cet accroissement, soit 32% et 40% respectivement, entre 1996 et 2010. Le secteur industriel représente à peu près 17% de l'accroissement.

Du côté de l'offre, on s'attend à ce que les émissions restent à leurs niveaux actuels puisqu'aucune expansion de grande envergure n'est envisagée au gisement gazier de Kotaneeke au cours de la période des prévisions.

³³

La quantité des émissions du Yukon présentées ici est plus faible que celle indiquée dans la publication intitulée *L'inventaire des émissions de gaz à effet de serre*, préparée par Jennifer Jones et Sue Moodie de la Société de conservation du Yukon. La différence s'explique en grande partie par la manière dont les ventes totales d'essence et du carburant diesel sont mesurées. En 1996, les ventes totales d'essence à moteur calculées par le ministère des Finances du Yukon étaient de plus de 30% que celles publiées par Statistique Canada. Ainsi, la quantité des émissions qu'indique le Tableau A3 devraient être plus élevée si RNCan avait à utiliser les données du ministère des Finances du Yukon.

Annexe B

Facteurs de Conversion

Systeme métrique Vs système impérial	B-1
Abréviations des termes	B-2
Facteurs du contenu brut d'énergie	B-3
Facteurs de conversion des émissions (source de combustion)	B-4
Facteurs de conversion des émissions (procédés industriels)	B-5
Facteurs de conversion des émissions (prod. de pétrole et gaz)	B-6

Facteurs de Conversion

Systeme métrique au système impérial

Systeme métrique		système impérial
(15°C et 922 kg/m ³)	=	6.29226 barils (60°C)
(15°C et 855 kg/m ³)	=	6.29258 barils (60°C)
1 mètre cube de gaz naturel	=	35.30101 pieds cubes
1 tonne	=	1.102311 tonne
1 kilojoule	=	0.9482133 Btu
1 gigajoule (GJ)	=	environ 0,95 million de Btu
1 petajoule (PJ)	=	environ 0,95 milliard pi ³ de gaz naturel
1 litre (L)	=	environ 0,22 gallon impérial
1 kilogram (kg)	=	environ 2.2 livres
1 mètre (m)	=	environ 3.28 pieds

Abréviations des termes

Tableau 2

Abréviation	Préfixe	Multiple
k	kilo-	10^3
M	mega-	10^6
G	giga-	10^9
T	tera-	10^{12}
P	peta-	10^{15}
E	exa-	10^{18}

Abréviation	Définition	Abréviation	Définition
GJ	gigajoule = 10^9 Joules(J)	m ³	mètre cube
TJ	térajoule = 10^{12} J	L	litre
PJ	pétajoule = 10^{15} J	kg/m ³	kilogramme par mètre cube
EJ	exajoule = 10^{18} J	t	tonne
kW	kilowatt = 10^3 Watts	Mt	mégatonne
kW.h	kilowatt-heure = 10^3 W.h	Btu	unité thermique britannique
MW	mégawatt = 10^3 kW	10^3 pi ³	milliers de pieds cubes
MW.h	mégawatt-heure= 10^3 kW.h	10^9 pi ³	milliards de pieds cubes
GW	gigawatt = 10^6 kW	10^{12} pi ³	trillions de pieds cubes
GW.h	gigawatt-heure = 10^6 kW.h	b	baril
TW	térawatt = 10^9 kW	mmb/j	million barils/jour
TW.h	térawatt-heure = 10^9 kW.h	mb/j	millier barils /jour
		C\$ or \$	dollar canadien
		US \$	dollar américain

Facteurs du contenu brut d'énergie

Tableau 3

Source	Énergie
Gaz naturel	37,23 MJ/m ³ ⁽¹⁾
Éthane (liquide)	18,36 GJ/m ³
Propane (liquide)	25-53 GJ/m ³
Butanes (liquide)	28,62 GJ/M ³
Pétrole brut	
- léger	1m ³ = 38,51 GJ
- lourd	1m ³ = 40,90 GJ
- pentanes plus	1m ³ = 35,17 GJ
Charbon	
- anthracite	1 tonne = 27,70 GJ
- bitumineux	1 tonne = 27,70 GJ
- subbitumineux	1 tonne = 18,80 GJ
- lignite	1 tonne = 14,40 GJ
- utilisation intérieure moyenne	1 tonne = 22,20 GJ
Produits pétroliers	
- essence pour aviation	1m ³ = 33,62 GJ
- essence pour motor	1m ³ = 34,66 GJ
- charges d'alimentation	1m ³ = 35,17 GJ
- utilisation spéciales du naphtha	1m ³ = 35,17 GJ
- carburéacteur	1m ³ = 35,93 GJ
- kérosène	1m ³ = 37,68 GJ
- carburant diesel	1m ³ = 38,68 GJ
- mazout léger	1m ³ = 38,68 GJ
- lubrifiants et graisses	1m ³ = 39,16 GJ
- mazout lourd	1m ³ = 41,73 GJ
- gaz de distillats	1m ³ = 41,73 GJ
- asphalte	1m ³ = 44,46 GJ
- coke de pétrole	1m ³ = 42,38 GJ
- autres produits	1m ³ = 39,82 GJ
Électricité	
- hydroélectricité	1kW.h = 3.6 MJ
- nucléaire ⁽²⁾	1kW.h = 11.6 MJ

(1) À 15°C, 101.325kPa et sans vapeur d'eau. Le contenu énergétique de 37.23 MJ/m³ est environ égal à 1 000 Btu par pied cube dans le système impérial. Le contenu énergétique réel variera en fonction de la quantité de liquides de gaz naturel (surtout d'éthane) du gaz.

