



Environnement
Canada

Environment
Canada

Rapport d'inventaire national

1990-2006

Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada

La proposition canadienne concernant
la Convention-cadre des Nations Unies
sur les changements climatiques

MAI 2008



Canada 

Catalogage avant publication de Bibliothèque et Archives Canada

Canada.

Vedette principale au titre : Rapport d'inventaire national 1990—2006 : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada

1990/2006.

Publ. par : Division des gaz à effet de serre.

Autre édition disponible : National Inventory Report 1990—2006: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada

Fait suite à : Inventaire canadien des gaz à effet de serre.

Ce document est disponible sur le site Web d'Environnement Canada à www.ec.gc.ca/ges.

ISSN : 1706-3361

ISBN : 978-1-100-90249-4

N° de cat. : En81-4/2006F

1. Gaz à effet de serre—Canada—Mesure—Périodiques.
2. Méthane—Aspect de l'environnement—Canada—Périodiques.
3. Oxyde azoteux—Aspect de l'environnement—Canada—Périodiques.
4. Gaz carbonique—Aspect de l'environnement—Canada—Périodiques.
5. Pollution—Canada—Mesure—Périodiques.

I. Canada. Environnement Canada.

II. Canada. Division des gaz à effet de serre.

III. Titre.

IV. Titre: Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada.

TD885.5

363.738'74'097105

C2006-980264-5

Remerciements

La Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada tient à remercier les nombreuses personnes et organisations qui ont contribué à la préparation du Rapport d'inventaire national de 2008. Bien que la liste de tous les chercheurs, fonctionnaires et conseillers qui ont apporté une aide technique soit trop longue pour être présentée ici, la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada tient à remercier les auteurs, les collaborateurs et les réviseurs dont le concours a nettement contribué à améliorer le rapport de cette année.

Parmi les auteurs et réviseurs du *Rapport d'inventaire national 1990-2006 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada* figurent :

Sommaire

Art Jaques, Frank Neitzert, Robin White

Chapitre 1, Introduction

Dominique Blain, Nicole Folliet, Mario Hui, Afshin Matin, Jackie Mercer, Frank Neitzert, Craig Palmer, Duane Smith

Chapitre 2, Tendances des émissions de gaz à effet de serre 1990-2006

Alice Au, Pascal Bellavance, Dominique Blain, Chia Ha, Chang Liang, Afshin Matin, Scott McKibbin, Frank Neitzert, Craig Palmer, Rock Radovan

Chapitre 3, Énergie (Secteur 1 du CUPR)

Warren Baker, Pascal Bellavance, Chia Ha, Scott McKibbin, Frank Neitzert, Rock Radovan

Chapitre 4, Procédés industriels (Secteur 2 du CUPR)

Alice Au, Afshin Matin, Maryse Pagé

Chapitre 5, Utilisation de solvants et autres produits (Secteur 3 du CUPR)

Afshin Matin, Alice Au

Chapitre 6, Agriculture (Secteur 4 du CUPR)

Chang Liang, Anne-Marie Chapman

Chapitre 7, Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie

Dominique Blain, Chang Liang, Mark McGovern, Ana Morales

Chapitre 8, Déchets (Secteur 6 du CUPR)

Afshin Matin, Craig Palmer

Chapitre 9, Recalculs et améliorations

Mohamed Abdul, Alice Au, Dominique Blain, Nicole Folliet, Afshin Matin, Craig Palmer

Annexes

Alice Au (annexes 3, 5, 7 et 12), Pascal Bellavance (annexes 2, 8, 10 et 12), Dominique Blain (annexes 1, 3 et 10), Anne-Marie Chapman (annexes 3 et 10) Nicole Folliet (annexes 6, 7, 8, 11, 13 et 14), Chia Ha (annexes 1, 2, 3, 4, 8 et 12), Chang Liang (annexes 3 et 10), Afshin Matin (annexes 5, 7 et 13), Mark McGovern (annexes 1 et 3), Scott McKibbin (annexes 1, 5, 8, 10, 11 et 12), Ana Morales (annexe 3), Frank Neitzert (annexes 4, 5, 8, 9, 10 et 13), Maryse Pagé

REMERCIEMENTS

(annexes 5 et 7), Craig Palmer (annexes 3, 5 et 7), Francine Portenier (annexes 3 et 12), Lindsay Pratt (annexe 14), Rock Radovan (annexes 1, 2, 4, 5, 8, 9, 10, 12 et 13), Duane Smith (annexes 6, 7, 8, 11 et 13), Syed Wasay (annexe 3)

La compilation générale du Rapport d'inventaire national a été gérée par Serge Guillemette et Liette Cormier. La coordination d'ensemble du Rapport d'inventaire national était assurée par Francine portenieret Nicole Folliet.

Nous tenons également à saluer les efforts de nos collègues de Statistique Canada, spécialement Gary Smallldridge et Louise Stewart, qui ont contribué à l'analyse et à l'interprétation des données sur l'offre et la demande d'énergie au Canada. Nous remercions nos collègues fédéraux du Système de surveillance, de comptabilisation et de rapports sur l'ATCATF, qui ont fourni des estimations pour les secteurs de l'ATCATF et de l'agriculture. Il s'agit en particulier de Caren Dymond, Jim Wood, Werner Kurz, Thomas White, Don Leckie, Tony Lemprière, Sally Tinnis du Service canadien des forêts de Ressources naturelles Canada, de Marie Boehm, Tim Martin, Brian McConkey, Murray Bentham, Darrel Cerkowniak, Ted Huffman, Philippe Rochette, Devon Smith et Julian Hutchinson, d'Agriculture et Agroalimentaire Canada, et de Wenjun Chen, du Centre canadien de télédétection. Parmi les nombreuses personnes et organisations qui nous ont apporté leur aide et fourni des renseignements, nous sommes particulièrement redevables aux nombreux membres de diverses industries, associations industrielles, cabinets d'ingénieurs-conseils et universités qui nous ont fourni un précieux soutien dans le domaine du génie et des sciences.

Commentaires des lecteurs

Les lecteurs qui auraient des observations à formuler au sujet de ce rapport sont priés de bien vouloir les adresser à :

Art Jaques, ing.
Directeur, Division des gaz à effet de serre
Direction des sciences et de l'évaluation des risques
Environnement Canada
351, boulevard Saint-Joseph
Gatineau (Québec)
K1A 0H3

Avant-propos

Le Canada a ratifié la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) le 4 décembre 1992 et le Protocole de Kyoto le 17 décembre 2002. Aux termes des décisions 3/CP.1, 9/CP.2 et 3/CP.5 de la CCNUCC, les Parties visées à l'Annexe I sont tenues de déposer leur inventaire national de GES au plus tard le 15 avril de chaque année auprès du Secrétariat de la CCNUCC. De plus, aux termes de la décision 15/CMP.1, les Parties visées à l'Annexe I qui désirent participer pleinement aux mécanismes du Protocole de Kyoto selon les articles 6, 12 et 17 devraient entreprendre la préparation de leur rapport d'inventaire annuel et consigner l'information relative à la quantité d'émissions attribuée, le cas échéant dans le contexte de leur présentation annuelle en vertu du Protocole de Kyoto, un an après la soumission du premier rapport exigé par la décision 13/CMP.1. Le présent document constitue donc le rapport d'inventaire national du Canada au titre de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques et du Protocole de Kyoto.

Les lignes directrices de présentation des inventaires nationaux de la CCNUCC et du Protocole de Kyoto, auxquelles ont souscrit les participants aux huitième et neuvième Conférences des Parties, prévoient l'intégration du Guide des bonnes pratiques élaboré par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Ces lignes directrices précisent le mode d'établissement des estimations des émissions et ce qu'il y a lieu d'inclure dans le Rapport d'inventaire annuel. Grâce à ces renseignements complémentaires, le rapport d'inventaire national (RIN) est un outil nettement supérieur qui permet de produire des indicateurs afin de comparer les résultats des Parties en vertu de la CCNUCC et du Protocole de Kyoto. Ces indicateurs engagent les Parties à améliorer, sur une base continue, la qualité des estimations des émissions et des absorptions nationales et régionales. Parmi les secteurs qu'il faut améliorer en priorité, il convient de mentionner à la fois la qualité des données d'entrée et les méthodes qui servent à établir les estimations des émissions et des absorptions. Un certain nombre de secteurs ont enregistré des améliorations depuis quelques années tandis que nous nous évertuons à améliorer la qualité de l'inventaire. Ces améliorations sont décrites dans le corps du rapport.

De concert avec tout un éventail d'intervenants, Environnement Canada est chargé de préparer l'inventaire national officiel du Canada. Le Rapport d'inventaire national, préparé par les membres de la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada, est conforme aux lignes directrices de présentation des rapports de la CCNUCC régissant les inventaires annuels. Le rapport, qui est la somme de plusieurs années de travail, s'appuie sur les résultats des rapports précédents, publiés en 1992, 1994, 1996, 1997 et annuellement de 1999 à 2007. Il comprend un certain nombre de changements, notamment les modifications les plus récentes recommandées par une équipe d'experts des Nations Unies qui a révisé à l'automne 2007 le rapport initial du Canada dans le cadre du Protocole de Kyoto. Outre les données d'inventaire, le rapport d'inventaire national contient des renseignements complémentaires utiles, au besoin, sur le système national canadien et le registre national ainsi qu'une analyse des récentes tendances enregistrées au chapitre des émissions et des absorptions.

Afin de renforcer la capacité du Canada à surveiller, rendre compte et vérifier ses émissions de gaz à effet de serre, le 15 mars 2004, le gouvernement du Canada, avec le concours des gouvernements provinciaux et territoriaux, a lancé un système national obligatoire de déclaration des gaz à effet de serre. Le Rapport d'inventaire national de 2007 contient un résumé des données sur les émissions de gaz à effet de serre déclarées par les installations industrielles du Canada au sujet de l'année 2005, ainsi que des hyperliens avec le site d'interrogation sur les émissions de gaz à effet de serre d'Environnement Canada que l'on trouve sur Internet.

Depuis la publication de l'inventaire des émissions de 1990, de plus en plus de gens s'intéressent aux changements climatiques et, en particulier, aux émissions de gaz à effet de serre. Alors que cet intérêt a

AVANT-PROPOS

attisé un certain nombre d'activités de recherche, seul un nombre limité d'entre elles ont cherché à mesurer les émissions et à établir de meilleures estimations à leur sujet. Les inventaires d'émissions seront toujours empreints d'une certaine incertitude, même si les travaux en cours, au Canada comme ailleurs, continueront d'améliorer les estimations et de réduire les incertitudes qui s'y rattachent.

Art Jaques, ing.
15 avril 2008

Directeur, Division des gaz à effet de serre
Direction des sciences et de l'évaluation des risques
Direction générale des sciences et de la technologie
Environnement Canada

Acronymes, abréviations et unités

AAC	Agriculture et Agroalimentaire Canada (également Association de l'aluminium du Canada)
AAM	accroissement annuel moyen
ACÉ	Association canadienne de l'électricité
ACG	Association canadienne du gaz
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
AIE	Agence Internationale de l'Energie
Al	aluminium
Al ₂ O ₃	alumine
AQ	assurance de la qualité
ATCATF	affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie
B ₀	potentiel de production maximale de méthane
BDEEC	Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada
C	carbone
C ₂ F ₆	hexafluorure de carbone
CA	climatisation de l'air
CaCO ₃	carbonate de calcium ; calcaire
CaMg(CO ₃) ₂	dolomite (appelé également CaCO ₃ ·MgCO ₃)
CANSIM	principale base de données socioéconomique de Statistique Canada
CaO	chaux ; chaux vive ; chaux calcinée
CAT	changement d'aménagement des terres
CCMF	Conseil canadien des ministres des forêts
CCNUCC	Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques
CDléger	camion léger à moteur diesel
CDlourd	camion lourd à moteur diesel
CE	coefficient d'émission
CE _{BASE}	coefficient d'émission de base
CENDRES	teneur en cendres des fumiers
CF ₄	tétrafluorure de carbone
CFC	chlorofluorocarbure
CGT	changements dans la gestion des terres
CH ₃ OH	méthanol
CH ₄	méthane
CIEEDAC	Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie
CO	monoxyde de carbone
CO ₂	dioxyde de carbone
COB	carbone organique biodégradable
COD _F	carbone organique dégradé dissimilé
COS	carbone organique du sol
COV	composé organique volatil
COVNM	composés organiques volatils non méthaniques

ACRONYMES, ABRÉVIATIONS ET UNITÉS

C-PLR	carbone stocké dans les produits ligneux récoltés
CQ	contrôle de la qualité
CR _{DÉGEL}	coefficient rajustant le CE _{BASE} pour les émissions survenant au dégel printanier
CSL	culture sans labour
CTI	Classification type des industries
CTS	coefficient de travail au sol
CUPR	Cadre uniformisé de présentation de rapports
DBO	demande biochimique en oxygène
DBO ₅	demande biochimique en oxygène sur cinq jours
DCO	demande chimique en oxygène
DFCE	Division de la fabrication, de la construction et de l'énergie de Statistique Canada
DGC	désulfuration des gaz de combustion
DJCh	degré-jour de chauffage
DSM	déchets solides municipaux
EB	énergie brute
EC	Environnement Canada
ED	énergie digestible
EFBMP	Étude de faisabilité du boisement comme mode de piégeage du carbone
EGA	Enquête sur la gestion agroenvironnementale
EN	énergie nette
EPA	Environmental Protection Agency (États-Unis)
Éq.	équivalent
Éq.CO ₂	équivalent CO ₂
ER	émissions des récoltes
EVC	Enquête sur les véhicules au Canada
FCEB	facteur de conversion/expansion de la biomasse
FCM	facteur de conversion du méthane
FCTC	forêts converties en terres cultivées
FCTH	forêts converties en terres humides
FEA	fours électriques à arc
FMO	fabrication de matériel original
FTA	fraction de la DBO présente dans les boues qui se dégradent par voie anaérobie
FZPE	forêts converties en zones de peuplement
g	gramme
GES	gaz à effet de serre
Gg	gigagramme
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GL	gigalitre
GPL	gaz de pétrole liquéfiés
Gt	gigatonne
GTEP	Groupe de travail sur les émissions et les projections
H ₂	hydrogène
H ₂ O	eau
ha	hectare

HCFC	hydrochlorofluorocarbure
HCl	acide chlorhydrique
HFC	hydrofluorocarbure
HNO ₃	acide nitrique
IA	inclus ailleurs
ICI	(rechercher signification dans A3-5)
ICPP	Institut canadien des produits pétroliers
IFCan	Inventaire national des forêts du Canada
I/M	inspection et maintenance
IMS	ingestion de matière sèche
INRP	Inventaire national des rejets de polluants
k	constante de production du méthane
K ₂ CO ₃	carbonate de potassium
kg	kilogramme
kha	millier d'hectares
kPa	kilopascal
kt	kilotonne
kWh	kilowattheure
L	litre
L ₀	potentiel de production de méthane
lb	livre
LC	labour classique
LCPE 1999	<i>Loi canadienne sur la protection de l'environnement, 1999</i>
LGN	liquides du gaz naturel
LTO	décollage et atterrissage
m	mètre
m ³	mètre cube
MBC	modèle du bilan du carbone
MBC-SCF3	modèle du bilan du carbone pour le secteur forestier canadien (troisième version)
MEA	monoéthanolamine
MEMGES	modèle des émissions mobiles de gaz à effet de serre
Mg	magnésium; également Mégagramme
MgCO ₃	magnésite; carbonate de magnésium
MgO	magnésie; hydroxyde de magnésium ; chaux dolomitique
Mha	million d'hectares
ML	mégalitre
ML	métal lourd
mol	mole
MOM	matière organique morte
MR	méthode de référence
MS	matière sèche; également méthode sectorielle
MSI	matière sèche intégrée
Mt	mégatonne
mV	millivolt

ACRONYMES, ABRÉVIATIONS ET UNITÉS

MW	mégawatt
N	azote
N ₂	azote gazeux
N ₂ O	oxyde de diazote
Na ₂ CO ₃	carbonate de sodium
Na ₃ AlF ₆	cryolite
NH ₃	ammoniac
NH ₄ ⁺	ammonium
NH ₄ NO ₃	nitrate d'ammonium
NO	monoxyde d'azote
NO ₃ ⁻	nitrate
NO _x	oxydes d'azote
NOC	Nitrous Oxide of Canada
O ₂	oxygène
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
OMM	Organisation météorologique mondiale
ONE	Office national de l'énergie
ONU	Organisation des Nations unies
P/EP	précipitations/évapotranspiration potentielle
PCA	principaux contaminants atmosphériques
PCI	pouvoir calorifique inférieur
PCN	pouvoir calorifique net
PCS	pouvoir calorifique supérieur
PDGES	Programme de déclaratoin des gaz à effet de serre
PFC	perfluorocarbure
PFC	poussières des fours à ciment
PGA	pétrole et gaz naturel en amont
PIB	produit intérieur brut
PJ	pétajoule
PLR	produit ligneux récolté
PNBV	poids nominal brut du véhicule
POP	polluant organique persistant
ppb	partie par milliard
ppbv	partie par milliard en volume
PPC	pédo-paysages du Canada
ppm	partie par million
PPR	produit pétrolier raffiné
PRP	potentiel de réchauffement planétaire
PTDE	production, transport et distribution d'électricité
RCNS	réduction catalytique non sélective
RCS	réduction catalytique « sélective »
RCT	régime de culture et travail
RIN	Rapport d'inventaire national
RIT	Relevé international des transactions

RMV	reformage du méthane à la vapeur
RNCan	Ressources naturelles Canada
SACO	substance appauvrissant la couche d'ozone
SB/VPL	sables bitumineux et valorisation du pétrole lourd
SCIAN	Système de classification des industries de l'Amérique du Nord
SCF	Service canadien des forêts
SF ₆	hexafluorure de soufre
SGF	facteur de distribution du système de gestion des fumiers
SGF	système de gestion des fumiers
SICM	Services d'information sur le commerce mondial
SIG	système d'information géographique
SISCan	système d'information sur les sols du Canada
NSNCP	système national de surveillance, de comptabilisation et de production de rapports
SO ₂	dioxyde de soufre
SO _x	oxydes de soufre
SRU	subdivision de recensement unifiée
SSCR	Système de surveillance, de comptabilisation et de rapports
SUPAC	Section de l'utilisation des produits et de l'application des contrôles
SV	solides volatils
t	tonne
TI	travail du sol intensif
TJ	térajoule
t-km	tonne-kilomètre
TPCC	taux pondéré de consommation de carburant
TRS	travail réduit du sol
TWh	térawattheure
UE	Union européenne
VDléger	véhicule léger à moteur diesel
VDlourd	véhicule lourd à moteur diesel
VEléger	véhicule léger à essence
VELourd	véhicule lourd à essence
VKP	véhicule-kilomètre parcouru
VUS	véhicule utilitaire sport

Table des matières

REMERCIEMENTS	iii
AVANT-PROPOS	v
ACRONYMES, ABRÉVIATIONS ET UNITÉS	vii
SOMMAIRE	1
S.1 Inventaires des gaz à effet de serre et changements climatiques.....	1
S.1.1 <i>Élaboration de l'inventaire canadien des gaz à effet de serre</i>	3
S.2 Résumé des tendances nationales des émissions et des absorptions des gaz à effet de serre	3
S.3 Estimations et tendances des émissions et des absorptions	7
S.3.1 <i>Émissions et absorptions en 2006</i>	7
S.3.2 <i>Tendances sectorielles</i>	9
S.4 Autres données	15
S.4.1 <i>Émissions dues aux exportations de pétrole et de gaz naturel</i>	15
S.4.2 <i>Émissions de gaz à effet de serre des provinces et des territoires</i>	18
S.4.3 <i>Contexte international</i>	18
1 INTRODUCTION	20
1.1 Inventaires de GES et changements climatiques.....	20
1.1.1 <i>CO₂</i>	22
1.1.2 <i>CH₄</i>	23
1.1.3 <i>N₂O</i>	24
1.1.4 <i>HFC, PFC et SF₆</i>	25
1.1.5 <i>Les GES et l'utilisation du PRP</i>	25
1.1.6 <i>Contribution du Canada</i>	26
1.2 Dispositions d'ordre institutionnel prises pour l'établissement des inventaires	28
1.2.1 <i>Le système d'inventaire national</i>	28
1.2.2 <i>Dispositions institutionnelles</i>	29
1.3 Modalités de préparation de l'inventaire.....	32
1.4 Méthodologies et sources de données	32
1.4.1 <i>Système de déclaration obligatoire des GES</i>	35
1.5 Catégories clés	38
1.6 AQ/CQ	39
1.7 Degré d'incertitude.....	40
1.8 Évaluation de l'exhaustivité.....	41
2 TENDANCES DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE, 1990-2006	43
2.1 Sommaire des tendances	43
2.2 Tendances des émissions par gaz	43
2.3 Tendances des émissions par catégorie	43
2.3.1 <i>Secteur de l'énergie</i>	43
2.3.2 <i>Secteur des procédés industriels</i>	54
2.3.3 <i>Secteur de l'utilisation de solvants et d'autres produits</i>	58
2.3.4 <i>Secteur de l'agriculture</i>	58
2.3.5 <i>Secteur affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie</i>	59
2.3.6 <i>Secteur des déchets</i>	62
2.4 Tendances des émissions des précurseurs de l'ozone et des aérosols	64

3	ÉNERGIE (SECTEUR 1 DU CUPR).....	65
3.1	Aperçu.....	65
3.2	Combustion de combustibles (catégorie 1.A du CUPR).....	66
3.2.1	<i>Industries énergétiques (catégorie 1.A.1 du CUPR).....</i>	67
3.2.2	<i>Industries manufacturières et construction (catégorie 1.A.2 du CUPR).....</i>	72
3.2.3	<i>Transport (catégorie 1.A.3 du CUPR).....</i>	75
3.2.4	<i>Autres secteurs (catégorie 1.A.4 du CUPR).....</i>	81
3.2.5	<i>Autres : Énergie - combustion de combustibles (catégorie 1.A.5 du CUPR).....</i>	83
3.3	Émissions fugitives (catégorie 1.B du CUPR).....	84
3.3.1	<i>Combustibles solides (catégorie 1.B.1 du CUPR).....</i>	84
3.3.2	<i>Pétrole et gaz naturel (catégorie 1.B.2 du CUPR).....</i>	86
3.4	Postes pour mémoire (catégorie 1.C du CUPR).....	93
3.4.1	<i>Combustibles de soute internationaux (catégorie 1.C.1 du CUPR).....</i>	93
3.4.2	<i>Émissions de CO₂ attribuables à la biomasse.....</i>	95
3.5	Autres questions.....	97
3.5.1	<i>Comparaison entre la méthode sectorielle et la méthode de référence.....</i>	97
3.5.2	<i>Matières premières et utilisation des combustibles à des fins non énergétiques.....</i>	99
3.5.3	<i>Captage et stockage du CO₂.....</i>	99
3.5.4	<i>Questions propres au Canada – Émissions liées à l’exportation des combustibles fossiles...99</i>	99
4	PROCEDES INDUSTRIELS (SECTEUR 2 DU CUPR).....	101
4.1	Aperçu.....	101
4.2	Production de ciment (catégorie 2.A.1 du CUPR).....	104
4.2.1	<i>Description de la catégorie de source.....</i>	104
4.2.2	<i>Questions de méthodologie.....</i>	104
4.2.3	<i>Degré d’incertitude et cohérence de la série chronologique.....</i>	105
4.2.4	<i>AQ/CQ et vérification par catégorie.....</i>	105
4.2.5	<i>Recalculs par catégorie.....</i>	106
4.2.6	<i>Améliorations prévues par catégorie.....</i>	106
4.3	Production de chaux (catégorie 2.A.2 du CUPR).....	106
4.3.1	<i>Description de la catégorie de source.....</i>	106
4.3.2	<i>Questions de méthodologie.....</i>	106
4.3.3	<i>Degré d’incertitude et cohérence de la série chronologique.....</i>	107
4.3.4	<i>AQ/CQ et vérification par catégorie.....</i>	107
4.3.5	<i>Recalculs par catégorie.....</i>	107
4.3.6	<i>Améliorations prévues par catégorie.....</i>	107
4.4	Utilisation de calcaire et de dolomite (catégorie 2.A.3 du CUPR).....	108
4.4.1	<i>Description de la catégorie de source.....</i>	108
4.4.2	<i>Questions de méthodologie.....</i>	108
4.4.3	<i>Degré d’incertitude et cohérence de la série chronologique.....</i>	109
4.4.4	<i>AQ/CQ et vérification par catégorie.....</i>	109
4.4.5	<i>Recalculs par catégorie.....</i>	109
4.4.6	<i>Améliorations prévues par catégorie.....</i>	109
4.5	Production et utilisation de carbonate de sodium (catégorie 2.A.4 du CUPR).....	109
4.5.1	<i>Description de la catégorie de source.....</i>	109
4.5.2	<i>Questions de méthodologie.....</i>	110
4.5.3	<i>Degré d’incertitude et cohérence de la série chronologique.....</i>	111
4.5.4	<i>AQ/CQ et vérification par catégorie.....</i>	111

TABLE DES MATIÈRES

4.5.5	<i>Recalculs par catégorie</i>	111
4.5.6	<i>Améliorations prévues par catégorie</i>	111
4.6	Utilisation de magnésite (catégorie 2.A.7.2 du CUPR).....	111
4.6.1	<i>Description de la catégorie de source</i>	111
4.6.2	<i>Questions de méthodologie</i>	112
4.6.3	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique</i>	112
4.6.4	<i>AQ/CQ et vérification par catégorie</i>	112
4.6.5	<i>Recalculs par catégorie</i>	113
4.6.6	<i>Améliorations prévues par catégorie</i>	113
4.7	Production d'ammoniac (catégorie 2.B.1 du CUPR).....	113
4.7.1	<i>Description de la catégorie de source</i>	113
4.7.2	<i>Questions de méthodologie</i>	114
4.7.3	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique</i>	114
4.7.4	<i>AQ/CQ et vérification par catégorie</i>	115
4.7.5	<i>Recalculs par catégorie</i>	115
4.7.6	<i>Améliorations prévues par catégorie</i>	115
4.8	Production d'acide nitrique (catégorie 2.B.2 du CUPR).....	115
4.8.1	<i>Description de la catégorie de source</i>	115
4.8.2	<i>Questions de méthodologie</i>	116
4.8.3	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique</i>	118
4.8.4	<i>AQ/CQ et vérification par catégorie</i>	118
4.8.5	<i>Recalculs par catégorie</i>	118
4.8.6	<i>Améliorations prévues par catégorie</i>	118
4.9	Production d'acide adipique (catégorie 2.B.3 du CUPR).....	118
4.9.1	<i>Description de la catégorie de source</i>	118
4.9.2	<i>Questions de méthodologie</i>	119
4.9.3	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique</i>	120
4.9.4	<i>AQ/CQ et vérification par catégorie</i>	120
4.9.5	<i>Recalculs par catégorie</i>	120
4.9.6	<i>Améliorations prévues par catégorie</i>	120
4.10	Sidérurgie (catégorie 2.C.1 du CUPR).....	121
4.10.1	<i>Description de la catégorie de source</i>	121
4.10.2	<i>Questions de méthodologie</i>	121
4.10.3	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique</i>	123
4.10.4	<i>AQ/CQ et vérification par catégorie</i>	123
4.10.5	<i>Recalculs par catégorie</i>	124
4.10.6	<i>Améliorations prévues par catégorie</i>	124
4.11	Production d'aluminium (catégorie 2.C.3 du CUPR).....	124
4.11.1	<i>Description de la catégorie de source</i>	124
4.11.2	<i>Questions de méthodologie</i>	125
4.11.3	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique</i>	130
4.11.4	<i>AQ/CQ et vérification par catégorie</i>	131
4.11.5	<i>Recalculs par catégorie</i>	131
4.11.6	<i>Améliorations prévues par catégorie</i>	131
4.12	Production et moulage de magnésium (catégories 2.C.4 et 2.C.5 du CUPR).....	131
4.12.1	<i>Description de la catégorie de source</i>	131
4.12.2	<i>Questions de méthodologie</i>	132
4.12.3	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique</i>	133

4.12.4	<i>AQ/CQ et vérification par catégorie</i>	134
4.12.5	<i>Recalculs par catégorie</i>	134
4.12.6	<i>Améliorations prévues par catégorie</i>	134
4.13	Production d'halocarbures (catégorie 2.E du CUPR).....	134
4.13.1	<i>Description de la catégorie de source</i>	134
4.13.2	<i>Questions de méthodologie</i>	135
4.13.3	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique</i>	135
4.13.4	<i>AQ/CQ et vérification par catégorie</i>	135
4.13.5	<i>Recalculs par catégorie</i>	135
4.13.6	<i>Améliorations prévues par catégorie</i>	135
4.14	Consommation d'halocarbures (catégorie 2.F du CUPR).....	136
4.14.1	<i>Questions de méthodologie</i>	136
4.14.2	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique</i>	144
4.14.3	<i>AQ/CQ et vérification par catégorie</i>	145
4.14.4	<i>Recalculs par catégorie</i>	145
4.14.5	<i>Améliorations prévues par catégorie</i>	145
4.15	Production et consommation de SF ₆ (catégories 2.E et 2.F du CUPR).....	145
4.15.1	<i>Description de la catégorie de source</i>	145
4.15.2	<i>Questions de méthodologie</i>	145
4.15.3	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique</i>	147
4.15.4	<i>AQ/CQ et vérification par catégorie</i>	147
4.15.5	<i>Recalculs par catégorie</i>	147
4.15.6	<i>Améliorations prévues par catégorie</i>	147
4.16	Autres procédés et procédés indifférenciés (catégorie 2.G du CUPR).....	148
4.16.1	<i>Description de la catégorie de source</i>	148
4.16.2	<i>Questions de méthodologie</i>	148
4.16.3	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique</i>	148
4.16.4	<i>AQ/CQ et vérification par catégorie</i>	149
4.16.5	<i>Recalculs par catégorie</i>	149
4.16.6	<i>Améliorations prévues par catégorie</i>	149
5	UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS (SECTEUR 3 DU CUPR)	150
5.1	Aperçu.....	150
5.1.1	<i>Description de la catégorie de source</i>	151
5.1.2	<i>Questions de méthodologie</i>	151
5.1.3	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique</i>	153
5.1.4	<i>AQ/CQ et vérification</i>	153
5.1.5	<i>Recalculs</i>	153
5.1.6	<i>Améliorations prévues</i>	153
6	AGRICULTURE (SECTEUR 4)	154
6.1	Aperçu.....	154
6.2	Fermentation entérique (catégorie 4.A du CUPR).....	155
6.2.1	<i>Description de la catégorie de source</i>	155
6.2.2	<i>Questions de méthodologie</i>	156
6.2.3	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique</i>	157
6.2.4	<i>AQ/CQ et vérification</i>	157
6.2.5	<i>Recalculs</i>	157
6.2.6	<i>Améliorations prévues</i>	158

TABLE DES MATIÈRES

6.3	Gestion des fumiers (catégorie 4.B du CUPR).....	158
6.3.1	Émissions de CH ₄ imputables à la gestion des fumiers (catégorie 4.B.a du CUPR)	158
6.3.2	Émissions de N ₂ O imputables à la gestion des fumiers (catégorie 4.B (b) du CUPR).....	160
6.4	Émissions de N ₂ O des sols agricoles (catégorie 4.D du CUPR)	161
6.4.1	Émissions directes de N ₂ O des sols (catégorie 4.D.1 du CUPR).....	162
6.4.2	Fumier produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos (catégorie 4.D.2 du CUPR).....	170
6.4.3	Émissions indirectes de N ₂ O des sols (catégorie 4.D.3 du CUPR).....	171
7	AFFECTATION DES TERRES, CHANGEMENTS D’AFFECTATION DES TERRES ET FORESTERIE (SECTEUR 5 DU CUPR).....	174
7.1	Aperçu.....	174
7.2	Définition des catégories de terres et représentation des terres aménagées	176
7.3	Terres forestières.....	180
7.3.1	Terres forestières dont la vocation n’a pas changé	180
7.3.2	Terres converties en terres forestières	184
7.4	Terres cultivées	185
7.4.1	Terres cultivées dont la vocation n’a pas changé	185
7.4.2	Terres converties en terres cultivées.....	193
7.5	Prairies	197
7.6	Terres humides.....	197
7.6.1	Tourbières aménagées	198
7.6.2	Terres submergées (réservoirs).....	200
7.7	Zones de peuplement.....	202
7.7.1	Zones de peuplement dont la vocation n’a pas changé.....	202
7.7.2	Terres converties en zones de peuplement	203
7.8	Conversion des forêts	204
7.8.1	Questions de méthodologie	205
7.8.2	Degré d’incertitude et cohérence de la série chronologique	205
7.8.3	AQ/CQ et vérification	206
7.8.4	Recalculs.....	206
7.8.5	Améliorations prévues.....	206
8	DÉCHETS (SECTEUR 6 DU CUPR)	207
8.1	Aperçu.....	207
8.2	Enfouissement des déchets solides dans le sol (catégorie 6.A du CUPR).....	208
8.2.1	Description de la catégorie de source.....	208
8.2.2	Questions de méthodologie	210
8.2.3	Degré d’incertitude et cohérence de la série chronologique	215
8.2.4	AQ/CQ et vérification	216
8.2.5	Recalculs.....	216
8.2.6	Améliorations prévues.....	216
8.3	Traitement des eaux usées (catégorie 6.B du CUPR).....	217
8.3.1	Description de la catégorie de source.....	217
8.3.2	Questions de méthodologie	217
8.3.3	Degré d’incertitude et cohérence de la série chronologique	219
8.3.4	AQ/CQ et vérification	219
8.3.5	Recalculs.....	219
8.3.6	Améliorations prévues.....	219
8.4	Incinération des déchets (catégorie 6.C du CUPR)	220

8.4.1	<i>Description de la catégorie de source</i>	220
8.4.2	<i>Questions de méthodologie</i>	220
8.4.3	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique</i>	222
8.4.4	<i>AQ/CQ et vérification</i>	222
8.4.5	<i>Recalculs</i>	222
8.4.6	<i>Améliorations prévues</i>	223
9	RECALCULS ET AMÉLIORATIONS	224
9.1	Explications et justification des recalculs - présentation 2008	227
9.1.1	<i>Répercussions sur les niveaux d'émissions</i>	229
9.1.2	<i>Répercussions sur les tendances des émissions</i>	229
9.2	Recalculs : Secteur de l'énergie	230
9.2.1	<i>Combustion fixe de combustibles fossiles</i>	230
9.2.2	<i>Transport</i>	231
9.2.3	<i>Sources fugitives</i>	232
9.3	Recalculs : Secteur des procédés industriels	234
9.4	Recalculs : Secteur de l'utilisation de solvants et d'autres produits	236
9.5	Recalculs : Secteur de l'agriculture	236
9.5.1	<i>Recalculs transversaux</i>	236
9.5.2	<i>Fermentation entérique</i>	237
9.5.3	<i>Gestion des fumiers</i>	237
9.5.4	<i>Émissions directes de N₂O libéré par les sols agricoles</i>	238
9.5.5	<i>Émissions indirectes de N₂O des sols</i>	239
9.6	Recalculs : Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie.....	240
9.6.1	<i>Terres forestières dont la vocation n'a pas changé</i>	241
9.6.2	<i>Terres cultivées</i>	243
9.6.3	<i>Terres humides</i>	244
9.6.4	<i>Conversion des terres forestières</i>	245
9.7	Recalculs : Secteur des déchets	246
9.8	Améliorations prévues	246
9.8.1	<i>Système national</i>	247
9.8.2	<i>Registre national</i>	247
9.8.3	<i>Déclaration obligatoire des installations</i>	248
9.8.4	<i>Assurance de la qualité/contrôle de la qualité</i>	248
9.8.5	<i>Incertitudes</i>	248
9.8.6	<i>Catégories clés</i>	248
9.8.7	<i>Secteur de l'énergie</i>	248
9.8.8	<i>Secteur des procédés industriels</i>	249
9.8.9	<i>Secteur de l'agriculture</i>	249
9.8.10	<i>Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie</i>	249
9.8.11	<i>Secteur des déchets</i>	250
	RÉFÉRENCES	251
	ANNEXE 1 CATEGORIES CLES	271
A1.1	Catégories clés - méthodologie	271
A1.1.1	<i>Évaluation sommaire</i>	274
A1.2	Tableaux des catégories clés	277
A1.2.1	<i>Évaluation du niveau avec et sans l'ATCATF</i>	277
A1.2.2	<i>Évaluation de la tendance avec et sans l'ATCATF</i>	280

TABLE DES MATIÈRES

<i>A1.2.3</i>	Évaluation qualitative	283
	Références	286
ANNEXE 2	METHODOLOGIE ET DONNEES EMPLOYEES POUR ESTIMER LES EMISSIONS	
	DUES A LA COMBUSTION DE COMBUSTIBLES FOSSILES.....	288
A2.1	Méthodologie	288
A2.2	Données sur les activités – Statistique Canada.....	289
A2.3	Coefficients d'émission des modèles de combustion	290
<i>A2.3.1</i>	Coefficients d'émission pour le CO ₂	291
<i>A2.3.2</i>	Coefficients d'émission pour les GES autres que le CO ₂	291
<i>A2.3.3</i>	Biomasse	292
A2.4	Méthodologie pour la combustion fixe et le transport.....	292
<i>A2.4.1</i>	Combustion par les sources fixes.....	292
<i>A2.4.2</i>	Transport (catégorie 1.A.3 du CUPR)	312
	Références	320
ANNEXE 3	AUTRES METHODOLOGIES.....	322
A3.1	Méthodologie pour les émissions fugitives attribuables à la production, à la transformation, au transport et à la distribution de combustibles fossiles	322
<i>A3.1.1</i>	Combustibles solides.....	322
<i>A3.1.2</i>	Pétrole et gaz naturel.....	324
A3.2	Méthodologie pour les procédés industriels.....	338
<i>A3.2.1</i>	Émissions de CO ₂ attribuables à d'autres procédés industriels ou à des procédés indifférenciés.....	339
<i>A3.2.2</i>	Émissions de CO ₂ attribuables à la production d'ammoniac	341
A3.3	Méthodologie pour le secteur agricole	343
<i>A3.3.1</i>	Sources de données sur les populations animales.....	343
<i>A3.3.2</i>	Caractérisation des bovins.....	344
<i>A3.3.3</i>	Les émissions de CH ₄ dues à la fermentation entérique	350
<i>A3.3.4</i>	Émissions de CH ₄ attribuables à la gestion des fumiers	352
<i>A3.3.5</i>	Émissions d'oxyde de diazote (N ₂ O) attribuables à la gestion des fumiers	360
<i>A3.3.6</i>	Émissions d'oxyde de diazote (N ₂ O) des sols agricoles	362
A3.4	Méthodologie relative à l'affectation des terres, au changement d'affectation des terres et à la foresterie.....	379
<i>A3.4.1</i>	Cadre spatial d'établissement des estimations et de rapprochement des secteurs dans le secteur ATCATF.....	380
<i>A3.4.2</i>	Terres forestières et changement d'affectation des terres d'ordre forestier	382
<i>A3.4.3</i>	Terres cultivées	401
<i>A3.4.4</i>	Prairies.....	425
<i>A3.4.5</i>	Terres humides.....	427
<i>A3.4.6</i>	Zones de peuplement.....	435
<i>A3.4.7</i>	Estimation des émissions différées de CO ₂ des produits ligneux récoltés (PLR).....	438
A3.5	Méthodologie pour les déchets.....	440
<i>A3.5.1</i>	Émissions de CH ₄ attribuables à l'enfouissement des déchets solides dans le sol.....	440
<i>A3.5.2</i>	Émissions de CH ₄ attribuables au traitement des eaux usées	457
<i>A3.5.3</i>	Émissions de N ₂ O attribuables au traitement des eaux usées	464
<i>A3.5.4</i>	Émissions de CO ₂ attribuables à l'incinération des déchets municipaux	465
<i>A3.5.5</i>	Émissions de N ₂ O attribuables à l'incinération des déchets.....	469
<i>A3.5.6</i>	Émissions de CH ₄ attribuables à l'incinération des déchets.....	470
	Références	472

ANNEXE 4	COMPARAISON ENTRE LA METHODE SECTORIELLE ET LA METHODE DE REFERENCE	491
A4.1	Comparaison entre la méthode de référence et la méthode sectorielle.....	491
A4.2	Méthodologie relative à la méthode de référence.....	493
A4.3	Bilan énergétique national.....	495
	Références	498
ANNEXE 5	ÉVALUATION DE L'EXHAUSTIVITE DE L'INVENTAIRE	499
A5.1	Énergie	499
A5.1.1	Émissions produites par la combustion de combustibles résiduels	499
A5.1.2	Utilisation de combustibles - Transport.....	499
A5.2	Procédés industriels.....	499
A5.2.1	Produits minéraux.....	500
A5.2.2	Production chimique	500
A5.2.3	Production de métal.....	500
A5.2.4	Production et consommation d'halocarbures et de SF ₆	500
A5.2.5	Autres procédés ou procédés indifférenciés	501
A5.3	Utilisation des solvants et d'autres produits.....	501
A5.4	Agriculture	501
A5.4.1	Fermentation entérique et gestion des fumiers	501
A5.4.2	Combustion de résidus	501
A5.4.3	Riziculture	502
A5.5	Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie	502
A5.5.1	Terres forestières	502
A5.5.2	Terres cultivées	502
A5.5.3	Prairies.....	503
A5.5.4	Terres humides.....	503
A5.5.5	Peuplements humains.....	503
A5.6	Déchets.....	503
A5.6.1	Les décharges non gérées de déchets solides.....	504
A5.6.2	Eaux usées domestiques et commerciales	504
A5.6.3	Eaux usées industrielles	504
A5.6.4	Incinération des déchets.....	505
	Références	505
ANNEXE 6	ASSURANCE ET CONTROLE DE LA QUALITE.....	506
A6.1	Caractéristiques du plan d'AQ/CQ de l'inventaire national.....	506
A6.2	Processus de production de l'inventaire annuel	507
A6.3	Procédures de CQ.....	508
A6.3.1	Contrôle de la qualité de niveau 1	508
A6.3.2	Contrôle de la qualité de niveau 2	509
A6.4	Procédures d'AQ.....	509
A6.5	Vérification	510
A6.6	Principales réalisations en matière d'AQ/CQ pour le rapport de 2008	510
	Références	511
ANNEXE 7	INCERTITUDE	512
A7.1	Introduction.....	512
A7.2	Incertitude générale de l'inventaire de 2001 (déclaré dans le RIN de 2003).....	512
A7.3	Portée de l'étude de l'incertitude de 2004-2005.....	513

TABLE DES MATIÈRES

<i>A7.3.1</i>	Concepts généraux.....	514
<i>A7.3.2</i>	Données d'entrée du modèle de calcul de l'incertitude.....	514
<i>A7.3.3</i>	Niveau d'agrégation adopté pour l'analyse de l'incertitude.....	515
<i>A7.3.4</i>	Analyse de sensibilité.....	517
A7.4	Sommaire des incertitudes sectorielles.....	517
<i>A7.4.1</i>	Énergie.....	528
<i>A7.4.2</i>	Procédés industriels.....	529
<i>A7.4.3</i>	Utilisation des solvants et d'autres produits.....	531
<i>A7.4.4</i>	Agriculture.....	531
<i>A7.4.5</i>	Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie.....	531
<i>A7.4.6</i>	Déchets.....	532
	Références.....	533
ANNEXE 8	TABLEAU DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE POUR LE CANADA, 1990–2006.....	535
ANNEXE 9	TABLEAUX SUR L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ.....	554
A9.1	Méthodologie et limites.....	554
A9.2	Tendances nationales.....	555
A9.3	Étude des divers secteurs.....	558
A9.4	Étude des régions.....	562
A9.5	Intensité des émissions de GES.....	563
	Références.....	577
ANNEXE 10	ANALYSE DES TENDANCES PROVINCIALES ET TERRITORIALES.....	579
A10.1	Terre-Neuve-et-Labrador.....	581
<i>A10.1.1</i>	Tendances à long terme (1990–2006).....	582
<i>A10.1.2</i>	Changements à court terme (2005–2006).....	583
A10.2	Île-du-Prince-Édouard.....	585
<i>A10.2.1</i>	Tendances à long terme (1990–2006).....	586
<i>A10.2.2</i>	Changements à court terme (2005–2006).....	586
A10.3	Nouvelle-Écosse.....	589
<i>A10.3.1</i>	Tendances à long terme (1990–2006).....	590
<i>A10.3.2</i>	Changements à court terme (2005–2006).....	591
A10.4	Nouveau-Brunswick.....	593
<i>A10.4.1</i>	Tendances à long terme (1990–2006).....	594
<i>A10.4.2</i>	Changements à court terme (2005–2006).....	595
A10.5	Québec.....	597
<i>A10.5.1</i>	Tendances à long terme (1990–2006).....	598
<i>A10.5.2</i>	Changements à court terme (2005–2006).....	599
A10.6	Ontario.....	601
<i>A10.6.1</i>	Tendances à long terme (1990–2006).....	602
<i>A10.6.2</i>	Changements à court terme (2005–2006).....	603
A10.7	Manitoba.....	606
<i>A10.7.1</i>	Tendances à long terme (1990–2006).....	607
<i>A10.7.2</i>	Changements à court terme (2005–2006).....	608
A10.8	Saskatchewan.....	610
<i>A10.8.1</i>	Tendances à long terme (1990–2006).....	611
<i>A10.8.2</i>	Changements à court terme (2005–2006).....	612
A10.9	Alberta.....	614

<i>A10.9.1 Tendances à long terme (1990-2006)</i>	615
<i>A10.9.2 Changements à court terme (2005–2006)</i>	616
A10.10 Colombie-Britannique	619
<i>A10.10.1 Tendances à long terme (1990-2006)</i>	620
<i>A10.10.2 Changements à court terme (2005–2006)</i>	621
A10.11 Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut	624
Références	628
ANNEXE 11 TABLEAUX DES EMISSIONS PROVINCIALES ET TERRITORIALES DE GAZ A EFFET DE SERRE, 1990–2006	632
ANNEXE 12 COEFFICIENTS D'ÉMISSION	661
A12.1 Combustion de combustibles	661
<i>A12.1.1 Gaz naturel et liquides de gaz naturel</i>	661
<i>A12.1.2 Produits pétroliers raffinés</i>	662
<i>A12.1.3 Charbons et produits du charbon</i>	665
<i>A12.1.4 Combustion mobile</i>	667
A12.2 Coefficients d'émissions fugitives : exploitation du charbon	669
A12.3 Procédés industriels	670
<i>A12.3.1 Industries des minéraux, des produits chimiques et des métaux</i>	670
<i>A12.3.2 Consommation d'halocarbures</i>	671
<i>A12.3.3 Autres procédés et procédés indifférenciés</i>	673
A12.4 Utilisation des solvants et d'autres produits	673
A12.5 Agriculture	674
A12.6 Combustion de la biomasse	676
<i>A12.6.1 CO₂</i>	676
<i>A12.6.2 CH₄</i>	676
<i>A12.6.3 N₂O</i>	677
Références	678
ANNEXE 13 PROTOCOLE D'ARRONDISSEMENT	681
Références	684
ANNEXE 14 OZONE ET PRÉCURSEURS D'AÉROSOLS	685

Liste des tableaux

Tableau S-1 :	Émissions canadiennes de GES et variables connexes, de 1990 à 2006.....	5
Tableau S-2 :	Émissions canadiennes de GES, par gaz et par secteur, en 2006.....	8
Tableau S-3 :	Émissions canadiennes de GES, par secteur, de 1990 à 2006.....	13
Tableau S-4 :	Pétrole brut – production, exportation et tendances des émissions de GES, de 1990 à 2006	16
Tableau S-5 :	Gaz naturel – Production, exportation et tendances des émissions de GES, de 1990 à 2006	17
Tableau S-6 :	Total du pétrole brut et du gaz naturel — Production, exportation et tendances des émissions de GES, de 1990 à 2006	17
Tableau 1-1 :	PRP et durées de vie atmosphérique	26
Tableau 1-2 :	Émissions de GES déclarées en 2006 par les installations, par gaz	36
Tableau 1-3 :	Émissions de GES déclarées en 2006 par les installations, par province/territoire.....	37
Tableau 1-4 :	Contribution sectorielle des émissions de GES déclarées, de 2004 à 2006	38
Tableau 2-1 :	Émissions de GES dues au secteur de l'énergie, par secteur du CUPR de la CCNUCC, 1990–2006	44
Tableau 2-2 :	Émissions de GES provenant de la production d'électricité et de chaleur dans le secteur public, 1990–2006	45
Tableau 2-3 :	Émissions de GES provenant du raffinage du pétrole, de la fabrication de combustibles solides et d'autres industries énergétiques, 1990–2006.....	47
Tableau 2-4 :	Émissions de GES des industries manufacturières, de l'exploitation minière et de la construction entre 1990 et 2006.....	47
Tableau 2-5 :	Émissions de GES dues au Transport, 1990–2006	49
Tableau 2-6 :	Tendances du parc de véhicules au Canada, de 1990 à 2006.....	50
Tableau 2-7 :	Intensité des émissions fugitives de GES de la production gazière et pétrolière, par catégorie, certaines années.....	53
Tableau 2-8 :	Émissions de GES des procédés industriels, par catégorie, certaines années ..	55
Tableau 2-9 :	Émissions de GES du secteur des déchets, certaines années	62
Tableau 3-1 :	Émissions de GES par le secteur de l'énergie, certaines années.....	65
Tableau 3-2 :	Contribution des industries énergétiques à la production de GES	67
Tableau 3-3 :	Contribution des industries manufacturières et de la construction à la production de GES	73
Tableau 3-4 :	Contribution des transports à la production de GES	75
Tableau 3-5 :	Contribution des autres secteurs à la production de GES	82
Tableau 3-6 :	Contribution des émissions fugitives de GES	84
Tableau 3-7 :	Degré d'incertitude des émissions fugitives de l'industrie de production de pétrole.....	91
Tableau 3-8 :	Degré d'incertitude des émissions fugitives de l'industrie de production de gaz naturel	92
Tableau 3-9 :	Degré d'incertitude lié aux émissions fugitives du raffinage du pétrole.....	92
Tableau 3-10 :	Émissions de GES liées au transport aérien intérieur et international, 1990-2006	94

Tableau 3-11 :	Émissions de GES liées au transport maritime intérieur et international, 1990-2006	95
Tableau 3-12 :	Éthanol utilisé dans les transports au Canada, 1990-2006	97
Tableau 3-13 :	Rapprochement de la méthode de référence et de la méthode sectorielle pour le Canada	98
Tableau 4-1 :	Émissions de GES attribuables au secteur des procédés industriels, certaines années.....	103
Tableau 4-2 :	Coefficients d'émission typiques de l'industrie de l'acide nitrique	117
Tableau 4-3 :	Valeur par défaut des paramètres de niveau 2 pour l'estimation des émissions de CO ₂ associées à la consommation d'anodes	127
Tableau 4-4 :	Valeur par défaut des paramètres de niveau 2 pour l'estimation des émissions de CO ₂ associées à la cuisson d'anodes	128
Tableau 4-5 :	Coefficients par défaut de pente et de surtension, approche de niveau 2 (IAI 2006)	130
Tableau 4-6 :	Coefficients d'émission pour les PFC.....	130
Tableau 4-7 :	Pertes d'assemblage en pourcentage de la quantité chargée (k) pour diverses applications	139
Tableau 4-8 :	Taux annuels de fuite (x) pour diverses applications.....	140
Tableau 4-9 :	Taux d'émission des PFC ¹	143
Tableau 5-1 :	Sommaire des émissions de GES du secteur Utilisation de solvants et autres produits, certaines années	150
Tableau 6-1 :	Évolution à court et à long terme des GES dans le secteur de l'agriculture ..	155
Tableau 6-2 :	Catégories animales et sources de données sur les cheptels	156
Tableau 7-1 :	Estimations des flux nets de GES du secteur ATCATF, certaines années.....	175
Tableau 7-2 :	Superficies des terres aménagées (kha) dans le système de comptabilité 2006 du secteur ATCATF.....	178
Tableau 7-3 :	Bilan des GES des forêts aménagées par zone de déclaration, 2006	181
Tableau 7-4 :	Émissions et absorptions, pour l'année de référence et des années récentes, associées à divers changements dans la gestion des terres cultivées dont la vocation n'a pas changé	186
Tableau 7-5 :	Degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations pour divers changements dans la gestion des terres, sols minéraux et terres cultivées dont la vocation n'a pas changé	189
Tableau 8-1 :	Sommaire des émissions de GES du secteur Déchets, certaines années.....	208
Tableau 8-2 :	Estimations des valeurs de k des décharges de DSM pour chaque province / territoire.....	212
Tableau 8-3 :	Potentiel de production de CH ₄ (L ₀) de 1941 à aujourd'hui	214
Tableau 8-4 :	Coefficients d'émission de N ₂ O.....	218
Tableau 9-1 :	Sommaire des recalculs.....	228
Tableau 9-2 :	Comparaison des taux d'excrétion de l'azote par le fumier entre l'ASAE (2003) et le GIEC (2006)	237
Tableau 9-3 :	Estimation des zones forestières gérées pour l'année d'inventaire	242
Tableau 9-4 :	Moyenne de la productivité primaire nette des terres forestières dans les rapports 2006 et 2008	242
Tableau 9-5 :	Superficies des forêts aménagées dévastées par les incendies, avec émissions immédiates, dans les rapports de 2006 et 2008	243

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 9-6 :	Émissions dues au déboisement, dans les rapports de 2006 et 2008.....	245
Tableau A1-1 :	Sommaire de l'analyse des catégories clés, Inventaire de 2006	274
Tableau A1-2 :	Catégories clés de 2006 selon l'évaluation du niveau 1 avec et sans l'ATCATF.....	278
Tableau A1-3 :	Catégories clés de 2006 selon l'évaluation de la tendance avec et sans l'ATCATF.....	281
Tableau A1-4 :	Catégories clés selon les techniques et technologies d'atténuation importantes.....	284
Tableau A1-5 :	Catégories clés déterminées à partir de la forte croissance prévue des émissions.....	285
Tableau A1-6 :	Catégories clés associées à un degré élevé d'incertitude composée	286
Tableau A2-1 :	Méthodologie pour estimer les GES attribuables à la combustion fixe	293
Tableau A2-2 :	Catégories générales de combustibles reliées à la méthode de calcul des émissions de combustion des sources fixes	308
Tableau A2-3 :	Références des données sur les activités utilisées pour le modèle	308
Tableau A2-4 :	Pénétration de la technologie antipollution – Véhicules lourds à essence, véhicules lourds à moteur diesel, véhicules et camions légers à moteur diesel et motos.....	315
Tableau A3-1 :	Coefficients d'émissions fugitives pour les mines de charbon	324
Tableau A3-2 :	Répartition des émissions de l'inventaire PGA selon les catégories d'émissions fugitives du CUPR	325
Tableau A3-3 :	Données d'activités et sources	329
Tableau A3-4 :	Données d'activité utilisées pour ventiler les émissions et leurs sources	330
Tableau A3-5 :	Coefficients d'émission pour le transport du gaz naturel, 1997-2006	331
Tableau A3-6 :	Coefficients pour les émissions fugitives de CH ₄ attribuables à la distribution du gaz naturel.....	334
Tableau A3-7 :	Sources et zones d'opérations utilisées dans le rapport sur le bitume (ACPP 2006).....	335
Tableau A3-8 :	Données d'activité utilisées pour le modèle d'extrapolation	338
Tableau A3-9 :	Coefficients d'émission de CO ₂ pour les liquides de gaz naturel	340
Tableau A3-10 :	Coefficients d'émission de CO ₂ pour les produits pétroliers non énergétiques	341
Tableau A3-11 :	Calcul du coefficient d'émission pour la production d'ammoniac	342
Tableau A3-12 :	Sources de données sur les populations animales	344
Tableau A3-13 :	Caractéristiques de la production laitière au Canada en 2001	345
Tableau A3-14 :	Production laitière moyenne de 1990 à 2006 et nombre de jours de lactation à l'échelon provincial	346
Tableau A3-15 :	Caractéristiques de la production bovine au Canada en 2001.....	348
Tableau A3-16 :	Poids des carcasses utilisé comme indicateur de changement du poids vif des bovins non laitiers	350
Tableau A3-17 :	Coefficients d'émission de CH ₄ pour la fermentation entérique – vaches laitières – de 1990 à 2006.....	351
Tableau A3-18 :	Énergie digestible approximative (ED) pour certains animaux d'élevage et sources de données.....	354
Tableau A3-19 :	Matière sèche ingérée par certains animaux d'élevage.....	355

Tableau A3-20 : Teneur en cendres des fumiers pour certains animaux d'élevage et sources de données.....	355
Tableau A3-21 : SV moyens et intervalles de confiance de 95 % exprimés en pourcentage de la moyenne pour la catégorie autre que du bétail par province	356
Tableau A3-22 : Pourcentage de fumier traité par les SGF (%) (Marinier et al. 2004)	358
Tableau A3-23 : Coefficients d'émission de CH ₄ pour la gestion des fumiers des bovins laitiers et non laitiers de 1990 à 2006.....	359
Tableau A3-24 : Coefficients d'émission de CH ₄ pour la gestion des fumiers des bovins non laitiers.....	360
Tableau A3-25 : Taux d'excrétion de l'azote par le fumier pour les espèces non bovines.....	361
Tableau A3-26 : Séries chronologiques d'excrétion de l'azote par le fumier pour les espèces bovines (kg N/animal/année)	362
Tableau A3-27 : Pertes totales d'azote, de NH ₃ - et de NO _x -N, pour divers animaux d'élevage et systèmes de gestion des fumiers	368
Tableau A3-28 : Unités analytiques spatiales des forêts aménagées	380
Tableau A3-29 : Estimations de la superficie des terres, des plans d'eau, des forêts aménagées et des terres agricoles en 2006.	382
Tableau A3-30 : Réservoirs de carbone forestier selon le GIEC et le MBC-SFC3	383
Tableau A3-31 : Principales sources d'informations et de données sur les forêts aménagées..	388
Tableau A3-32 : Émissions/absorptions de GES des forêts aménagées, 2006.....	399
Tableau A3-33 : Valeurs généralisées des paramètres relatifs à $F_{CAT(t)} = \Delta C_{CATmax} \times [1 - \exp^{(-k \times t)}]$ pour prévoir les fluctuations résultant du changement d'affectation des terres (CAT) et les coefficients linéaires efficaces de fluctuations du COS	408
Tableau A3-34 : COS dans les terres forestières et agricoles de l'Est et de l'Ouest du Canada selon le Système d'information sur les sols du Canada (profondeur de sol de 0 à 30 cm)	421
Tableau A3-35 : Paramètres et coefficients d'émission permettant d'estimer les émissions de CO ₂ -C des terres humides (tourbières).....	429
Tableau A3-36 : Coefficients polynomiaux de régression linéaire multiple utilisés pour estimer la quantité de DSM enfouis de 1991 à 1997 et en 2005	443
Tableau A3-37 : DSM enfouis de 1990 à 2006.....	444
Tableau A3-38 : Déchets ligneux produits et enfouis au Canada de 1990 à 2006.....	445
Tableau A3-39 : Estimation des valeurs k relatives aux précipitations annuelles moyennes et aux décharges de DSM dans les décharges provinciales	446
Tableau A3-40 : Estimation des valeurs de k pour les sites d'enfouissement des DSM par province ou territoire.....	448
Tableau A3-41 : Facteurs de correction du CH ₄ présent dans les décharges de déchets solides	449
Tableau A3-42 : Valeurs provinciales et territoriales de potentiel de production de CH ₄ (L ₀).	450
Tableau A3-43 : Valeurs provinciales et territoriales de potentiel de production de CH ₄ (L ₀).	452
Tableau A3-44 : Quantité estimative de CH ₄ produit par les DSM capté, éliminé par torchage et libéré de 1990 à 2006	456
Tableau A3-45 : Pourcentage des eaux usées traitées par voie anaérobie (par province et territoire)	460
Tableau A3-46 : Coefficients polynomiaux établis par régression linéaire multiple et utilisés pour estimer la quantité des eaux usées industrielles traitées pour 1987–1990 et 1992–1995	461

LISTE DES TABLEAUX

Tableau A3-47 :	Volume d'eaux usées traitées par type d'industrie de 1986 à 2006	462
Tableau A3-48 :	Valeurs de DCO utilisées dans l'estimation des émissions de CH ₄ , par type d'industrie	463
Tableau A3-49 :	Consommation canadienne de protéines	464
Tableau A3-50 :	Estimation des DSM incinérés (par province) de 1990 à 2006.....	466
Tableau A3-51 :	Composition organique estimative des DSM.....	467
Tableau A3-52 :	Estimation de la quantité de boues d'épuration incinérées de 1990 à 2006...	471
Tableau A4-1 :	Comparaison entre la méthode de référence ajustée et la méthode sectorielle pour le Canada	492
Tableau A4-2 :	Approche de référence pour la conversion de l'énergie et des coefficients d'émission pour le Canada	494
Tableau A7-1 :	Évaluation quantitative des incertitudes de niveau 2 des émissions de GES et des tendances de l'inventaire national général de 2001, par gaz	513
Tableau A7-2 :	Niveau de regroupement adopté pour l'analyse de l'incertitude, par catégorie de sources (inventaire de 2001 présenté en 2003).....	516
Tableau A7-3 :	Présentation de l'incertitude de niveau 2 - Énergie (combustion fixe)	519
Tableau A7-4 :	Présentation de l'incertitude de niveau 2 - Énergie (transport).....	521
Tableau A7-5 :	Présentation de l'incertitude de niveau 2 - Énergie (sources fugitives)	523
Tableau A7-6 :	Présentation de l'incertitude de niveau 2 – Procédés industriels, utilisation de solvants et d'autres produits	524
Tableau A7-7 :	Présentation de l'incertitude de niveau 2 – Agriculture	526
Tableau A7-8 :	Présentation de l'incertitude de niveau 2 – Déchets	527
Tableau A8-1 :	Description des catégories de gaz à effet de serre.....	535
Tableau A8-2 :	Émissions canadiennes de gaz à effet de serre par secteur, de 1990 à 2006..	536
Tableau A8-3 :	Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2006	537
Tableau A8-4 :	Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2005	538
Tableau A8-5 :	Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2004	539
Tableau A8-6 :	Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2003	540
Tableau A8-7 :	Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2002	541
Tableau A8-8 :	Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2001	542
Tableau A8-9 :	Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2000	543
Tableau A8-10 :	Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1999	544
Tableau A8-11 :	Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1998	545
Tableau A8-12 :	Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1997	546
Tableau A8-13 :	Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1996	547
Tableau A8-14 :	Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1995	548
Tableau A8-15 :	Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1994	549
Tableau A8-16 :	Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1993	550
Tableau A8-17 :	Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1992	551
Tableau A8-18 :	Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1991	552
Tableau A8-19 :	Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1990	553
Tableau A9-1 :	Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Canada	565
Tableau A9-2 :	Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour Terre-Neuve-et-Labrador.....	566

Tableau A9-3 :	Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour l'Île-du-Prince-Édouard	567
Tableau A9-4 :	Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour la Nouvelle-Écosse	568
Tableau A9-5 :	Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Nouveau-Brunswick	569
Tableau A9-6 :	Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Québec	570
Tableau A9-7 :	Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour l'Ontario.....	571
Tableau A9-8 :	Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Manitoba	572
Tableau A9-9 :	Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour la Saskatchewan.....	573
Tableau A9-10 :	Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour l'Alberta.....	574
Tableau A9-11 :	Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour la Colombie-Britannique	575
Tableau A9-12 :	Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut	576
Tableau A10-1 :	Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Terre-Neuve-et-Labrador	581
Tableau A10-2 :	Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Île-du-Prince-Édouard .	585
Tableau A10-3 :	Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Nouvelle-Écosse	589
Tableau A10-4 :	Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Nouveau-Brunswick	593
Tableau A10-5 :	Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Québec	597
Tableau A10-6 :	Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Ontario	601
Tableau A10-7 :	Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Manitoba.....	606
Tableau A10-8 :	Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Saskatchewan.....	610
Tableau A10-9 :	Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Alberta	614
Tableau A10-10 :	Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Colombie-Britannique .	619
Tableau A10-11 :	Tendances des émissions et de l'intensité des GES, total des Territoires	624
Tableau A10-12 :	Tendances des émissions de GES, Yukon	624
Tableau A10-13 :	Tendances des émissions de GES, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut	625
Tableau A11-1 :	Description de la catégorie.....	633
Tableau A11-2 :	Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour Terre-Neuve-et-Labrador, 1990–2006.....	634
Tableau A11-3 :	Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour Terre-Neuve-et-Labrador, 2006.....	635
Tableau A11-4 :	Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Île-du-Prince-Édouard, 1990–2006.....	636
Tableau A11-5 :	Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Île-du-Prince-Édouard, 2006.....	637
Tableau A11-6 :	Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Nouvelle-Écosse, 1990–2006.....	638

LISTE DES TABLEAUX

Tableau A11-7 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Nouvelle-Écosse, 2006.....	639
Tableau A11-8 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Nouveau-Brunswick, 1990–2006.....	640
Tableau A11-9 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Nouveau-Brunswick, 2006.....	641
Tableau A11-10 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Québec, 1990–2006...	642
Tableau A11-11 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Québec, 2006.....	643
Tableau A11-12 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l’Ontario, 1990–2006....	644
Tableau A11-13 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l’Ontario, 2006.....	645
Tableau A11-14 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Manitoba, 1990–2006	646
Tableau A11-15 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Manitoba, 2006.....	647
Tableau A11-16 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Saskatchewan, 1990–2006.....	648
Tableau A11-17 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Saskatchewan, 2006..	649
Tableau A11-18 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l’Alberta, 1990–2006....	650
Tableau A11-19 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l’Alberta, 2006.....	651
Tableau A11-20 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Colombie-Britannique, 1990–2006.....	652
Tableau A11-21 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Colombie-Britannique, 2006.....	653
Tableau A11-22 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Yukon, 1990–2006....	654
Tableau A11-23 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Yukon, 2006.....	655
Tableau A11-24 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour les Territoires du Nord-Ouest, 1999–2006.....	656
Tableau A11-25 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour les Territoires du Nord-Ouest, 2006.....	657
Tableau A11-26 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Nunavut, 1999–2006.	658
Tableau A11-27 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Nunavut, 2006.....	659
Tableau A11-28 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour les Territoires du Nord-Ouest (y compris le Nunavut), 1990–1998.....	660
Tableau A12-1 : Coefficients d’émissions du gaz naturel et liquides du gaz naturel.....	662
Tableau A12-2 : Coefficients d’émission des produits pétroliers raffinés.....	664
Tableau A12-3 : Coefficients d’émission de CO ₂ pour le coke de pétrole et le gaz de distillation.....	665
Tableau A12-4 : Coefficients d’émission de N ₂ O pour le coke de pétrole.....	665
Tableau A12-5 : Coefficients d’émission de CO ₂ pour le charbon et les produits du charbon.	666
Tableau A12-6 : Coefficients d’émission de CH ₄ et de N ₂ O pour le charbon.....	667
Tableau A12-7 : Coefficients d’émission pour les sources de combustion mobiles du secteur de l’énergie.....	668
Tableau A12-8 : Coefficients d’émission pour les sources fugitives — Exploitation du charbon.....	669
Tableau A12-9 : Coefficients d’émission pour les sources des procédés industriels.....	670
Tableau A12-10 : Coefficients d’émission pour la consommation de HFC en 1995.....	671
Tableau A12-11 : Taux d’émission pour la consommation de HFC et de PFC.....	672
Tableau A12-12 : Coefficients d’émission de CO ₂ pour les liquides de gaz naturel.....	673

Tableau A12-13 : Coefficients d'émission de CO ₂ pour les produits pétroliers non énergétiques	673
Tableau A12-14 : Coefficients d'émission pour l'utilisation de solvants et d'autres produits ...	674
Tableau A12-15 : Coefficients d'émissions de CH ₄ attribuables à la fermentation entérique chez les espèces animales non bovines	674
Tableau A12-16 : Potentiel de production maximale de CH ₄ (B ₀) pour divers types d'animaux d'élevage	675
Tableau A12-17 : Facteur de conversion en CH ₄ (FCM) par catégorie animale et système de gestion des fumiers	675
Tableau A12-18 : Pourcentage d'azote du fumier émis sous forme d'azote du N ₂ O (N ₂ O-N) pour chaque système de gestion des fumiers (GIEC/OCDE/AIE (1997))	676
Tableau A12-19 : Coefficients d'émission de la biomasse	677
Tableau A13-1 : Nombre de chiffres significatifs appliqués aux tableaux-synthèses des GES	682
Tableau A14-1 : Sommaire des émissions de monoxyde de carbone pour le Canada	686
Tableau A14-2 : Sommaire des émissions d'oxyde d'azote pour le Canada	687
Tableau A14-3 : Sommaire des émissions de composés organiques volatils non méthaniques pour le Canada	688
Tableau A14-4 : Sommaire des émissions d'oxyde de soufre pour le Canada	689

Liste des figures

Figure S-1 :	Tendance des émissions canadiennes de GES et objectif de Kyoto.....	4
Figure S-2 :	Tendances des indicateurs d'émissions pour l'énergie, la population et les GES, de 1990 à 2006	6
Figure S-3 :	Ventilation sectorielle des émissions canadiennes de GES en 2006.....	9
Figure S-4 :	Émissions totales de GES des provinces et territoires, en 1990 et en 2006	18
Figure 1-1 :	Écarts des températures annuelles du Canada et tendance à long terme, 1948-2006, en °C.	21
Figure 1-2 :	Concentrations atmosphériques mondiales de CO ₂ , 1992-2006	23
Figure 1-3 :	Concentrations atmosphériques mondiales de CH ₄ , 1992-2006	24
Figure 1-4 :	Concentrations atmosphériques mondiales de N ₂ O, 1993-2006.....	25
Figure 1-5 :	Tendance des émissions de GES par personne au Canada, 1990-2006	27
Figure 1-6 :	Changement des émissions agrégées de GES pour les Parties visées à l'Annexe I, 1990-2005, hormis le secteur ATCATF	28
Figure 1-7 :	Partenaires du système national d'inventaire	30
Figure 2-1 :	Émissions canadiennes de GES par gaz, 1990 et 2006 (à l'exclusion du secteur ATCATF)	43
Figure 2-2 :	Émissions de GES et DJch du secteur résidentiel et commercial, de 1990 à 2006.....	51
Figure 2-3 :	Émissions de GES des procédés industriels, par catégorie, 1990-2006.....	55
Figure 2-4 :	Émissions de GES dues à l'agriculture, 1990-2006.....	58
Figure 2-5 :	Émissions de GES du secteur ATCATF par rapport aux émissions canadiennes totales, 1990-2006	60
Figure 2-6 :	Quelques émissions et absorptions de GES du secteur ATCATF, 1990-2006	61
Figure 2-7 :	Émissions de GES du secteur des déchets, 1990-2006.....	63
Figure 2-8 :	Tendance des émissions de GES par personne dans le secteur des déchets, 1990-2006	64
Figure 3-1 :	Émissions de GES attribuables à la combustion de combustibles, 1990-2006	66
Figure 7-1 :	Cadre spatial des zones de déclaration pour l'établissement des estimations dans le secteur ATCATF.....	179
Figure 7-2 :	Grands flux annuels de carbone entre l'atmosphère et les forêts aménagées, 1990-2006	182
Figure 7-3 :	Superficies et émissions de CO ₂ des tourbières aménagées, 1990-2006 (TTH = terres converties en terres humides; THTH = terres humides restant terres humides)	199
Figure 9-1 :	Émissions et absorptions dans les rapports de 2006 et 2008, secteur ATCATF.....	240
Figure 9-2 :	Tendances des émissions dans la catégorie Terres forestières gérées, rapports 2006 et 2008.....	241
Figure A1-1 :	Contributions des catégories clés à l'évaluation du niveau avec et sans l'ATCATF.....	280
Figure A1-2 :	Contributions des catégories clés à l'évaluation de la tendance avec et sans l'ATCATF.....	283
Figure A2-1 :	Schéma de la procédure d'estimation des émissions de GES	289

Figure A2-2 :	Pénétration de la technologie dans les véhicules et les camions légers à essence	314
Figure A3-1 :	Poids des carcasses de bovins non laitiers, d'après les données recueillies par l'ACCB et publiées par AAC.	349
Figure A3-2 :	Émissions de N ₂ O en tant que fonction du ratio à long terme des précipitations à l'évaporation potentielle (P/EP), de 1971 à 2000	365
Figure A3-3 :	Détermination des valeurs de FRAC _{LESSIVAGE} pour l'Écodistrict.....	379
Figure A3-4 :	Les transferts de carbone entre les réservoirs à chaque pas de temps annuel tels qu'ils sont modélisés dans le MBC-SFC3	384
Figure A3-5 :	Matrice des perturbations simulant les transferts de carbone liés à la conversion des forêts avec la récolte et le brûlage des rémanents, appliquée à la conversion des forêts dans la zone de déclaration 9 (Bouclier boréal-ouest)	386
Figure A3-6 :	Forêts aménagées et non aménagées du Canada.....	389
Figure A3-7 :	Strates de déboisement et zones échantillonnées pour les estimations des rapports de 2006 et de 2007	391
Figure A3-8 :	Grilles d'échantillonnage sur des images de cartes de conversion des forêts et de phénomènes délimités de conversion des forêts.....	392
Figure A3-9 :	Procédure d'établissement d'une série chronologique cohérente des taux de conversion des forêts	394
Figure A3-10 :	Taux annuels de conversion des forêts au Canada.....	395
Figure A3-11 :	Carbone organique du sol pour une combinaison de cultures de base et le remplacement de cultures annuelles (blé) par une culture vivace (luzerne) et le remplacement du travail intensif (TI) par une culture sans labour (CSL), en fonction de passes du modèle CENTURY pour un loam à Lethbridge	405
Figure A3-12 :	Fluctuations du COS dans le cadre de simulations avec remplacements par rapport à des simulations sur la combinaison de cultures de base	406
Figure A3-13 :	F _{CAT} résultant de l'équation exponentielle	407
Figure A3-14 :	Dynamique du COS simulée sur un siècle après conversion de prairies en terres agricoles pour des sols tchernoziémiques bruns (rose) et foncés (noir)	418
Figure A3-15 :	COS simulé selon le modèle CENTURY après le déboisement d'une forêt caducifoliée de longue durée convertie en terres cultivées.....	421
Figure A3-16 :	Courbe logarithmique rajustée en fonction a) des réservoirs de l'écozone de la taïga/boréale/plaine hudsonnienne et b) des réservoirs de la cordillère montagnarde.....	432
Figure A3-17 :	Superficies cumulatives de la catégorie Terres converties en terres humides (terres submergées)	434
Figure A3-18 :	Régions étudiées pour déterminer la biomasse aérienne.....	437
Figure A3-19 :	Représentation de la dégradation d'une décharge selon le modèle Scholl Canyon	441
Figure A4- 1 :	Schéma de circulation de l'énergie au Canada.....	496
Figure A4-2 :	Apports de données sur les combustibles fossiles et l'énergie.....	497
Figure A6-1 :	Procédure type de production de l'inventaire	507
Figure A9-1 :	Électricité produite par les services publics, par source.....	556
Figure A9-2 :	Consommation d'électricité de l'industrie manufacturière	559

LISTE DES FIGURES

Figure A9-3 :	Production d'électricité par région et par source, en 1990 et en 2006.....	562
Figure A10-1 :	Contribution provincial aux émissions de GES – 1990 (592 Mt).....	580
Figure A10-2 :	Contribution provincial aux émissions de GES – 2006 (721 Mt).....	580
Figure A10-3 :	Tendances des émissions à long terme pour Terre-Neuve-et-Labrador, 1990–2006.....	583
Figure A10-4 :	Évolution des émissions à court terme pour Terre-Neuve-et-Labrador, 2005–2006.....	584
Figure A10-5 :	Tendances des émissions à long terme pour l'Île-du-Prince-Édouard, 1990–2006.....	587
Figure A10-6 :	Évolution des émissions à court terme pour l'Île-du-Prince-Édouard, 2005–2006.....	588
Figure A10-7 :	Tendances à long terme pour la Nouvelle-Écosse, 1990–2006.....	592
Figure A10-8 :	Évolution des émissions à court terme pour la Nouvelle-Écosse, 2005–2006.....	592
Figure A10-9 :	Tendances des émissions à long terme pour le Nouveau-Brunswick, 1990–2006.....	596
Figure A10-10 :	Évolution des émissions à court terme pour le Nouveau-Brunswick, 2005–2006.....	596
Figure A10-11 :	Tendances des émissions à long terme pour le Québec, 1990–2006.....	600
Figure A10-12 :	Évolution des émissions à court terme pour le Québec, 2005–2006.....	600
Figure A10-13 :	Tendances des émissions à long terme pour l'Ontario, 1990–2006.....	604
Figure A10-14 :	Évolution des émissions à court terme pour l'Ontario, 2005–2006.....	605
Figure A10-15 :	Tendances des émissions à long terme pour le Manitoba, 1990–2006.....	609
Figure A10-16 :	Évolution des émissions à court terme pour le Manitoba, 2005–2006.....	609
Figure A10-17 :	Tendances des émissions à long terme pour la Saskatchewan, 1990–2006...	613
Figure A10-18 :	Évolution des émissions à court terme pour la Saskatchewan, 2005–2006...	613
Figure A10-19 :	Tendances des émissions à long terme pour l'Alberta, 1990–2006.....	617
Figure A10-20 :	Évolution des émissions à court terme pour l'Alberta, 2005–2006.....	618
Figure A10-21 :	Tendances des émissions à long terme pour la Colombie-Britannique, 1990–2006.....	622
Figure A10-22 :	Évolution des émissions à court terme pour la Colombie-Britannique, 2005–2006.....	623
Figure A10-23 :	Tendances des émissions à long terme pour le Yukon, 1990–2006.....	626
Figure A10-24 :	Tendances des émissions à long terme pour les Territoires du Nord-Ouest, 1990–2006.....	627
Figure A10-25 :	Évolution des émissions à court terme pour le Yukon, 2005–2006.....	627
Figure A10-26 :	Évolution des émissions à court terme pour les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut, 2005–2006.....	628

SOMMAIRE

S.1 Inventaires des gaz à effet de serre et changements climatiques

Aux termes des alinéas 4(1)(a) et 12(1)(a) de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) et de la décision 3/CP.5, les Parties visées à l'Annexe I sont tenues de présenter un rapport annuel d'inventaire des gaz à effet de serre (GES) qui respecte les lignes directrices de la Convention-cadre. L'année 2008 marque la publication du 14^e Rapport d'inventaire national (RIN) du Canada. Il s'agit également du quatrième inventaire depuis l'entrée en vigueur du Protocole de Kyoto à la CCNUCC, ratifié par le Canada en 2002. L'un des piliers de la CCNUCC est l'Inventaire national des GES, qui se compose du Rapport d'inventaire national (RIN) et des tableaux du Cadre uniformisé de présentation des rapports (CUPR). Cet inventaire est le principal instrument de surveillance et de déclaration des émissions par les sources et des absorptions par les puits et, en ce qui concerne le Protocole de Kyoto, la mesure ultime de la conformité avec la cible nationale en matière d'émissions. Le Canada considère que l'Inventaire national des GES constitue une priorité; Environnement Canada s'engage à en assurer le financement adéquat.

Les lignes directrices de la CCNUCC ainsi que le Protocole de Kyoto ont un certain nombre d'implications pour les exigences en matière de rapports et d'examen. Les pays visés à l'Annexe I doivent estimer les émissions de GES par les sources et les absorptions par les puits en se servant de méthodes approuvées qui figurent dans les *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 2006* (GIEC/OCDE/AIE 1997), dans les *Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux* (GIEC 2000) et dans les *Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie* (GIEC 2003). De ce fait, la CCNUCC exige désormais que les pays déterminent, quantifient et réduisent l'incertitude des estimations dans toute la mesure du possible, ce qui se traduira par un processus d'évaluation et d'amélioration continues des méthodes, des modèles et des documents visant à assurer le respect des normes convenues à l'échelle internationale. Ces activités ont pour but de faire en sorte que toutes les sources et tous les puits et, par conséquent, toutes les réductions d'émissions et les hausses d'absorptions soient convenablement déclarés.

Le système d'inventaire national englobe toutes les dispositions institutionnelles, légales et procédurales prises par une Partie pour estimer les émissions et les absorptions de GES selon les méthodes mentionnées plus haut et pour déclarer et archiver les données des inventaires. Le rapport initial du Canada, exigé aux termes du Protocole de Kyoto, a été présenté à la CCNUCC l'an dernier. Il comprenait, entre autres choses, une description du système national et le calcul de la quantité attribuée au Canada (cibles d'émissions) aux termes de l'article 7, paragraphe 4, du Protocole de Kyoto. Le rapport initial et l'inventaire présentés en 2006 ont fait l'objet d'un examen complet par une équipe d'experts de la CCNUCC au cours de l'automne 2007.

À la suite de cet examen, qui a permis de repérer les domaines à améliorer dans le cadre de l'Inventaire, le Canada a apporté un certain nombre d'ajustements aux méthodes de calcul et a intégré ces derniers au moment de présenter à nouveau les estimations de 2006, le 23 janvier 2008. Tous ces raffinements méthodologiques sont décrits dans le présent document. De plus, comme ces améliorations influent sur les estimations présentées à l'origine dans le *Rapport national d'inventaire de 2007*, ce dernier est maintenant remplacé par le présent rapport, qui tient lieu de présentation pour les années 2007 et 2008.

Ainsi, ce rapport intègre aux méthodes d'estimation, les améliorations apportées au cours des deux dernières années. Au nombre de ces améliorations, on compte les suivantes :

- secteur de l'énergie : une description des résultats d'une étude détaillée sur les émissions fugitives de l'industrie d'extraction du pétrole non classique, de nouvelles données concernant les véhicules et de nouveaux coefficients d'émission du CH₄ et du N₂O liés aux transports ont été incorporés au modèle;
- secteur des déchets : des méthodes d'estimation révisées;
- secteur de l'agriculture : des améliorations aux estimations, incluant l'intégration des nouvelles données de recensement;
- secteur de l'affectation des terres, des changements d'affectation des terres et de la foresterie (ATCATF) : de meilleures estimations des émissions basées sur de nouvelles données concernant les activités et de nouveaux des paramètres d'estimation.

Dans la préparation des estimations, on continue d'utiliser des méthodes d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité afin d'assurer officiellement et de documenter la qualité des estimations.

Le présent rapport comprend un inventaire des émissions anthropiques (d'origine humaine) par des sources et des absorptions par des puits des six principaux GES qui ne sont pas réglementés par le Protocole de Montréal. Ce sommaire met en lumière certains des derniers développements de l'inventaire, analyse les tendances sous-jacentes des émissions, place les choses dans le contexte international et présente les émissions nationales, provinciales et territoriales pour la période de 1990 à 2006. Le chapitre 1, Introduction, donne un aperçu des tendances du climat et des concentrations de GES, de même que des dispositions institutionnelles, légales et procédurales utilisées par le Canada pour réaliser l'inventaire (c.-à-d. le système d'inventaire national), en plus d'une brève description des méthodes d'estimation et des procédures d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité, une description du système canadien de déclaration des émissions par les installations et des évaluations de son exhaustivité et du degré d'incertitude des données. Le chapitre 2 propose une analyse approfondie des tendances des émissions de GES du Canada conformément aux lignes directrices concernant la production de rapports de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Les chapitres 3 à 8 présentent des descriptions et des analyses complémentaires pour chacune des grandes catégories d'émissions et d'absorptions, conformément aux exigences du Cadre uniformisé de présentation de rapports de la CCNUCC. Le chapitre 9 propose un sommaire des recalculs et des améliorations prévues. Cette année, le sommaire a pris de l'ampleur puisqu'il comprend un rapport sur les recalculs qui ont été incorporés depuis la présentation du Rapport de 2006. Les annexes 1 à 7 présentent une analyse par catégorie clé, des explications détaillées des méthodes d'estimation, une comparaison de la méthode sectorielle et de la méthode de référence, une description plus détaillée des procédures d'assurance et de contrôle de la qualité, des évaluations du niveau d'exhaustivité et une analyse du degré d'incertitude des données de l'inventaire. Des tableaux récapitulatifs des émissions de GES ventilées par province et territoire, par secteur et par gaz sont présentés aux annexes 8 et 11. Les annexes 9 et 10 comportent d'autres précisions sur l'intensité d'émission de GES de la production d'électricité et des analyses des tendances par province et territoire, respectivement. Les coefficients d'émission sont fournis à l'annexe 12, et l'annexe 13 donne une description des procédures d'arrondissement des calculs. Enfin, de brefs tableaux sommaires présentant les émissions des précurseurs de l'ozone et des aérosols sont fournis à l'annexe 14.

S.1.1 Élaboration de l'inventaire canadien des gaz à effet de serre

Chaque année, Environnement Canada élabore et publie, pour le compte du gouvernement du Canada, l'inventaire canadien des GES. Les GES dont les émissions et les absorptions ont été estimées dans l'inventaire national sont :

- le dioxyde de carbone (CO₂);
- le méthane (CH₄);
- l'oxyde nitreux (N₂O);
- l'hexafluorure de soufre (SF₆);
- les perfluorocarbones (PFC);
- les hydrofluorocarbones (HFC).

La présentation de rapport d'inventaire repose sur les méthodes d'inventaire internationales dont ont convenu les Parties à la CCNUCC, d'après les procédures du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC/OCDE/AIE 1997; GIEC 2000; GIEC, 2003). L'inventaire suit un format convenu à l'échelle internationale qui regroupe les émissions selon les six secteurs suivants : Énergie, Procédés industriels, Utilisation de solvants et d'autres produits, Agriculture, Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie (ATCATF) et Déchets. Chacun de ces secteurs est ensuite subdivisé et se conforme d'aussi près que possible aux divisions sous-sectorielles de la CCNUCC¹. Des descriptions détaillées des méthodes utilisées pour estimer les émissions et les absorptions de chaque secteur et leurs tendances respectives sont fournies aux chapitres 3 à 8 et aux annexes 2 et 3. Conformément aux exigences de la CCNUCC en matière de déclaration qui s'appliquent aux Parties visées à l'Annexe I, ce rapport renferme également des données sur les précurseurs de l'ozone, les oxydes d'azote (NO_x), le monoxyde de carbone (CO) et les composés organiques volatils non méthaniques (COVNM), de même que sur le dioxyde de soufre (SO₂).

S.2 *Résumé des tendances nationales des émissions et des absorptions des gaz à effet de serre*

En 2006, les Canadiens ont rejeté dans l'atmosphère environ 721 mégatonnes d'équivalent² CO₂ (Mt d'éq. CO₂)³ de GES (figure S-1), soit une baisse de 1,9 % depuis 2005. Ces résultats suivent une année de croissance relativement faible des émissions et une année de baisse, de sorte que la tendance globale depuis 2003 est une diminution de 2,8 %. L'intensité économique des émissions de GES du Canada — soit la quantité de GES émis par unité d'activité économique — en 2006 a été de 5 % inférieure à celle de 2005. Depuis 1990, les émissions ont augmenté d'environ 22 %.

-
1. Il existe des différences mineures entre les désignations des secteurs de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques et celles de l'inventaire national du Canada. Elles sont expliquées dans ce présent document par des notes de bas de page. On trouvera aussi plus de précisions aux chapitres 3 à 8, qui décrivent la méthodologie utilisée pour réaliser l'inventaire canadien.
 2. Chacun des GES a une durée de vie atmosphérique moyenne unique pendant laquelle il est un agent efficace de forçage climatique. Le concept de potentiel de réchauffement planétaire (PRP) a été adopté pour comparer le forçage climatique de différents GES à celui du CO₂. On en trouvera une explication plus détaillée à la section 1.1.5 du document.
 3. À moins d'indication contraire explicite, toutes les estimations des émissions données en Mt représentent les émissions de GES en Mt d'équivalent CO₂.

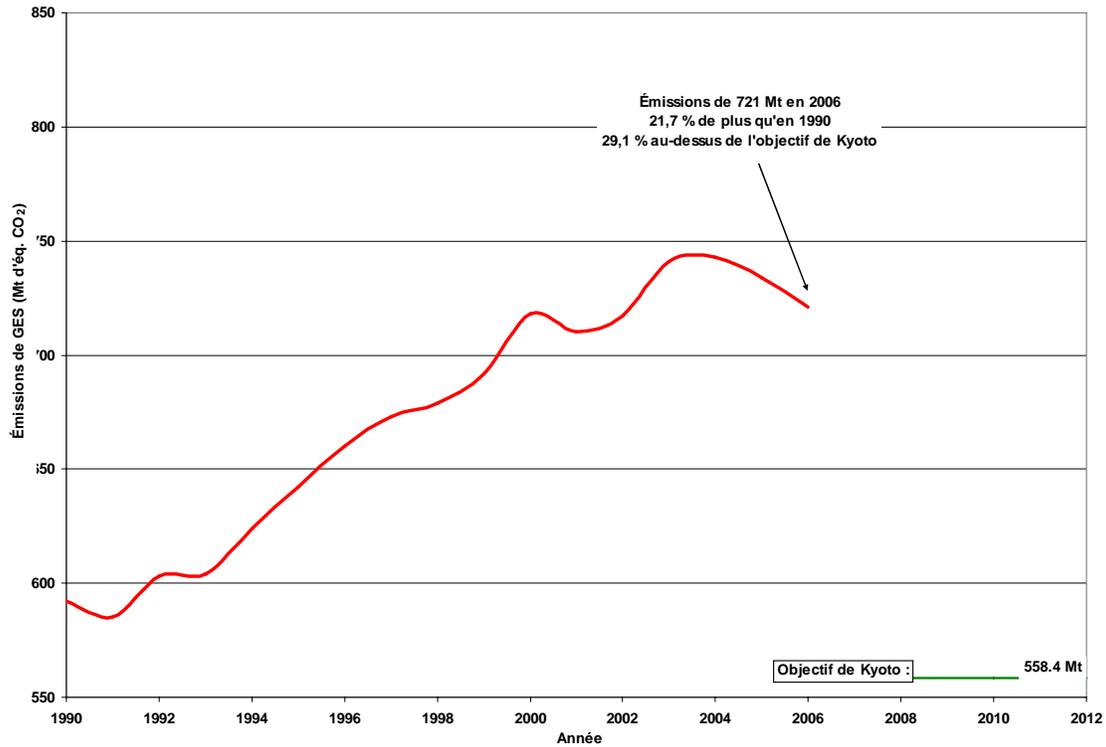


Figure S-1 : Tendence des émissions canadiennes de GES et objectif de Kyoto

Le tableau S-1 illustre les émissions totales de GES du Canada entre 1990 et 2006, ainsi que plusieurs indicateurs primaires : le produit intérieur brut (PIB), la population, la consommation d'énergie, la production d'énergie et les exportations d'énergie. On y voit clairement que l'augmentation de 21,7 % des émissions de GES au cours de ces 16 années a largement dépassé la croissance démographique (17,9 %) et a été pratiquement identique à la hausse de la consommation d'énergie (21,5 %). Toutefois, l'augmentation des émissions totales est loin d'avoir atteint la croissance de 54 % du PIB entre 1990 et 2006.

Tableau S-1 : Émissions canadiennes de GES et variables connexes, de 1990 à 2006

Année	1990	1995	2000	2003	2004	2005	2006
Total des GES (Mt)	592	642	718	741	743	734	721
Croissance depuis 1990 (%)	SO	8,3	21,2	25,1	25,4	24,0	21,7
Changement annuel (%)	SO	2,8	3,7	3,4	0,2	-1,1	-1,9
Changement annuel moyen (%)	SO	1,7	2,1	1,9	1,8	1,6	1,4
PIB - Dépenses¹	706 959	772 485	943 183	1 000 805	1 031 910	1 060 539	1 090 295
Croissance depuis 1990 (%)	SO	9,3	33,4	41,6	46,0	50,0	54,2
Changement annuel (%)	SO	2,6	5,3	2,0	3,1	2,8	2,8
Changement annuel moyen (%)	SO	1,9	3,3	3,2	3,3	3,3	3,4
Intensité des GES (Mt/millions de \$ de PIB)	0,84	0,83	0,76	0,740	0,720	0,693	0,661
Croissance depuis 1990 (%)	SO	-0,9	-9,2	-11,6	-14,1	-17,3	-21,1
Changement annuel (%)	SO	0,2	-1,5	1,4	-2,8	-3,8	-4,6
Changement annuel moyen (%)	SO	-0,2	-0,9	-0,9	-1,0	-1,2	-1,3
Efficacité de GES (\$ de PIB/kt de GES)	1,19	1,20	1,31	1,351	1,389	1,444	1,513
Croissance depuis 1990 (%)	SO	0,9	10,1	13,1	16,4	21,0	26,8
Changement annuel (%)	SO	-0,2	1,5	-1,4	2,9	3,9	4,8
Changement annuel moyen (%)	SO	0,2	1,0	1,0	1,2	1,4	1,7
Population (milliers de personnes)²	27 698	29 302	30 689	31 676	31 995	32 312	32 649
Croissance depuis 1990 (%)	SO	5,8	10,8	14,4	15,5	16,7	17,9
Changement annuel (%)	SO	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
Changement annuel moyen (%)	SO	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
GES par personne (tonnes/personne)	21,4	21,9	23,4	23,4	23,2	22,7	22,1
Croissance depuis 1990 (%)	SO	2,4	9,4	9,4	8,6	6,3	3,2
Changement annuel (%)	SO	1,8	2,8	2,4	-0,8	-2,1	-2,9
Changement annuel moyen (%)	SO	0,5	0,9	0,7	0,6	0,4	0,2
Utilisation de l'énergie (PJ)³	9 230	9 695	10 830	11 363	11 528	11 310	11 216
Croissance depuis 1990 (%)	SO	5,0	17,3	23,1	24,9	22,5	21,5
Changement annuel (%)	SO	1,4	3,0	2,6	1,5	-1,9	-0,8
Changement annuel moyen (%)	SO	1,0	1,7	1,8	1,8	1,5	1,3
Énergie produite (PJ)⁴	7 906	10 530	11 979	12 638	12 835	12 819	13 149
Croissance depuis 1990 (%)	SO	33,2	51,5	59,8	62,3	62,1	66,3
Changement annuel (%)	SO	4,4	3,6	0,9	1,6	-0,1	2,6
Changement annuel moyen (%)	SO	6,6	5,2	4,6	4,5	4,1	4,1
Énergie exportée (PJ)⁵	2 999	5 373	6 937	7 321	7 645	7 588	7 861
Croissance depuis 1990 (%)	SO	79,2	131,3	144,1	155,0	153,1	162,2
Changement annuel (%)	SO	8,6	7,9	-0,7	4,4	-0,7	3,6
Changement annuel moyen (%)	SO	15,8	13,1	11,1	11,1	10,2	10,1
Émissions liées aux exportations (Mt)⁵	27,8	51,0	65,0	69,4	72,6	71,8	75,4
Croissance depuis 1990 (%)	SO	83,5	134,0	149,5	161,2	158,4	171,4
Changement annuel (%)	SO	12,1	8,6	0,2	4,7	-1,1	5,0
Changement annuel moyen (%)	SO	16,7	13,4	11,5	11,5	10,6	10,7

Notes:

1. PIB : produit intérieur brut réel par secteur industriel, par code SCIAN – millions de dollars de 1997 – Statistique Canada, 2008.