(2) Valeur typique. Les valeurs réelles aux centrales nucléaires dépendent des rendements des centrales.

Facteurs de conversion des émissions

Tableau 4

SOURCES DE COMBUSTION	CO ₂		CH ₄		N ₂ O	
	(t/ML) ^b	(t/TJ)	(kg/ML)	(kg/TJ)	(kg/ML)	(kg/TJ)
combustibles gazeux						
gaz naturel	1.88	48.77	(4.3-4.8)	(111.5 to 124.5)	0.02	0.52
gaz de cokéfaction	1.6	86	-	-	-	-
combustibles liquides						
essence pour moteur	2.36	68.09	(0.25 to 1.3)	(7.21 to 37.51)	(0.046 to 0.58)	(1.33 to 16.73)
kérosène	2.55	67.68	(0.006 to 0.26)	(0.16 to 5.68)	0.07	1.86
essence d'aviation	2.33	69.51	2.19	65.33	0.23	6.86
GPL	(1.11 to 1.76)	(59.84 to 61.38)	0.03	1.18	-	-
carburant diesel	2.73	70.58	(0.05 to 0.15)	(1.29 to 3.88)	(0.1 to 1.1)	(2.59 to 38.44)
mazout léger	2.83	73.11	(0.01 to 0.3)	(0.16 to 7.76)	(0.013 to 0.07)	(0.34 to 1.81)
mazout lourd	3.09	74	(0.03 to 0.3)	(0.72 to 7.19)	(0.013 to 0.40)	(0.31 to 9.59)
gaz de distillation*	2	47.93	-	-	0.02	0.62
carburéacteur	2.55	70.97	0.08	2.23	0.25	6.95
Coke de pétrole	4.2	100.05	0.12	2.83	-	-
combustibles solides						
anthracite	2.39	86.8	0.015	varie	(0.05 to 2.11)	varie
charbon bitumineux (E.U)	(2.46 to 2.50)	(80.4 to 85.4)	0.015	varie	(0.05 to 2.11)	varie
charbon bitumineux (cdn)	(1.70 to 2.52)	(55.8 to 87.8)	0.015	varie	(0.05 to 2.11)	varie
charbon subbitumineux	1.74	(95 to 137.9)	0.015	varie	(0.05 to 2.11)	varie
lignite	(1.34 to 1.52)	(89.5 to 101.5)	0.015	varie	(0.05 to 2.11)	varie
coke	2.48	86	-	-	-	-
bois de chauffage	1.5	83.3	(0.15 to 15)	(8.3 to 83.3)	0.16	8.89
Brûlage des rémanents incinération	1.47	81.47	5	0.01		
déchets solides municipaux	0.91	85.85	0.23	0.02		
déchets de bois	1.5	107.1	-	-		

^a Note: Veuillez vous référer à la source indiquée ci-bas pour toute précision sur le coefficient d'émissions exprimé sous forme d'intervalle

^b Les préfixes M pour mega (x 10⁶); G pour giga (x 10⁹); et T pour tera (x 10¹²) sont utilisés dans la source reprise ci-dessous.

* Équivalent au mazout lourd

Source: Estimation des émissions de gaz à effet de serre au Canada en 1997, Environnement Canada,

Facteurs de conversion des émissions

Tableau 5

<u>SOURCES DES PROCÉDÉS INDUSTRIELS</u>				
<i>Source</i>	<i>Description</i>	<i>CO₂ g / kg utilisé</i>	<i>CF₄</i>	<i>C₂F₆</i>
<i>Utilisation des minéraux</i>				
calcaire	Fer et acier, verre et prod'n de métal non-ferreux	440	-	-
bicarbonate de soude	Verre	415	-	-
		<i>g / kg de produit</i>	<i>g / kg de produit</i>	<i>g / kg de produit</i>
<i>Produits minéraux</i>				
Ciment	Calcination de calcaire	500	-	-
Chaux	Calcination de calcaire	790	-	-
<i>Industrie chimique</i>				
Ammoniac	Du gaz naturel	1,600	-	-
<i>Fabrique de métal</i>				
Aluminium primaire	Electrolysis Process	(1.54-1.83)	(0.3-1.1)	(0.02-0.1)