2. Source: Statistique Canada, Statistiques démographiques annuelles, 2008.

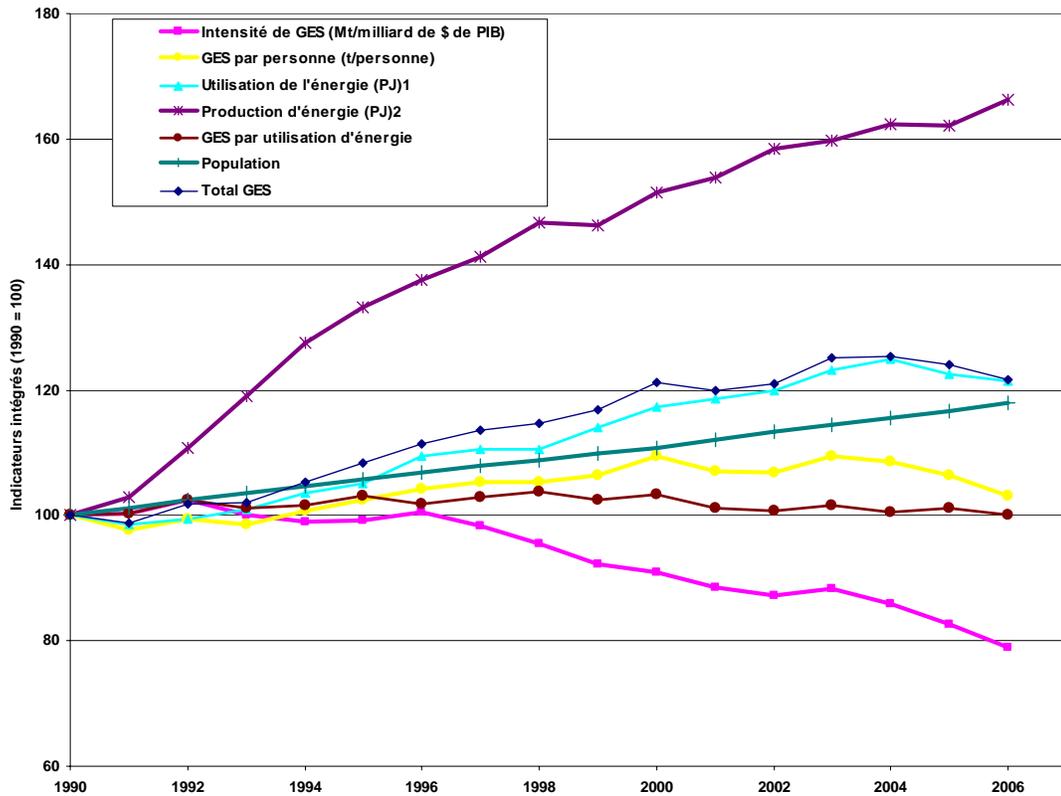
3. Statistique Canada Rapport sur l'offre et la demande en énergie au Canada en 2006 (57-003), tableau S, ligne 2.

4. Gaz naturel et pétrole brut seulement.

PJ = Une pétajoule, ou 1000 billions est une mesure de la teneur en énergie des combustibles

SO = sans objet

Il en résulte que l'intensité économique des GES a reculé au total de 21 % durant la période, soit en moyenne de 1,3 % par année. Un plus grand nombre de biens a été fabriqué, l'activité économique a été plus intense, et il y a eu plus de voyages par unité d'émission de GES. Ces tendances sont résumées sous forme graphique à la figure S-2. Les courbes indexées révèlent clairement que les émissions de GES par énergie consommée sont demeurées stables au cours de la période, alors que l'intensité économique des émissions de GES a régressé.



1 Statistique Canada – *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada - 2006* (57-003), Tableau S, Rangée 2 (Disponibilité – Primaire total)
 2 Statistique Canada - *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada - 2006* (57-003), Gaz naturel et Pétrole brut

Figure S-2 : Tendances des indicateurs d'émissions pour l'énergie, la population et les GES, de 1990 à 2006

Une autre tendance notable est que l'augmentation de la production d'énergie a été nettement plus importante que celle de la consommation d'énergie entre 1990 et 2005. Cela s'explique par les vastes réserves de combustibles fossiles du Canada et une économie conçue pour en tirer parti, des quantités croissantes d'énergie étant livrées sur le marché international. La nette croissance des exportations d'énergie qui en est résultée durant la période a eu une profonde incidence sur la tendance des émissions (voir la section S.4.1 pour d'autres précisions).

Changements par rapport au Rapport d'inventaire national précédent

En raison de l'examen effectué et des changements apportés à l'inventaire, les estimations des émissions de GES du Canada pour la période de 1990 à 2005 ont été révisées. Chaque année, les inventaires nationaux de gaz à effet de serre sont présentés à Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, puis examinés par une équipe d'experts recrutés dans le fichier central de celle-ci. De plus, aux fins du Protocole de Kyoto, tous les pays Parties de l'annexe I qui sont aussi Parties au Protocole sont tenus de présenter un rapport préliminaire. Celui du Canada a été déposé le 15 mars 2007 et a fait l'objet d'un examen interne par une équipe d'experts (EE) des Nations Unies en novembre 2007. Ce rapport préliminaire est une obligation de déclaration essentielle pour la période de pré-engagement que le Canada et tous les signataires du Protocole de Kyoto doivent respecter afin d'établir la quantité initiale qui leur est attribuée (bilan des émissions sur la période 2008-2012) et pour pouvoir utiliser les mécanismes d'échange et les projets d'application conjointe du Protocole. Le rapport préliminaire et ses documents d'accompagnement, plus précisément le *Rapport d'inventaire national* (RIN) et les tableaux du Cadre uniformisé de présentation de rapports (CUPR), doivent faire la preuve de notre capacité de gérer et tenir notre système national aux fins de l'élaboration et de la déclaration des émissions et absorptions de GES, et de notre capacité de tenir le registre national afin de rendre compte des unités d'émission échangeables, conformément aux décisions pertinentes de la Conférence des Parties (CdP) à la CCNUCC et de la Réunion des Parties (RdP) au Protocole de Kyoto. Dans le cadre de ce processus, la quantité attribuée à chaque pays (ou objectif de Kyoto), établie en fonction de l'année de référence 1990, a fait l'objet d'un examen.

L'EE a recommandé que le Canada revoie certaines des estimations d'émissions figurant dans l'inventaire présenté dans le cadre du rapport préliminaire (en 2006) et soumette de nouvelles estimations pour la période 1990-2004, ainsi que de nouvelles estimations pour la période 1990-2005. Les révisions ont entraîné un recalcul des émissions de l'année de référence (1990), qui sont passées de 599 Mt d'éq. CO₂ à 594 pour la présentation de 2006, et donc à un recalcul de la quantité attribuée, maintenant établie à 2 279 792 771 tonnes d'éq. CO₂. Cette révision finale de la quantité attribuée représente une réduction de 0,8 % par rapport à la valeur calculée dans le rapport préliminaire présenté en mars 2007.

Parmi les secteurs dont l'EE a jugé qu'ils devaient être révisés figurent des catégories des secteurs Énergie, Déchets, Agriculture et Procédés industriels. Ces révisions, ainsi que les méthodologies améliorées et les coefficients d'émissions propres à chaque pays, ont obligé à recalculer les valeurs pour toute la série chronologique, y compris celles de l'année de référence 1990 (voir l'annexe 9).

Même si les estimations canadiennes de 1990 sont établies à 594 Mt afin de déterminer la quantité qui lui est attribuée au terme du protocole de Kyoto, de nouvelles améliorations aux méthodes et aux données peuvent entraîner et entraîneront des changements pour toutes les années de la série chronologique à partir de 1990. Des mises à jour des données préliminaires sur l'énergie de Statistique Canada, déclarées en 2007, ont eu une incidence sur les estimations de 2005. Cela explique que les émissions totales de GES déclarées dans le précédent rapport (en mai 2007) ont été révisées à la baisse, passant de 596 à 592 Mt pour 1990, et de 747 Mt à 734 Mt pour 2005 (sans le secteur de l'affectation des terres, des changements d'affectation des terres et de la foresterie). L'incidence globale de ces changements est que l'augmentation des émissions au cours de la période de 1990 à 2005, précédemment déclarée à 25,3 %, est désormais estimée à 24,0 %.

S.3 Estimations et tendances des émissions et des absorptions

S.3.1 Émissions et absorptions en 2006

Le tableau S-2 donne une description détaillée des émissions et des éliminations de GES au Canada en 2006. Par rapport à l'ensemble des GES, le CO₂ a représenté 78 % des émissions totales, et le CH₄, 14 %. Le N₂O a constitué 7 % des émissions, et les PFC, le SF₆ et les HFC le reste, soit moins de 2 %.

SOMMAIRE

Environ 72 % des émissions totales de GES en 2006 proviennent de la combustion de combustibles fossiles. Une autre tranche de 9 % provient de sources fugitives, ce qui fait que plus de 81 % des émissions proviennent du secteur de l'énergie. Une ventilation sectorielle des émissions totales du Canada en 2006 est donnée à la figure S-3.

Tableau S-2 : Émissions canadiennes de GES, par gaz et par secteur, en 2006

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre									
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL	
	Potentiel de réchauffement planétaire Unité	kt	kt	²¹ kt d'éq. CO ₂	³¹⁰ kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂				
TOTAL¹	560 000	4 900	100 000	150	48 000	5 300	2 600	2 700	721 000	
ÉNERGIE	519 000	2 600	54 000	30	10 000	–	–	–	583 000	
a. Sources de combustion fixes	317 000	200	4 000	8	2 000	–	–	–	324 000	
Production d'électricité et de chaleur	116 000	4,6	96	2	700	–	–	–	117 000	
Industries des combustibles fossiles	65 200	100	2 000	1	400	–	–	–	68 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	16 000	–	–	0,4	100	–	–	–	16 000	
Production de combustibles fossiles	49 100	100	2 000	1	300	–	–	–	52 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	16 400	0,3	7	0,4	100	–	–	–	16 500	
Industries manufacturières	45 800	3	60	2	500	–	–	–	46 300	
Sidérurgie	6 310	0,2	5	0,2	60	–	–	–	6 380	
Métaux non ferreux	3 030	0,07	1	0,04	10	–	–	–	3 050	
Produits chimiques	6 450	0,14	2,9	0,1	40	–	–	–	6 490	
Pâtes et papiers	5 650	2	40	0,8	300	–	–	–	5 950	
Ciment	4 840	0,1	2	0,04	10	–	–	–	4 850	
Autres industries manufacturières	19 500	0,4	8	0,4	100	–	–	–	19 600	
Construction	1 290	0,02	0,5	0,03	10	–	–	–	1 300	
Commercial et institutionnel	33 200	0,6	10	0,7	200	–	–	–	33 400	
Résidentiel	37 300	100	2 000	2	500	–	–	–	40 000	
Agriculture et foresterie	1 900	0,03	0,7	0,06	20	–	–	–	1 920	
b. Transport²	184 000	30	600	20	7 000	–	–	–	190 000	
Transport aérien intérieur	8 190	0,4	9	0,7	200	–	–	–	8 400	
Transport routier	130 000	9,3	200	11	3 400	–	–	–	133 000	
Véhicules légers à essence	37 700	2,9	62	3,6	1 100	–	–	–	38 900	
Camions légers à essence	43 100	3,2	68	5,3	1 600	–	–	–	44 800	
Véhicules lourds à essence	6 130	0,35	7,4	0,44	140	–	–	–	6 280	
Motos	254	0,17	3,5	0,01	1,6	–	–	–	259	
Automobiles à moteur diesel	423	0,01	0,2	0,03	10	–	–	–	433	
Camions légers à moteur diesel	2 270	0,06	1	0,2	60	–	–	–	2 330	
Véhicules lourds à moteur diesel	39 000	2	40	1	400	–	–	–	39 400	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	784	0,7	20	0,02	5	–	–	–	800	
Transport ferroviaire	5 660	0,3	7	2	700	–	–	–	6 000	
Transport maritime intérieur	5 380	0,4	8	1	400	–	–	–	5 800	
Autres	35 000	20	400	8	3 000	–	–	–	40 000	
Véhicules hors route à essence	6 000	8	200	0,1	40	–	–	–	7 000	
Véhicules hors route à moteur diesel	19 000	1	20	8	2 000	–	–	–	20 000	
Pipelines	9 390	9,4	200	0,3	80	–	–	–	9 660	
c. Sources fugitives	17 000	2 400	49 000	0,1	40	–	–	–	66 800	
Exploitation de la houille	–	30	600	–	–	–	–	–	600	
Pétrole et gaz naturel	17 400	2 320	48 800	0,1	40	–	–	–	66 200	
Pétrole	190	262	5 490	0,1	30	–	–	–	5 710	
Gaz naturel	65,6	1 010	21 300	–	–	–	–	–	21 300	
Évacuation	11 200	1 040	21 900	0,01	4,61	–	–	–	33 100	
Torchage	5 900	4,1	86	0,01	3	–	–	–	6 000	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	41 000	–	–	7,88	2 440	5 300	2 600	2 700	54 400	
a. Produits minéraux	9 600	–	–	–	–	–	–	–	9 600	
Production de ciment	7 300	–	–	–	–	–	–	–	7 300	
Production de chaux	1 600	–	–	–	–	–	–	–	1 600	
Utilisation de produits minéraux ³	600	–	–	–	–	–	–	–	600	
b. Industries chimiques	6 600	–	–	7,88	2 440	–	–	–	9 000	
Production d'ammoniac	6 600	–	–	–	–	–	–	–	6 600	
Production d'acide nitrique	–	–	–	3,98	1 230	–	–	–	1 230	
Production d'acide adipique	–	–	–	3,9	1 200	–	–	–	1 200	
c. Production de métaux	12 800	–	–	–	–	–	2 600	1 410	16 800	
Sidérurgie	7 760	–	–	–	–	–	–	–	7 760	
Production d'aluminium	5 000	–	–	–	–	–	2 600	13,1	7 600	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage de magnésium	–	–	–	–	–	–	–	1 390	1 390	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	5 300	30	1 300	6 600	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	12 000	–	–	–	–	–	–	–	12 000	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	–	–	–	1,0	320	–	–	–	320	
AGRICULTURE	–	1 300	27 000	110	34 000	–	–	–	62 000	
a. Fermentation entérique	–	1 200	24 000	–	–	–	–	–	24 000	
b. Gestion des fumiers	–	160	3 300	15	4 800	–	–	–	8 000	
c. Sols agricoles	–	–	–	96	30 000	–	–	–	30 000	
Sources directes	–	–	–	49	15 000	–	–	–	15 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	12	3 800	–	–	–	3 800	
Sources indirectes	–	–	–	30	10 000	–	–	–	10 000	
DÉCHETS	190	950	20 000	2	700	–	–	–	21 000	
a. Enfouissement de déchets solides	–	940	20 000	–	–	–	–	–	20 000	
b. Épuration des eaux usées	–	12	260	2	700	–	–	–	930	
c. Incinération des déchets	190	0,07	1	0,2	50	–	–	–	240	
Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie	19 000	360	7 500	15	4 700	–	–	–	31 000	
a. Terres forestières	11 000	340	7 200	14	4 500	–	–	–	23 000	
b. Terres cultivées	-1 700	7	200	0,4	100	–	–	–	-1 400	
c. Prairies	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
d. Terres humides	2 000	0	–	0	–	–	–	–	2 000	
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50	–	–	–	8 000	

Notes :
 1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
 2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ de l'utilisation de la chaux et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
 - absence d'émission
 0,0 émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

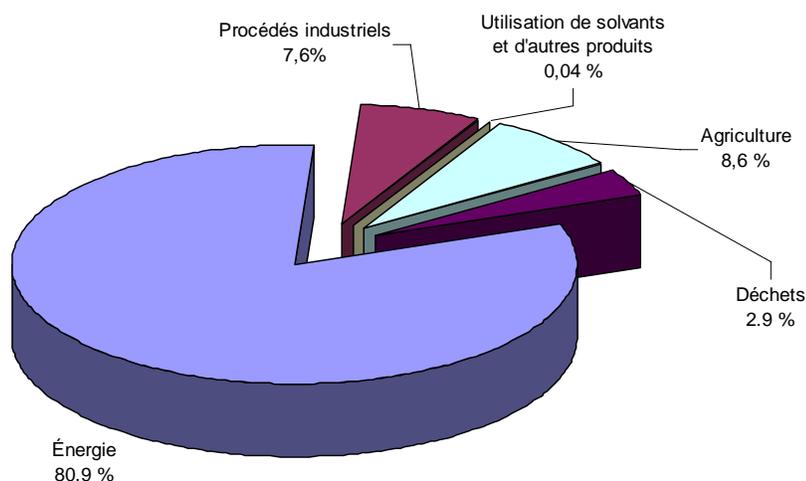


Figure S-3 : Ventilation sectorielle des émissions canadiennes de GES en 2006

Conformément aux exigences de déclaration, les estimations pour le secteur de l'affectation des terres, des changements d'affectation des terres et de la foresterie ne sont pas comprises dans les totaux nationaux. Ce secteur a affiché des émissions nettes globales de 31 Mt en 2006. Si ces chiffres étaient inclus dans les totaux nationaux, on noterait une hausse de 4 % des émissions.

S.3.2 Tendances sectorielles

S.3.2.1 Changements à court terme

Le tableau S-3 présente les changements survenus dans les émissions et les absorptions de GES du Canada, par secteur, entre 1990 et 2006. Comme il a été mentionné plus haut, les émissions de 2006 sont estimées à environ 721 Mt d'éq. CO₂, ce qui constitue une diminution de 1,9 % par rapport aux niveaux de 2005 et de 2,8 % par rapport à ceux de 2003. Dans l'ensemble, la tendance à long terme indique que les émissions de 2006 se situaient autour de 22 % au-dessus du total révisé de 1990, soit 592 Mt, ce qui révèle une différence entre la tendance à long terme et les changements plus récents.

Depuis 2003, les tendances relativement aux émissions de GES ont d'abord montré un ralentissement de l'augmentation, et ensuite une diminution qui s'est poursuivie jusqu'en 2006. Cette diminution a été de plus de 20 Mt (2,8 %). Comme on peut le voir au tableau S-1, les changements survenus dans les émissions s'accompagnent d'une baisse de la consommation nationale d'énergie. Bien qu'il y ait eu des augmentations marquées dans certains domaines (en particulier dans le secteur des transports routiers et, dans une moindre mesure, dans celui des procédés industriels), elles ont été contrebalancées par un plus grand déclin des émissions dues à la production d'électricité et de chaleur et une réduction des émissions des industries des combustibles fossiles, qui ensemble constituent un renversement des tendances à long terme. Les émissions résidentielles, commerciales et institutionnelles de GES ont également beaucoup diminué.

Entre 2003 et 2006, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'électricité et de chaleur ont diminué de 18 Mt (13 %). Une telle chute découle de la diminution de la production houillère et pétrolière, qui a été remplacée par une production accrue d'électricité de sources hydroélectriques et nucléaires et, dans une certaine mesure, de sources éoliennes. En effet, la production hydroélectrique a augmenté dans tout le Canada à la suite du relèvement des niveaux d'eau (les précipitations durant chacune des années 2004, 2005 et 2006 ont dépassé la moyenne sur trente ans). De plus, pendant ce temps, des efforts ont été entrepris en Ontario pour diminuer la production houillère par la remise en service d'un certain nombre de centrales nucléaires. Dans l'ensemble, la production d'énergie à base de charbon au Canada a diminué de 6 % entre 2003 et 2006, pour atteindre son niveau le plus bas depuis 1997.

Les industries des combustibles fossiles⁴, qui comprennent la production, le raffinage et le transport du pétrole, du gaz et du charbon, ont présenté une diminution de 4 Mt entre 2003 et 2006. Durant cette période, le prix du pétrole brut a augmenté de 75 %⁵. Bien que la production de pétrole brut ait augmenté de 6 %, les exportations de ce produit ont connu une hausse beaucoup plus rapide (15 %), alors que la consommation intérieure totale d'énergie a baissé de 1,3 %. Les émissions dues au raffinage et à la valorisation du pétrole ont chuté à elles seules de 3,2 Mt (17 %). Cette baisse était accompagnée d'une réduction de 2,5 % de la quantité de pétrole brut raffiné au Canada, mais c'est le remplacement du coke, utilisé dans les raffineries, par le gaz naturel à moindre intensité de carbone, qui semble avoir eu le plus grand effet sur les réductions de GES dans ce domaine.

En moyenne, les foyers et les entreprises du Canada ont consommé, chaque année depuis 2003, moins d'énergie pour le chauffage, grâce à des hivers généralement plus doux. À l'échelle nationale, en 2006, les degrés-jours de chauffage, un indicateur de la nécessité de chauffer les locaux à cause de la rigueur des températures, ont été de 13 % plus bas qu'en 2003. Cet état de choses a tout probablement eu une incidence sur la consommation de combustibles fossiles, en particulier dans les secteurs résidentiel, commercial et institutionnel, où les émissions ont baissé en tout de 9,6 Mt, ou 12 %, depuis 2003.

S.3.2.2 Tendances à long terme

Bien que les tendances à long terme (de 1990 à 2006) des émissions sous-sectorielles aient présenté des baisses et des hausses, les hausses l'ont emporté de loin, d'où une croissance nette de 128 Mt, ou 22 %. La plus grande partie de cette croissance est observée dans le secteur de l'énergie où ce sont les industries énergétiques (industries des combustibles fossiles plus la production d'électricité et de chaleur), les transports routiers, les secteurs commercial et institutionnel ainsi que l'exploitation minière qui ont le plus contribué à la hausse.

Parmi les activités des industries de l'énergie et des combustibles fossiles figurent à la fois les sources de combustion (industries des combustibles fossiles et pipelines) et les sources fugitives

4. Total des valeurs pour les industries des combustibles fossiles, les pipelines (transport) et les émissions fugitives.

5. Prix du brut : (1990-2005) – Ressources naturelles Canada, gouvernement du Canada, http://oee.nrcan.gc.ca/corporate/statistics/neud/dpa/handbook_tables.cfm?attr=0 ; (2006) – Association canadienne des producteurs pétroliers, 2007 *Statistical Handbook*, <http://www.capp.ca/SHB/Sheet.asp?SectionID=5&SheetID=291> (Consultés en mars 2008).

(extraction du charbon et industrie du pétrole et du gaz naturel)⁶. Les industries des combustibles fossiles ont montré une augmentation nette d'environ 43 Mt d'émissions de GES de 1990 à 2006 (croissance de 43 %). Ces émissions sont attribuables à l'extraction du charbon et à la production, au transport, à la transformation, au raffinage et à la distribution de tous les produits pétroliers et gaziers.

En 2006, la production totale de pétrole brut et de gaz naturel montrait une augmentation de 66 % par rapport aux niveaux de 1990. Ces tendances sont attribuables à une forte demande, surtout aux États-Unis, le marché de l'exportation étant celui qui montrait la croissance de loin la plus rapide⁷ (voir la section ES.4.1). Même si la hausse de la demande explique partiellement la tendance des émissions, elle ne représente pas le tableau dans son ensemble.

Les réserves facilement exploitables de brut classique chutent depuis bien avant 1990. C'est pourquoi la consommation d'énergie par unité de pétrole classique produite a augmenté (Neitzert et al. 1999). En fait, entre 1990 et 2000, les besoins énergétiques par baril de pétrole classique extrait de qualité légère ou moyenne ont pratiquement doublé (Nyboer et Tu 2008). En même temps, la production de brut synthétique à forte intensité d'énergie et de GES⁸ (p. ex. à partir des sables bitumineux) est devenue de plus en plus concurrentielle par rapport à l'extraction classique du pétrole. Ces tendances expliquent également dans une large mesure l'augmentation rapide des émissions de l'industrie pétrolière et gazière au cours de la période de 1990 à 2006.

La production d'électricité et de chaleur, qui représente l'autre volet des industries énergétiques, a elle aussi affiché de fortes hausses. L'augmentation de la demande d'électricité a fait grimper les émissions de GES de 22 Mt entre 1990 et 2006. En 2006, la demande totale d'électricité a été supérieure d'environ 95 térawattheures (TWh) à celle de 1990⁹. Or, même si, jusqu'aux plus récentes années, la proportion toujours plus grande de combustibles fossiles utilisés dans les méthodes de production a aggravé l'intensité moyenne des émissions de GES de la production d'électricité, on a observé plus récemment un renversement de cette tendance. Au bout du compte, entre 1990 et 2006, même si la production a augmenté de 26 %, les émissions de GES se sont accrues de 23 % seulement, soit légèrement moins que l'augmentation de la production.

Le plus important de ces tendances est que les émissions de GES provenant des centrales électriques au charbon, qui augmentaient depuis le milieu des années 1990, ont commencé à baisser après un pic entre 2000 et 2002. Comme l'indiquent les tendances à plus court terme, cet état de choses est dû à la remise en fonctionnement d'un certain nombre de centrales nucléaires et à un engagement de réduire la production de charbon en Ontario, ainsi qu'au passage au gaz naturel dans un certain nombre de régions du pays. Bien qu'elles aient eu quelques effets avant 2006, on s'attend à ce que les sources d'énergie renouvelables autres que la filière hydroélectrique aient des répercussions plus importantes sur les réductions d'émissions après cette date à cause de l'augmentation rapide de la capacité installée de la filière éolienne au Canada. Cependant, les coûts des combustibles et de la production demeureront probablement des

6. Il y a un certain chevauchement avec l'exploitation minière (qui, du fait des catégorisations de l'Alberta Energy Utilities Board et de Statistique Canada, comprend une partie des activités de production à partir de sables bitumineux), mais les émissions de l'exploitation minière ne sont pas incluses dans cette discussion des industries des combustibles fossiles.

7. Il est intéressant de signaler qu'une bonne partie des produits pétroliers raffinés utilisés au Canada sont dérivés de pétrole importé.

8. Selon Nyboer et Tu (2006), par unité de production, les émissions de GES de l'extraction et de la valorisation des sables bitumineux sont environ cinq fois plus élevées que celles de la production de brut classique de qualité légère ou moyenne.

9. Statistique Canada, Guide statistique de l'énergie, fév. 2008

SOMMAIRE

déterminants majeurs de la réduction plus marquée dans l'avenir de la production d'électricité au charbon et des émissions de GES qui l'accompagnent.

Les émissions provenant des transports routiers ont augmenté de 35 Mt (35 %) entre 1990 et 2006. Ce qu'il faut retenir pour ce sous-secteur, c'est l'augmentation de 24 Mt (presque 120 %) des émissions des camions légers à essence. Cette augmentation a été partiellement neutralisée par des baisses de 7 Mt et de 1,4 Mt des émissions des voitures à essence et des voitures alimentées par d'autres types de carburant (propane et gaz naturel).

SOMMAIRE

La principale cause de cette tendance nette à la hausse des émissions est l'augmentation du nombre de passagers-kilomètres parcourus (un plus grand nombre de personnes ont effectué de plus longs trajets) (RNCan 2005). Cependant, ce sont les passagers-kilomètres parcourus en camions légers qui ont augmenté, alors que la circulation en voiture a diminué. Cet état de choses tient au fait que le nombre de camions légers sur la route a doublé entre 1990 et 2005, alors que le nombre d'automobiles a légèrement diminué. Étant donné que les camions légers produisent plus d'émissions par kilomètre que les automobiles, la popularité croissante des véhicules utilitaires sport (VUS) et des camionnettes a aggravé l'incidence sur les émissions de la croissance du nombre de gens qui parcourent de plus longs trajets.

Les recherches incitent¹⁰ à penser qu'au cours de la période 1990 à 2004, près de 10 % de la hausse des émissions provenant des automobiles et des camions légers peut être attribuable uniquement aux changements survenus dans le type de véhicules particuliers que l'on conduit. Ce qui est sans doute encore plus préoccupant, c'est la tendance globale à l'augmentation de la puissance des véhicules, qui a annulé l'amélioration plutôt substantielle de l'efficacité des moteurs à combustion interne.

Les émissions des véhicules lourds à moteur diesel (camions lourds transportant des marchandises) ont augmenté d'environ 19 Mt entre 1990 et 2006, soit une hausse de 91 %. Sous l'effet du libre-échange et de la déréglementation de l'industrie du camionnage, la quantité de marchandises expédiées a rapidement augmenté au cours de cette période. De plus, la quantité de marchandises expédiées par camion (plutôt que par d'autres moyens de transport, comme le train) a augmenté en raison des échanges transfrontaliers et du fait que les clients exigent des livraisons juste-à-temps (RNCan 2005).

Le volet commercial et institutionnel a affiché une augmentation de 8 Mt (30 %) des émissions de GES entre 1990 et 2006. À l'origine d'une telle tendance figure une augmentation de 25,5% de la superficie utile des immeubles commerciaux et institutionnels (bureaux, écoles, magasins, immeubles gouvernementaux, etc.) survenue entre 1990 et 2005 en conséquence de la croissance de l'économie canadienne pendant cette période (Informetrica 2006). La demande d'énergie dans les édifices commerciaux dépend également des conditions météorologiques. En termes de degrés-jours de chauffage, l'année 2006 a été plus chaude d'environ 3 % que 1990, ce qui a contribué à réduire l'augmentation des émissions; cependant, l'incidence de la superficie occupée reste prépondérante.

L'exploitation minière a connu une forte augmentation de ses émissions entre 1990 et 2006, soit 10 Mt (environ 167 %), en grande partie à cause de l'accroissement de l'activité économique.

Un autre secteur qui a contribué à l'augmentation à plus long terme des émissions de GES, quoique dans une moindre mesure que le secteur de l'énergie, est celui de l'agriculture. Ce secteur a affiché, entre 1990 et 2006, une hausse de 12 Mt (25 %) des émissions, ce qui résulte avant tout de l'expansion des industries de l'élevage des bovins de boucherie, des porcs et de la volaille, ainsi que d'une augmentation de l'utilisation d'engrais azotés synthétiques dans les Prairies.

10. Adapté de Ressources naturelles Canada (2005).

Outre la réduction déjà mentionnée des émissions des automobiles, trois sous-secteurs du secteur des procédés industriels ont contribué à contrebalancer la croissance des émissions de 1990 à 2006 : la production d'acide adipique (industrie chimique), la production d'aluminium et l'utilisation du SF₆ dans les fonderies et les mouleries de magnésium (deux éléments de la production de métaux).

Dans la seule usine de fabrication d'acide adipique du Canada, l'installation d'un système antipollution en 1997 a entraîné une importante baisse des émissions de N₂O. Même s'il a été provisoirement mis hors service en 2004 (avec pour conséquence des réductions moins importantes de N₂O cette année-là), ce système a fait baisser les émissions de GES, en 2006, de 9,5 Mt (89 %) par rapport à 1990.

Dans l'industrie de l'aluminium (qui émet à la fois du CO₂ et des PFC), les émissions de PFC ont diminué grâce à l'utilisation accrue de dispositifs de surveillance électronique et de contrôle automatique des émissions qui permettent de mieux contrôler la réaction à l'anode. De ce fait, entre 1990 et 2006, les émissions totales de GES attribuables aux procédés des alumineries ont reculé de 1,7 Mt (15 %), alors que la production d'aluminium de première fusion a augmenté de manière significative.

Même si le secteur de l'affectation des terres, des changements d'affectation des terres et de la foresterie (ATCATF) ne contribue pas aux totaux nationaux, il est intéressant d'en examiner les tendances. Les changements dans les émissions par les sources et les absorptions par les puits semblent indiquer que l'ensemble de ce secteur a tendance à se transformer d'un puits à une source de CO₂. En 2006, le flux net y correspondait à une source nette de 31 Mt. Les tendances du secteur de l'ATCATF sont principalement tributaires de celles des terres forestières. Le flux net de ces terres montre une forte variabilité interannuelle due aux régimes erratiques des incendies de forêt qui masquent d'autres régimes sous-jacents directement associés à l'activité humaine. Ainsi, entre 1990 et 1998, la quantité de carbone absorbé dans la biomasse forestière récoltée a augmenté de 50 %; ce niveau s'est depuis stabilisé à une moyenne annuelle d'environ 42 Mt de carbone, ce qui correspond à des émissions annuelles de 155 Mt de CO₂. Ce sont néanmoins les conséquences des perturbations majeures récentes dans les forêts, notamment l'invasion du dendroctone du pin ponderosa dans l'Ouest du pays et les incendies qui ont ravagé de vastes régions en 1995, 1998, 2002, 2003 et 2004, qui ont indiscutablement dominé ce secteur.

S.4 Autres données

S.4.1 Émissions dues aux exportations de pétrole et de gaz naturel

Le Canada est riche en ressources de combustibles fossiles, et l'industrie qui s'y rattache contribue de manière significative à son économie. Une quantité de la production de pétrole et de gaz au Canada, nettement plus importante aujourd'hui qu'elle ne l'était par le passé, est vendue sur les marchés mondiaux. Entre 1990 et 2006, les exportations de pétrole ont augmenté de 171 % pour passer à 3 955 petajoules (PJ)¹¹ (presque trois fois le taux de croissance de la production pétrolière) (tableau S-4); les exportations de gaz naturel ont augmenté de 154 %, montant à 3

11. Le pétajoule (PJ) est une mesure de la teneur en énergie des combustibles.

SOMMAIRE

906 PJ (presque deux fois le taux de croissance de la production de gaz naturel) (tableau S-5).¹² Durant cette période, la somme des exportations de pétrole et de gaz a augmenté de 162 % (tableau S-6). Il est important de noter que les exportations de gaz naturel n'ont pas beaucoup changé depuis 2000. Il est peu probable que l'on observe des augmentations dans l'avenir étant donné que la production diminue à la suite de la baisse des réserves du plus vaste gisement de gaz naturel du Canada (le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada) (Nyboer et Tu 2006).

L'augmentation des exportations canadiennes de combustibles fossiles a été en partie contrebalancée par celle des importations. En réalité, les importations de pétrole ont été 58 % plus élevées en 2006 qu'en 1990. La répartition des changements entre les exportations, les importations et la production se traduit par une augmentation de la consommation intérieure apparente de 23 % entre 1990 et 2006 (tableau S-6).

Les activités liées à l'industrie pétrolière et gazière entraînent des émissions considérables de GES. Entre 1990 et 2006, la croissance des exportations de pétrole et de gaz (surtout vers les États-Unis) a contribué de façon importante à l'augmentation des émissions. Les émissions totales issues de la production, de la transformation et du transport de l'ensemble du pétrole et du gaz destinés à l'exportation étaient d'environ 75 Mt en 2006, soit une hausse de 171 % par rapport à 1990 (tableau S-6).

Tableau S-4 : Pétrole brut – production, exportation et tendances des émissions de GES, de 1990 à 2006

Pétrole brut	1990	1995	2000	2003	2004	2005	2006
Production nationale (PJ)	3 723	4 401	4 917	5 572	5 740	5 626	5 930
<i>Croissance depuis 1990 (%)</i>	<i>SO</i>	<i>18,2</i>	<i>32,1</i>	<i>49,7</i>	<i>54,2</i>	<i>51,1</i>	<i>59,3</i>
Énergie importée (PJ)	1 199	1 318	2 041	2 026	2 088	2 070	1 897
<i>Croissance depuis 1990 (%)</i>	<i>SO</i>	<i>9,9</i>	<i>70,2</i>	<i>68,9</i>	<i>74,1</i>	<i>72,6</i>	<i>58,2</i>
Énergie exportée (PJ)	1 461	2 362	3 091	3 444	3 623	3 522	3 955
<i>Croissance depuis 1990 (%)</i>	<i>SO</i>	<i>62</i>	<i>111</i>	<i>136</i>	<i>148</i>	<i>141</i>	<i>171</i>
Consommation intérieure apparente (PJ)	3 461	3 357	3 867	4 154	4 205	4 174	3 872
<i>Croissance depuis 1990 (%)</i>	<i>SO</i>	<i>-3,0</i>	<i>11,7</i>	<i>20,0</i>	<i>21,5</i>	<i>20,6</i>	<i>11,9</i>
Émissions liées aux exportations brutes (Mt d'éq. CO₂)	13,9	24,5	31,9	36,0	38,0	36,9	41,8
<i>Croissance depuis 1990 (%)</i>	<i>SO</i>	<i>76</i>	<i>130</i>	<i>159</i>	<i>174</i>	<i>165</i>	<i>201</i>
Émissions liées aux exportations nettes (Mt d'éq. CO₂)	8,8	17,8	16,5	20,7	22,0	21,0	28,1
<i>Croissance depuis 1990 (%)</i>	<i>SO</i>	<i>102</i>	<i>87</i>	<i>135</i>	<i>150</i>	<i>139</i>	<i>219</i>

Notes :

1. Consulter le tableau sur les émissions des exportations nettes.

SO = Sans objet

12. La source de toutes les données d'exportation et de production d'énergie est Statistique Canada, Bulletin sur la disponibilité et l'écoulement d'énergie au Canada, (BDEEC, #57-003). Les émissions de GES de 1990 à 1995 liées aux exportations nettes sont tirées d'un rapport préparé pour Environnement Canada (McCann 1997), à partir duquel ont aussi été extrapolées les estimations de 1996 à 2006.

Tableau S-5 : Gaz naturel – Production, exportation et tendances des émissions de GES, de 1990 à 2006

Pétrole brut	1990	1995	2000	2003	2004	2005	2006
Production nationale (PJ)	4 184	6 129	7 062	7 065	7 096	7 192	7 220
<i>Croissance depuis 1990 (%)</i>	<i>SO</i>	<i>47</i>	<i>69</i>	<i>69</i>	<i>70</i>	<i>72</i>	<i>73</i>
Énergie importée (PJ)	24,2	25,7	6 1,8	369,8	4 15,0	3 64,4	369,3
<i>Croissance depuis 1990 (%)</i>	<i>SO</i>	<i>6</i>	<i>155</i>	<i>1427</i>	<i>1613</i>	<i>1405</i>	<i>1425</i>
Énergie exportée (PJ)	1 537	3 011	3 846	3 876	4 022	4 066	3 906
<i>Croissance depuis 1990 (%)</i>	<i>SO</i>	<i>96</i>	<i>150</i>	<i>152</i>	<i>162</i>	<i>164</i>	<i>154</i>
Consommation intérieure apparente (PJ)	2 671	3 144	3 278	3 559	3 489	3 491	3 683
<i>Croissance depuis 1990 (%)</i>	<i>SO</i>	<i>18</i>	<i>23</i>	<i>33</i>	<i>31</i>	<i>31</i>	<i>38</i>
Émissions liées aux exportations brutes (Mt d'éq. CO₂)	13,9	26,5	33,1	33,4	34,6	34,9	33,6
<i>Croissance depuis 1990 (%)</i>	<i>SO</i>	<i>91</i>	<i>138</i>	<i>140</i>	<i>149</i>	<i>151</i>	<i>142</i>
Émissions liées aux exportations nettes (Mt d'éq. CO₂)	12,7	25,1	31,1	25,6	25,9	27,2	25,8
<i>Croissance depuis 1990 (%)</i>	<i>SO</i>	<i>98</i>	<i>145</i>	<i>101</i>	<i>104</i>	<i>114</i>	<i>103</i>

Notes :

1. Consulter le tableau sur les émissions des exportations nettes.

SO = Sans objet

Tableau S-6 : Total du pétrole brut et du gaz naturel — Production, exportation et tendances des émissions de GES, de 1990 à 2006

Pétrole brut	1990	1995	2000	2003	2004	2005	2006
Production nationale (PJ)	7 906	10 530	11 979	12 638	12 835	12 819	13 149
<i>Croissance depuis 1990 (%)</i>	<i>SO</i>	<i>33</i>	<i>52</i>	<i>60</i>	<i>62</i>	<i>62</i>	<i>66</i>
Énergie importée (PJ)	1 224	1 344	2 103	2 396	2 503	2 435	2 267
<i>Croissance depuis 1990 (%)</i>	<i>SO</i>	<i>9,9</i>	<i>72</i>	<i>96</i>	<i>105</i>	<i>99</i>	<i>85</i>
Énergie exportée (PJ)	2 999	5 373	6 937	7 321	7 645	7 588	7 861
<i>Croissance depuis 1990 (%)</i>	<i>SO</i>	<i>79</i>	<i>131</i>	<i>144</i>	<i>155</i>	<i>153</i>	<i>162</i>
Consommation intérieure apparente (PJ)	6 131	6 501	7 144	7 713	7 694	7 665	7 555
<i>Croissance depuis 1990 (%)</i>	<i>SO</i>	<i>6,0</i>	<i>17</i>	<i>26</i>	<i>25</i>	<i>25</i>	<i>23</i>
Émissions liées aux exportations brutes (Mt d'éq. CO₂)	27,8	51,0	65,0	69,4	72,6	71,8	75,4
<i>Croissance depuis 1990 (%)</i>	<i>SO</i>	<i>83</i>	<i>134</i>	<i>149</i>	<i>161</i>	<i>158</i>	<i>171</i>
Émissions liées aux exportations nettes (Mt d'éq. CO₂)	21,5	42,9	47,5	46,2	47,9	48,3	53,9
<i>Croissance depuis 1990 (%)</i>	<i>SO</i>	<i>100</i>	<i>121</i>	<i>115</i>	<i>123</i>	<i>125</i>	<i>151</i>

Notes :

1. Consulter le tableau sur les émissions des exportations nettes.

SO = Sans objet

Émissions des exportations nettes

La production, la transformation et le transport de pétrole et de gaz entraînent des émissions considérables de GES. Comme le Canada exporte et importe de grandes quantités de combustibles, le calcul des émissions associées aux exportations nettes dépeint avec plus de précision la situation relativement aux émissions résultant de la demande énergétique intérieure. Les émissions des exportations nettes sont les émissions canadiennes dues à l'extraction, à la transformation et au transport des combustibles exportés, moins les émissions étrangères dues aux mêmes activités pour les combustibles importés. Elles sont sensiblement équivalentes à la quantité de gaz à effet de serre qui serait attribuée au Canada s'il n'était responsable que des émissions résultant de sa propre demande. Les exportations nettes ont augmenté, passant de 22 MT en 1990 à 54 MT en 2006, une augmentation de 151 % (tableau S-6)*.

* Signalons que les tendances à long terme concernant les émissions des exportations nettes sont plus précises que les émissions des exportations nettes calculées pour une année donnée.

S.4.2 Émissions de gaz à effet de serre des provinces et des territoires

Il importe de signaler que les émissions de GES du Canada varient d'une région à l'autre, selon la répartition des ressources naturelles et des industries lourdes au pays. Alors que l'utilisation des ressources naturelles et des produits industriels profite à toutes les régions de l'Amérique du Nord, les émissions de leur production ont tendance à être concentrées dans certaines régions géographiques. C'est ainsi que certaines provinces et territoires au Canada émettent généralement plus de GES à cause de leur structure économique et industrielle et de leur dépendance relative à l'égard des combustibles fossiles pour la production d'énergie. La figure S-4 illustre la répartition des émissions entre les provinces et les territoires, en 1990 et en 2006.

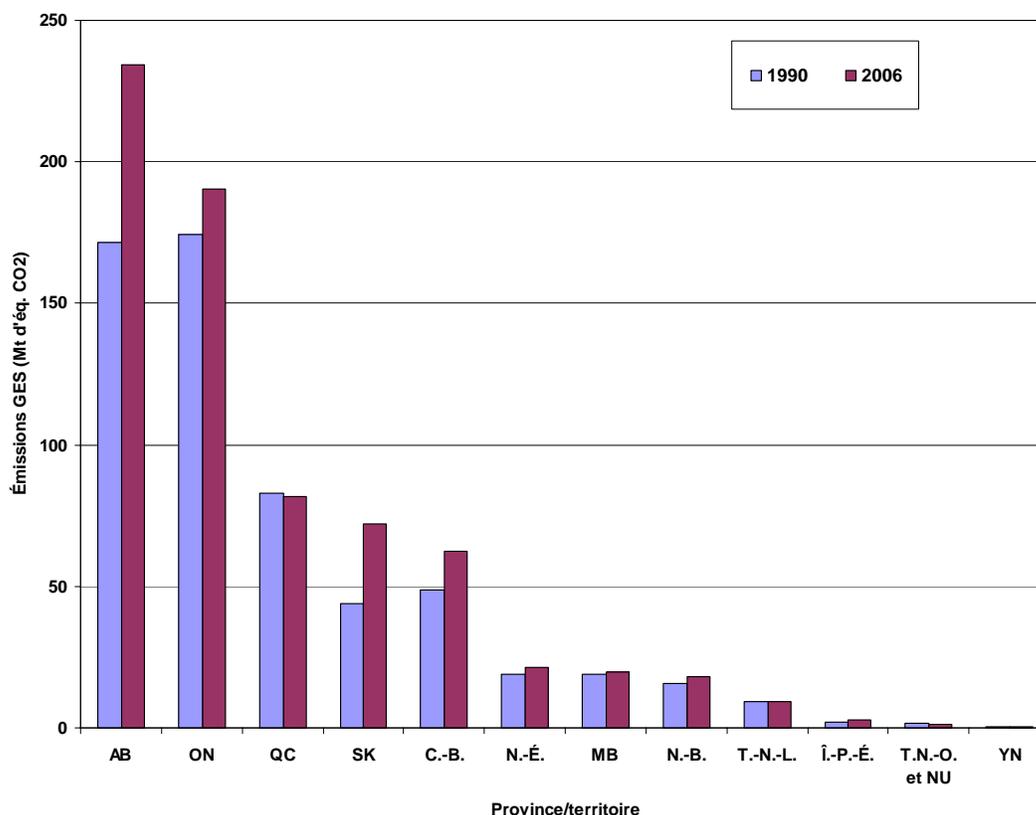


Figure S-4 : Émissions totales de GES des provinces et territoires, en 1990 et en 2006

S.4.3 Contexte international

Le Canada contribue pour environ 2 % aux émissions mondiales totales de GES. Ses émissions par personne sont parmi les plus élevées du monde, ce qui s'explique en grande partie par sa superficie, son climat (c.-à-d. la demande d'énergie) et son économie axée sur l'exploitation des ressources. En 2005, le Canada a émis un peu plus de 22 tonnes de GES par personne, soit une augmentation de 3,2 % depuis 1990 mais un *déclin* de 5,7 % depuis 2003 (voir le tableau S-1).

Sur le plan des émissions anthropiques totales de GES, le Canada se classe septième parmi les huit Parties visées à l'Annexe I dont les émissions ont augmenté de plus de 25 % durant la période de 1990 à 2005¹³ et au premier rang parmi les pays du G8. Le Canada, dont la croissance est de 25 % avec un objectif de réduction de 6 % aux termes du Protocole de Kyoto (selon le Rapport de 2007), se compare à l'Espagne, avec une croissance de 53 % (objectif de réduction de 8 %¹⁴), à la Grèce, avec une croissance de 27 % (objectif de réduction de 8 %¹⁴) et au Japon, avec une croissance de 7 % (objectif de réduction de 6 %). Les Parties dont les émissions avaient diminué en 2005 sont l'Union européenne, avec une baisse de 1,5 % (objectif de réduction de 8 %¹⁴), le Royaume-Uni, baisse de 15 % (objectif de réduction de 8 %¹⁴) et l'Allemagne, baisse de 18 % (objectif de réduction de -8 %¹⁴).

-
- 13 Ces estimations agrégées sont fondées sur les données des Parties qui ont présenté des inventaires à la CCNUCC en 2007. Source : UNFCCC (2007), http://unfccc.int/ghg_emissions_data/ghg_data_from_unfccc/time_series_annex_i/items/3841.php
14. Bien que cet objectif de réduction de 8 % ait été accepté individuellement par toutes les Parties de l'Union européenne en application du Protocole de Kyoto, ces dernières ont aussi une entente distincte dans le cadre de la « bulle de l'Union européenne », aux termes de laquelle chaque membre de l'Union européenne doit atteindre un objectif différent, fixé de manière à tenir compte des conditions particulières, et permettant d'atteindre la cible collective de réduction de 8 % de l'Union européenne.

1 Introduction

1.1 Inventaires de GES et changements climatiques

Pour bien comprendre les changements climatiques, il importe d'expliquer clairement la distinction entre les conditions météorologiques et le climat. Les premières sont l'état de l'atmosphère à un moment et en un lieu donnés et s'expriment généralement sous forme de température, de pression atmosphérique, d'humidité, de vents, de nuages et de précipitations. On emploie généralement ce terme lorsqu'on rend compte des conditions sur de courtes périodes.

Par ailleurs, le climat désigne le régime météorologique moyen (généralement établi sur une période de 30 ans) pour une région donnée. Parmi les éléments du climat figurent les précipitations, la température, l'humidité, l'ensoleillement, la vitesse des vents, des phénomènes comme le brouillard, le gel et les tempêtes de grêle et d'autres mesures des conditions météorologiques.

Les changements climatiques sont des changements qui se produisent dans les régimes météorologiques à long terme, causés par des phénomènes naturels et des activités anthropiques qui modifient la composition chimique de l'atmosphère en raison de l'accumulation de GES qui piègent la chaleur et la réfléchissent vers la surface de la Terre. Selon le quatrième Rapport d'évaluation du GIEC (GIEC 2007a), les impacts du changement climatique présenteront des différences régionales. En général, on s'attend à une élévation des températures et du niveau de la mer et à une augmentation de la fréquence des phénomènes météorologiques extrêmes. Dans certaines régions, les effets pourraient être catastrophiques, alors que d'autres régions pourraient tirer parti des changements climatiques. Les impacts dépendront de la forme et de l'ordre de grandeur des changements et, dans le cas des effets négatifs, de la capacité d'adaptation des systèmes naturels et humains à ces changements. Les températures au Canada ont généralement monté à l'échelle nationale, puisqu'elles sont demeurées au-dessus de la normale depuis 1996 et qu'elles présentent une tendance au réchauffement de 1,3 °C au cours de la période 1948-2006 (figure 1-1).

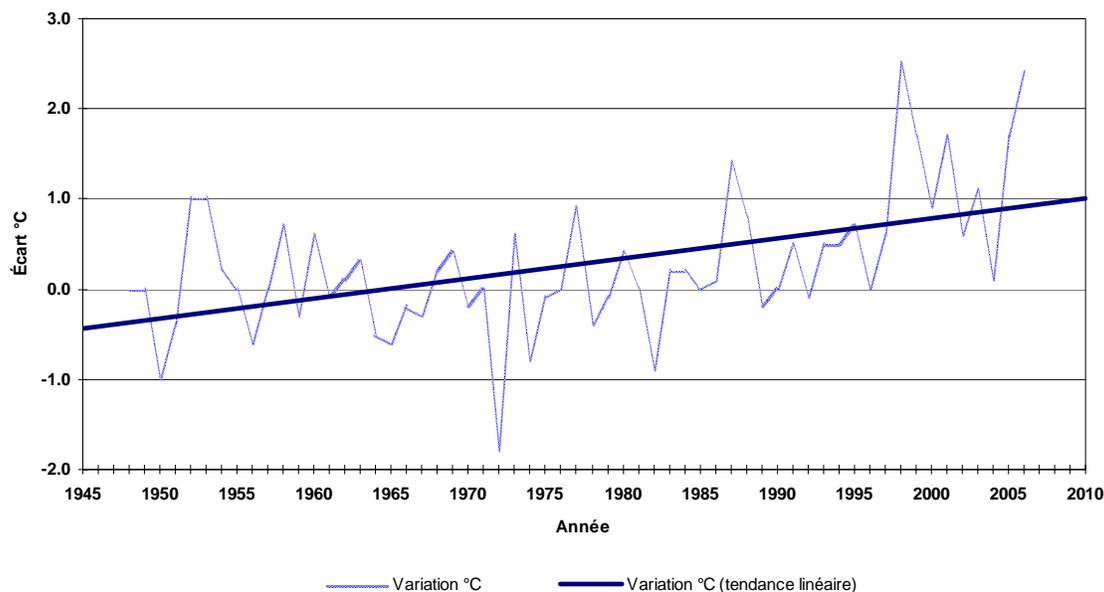


Figure 1-1 : Écarts des températures annuelles du Canada et tendance à long terme, 1948-2006, en °C.

Source : Environnement Canada (http://www.msc-smc.ec.gc.ca/ccrm/bulletin/Annual06/national_f.cfm)

Il est maintenant bien connu que les concentrations de GES dans l'atmosphère ont monté significativement depuis l'époque préindustrielle. La concentration de CO₂ s'est accrue de 35 % depuis 1750, celle de CH₄ de 155 %, et celle de N₂O de 18 % (OMM 2007). De plus, entre 1970 et 2004, les émissions de GES à l'échelle mondiale attribuables aux activités humaines ont crû d'environ 70 % (IPCC 2007b). Ces tendances peuvent être expliquées en grande partie par l'utilisation des combustibles fossiles (y compris l'approvisionnement en énergie, les transports, les bâtiments résidentiels et commerciaux et la consommation industrielle) et le changement d'affectation des terres, dont la perte permanente du couvert forestier.

L'objectif final de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) est de stabiliser les concentrations atmosphériques de GES à un niveau qui empêcherait des perturbations dangereuses du système climatique. Dans son plan d'action visant à atteindre son objectif et à mettre en œuvre ses dispositions, la CCNUCC énonce un certain nombre de principes directeurs et d'engagements. Les articles 4 et 12 de la Convention et la Décision 3/CP.5 obligent toutes les Parties à établir, mettre à jour régulièrement¹⁵, publier et mettre à la disposition de la Conférence des Parties des inventaires nationaux des émissions anthropiques¹⁶ par source et des éliminations par les puits de tous les GES qui ne sont pas réglementés par le Protocole de Montréal en se servant de méthodes comparables.

15. Les Parties figurant à l'Annexe I, ou pays industrialisés, doivent présenter un inventaire national au 15 avril de chaque année.

16. On entend par émissions et absorptions anthropiques celles qui prennent place sur des terres aménagées.

Le présent rapport fournit des estimations des émissions et absorptions des GES ou groupes de GES suivants au Canada : CO₂, CH₄, N₂O, SF₆, PFC et HFC. En outre, et conformément aux lignes directrices de la CCNUCC sur les rapports des Parties visées à l'Annexe I, ce rapport contient des estimations des précurseurs de l'ozone comme les NO_x, le CO et les COVNM, de même que le SO₂.

1.1.1 CO₂

Les concentrations atmosphériques de CO₂ ont connu une croissance à l'échelle du globe depuis l'époque préindustrielle, passant de 280 parties par million (ppm) à 381 ppm en 2006 (OMM 2007) (figure 1-2).

Les données sur les émissions planétaires indiquent qu'en 2004, les émissions totales mondiales¹⁷ de CO₂ s'élevaient à 26 319,9 Mt CO₂, soit une hausse de 25,2 % par rapport à 1990 (GIEC/OCDE/AIE 2007). D'après les données sur les émissions planétaires, les principales sources d'émissions de CO₂ d'origine humaine sont la combustion des combustibles fossiles (sources fixes et sources mobiles), et les procédés industriels comme la production de ciment. On a estimé que les émissions de CO₂ découlant des pratiques d'utilisation des terres (y compris le déboisement, l'aménagement forestier et l'aménagement des terres cultivables) représentaient environ 17 % des émissions anthropiques de CO₂ (IPCC 2007b).

Au nombre des principales sources naturelles de CO₂ figurent la respiration des végétaux et des animaux, la fermentation et la décomposition de la matière organique, les volcans, les feux de forêt ou de friche et les océans. Les deux principaux processus naturels d'équilibrage du carbone, la photosynthèse dans les écosystèmes terrestres et aquatiques et le stockage dans les sédiments des océans, retirent d'importantes quantités de CO₂ dans l'atmosphère. Toutefois, la capacité d'absorption de ces puits naturels semble être dépassée, à mesure qu'augmentent les concentrations atmosphériques de CO₂ et d'autres GES.

17. Le « total mondial » inclut les totaux sans l'OCDE, les totaux de l'OCDE ainsi que les silos marins et l'aviation internationale.

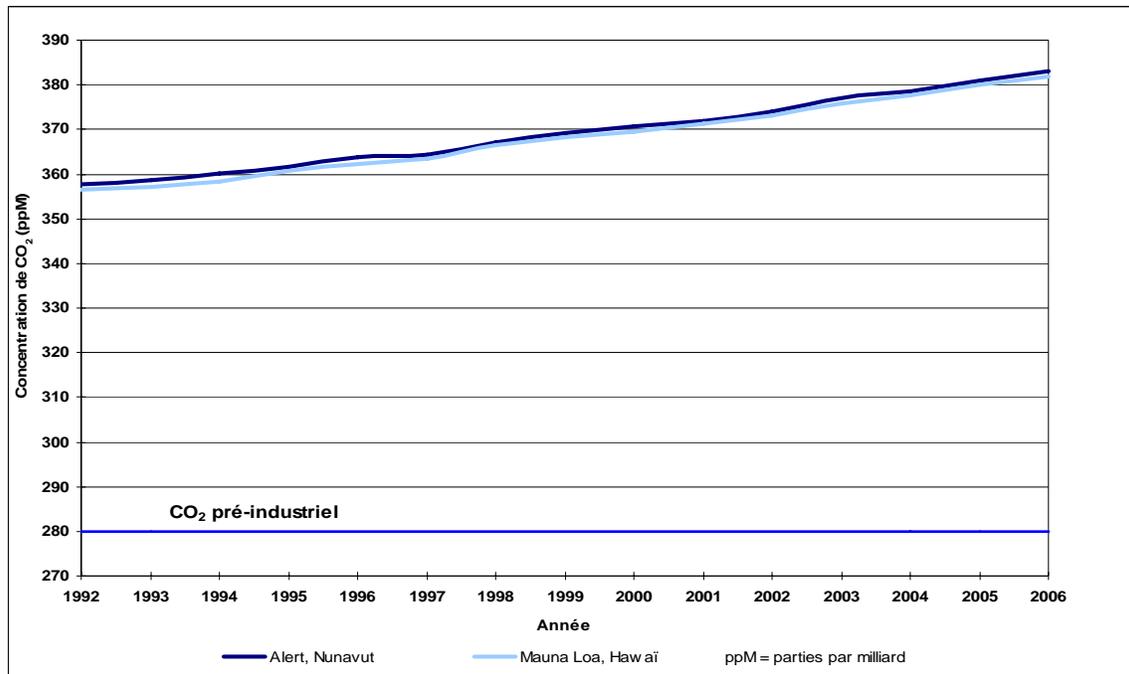


Figure 1-2 : Concentrations atmosphériques mondiales de CO₂, 1992-2006

Source : Centre mondial de données relatives aux gaz à effet de serre, Agence météorologique du Japon/Organisation météorologique mondiale (<http://gaw.kishou.go.jp/wdcgg/>)

1.1.2 CH₄

La figure 1-3 présente des mesures récentes de ces concentrations. Les concentrations atmosphériques mondiales de CH₄ sont passées d'environ 715 parties par milliard (ppb) à l'époque préindustrielle à 1 782 ppb en 2006 (OMM 2007). La croissance des émissions a reculé depuis le début des années 1990, atteignant en moyenne environ 2,4 ppb par année de 1996 à 2006 (OMM 2007). Cette tendance est conforme aux émissions totales (somme des sources anthropiques et naturelles) qui ont été quasi constantes pendant cette période (IPCC 2007b).

Les émissions de CH₄ sont principalement de nature biosynthétique et attribuables à des activités humaines telles que l'élevage du bétail, la culture du riz, le brûlage de la biomasse et, dans une mesure plus modeste, à des sources industrielles y compris les systèmes de distribution du gaz naturel, les sites d'enfouissement et l'exploitation houillère. Les milieux humides sont également une source naturelle d'émissions de CH₄ (IPCC 2007a).

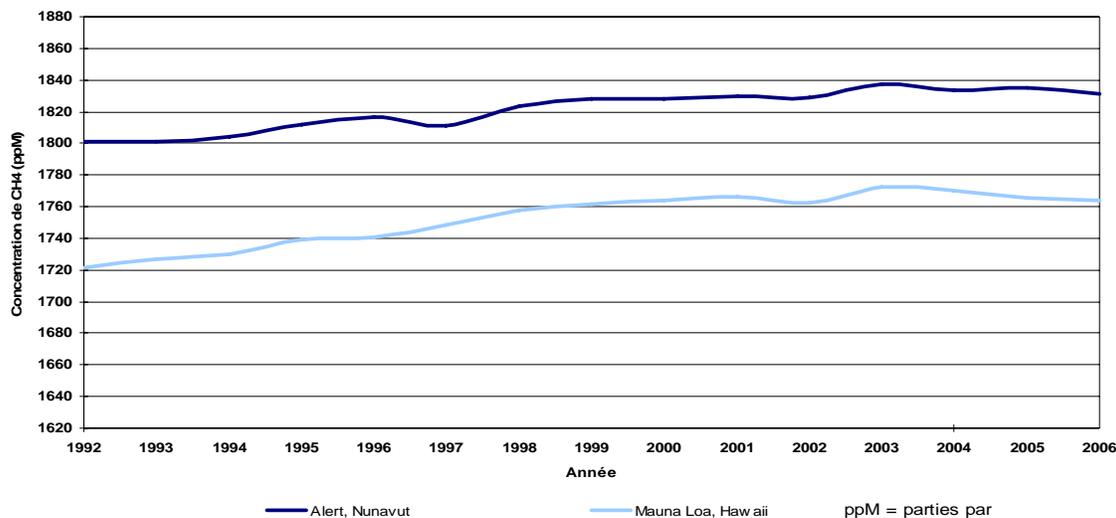


Figure 1-3 : Concentrations atmosphériques mondiales de CH₄, 1992-2006

Source : Centre mondial de données relatives aux gaz à effet de serre, Agence météorologique du Japon/Organisation météorologique mondiale (<http://gaw.kishou.go.jp/wdcgg/>)

1.1.3 N₂O

Les concentrations atmosphériques de N₂O ont augmenté d'environ 19 % depuis le milieu des années 1700 (OMM 2007) parallèlement à la croissance des concentrations atmosphériques mondiales de N₂O, qui sont passées d'environ 270 ppb pendant la période préindustrielle à 317 ppb en 2006. (IPCC 2007b). La figure 1-4 présente les concentrations atmosphériques mondiales de N₂O de 1993 à 2006.

On estime qu'environ 40 % des émissions atmosphériques mondiales de N₂O sont d'origine humaine (IPCC 2007b) et qu'elles sont principalement imputables à l'épandage d'engrais azotés, à la culture des sols et à la combustion de combustibles fossiles et de bois, tandis que 60 % des émissions atmosphériques mondiales de N₂O proviennent de la dénitrification des sols et de l'eau dans des conditions anaérobies.

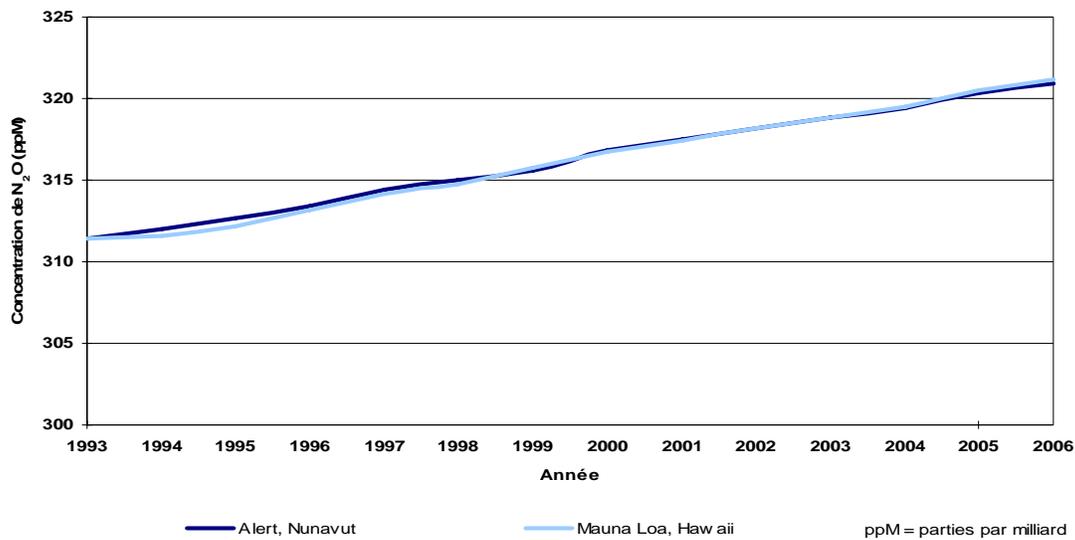


Figure 1-4 : Concentrations atmosphériques mondiales de N₂O, 1993-2006

Source : Centre mondial de données relatives aux gaz à effet de serre, Agence météorologique du Japon/Organisation météorologique mondiale (<http://gaw.kishou.go.jp/wdcgg/>)

1.1.4 HFC, PFC et SF₆

Le dernier groupe de GES dont fait état ce rapport concerne les gaz fluorés de synthèse (qui ne sont pas d'origine naturelle) que sont les hydrofluorocarbures (HFC), les perfluorocarbures (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF₆). Même s'ils ne sont émis qu'en très petites quantités, ces gaz ont un effet durable sur la composition de l'atmosphère, et potentiellement sur le climat, car il s'agit de substances qui absorbent une grande quantité de rayonnement infrarouge et qui ont de très longues durées de vie atmosphérique. Comme le montre le tableau 1-1, tous les PFC ont une durée de vie atmosphérique de 2 600 ans ou plus, celle du perfluorométhane étant estimée à 50 000 ans.

1.1.5 Les GES et l'utilisation du PRP

Pour interpréter les données sur les émissions présentées dans ce rapport, il faut comprendre que l'effet de forçage radiatif¹⁸ d'un gaz dans l'atmosphère dépend de sa capacité à provoquer un réchauffement de l'atmosphère. Ces effets sont directs lorsque le gaz lui-même est un GES, et indirects lorsque la transformation chimique du gaz d'origine produit un ou des gaz qui sont des GES ou quand un gaz influe sur la durée de vie atmosphérique d'autres gaz.

La notion de « potentiel de réchauffement planétaire » (PRP) a été créée pour permettre aux scientifiques et aux décideurs de comparer la capacité de chaque GES à retenir la chaleur dans l'atmosphère par rapport à un autre gaz. Par définition, le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) désigne le changement temporel du forçage radiatif attribuable au rejet instantané d'un

18. Le terme « forçage radiatif » désigne l'ordre de grandeur du potentiel de piégeage de la chaleur d'un GES donné. Il se mesure en unités de puissance (watts) par unité de surface (mètre carré).

1 INTRODUCTION

kilogramme du gaz, exprimé par rapport au forçage radiatif résultant du rejet d'un kilogramme de CO₂. En d'autres termes, le PRP est une mesure relative de l'effet de réchauffement que l'émission d'un gaz radiatif (c.-à-d. un GES) peut avoir sur la basse troposphère. Le PRP d'un GES tient compte à la fois du forçage radiatif instantané attribuable à une augmentation incrémentielle de la concentration et à la durée de vie du gaz. Dans le présent rapport, on utilise le PRP sur 100 ans recommandé par le GIEC et demandé par la CCNUCC (troisième Conférence des Parties) aux fins des rapports d'inventaire.

Tableau 1-1 : PRP et durées de vie atmosphérique

GES	Formule	PRP – 100 ans	Durée de vie atmosphérique
Dioxyde de carbone	CO ₂	1	Variable
Méthane	CH ₄	21	12 ± 3
Oxyde de diazote	N ₂ O	310	120
Hexafluorure de soufre	SF ₆	23 900	3 200
Hydrofluorocarbures (HFC)			
HFC-23	CHF ₃	11 700	264
HFC-32	CH ₂ F ₂	650	5,6
HFC-41	CH ₃ F	150	3,7
HFC-43-10mee	C ₅ H ₂ F ₁₀	1 300	17,1
HFC-125	C ₂ HF ₅	2 800	32,6
HFC-134	C ₂ H ₂ F ₄ (CHF ₂ CHF ₂)	1 000	10,6
HFC-134a	C ₂ H ₂ F ₄ (CH ₂ FCF ₃)	1 300	14,6
HFC-143	C ₂ H ₃ F ₃ (CHF ₂ CH ₂ F)	300	1,5
HFC-143a	C ₂ H ₃ F ₃ (CF ₃ CH ₃)	3 800	3,8
HFC-152a	C ₂ H ₄ F ₂ (CH ₃ CHF ₂)	140	48,3
HFC-227ea	C ₃ HF ₇	2 900	36,5
HFC-236fa	C ₃ H ₂ F ₆	6 300	209
HFC-245ca	C ₃ H ₃ F ₅	560	6,6
Perfluorocarbures (PFC)			
Perfluorométhane	CF ₄	6 500	50 000
Perfluoroéthane	C ₂ F ₆	9 200	10 000
Perfluoropropane	C ₃ F ₈	7 000	2 600
Perfluorobutane	C ₄ F ₁₀	7 000	2 600
Perfluorocyclobutane	c-C ₄ F ₈	8 700	3 200
Perfluoropentane	C ₅ F ₁₂	7 500	4 100
Perfluorohexane	C ₆ F ₁₄	7 400	3 200

Sources :

PRP : GIEC (1996).

Durée de vie atmosphérique : GIEC (1995), tableau 2.9

Note :

Le PRP du CH₄ inclut son effet direct et les effets indirects dus à la production d'ozone dans la troposphère et de vapeur d'eau dans la stratosphère. Les effets indirects dus à la formation de CO₂ ne sont pas inclus.

1.1.6 Contribution du Canada

Même si le Canada ne contribue que pour environ 2 % aux émissions mondiales de GES, c'est l'un des plus gros pollueurs par personne, ce qui est essentiellement attribuable à sa superficie, à son climat (et donc à la demande d'énergie) et à son économie fondée sur les ressources

naturelles. En 1990, les Canadiens ont rejeté 21,4 t de GES par personne. En 2005, ce chiffre était passé à 22,1 t (figure 1-5).

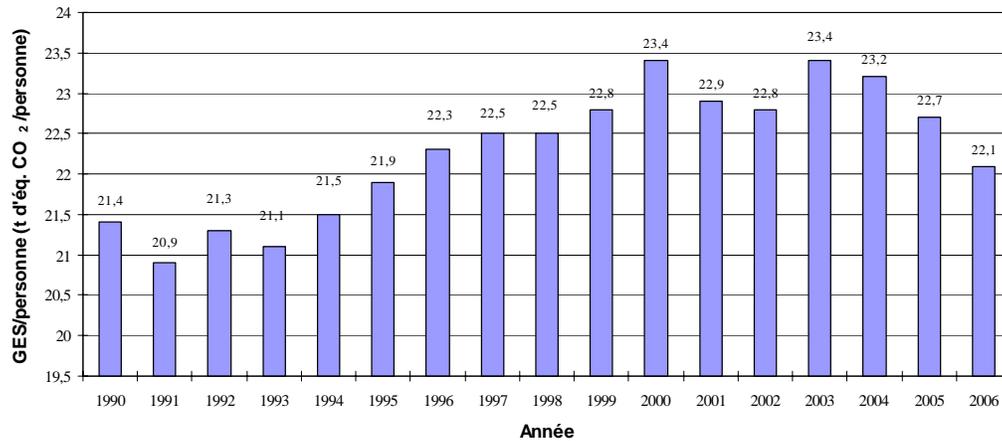


Figure 1-5 : Tendence des émissions de GES par personne au Canada, 1990-2006

Pour ce qui est de la croissance des émissions anthropiques totales de GES exception faite du secteur ATCATF, le Canada se classe au septième rang parmi les huit Parties visées à l'Annexe I dont les émissions ont augmenté de plus de 25,3 % entre 1990 et 2005 (figure 1-6) et au premier rang parmi les pays du G8.

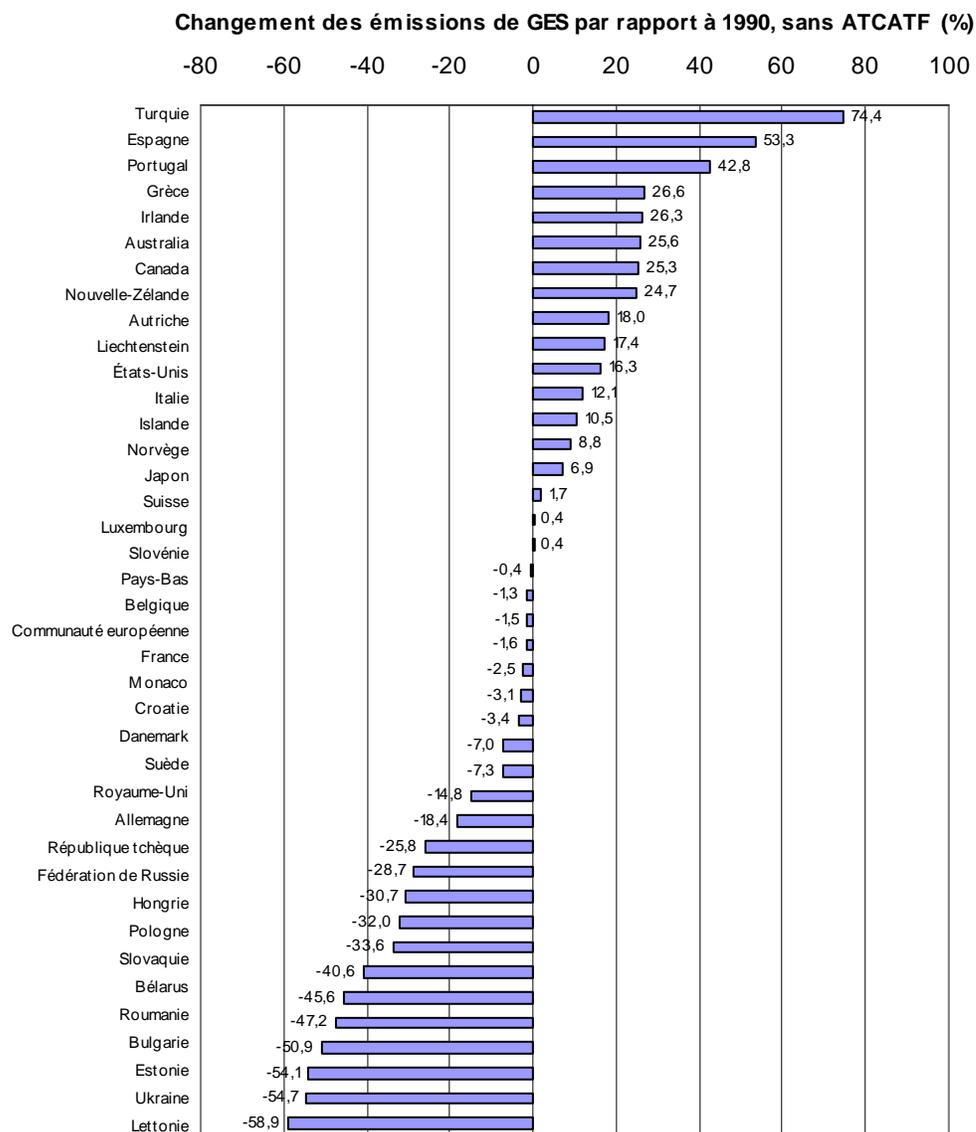


Figure 1-6 : Changement des émissions agrégées de GES pour les Parties visées à l'Annexe I, 1990-2005, hormis le secteur ATCATF

Source :

UNFCCC (2007), http://unfccc.int/ghg_emissions_data/ghg_data_from_unfccc/time_series_annex_i/items/3841.php

1.2 Dispositions d'ordre institutionnel prises pour l'établissement des inventaires

1.2.1 Le système d'inventaire national

Aux termes de l'article 5, paragraphe 1 du Protocole de Kyoto, chaque Partie au Protocole figurant à l'annexe I doit avoir mis en place, au plus tard le 1^{er} janvier 2007, un système national d'estimation des émissions anthropiques par les sources et des absorptions par les puits de tous les gaz à effet de serre non réglementés par le Protocole de Montréal. Le système national

(d'inventaire) inclut les dispositions institutionnelles, juridiques et procédurales nécessaires pour faire en sorte que les Parties honorent leurs obligations de déclaration, que les inventaires préparés soient de bonne qualité et qu'ils soient assortis d'une documentation d'archives adéquates pour faciliter les examens par des tiers et pour qu'on puisse évaluer le respect des objectifs fixés aux termes du Protocole de Kyoto. On trouvera ci-dessous une description des rôles et responsabilités des divers organismes et acteurs dans la mise en place du système national au Canada. Le processus de préparation de l'inventaire est décrit à la section 1.3.

1.2.2 Dispositions institutionnelles

La *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (1999) [LCPE 1999] confère à Environnement Canada l'autorité législative pour établir le système d'inventaire national et désigner la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada comme unique entité nationale chargée de la préparation et de la présentation de l'inventaire national à la CCNUCC (LCPE 1999). Consciente de la nécessité de recourir aux meilleures expertises et informations techniques et scientifiques disponibles, conformément aux bonnes pratiques et aux normes internationales de qualité, la Division des GES a défini des rôles et responsabilités pour la préparation de l'inventaire, tant à l'interne qu'à l'externe. La figure 1-7 identifie les divers intervenants de l'organisme d'inventaire et leurs contributions respectives.

Les experts en inventaires de la Division des GES développent, analysent et vérifient les données d'activités, les méthodes, les coefficients d'émissions et les estimations des émissions et des absorptions. La Division élabore, déclare et publie le RIN et les tableaux du Cadre uniformisé de présentation de rapports. De plus, elle gère la qualité et les systèmes d'archivage, publie des feuillets d'information et agit comme centrale des informations sur les GES et des orientations techniques pour la quantification des GES. En outre, la Division des GES gère le programme de déclaration des GES (PDGES), obligatoire, pour les installations émettant chaque année plus de 100 kt d'équivalent CO₂, décrit à la section 1.4.1.

Des groupes d'Environnement Canada externes à la Division des GES fournissent également des données sur les déchets et la gestion des déchets, sur l'utilisation résidentielle de la biomasse comme combustible et sur les émissions d'hexafluorure de soufre et de précurseurs de l'ozone et des aérosols.

Comme les sources et puits de gaz à effet de serre sont associés à un nombre énorme d'activités et de secteurs économiques, la Division des GES a dû nouer avec des fournisseurs de données et contributeurs experts des partenariats prenant diverses formes, officielles ou non.

L'organisme national de statistiques du Canada, Statistique Canada, a fourni à Environnement Canada une grande partie des données sur les activités nécessaires pour estimer les émissions de gaz à effet de serre des secteurs de l'Énergie et des Procédés industriels. C'est la Division de la fabrication, de la construction et de l'énergie (DFCE) de Statistique Canada qui est responsable de recueillir, compiler et diffuser les informations sur le bilan énergétique dans son *Bulletin sur la disponibilité et écoulement de l'énergie au Canada* (BDEEC). Le bilan énergétique est communiqué chaque année à Environnement Canada aux termes d'un protocole d'entente conclu entre les deux ministères.

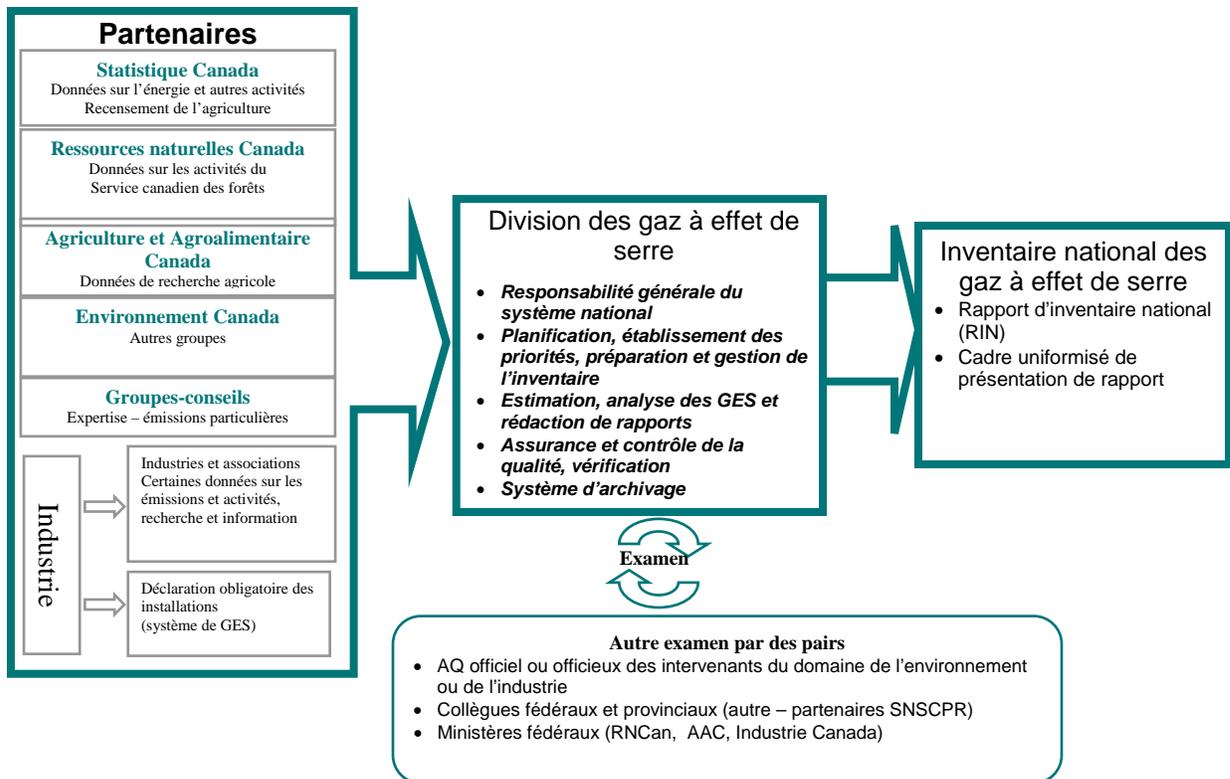


Figure 1-7 : Partenaires du système national d'inventaire

Les données sur l'énergie et les combustibles fossiles sont issues d'une combinaison de recensements et d'enquêtes menés, annuellement et mensuellement, auprès des industries, d'organismes fédéraux, de ministères provinciaux de l'Énergie et du Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie. La DFCE effectue également chaque année une Enquête sur la consommation industrielle d'énergie, une approche ascendante qui alimente l'élaboration du bilan énergétique et sert à vérifier les données recueillies lors de ses enquêtes sur la disponibilité et l'écoulement.

Le système de gestion de la qualité de Statistique Canada pour le bilan énergétique inclut un processus d'examen interne et externe. Étant donné la complexité des données sur l'énergie, un Groupe de travail sur les statistiques énergétiques, composé de représentants de Statistique Canada, d'Environnement Canada et de Ressources naturelles Canada, a été créé pour fournir avis, orientation et recommandations en vue d'améliorer le bilan énergétique. On trouvera à l'annexe 2 du présent rapport un complément d'information sur l'élaboration du bilan énergétique et ses vérifications de la qualité.

D'autres groupes de Statistique Canada sont également chargés de recueillir et déclarer les données sur l'activité de transport, comme des informations sur le parc de véhicules et d'autres informations industrielles non liées à l'énergie, dont des données sur la production d'urée et d'ammoniac. L'organisme recueille de plus des données sur les activités agricoles, par le biais du Recensement de l'agriculture, et fournit des données sur d'autres activités telles que l'enfouissement des déchets solides, ainsi que des données démographiques.

Ressources naturelles Canada (RNCan) est un partenaire important d'Environnement Canada, qui fournit expertise et analyse en matière d'énergie, effectue des examens d'expert pour le secteur de l'Énergie, et recueille et fournit des données d'activité sur la production minérale, la consommation d'éthanol et les résidus de bois. La Division de l'analyse et de la modélisation de RNCan a la responsabilité de préparer des prévisions d'émissions de GES pour le secteur de l'Énergie. Les données sur l'efficacité énergétique du parc de véhicules sont fournies par le ministère fédéral des Transports.

En 2004, Environnement Canada a désigné des responsabilités officielles à l'égard du Service canadien des forêts de Ressources naturelles Canada (RNCan-SCF) et d'Agriculture et Agroalimentaire Canada (AAC) pour l'élaboration d'éléments clés du secteur ATCATF, et a défini à cette fin des mécanismes formels et explicites de gouvernance par l'intermédiaire de protocoles d'entente. Le volet ATCATF du système national, appelé Système national de surveillance, de comptabilisation et de production de rapports (SNSCPR) pour l'ATCATF, est géré par un comité directeur interministériel présidé par EC et regroupant des représentants de la Direction de la recherche d'AAC et du RNCan-SCF. Trois groupes de travail techniques sont respectivement chargés des sous-secteurs de la foresterie, de l'agriculture et du changement d'affectation des terres, de manière que les meilleures informations et données disponibles issues des recherches scientifiques soient intégrées dans le secteur ATCATF de l'inventaire.

Chaque année, le RNCan-SCF établit et met à disposition des estimations des GES liés aux forêts dans le secteur ATCATF (dont le déboisement et le boisement), et AAC des estimations des GES liés aux terres cultivées et prairies. Fournies au plus tard le 1^{er} décembre de chaque année, ces estimations doivent être accompagnées d'une documentation exhaustive et transparente, avec analyse de l'incertitude et contrôle de la qualité. Le RNCan-SCF a développé le Système national de surveillance, de comptabilisation et de production de rapports concernant le carbone des forêts (SNSCPR-CF) et celui de l'agriculture (SNSCPR-AC), qui ont tous deux contribué à améliorer considérablement le secteur ATCATF. EC établit des estimations pour d'autres catégories du secteur ATCATF, effectue l'assurance de la qualité et joue un rôle intégrateur, assurant l'uniformité dans le système de représentation des terres. Outre sa responsabilité dans le SNSCPR-ATCATF, AAC joue également un important rôle dans la préparation de l'inventaire du secteur de l'Agriculture, de concert avec EC.

L'Agence spatiale canadienne et le Secteur des sciences de la Terre de RNCan fournissent leur expertise en observation de la Terre et des données de télédétection au SNSCPR-ATCATF.

La Division des GES collabore avec les gouvernements des provinces et des territoires, à la fois sur une base bilatérale et par l'intermédiaire du Groupe de travail sur les projections des émissions (voir la section 1.3).

Au besoin, et lorsque les ressources le permettent, des contrats sont passés avec des firmes de consultants et des universités pour l'exécution d'études en profondeur, par exemple pour la mise à jour des coefficients d'émission. L'industrie est un partenaire clé pour tous les secteurs de l'inventaire, auquel elle fournit une expertise concrète des coefficients d'émission, des données d'activité ou des estimations de GES. Une entente bilatérale a été conclue avec l'Association de l'aluminium du Canada, aux termes de laquelle celle-ci fournit chaque année à Environnement Canada des estimations des émissions liées aux procédés pour le CO₂, les PFC et le SF₆. Une entente similaire a été négociée avec l'Association canadienne de l'électricité pour la fourniture de données sur les émissions de SF₆ et autres données liées aux systèmes de transport de l'électricité.

1.3 Modalités de préparation de l'inventaire

La collecte et l'amélioration continues des données font partie intégrante des cycles de planification de l'inventaire national et de gestion de la qualité (voir la section 1.6). Chaque année, on effectue une évaluation à la lumière des enseignements tirés du précédent cycle d'inventaire, des suivis d'AQ/CQ, du rapport de révision de la CCNUCC et du plan d'amélioration pour déterminer les priorités et les zones à améliorer. À partir de ces résultats, les méthodologies et coefficients d'émission sont revus, élaborés et/ou raffinés. Des revues d'AQ des méthodologies et des coefficients d'émissions sont entreprises pour les catégories pour lesquelles on se propose de changer la méthodologie ou le coefficient d'émission et celles pour lesquelles on a prévu un examen d'AQ de la méthodologie ou du coefficient d'émission.

Les données utilisées pour établir l'inventaire national proviennent généralement de sources publiées. Elles sont recueillies par voie électronique ou manuelle (sur copie papier) auprès des organismes sources, et sont saisies dans des systèmes de comptabilisation des émissions sur tableurs, des bases de données ou des modèles. Les émissions sont calculées par des spécialistes désignés de l'établissement des inventaires et elles sont examinées à l'interne avant d'être déclarées selon les lignes directrices de la CCNUCC en la forme imposée par le CUPR et le RIN. Les vérifications de CQ et les estimations sont acceptées par les gestionnaires de secteur avant que le rapport et les totaux nationaux soient préparés. Le processus de l'inventaire fait aussi intervenir l'évaluation des catégories clés, des recalculs, des travaux sur les incertitudes et la préparation de la documentation.

Un examen externe est effectué par les membres d'un groupe officiel d'experts des provinces et des territoires, qui revoient les sections pertinentes de la version préliminaire de l'inventaire. Des sections sont également revues parallèlement par des experts et scientifiques d'autres ministères.

Les commentaires issus de l'examen sont documentés et, au besoin, incorporés dans le RIN et le CUPR, qui sont normalement présentés à la CCNUCC par voie électronique avant le 15 avril de chaque année. Les vérifications préliminaires de l'avant-projet soumis en avril sont réalisées par la CCNUCC en mai et juin. Un rapport d'inventaire définitif est préparé et présenté s'il y a lieu. Une fois qu'on y a mis la dernière touche, le CUPR et le RIN font l'objet d'autres corrections, avant d'être traduits puis envoyés pour la publication.

1.4 Méthodologies et sources de données

L'inventaire est structuré de manière à respecter les prescriptions de déclaration de la CCNUCC et il est subdivisé en six grands secteurs :

- Énergie;
- Procédés industriels;
- Utilisation des solvants et d'autres produits;
- Agriculture;
- ATCATF;
- Déchets.

Chacun de ces secteurs est à son tour subdivisé dans l'inventaire. Les méthodes décrites ont été regroupées dans la mesure du possible en fonction des secteurs et des sous-secteurs de la CCNUCC.

Les méthodes que contiennent les *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre - version révisée de 1996* (GIEC/OCDE/AIE 1997), les *Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux* (GIEC, 2000) et les *Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie* (GIEC 2003) ont servi à estimer les émissions et les absorptions de chacun des GES et groupes de GES directs suivants :

- CO₂;
- CH₄;
- N₂O;
- les HFC;
- les PFC;
- SF₆.

Même si elles ne sont pas obligatoires, les nouvelles lignes directrices de la CCNUCC sur l'établissement des rapports incitent les Parties visées à l'Annexe I à fournir des renseignements sur les GES indirects suivants :

- oxydes de soufre (SO_x);
- NO_x;
- CO;
- les COVNM.

Pour toutes les catégories, sauf le secteur ATCATF, ces gaz (aussi appelés principaux contaminants atmosphériques, ou PCA) sont répertoriés et déclarés séparément. Les émissions des PCA au Canada sont déclarées à la Commission économique des Nations Unies pour l'Europe (CEE-ONU)¹⁹. Comme nous l'avons déjà vu, un sommaire de ces émissions figure également dans le RIN (voir l'annexe 14 : Précurseurs de l'ozone et des aérosols).

En général, un inventaire des émissions et des absorptions peut se définir comme un compte rendu détaillé des émissions par les sources anthropiques et des absorptions par les puits ainsi que des données connexes provenant d'une catégorie de source du secteur de l'inventaire sur une durée déterminée. Un tel inventaire peut être établi selon une approche « ascendante », « descendante » ou combinée. L'inventaire national du Canada est établi par approche descendante, et il fournit des estimations au niveau sectoriel et au niveau provincial/territorial sans attribution aux émetteurs individuels. Environnement Canada travaille sans cesse à améliorer l'exactitude, l'exhaustivité et la transparence de son inventaire. Un inventaire détaillé ascendant

19. Voir le site Web : <http://www.sommetjohannesburg.org/institutions/frame-ceeonu.html/>

n'est ni pratique ni possible à l'heure actuelle, même si les estimations sont tirées des données détaillées propres à chaque source pour certains secteurs.

L'inventaire fait la distinction entre les sources ponctuelles et les sources diffuses. Les sources ponctuelles sont des sources ou installations individuelles, et les sources diffuses sont distribuées dans l'espace ou très nombreuses, ce qui oblige à recueillir des données sur de nombreuses sources distinctes. Les émissions des sources ponctuelles peuvent être mesurées ou estimées à partir des données provenant des coefficients de production et d'émission d'usines ou installations individuelles.

Les émissions ou les absorptions, qu'elles concernent des sources ponctuelles ou diffuses, sont généralement calculées ou estimées à partir des bilans massiques, des rapports stoechiométriques ou des relations de coefficients d'émission dans des conditions moyennes. Dans bien des cas, les données d'activités provenant des provinces et territoires sont combinées aux coefficients d'émission moyens pour établir un inventaire national « descendant ». On a établi des estimations régionales à grande échelle, basées sur des conditions moyennes, pour les sources diffuses, comme les transports. Les émissions des sites d'enfouissement sont calculées au moyen d'un modèle de simulation qui rend compte de la production lente et du rejet de ces émissions à long terme.