Source: Environnement Canada

<u>Produits non-énergétiques à base d'hydrocarbures</u>	
<i>Description</i>	<i>CO₂ g / L</i>
Utilisation d'éthane	222
Utilisation de butane	352
Utilisation de propane	306
Utilisation d'un distillat pétrochimique pour matière première	500
Napthe utilisé pour divers produits	625
Pétrole utilisé pour lubrifiants	1410
Pétrole utilisé pour d'autres produits	1450
	<i>t / m³</i>
Natural Gas Use for Chemical Products	1260

Source: Environnement Canada

Taux d'émissions utilisés pour la production de pétrole et gaz								
CO2		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Bitume	Kg/ b	72,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8
Pétrole synthétique	Kg/ b	137,4	117,8	96,0	82,5	82,5	82,5	82,5
Production du gaz	Kg/10 ³ pi ³	2,4	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1
Traitement du gaz	Kg/10 ³ pi ³	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1
Flaring (brulé)	Kg/ b	12,0	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
Pétrole léger	Kg/ b	17,4	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2
Pétrole lourd	Kg/ b	11,4	10,2	10,0	10,0	9,7	9,7	9,7
Forage	Gr./GJ	208,5	392,8	392,8	392,8	392,8	392,8	392,8
Services aux puits	Gr./GJ	75,2	93,4	93,4	93,4	93,4	93,4	93,4
CH4 (CO2 E)		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Bitume	Kg/ b	4,2	4,0	3,8	3,6	3,5	3,4	3,3
Pétrole synthétique	Kg/ b	1,2	6,8	6,4	6,1	6,0	5,8	5,7
Production du gaz	Kg/10 ³ pi ³	2,4	1,4	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0
Traitement du gaz	Kg/10 ³ pi ³	0,4	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9
Flaring (brulé)	Kg/b	0,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Pétrole léger	Kg/ b	7,1	7,7	6,9	6,4	6,1	5,9	5,7
Pétrole lourd	Kg/ b	57,2	58,7	53,0	49,7	48,4	47,2	46,1
Forage	Gr./GJ	25,3	31,0	28,0	25,8	24,6	23,4	22,2
Services aux puits	Gr./GJ	64,4	86,1	77,8	72,2	68,6	65,3	62,1
Gazoduc	Kg/10 ³ pi ³	1,3	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9
Distribution du gaz	Gr./10 ³ pi ³	0,8	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
N2O (CO2 E)		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Bitume	Kg/ b	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Pétrole synthétique	Kg/ b	1,7	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Production du gaz	Kg/10 ³ pi ³	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Pétrole léger	Kg/ b	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Pétrole lourd	Kg/ b	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Gazoduc	Gr/10 ³ pi ³	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04

Annexe C

Résultats Nationaux

Hypothèses macroéconomiques	C-1
Prix du pétrole brut international et intérieur (\$/baril)	C-2
Prix du gaz naturel intérieur et à l'exportation (\$/10 ³ pi ³)	C-3
Prix de l'énergie (\$/gigajoule)	C-4
Équilibre du brut léger et lourd (Milliers de barils/jour)	C-5
Offre et demande de pétrole (Milliers de barils/jour)	C-6
Offre et demande - Gaz naturel et LGN	C-7
Sommaire - Demande d'énergie (pétajoules) Canada	C-8
Sommaire - Demande d'énergie (pétajoules) Atlantique	C-9
Sommaire - Demande d'énergie (pétajoules) Québec	C-10
Sommaire - Demande d'énergie (pétajoules) Ontario	C-11
Sommaire - Demande d'énergie (pétajoules) Manitoba	C-12
Sommaire - Demande d'énergie (pétajoules) Saskatchewan	C-13
Sommaire - Demande d'énergie (pétajoules) Alberta	C-14

Annexe C

Sommaire - Demande d'énergie (pétajoules) C.B., Territoires	C-15
Utilisation finale par combustibles principaux (pétajoules)	C-16
Demande industriel par industries I (pétajoules)	C-17
Demande industriel par industries II (pétajoules)	C-18
Déterminants de la demande du secteur des transports (pétajoules)	C-19
Demande du secteur des transports par mode (pétajoules)	C-20
Demande d'énergie pour la production des combustibles fossiles (pétajoules)	C-21
Demande et offre d'électricité	C-22
Sommaire - Demande par combustible et par secteur (pétajoules)	C-23
Émissions de GES par gaz et par secteur (Mégatonnes d'équivalent de CO ₂)	C-24
Émissions de GES par secteur (Mégatonnes d'équivalent de CO ₂)	C-25
Émissions de GES - secteur des transports (Mégatonnes d'équivalent de CO ₂)	C-26
Émissions de GES - Industrie du pétrole et du gaz (Mt d'équivalent de CO ₂)	C-27
Émissions de GES par industrie I (Mégatonnes d'équivalent de CO ₂)	C-28
Émissions de GES par industrie II (Mégatonnes d'équivalent de CO ₂)	C-29
Émissions de GES par province (Mégatonnes d'équivalent de CO ₂)	C-30