Les systèmes biologiques manipulés, comme les terres agricoles, les forêts et les terres converties à d'autres usages, sont généralement des sources ou des puits répartis sur de très grandes superficies. Les processus qui entraînent des émissions ou des absorptions présentent une variabilité spatiale et interannuelle considérable, et s'échelonnent également sur plusieurs années ou même dizaines d'années. La méthode d'estimation des émissions et des absorptions la plus pratique peut exiger de combiner des mesures répétées et la modélisation. La nécessité, propre à ces systèmes, de séparer les effets anthropiques des vastes puits naturels représente un défi supplémentaire.

En général, les estimations des émissions et des absorptions de GES peuvent être établies pour un procédé ou une combinaison d'activités donnés au moyen d'une ou plusieurs des méthodes suivantes :

Mesure directe : à quelques exceptions près, les mesures des émissions ou des absorptions de GES s'appliquent aux sources ponctuelles. Pour l'heure, les sources qui mesurent et déclarent les émissions de GES sont très peu nombreuses.

Bilan massique : cette méthode permet de déterminer les émissions dans l'atmosphère en fonction de la différence entre la quantité de l'élément contenu dans les matières premières ou les combustibles (comme le carbone) et celle des produits, des déchets de procédés ou des résidus qui ne sont pas rejetés. Si l'on dispose d'assez de données pour déterminer la teneur moyenne en carbone des cycles des procédés, la méthode du bilan massique convient alors très bien pour les apports de carbone du combustible et les activités de transformation des minéraux. En général, les émissions de CO₂ qui résultent de la combustion d'un combustible sont faciles à estimer par la méthode du bilan du carbone.

Calcul des coefficients d'émission propres à une technologie donnée : les coefficients d'émission propres aux entreprises peuvent servir à estimer le taux de rejet d'un polluant dans l'atmosphère (ou le rythme d'absorption) dû à une activité industrielle ou à la production unitaire. Même si les émissions ou les absorptions n'ont peut-être pas été mesurées, chaque installation a pu mesurer le taux relatif pour divers paramètres de l'usine, qui peut alors être combiné à d'autres données

propres à l'usine, comme la production, les activités et le nombre de ces sources, afin de déterminer les émissions ou les absorptions attribuables à une source ponctuelle ou d'établir un inventaire « ascendant ».

Calcul des coefficients d'émission moyens ou généraux : lorsqu'il n'existe pas de données propres à une usine, on peut utiliser les coefficients d'émission moyens ou généraux pour une source ou un secteur donné. Ces coefficients peuvent être combinés aux données propres à l'entreprise, au secteur, au procédé, ou à l'activité et à la population en général pour calculer les émissions dans le cadre d'un inventaire descendant. Les coefficients d'émission moyens ou généraux pour la plupart des secteurs de l'inventaire ont été conçus par Environnement Canada, de concert avec d'autres ministères, des associations industrielles ainsi que des organismes et organisations. Ces valeurs, qui reflètent les méthodes les plus exactes reposant sur les données existantes, englobent les informations actuellement élaborées par le GIEC pour la CCNUCC.

Les méthodes et les coefficients d'émission décrits dans ce document sont considérés comme les meilleurs qui existent aujourd'hui compte tenu des données disponibles relatives aux activités. Cela étant dit, dans certains cas, il se peut qu'une méthode ou un coefficient d'émission plus exact soit disponible, mais que les données d'activités nécessaires ne soient pas disponibles à l'échelle nationale, de sorte qu'il est impossible d'utiliser la méthode plus précise. Certaines méthodes ont été révisées et améliorées avec le temps, et de nouvelles sources ont ainsi été ajoutées à l'inventaire. Les annexes 2 et 3 contiennent d'autres précisions sur les méthodes utilisées dans le rapport.

Les activités d'amélioration de la méthodologie et des données, qui prennent en compte les résultats des procédures d'AQ/CQ, des examens et des vérifications, sont planifiées et mises en oeuvre en continu par le personnel de la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada, afin d'améliorer encore plus la transparence de l'inventaire national, son exhaustivité, son exactitude, son uniformité et sa comparabilité. De ce fait, les changements qui touchent les données ou les méthodes conduisent souvent à recalculer les estimations des GES pour la totalité des séries chronologiques allant de l'année de référence 1990 à l'année la plus récente. Le chapitre 9 explique plus en détail les méthodes utilisées pour recalculer les estimations et les améliorations apportées à ces méthodes.

1.4.1 Système de déclaration obligatoire des GES

En mars 2004, le gouvernement du Canada a créé le Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre (PDGES) aux termes du paragraphe 46(1) de la LCPE, 1999 qui vise les émetteurs industriels du Canada en particulier. Tel que publié dans la *Gazette du Canada*, les installations qui émettent dans une année 100 000 tonnes d'équivalent CO₂ (100 kt d'éq. CO₂) ou plus doivent présenter un rapport d'émissions de GES au plus tard le 1er juin de l'année suivante. On encourage les installations dont les émissions de GES sont inférieures au seuil de déclaration à en présenter quand même une, sur une base volontaire. Le Programme de déclaration des émissions de GES s'applique seulement aux plus grands émetteurs industriels de GES au Canada. Les émissions déclarées par les installations constituent un peu plus du tiers (~38 %) du total canadien tel que présenté dans l'inventaire national de GES.

Les installations industrielles qui produisent des rapports sur les émissions de gaz à effet de serre sont les centrales utilisant des combustibles fossiles pour produire de l'électricité, de la chaleur ou de la vapeur, les aciéries intégrées; les entreprises d'extraction de pétrole et de gaz; les installations d'extraction, de fonte et d'affinage de métaux; les fabriques de pâtes et papiers et les scieries; les raffineries de pétrole et les usines de produits chimiques. On ne prescrit pas de

méthode d'estimation particulière, et les déclarants peuvent choisir la méthodologie de quantification qui convient le mieux à leur industrie ou à leur application. Les méthodes incluent la surveillance et les mesures directes, les bilans de masse, les facteurs d'émissions et les estimations techniques d'ingénierie. Les installations déclarantes sont encouragées à utiliser des méthodes qui respectent les lignes directrices adoptées par la CCNUCC et développées par le GIEC, et sont utilisées dans la préparation de l'inventaire national des GES.

Bien que ce ne soit pas une exigence de la CCNUCC, on peut utiliser, au besoin, les données sur les émissions de GES à l'échelle d'une installation pour valider les estimations des émissions dans le RIN, qui ont été établies à partir de statistiques nationales et provinciales, tout en fournissant en même temps aux Canadiens des renseignements opportuns sur les émissions de GES et en permettant aux provinces et aux territoires de satisfaire aux exigences de rapport pour les émissions de GES. C'est le niveau de détail et le type de données disponibles qui déterminent dans quelle mesure les informations sur les émissions déclarées de GES peuvent être pleinement intégrées. Environnement Canada continuera d'utiliser ces données comme élément important du processus global d'établissement de l'inventaire pour en comparer et vérifier les estimations.

Le site Web sur les GES (<http://www.ec.gc.ca/ghg>) fournit un accès public aux informations sur les émissions de GES déclarées (totaux de GES par gaz et par installation). Les données sur les GES sont fournies dans un rapport sommaire, et des tableaux peuvent être visualisés dans une base de données consultable et en format téléchargeable.

1.4.1.1 Émissions de GES déclarées pour 2006 par les installations

Au total, 343 installations ont déclaré leurs émissions de GES pour l'année civile 2006; ensemble, elles ont émis au total 273 Mt de GES (éq. CO₂)²⁰. L'information sur les rejets directs des six gaz ou groupes de gaz à effet de serre doit être déclarée chaque année si l'installation atteint ou dépasse le seuil de déclaration. Sur ces gaz, le CO₂ constitue la majeure partie des émissions déclarées, avec environ 94 %, le CH₄ représentant 3 %, et le N₂O juste un peu plus de 2 %. Les HFC et PFC (déclarés par espèce) et le SF₆ provenant surtout du secteur manufacturier constituent le 1 % restant (voir le tableau 1-2).

Tableau 1-2 : Émissions de GES déclarées en 2006 par les installations, par gaz

GES	Émissions totales (kt d'éq. CO ₂)	% du total
CO ₂	256 306	94
CH ₄	8 521	3
N ₂ O	4 418	2
les HFC	41	0
les PFC	2 626	1
SF ₆	1 246	0,5
Total	273 157	100

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Les émissions de GES déclarées varient d'une région à l'autre, et sont régies par un certain nombre de facteurs, dont la disponibilité des ressources naturelles et les types d'activités industrielles qui y sont menées. Les installations situées en Alberta constituent la part la plus

20. Les données présentées datent du 1^{er} août 2007.

importante des émissions déclarées en 2006, soit environ 42 % du total, suivies de celles situées en Ontario, avec environ 26 %. Viennent ensuite la Saskatchewan et le Québec, avec chacun environ 8 % des émissions déclarées; à noter qu'il y avait au Québec 52 installations qui ont présenté des déclarations, contre 23 en Saskatchewan (voir le tableau 1-3).

Tableau 1-3 : Émissions de GES déclarées en 2006 par les installations, par province/territoire

Province/territoire	Nombre d'installations ayant présenté une déclaration	Total des émissions déclarées (kt d'éq. CO ₂)	% du total
Alberta	103	115 421	42
Ontario	86	71 709	26
Québec	52	22 307	8
Saskatchewan	23	22 522	8
Colombie-Britannique	38	12 316	5
Nouveau-Brunswick	14	10 191	4
Nouvelle-Écosse	8	10 880	4
Terre-Neuve-et-Labrador	8	4 953	2
Manitoba	8	2 438	1
Territoires du Nord-Ouest	2	319	0
Île-du-Prince-Édouard	1	100	0
Nunavut	SO	0	0
Yukon	SO	0	0
Total	343	273 156	100

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.
SO = Sans objet.

1.4.1.2 Émissions de GES déclarées pour 2006, par secteur

Les installations présentant des déclarations doivent indiquer le principal secteur d'activité qui est responsable de leurs émissions déclarées, en utilisant le code correspondant du Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN). La majeure partie des émissions de GES étaient imputables à trois secteurs industriels : compagnies de services publics, fabrication et exploitation minière et extraction du pétrole et du gaz (voir le tableau 1-4). Les fluctuations interannuelles du nombre d'installations déclarantes ne sont pas un phénomène surprenant, puisque les changements des niveaux de production, des procédés et de la technologie, ainsi que du type de combustible utilisé par une installation donnée peuvent entraîner des baisses ou des hausses des émissions qu'elle déclare. L'installation peut donc franchir, dans un sens ou dans l'autre, le seuil de déclaration de 100 kt d'éq. CO₂.

Les émissions du secteur des services publics contribuaient pour 43 % au total des émissions de GES déclarées pour 2006, un peu plus de 99 % de ces émissions étant dues à la production, au transport et à la distribution de l'électricité. Le secteur manufacturier représentait 32 % des émissions de GES de 2005, et le secteur de l'exploitation minière et de l'extraction du pétrole et du gaz 20 % du total, une augmentation de 2% par rapport aux années précédentes. Le gros de ces émissions provenait des usines sidérurgiques et de la fabrication de ferro-alliages, ainsi que de l'extraction de pétrole non classique et du raffinage du pétrole.

Tableau 1-4 : Contribution sectorielle des émissions de GES déclarées, de 2004 à 2006

SCIAN ¹	Secteur	Paramètre	Année de déclaration		
			2004	2005	2006
21	Exploitation minière et extraction du pétrole et du gaz	Nombre d'installations	71	75	79
		Émissions (kt d'éq. CO ₂)	50 909	50 335	54 791
		Pourcentage annuel total (%)	18	18	20
		Changement annuel (%)	SO	-1	9
		Changements intervenus depuis 2004 (%)	SO	-1	8
22	Services	Nombre d'installations	75	75	76
		Emissions (kt d'éq. CO ₂)	122 018	124 661	116 826
		Pourcentage annuel total (%)	44	45	43
		Changement annuel (%)	SO	2	-6
		Changements intervenus depuis 2004 (%)	SO	2	-4
31-33	Manufacturier	Nombre d'installations	75	75	76
		Émissions (kt d'éq. CO ₂)	122 018	124 661	116 826
		Pourcentage annuel total (%)	44	45	43
		Changement annuel (%)	SO	2	-6
		Changements intervenus depuis 2004 (%)	SO	2	-4
Autre ²	Autre	Nombre d'installations	21	28	33
		Émissions (kt d'éq. CO ₂)	11 627	14 233	13 480
		Pourcentage annuel total (%)	4	5	5
		Changement annuel (%)	SO	22	-5
		Changements intervenus depuis 2004 (%)	SO	22	16
Tous	Tous	Nombre d'installations	326	337	343
		Émissions (kt d'éq. CO ₂)	279 989	279 712	273 157
		Changement annuel (%)	SO	0	-2

Notes : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

1. Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN)

2. Inclut un certain nombre de secteurs plus petits (transport par pipeline de gaz naturel, traitement et élimination des déchets, etc.).

SO = Sans objet.

1.5 Catégories clés

Les recommandations du GIEC définissent les procédures (sous forme d'arbres décisionnels) à suivre pour sélectionner les méthodes d'estimation recommandées dans le cadre des lignes directrices du GIEC (GIEC 2000, 2003). Les arbres décisionnels officialisent le choix de la méthode d'estimation qui convient le mieux à la situation d'un pays tout en tenant compte en même temps du besoin d'exactitude et des ressources (aussi bien financières qu'humaines) disponibles. En règle générale, on peut améliorer la précision et l'exactitude des estimations aux fins de l'inventaire en utilisant des méthodes très rigoureuses (niveau le plus élevé). Toutefois, étant donné les limites concrètes, il est impossible de définir de façon détaillée l'ensemble des catégories d'émissions. Il est donc utile de déterminer et d'établir la priorité des catégories clés pour faire le meilleur usage possible des ressources.

Dans ce contexte, une *catégorie clé* est une catégorie prioritaire du système d'inventaire national parce que son estimation exerce une influence profonde sur l'inventaire total des GES directs d'un pays en ce qui concerne tant le niveau absolu des émissions (évaluation du niveau) que la tendance des émissions (évaluation de la tendance). Dans la mesure du possible, les catégories clés doivent faire l'objet d'une attention spéciale en ce qui concerne deux paramètres importants de l'inventaire :

1. L'usage privilégié de méthodes détaillées du plus haut niveau.
2. Les catégories clés doivent faire l'objet d'une attention supplémentaire pour l'AQ et le CQ.

Une contribution cumulative de 95 % aux évaluations du niveau et de la tendance constitue une approximation raisonnable des catégories qui représentent environ 90 % du degré d'incertitude de l'inventaire (GIEC 2000). Faute de données quantitatives sur les incertitudes, la méthode simplifiée CQ 1, qui sert à déterminer les catégories clés permet de se faire une assez bonne idée des secteurs auxquels il faut accorder la priorité afin de réduire les incertitudes entachant l'inventaire.

Pour l'inventaire des GES de 1990–2006, les évaluations du niveau, des tendances et des catégories clés ont été effectuées selon l'approche de contrôle de qualité de niveau 1, présentée dans les documents du GIEC (2000 et 2003). Les catégories d'émissions et d'absorptions utilisées pour l'évaluation des catégories clés suivent généralement celles du CUPR et du CUPR-ATCATF, même si dans certains cas les données ont été regroupées et sont propres à l'inventaire canadien.

Les grandes catégories clés basées sur les évaluations du niveau et des tendances (dont le secteur ATCATF) sont celles de la combustion de combustibles (transport routier, production d'électricité et de chaleur dans le secteur public, autres secteurs, industries manufacturières et construction), de la production d'acide adipique, de la fermentation entérique en agriculture et la catégorie ATCATF des terres forestières dont la vocation n'a pas changé. On trouvera à l'annexe 1 des précisions et les résultats des évaluations.

1.6 AQ/CQ

L'inventaire national et le RIN doivent être préparés conformément aux lignes directrices et aux méthodes internationales en matière de déclaration convenues par la CCNUCC. L'inventaire est établi selon les méthodes et les lignes directrices prescrites par le GIEC, et repose sur les meilleures données et méthodes basées sur des connaissances scientifiques. L'AQ/CQ et les procédures de vérification font partie intégrante de la préparation de l'inventaire. La Division des gaz à effet de serre mène chaque année des activités approfondies d'AQ/CQ et s'est engagée à améliorer les données et les méthodes en collaboration avec l'industrie, les provinces et les territoires, le milieu universitaire et la communauté internationale afin de produire un inventaire crédible et valable qui satisfasse à ses obligations internationales. Les activités d'amélioration, qui prennent en compte les résultats des procédures d'AQ/CQ, des examens et des vérifications, sont planifiées et mises en œuvre en continu par le personnel de la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada, afin d'améliorer encore plus la transparence de l'inventaire national, son exhaustivité, son exactitude, son uniformité et sa comparabilité. De ce fait, les changements qui touchent les données ou les méthodes conduisent souvent à recalculer les estimations des GES pour la totalité des séries chronologiques allant de l'année de référence 1990 à l'année la plus récente.

On a nommé en 2006 un coordonnateur d'AQ/CQ afin d'assurer la formulation et la mise en œuvre complètes du Système de gestion de la qualité du Canada. Au cours de la même année, d'importants efforts ont été consacrés à l'examen et à la modification du cadre de gestion de la qualité, ainsi qu'à l'établissement d'un plan revu et corrigé d'AQ/CQ. En 2007, ce plan a été mis en application. Cette étape a marqué le passage d'une approche informelle d'AQ/CQ à une approche bien définie et uniforme d'un secteur à l'autre. On s'attend à ce que la mise en place intégrale du plan s'échelonne sur plusieurs années, englobant les méthodes de CQ de niveau 1 et de niveau 2, de même que les procédures d'AQ, les examens et les vérifications.

En outre, en 2006, on a créé un comité chargé de l'établissement des priorités et de la planification qui, au cours de la présente année d'inventaire, a joué un rôle de centralisateur dans la prise de décisions en ce qui concerne l'inventaire, en particulier les approches visant l'assurance de la qualité et les améliorations prévues.

Au nombre des réalisations au chapitre de l'AQ/CQ en 2007 figurent les suivantes :

- un examen des enseignements appris pour déterminer les améliorations pouvant être apportées à l'inventaire et les risques possibles;
- l'embauche d'un nouveau responsable de projet pour gérer l'échéancier de l'inventaire et établir un calendrier d'inventaire;
- une vérification interne de l'intégralité et de la transparence des listes de vérification des procédures de CQ;
- la mise en place d'un nouveau système d'archivage électronique et la création d'une bibliothèque d'ouvrages imprimés de référence;
- la création d'un groupe de travail pour le CQ de niveau 1, qui a produit des listes de vérification de niveau 1 et un nouveau guide,
- l'officialisation de niveau 2 et d'AQ dans les secteurs des Procédés industriels et de l'Énergie et la publication de documents d'orientation de niveau 2 et d'AQ,
- l'élaboration de nouvelles exigences relatives aux processus et aux documents avant la modification des méthodes.

Nous renvoyons le lecteur à l'annexe 6 du rapport pour d'autres précisions.

1.7 Degré d'incertitude

Même si les inventaires nationaux de GES doivent être précis, exhaustifs, comparables, transparents et vérifiables, les estimations seront toujours entachées d'incertitude. Les incertitudes²¹ des estimations de l'inventaire peuvent résulter de l'incertitude systématique des modèles ou (plus vraisemblablement) de l'incertitude aléatoire des paramètres d'entrée. Même si, pour réduire l'incertitude des modèles, il faut procéder à l'examen approfondi des modèles d'estimation, on peut réduire l'incertitude aléatoire en améliorant les régimes des données sur les activités et l'évaluation des coefficients d'émission et d'autres paramètres des modèles. L'objectif primordial des informations quantitatives sur l'incertitude est de fixer l'ordre des priorités afin

21. Définition de l'incertitude en ce qui concerne l'inventaire : Terme général et imprécis qui désigne le manque de certitude (pour certains éléments de l'inventaire) dû à une cause quelconque, comme des sources et puits non identifiés, le manque de transparence, etc. (GIEC 2000).

d'améliorer l'exactitude des inventaires futurs et d'orienter les décisions sur les méthodes à utiliser. En général, le degré d'incertitude qui se rattache aux tendances et aux totaux nationaux est nettement inférieur à celui qui se rattache aux gaz et aux secteurs individuels.

Selon les lignes directrices de déclaration de la CCNUCC qui concernent les inventaires annuels, les Parties visées à l'Annexe I doivent estimer quantitativement le degré d'incertitude des données pour toutes les catégories de sources et de puits en utilisant au moins la méthode de niveau 1, telle qu'elle figure dans les Recommandations du GIEC (GIEC 2000). Les Parties peuvent recourir à la méthode de niveau 2 des Recommandations du GIEC pour s'affranchir des limites techniques de la méthode de niveau 1.

En 2004 et en 2005, on a mené une étude quantitative de niveau 2 du degré d'incertitude de l'inventaire des gaz à effet de serre au Canada (ICF Consulting 2004, 2005), dont les résultats ont été pris en décrit dans le RIN canadien de 2005. Dans le RIN canadien de 2007, on a incorporé d'autres données de l'étude de niveau 2, notamment des données sur l'incertitude générale des tendances de l'inventaire pour 1990-2001 et sur la sensibilité du degré d'incertitude général de l'inventaire aux incertitudes entachant les catégories de sources. Dans le RIN de 2008, le Canada continue de tirer profit des résultats de cette étude en tant que principale source d'évaluation quantitative de l'incertitude (voir l'annexe 7 pour de plus amples renseignements sur les incertitudes).

Dans l'ensemble, le degré d'incertitude de l'inventaire national (sans l'ATCATF), comme en 2001 (présentation du RIN de 2003), se situe dans la fourchette de -3 % à +6 % pour tous les GES confondus. En ce qui concerne les gaz individuels, c'est au N₂O qu'est associée la plage d'incertitude la plus étendue dans l'inventaire national, de -8 % à +80 %, viennent ensuite les hydrofluorocarbures (HFC), de -22 % à +58 %. Quant au CO₂, plus grand contributeur aux émissions déclarées aux fins de l'inventaire, il présente une fourchette de -4 % à 0 % (ICF Consulting 2005). L'estimation du degré d'incertitude des données de l'inventaire canadien se situe dans la plage d'incertitude déclarée par d'autres pays de l'Annexe I.

Bien que l'étude du degré d'incertitude ait été réalisée sur les données du RIN de 2003, on estime que le degré évalué est représentatif de l'incertitude de l'inventaire actuel dans la majorité des cas. L'explication des facteurs d'incertitude des diverses catégories et l'interprétation des résultats par les analystes de l'inventaire sont fournis dans les chapitres propres à chaque secteur. On trouvera également dans ces chapitres des mises à jour de certaines estimations de l'incertitude de diverses catégories de sources.

À court terme, le Canada vise à mettre à jour son analyse de l'incertitude et à développer des compétences à l'interne pour faire en sorte que l'analyse de l'incertitude soit mise à jour sur une base régulière.

1.8 Évaluation de l'exhaustivité

L'inventaire national de GES, pour l'essentiel, est un inventaire exhaustif des six GES ou groupes de GES qui doivent être déclarés aux termes de la CCNUCC. L'exclusion de certaines émissions est généralement liée à la non-disponibilité de données d'activité exhaustives pour certaines sous-catégories d'une source qui sont par nature mineures. Dans certains cas, c'est l'absence de méthodologies adéquates et rentables qui a conduit à exclure une source mineure.

Dans le RIN de 2006, le Canada a inclus un nombre important de nouvelles sources, comme les émissions dues à l'utilisation d'éthanol dans les carburants et à l'utilisation de magnésite

(carbonate) dans la production de magnésium, et les émissions de SF₆ de la fabrication de semi-conducteurs. Ces ajouts ont contribué à étoffer l'inventaire national des GES de 2006, qui a fait l'objet d'un examen au pays mené par une équipe d'examen composée d'experts de la CCNUCC.

L'examen, qui a eu lieu en novembre 2007 dans le cadre de l'étude du rapport initial du Canada, a révélé que certaines sources mineures ne figuraient pas à l'inventaire. Par exemple, l'utilisation de pneus hors d'usage et d'autres déchets comme des sous-produits qui servent de carburant dans un four à ciment, l'utilisation de bio-diesel dans les transports routiers, et la production de HCFC-22.

Dans le secteur de l'Énergie, on peut encore améliorer l'exhaustivité en examinant les combustibles non classiques utilisés dans l'industrie manufacturière. Dans le secteur des Procédés industriels, les émissions de GES découlant de la production de HCFC-22 ont été ajoutées au présent inventaire. Des recherches supplémentaires pourraient fournir de meilleures informations sur les émissions possibles de CH₄ provenant des procédés de fabrication. Dans le secteur ATCATF, des améliorations significatives ont été apportées depuis 2006, mais les limites des données empêchent d'atteindre une exhaustivité totale.

Dans le cadre du plan d'amélioration du RIN, on travaille constamment à identifier et évaluer les nouveaux puits et sources pour lesquels il existe des méthodes d'estimation rentables. On trouvera d'autres précisions sur l'exhaustivité de l'inventaire à l'annexe 5.

2 Tendances des émissions de gaz à effet de serre, 1990-2006

2.1 Sommaire des tendances

En 2006, les émissions canadiennes de GES (exception faite du secteur ATCATF) ont été de 721 Mt, soit une augmentation de 21,7 % par rapport aux niveaux de 1990. Entre 2005 et 2006, elles ont baissé de 1,9 %.

Depuis 1990, l'augmentation des émissions est principalement le fait de la production d'électricité et de chaleur et de secteurs comme les industries des combustibles fossiles, l'exploitation minière, les transports, la consommation d'halocarbures et de SF₆, la fermentation entérique et les déchets. Il y a eu des baisses globales dans le secteur manufacturier et le secteur du bâtiment, l'industrie chimique et la production de métaux.

2.2 Tendances des émissions par gaz

Le CO₂ est de loin le gaz qui contribue le plus aux émissions de GES du Canada. La figure 2-1 montre de quelle façon les contributions en pourcentage des six GES ont évolué entre 1990 et 2006. La proportion de CO₂ n'a que légèrement varié, passant de 77 % des émissions en 1990 à 78 % en 2006.

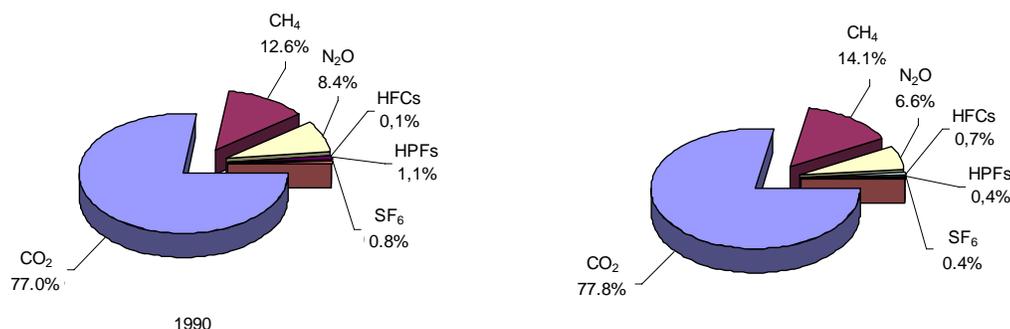


Figure 2-1 : Émissions canadiennes de GES par gaz, 1990 et 2006 (à l'exclusion du secteur ATCATF)

2.3 Tendances des émissions par catégorie

2.3.1 Secteur de l'énergie (émissions de GES en 2006 : 583 Mt)

Les activités dans le domaine de l'énergie sont de loin la source la plus importante d'émissions de GES au Canada, puisqu'on y retrouve les émissions de tous les GES attribuables à la production et à la consommation de combustibles dont le but primordial est de fournir de l'énergie. Les émissions de ce secteur sont classées soit comme résultant de la combustion de combustibles, soit comme rejets fugitifs. Les émissions fugitives se définissent comme des rejets délibérés ou accidentels de GES résultant de la production, de la transformation, du transport, de l'entreposage et de la livraison de combustibles fossiles.

Dans l'ensemble, la combustion de combustibles et les émissions fugitives ont concentré 81 % du total des émissions canadiennes de GES en 2006 (respectivement 516 Mt et 66,8 Mt). Entre 1990

et 2006, les émissions attribuables à la combustion de combustibles ont augmenté de 21 %, alors que les émissions fugitives ont progressé de 57 %. Les données relatives aux émissions attribuables à la combustion de combustibles et aux émissions fugitives pour certaines années données, entre 1990 et 2006, sont présentées au tableau 2-1.

Les industries énergétiques, regroupées dans le secteur de l'énergie, contribuent plus que toute autre catégorie aux émissions du Canada. Ces industries (qui englobent la production de combustibles fossiles et la production d'électricité et de chaleur) génèrent à la fois des rejets de gaz de combustion et des émissions fugitives. Elles sont présentées en tant que « Combustion de combustibles — Industries énergétiques » et « Émissions fugitives » au tableau 2-1. Ensemble, le sous-secteur des industries énergétiques et celui des émissions fugitives ont contribué pour 252 Mt, ou 35 %, aux émissions totales du Canada et pour environ 43 % à celles du secteur énergétique en 2006.

Tableau 2-1 : Émissions de GES dues au secteur de l'énergie, par secteur du CUPR de la CCNUCC, 1990–2006

Puits/sources de GES	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)				
	1990	1995	2000	2005	2006
1. Énergie	470	510	587	596	583
A. Combustion de combustibles (Approche sectorielle)	427	453	522	531	516
1. Industries énergétiques	147	155	199	194	185
2. Industries manufacturières et Construction	62,9	62,0	64,5	64,2	64,2
3. Transport	145	159	178	193	192
4. Autres secteurs	72	76	80	80	75
B. Émissions fugitives	42,7	57,0	64,7	65,5	66,8
1. Combustibles solides (charbon)	1,9	1,7	0,9	0,7	0,6
2. Pétrole et gaz naturel	40,7	55,3	63,7	64,8	66,2

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Le tableau 2-1 subdivise les sources d'énergie selon les catégories du CUPR de la CCNUCC — les rejets de gaz de combustion sont classés séparément des émissions fugitives. Avec cette ventilation, la combustion de combustibles dans les industries énergétiques a représenté 185 Mt en 2006, et les émissions fugitives 66,8 Mt. En termes de croissance relative, les émissions fugitives du secteur du pétrole et du gaz naturel (y compris la production, la transformation, le transport et la distribution) ont augmenté plus rapidement que toute autre catégorie du secteur de l'énergie; en effet, entre 1990 et 2006, elles ont progressé de 57 %.

2.3.1.1 Émissions dues à la combustion de combustibles (émissions de GES en 2006 : 516 Mt)

Les émissions de GES attribuables à la combustion de combustibles sont passées de 427 Mt en 1990 à 516 Mt en 2006, soit une hausse de 21 %. Les émissions attribuables à la combustion de combustibles sont réparties dans les sous-catégories suivantes de la CCNUCC : industries énergétiques, secteur manufacturier et bâtiment, transports et autres secteurs. La sous-catégorie des autres secteurs englobe les émissions des catégories résidentielles et commerciales, de même que les contributions mineures des émissions attribuables à la combustion de combustibles de sources fixes provenant du secteur de l'agriculture et des forêts.

Industries énergétiques (émissions de GES en 2006 : 185 Mt)

Le sous-secteur des Industries énergétiques constitue la part la plus importante des émissions du Canada attribuables à la combustion de combustibles (26 % du total). Les émissions comprises dans ce sous-secteur proviennent de sources fixes qui produisent, transforment et raffinent de l'énergie. Parmi les catégories de la CCNUCC appartenant à cette source figurent la production d'électricité et de chaleur dans le secteur public, le raffinage du pétrole et la fabrication de combustibles solides et d'autres industries énergétiques. En 2006, les émissions attribuables à la combustion de la catégorie des industries énergétiques se sont élevées à 185 Mt, soit une hausse de 26 % par rapport aux 147 Mt émises en 1990.

Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public²² (émissions de GES en 2006 : 117 Mt)

Cette catégorie a concentré 16 % (117 Mt) des émissions de GES du Canada en 2006 (tableau 2-2) et a contribué pour 17 % à la croissance totale des émissions entre 1990 et 2006. Les émissions globales de cette catégorie ont augmenté de 23 % (22 Mt) depuis 1990.

Tableau 2-2 : Émissions de GES provenant de la production d'électricité et de chaleur dans le secteur public, 1990–2006

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)					% de la hausse 1990-2006
	1990	1995	2000	2005	2006	
Production d'électricité	95	100	131	123	116	22
Production de chaleur	1,25	1,84	1,99	1,88	1,48	18
Total	95,4	101,0	132,4	124,7	117,0	23

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

La production d'électricité et de chaleur, composante du sous-secteur des industries énergétiques, a connu de fortes augmentations des émissions depuis 1990. L'augmentation de la demande d'électricité, poussée par l'augmentation de la consommation de combustibles fossiles dans les méthodes de production, a fait grimper les émissions de GES de 22 Mt entre 1990 et 2006; la demande d'électricité, comparativement, a été de 95 TWh plus élevée en 2006 qu'en 1990 (Statistique Canada No 57-601). Même si cette hausse de la demande a été comblée en partie par l'augmentation de la production d'hydroélectricité et d'énergie nucléaire, la production de combustibles fossiles a augmenté encore plus. Il s'ensuit qu'en 2006, la part de l'hydroélectricité dans le parc électrogène a reculé, passant de 63 % à 59 % (Statistique Canada No 57-003), tandis que la part des combustibles fossiles a augmenté, de 22 % à 26 %, aggravant l'intensité moyenne d'émissions de GES. Cela signifie qu'entre 1990 et 2006, pendant que la production de combustible fossile a augmentait de 40%, les émissions de GHS augmentaient de 23%.

La situation à court terme révèle que les émissions de GES liées à la production d'électricité et de chaleur ont diminué de près de 8 Mt depuis 2005, de 10 Mt depuis 2004 et de 18 Mt par rapport au sommet atteint en 2003. Comme l'électricité est produite pour répondre à une demande immédiate, la diminution des émissions de GES reflète une baisse de la demande qui peut se

22. La catégorie Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public inclut les émissions des services publics et la production industrielle.

produire par le recours à des mesures de conservation de l'énergie, par suite d'hivers plus chauds et à cause de facteurs économiques comme la fermeture d'usines. Les émissions peuvent aussi être réduites grâce aux niveaux d'eau plus élevés des barrages hydroélectriques, et la réfection ou l'addition de centrales nucléaires; ensemble, ils réduisent les besoins de production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Les hivers plus chauds et les étés plus frais contribuent aussi à la réduction des charges de chauffage ou de refroidissement.

Il faut remarquer dans ces tendances que les émissions de GES liées à la production d'électricité des centrales au charbon, qui avaient augmenté depuis le milieu des années 1990 ont commencé à décliner après avoir atteint un sommet en 2001. Une partie de cette diminution est due à un changement général du panier énergétique et à l'utilisation de charbon à moindre intensité de GES; les augmentations du commerce interprovincial et international y ont aussi joué un rôle. Cependant, les coûts des combustibles, les facteurs économiques et l'environnement réglementaire restent des déterminants importants d'une éventuelle baisse supplémentaire de la production des centrales au charbon et des émissions de GES qui l'accompagnent. L'impact des autres énergies renouvelables, telles que la filière éolienne, commencera à prendre une part plus grande dans les années à venir, puisque la capacité éolienne installée au Canada a plus que doublé en 2006.

L'accroissement des émissions entre 1990 et 2006 est directement lié à l'augmentation de la demande d'électricité des consommateurs et à l'accroissement de la consommation de combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) dans le parc électrogène. Même si la consommation accrue de gaz naturel a contribué à atténuer le rythme de croissance des émissions, la désaffection à l'égard des sources qui n'émettent pas de GES (énergie nucléaire et hydroélectricité) dans la deuxième partie de la décennie 1990 a entraîné de fortes hausses absolues. Pour plus de renseignements sur la production d'électricité et sur les tendances, voir l'annexe 9 – tableaux sur l'intensité des émissions du secteur de l'électricité. Les tendances et analyses à l'échelle provinciale ou territoriale sont abordées à l'annexe 10 – Analyse des tendances provinciales et territoriales.

Raffinage du pétrole et fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques²³ (émissions de GES en 2006 : 68 Mt)

La catégorie Raffinage du pétrole inclut surtout les émissions dues à la combustion de combustibles fossiles pendant la production de produits pétroliers raffinés (PPR), alors que la Fabrication de combustibles fossiles et les Autres industries énergétiques concernent les émissions de gaz de combustion liées à l'industrie amont du pétrole et du gaz (PGA). La majeure partie des émissions de gaz de combustion dues à la valorisation de pétrole lourd et de bitume pour produire du brut synthétique sont incluses dans les rubriques Fabrication de combustibles solides et Autres industries énergétiques. Comme l'illustre le tableau 2-3, entre 1990 et 2006, les émissions de ces deux catégories se sont accrues d'environ 16 Mt, ou 31 %. Cette hausse est attribuable à l'augmentation de la production de pétrole et de gaz naturel, essentiellement destinés à l'exportation.

23. Dans le RIN, la catégorie Industries des combustibles fossiles inclut à la fois les sous-secteurs du raffinage du pétrole et de la production de combustibles fossiles (aussi appelée fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques).

Tableau 2-3 : Émissions de GES provenant du raffinage du pétrole, de la fabrication de combustibles solides et d'autres industries énergétiques, 1990–2006

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)					% de la hausse, 1990-2006
	1990	1995	2000	2005	2006	
Raffinage du pétrole	16	14	14	17	16	3
Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	36	40	53	52	52	44
Total	52	54	67	69	68	31

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Industries manufacturières, construction et exploitation minière (émissions de GES en 2006 : 64 Mt)

Les émissions du sous-secteur des industries manufacturières et du bâtiment englobent la combustion de combustibles fossiles par les secteurs de la sidérurgie, des métaux non ferreux, des produits chimiques, du ciment, des pâtes, des papiers et de l'imprimerie, du bâtiment, de l'exploitation minière et de toutes les autres industries manufacturières²⁴. En 2006, les émissions de GES y ont été de 64 Mt (tableau 2-4). Dans l'ensemble, ce sous-secteur a été responsable de 8,9 % des émissions totales de GES du Canada en 2006, une hausse de 1,2 MT depuis 1990.

Tableau 2-4 : Émissions de GES des industries manufacturières, de l'exploitation minière et de la construction entre 1990 et 2006

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)					% de la hausse 1990-2006
	1990	1995	2000	2005	2006	
Sidérurgie	6,50	7,05	7,19	6,48	6,38	-2
Métaux non ferreux	3,19	3,09	3,19	3,27	3,05	-4
Produits chimiques	7,10	8,45	7,86	6,34	6,49	-9
Ciment	3,69	3,67	3,89	4,59	4,85	31
Construction	1,87	1,17	1,07	1,36	1,30	-30
Extraction minière	6,19	7,86	10,40	15,56	16,54	167
Pâtes, papier et papier journal	13,7	11,7	11,0	7,2	6,0	-57
Autres industries manufacturières	20,7	19,0	19,9	19,4	19,6	-5
Total	62,9	62,0	64,5	64,2	64,2	2

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Entre 1990 et 2006, il y a eu des fluctuations dans les émissions générées par les diverses catégories du sous-secteur des industries manufacturières et du bâtiment. La majeure partie de la hausse générale est attribuable à l'exploitation minière, qui a connu une augmentation de 167 % depuis 1990, alors que la plus forte diminution a été enregistrée dans le secteur des pâtes, des papiers et de l'imprimerie. Le secteur de l'exploitation minière comprend l'exploitation des

24. Les catégories du RIN qui correspondent à ce secteur de la CCNUCC sont le secteur manufacturier, la construction et l'exploitation minière (voir les tableaux S-2 et S-3).

sables bitumineux ainsi que l'extraction de métaux et de minéraux. La hausse significative des émissions dans ce secteur et la faible augmentation dans le secteur du ciment peuvent être attribuées à une forte demande, tant à l'intérieur du pays qu'à l'échelle internationale. Les autres secteurs ont tous enregistré des baisses à long terme, allant de -57 % pour le secteur des pâtes, des papiers et de l'imprimerie à 2 % pour le secteur de la sidérurgie. Ces baisses sont probablement dues à la demande de produits, au remplacement de certains combustibles et aux changements survenus dans les procédés de fabrication.

La diminution à court terme la plus remarquable, soit une baisse de 17 % (ou 1,2 Mt), a aussi été enregistrée dans le secteur des pâtes, des papiers et de l'imprimerie, reflétant les difficultés économiques éprouvées par ce secteur. Les secteurs de l'exploitation minière et du ciment ont tous les deux affiché des hausses de 6 % des émissions de GES entre 2005 et 2006, ce qui correspond à la demande constante pour ces produits. Les tendances et analyses à l'échelle provinciale ou territoriale sont abordées à l'annexe 10 – Analyse des tendances provinciales et territoriales

Transport (émissions de GES en 2005 : 190 Mt)

Le transport est un sous-secteur vaste et diversifié, qui a contribué pour 27 % aux émissions de GES du Canada en 2006. Il comprend les émissions attribuables à la combustion de combustibles servant au transport des passagers et des marchandises dans cinq sous-catégories distinctes :

- le transport routier;
- aviation civile (interne);
- le transport maritime (interne);
- le transport ferroviaire;
- les autres modes de transport (véhicules hors route et pipeline).

Entre 1990 et 2006, les émissions de GES du secteur des transports, qui sont régies surtout par l'énergie consommée pour les déplacements personnels, ont augmenté de 32 %, soit plus de 47 Mt. Dans l'ensemble, le transport a été le deuxième plus grand générateur d'émissions en 2006, contribuant pour 190 Mt, ou 36 %, à l'augmentation des émissions du Canada entre 1990 et 2006.

Les émissions des camions légers à essence, sous-catégorie qui englobe les VUS, les camionnettes et les fourgonnettes, ont augmenté de 116 % entre 1990 et 2006 (de 20,7 Mt en 1990 à 44,8 Mt en 2006), alors que les émissions des voitures particulières (véhicules légers à essence) ont reculé de 15 % (de 45,8 Mt en 1990 à 38,9 Mt en 2006) (tableau 2-5).

Tableau 2-5 : Émissions de GES dues au Transport, 1990–2006

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)		
	1990	2005	2006
Transport (Total)	150	190	190
Aviation civile (interne)	6,4	8,6	8,4
Véhicules légers à essence	45,8	39,9	38,9
Camions légers à essence	20,7	43,1	44,8
Véhicules lourds à essence	7,81	6,30	6,28
Motocyclettes	0,146	0,251	0,259
Véhicules légers au diesel	0,355	0,432	0,433
Camions légers au diesel	0,707	2,13	2,33
Véhicules lourds au diesel	20,7	37,9	39,4
Véhicules au propane et au gaz naturel	2,2	0,72	0,80
Transport ferroviaire	7	6	6
Transport maritime (interne)	5,0	6,4	5,8
Véhicules hors route à essence	7	7	7
Transport hors route	20	20	20
Pipelines	6,90	10,1	9,66

Note : Se reporter à l'annexe 8 pour avoir le détail de toutes les années.

Comme le montre le tableau 2-5, l'augmentation des émissions du transport routier est due non seulement à la hausse de 37 % du parc total de véhicules, mais également à une désaffection à l'égard des achats de voitures de tourisme (véhicules légers à essence) au profit des camions (camions légers à essence) qui, en moyenne, émettent 40 % de GES de plus par kilomètre.

Entre 1990 et 2006, les augmentations respectives de 24 Mt et de 19 Mt des camions légers à essence et des véhicules lourds au diesel reflètent l'utilisation accrue des VUS, des fourgonnettes et des camionnettes pour les déplacements personnels et des poids lourds pour le transport des marchandises (tableau 2-6).

Tableau 2-6 : Tendances du parc de véhicules au Canada, de 1990 à 2006

Année	Nombre de véhicules (milliers)							Total
	VUE légers	CUE légers	VE lourds	MCs	VUD légers	CUD légers	VD lourds	
1990	10 646	3 308	518	261	109	112	402	15 356
1991	10 677	3 496	463	255	110	117	394	15 512
1992	10 674	3 712	432	248	109	126	397	15 698
1993	10 761	4 019	425	247	111	145	442	16 149
1994	10 694	4 305	428	234	108	165	487	16 421
1995	10 590	4 395	387	226	104	183	513	16 398
1996	10 273	4 517	383	213	99	174	498	16 157
1997	10 420	4 939	388	225	101	188	537	16 797
1998	10 250	5 347	395	263	107	204	629	17 195
1999	10 696	5 787	349	257	114	205	616	18 024
2000	10 863	6 065	376	288	123	224	649	18 587
2001	10 969	6 266	407	327	131	231	713	19 045
2002	10 929	6 421	394	359	138	234	724	19 200
2003	10 940	6 688	410	390	142	243	742	19 554
2004	10 931	6 959	429	417	153	254	801	19 944
2005	10 961	7 386	435	437	159	277	856	20 510
2006	10 989	7 823	438	455	163	300	908	21 077

VUE léger = véhicule utilitaire à essence léger; CUE léger = camion utilitaire à essence léger; VE lourd : véhicule à essence lourd; MC = motocyclettes; VUD léger = véhicule utilitaire au diesel léger; CUD léger = camion utilitaire au diesel léger; VD lourd : véhicule diesel lourd.

En 2006, les émissions des véhicules lourds au diesel ont contribué pour 39 Mt aux émissions totales de GES (soit 91 % de plus qu'en 1990). Celles des véhicules lourds à essence étaient nettement plus basses, avec 6,3 Mt pour 2006, soit une baisse de 20 % par rapport à 1990. Même s'il n'est pas facile d'obtenir des données exactes et exhaustives pour le mode de transport des marchandises, la tendance des données provenant des grandes entreprises canadiennes de camionnage pour compte d'autrui montre de manière concluante que le transport des marchandises par camion a nettement augmenté et que cette activité est la fonction primordiale des véhicules lourds à essence et au diesel.

Les émissions dues à la combustion²⁵ de carburant hors route dans l'autre sous-secteur des transports ont augmenté de 32 % entre 1990 et 2006 sans compter l'apport des pipelines.

Les émissions du secteur des pipelines comprises dans le sous-secteur des transports sont des rejets de gaz de combustion attribuables essentiellement au transport du gaz naturel. En raison de l'augmentation des activités dans le secteur de l'énergie, ces émissions ont augmenté de 40 %, pour passer de 6,9 Mt en 1990 à 9,7 Mt en 2006.

25. Les émissions hors route incluent celles de la combustion de carburant diesel et d'essence dans des activités très différentes. Il s'agit par exemple de l'utilisation d'équipement mobile lourd dans les secteurs de la construction, de l'exploitation minière et de l'exploitation forestière, de véhicules récréatifs comme les motoneiges et les véhicules tous terrains (VTT), et de l'équipement résidentiel comme les tondeuses à gazon et taille-haies.

Autres secteurs (émissions de GES en 2006 : 81 Mt)

Le sous-secteur des Autres secteurs englobe les émissions attribuables à la combustion de combustibles dans la catégorie résidentielle et commerciale, de même que les rejets de gaz de combustion de sources fixes du secteur de l'agriculture et des forêts²⁶. Dans l'ensemble, ce sous-secteur a affiché une hausse des émissions de GES de 5 % entre 1990 et 2006, et chacune de ses sous-catégories a connu diverses fluctuations.

Secteur résidentiel et commercial

Les émissions de ce secteur résultent essentiellement de la combustion de combustibles pour chauffer les édifices résidentiels et commerciaux. La combustion de combustibles dans la catégorie résidentielle et commerciale/institutionnelle²⁷ a représenté respectivement 5,5 % (40 Mt) et 4,6 % (33 Mt) de l'ensemble des émissions de GES en 2006.

Comme l'indique la figure 2-2, les émissions résidentielles fluctuent d'une année à l'autre, mais, dans l'ensemble, elles ont reculé de 3,7 Mt (ou 8,5 %) de 1990 à 2006. À court terme, les émissions ont baissé de 2 Mt depuis 2005, de 3,1 Mt depuis 2004 et de 5,2 Mt depuis 2003. Les émissions du secteur commercial et institutionnel ont augmenté de 7,7 Mt ou 30 % entre 1990 et 2006 et présentent une tendance semblable à celle observée dans le secteur résidentiel. Ensemble, les deux catégories ont enregistré une augmentation de 4 Mt, ou 6 %, entre 1990 et 2006.

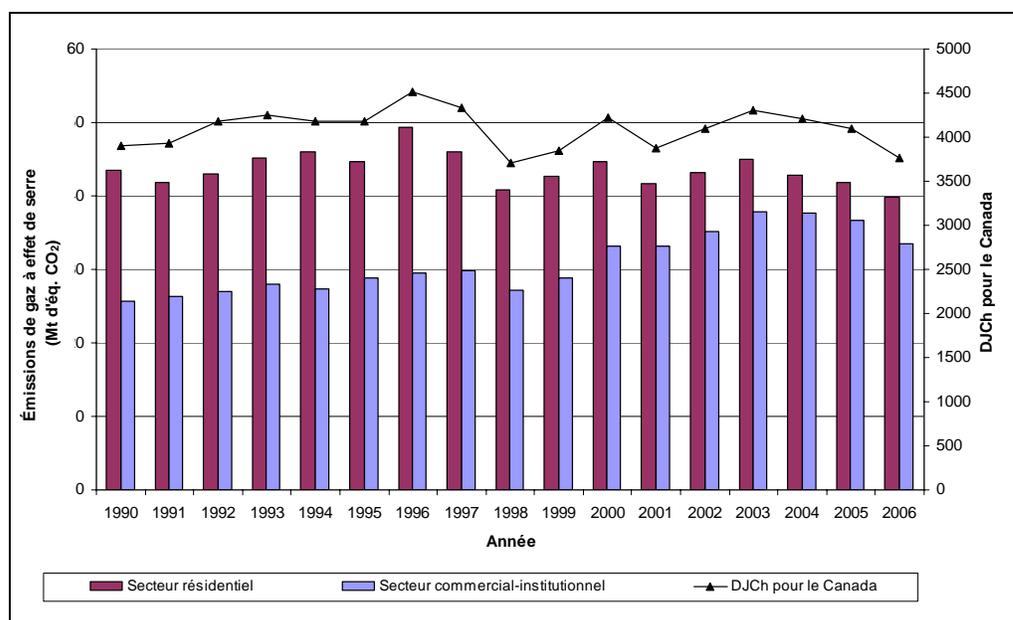


Figure 2-2 : Émissions de GES et DJCh du secteur résidentiel et commercial, de 1990 à 2006

26. La catégorie Autres secteurs de la CCNUCC regroupe les secteurs suivants du RIN : résidentiel, commercial et institutionnel, et agriculture et foresterie (figurant sous la rubrique Énergie, Combustion de combustibles à l'annexe 8).

27. Les émissions du secteur commercial sont basées sur l'utilisation de combustible déclarée dans le Bulletin de la disponibilité et d'écoulement de l'énergie au Canada (BDEEC; Statistique Canada #57-0003) pour les catégories Institutions commerciales et autres institutions et Administration publique. Cette dernière est une catégorie fourre-tout qui inclut les combustibles utilisés par les industries de services concernant l'exploitation minière, le commerce en gros et en détail, les services financiers et commerciaux, l'éducation, la santé et les services sociaux, et d'autres industries qui ne sont pas explicitement prises en compte ailleurs.

Les émissions de GES, en particulier dans le secteur résidentiel, suivent de près les DJCh²⁸ (comme le montre la figure 2-2). Ce rapport étroit révèle l'influence profonde des conditions météorologiques sur les besoins de chauffage et donc sur la demande de gaz naturel, de mazout domiciliaire et de combustibles à base de biomasse.

La surface utile dans le secteur résidentiel et commercial a augmenté considérablement et régulièrement durant cette période. Dans la catégorie commerciale, il y a eu des variations des proportions relatives des divers types d'édifices, avec une diminution des édifices de type entrepôt et une augmentation de la surface utile des bureaux. Dans la catégorie commerciale, il y a eu des variations des proportions relatives des divers types d'édifices, avec une diminution des édifices de type entrepôt et une augmentation de la surface utile des bureaux. Cette augmentation a entraîné un accroissement de la demande de climatisation et de chauffage ainsi qu'une augmentation du nombre d'appareils dans les maisons et de dispositifs auxiliaires dans les bureaux (RNCan, 2005). Cette tendance à la hausse de la surface utile et des équipements a été contrecarrée par les facteurs suivants : désaffection à l'égard des produits pétroliers, amélioration de l'efficacité énergétique et de l'isolation thermique des maisons.

Dans le secteur résidentiel, les émissions ont diminué, même si le nombre de maisons a augmenté de près de 2 millions depuis 1990 (Statistique Canada 2007), probablement grâce à des méthodes de construction améliorées, à une meilleure isolation et à l'utilisation de systèmes de chauffage à haut rendement énergétique. Les programmes incitatifs en matière de rénovation résidentielle, comme le programme Encouragement éconergétique ÉnerGuide pour les maisons (remplacé, en 2007, par le programme écoÉNERGIE Rénovation), ont aussi joué un important rôle pour ce qui est d'établir les améliorations à apporter d'un point de vue énergétique, entraînant ainsi une réduction des émissions liées au chauffage.

Agriculture et foresterie

Les rejets de gaz de combustion de sources fixes provenant du secteur de l'agriculture et de la foresterie se sont chiffrés à 1,9 Mt en 2006, soit une baisse de 20 % par rapport à 1990. Les émissions provenant de ces catégories ont contribué pour moins de 0,3% aux émissions totales en 2006.

2.3.1.2 Émissions fugitives des combustibles fossiles (émissions de GES en 2006 : 66,8 Mt)

Comme nous l'avons vu plus haut, les émissions fugitives des combustibles fossiles sont les rejets délibérés ou accidentels de GES résultant de la production, de la transformation, du transport, de l'entreposage et de la livraison des combustibles fossiles. Les gaz rejetés qui sont brûlés avant d'être évacués (par exemple le torchage du gaz naturel dans les installations de production et de traitement du pétrole et du gaz) sont également considérés comme des émissions fugitives. Les émissions fugitives proviennent de deux sources : l'extraction et la manutention du charbon et les activités de l'industrie du pétrole et du gaz naturel. Elles ont représenté 9,3 % des émissions totales de GES du Canada en 2006 et contribué pour 19 % à l'augmentation des émissions entre 1990 et 2006.

28. Les DJCh sont calculés en déterminant le nombre moyen sur l'ensemble du Canada de jours où la température est inférieure à 18,0 °C et en multipliant ce chiffre par l'écart correspondant entre la température et le seuil de 18,0 °C.

Le tableau 2-7 résume les changements des émissions fugitives des catégories des combustibles solides et du pétrole/gaz naturel. Au total, les émissions fugitives ont augmenté d'environ 57% entre 1990 et 2006, passant de 42,7 Mt à 66,8 Mt, tandis que les émissions de la catégorie du pétrole et du gaz naturel ont compté pour 99 % des émissions fugitives totales en 2006, dépassant de très loin la part de 1 % de l'extraction du charbon. Même si les émissions fugitives de la catégorie des combustibles solides (comme l'extraction du charbon) ont reculé de près de 1,3 Mt (67 %) entre 1990 et 2006 à cause de la fermeture de nombreuses mines de charbon dans l'est du Canada, les émissions du pétrole et du gaz naturel ont augmenté de 59 % durant la même période.

Cette augmentation des émissions est due à celle de la production de gaz naturel et de mazout depuis 1990, destinée essentiellement à l'exportation vers les États-Unis. Depuis 1990, on a enregistré une très forte augmentation de l'énergie nette exportée du Canada (voir la section S.4.1 du sommaire pour des précisions sur les émissions liées aux exportations de pétrole et de gaz naturel), qui s'est accompagnée d'une hausse de 219 % des émissions de GES liées à ces exportations nettes d'énergie.

Bien que l'ensemble des émissions fugitives liées à la production de pétrole et de gaz aient considérablement augmenté depuis 1990, l'intensité globale des émissions (émissions par unité de production d'énergie) de la production en amont de pétrole et de gaz a augmenté de seulement 5 % (voir le tableau 2-7). Toutefois, l'intensité des émissions fugitives des différentes catégories de production pétrolière et gazière en amont a beaucoup changé. Les changements les plus importants sont une augmentation d'environ 24 % de l'intensité des émissions liées à la production de pétrole classique et une diminution de 17 % de l'intensité des émissions des sables bitumineux (voir le tableau 2-7). Le récent règlement du gouvernement albertain en vue de gérer les émissions d'évacuation ainsi que l'usage accru de gaz dissous ont contribué, en partie, à la baisse de l'intensité des émissions fugitives constatée dans l'industrie des sables bitumineux.

Tableau 2-7 : Intensité des émissions fugitives de GES de la production gazière et pétrolière, par catégorie, certaines années

	1990	1995	2000	2005	2006
PRODUCTION EN AMONT					
Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂) (Total)	39,0	53,5	60,3	60,8	62,1
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	37	54	56	59
Production (PJ)	9 580	12 331	13 489	14 219	14 489
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	29	41	48	51
Intensité (kt d'éq. CO ₂ /PJ)	4,08	4,34	4,47	4,27	4,28
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	6,5	9,6	4,8	5,1
Production pétrolière classique					
Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)	16,2	21,8	25,4	23,1	23,1
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	34	56	42	42
Production (PJ)	2 955	3 441	3 555	3 423	3 401
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	16	20	16	15
Intensité (kt d'éq. CO ₂ /PJ)	5,49	6,33	7,14	6,75	6,79
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	15	30	23	24
Exploitation, extraction et valorisation des sables bitumineux					
Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)	2,5	4,8	4,7	5,9	6,7
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	94	94	143	173
Production (PJ)	768	960	1 362	2 203	2 528

	1990	1995	2000	2005	2006
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	25	77	187	229
Intensité (kt d'éq, CO ₂ /PJ)	3,19	4,95	3,48	2,70	2,64
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	55	9,1	-15	-17
Production et transformation du gaz naturel					
Émissions de GES (Mt d'éq, CO ₂)	14,2	20,1	23,6	25,3	26,0
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	42	67	79	83
Production (PJ)	4 184	6 129	7 062	7 192	7 220
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	47	69	72	73
Intensité (kt d'éq, CO ₂ /PJ)	3,39	3,29	3,34	3,52	3,60
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	-2,9	-1,2	4,0	6,3
Transport du pétrole et du gaz naturel					
Émissions (Mt d'éq, CO ₂)	4,3	5,1	5,6	5,7	5,7
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	19	29	32	32
Longueur des pipelines (km)	64 222	75 466	81 340	83 195	83 195
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	18	27	30	30
Intensité (kt d'éq, CO ₂ /km)	0,067	0,068	0,068	0,068	0,068
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	1,7	2,1	1,7	1,7
PRODUCTION EN AVAL					
Émissions (Mt d'éq, CO ₂)	3,6	3,5	4,4	4,7	4,7
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	-3,0	23	31	31
Production (PJ)	3 889	3 873	4 324	4 724	4 676
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	-0,4	11,2	21,5	20,3
Intensité (kt d'éq, CO ₂ /PJ)	0,93	0,90	1,03	1,00	1,01
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	-2,6	10,7	7,9	8,7
Raffinage du pétrole					
Émissions (Mt d'éq, CO ₂)	0,9	0,5	1,1	1,2	1,2
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	-37	34	39	38
Production (PJ)	3 889	3 873	4 324	4 724	4 676
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	-0,4	11	21	20
Intensité (kt d'éq, CO ₂ /PJ)	0,22	0,14	0,27	0,25	0,25
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	-37,1	21	14	14
Distribution du gaz naturel					
Émissions (Mt d'éq, CO ₂)	2,8	3,0	3,3	3,5	3,5
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	7,6	20	29	29
Longueur des pipelines (km)	168 813	189 494	210 677	226 515	226 515
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	12	25	34	34
Intensité (kt d'éq, CO ₂ /km)	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1

Note : SO = sans objet

2.3.2 Secteur des procédés industriels (émissions de GES en 2006 : 54,4 Mt)

Le secteur des procédés industriels comprend les émissions de GES qui sont des produits dérivés directs des procédés, notamment la production de minéraux, l'industrie chimique, la production de métaux, la production et la consommation d'halocarbures et de SF₆ et la catégorie Autres procédés et procédés indifférenciés. Les émissions de GES du secteur des procédés industriels représentent 54,4 Mt dans l'inventaire national des GES de 2006, contre 54,8 Mt en 1990. La

figure 2-3 illustre les changements survenus dans chacune des sous-secteurs au cours de la période 1990-2006, et le tableau 2-7 ventile les émissions par catégorie pour certaines années.

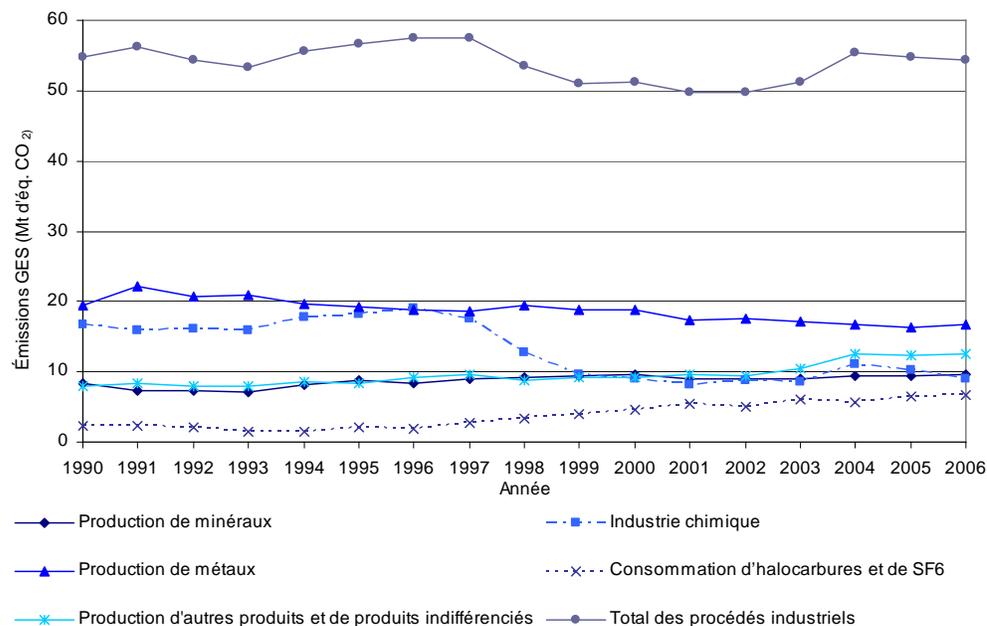


Figure 2-3 : Émissions de GES des procédés industriels, par catégorie, 1990-2006

Tableau 2-8 : Émissions de GES des procédés industriels, par catégorie, certaines années

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)				
	1990	1995	2000	2005	2006
Procédés industriels (total)	54,8	56,6	51,1	54,8	54,4
Produits minéraux	8,3	8,8	9,6	9,5	9,6
Production de ciment	5,4	6,1	6,7	7,2	7,3
Production de chaux	1,7	1,8	1,9	1,7	1,6
Utilisation de calcaire et de dolomite	0,7	0,5	0,6	0,3	0,2
Utilisation de carbonate de sodium	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Utilisation de magnésite	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Industrie chimique	16,7	18,3	8,9	10,2	9,0
Production d'ammoniac	5,0	6,5	6,8	6,3	6,6
Production d'acide nitrique	1,0	1,0	1,2	1,3	1,2
Production d'acide adipique	10,7	10,7	0,9	2,6	1,2
Production de métaux	19,5	19,2	18,9	16,2	16,8
Sidérurgie	7,1	7,9	7,9	7,0	7,8
Production d'aluminium	9,3	9,1	8,2	7,9	7,6
Production de magnésium	2,9	1,9	2,3	1,1	1,2
Moulage de magnésium	0,2	0,2	0,5	0,2	0,2
Production et consommation d'hydrocarbures	0,7	0,5	3,0	5,2	5,3
Utilisation de SF ₆ dans les compagnies d'électricité et les semiconducteurs	1,5	1,5	1,5	1,2	1,3
Autres procédés industriels et procédés indifférenciés	8,0	8,3	9,2	12,4	12,5

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Entre 1990 et 2006, les émissions globales du secteur ont diminué d'environ 0,4 Mt (0,7 %). Ce changement mineur peut s'expliquer par les réductions marquées des émissions dans la production d'acide adipique (N₂O), d'aluminium (PFC) et de magnésium (SF₆), et dans l'utilisation de calcaire et de dolomite (CO₂), qui ont été partiellement annulées par la croissance des émissions dans les catégories de la consommation de HFC, des autres procédés et procédés indifférenciés (CO₂)²⁹, et de la production d'aluminium (CO₂), de ciment (CO₂) et d'ammoniac (CO₂).

Entre 1990 et 2006, une diminution marquée des émissions de 89 % (9,5 Mt d'éq. CO₂) a été constatée dans la catégorie de la production d'acide adipique. Cela vient de l'installation en 1997 d'un système antipollution dans la seule usine de fabrication d'acide adipique du Canada. Selon le gestionnaire de l'environnement de l'installation, depuis que le système antipollution a été installé, la quantité d'émissions varie en grande partie en fonction de l'efficacité du système et de la capacité du site à maximiser le temps de disponibilité du système (courriel de S. Lauridsen 2007)³⁰. L'industrie de production de l'aluminium est aussi parvenue à abaisser ses émissions de PFC de 60 % (3,9 Mt d'éq. CO₂), tout en augmentant sa production de 86 % (1,3 Mt)³¹. La réduction de PFC a été atteinte en intégrant des capteurs informatisés et des alimentateurs d'aluminium automatisés, qui empêchaient l'effet anode. La catégorie de la production de magnésium est aussi parvenue à une baisse marquée des émissions par le remplacement progressif du SF₆ par d'autres produits comme gaz de couverture. Entre 1990 et 2005, la production de magnésium a augmenté de 78 %, ou 20 kt³² (RNCan 2005). Par conséquent, on a cru que, tout comme dans le cas des productions d'acide adipique et d'aluminium (PFC), le niveau d'émissions de SF₆ de la production de magnésium n'était pas tributaire du niveau de production, mais plutôt de la fréquence d'utilisation de gaz de rechange. La réduction d'émissions de la catégorie de l'utilisation du calcaire et de dolomite est due à une tendance à la baisse (baisse de 66 %, ou 1,1 Mt, par rapport au niveau de 1990) de l'utilisation de ces minéraux dans divers secteurs de l'industrie, comme la sidérurgie, la fabrication de verre et les industries des pâtes et papiers. La baisse dans l'utilisation de ces minéraux était due en partie à l'augmentation de l'achat de chaux directement des producteurs, par l'industrie des pâtes et papiers.

Bien que les émissions aient diminué pour certaines catégories de métaux, de produits chimiques et de minéraux, d'autres catégories ont affiché une tendance à la hausse des émissions entre 1990 et 2006. Par exemple, il y a eu une augmentation des émissions de 1 000 % (4,8 Mt d'éq. CO₂) pour la consommation de HFC depuis 1995. Cette situation pourrait s'expliquer par le fait qu'avec l'entrée en vigueur du Protocole de Montréal en 1996, un plus grand nombre de substances appauvrissant la couche d'ozone (SACO) ont été remplacées par des HFC pour la réfrigération et la climatisation. Les résultats du Protocole de Montréal se sont aussi traduits en une tendance à la hausse, depuis 1995, des importations de HFC en vrac. Il faut signaler que, même si, dans le tableau 2-8 on donne une valeur de production et de consommation de HFC pour 1990, cette valeur représente seulement les émissions de HFC-23 dues à la production de HCFC-22, puisque les émissions liées à la consommation d'hydrocarbures halogénés étaient

29. Une production autre et indifférenciée est une catégorie d'émissions principalement composée de la pétrochimie, qui utilise les hydrocarbures comme matière première.

30. Courriel de S. Lauridsen (Invista) à M. Abdul (Environnement Canada), 30 octobre 2007. Il contient des explications relatives à l'estimation des émissions de 2006 et la confirmation des estimés de 2005.

31. Le pourcentage de croissance de la production a été calculé d'après les valeurs de 1990 et 2005 puisque celles de 2006 n'étaient pas disponibles. Cependant, la croissance de la production entre 1990 et 2006 sera bien plus importante puisque des installations de production ont été ajoutées en 2005.

32. Les statistiques correspondant à la production de magnésium pour 2006 n'étaient pas disponibles lors de la préparation de l'inventaire.

considérées négligeables en 1990. Dans le tableau 2-8 les valeurs pour 1995, 2000, 2005 et 2006 tiennent compte des émissions dues à la consommation d'hydrocarbures halogénés (PFC et HFC) seulement, puisque la dernière installation de production de HCFC-23 a fermé ses portes en 1993. L'utilisation non énergétique (c.-à-d. comme matière première) des combustibles dans l'industrie pétrochimique a considérablement augmenté avec le temps. Par exemple, l'utilisation de butane à des fins non énergétiques a augmenté de 196 % et celle d'éthane, de 129 % depuis 1990, ce qui reflète des augmentations de la production de gaz naturel au Canada et de l'extraction de liquides du gaz naturel (LGN) pour des utilisations en pétrochimie. De plus, une augmentation de 588 % a été constatée dans l'utilisation d'autres produits, comme les cires et la paraffine, à des fins non énergétiques. Dans l'ensemble, ces utilisations de combustibles à des fins non énergétiques ont contribué à une hausse des émissions de 55 % (4,4 Mt d'éq. CO₂) pour la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés. L'augmentation de 86 % (1,3 Mt) de la production d'aluminium signalée précédemment a donné lieu à une hausse des émissions de CO₂ (84 %, ou 2,3 Mt d'éq. CO₂), puisque la réduction de l'alumine en utilisant des anodes en carbone, une réaction essentielle dans le cours de la production d'aluminium, dégage du CO₂. Pour la production de ciment, la hausse des émissions de 35 % (1,9 Mt d'éq. CO₂) faisait suite à l'accroissement de la production de clinker (35 %, ou 3,6 Mt) qui résultait d'une augmentation de la demande sur les marchés intérieurs et internationaux pour ce qui est du ciment et du clinker. Les exportations canadiennes de ciment Portland et de clinker étaient principalement destinées au marché des États-Unis. Étant donné qu'au cours des années les activités d'importations de clinker sont demeurées très réduites, la plus grande partie du clinker utilisé pour la fabrication de ciment destiné au marché canadien était produit au pays; d'où les émissions de CO₂. Entre 1990 et 2006, les exportations de ciment Portland ont augmenté de 108 %. Or, en ce qui concerne le ciment, on a aussi observé une hausse de la demande intérieure due à la montée de la construction en Alberta et, dans une moindre mesure, en Colombie-Britannique (RNCan 2006). Pour ce qui est de la production d'ammoniac, les émissions ont augmenté de 32 % (1,6 Mt d'éq. CO₂) par suite de la croissance globale (32 %) de la production d'ammoniac utilisant la méthode de reformage du méthane à la vapeur.

Entre 2005 et 2006, les émissions totales du secteur des procédés industriels ont diminué légèrement de 0,7 % (0,36 MT d'éq. CO₂). Cette diminution globale a été principalement régie par les réductions des émissions dans la production d'acide adipique (54 %, ou 1,4 Mt d'éq. CO₂) et dans la production d'aluminium – PFC (14 %, ou 0,45 Mt d'éq. CO₂). Toutefois, cette baisse a été neutralisée par une augmentation des émissions liées à la production sidérurgique (10 %, ou 0,73 Mt d'éq. CO₂), à la production d'ammoniac (4 %, ou 0,25 Mt d'éq. CO₂) et, dans une moindre mesure, à la production de ciment (2 %, ou 0,14 Mt d'éq. CO₂). Comparativement à 2005, l'année 2006 a été une bonne année pour ce qui est des mesures antipollution à l'usine de fabrication d'acide adipique. Le dispositif antipollution a fonctionné tout au long de l'année, exception faite du mois de janvier (courriel de S. Lauridsen 2007)³³. Entre 2005 et 2006, les alumineries ont continué à obtenir de bons résultats en matière de réduction des émissions de PFC. L'usine Alouette, située à Sept-Îles, a terminé ses travaux d'agrandissement en mai 2005, ce qui lui permet maintenant de s'en remettre à des installations plus modernes. Finalement, la demande accrue pour les produits sidérurgiques, reflétée par les prix élevés de l'acier sur le marché mondial, ainsi que la plus forte demande d'ammoniac et d'engrais, ont entraîné des augmentations des émissions dans les catégories correspondantes.

33. Courriel de S. Lauridsen (Invista) à M. Abdul (Environnement Canada), 30 octobre 2007. Il contient des explications relatives à l'estimation des émissions de 2006 et la confirmation des estimés de 2005.

2.3.3 Secteur de l'utilisation de solvants et d'autres produits (Émissions de GES en 2006 : 0,32 Mt)

Le secteur de l'utilisation de solvants et d'autres produits est responsable des émissions dues à l'utilisation de N₂O comme anesthésique en médecine et comme agent propulseur dans les aérosols. Ce secteur a contribué pour 322 kt d'éq. CO₂ à l'inventaire national des GES de 2005, contre 170 kt en 1990. Les tendances des émissions, que ce soit à long terme (entre 1990 et 2006) ou à court terme (entre 2005 et 2006), ont été régies par la demande intérieure de N₂O comme anesthésique ou comme gaz propulseur, même si les exportations de N₂O ont augmenté entre 2005 et 2006.

2.3.4 Secteur de l'agriculture (émissions de GES en 2006 : 62 Mt)

Le secteur agricole canadien compte environ 250 000 fermes, dont 98 % sont des exploitations familiales. Ses émissions se sont chiffrées à 62 Mt, ou 8,6% du total des émissions de GES du Canada en 2006, soit une hausse de 12 Mt depuis 1990. Toutes ces émissions proviennent de sources non énergétiques, le N₂O représentant 56 % des émissions du secteur et le CH₄ environ 44 %.

Les procédés à l'origine des émissions de GES dans le secteur agricole sont la fermentation entérique des animaux domestiques, la gestion des fumiers, l'épandage d'engrais et les pratiques culturales (figure 2-4).

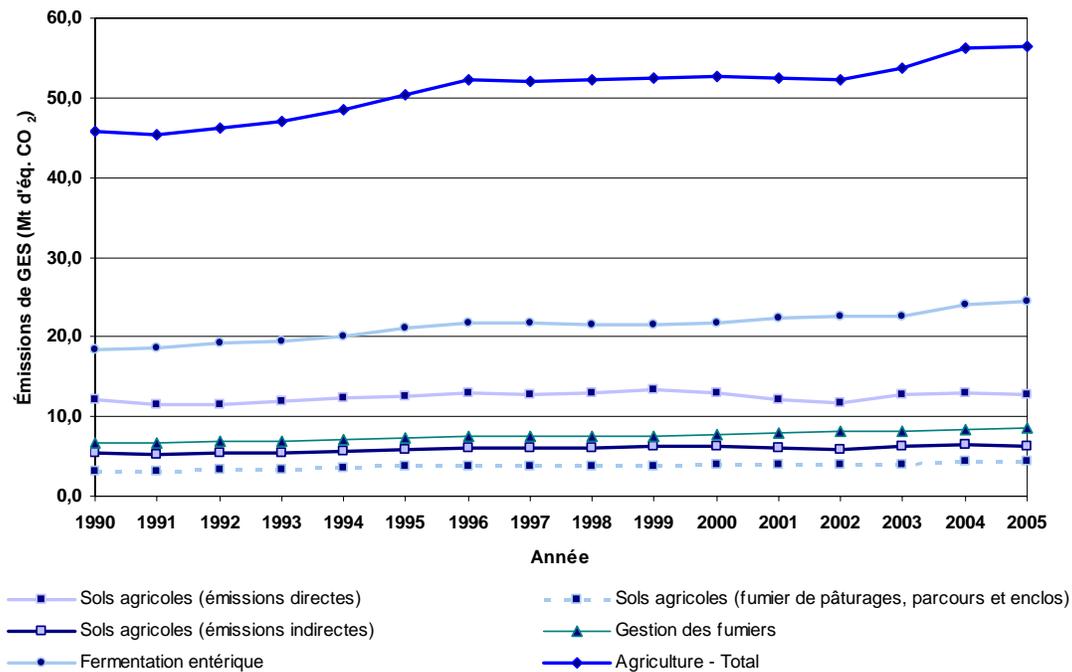


Figure 2-4 : Émissions de GES dues à l'agriculture, 1990-2006

Les émissions du bétail sont attribuables à la fermentation entérique des animaux domestiques (c.-à-d. les bovins laitiers et de boucherie, les porcs, les moutons, les chèvres, les chevaux, la volaille, etc.) et à la gestion des fumiers. Ces émissions ont représenté 52 % du total des émissions de GES du secteur agricole en 2006.

Les émissions des sols agricoles se composent des émissions directes de N₂O des engrais azotés synthétiques, du fumier animal épandu sur les terres cultivées, de la décomposition des débris végétaux, des jachères, des méthodes de labour, de l'irrigation et du travail des sols organiques; les émissions indirectes de N₂O proviennent de la volatilisation et du lessivage des engrais, des fumiers et de l'azote contenu dans les débris végétaux, ainsi que des émissions de N₂O produites par le fumier sur les pâturages et les grands parcours et dans les parcs d'engraissement. Ces sources ont représenté environ 48 % du total des émissions de GES du secteur agricole en 2006.

Entre 1990 et 2006, les émissions de CH₄ dues à la fermentation entérique ont augmenté d'environ 34 %, celles résultant des systèmes de gestion des fumiers de 32 %, et les émissions de N₂O des sols d'environ 17 %. Ces hausses résultent essentiellement de l'expansion des industries de l'élevage des bovins de boucherie, des porcs et des volailles, de même que de l'augmentation de la consommation d'engrais azotés synthétiques.

Entre 2005 et 2006, il y a eu une légère diminution des émissions du secteur agricole attribuée à une stabilisation des populations de bovins de boucherie et, par conséquent, des émissions dues à la gestion des fumiers et à la fermentation entérique.

2.3.5 Secteur affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie (émissions nettes de GES en 2006 : 31 Mt, ne figurent pas dans les totaux nationaux)

Le secteur ATCATF déclare les flux de GES entre l'atmosphère et les terres aménagées du Canada, de même que les flux liés aux changements d'affectation des terres.

Les flux nets du secteur ATCATF, calculés comme la somme des émissions et des absorptions de CO₂ et des émissions de gaz autres que CO₂, montrent une forte variabilité interannuelle au cours de la période visée par le rapport. En 2006, les flux nets ont correspondu à des émissions de 31 Mt (figure 2-5).

Toutes les émissions et absorptions du secteur ATCATF sont exclues des totaux nationaux. En 2006, si l'on englobait les émissions estimées à 31 Mt, on augmenterait de 4 % le total des émissions canadiennes de GES.

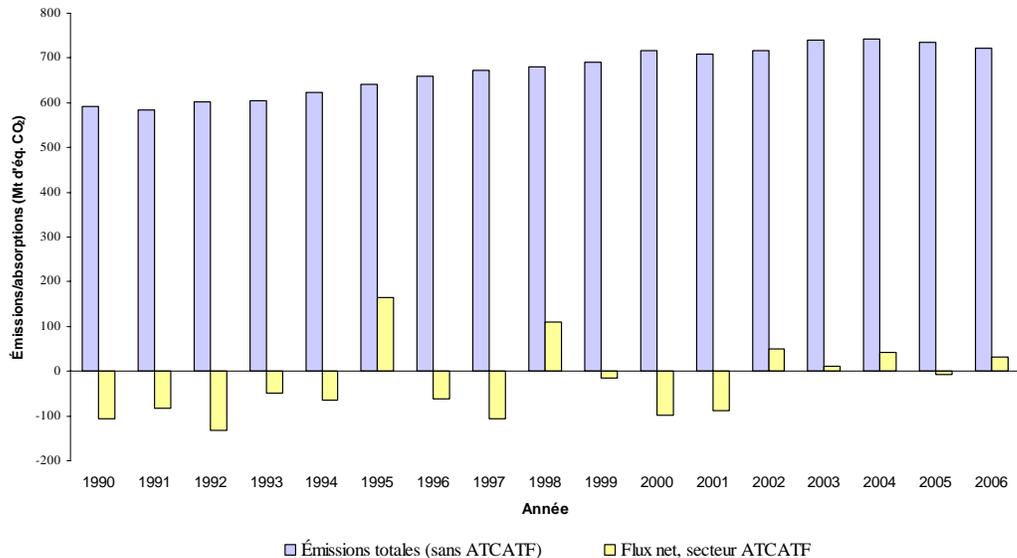


Figure 2-5 : Émissions de GES du secteur ATCATF par rapport aux émissions canadiennes totales, 1990-2006

Les émissions de GES par les sources et les absorptions par les puits sont estimées et déclarées pour quatre catégories de terres aménagées : terres forestières, terres cultivées, terres humides et zones de peuplement.

La catégorie des terres forestières inclut les émissions et absorptions dues aux forêts aménagées du Canada et les absorptions, modestes, de CO₂ dues aux plantations de forêts. De toutes les catégories, ce sont les forêts aménagées qui présentent la plus forte variabilité interannuelle; elles ont donc une influence dominante sur le bilan net et les tendances des GES du secteur. Les flux nets de GES reflètent l'écart entre les absorptions de carbone résultant de la croissance des arbres et les émissions attribuables à des perturbations anthropiques et naturelles, en particulier les activités d'aménagement forestier, les incendies de forêt et les infestations d'insectes. La forte variabilité des flux nets résultant des forêts aménagées est due à l'impact immédiat des incendies de forêt, qui à eux seuls ont représenté entre 11 et 290 Mt des émissions annuelles pendant la période 1990 à 2006 (figure 2-6). Il faut donc faire preuve de prudence pour interpréter les tendances à court et à long terme, étant donné que le secteur dans son ensemble continue de subir l'importante variabilité interannuelle qui résulte des fortes fluctuations de la gravité de la saison des feux, avec un effet aléatoire supplémentaire dû à l'emplacement des feux dans les forêts aménagées (par opposition aux forêts non aménagées). Les flux de carbone les plus importants à destination et en provenance des forêts aménagées sont l'absorption de carbone par les arbres en croissance et son rejet attribuable à la décomposition de la matière organique (respectivement 2 939 et 2 077 Mt de CO₂ en 2006). Au cours des 10 dernières années, les activités de gestion des forêts, soit la récolte, ont entraîné des émissions annuelles moyennes de 155 Mt, une augmentation de 54 % par rapport au niveau de 1990; il faut signaler que l'actuelle approche par défaut ne prend pas en compte le stockage de carbone à long terme dans des produits du bois.

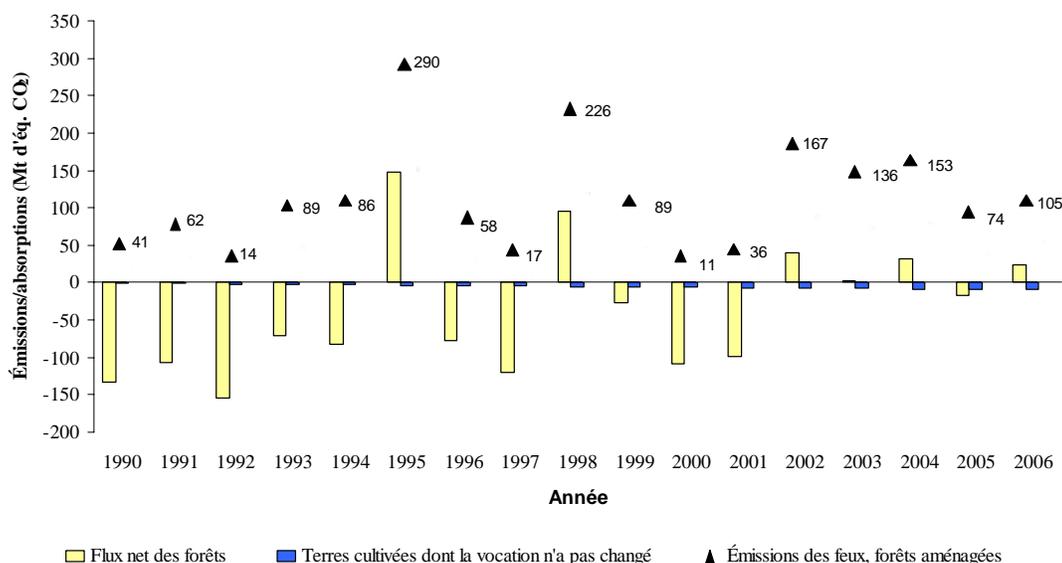


Figure 2-6 : Quelques émissions et absorptions de GES du secteur ATCATF, 1990-2006

La sous-catégorie des terres cultivées englobe l'effet des pratiques agricoles sur les émissions et les absorptions de CO₂ des sols arables et l'impact sur les GES de la conversion de forêts et de prairies en terres cultivées. En 2006, le bilan net des GES de la catégorie des terres cultivées a correspondu à des émissions de 1,4 Mt. La poursuite de l'adoption de pratiques à travail du sol nul ou réduit et la réduction de la jachère se sont traduites par une tendance régulière à la hausse des absorptions dans les sols cultivés, qui ont presque compensé en 2006 les émissions due à la conversion de terres à des fins agricoles.

Les émissions de CO₂ des tourbières aménagées pour l'extraction de tourbe et des terres inondées sont déclarées dans la catégorie des Terres humides. Les émissions des tourbières aménagées ont plus que doublé depuis 1990, s'élevant presque à 0,6 Mt, en 2006. La conversion de terres en terres inondées (réservoirs) a entraîné des émissions de 4 Mt en 1990, et de 1,6 Mt en 2006. À noter que les réservoirs submergés depuis plus de 10 ans ne sont pas comptabilisés (GIEC 2003).

Les estimations déclarées dans la sous-catégorie des zones de peuplement (8 Mt en 2006) représentent l'effet de la conversion des terres forestières et d'autres terres recouvertes de végétation en zones bâties, y compris à des fins d'urbanisation et de loisirs, d'infrastructures de transport et d'extraction de ressources naturelles. La contribution des forêts urbaines est très faible.

Les terres boisées converties en terres cultivées, en terres humides et en zones de peuplement ont généré des émissions d'environ 19 Mt en 2006, contre 27 Mt en 1990. Cette réduction est due à des baisses de 7 Mt des émissions des forêts converties en terres cultivées, et de presque 2 Mt, tant pour les émissions des forêts converties en terres humides que pour celles des forêts converties en zones de peuplement. On trouvera des renseignements complémentaires au chapitre 7 et à la section A 3.4 de ce rapport.

2.3.6 Secteur des déchets (émissions de GES en 2006 : 21 Mt)

De 1990 à 2006, les émissions de GES du secteur des déchets ont augmenté de 15 %, soit un peu moins que la croissance démographique de 18 %, alors qu'au cours de la même période, le total des émissions nationales de GES a augmenté de 22 % (figure 2-7). En 2006, ces émissions ont représenté 2,9 % du total des émissions nationales de GES, contre 3,1 % en 1990. Sur les émissions totales de 21 Mt de ce secteur en 2006, l'élimination dans les sites d'enfouissement des déchets solides municipaux et des déchets ligneux a représenté 20 Mt. Les émissions de CH₄ résultant de la décomposition de la biomasse dans les déchets solides municipaux ont représenté 81 % des émissions de ce secteur. Les émissions dues au traitement des eaux usées municipales et de l'incinération des déchets (exclusion faite des émissions résultant de l'incinération de la biomasse) ont respectivement représenté 0,93 Mt et 0,24 Mt du total de ce secteur (tableau 2-9). La figure 2-7 présente les tendances des émissions de chacun des trois sous-secteurs par rapport au total des émissions du secteur des déchets entre 1990 et 2006. Les tableaux de l'annexe 8 résument ces données à l'échelle nationale en équivalents CO₂ et par catégorie (c.-à-d. pour chaque gaz et chaque source).

Tableau 2-9 : Émissions de GES du secteur des déchets, certaines années

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)				
	1990	1995	2000	2005	2006
Total du secteur des déchets	18	19	20	21	21
a. Enfouissement des déchets solides	17	18	19	19	20
b. Traitement des déchets	0,78	0,82	0,88	0,94	0,93
c. Incinération des déchets	0,40	0,35	0,25	0,24	0,24

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Les émissions de CH₄ des sites d'enfouissement des déchets solides municipaux ont augmenté de 18 % entre 1990 et 2006, en dépit d'une augmentation du piégeage des gaz d'enfouissement et de la combustion de 50 % au cours de la même période. Environ 314 kt de CH₄ (ou 6 594 kt d'éq. CO₂) ont été piégées par les 52 systèmes de collecte des gaz d'enfouissement en service au Canada (Environnement Canada 2007)³⁴. Sur le total de CH₄ recueilli, 51 % (159 kt) a été utilisé à diverses fins énergétiques et 49 % (155 kt) brûlé par torchage. Il y avait 8 sites qui utilisaient le méthane capté, 31 qui le brûlaient par torchage et 13 qui faisaient les deux.

34. Cinq installations de collecte des gaz d'enfouissement n'avaient pas, en février 2007, fourni de données pour l'inventaire 2005 de ces gaz. Aux fins du RIN 1990-2006, elles ont donc été incluses dans le total des installations actives recueillant des gaz d'enfouissement, et on a présumé que les données qu'elles avaient fournies pour l'inventaire 2003 des gaz d'enfouissement étaient valides pour 2004, 2005 et 2006.

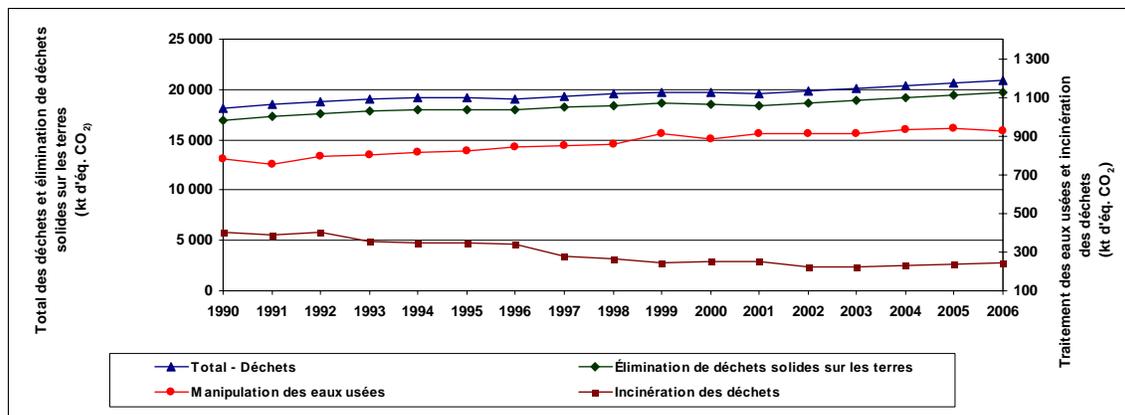


Figure 2-7 : Émissions de GES du secteur des déchets, 1990-2006

On a estimé les émissions de GES des sites d'enfouissement pour deux types de déchets solides : les déchets solides municipaux et les déchets ligneux, qui produisent tous deux du CH₄ par décomposition anaérobie³⁵. Le taux de production de CH₄ à un site d'enfouissement est fonction de plusieurs facteurs, notamment de la masse et de la composition de la biomasse enfouie, de la température du site d'enfouissement et du taux d'humidité qui pénètre dans le site à cause des précipitations.

Les programmes de captage du CH₄ et de détournement des déchets des décharges d'enfouissement ont grandement contribué à faire baisser les émissions durant cette période. La quantité de CH₄ capté dans les sites d'enfouissement de déchets solides municipaux pour être éliminée par torchage ou par brûlage pour récupérer l'énergie a représenté 28 % du total des émissions en 2006 comparativement à 22 % en 1990. Les émissions par personne du secteur des déchets ont diminué de 2,3 % entre 1990 et 2006, ce qui s'explique avant tout par l'augmentation des quantités de CH₄ capté dans les sites d'enfouissement (figure 2-8). La quantité de CH₄ piégé a augmenté de 63 % entre 1990 et 2006, et celle des déchets détournés en pourcentage des déchets produits a varié entre 21 % et 25 % au cours de la période allant de 1998 à 2004. Bien que la quantité de déchets envoyée à des sites d'enfouissements de DSM ait augmenté de 24 % entre 1990 et 2006, la quantité enfouie par personne n'a augmenté que de 5,8 % (Statistique Canada 2000, 2003, 2004, 2007). La quantité de déchets exportés du Canada aux États-Unis en 1998 et en 2004 ont été respectivement de 560 kt et de 2 590 kt, ce qui représente une augmentation de 363 % du volume de déchets exportés durant cette période. Cependant, les émissions des sites d'enfouissement de DSM devraient augmenter dans les années à venir à cause des restrictions imposées à l'exportation de déchets solides. Les principaux exportateurs de déchets vers l'extérieur du Canada se sont engagés à éliminer l'expédition de déchets résidentiels vers les États-Unis d'ici la fin de 2010. Entre temps, il y aura une réduction de 20 % à horizon de 2007 et d'encore 20 % d'ici la fin de 2008 (ministère de l'Environnement de l'Ontario 2006).

35. Quand les déchets se composent de biomasse, le CO₂ produit par le brûlage ou la décomposition aérobie n'est pas pris en compte dans le secteur des déchets. En effet, dans le cas de la biomasse agricole, on présume qu'il s'agit d'un cycle durable (le carbone du CO₂ sera séquestré quand la biomasse se régénérera dans la reproduction des cultures). Dans le cas de la biomasse de produits forestiers, les émissions de CO₂ sont prises en compte dans le secteur ATCATF (récolte forestière). Cependant, les déchets qui subissent une décomposition anaérobie produisent du CH₄, qui n'est pas utilisé dans la photosynthèse et ne séquestre donc pas de carbone dans la régénération de la biomasse, et n'est donc pas pris en compte dans les estimations de la récolte forestière. La production et les rejets de CH₄ non-brûlé parmi les déchets sont donc comptabilisés dans les inventaires des GES.

La tendance à la croissance de la population (18%) dépasse légèrement celle des émissions (15%) à cause, en partie, de l'effet différé sur les émissions des matières enfouies dans les décennies passées et qui contribuent encore à la production de CH₄. La baisse de la croissance des émissions par personne observée au milieu des années 1990, illustrée à la figure 2-8, est directement attribuable au captage du CH₄ dans les sites d'enfouissement et aux programmes de détournement des déchets. Toutefois, entre 1997 et 1999, on a observé une diminution des quantités de gaz d'enfouissement capté, suivie d'une augmentation. Ces fluctuations ont eu une influence inversement proportionnelle sur les émissions par personne, ce que montre clairement la figure 2-8.

Pour ce qui est des émissions par personne comparées à celles de 1990 pour les autres sous-secteurs du secteur des déchets, les émissions de GES résultant du traitement des eaux usées sont demeurées relativement constantes, alors que celles résultant de l'incinération des déchets ont montré une baisse importante au cours de la série chronologie 1990-2006 (figure 2-8). Les émissions totales par personne attribuables à l'incinération des déchets ont diminué de 49 % au cours de cette période, la plus forte baisse étant celles des émissions dues à l'incinération des déchets entre 1992 et 1997, essentiellement à cause de la fermeture d'incinérateurs vétustes.

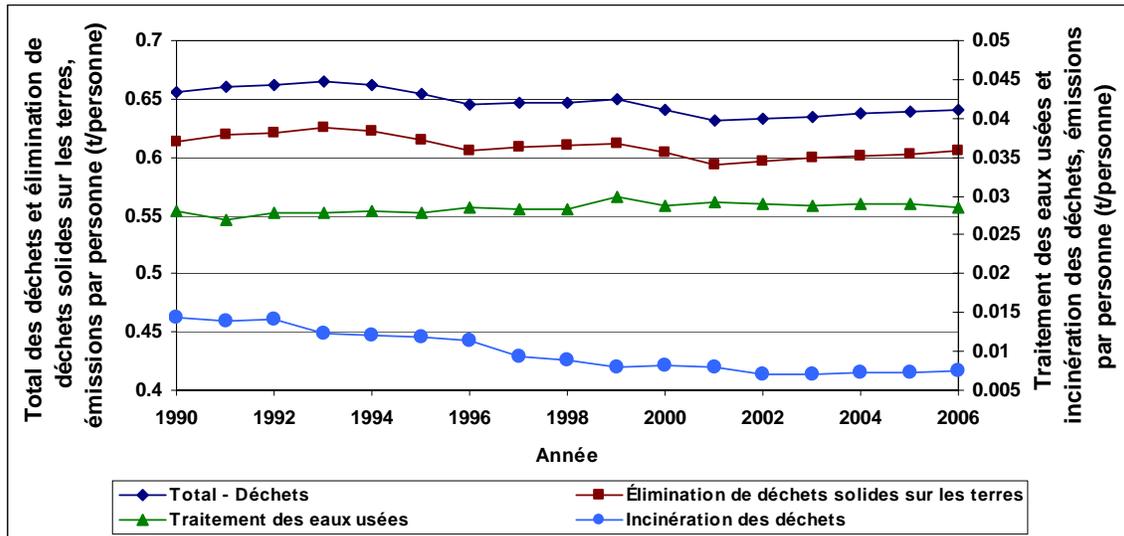


Figure 2-8 : Tendances des émissions de GES par personne dans le secteur des déchets, 1990-2006

2.4 Tendances des émissions des précurseurs de l'ozone et des aérosols

Au cours de la période 1990-2006, les émissions des précurseurs de l'ozone et des aérosols ont chuté. Le CO a reculé de 39,1 %, les NO_x de 1,8 %, les COVNM de 17,6 % et les SO_x de 36,9% (voir à l'annexe 14 les tableaux de données).

3 Énergie (secteur 1 du CUPR)

3.1 Aperçu

Dans l'ensemble, le secteur de l'énergie a été responsable d'environ 81 % (ou 583 Mt d'éq. CO₂) des émissions totales de GES du Canada en 2006 (tableau 3-1). Le secteur de l'énergie représente toutes les émissions de GES (CO₂, CH₄ et N₂O) résultant de la combustion de combustibles attribuable à des sources fixes et aux transports ainsi que les émissions fugitives de l'industrie des combustibles fossiles. Les émissions fugitives associées à l'industrie des combustibles fossiles sont les rejets délibérés ou accidentels de GES qui peuvent résulter des activités de production, de transformation et d'entreposage des combustibles. Les émissions des activités de torchage de l'industrie du pétrole et du gaz sont déclarées dans la catégorie des émissions fugitives, étant donné que leur but n'est pas de produire de la chaleur ou de générer du travail mécanique (GIEC/OCDE/AIE 1997).

Les émissions découlant de la combustion de combustibles de sources fixes englobent par exemple l'utilisation de combustibles fossiles par l'industrie productrice d'électricité, l'industrie du pétrole et du gaz, les industries manufacturières et du bâtiment et le secteur résidentiel et commercial. Seules les émissions de CH₄ et de N₂O qui résultent de la combustion de combustibles issus de la biomasse par l'industrie des pâtes et papiers et par le secteur résidentiel sont comptabilisées dans le secteur de l'énergie, alors que les émissions de CO₂ résultant de l'utilisation de biomasse sont déclarées comme poste pour mémoire dans les tableaux du CUPR.

Les émissions de GES résultant de la combustion (et de l'évaporation) de combustibles dans le cadre de toutes les activités de transport, comme le transport ferroviaire, aérien et maritime (interne), routier, et autres (hors route et pipelines), sont comprises dans le sous-secteur des transports. L'utilisation des combustibles pour le transport (essence et diesel) par toute l'industrie minière, par l'industrie de l'extraction du pétrole et du gaz et par le secteur de l'agriculture et de la foresterie est aussi incluse dans la catégorie des autres transports. Les émissions des combustibles de soute internationaux (uniquement en ce qui concerne le transport aérien et maritime) sont également déclarées comme poste pour mémoire dans les tableaux du CUPR.

Tableau 3-1 : Émissions de GES par le secteur de l'énergie, certaines années

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)		
	1990	2005	2006
Secteur de l'énergie	470 000	596 000	583 000
Utilisations de combustibles et de carburants (1.A)	427 000	531 000	516 000
Industries énergétiques (1.A.1)	147 000	194 000	185 000
Industries manufacturières et construction (1.A.2)	62 900	64 200	64 200
Transport (1.A.3)	150 000	190 000	190 000
Autres secteurs (1.A.4)	71 600	80 500	75 200
Émissions fugitives découlant des combustibles (1.B)	42 700	65 500	66 800

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

3.2 Combustion de combustibles (catégorie 1.A du CUPR)

La combustion de combustibles comprend toutes les émissions découlant de la combustion de combustibles fossiles. Parmi les principaux sous-secteurs, figurent les industries énergétiques, les industries manufacturières et de la construction, les transports et d'autres secteurs (ce qui comprend le secteur résidentiel et commercial). Les méthodes employées pour calculer les émissions découlant de la combustion de combustibles sont uniformes et sont présentées à l'annexe 2 : Méthodologie et des données employées pour estimer les émissions dues à la combustion de combustibles fossiles; elles sont conformes à la méthode de niveau 2 du GIEC (révisée en 1996) qui précise les coefficients et paramètres d'émission propres à chaque pays.

En 2006, la combustion de combustibles fossiles a généré environ 516 Mt (soit 72 %) des émissions de GES du Canada (tableau 3-1). Les émissions globales de GES attribuables aux activités de combustion de combustibles ont augmenté de 21 % depuis 1990 et baissé de 3 % depuis 2005. Entre 1990 et 2006, les émissions imputables à la combustion des industries énergétiques et du secteur des transports ont augmenté respectivement d'environ 15 % et 32 % (figure 3-1).

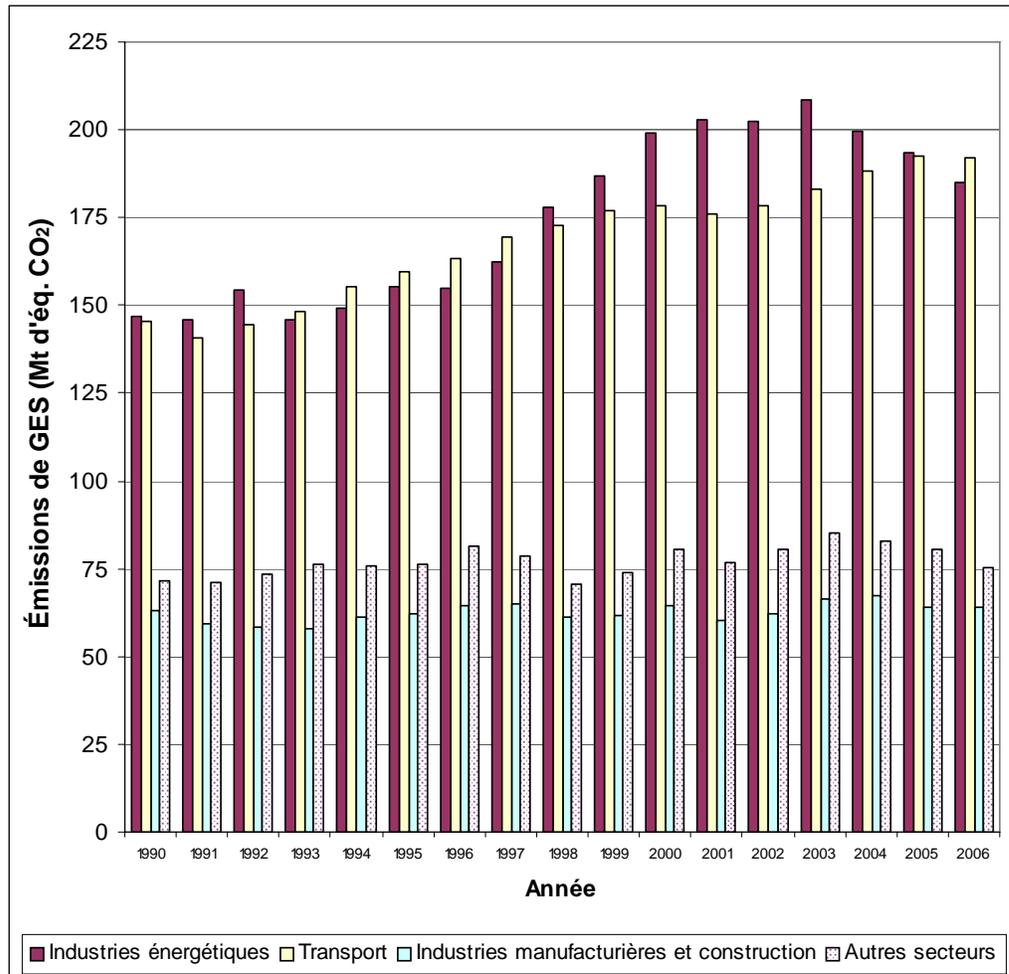


Figure 3-1 : Émissions de GES attribuables à la combustion de combustibles, 1990-2006

3.2.1 Industries énergétiques (catégorie 1.A.1 du CUPR)

3.2.1.1 Description de la catégorie de source

Le sous-secteur des industries énergétiques est subdivisé en trois (3) catégories : Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public, Raffinage du pétrole, Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques (essentiellement la production de pétrole brut, de charbon, de gaz naturel, de bitume et de pétrole brut synthétique).

En 2006, le sous-secteur des industries énergétiques a représenté 185 Mt (ou environ 26 %) des émissions totales de GES du Canada, soit une hausse globale d'environ 26 % depuis 1990. Près de 63 % (ou 117 Mt) des émissions de GES du sous-secteur proviennent de la production d'électricité et de chaleur dans le secteur public, alors que le raffinage du pétrole et la fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques ont représenté respectivement 9 % (16 Mt) et 28 % (52 Mt) des émissions (tableau 3-2). On trouvera d'autres analyses des tendances des émissions des industries énergétiques dans le chapitre consacré aux tendances (chapitre 2).

Tableau 3-2 : Contribution des industries énergétiques à la production de GES

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)		
	1990	2005	2006
Industries énergétiques - TOTAL (1.A.1)	147 000	194 000	185 000
Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	95 400	124 700	117 000
Production d'électricité—Secteur public	92 500	118 800	110 500
Production d'électricité—Industrie	2 200	4 500	5 400
Production de chaleur/vapeur	700	1 400	1 000
Raffinage du pétrole	16 000	17 000	16 000
Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	36 000	52 000	52 000

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Le sous-secteur des industries énergétiques comprend toutes les émissions de sources fixes de la combustion de combustibles des secteurs de la production d'électricité et de la production, de la transformation et du raffinage des combustibles fossiles. Toutes les émissions associées à l'industrie des combustibles fossiles sont des estimations, bien qu'une partie des émissions des mines de charbon et de l'extraction du pétrole et du gaz associées au raffinage du pétrole et à la fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques ait été allouée au poste Industries manufacturières et Construction—Mines et transports—Autres sous-secteurs, faute de données sur la consommation de carburants à un niveau inférieur d'agrégation. Les émissions dues à la combustion associées au transport de pétrole et de gaz naturel par pipeline entrent dans le poste autres transports conformément aux lignes directrices du GIEC révisées en 1997 (GIEC/OCDE/AIE 1997).

Même si elles sont en réalité associées aux industries énergétiques, les émissions attribuables aux activités d'évacuation et de torchage liées à la production, à la transformation et au raffinage des combustibles fossiles sont déclarées comme émissions fugitives (voir la section 3.3).

Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public (catégorie 1.A.1.a du CUPR)

La catégorie Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public couvre les émissions associées à la production d'électricité et de chaleur par la combustion de combustibles dans les centrales thermiques, tant dans le secteur public que dans le secteur privé. Le réseau de distribution d'électricité au Canada comprend l'électricité thermique de même que l'hydroélectricité et les filières nucléaire, éolienne et marémotrice. La quantité totale d'énergie d'origine éolienne, marémotrice et solaire est relativement faible comparée à celle des importantes installations hydroélectriques et nucléaires du Canada. Les centrales nucléaires, hydroélectriques, éoliennes, solaires et marémotrices ne sont pas des émetteurs directs de GES, de sorte que les estimations correspondent seulement aux émissions liées à la production d'électricité par combustion.

Deux systèmes sont utilisés pour produire de l'électricité à partir de la combustion thermique :

- la production de vapeur;
- les moteurs à combustion interne (turbines et moteurs alternatifs).

Les chaudières à turbine à vapeur sont alimentées au charbon, au mazout lourd, au gaz naturel ou à la biomasse. Pour les turbines à vapeur, la chaleur initiale peut être produite avec du gaz naturel et des produits pétroliers raffinés (mazout léger ou diesel). Les moteurs alternatifs peuvent consommer du gaz naturel et/ou une combinaison de PPR, tandis que les turbines à gaz sont aussi alimentées au gaz naturel ou aux PPR.

Les émissions de CH₄ et de N₂O provenant de la combustion du gaz d'enfouissement à des fins de production de chaleur, de vapeur et d'électricité sont comprises dans la catégorie, alors que les émissions de CO₂ ne sont pas comprises dans les totaux, mais sont déclarées séparément dans les tableaux du CUPR de la CCNUCC comme poste pour mémoire.

Raffinage du pétrole (catégorie 1.A.1.b du CUPR)

La catégorie Raffinage du pétrole couvre les émissions directes dues à la production de produits pétroliers à partir de matières premières brutes. Le brut conventionnel ou synthétique est transformé par distillation et par d'autres procédés en produits pétroliers, comme du mazout lourd, du mazout résidentiel, du carburant aviation, de l'essence et du carburant diesel. La chaleur qu'exigent ces procédés provient de la combustion de combustibles générés à l'interne (comme les gaz de combustion des raffineries) ou de combustibles achetés (comme le gaz naturel). Le CO₂ qui est un sous-produit de la production d'hydrogène dans le reformage à la vapeur du gaz naturel entre dans la catégorie des émissions fugitives (section 3.3).

La catégorie Raffinage du pétrole couvre aussi une petite partie des émissions de combustion produites lors de la valorisation du mazout lourd tiré des sables bitumineux et de l'extraction in situ en vue de la production de brut synthétique et/ou d'autres produits raffinés comme le carburant diesel destiné à la vente. En outre, étant donné le niveau d'agrégation des données sur la consommation de combustibles et l'hypothèse sur laquelle se fondent les rapports sur les émissions associées au secteur d'aval (raffinage du pétrole) et au secteur d'amont (production de combustibles solides, de pétrole et de gaz), une faible partie des émissions associées au raffinage du pétrole (comme le CH₄) est couverte par la catégorie Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques (et réciproquement pour une partie des émissions associées à la

valorisation du bitume dans le secteur des sables bitumineux). On trouvera à l'annexe 2 des détails complémentaires sur la méthode employée pour subdiviser les données sur les activités.

Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques (catégorie 1.A.1.c du CUPR)

La catégorie Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques comprend les émissions associées à la production de pétrole brut et de gaz naturel, à l'exploitation des sables bitumineux, à l'extraction et à la valorisation du bitume et aux mines de charbon. Une partie des émissions associées aux mines de charbon et au volet exploitation et extraction du pétrole et du gaz de l'industrie des combustibles fossiles est couverte par la catégorie Industries manufacturières et Construction–Mines, tandis que les émissions associées au transport par pipeline et à l'utilisation des combustibles destinés au transport (essence et diesel) dans les mines de charbon et dans le secteur de l'extraction du pétrole et du gaz sont inscrites sous Autres transports, étant donné qu'il n'est pas possible de subdiviser davantage les données du bilan énergétique national tel que compilé par Statistiques Canada.

Les installations de valorisation sont chargées de produire du pétrole brut synthétique à partir de la matière première constituée par le bitume issu du traitement des sables bitumineux, de l'extraction et des activités de récupération in situ (comme l'extraction thermique). Le brut synthétique (ou valorisé) a une composition en hydrocarbures semblable à celle du brut classique, qui peut être raffiné pour donner des produits pétroliers raffinés comme l'essence et le carburant diesel. Les installations de valorisation utilisent également des combustibles produits à l'interne comme les gaz de procédés et le gaz naturel, ce qui entraîne à la fois des émissions de combustion et des émissions fugitives.

3.2.1.2 Questions de méthodologie

Les émissions de toutes les catégories de sources sont calculées à l'aide de la méthode décrite à l'annexe 2 et reposent sur les statistiques nationales sur la consommation de combustibles présentées dans le Bulletin trimestriel sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (BDEEC, Statistique Canada #57-003) à l'exception de l'utilisation estimée de la capture du gaz d'enfouissement qui se retrouve dans la section sur les déchets. La méthode est conforme à la méthode de niveau 2 du GIEC en ce qui concerne les coefficients d'émission propres à chaque pays.

Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public (catégorie 1.A.1.a du CUPR)

Les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997) stipulent que le secteur de la production d'électricité et de chaleur dans le secteur public ne doit déclarer que les émissions produites par les services publics. Les émissions issues de la production industrielle d'électricité et de chaleur doivent être attribuées à la catégorie d'industrie qui produit l'énergie dans le secteur industriel approprié du secteur de l'énergie, que l'énergie soit produite pour être vendue ou pour être utilisée à l'interne. En effet, le GIEC admet qu'il est difficile de séparer les émissions des centrales de cogénération (c.-à-d. de séparer l'élément électricité de l'élément chaleur de l'utilisation des combustibles). Les données de Statistique Canada sur l'utilisation des combustibles présentées dans le Bulletin établissent une distinction dans les données sur la production d'électricité industrielle, mais elles regroupent les données dans une seule catégorie intitulée Production d'électricité industrielle. De ce fait, l'inventaire des GES ne peut attribuer les émissions résultant de la production d'électricité industrielle à des catégories industrielles

particulières; ces émissions sont cependant regroupées et déclarées sous la rubrique Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public.

Globalement, les émissions associées à la production industrielle d'électricité représentaient en 1990 2,3 % des émissions du secteur Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public et ont monté à 4,7 % en 2006.

Raffinage du pétrole (catégorie 1.A.1.b du CUPR)

Pour cette catégorie, on calcule les émissions en prenant en compte toute l'utilisation de combustibles attribuable au secteur du raffinage du pétrole et en incluant tous les produits pétroliers (y compris les gaz de distillation, le coke de pétrole et le carburant diesel) déclarés comme consommation des producteurs et achats de gaz naturel comme combustibles par les raffineries. Dans le BDEEC, les données sur la combustion des combustibles comprennent les combustibles brûlés par torchage; toutefois, les émissions du torchage sont calculées et déclarées séparément dans la section des émissions fugitives. Les données sur l'utilisation de combustibles et les émissions du torchage sont soustraites afin d'éviter la double comptabilisation.

Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques (catégorie 1.A.1.c du CUPR)

Pour cette catégorie, on calcule les émissions en prenant en compte toute l'utilisation de combustibles attribuable aux producteurs de combustibles fossiles (y compris le coke de pétrole, les gaz de distillation, le gaz naturel, les GNL et le charbon). Dans le BDEEC, les données sur la combustion des combustibles comprennent les combustibles brûlés par torchage; toutefois, les émissions du torchage sont calculées et déclarées séparément dans la section des émissions fugitives. Les données sur l'utilisation de combustibles et les émissions du torchage sont soustraites afin d'éviter la double comptabilisation.

3.2.1.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Le degré estimatif d'incertitude du sous-secteur des industries énergétiques varie de -4 % à +6 % pour tous les gaz et de -6 % à +2 % pour le CO₂ seul. On trouvera à l'annexe sur le degré d'incertitude (annexe 7) une analyse plus approfondie de l'étude sur l'incertitude d'ICF Consulting (2004) et d'autres valeurs du degré d'incertitude pour le sous-secteur des industries énergétiques.

Le degré d'incertitude lié au sous-secteur des industries énergétiques dépend dans une large mesure des méthodes de collecte des données sur les activités ainsi que de la représentativité des coefficients d'émission pour certaines propriétés des combustibles. On connaît généralement très bien les volumes et les propriétés des combustibles commerciaux, alors que le degré d'incertitude est plus grand lorsqu'il s'agit des quantités déclarées et des propriétés de combustibles non commercialisables (comme l'utilisation in situ du gaz naturel provenant des puits de production et la consommation des gaz de combustion des raffineries). Par exemple, dans la catégorie Raffinage du pétrole, les coefficients d'émission de CO₂ pour les combustibles non commercialisables tels que consommés, comme les gaz de distillation des raffineries, le coke de pétrole et le coke catalytique, influent plus grandement sur l'estimation de l'incertitude que les coefficients d'émission de CO₂ des combustibles commerciaux.

Dans la catégorie Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public, le degré d'incertitude lié à la production d'électricité industrielle est plus élevé que celui de l'électricité produite par les services publics, faute de désagrégation des données.

Plus de 83 % des émissions générées en 2006 par le secteur de la fabrication des combustibles solides et des autres industries énergétiques sont dues à la production et à la transformation de gaz naturel. Le degré d'incertitude de cette catégorie subit l'influence des coefficients d'émission de CO₂ (± 6 %) et de CH₄ (0 % à 240 %) pour la consommation de gaz naturel brut. On a utilisé un coefficient d'émission pondéré à l'échelle nationale pour estimer les émissions du secteur du gaz naturel en raison de la pénurie de données au niveau des usines, notamment sur la composition physique du gaz naturel brut (qui peut varier d'une usine à l'autre). C'est ainsi que le degré estimatif d'incertitude global repose lui aussi sur une hypothèse plutôt vague.

L'incertitude estimative liée aux émissions de CH₄ (+1 % à +230 %) et de N₂O (-23 % to +800 %) dans le sous-secteur des industries énergétiques est fonction du degré d'incertitude des coefficients d'émission. Il faut solliciter les explications d'experts pour améliorer le degré estimatif d'incertitude associé aux émissions de CH₄ et de N₂O de certaines des fourchettes des coefficients d'émission et des fonctions de densité de probabilité élaborées par ICF Consulting (2004), le temps n'ayant pas permis de faire vérifier ces hypothèses par des experts de l'industrie.

Les estimations relatives au sous-secteur des industries énergétiques sont uniformes dans le temps et sont calculées selon la même méthode.

3.2.1.4 *AQ/CQ et vérification*

Des contrôles de la qualité ont été réalisés sous une forme compatible avec les Recommandations du GIEC (GIEC 2000). Parmi les éléments d'un contrôle de la qualité de niveau 1 figure un examen du modèle d'estimation, des données sur les activités, des coefficients d'émission, de la cohérence des séries chronologiques, des erreurs de transcription, des documents de référence, des coefficients de conversion, de l'étiquetage des unités, ainsi que des calculs types des émissions.

Des erreurs dans les données sur les activités ont été relevées pendant l'examen; elles portaient surtout sur des données historiques. Aucune erreur mathématique ou de référence n'a été décelée durant les contrôles de la qualité, qui n'ont révélé que des problèmes d'étiquetage mineurs. Une faible quantité d'émissions fugitives associées aux industries des combustibles fossiles avait été comptabilisée deux fois dans le passé; l'erreur a été corrigée. Les données, les méthodes et les changements relatifs aux activités de CQ sont illustrés et archivés sur support papier et électronique.

3.2.1.5 *Recalculs*

Veuillez consulter le chapitre 9 pour une explication détaillée des recalculs pour chaque secteur.

3.2.1.6 *Améliorations prévues*

Un examen des coefficients d'émission du charbon, à partir d'une analyse détaillée des données concernant le charbon extrait au Canada, a été prévu pour l'ensemble de la série chronologique. Ce possible examen pluriannuel pourrait se traduire par des coefficients d'émission revus et mis à jour pour chaque année et pour chacune des provinces. Les industries énergétiques sont les

principaux consommateurs de charbon et, par conséquent, c'est dans cette catégorie qu'une révision, quelle qu'elle soit, aura le plus grand impact.

3.2.2 Industries manufacturières et construction (catégorie 1.A.2 du CUPR)

3.2.2.1 Description de la catégorie de source

Ce sous-secteur se compose des émissions de la combustion de combustibles fossiles par l'ensemble des industries du secteur minier, manufacturier et du bâtiment. La CCNUCC a désigné dans le sous-secteur des Industries manufacturières et de la construction six catégories qui sont présentées séparément ci-dessous.

En 2006, le sous-secteur des Industries manufacturières et de la construction était responsable de 64,2 Mt (soit 9 %) des émissions totales de GES du Canada, avec une augmentation minimale de 2 % (1,2 MT) de toutes les émissions depuis 1990 (voir le tableau 3-3 pour les détails). Dans le sous-secteur des Industries manufacturières et de la construction, plus de 42 Mt (soit 66 %) des émissions de GES proviennent de la catégorie Autres, suivie (par ordre décroissant) des sous-catégories Produits chimiques, Sidérurgie, Pâtes et papiers et imprimerie, et Métaux non ferreux, à hauteur respectivement de 6,5 Mt (10 %), 6,4 Mt (10 %), 6,0 Mt (9,3 %) et 3,0 Mt (4,7 %). Les émissions du secteur Transformation des aliments, boissons et tabac entrent dans la sous-catégorie Autres industries manufacturières, étant donné que les données sur l'utilisation des combustibles n'existent pas à un niveau de désagrégation suffisant.

La catégorie Autres englobe les activités de fabrication du ciment, d'exploitation minière, du bâtiment et d'autres activités manufacturières. Les émissions des activités minières (incluant l'exploitation minière des sables bitumineux) ont augmenté de 167 % entre 1990 et 2006.

Les émissions industrielles résultant de la combustion de combustibles pour produire de l'électricité ou de la vapeur destinées à la vente sont attribuées au sous-secteur des industries énergétiques (à la rubrique Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public). Cette attribution va à l'encontre des lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997), à l'effet que les émissions liées à la production d'électricité ou de chaleur par les industries doivent être attribuées aux industries qui génèrent ces émissions. Malheureusement, pour l'heure, cela est impossible, car il n'existe pas de données sur l'utilisation des combustibles au niveau de désagrégation qui convient (voir la section 3.2.1).

Les émissions résultant de l'utilisation de combustibles fossiles comme matières premières ou comme réactifs chimiques, notamment comme coke métallurgique dans la réduction du minerai de fer, sont déclarées à la rubrique des procédés industriels pour éviter la double comptabilisation des émissions.

Tableau 3-3 : Contribution des industries manufacturières et de la construction à la production de GES

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)		
	1990	2005	2006
Industries manufacturières et construction - TOTAL (1.A.2)	62 900	64 200	64 200
Sidérurgie	6 500	6 480	6 380
Métaux non ferreux	3 190	3 270	3 050
Produits chimiques	7 100	6 340	6 490
Pâtes, papier et imprimerie	13 700	7 180	5 950
Transformation des aliments, boissons et tabac ¹	IA	IA	IA
Autres	32 400	41 000	42 300
Ciment	3 690	4 590	4 850
Exploitation minière	6 200	15 600	16 500
Construction	1 870	1 360	1 300
Autres industries manufacturières	20 700	19 400	19 600

Notes :

1. Les émissions résultant de la transformation des aliments, des boissons et du tabac font partie des Autres industries manufacturières.

IA = inclus ailleurs.

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

3.2.2.2 Questions de méthodologie

Les émissions résultant de la combustion de combustibles pour chaque catégorie du sous-secteur des industries manufacturières et de la construction sont calculées à l'aide de la méthode décrite à l'annexe 2, ce qui est conforme à la méthode de niveau 2 du GIEC. Les émissions résultant de la consommation de carburants de transport (comme le carburant diesel et l'essence) sont déclarées dans le sous-secteur des transports (section 3.2.3). Les questions de méthodologie propres à chaque catégorie du secteur manufacturier sont indiquées ci-dessous.

Sidérurgie (catégorie 1.A.2.a du CUPR)

Les émissions associées à l'utilisation de coke métallurgique comme réactif pour la réduction du minerai de fer dans les hauts fourneaux ont été attribuées au secteur des procédés industriels.

Métaux non ferreux (catégorie 1.A.2.b du CUPR)

Toutes les données sur l'utilisation des combustibles dans cette catégorie proviennent du BDEEC (Statistiques Canada no 57-003).

Produits chimiques (catégorie 1.A.2.c du CUPR)

Les émissions découlant des combustibles utilisés comme matières premières sont déclarées dans le secteur des procédés industriels.

Pâtes et papiers et imprimerie (catégorie 1.A.2.d du CUPR)

Les données sur l'utilisation des combustibles couvrent les déchets ligneux industriels et les liqueurs résiduelles brûlées à des fins énergétiques. Les émissions de CH₄ et de N₂O résultant de la combustion de biomasse sont comprises dans la catégorie industrielle des pâtes et papiers. Les émissions de CO₂ résultant de la combustion de biomasse ne sont pas comprises dans les totaux,

mais sont déclarées séparément dans les tableaux du CUPR de la CCNUCC comme poste pour mémoire.

Autres (autres industries manufacturières et activités de construction) (catégorie 1.A.2.f du CUPR)

Cette catégorie englobe le reste des émissions du secteur industriel, notamment des secteurs du bâtiment, du ciment, de la fabrication de véhicules, du textile, de l'exploitation minière, des aliments, des boissons et du tabac. La consommation de carburant diesel des véhicules hors route utilisés sur les sites d'exploitations minières (qui comprend aussi l'utilisation du diesel pour l'exploitation et l'extraction du pétrole et du gaz) a été attribuée à la catégorie Autres modes de transport.

3.2.2.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Le degré estimatif d'incertitude du sous-secteur des industries manufacturières et de la construction varie de -3 % à +6 % pour tous les gaz et de -3 % à +2 % pour le CO₂. On trouvera à l'annexe sur le degré d'incertitude (annexe 7) une analyse détaillée de l'étude sur l'incertitude d'ICF (2004) et d'autres valeurs du degré d'incertitude pour le sous-secteur des industries manufacturières et de la construction.

Les données de départ sur les quantités de combustibles et les coefficients d'émission de CO₂ sont assorties d'un faible degré d'incertitude car il s'agit essentiellement de combustibles commerciaux, dont les propriétés sont uniformes et dont les quantités achetées pour être consommées peuvent être comptabilisées avec précision.

Comme nous l'avons vu dans l'analyse sur le degré d'incertitude lié au sous-secteur des industries énergétiques, il faut solliciter l'avis d'experts pour améliorer le degré estimatif d'incertitude du CH₄ et du N₂O pour certaines des fourchettes d'incertitude des coefficients d'émission et des fonctions de densité de probabilité élaborées par les auteurs de l'étude d'ICF (2004), puisque ces hypothèses n'ont pas été analysées par des experts de l'industrie, faute de temps durant la préparation de l'étude.

Les estimations relatives au sous-secteur des industries manufacturières et de la construction ont été établies de manière cohérente dans le temps en utilisant la même méthode.

3.2.2.4 AQ/CQ et vérification

Des CQ de niveau 1 ont été effectués sur l'ensemble du modèle d'estimation des émissions de GES de la combustion fixe, ce qui incluait la vérification des coefficients d'émission, des données sur les activités et des estimations du CO₂, du CH₄ et du N₂O pour toute la série chronologique.

Des contrôles de la qualité ont été réalisés sous une forme compatible avec les Recommandations du GIEC (GIEC 2000). Parmi les éléments d'un contrôle de la qualité de niveau 1 figure un examen du modèle d'estimation, des données sur les activités, des coefficients d'émission, de la cohérence des séries chronologiques, des erreurs de transcription, des documents de référence, des coefficients de conversion, de l'étiquetage des unités, ainsi que des calculs types des émissions.

Aucune erreur mathématique ou de référence n'a été décelée durant les contrôles de la qualité, qui n'ont révélé que des problèmes d'étiquetage mineurs. Les données, les méthodes et les

changements relatifs aux activités de CQ sont illustrés et archivés sur support papier et électronique.

3.2.2.5 Recalculs

Veillez consulter le chapitre 9 pour une explication détaillée des recalculs pour chaque secteur.

3.2.2.6 Améliorations prévues

L'utilisation de combustibles résiduaire dans l'industrie du ciment fait actuellement l'objet d'un examen afin de déterminer si toutes les émissions de GES sont comptabilisées. On s'attend à ce que les émissions de GES provenant des combustibles résiduaire soient intégrées dans les inventaires à venir, à condition de disposer de données fiables et de bonne qualité. À titre d'activité d'amélioration continue, Environnement Canada, RNCan et Statistique Canada collaborent à améliorer la qualité de départ du bilan énergétique national et à désagréger les données sur l'utilisation des combustibles.

3.2.3 Transport (catégorie 1.A.3 du CUPR)

Les émissions attribuables au secteur des transports représentent plus de 27 % des émissions totales de GES du Canada. La plus forte croissance des émissions depuis 1990 a été observée dans les camions légers à essence et les véhicules lourds diesel; cette croissance se chiffre à 116 % (24,1 Mt) pour les camions légers à essence et à 91 % (18,8 Mt) pour les véhicules lourds au diesel. Une baisse à long terme dans certains sous-secteurs des transports a également été observée : en particulier, une baisse des émissions des véhicules légers à essence (voitures), des véhicules au propane et au gaz naturel et des véhicules lourds à essence, soit une baisse combinée de 9,9 Mt depuis 1990. En général, le sous-secteur des transports a affiché une augmentation de 32 % et est responsable de 36 % de l'augmentation globale totale des émissions observée au Canada (voir le tableau 3-4).

Tableau 3-4 : Contribution des transports à la production de GES

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)		
	1990	2005	2006
Transports - TOTAL (1.A.3.)	150 000	190 000	190 000
Aviation civile (interne)	6 400	8 600	8 400
Transports routiers	98 400	131 000	133 000
<i>Véhicules légers à essence</i>	45 800	39 900	38 900
<i>Camions légers à essence</i>	20 700	43 100	44 800
<i>Véhicules lourds à essence</i>	7 810	6 300	6 280
<i>Motos</i>	146	251	259
<i>Véhicules légers au diesel</i>	355	432	433
<i>Camions légers au diesel</i>	707	2 130	2 330
<i>Véhicules lourds au diesel</i>	20 700	37 900	39 400
<i>Véhicules au propane et au gaz naturel</i>	2 200	720	800
Transport ferroviaire	7 000	6 000	6 000
Transport maritime (interne)	5 000	6 400	5 800
Autres modes de transport	30 000	40 000	40 000
<i>Véhicules hors route à essence</i>	7 000	7 000	7 000
<i>Transport hors route</i>	20 000	20 000	20 000
<i>Pipelines</i>	6 900	10 100	9 660

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

3.2.3.1 Description de la catégorie de source

Ce sous-secteur comprend la combustion de combustibles par tous les modes de transport au Canada. Le sous-secteur a été subdivisé en cinq catégories distinctes :

- aviation civile (interne);
- le transport routier;
- le transport ferroviaire;
- le transport maritime (interne);
- les autres modes de transport (véhicules hors route et pipeline).

3.2.3.2 Questions de méthodologie

Les émissions découlant de la combustion de combustibles dans le sous-secteur des transports sont calculées au moyen de diverses adaptations de l'équation A2-1 de l'annexe 2. Toutefois, compte tenu des nombreux types différents de véhicules, d'activités et de combustibles, les coefficients d'émission sont nombreux et complexes. Pour prendre en compte cette complexité, les émissions du secteur des transports sont calculées à l'aide du modèle des émissions mobiles de gaz à effet de serre du Canada (MEMGES). Ce modèle intègre une version de la méthode recommandée par le GIEC pour la modélisation des véhicules (GIEC/OCDE/AIE 1997) et sert à calculer toutes les émissions du secteur des transports à l'exception de celles du transport par pipeline (énergie nécessaire à la propulsion du pétrole ou du gaz naturel).

Aviation civile interne (catégorie 1.A.3.a du CUPR)

Cette catégorie comprend toutes les émissions de GES du secteur du transport aérien national (commercial, privé, militaire, agricole, etc.). Bien que les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997) stipulent que les émissions du transport aérien militaire doivent être déclarées dans la catégorie Autres (1.A.5), elles sont incluses ici. Les émissions des carburants servant dans les aéroports pour le transport au sol et les appareils de combustion fixes sont déclarées sous Autres modes de transport. Les émissions des combustibles vendus aux compagnies aériennes étrangères et des combustibles vendus aux transporteurs canadiens mais consommés au cours de vols internationaux sont considérées comme des combustibles de soute internationaux et sont déclarées séparément à titre de postes pour mémoire (catégorie 1.C.1.a du CUPR).

Les méthodes relatives à l'aviation civile suivent une version modifiée de la méthode sectorielle de niveau 1 du GIEC. Les estimations des émissions sont faites grâce au MEMGES et calculées d'après les quantités déclarées de carburant aviation consommé (GIEC/OCDE/AIE 1997) publiées dans le BDEEC (Statistique Canada #57-003). La consommation de carburant est déclarée séparément pour les compagnies aériennes canadiennes, les compagnies aériennes étrangères, les administrations publiques, et le secteur commercial et autres secteurs institutionnels (voir à l'annexe 2 une description de la méthode).

Transport routier (catégorie 1.A.3.b du CUPR)

La méthode qui sert à évaluer les émissions de GES du transport routier suit la méthode détaillée de niveau 3 du GIEC (à l'exception des véhicules au propane et au gaz naturel, pour lesquels on suit une méthode modifiée de niveau 1 du GIEC), telle qu'elle figure dans le document GIEC/

OCDE/AIE (1997). Le MEMGES dissocie les données sur les véhicules et calcule les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O de toutes les sources mobiles, à l'exception et des pipelines (voir à l'annexe 2 une description de la méthode).

Transport ferroviaire (catégorie 1.A.3.c du CUPR)

La méthode employée pour évaluer le transport ferroviaire est considérée comme une méthode modifiée de niveau 1 du GIEC (GIEC/ OCDE/AIE 1997). Les estimations des émissions sont effectuées au moyen du modèle MEMGES. Les données sur la consommation de carburant provenant du BDEEC (Statistique Canada #57-003) et déclarées à la rubrique Transport ferroviaire, sont multipliées par les coefficients d'émission propres à chaque carburant (on trouvera à l'annexe 2 une description de la méthode).

Transport maritime interne (catégorie 1.A.3.d du CUPR)

Cette catégorie couvre toutes les émissions de GES attribuables au transport maritime intérieur. Les émissions dues au combustible vendu pour le transport maritime étranger sont déclarées au titre des combustibles de soute internationaux et comptabilisées séparément (catégorie 1.C.1.b du CUPR).

La méthode de calcul des émissions est une version modifiée de la méthode de niveau 1 du GIEC (GIEC/ OCDE/AIE 1997), et les émissions sont estimées au moyen du modèle MEMGES. Les données sur la consommation de carburant provenant du BDEEC (Statistique Canada #57-003), et déclarées à la rubrique Transport maritime intérieur, sont multipliées par les coefficients d'émission propres à chaque carburant (voir à l'annexe 2 une description de la méthode).

Autres modes de transport (catégorie 1.A.3.e du CUPR)

Ce sous-secteur englobe les émissions des véhicules qui ne sont pas autorisés à circuler sur les chemins ou les grandes routes et les émissions découlant de la combustion des combustibles qui servent à propulser les produits dans les pipelines longue distance.

Transport hors route

Le transport hors route³⁶ (terrestre, non ferroviaire) englobe les émissions qui résultent de la combustion de l'essence et du carburant diesel. Parmi les véhicules de cette catégorie figurent les tracteurs agricoles, les débusqueuses, les véhicules chenillés de construction et les véhicules miniers mobiles.

L'industrie consomme un volume considérable de carburant diesel pour l'alimentation des véhicules hors route. Les industries des mines (exploitation et extraction du charbon, du pétrole et du gaz) et du bâtiment exploitent toutes les deux de grands nombres de véhicules lourds hors route et sont les plus gros consommateurs de carburant diesel de ce groupe.

Les émissions des véhicules hors route sont calculées au moyen d'une version modifiée de la méthode de niveau 1 du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997). Pour ces estimations, les émissions sont fondées sur les coefficients d'émission propres à chaque carburant, et à la quantité totale de carburant consommée (on trouvera à l'annexe 2 une description de la méthode).

36. Désignés en français sous l'appellation Véhicules hors- route.

Transport par pipeline

Les pipelines³⁷ sont le seul moyen de transport qui ne fasse pas appel à des véhicules dans ce secteur. Ils utilisent des moteurs alimentés aux combustibles fossiles pour faire fonctionner les compresseurs et autres dispositifs qui propulsent leur contenu. Le combustible utilisé est essentiellement du gaz naturel dans le cas des gazoducs, même si l'on utilise également certains produits pétroliers raffinés, comme du carburant diesel. Les oléoducs utilisent généralement des moteurs électriques pour faire fonctionner les équipements de pompage.

La méthode utilisée est considérée comme une méthode sectorielle de niveau 2 du GIEC, avec des coefficients d'émission propres à chaque pays. Les données sur la consommation de carburant provenant du BDEEC (Statistique Canada.#57-003), et déclarées à la rubrique Pipelines, sont multipliées par les coefficients d'émission propres à chaque carburant (on trouvera à l'annexe 2 une description de la méthode).

3.2.3.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les explications qui suivent pour chaque secteur reposent sur les résultats présentés dans l'étude intitulée *Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001* (ICF Consulting, 2004). Dans chaque sous-secteur particulier décrit ci-après, on précise si la méthode évaluée durant l'étude a été modifiée; c'est uniquement dans ces cas-là que le degré d'incertitude n'est pas représentatif du processus actuel. Pour une description plus détaillée de l'étude sur l'incertitude, se reporter à l'annexe 7 - Incertitude.

Combustion des combustibles fossiles dans le sous-secteur des transports

Le sous-secteur des transports comprend i) les sources mobiles de transport, dont les véhicules routiers et les véhicules hors route, le transport ferroviaire, l'aviation civile et le transport maritime, et ii) le transport par pipeline. Le degré d'incertitude des estimations de 2001 des émissions de CO₂ résultant de la combustion des combustibles fossiles dans les sources mobiles se situe entre -4 % et 0 %, ce qui indique que les valeurs de l'inventaire des GES sont sans doute surestimées.

Comme c'est le cas pour les sources fixes de combustion, les plages d'incertitude, qui sont environ d'un facteur de quatre ou plus dans le rapport 2003 (année d'inventaire 2001) pour les émissions de CH₄ et de N₂O résultant de la combustion des combustibles fossiles par le sous-secteur des transports, étaient attribuables aux grandes plages d'incertitude de plusieurs coefficients d'émission de ces gaz.

L'incertitude liée aux émissions totales de GES (tous les gaz) de sources mobiles en 2003 se situe, selon les estimations, dans la fourchette de -3 % à +19 %, ce qui reflète la prédominance du CO₂ dans les émissions totales de GES de sources mobiles du secteur des transports et le degré estimatif d'incertitude relativement faible.

Émissions de CO₂ attribuables à l'aviation civile (aviation intérieure)

Le degré d'incertitude lié au CO₂ émis par l'aviation civile et déclaré dans l'étude d'ICF Consulting (2004) ne s'applique plus. Depuis l'achèvement de l'étude, on utilise une

37. Il s'agit des deux types : oléoducs et gazoducs.

nouvelle méthode pour améliorer la résolution relative à la consommation de carburant acheté au Canada par les compagnies aériennes canadiennes. Cela a modifié les émissions déclarées antérieurement comme émissions intérieures et les a réduit de 40 à 55 % par an (par rapport au rapport 2003). Le degré d'incertitude déclaré dans l'étude reflète la faible plage d'incertitude qui se rattache au coefficient d'émission de CO₂ et à l'estimation de la consommation de carburant aviation, qui a représenté près de 97 % du CO₂ total émis par l'aviation civile en 2006. Il y a lieu de croire que l'expert consulté sur le degré d'incertitude des données d'activités (consommation apparente des carburants aviation) a été induit en erreur par le libellé des questions qu'on lui a posées. Cela s'est soldé par un degré estimatif d'incertitude inférieur à la réalité.

Émissions de CO₂ attribuables au transport routier

L'incertitude liée au CO₂ émis par les véhicules routiers se situe, selon les estimations, dans la plage de -8 % à -3 % par rapport à l'estimation de 2003 pour cette catégorie de source. Cela signifie que les chiffres de 2003 pour cette catégorie de source étaient sans doute une surestimation. Le biais à la hausse dans les valeurs estimatives de 2003 pour cette catégorie clé de source a un rapport avec le degré estimatif d'incertitude lié i) à la quantité de carburant consommée par les véhicules routiers à essence et à moteur diesel, et ii) aux coefficients d'émission de CO₂ pour l'essence routière. La plage d'incertitude du coefficient d'émission de CO₂ de l'essence routière a été estimée entre -3 % et -1 % par McCann (2000), avec un intervalle de confiance de 95 %. Pour l'inventaire 2008, le MEMGES s'est appuyé sur un mode plus poussé de dissociation des données sur les activités, ce qui a permis d'accroître la confiance dans la portion routière du modèle et de modifier en conséquence l'algorithme compensateur pour faire passer une certaine quantité de combustible de la catégorie routière à la catégorie hors route. Grâce à cette amélioration, les incertitudes liées à ces deux catégories devraient être inférieures à celles de l'inventaire 2003.

Émissions de CO₂ attribuables au transport ferroviaire

Le degré d'incertitude lié au CO₂ émis par le transport ferroviaire se situe, selon les estimations, dans la plage de -5 % à +3 %. Pour ce qui est de la contribution au degré d'incertitude de l'estimation de cette catégorie de source clé dans l'inventaire de 2003, il semble que les variables d'entrée, comme la consommation de carburant diesel (avec un degré d'incertitude de ±3 %) et le coefficient d'émission de CO₂ du carburant diesel (avec une plage d'incertitude de -4 % à +2 %), aient également joué un rôle.

Émissions de CO₂ attribuables aux autres modes de transport (véhicules hors route)

La catégorie des véhicules hors route comprend à la fois la consommation d'essence et la consommation de carburant diesel des véhicules hors route. Le degré d'incertitude lié aux sources mobiles de transport hors route se situe, selon les estimations, dans la plage de +4 % à +45 %, ce qui montre que les estimations du rapport de 2003 ont sans doute sous-estimé le CO₂ émis par cette catégorie de source. Le CO₂ émis par les véhicules diesel hors route a représenté près de 77 % du CO₂ total émis par la catégorie des véhicules hors route en 2006. Les principales sources d'incertitude relatives à cette catégorie de sources sont le degré d'incertitude des estimations de la consommation d'essence et de carburant diesel par les véhicules hors route. Conformément à la méthode d'estimation de l'inventaire pour cette catégorie de source, la consommation de carburant diesel des véhicules hors route est calculée à partir de la consommation résiduelle de carburant diesel des véhicules routiers, et la consommation d'essence des véhicules hors route à partir de la consommation résiduelle d'essence des véhicules routiers. L'incertitude établie pour

cette catégorie de source ne s'applique plus. On trouvera une explication plus complète dans la section « Émissions de CO₂ attribuables au transport routier » (3.2.3.3).

Résumé

Généralement, en ce qui concerne le degré estimatif d'incertitude des coefficients d'émission de CO₂, de CH₄ et de N₂O dans le sous-secteur des transports, l'étude d'ICF Consulting (2004) s'est contentée d'incorporer les valeurs déclarées dans des études antérieures (McCann 2000; SGA Energy Ltd. 2000). L'étude d'ICF Consulting (2004) faisait état des valeurs de ces rapports en y ajoutant quelques explications limitées d'experts sur le degré d'incertitude des données d'activités qui contribuent aux estimations du sous-secteur des transports dans l'analyse de Monte Carlo.

De plus, il faut signaler que la surestimation des émissions des véhicules routiers (-8 % à -3 %) neutralise la sous-estimation des émissions des véhicules hors route (+4 % à +45 %) pour donner un degré d'incertitude composée (-4 % à 0 %) supérieur à l'un et l'autre de ses éléments.

L'un des maillons faibles du degré d'incertitude réside dans les avis d'experts sur les estimations quantitatives des activités sans rapport avec les carburants (comme les parcs de véhicules, les kilomètres parcourus, le nombre de motocyclettes). Même si l'on estime que les données sur le parc de véhicules fournies par un consultant externe à Environnement Canada sont exactes à 100 %, certains signes incitent à penser que les données de départ ont sans doute été rassemblées de manière inexacte. Cela n'introduit que des erreurs marginales dans un modèle qui se limite au carburant, mais a un profond impact sur l'attribution de ce carburant à des types de véhicules bien précis.

3.2.3.4 AQ/CQ et vérification

Des contrôles de qualité de niveau 1, tels que prévus dans le cadre pour le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6), ont été effectués sur toutes les catégories clés des transports. Aucune erreur mathématique n'a été décelée. Les données et les méthodes relatives aux activités de CQ sont illustrées et archivées sur support papier et électronique.

En outre, certaines mesures de vérification ont été prises à l'étape de la préparation du modèle. Étant donné que le MEMGES utilise les données nationales sur les combustibles, définies par type et par région, combinées aux coefficients d'émission propres à chaque pays, l'examen porte avant tout sur le profil du parc de véhicules, car c'est lui qui détermine la demande de carburant par catégorie de véhicules et par conséquent les taux et les quantités d'émissions. Récemment, des partenariats interministériels ont été établis entre Environnement Canada, Transports Canada et RNCan pour faciliter l'échange non seulement de données, mais également de connaissances sur le parc de véhicules, les taux de consommation de carburant et les véhicules-kilomètres parcourus. Cette perspective plus globale permet de mieux comprendre l'utilisation réelle des véhicules et devrait favoriser une amélioration des modèles et des estimations des émissions. Grâce à l'appui de Transports Canada, Statistique Canada publie l'EVC, un rapport trimestriel qui fournit des données à la fois sur le nombre de véhicules et le kilométrage parcouru dans des classes régionales regroupées. Cette enquête propose une autre interprétation des registres d'immatriculation provinciaux et peut donc corroborer les ensembles de données qui existent dans le commerce et mentionnés plus haut. Malheureusement, l'EVC n'autorise pas le niveau de résolution nécessaire à la modélisation des émissions, et elle ne saurait donc remplacer les ensembles de données achetés chaque année.

3.2.3.5 *Recalculs*

Veillez consulter le chapitre 9 pour une explication détaillée des recalculs pour chaque secteur.

3.2.3.6 *Améliorations prévues*

Le modèle MEMGES sur les transports a été mis à niveau en 2007-2008 pour tirer parti de la puissance de la base de données relationnelle qui lui permet de recevoir un nombre croissant de données à plus haute résolution qui deviennent disponibles grâce à des partenariats et à des déclarations.

Les améliorations futures concerneront principalement les éléments suivants :

- Développer un modèle de niveau 3a pour estimer les émissions du transport aérien à partir de données origine-destination et des coefficients d'émission propres aux aéronefs. Le nouveau modèle de l'aviation permettra de subdiviser plus précisément les émissions entre l'aviation civile (aviation intérieure) et les soutes d'aviation (aviation internationale);
- Préciser les caractéristiques de carbone propres aux carburants selon la région et la période;
- Acquérir des données historiques sur la consommation de biodiesel.

3.2.4 **Autres secteurs (catégorie 1.A.4 du CUPR)**

3.2.4.1 *Description de la catégorie de source*

Ce sous-secteur comprend trois catégories : secteur commercial/institutionnel, secteur résidentiel et agriculture/foresterie/pêches. Les émissions proviennent essentiellement de la combustion de combustibles pour le chauffage des locaux et de l'eau. Les émissions attribuables à la consommation de carburants de transport dans ces catégories sont attribuées au secteur des transports (section 3.2.3).

La combustion de biomasse³⁸ est une source importante d'émissions dans le secteur résidentiel, et les émissions de CH₄ et de N₂O entrent dans les estimations de ce sous-secteur. Toutefois, le CO₂ émis par la combustion de biomasse est déclaré séparément dans les tableaux du CUPR comme poste pour mémoire et ne figure pas dans les totaux du secteur de l'énergie. Cette méthode correspond au traitement de la biomasse dans le sous-secteur Pâtes et papiers et imprimerie.

En 2006, le sous-secteur Autres secteurs a compté pour environ 75,2 Mt (ou 10%) des émissions totales de GES du Canada, soit une augmentation globale d'environ 5 % depuis 1990. Dans la catégorie Autres secteurs, les émissions résidentielles ont représenté environ 39,8 Mt (ou 53 %), contre 33,4 Mt (ou 44 %) pour le secteur commercial et institutionnel, ce qui englobe également les émissions des administrations publiques (soit les établissements des gouvernements fédéral, provinciaux et municipaux). Depuis 1990, les émissions de GES ont augmenté d'environ 30 % dans le secteur commercial et institutionnel alors que les émissions résidentielles ont baissé de 3,7 MT (8,5%). Consulter le tableau 3-5 pour d'autres précisions. On trouvera une analyse plus fouillée des tendances relatives au sous-secteur Autres secteurs dans le chapitre consacré aux Tendances des émissions (chapitre 2).

38. En particulier le bois de chauffage.

Tableau 3-5 : Contribution des autres secteurs à la production de GES

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)		
	1990	2005	2006
Autres secteurs - TOTAL (1.A.4)	71 600	80 500	75 200
Commercial et institutionnel	25 700	36 700	33 400
<i>Secteur commercial et autres secteurs institutionnels</i>	23 700	34 600	31 600
<i>Administrations publiques</i>	1 980	2 050	1 820
Résidentiel	43 500	41 800	39 800
Agriculture, foresterie et pêches	2 400	2 000	1 900
<i>Foresterie</i>	50	120	100
<i>Agriculture</i>	2 300	1 900	1 800

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

3.2.4.2 Questions de méthodologie

Les émissions de ces catégories de sources sont calculées de façon uniforme selon la méthode décrite à l'annexe 2, qui est considérée comme une méthode de niveau 2 du GIEC, avec des coefficients d'émission propres à chaque pays. Les questions de méthodologie propres à chaque catégorie sont décrites ci-après. Les émissions dues à la combustion des carburants de transport (comme le carburant diesel et l'essence) sont toutes attribuées au sous-secteur des Transports.

Secteur commercial/institutionnel (catégorie 1.A.4.a du CUPR)

Le calcul des émissions repose sur les données relatives à la consommation de carburant déclarée pour le secteur commercial et les administrations publiques dans le BDEEC (Statistique Canada #57-003).

Secteur résidentiel (catégorie 1.A.4.b du CUPR)

Le calcul des émissions repose sur les données relatives à la consommation de combustible déclarée pour le secteur résidentiel dans le BDEEC (Statistique Canada #57-003). La méthode de calcul de la combustion de biomasse (bois de chauffage résidentiel) est expliquée en détail dans la section consacrée aux émissions de CO₂ de la biomasse (section 3.4.2); même si les émissions de CO₂ ne sont pas comptabilisées dans le total national des GES du secteur résidentiel, les émissions de CH₄ et de N₂O sont déclarées ici.

Agriculture/foresterie/pêches (catégorie 1.A.4.c du CUPR)

Cette catégorie de source englobe les émissions de la combustion de combustibles de sources fixes dans les industries agricoles et forestières. Toutefois, les estimations des émissions ne sont données que pour les secteurs de l'agriculture et de la foresterie. Les émissions des pêches sont généralement déclarées soit à la rubrique Transports soit à la rubrique Autres industries manufacturières (par exemple la transformation des aliments). Les émissions de sources mobiles liées à cette catégorie n'ont pas été ventilées et sont incluses dans les émissions des véhicules hors route ou du transport maritime déclarées à la rubrique des Transports (section 3.2.3). Les émissions résultant de l'exploitation des machines sur place et du chauffage reposent sur les données relatives à la consommation de carburant déclarée à la rubrique Agriculture et foresterie dans le BDEEC (Statistique Canada #57-003).

3.2.4.3 *Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique*

Le degré estimatif d'incertitude du sous-secteur Autres secteurs varie de -4 % à +41 % pour tous les gaz et de -3 % à +2 % pour le CO₂. On trouvera dans l'annexe sur l'incertitude (annexe 7) une analyse détaillée de l'étude d'ICF Consulting sur l'incertitude (2004) et d'autres valeurs sur le degré d'incertitude dans le sous-secteur Autres secteurs.

Les quantités de combustibles de départ et les coefficients d'émission de CO₂ ont un faible degré d'incertitude, étant donné qu'il s'agit le plus souvent de combustibles commerciaux qui ont des propriétés stables et dont les quantités peuvent être comptabilisées de manière précise. Même si les émissions de gaz autres que le CO₂ résultant de la combustion de biomasse n'ont représenté que 5 % du total du secteur résidentiel, le degré d'incertitude des émissions de CH₄ (-90 % à +1 500 %) et de N₂O (-65 % à +1 000 %) est élevé en raison de l'incertitude qui se rattache à leurs coefficients d'émission. Comme nous l'avons vu dans le sous-secteur Industries énergétiques, il faut solliciter l'avis d'experts pour améliorer le degré estimatif d'incertitude des émissions de CH₄ et de N₂O pour certaines des plages d'incertitude des coefficients d'émission et des fonctions de densité de probabilité élaborées par l'étude d'ICF Consulting (2004), étant donné qu'on a manqué de temps pour soumettre ces hypothèses à l'examen d'experts de l'industrie.

Ces estimations sont cohérentes dans toute la série chronologique.

3.2.4.4 *AQ/CQ et vérification*

La catégorie Autres secteurs est une catégorie clé à la fois pour les émissions de CH₄ et de CO₂ et elle a donc été soumise à des CQ de niveau 1 conformément au Guide de bonnes pratiques du GIEC (GIEC, 2000). Aucune erreur mathématique ou de référence n'a été décelée durant les contrôles de la qualité, qui n'ont révélé que des problèmes d'étiquetage mineurs. Des erreurs dans les données sur les activités, qui portaient sur des données historiques, ont été relevées pendant l'examen et corrigées.

Les données, les méthodes et les changements relatifs aux activités de CQ sont illustrés et archivés sur support papier et électronique.

3.2.4.5 *Recalculs*

On trouvera au chapitre 9 une discussion détaillée sur les recalculs par secteur.

3.2.4.6 *Améliorations prévues*

Parmi les améliorations prévues pour le sous-secteur Autres secteurs, on note un examen du modèle de la biomasse résidentielle et une étude sur les caractéristiques du bois de chauffage industriel visant à confirmer les hypothèses actuelles sur l'humidité et la teneur en énergie.

3.2.5 **Autres : Énergie - combustion de combustibles (catégorie 1.A.5 du CUPR)**

Les lignes directrices de la CCNUCC attribuent à ce sous-secteur la combustion de combustibles par l'armée. Toutefois, les émissions attribuables aux véhicules militaires sont comprises dans le sous-secteur des transports, alors que la consommation de carburant militaire de sources fixes est incluse dans le secteur commercial/institutionnel (section 3.2.4), en raison de la répartition des données sur le carburant dans le BDEEC (Statistique Canada #57-003). Il s'agit d'une source d'émissions minime.

3.3 Émissions fugitives (catégorie 1.B du CUPR)

Les émissions fugitives des combustibles fossiles désignent les rejets délibérés ou accidentels de GES attribuables à la production, à la transformation, au transport, à l'entreposage et à la livraison des combustibles fossiles.

Les gaz rejetés qui sont brûlés avant d'être éliminés (comme le torchage du gaz naturel dans les installations de production de pétrole et de gaz) sont considérées comme des émissions fugitives. Toutefois, si la chaleur produite durant la combustion est captée pour être utilisée (pour le chauffage) ou vendue, les émissions connexes sont alors considérées comme des émissions attribuables à la combustion d'un combustible.

Les deux catégories retenues dans l'inventaire sont les rejets fugitifs associés aux combustibles solides (extraction et manutention du charbon) et les rejets des activités de l'industrie du pétrole et du gaz naturel.

En 2006, la catégorie des émissions fugitives a représenté environ 66,8 Mt (ou 8,8 %) des émissions totales de GES du Canada, soit une augmentation de plus de 57 % depuis 1990. Entre 1990 et 2006, les émissions fugitives du secteur du pétrole et du gaz naturel ont augmenté de 62 %, passant à 66,2 Mt, et celles des exploitations houillères ont diminué d'environ 1 Mt par rapport aux 2 Mt relevées en 1990. Les activités de production, de transformation, de transport et de distribution du pétrole et du gaz représentaient 99 % des émissions fugitives. Pour d'autres précisions, consulter le tableau 3-6.

Tableau 3-6 : Contribution des émissions fugitives de GES

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)		
	1990	2005	2006
Émissions fugitives découlant des combustibles (1.B)	42 700	65 500	66 800
Combustibles solides — Exploitations houillères (1.B.1)	2 000	1 000	1 000
Pétrole et gaz naturel (1.B.2)	40 700	64 800	66 200
<i>a. Pétrole¹</i>	4 200	5 600	5 700
<i>b. Gaz naturel¹</i>	12 900	20 800	21 300
<i>c. Évacuation et torchage²</i>	23 700	38 300	39 100
<i>Évacuation</i>	19 300	32 800	33 100
<i>Torchage</i>	4 400	5 500	6 000

Notes :

1. Toutes les autres émissions fugitives sauf l'évacuation et le torchage.

2. Pour les activités liées au pétrole et au gaz.

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

3.3.1 Combustibles solides (catégorie 1.B.1 du CUPR)

3.3.1.1 Description de la catégorie de source

Le charbon à l'état naturel contient des quantités variables de CH₄. Dans les gisements de houille, le CH₄ est soit piégé sous pression dans les cavités poreuses à l'intérieur du gisement soit adsorbé sur le charbon. La pression et le volume de CH₄ dans le gisement varient selon la qualité, la profondeur et la géologie de la veine de charbon. Au cours de l'extraction minière et des activités postérieures ainsi que des activités de manutention du charbon, les formations géologiques naturelles sont perturbées et il se crée des passages qui rejettent dans l'atmosphère le CH₄ sous

pression. À mesure que baisse la pression qui s'exerce sur le charbon, le CH₄ adsorbé est rejeté jusqu'à ce que le CH₄ qui se trouve dans le charbon soit parvenu à un équilibre avec les conditions atmosphériques ambiantes.

Les sources d'émissions des activités minières sont les surfaces de charbon exposées, les blocs de charbon et l'évacuation de CH₄ du gisement. Les activités post-extraction, comme la préparation, le transport, le stockage ou la transformation finale avant la combustion, dégagent également du CH₄.

Les émissions fugitives résultant de la transformation des combustibles solides (comme les rejets fugitifs résultant de l'ouverture des portes des fours à coke métallurgique) n'ont pas été estimées faute de données. On ne connaît pas les autres sources d'émissions attribuables à la transformation des combustibles solides. On estime toutefois qu'elles sont négligeables.

3.3.1.2 *Questions de méthodologie*

Au début des années 1990, King (1994) a dressé un inventaire des émissions fugitives attribuables aux exploitations houillères qui a servi de base aux estimations de ces émissions. Les coefficients d'émission couramment utilisés ont été calculés en divisant les émissions estimées dans l'inventaire en question par les données appropriées sur la production de charbon.

La méthode employée par King (1994) pour estimer les taux d'émission de l'extraction du charbon (coefficients d'émission à l'annexe 12) reposait sur une méthode modifiée du Conseil consultatif de l'industrie du charbon. Il s'agit d'une version hybride des méthodes de niveau 3 et de niveau 2 du GIEC selon la disponibilité des données propres à une mine en particulier. Les émissions des mines souterraines ont été séparées de celles des mines à ciel ouvert; toutes deux englobent les émissions attribuables aux activités post-extraction. On trouvera une description détaillée de la méthodologie à l'annexe 3 (Autres méthodologies).

3.3.1.3 *Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique*

L'estimation du degré d'incertitude des émissions fugitives de CH₄ des mines de charbon se situe dans la plage de -30 % à +130 % (ICF 2004). Les données de production sont connues avec un niveau de certitude élevé (± 2 %). En revanche, un degré d'incertitude très élevé (-50 % à +200 %) a été estimé pour ce qui est des coefficients d'émission. Nous sommes d'avis qu'il faut solliciter l'avis d'experts pour confirmer les hypothèses formulées dans l'étude sur l'élaboration des fonctions de densité de probabilité et les plages d'incertitude des coefficients d'émission et des données sur les activités des mines à ciel ouvert et des mines souterraines. On a pris les valeurs d'incertitude par défaut du GIEC pour établir les coefficients d'émission propres au Canada, et celles-ci devront être revues et corrigées. Le recours aux valeurs par défaut du GIEC n'aboutit pas à un degré estimatif d'incertitude représentatif lorsqu'on utilise les données propres au pays. On trouvera à l'annexe sur l'incertitude (annexe 7) d'autres précisions sur cette étude.

3.3.1.4 *AQ/CQ et vérification*

Les émissions de CH₄ des mines de charbon sont considérées comme une catégorie clé et elles ont subi des contrôles de la qualité de niveau 1 conformément aux Recommandations du GIEC (GIEC 2000). Au nombre des contrôles figure un examen des données sur les activités, de la cohérence des séries chronologiques, des coefficients d'émission, des documents de référence, des coefficients de conversion et de l'étiquetage des unités, de même que du calcul type des émissions. Aucune erreur mathématique n'a été décelée au cours des contrôles de la qualité; seuls

des problèmes mineurs d'étiquetage et de référence ont été décelés. Les données et les méthodes relatives aux activités de CQ sont illustrées et archivées sur support papier et électronique.

3.3.1.5 *Recalculs*

On trouvera au chapitre 9 des explications à propos des recalculs.

3.3.1.6 *Améliorations prévues*

Aucune amélioration n'est prévue pour cette catégorie.

3.3.2 **Pétrole et gaz naturel (catégorie 1.B.2 du CUPR)**

3.3.2.1 *Description de la catégorie de source*

Le sous-secteur des émissions fugitives du pétrole et du gaz naturel englobe les émissions attribuables à la production et à la transformation du pétrole et du gaz naturel, à l'exploitation des sables bitumineux, à l'extraction du bitume, à la valorisation du pétrole/bitume lourd, ainsi qu'au transport et à la distribution du gaz naturel. Les émissions attribuables à la combustion de combustibles dans les installations de l'industrie du pétrole et du gaz (utilisés à des fins énergétiques) sont comprises dans les catégories Raffinage du pétrole et Fabrication des combustibles solides et autres industries énergétiques (section 3.2.1).

La catégorie de source Pétrole et gaz naturel comporte trois grandes sous-catégories : Production pétrolière et gazière classique, Production de pétrole non classique et Distribution de gaz naturel.

Production pétrolière et gazière classique

La production pétrolière et gazière classique comprend toutes les émissions fugitives attribuables à l'exploration, à la production, à la transformation et au transport du pétrole et du gaz naturel. Les émissions peuvent être le fait de fuites du matériel d'exploitation (robinets de purge, équipements pneumatiques alimentés aux gaz de combustion), de joints défectueux (brides et soupapes), de l'utilisation de gaz naturel pour produire de l'hydrogène, d'accidents, de déversements et de rejets délibérés.

Les sources d'émissions attribuables à l'industrie du pétrole et du gaz classique ont été subdivisées en plusieurs grandes catégories :

Forage des puits de pétrole et de gaz et essais connexes : Le forage de puits de pétrole et de gaz est une source d'émissions mineure. Les émissions proviennent des essais en cours de forage, du rejet des gaz contenus dans les boues légères de forage et de la volatilisation des boues lourdes de forage.

Entretien des puits de pétrole et de gaz et essais connexes : L'entretien des puits est également une source d'émissions mineure. Les émissions proviennent essentiellement de l'évacuation, du torchage et de la combustion des combustibles, qui sont compris dans la section Combustion de sources fixes. L'évacuation résulte des travaux d'entretien conventionnels, comme le rejet de gaz dissous des bacs à boue et la purge des puits de gaz naturel. On présume que les risques d'émissions fugitives attribuables à des équipements qui fuient sont insignifiants. Les émissions fugitives des essais d'éruption libre sont jugées négligeables.

Production de gaz naturel : La production de gaz naturel se fait exclusivement dans des puits de gaz ou parallèlement à l'exploitation de puits de pétrole, de pétrole lourd et de bitume naturel dotés de dispositifs de conservation du gaz. Les sources d'émissions associées à la production de gaz naturel sont les puits, les systèmes de collecte, les installations de terrain et les stations de prétransformation du gaz. La majeure partie des émissions est due à des fuites d'équipements, comme les fuites des joints; toutefois, les rejets provenant du gaz qui sert à l'alimentation des équipements pneumatiques et aux opérations de nettoyage des conduites sont également des sources importantes.

Production de pétrole léger et moyen : Ce type de production se caractérise par des puits qui produisent des bruts de densité légère ou moyenne (< 900 kg/m³). Les émissions proviennent des puits, des conduites d'écoulement ou des stations de prétransformation (simples, satellites ou centrales). Les principales sources d'émissions sont l'évacuation des gaz dissous et les pertes par évaporation des installations de stockage.

Production de pétrole lourd : Le pétrole lourd se caractérise par sa densité supérieure à 900 kg/m³. Sa production exige des infrastructures spécialisées. Il existe en général deux types de systèmes de production de pétrole lourd : les systèmes primaires et les systèmes thermiques. Les sources d'émissions des deux types sont les puits, les conduites d'écoulement, les stations de prétransformation (simples et satellites) et les installations d'épuration. La principale source est l'évacuation des gaz dissous et des tubages.

Production de bitume naturel : Le bitume naturel est un liquide dense et extrêmement visqueux qu'il est impossible d'extraire d'un puits par des moyens de production primaires. Il faut un procédé amélioré de récupération in situ pour récupérer les hydrocarbures du gisement. Les sources d'émission sont les puits, les conduites d'écoulement, les stations de prétransformation satellites et les installations d'épuration. La principale source des émissions est l'évacuation des gaz des tubages.

Traitement du gaz : On traite le gaz naturel avant qu'il pénètre dans les conduites de transport pour en éliminer la vapeur d'eau, les contaminants et les hydrocarbures condensables. Il existe quatre types différents d'installations : les installations de gaz non sulfureux, les installations de gaz sulfureux qui procèdent au torchage des gaz de combustion, les installations de gaz sulfureux qui procèdent à l'extraction du soufre élémentaire, et les installations de chevauchement. Les installations de chevauchement sont situées le long des conduites de transport et elles procèdent à la récupération des hydrocarbures résiduels. Leur structure et leur fonction sont similaires aux installations de transformation du gaz et sont donc considérées parallèlement à elles. Les fuites des équipements sont la principale source des émissions.

Transport du gaz naturel : La quasi-totalité du gaz naturel produit au Canada est transporté depuis les usines de transformation jusqu'aux systèmes locaux de distribution par gazoduc. Les volumes transportés par camion sont faibles et considérés comme négligeables. Les sources des émissions des systèmes de transport du gaz sont les fuites des équipements et les conduites d'évacuation. L'évacuation des procédés englobe diverses activités comme le démarrage du compresseur et la purge des conduites pour l'entretien. Les fuites des équipements sont la principale source des émissions.

Transport de produits liquides : Le transport de produits liquides depuis les installations de transformation sur place jusqu'aux raffineries ou aux distributeurs génère des émissions attribuables au chargement et au déchargement des camions-citernes, aux pertes en cours de stockage, aux fuites des équipements et aux conduites d'évacuation. Parmi les produits

transportés figurent les gaz de pétrole liquéfiés (GPL) (transportés par voie de surface et dans des gazoducs à forte pression de vapeur), les pentanes et homologues supérieurs (transportés par voie de surface et par des oléoducs à faible pression de vapeur) et le pétrole brut.

Accidents et défaillances d'équipements : Les émissions fugitives peuvent être le fait d'une erreur humaine ou de défauts ponctuels des équipements dans tous les segments d'amont de l'industrie pétrolière et gazière classique. Les principales sources d'émission sont les ruptures de canalisations, les explosions des puits et les déversements. Les émissions découlant de l'élimination et de l'épandage sur les sols des déversements ne sont pas comprises, faute de données suffisantes.

Systèmes de purge des tubages de surface et migration des gaz : Dans certains puits, les liquides du gisement avoisinant pénètrent dans les tubages de surface. Selon le puits, les liquides sont recueillis, scellés dans le tubage, brûlés par torchage ou évacués. Les émissions des liquides évacués sont estimées dans cette section. Dans certains puits, en particulier dans la région de Lloydminster (Alberta), du gaz peut s'échapper à l'extérieur du puits à cause d'une fuite dans la colonne d'extraction ou d'une zone gazifère dans laquelle on a pénétré sans l'exploiter. On a estimé les émissions du gaz qui s'échappe à la surface par les couches avoisinantes.

Raffinage : Il y a trois grandes sources d'émissions fugitives des raffineries : les émissions des procédés, les émissions fugitives et les émissions de torchage. Les émissions des procédés découlent de la production d'hydrogène ainsi que des conduites d'évacuation. Les émissions fugitives sont le fait des fuites des équipements, du traitement des eaux usées, des tours de réfrigération, des citernes de stockage et des opérations de chargement. Les émissions attribuables au torchage résultent de la combustion des gaz de combustion dangereux (comme les gaz corrosifs) et des gaz combustibles (gaz naturel). Les émissions de GES attribuables à la combustion de combustibles à des fins énergétiques sont déclarées à la rubrique Industries énergétiques.

Production de pétrole non classique

Cette catégorie englobe les émissions des installations d'extraction de sables bitumineux à ciel ouvert, de l'extraction in situ du bitume et de la valorisation du pétrole/bitume lourd en vue de produire du bitume, du pétrole brut synthétique et d'autres produits dérivés destinés à la vente. Les émissions fugitives sont avant tout attribuables à ces facteurs : production d'hydrogène; désulfuration des gaz de combustion (DGC); évacuation et torchage; fuites lors du stockage et de la manutention; fuites fugitives des équipements; et CH₄ provenant des mines à ciel ouvert et des bactéries méthanogènes dans les bassins de décantation des résidus miniers.

Les émissions résultant de l'action des bactéries méthanogènes dans les bassins de décantation continuent d'être étudiées par les exploitants. On estime qu'avec l'adoption prévue de nouvelles techniques de récupération du bitume, les hydrocarbures plus légers dans le flux de déchets des procédés actuels diminueront, et que les émissions baisseront en proportion.

Distribution du gaz naturel

Le réseau de distribution du gaz naturel reçoit du gaz à haute pression à l'entrée du réseau de transport et le distribue aux consommateurs par son réseau local de gazoducs. Les principales sources d'émission sont les opérations de dégazage des stations durant l'entretien, qui sont à l'origine de près de la moitié des émissions.

3.3.2.2 *Questions de méthodologie*

Production pétrolière et gazière classique

Secteur d'amont de la production de pétrole et de gaz

Les émissions fugitives du secteur d'amont de l'industrie pétrolière et gazière classique sont basées sur une étude de l'industrie, réalisée par l'ACPP et intitulée *A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H2S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry* (CAPP 2005a). La méthodologie complète est présentée dans les volumes 1, 3 et 5 du rapport.

Pour l'an 2000, on a répertorié les émissions de plus de 5 000 installations. Ces émissions ont ensuite été extrapolées à environ 370 000 sources primaires attribuables au torchage, à l'évacuation, aux fuites des équipements, aux rejets de CO₂ des gisements, aux pertes durant le stockage, aux pertes durant le chargement et le déchargement, et aux rejets accidentels. Le réseau de gaz naturel, la production et la transformation du gaz étant considérés comme faisant partie de l'industrie pétrolière d'amont, les émissions de ces segments ont été incluses ici.

Une foule de données ont été recueillies et utilisées pour l'étude, notamment diverses données sur les activités des installations, comme les procédés et les équipements. Les coefficients d'émission de l'étude proviennent de diverses sources : rapports publiés, comme ceux de l'EPA (1995a, 1995b), données fournies par les fabricants d'équipements, valeurs observées de l'industrie, débits d'évacuation mesurés, programmes de simulation et autres études de l'industrie. On trouvera une liste des coefficients d'émission utilisés dans le volume 5 du rapport sur le secteur d'amont de la production de pétrole et de gaz (CAPP 2005a).

Les émissions fugitives relatives aux périodes 1990-1999 et 2001-2005 ont été extrapolées à partir des données annuelles sur les activités du secteur d'amont de la production de pétrole et de gaz classique et des résultats pour les émissions de l'an 2000. Les estimations de 1990-1999 et la méthode sont présentées dans le volume 1 du rapport sur le secteur d'amont de la production de pétrole et de gaz. Un modèle d'extrapolation uniforme pour 2001 et au-delà a été conçu par Clearstone Engineering Ltd. pour établir les estimations annuelles des émissions de GES au niveau national et provincial. Les émissions des deux séries chronologiques ont été extrapolées à l'aide des données sur les émissions de l'an 2000 ainsi que des données annuelles sur la production et les activités pour les années qui s'y rapportent. On trouvera une description détaillée de la méthodologie utilisée dans l'étude sur le secteur d'amont de la production de pétrole et de gaz et le rapport d'extrapolation (CAPP 2005b).

Transport du gaz naturel

Les émissions fugitives attribuables au transport du gaz naturel pour la période 1990-1996 proviennent de l'étude sur le secteur d'amont du pétrole et du gaz classique, intitulée *CH₄ and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry* (CAPP, 1999). Cette étude adopte rigoureusement une approche de niveau 3 du GIEC pour estimer les émissions de GES. Les estimations des émissions fugitives pour 1997 et au-delà ont été extrapolées en se basant sur la longueur des gazoducs et les taux de fuite établis à partir des résultats de l'étude originale. On trouvera la méthode d'extrapolation à l'annexe 3.

Secteur d'aval de la production pétrolière et gazière

Les émissions fugitives des raffineries sont établies à partir de l'étude de l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP) intitulée *Economic and Environmental Impacts of Removing Sulphur from Canadian Gasoline and Distillate Production*, préparée par Purvin & Gertz Inc. avec la collaboration de Levelton Consultants Ltd. (ICPP 2004). Pour en savoir davantage sur cette étude, voir le rapport de l'ICPP. On a recueilli des données historiques sur les combustibles, l'énergie et les émissions auprès du Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie (CIEEDAC) et des données pour les années 1990 et 1994 à 2002 directement auprès des raffineries. Les émissions fugitives, de torchage et d'évacuation pour les années 1991 à 1993 ont été interpolées, alors que les données sur les émissions de 2003 à 2005 ont été extrapolées à partir des données sur ces émissions qui figurent dans le rapport et des données sur la consommation d'énergie des raffineries de pétrole que l'on trouve dans le BDEEC de Statistique Canada (no. cat. 57-003). On trouvera une description détaillée de la méthodologie utilisée pour estimer les émissions entre 1991 et 1993 et à partir de 2003 et au-delà dans l'annexe 3 de ce rapport.

Production de pétrole non classique

Les sources d'émissions de GES attribuables à la production pétrolière non classique englobent l'extraction des sables bitumineux, l'extraction du pétrole/bitume lourd; la valorisation du pétrole lourd et les établissements de cogénération intégrée. Les émissions fugitives attribuables à l'extraction des sables bitumineux et à la valorisation du pétrole lourd proviennent de l'étude sur l'industrie du bitume intitulée *An Inventory of GHGs, CACs, and H₂S Emissions by the Canadian Bitumen Industry : 1990 to 2003*, préparée par Clearstone Engineering Ltd. pour l'ACPP (CAPP, 2006). Cette étude est une compilation des émissions de GES des sociétés suivantes : Suncor Energy Inc., Syncrude Canada Limited, Shell Canada Limited, Husky Energy Inc. Les méthodes utilisées pour estimer les émissions fugitives des installations d'extraction de sables bitumineux in situ pour produire du pétrole/bitume destiné à la vente et de la valorisation du pétrole synthétique et d'autres produits proviennent de l'étude sur le secteur d'amont de la production de pétrole et de gaz de l'ACPP (CAPP, 2005a).

Clearstone Engineering Ltd. a revu les inventaires des installations afin de s'assurer que les estimations de chacune d'elles étaient complètes, exactes et transparentes. Les établissements ont apporté les corrections nécessaires et Clearstone Engineering Ltd. a dressé l'inventaire final du secteur du bitume. En général, chaque exploitant s'est servi de l'approche de niveau 3 du GIEC pour élaborer une méthode ascendante afin d'estimer ses émissions de GES. Lorsque des lacunes ont été relevées, Clearstone Engineering Ltd. a préparé des estimations et les a soumises à l'examen de chaque exploitant. Les études d'AQ/CQ et une analyse d'incertitude conforme aux Recommandations du GIEC (GIEC 2000) ont également été incluses dans l'étude.

Un modèle d'extrapolation a été mis au point pour permettre de faire des mises à jour annuelles des émissions fugitives provenant de l'extraction des sables bitumineux et des activités de valorisation du pétrole lourd pour 2004 et au-delà. Ce modèle a été élaboré à partir des paramètres et des résultats pertinents de l'étude originale sur l'industrie du bitume, de même que des données annuelles sur ses activités. Les données sur les activités utilisées dans le modèle sont publiées dans les ouvrages suivants : *ST43 : Mineable Alberta Oil Sands Annual Statistics* de l'agence Energy Resources Conservation Board (dans laquelle une partie de la commission Alberta Energy and Utilities Board a été intégrée en janvier 2008) et les statistiques en ligne (1998-2008) de l'Office national de l'énergie sur la production de pétrole brut et d'équivalents, *Estimated Production of Canadian Crude Oil and Equivalent*. Ces données sont mises à jour

chaque année pour pouvoir servir aux estimations des émissions de GES. Pour obtenir une description détaillée de la méthodologie, on peut consulter l'étude sur l'industrie du bitume et le rapport d'extrapolation (Environnement Canada 2007).

Distribution du gaz naturel

Les estimations relatives aux émissions proviennent d'une étude de l'Association canadienne du gaz préparée par Radian International (Association canadienne du gaz 1997), qui a estimé les émissions de l'industrie canadienne des gazoducs pour les années 1990 et 1995.

Les émissions de l'étude ont été calculées à partir des coefficients d'émission de l'EPA des États-Unis, d'autres sources publiées et d'estimations techniques.

Les données relatives aux activités qui figurent dans l'étude proviennent de sources publiées et d'enquêtes spécialisées auprès des compagnies de distribution de gaz. Les sondages avaient pour but d'obtenir des données sur les calendriers d'utilisation des équipements, les paramètres de fonctionnement des équipements, la longueur des gazoducs utilisés dans le réseau canadien de distribution, etc.

Des coefficients d'émission généraux ont été conçus pour le réseau de distribution en fonction des données de l'étude publiée par Statistique Canada (#57-205) (Association canadienne du gaz 1997) et de la longueur des gazoducs de distribution.

La méthode originale de l'étude équivaut à la méthode rigoureuse de niveau 3 du GIEC.

3.3.2.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Production pétrolière et gazière classique

Secteur d'amont de la production de pétrole et de gaz

Les émissions fugitives du secteur d'amont de l'industrie pétrolière et gazière pour 2000 sont tirées directement de l'étude de l'ACPP sur le sujet (CAPP 2005a). Les émissions relatives aux périodes 1990-1999 et 2001-2006 sont extrapolées à partir des données de 2000 et d'autres coefficients analysés ci-dessus. Le degré d'incertitude des émissions globales de 2000 (en éq. CO₂) est de $\pm 1,5$ %. Les degrés d'incertitude des émissions de 2000 (en éq. CO₂) pour l'industrie du pétrole et du gaz naturel sont indiqués dans les tableaux 3-7 et 3-8. Les degrés d'incertitude détaillés pour chaque gaz se trouvent dans le rapport sur le secteur d'amont de la production pétrolière et gazière.

Tableau 3-7 : Degré d'incertitude des émissions fugitives de l'industrie de production de pétrole

Catégorie de source de GES	Degré d'incertitude (%)		
	Prospection pétrolière	Production de pétrole	Transport du pétrole
Torchage	$\pm 4,2$	$\pm 2,3$	$\pm 24,0$
Émissions fugitives	$-8,9$ à $+8,3$	$\pm 7,4$	$-20,9$ à $+21,0$
Évacuation	$-38,4$ à $+30,4$	$-3,7$ à $+3,4$	—
Total	$-2,3$ à $+2,1$	$\pm 3,1$	$-16,7$ à $+16,8$

Tableau 3-8 : Degré d'incertitude des émissions fugitives de l'industrie de production de gaz naturel

Catégorie de source de GES	Degré d'incertitude (%)	
	Production/traitement du gaz	
Torchage	-2,6 à +2,2	
Émissions fugitives	-0,6 à +1,1	
Autre	±1,7	
Évacuation	-4,0 à +3,5	
Total	±0,7	

Source : CAPP (2005b).

Les degrés d'incertitude ont été établis au moyen de la méthode d'incertitude de niveau 1 qui figure dans les recommandations du GIEC (GIEC 2000). Selon le guide, il y a trois sources d'incertitude : les définitions, la variabilité naturelle du procédé à l'origine des émissions et l'évaluation du procédé ou des quantités. Seules les deux dernières sources d'incertitude ont été prises en considération dans l'analyse, car on a présumé que les degrés d'incertitude liés aux définitions étaient négligeables, puisqu'ils sont maîtrisés par les procédures d'AQ/CQ. Le degré d'incertitude des émissions extrapolé est sans doute supérieur au degré d'incertitude des estimations des émissions du secteur d'amont de l'industrie pétrolière et gazière en l'an 2000.

Secteur d'aval de la production pétrolière et gazière

Les données relatives aux émissions utilisées dans l'inventaire des émissions fugitives des raffineries pour les années 1990 et 1994 à 2002 sont directement tirées de l'étude de l'ICPP (2004). Les données pour les années 1991-1993, 2003-2006 reposent sur l'extrapolation des émissions provenant de cette étude. Le degré d'incertitude des données extrapolées est supérieur en raison du niveau de ventilation des activités. À des fins de comparaison, on a procédé à des analyses de niveau 1 et de niveau 2 du degré d'incertitude des coefficients d'émission et des données relatives aux activités pour établir le degré d'incertitude global du CO₂ en 2002 (ICPP 2004).

Les résultats de ces analyses sont les suivants : pour l'analyse de niveau 1, le degré d'incertitude global était de ±8,3 %. L'analyse de niveau 2 a établi un degré d'incertitude global de ±14 %. L'écart entre le degré d'incertitude des analyses de niveau 1 et de niveau 2 est sans doute attribuable au fort niveau de variabilité de certains des coefficients d'émission. Les résultats des analyses d'incertitude se trouvent au tableau 3-9.

Tableau 3-9 : Degré d'incertitude lié aux émissions fugitives du raffinage du pétrole

	Degré d'incertitude (%)			
	Global	À l'exclusion des gaz de combustion des raffineries	À l'exclusion des gaz brûlés	À l'exclusion des gaz de combustion et des gaz brûlés des raffineries
Niveau 1	± 8,3	± 4,3	± 8,3	± 8,3
Niveau 2	± 14	± 5	± 14	± 14

Production de pétrole non classique

Seules les estimations du degré d'incertitude au niveau des installations sont disponibles en ce moment. Clearstone Engineering Ltd. a effectué une évaluation de niveau 1 du GIEC sur le degré d'incertitude pour chaque installation; on peut trouver tous les détails sur l'évaluation dans le rapport de l'étude sur le bitume (CAPP 2006) et le modèle d'extrapolation des émissions de

bitume (Environnement Canada 2007). Le plan d'amélioration de l'analyse du degré d'incertitude prévoit la définition d'une plage globale d'incertitude pour cette industrie.

3.3.2.4 *AQ/CQ et vérification*

Pour assurer l'exactitude des résultats de l'étude sur le secteur d'amont de la production de pétrole et de gaz classique (CAPP 2005a), Clearstone Engineering Ltd. a suivi les procédures d'AQ/CQ suivantes. En premier lieu, tous les résultats ont été examinés à l'interne par du personnel chevronné pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'erreurs, d'omissions ou de double comptabilisation. Le rapport a également été soumis à l'examen d'entreprises privées à qui l'on a demandé de formuler des remarques. Un deuxième niveau d'examen a été réalisé par le comité directeur du projet et par des experts désignés. En outre, dans la mesure du possible, on a comparé les résultats aux données de base antérieures et à d'autres inventaires industriels et nationaux. Les anomalies ont été vérifiées au moyen d'un examen des niveaux d'activité, des réformes apportées à la réglementation et des initiatives volontaires de l'industrie.

Des contrôles de la qualité de niveau 1 conformes aux Recommandations du GIEC (GIEC 2000) ont été effectués sur les estimations de CO₂ et de CH₄ à pour les sous-catégories clés suivantes :

- industries du pétrole et du gaz naturel et
- évacuation et torchage du pétrole et du gaz naturel.

Aucune erreur mathématique importante n'a été décelée durant les contrôles de la qualité, même si l'on a constaté des problèmes d'étiquetage et de référence. De légers changements apportés au modèle de tableur afin de corriger ces éléments contribueront à la préparation future d'inventaires exacts et dépourvus d'erreurs. Les données, les méthodes et les changements relatifs aux activités de CQ sont illustrés et archivés sur support papier et électronique.

3.3.2.5 *Recalculs*

On trouvera au chapitre 9 des explications à propos des recalculs.

3.3.2.6 *Améliorations prévues*

Environnement Canada prévoit de faire un examen et une évaluation des améliorations apportées au modèle et à la méthodologie des émissions fugitives pour les sources liées à l'industrie du raffinage du pétrole et au transport par pipeline.

3.4 *Postes pour mémoire (catégorie 1.C du CUPR)*

3.4.1 Combustibles de soute internationaux (catégorie 1.C.1 du CUPR)

Selon les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997), les émissions des combustibles vendus dans le cadre du transport maritime et aérien international ne doivent pas être comprises dans les totaux de l'inventaire national, mais déclarées séparément comme émissions des « combustibles de soute » ou des « combustibles de soute internationaux ». Historiquement parlant, dans l'inventaire canadien, les combustibles dont Statistique Canada affirmait qu'ils avaient été vendus à des transporteurs maritimes ou aériens immatriculés à l'étranger devaient être exclus des émissions totales de l'inventaire national.

Il est toutefois difficile de savoir si tout le carburant vendu au Canada à des transporteurs immatriculés à l'étranger est utilisé dans le cadre d'activités internationales de transport. Mais surtout, il est devenu clair que la totalité des combustibles vendus aux transporteurs immatriculés au Canada n'est pas consommée dans les limites du pays. La CCNUCC et le GIEC œuvrent actuellement à l'élaboration de lignes directrices plus claires au sujet des combustibles de soute, et il se peut que des procédures statistiques modifiées soient nécessaires pour comptabiliser avec plus de précision les combustibles de soute.

3.4.1.1 Transport aérien (catégorie 1.C1.A du CUPR)

Les émissions du tableau 3-10 ont été calculées à l'aide des méthodes qui figurent à la rubrique Aviation civile (aviation intérieure) (voir la section 3.2.3.2). Les données sur la consommation de carburant sont attribuées aux compagnies aériennes étrangères dans le BDEEC (Statistique Canada #57-003). Comme nous l'avons vu plus haut, on a adopté une méthode d'estimation de la proportion de carburant vendue aux compagnies aériennes nationales et utilisée dans le cadre de vols internationaux qui permet une ventilation plus exacte du carburant vendu aux transporteurs nationaux. Ces quantités supplémentaires ont pour effet d'augmenter la quantité de carburant vendue directement aux compagnies aériennes étrangères, et la somme représente le carburant total alloué au transport aérien international.

La méthode adoptée utilise les données sur les tonnes-kilomètres totales parcourues par toutes les compagnies aériennes canadiennes à l'échelle mondiale et classe les tonnes-kilomètres en internationales ou nationales. Cela a été retenu comme indicateur de la consommation de carburant en raison de sa corrélation acceptable (coefficient R2 élevé : 93,5 %) lorsqu'on connaît à la fois la consommation de carburant et les tonnes-kilomètres parcourues. Si l'on part de l'hypothèse que 69 % des tonnes-kilomètres internationales sont parcourues à l'aide de carburant acheté au Canada, on obtient la corroboration optimale avec les modèles SAGE et AERO2K, deux modèles de trajectoires de vol qu'utilisent respectivement les États-Unis et le Royaume-Uni.

Tableau 3-10 : Émissions de GES liées au transport aérien intérieur et international, 1990-2006

	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)																
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Combustibles de soute aviation (internationaux)	7,1	6,4	6,9	6,6	7,1	7,6	8,9	9,1	9,4	10,0	10,2	9,1	9,2	8,5	9,5	9,5	9,4
Aviation civile (nationale)	6,4	5,6	5,5	5,2	5,4	5,9	6,2	6,3	6,4	6,6	6,5	6,1	6,7	7,2	7,8	8,6	8,4
Total	13,4	12,0	12,4	11,9	12,5	13,4	15,0	15,4	15,8	16,6	16,7	15,3	15,9	15,7	17,4	18,1	17,8

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

3.4.1.2 Transport maritime (catégorie 1.C.1.B du CUPR)

On a calculé les émissions du tableau 3-11 avec les méthodes qui figurent à la rubrique Transport maritime (intérieur) (voir la section 3.2.3.2). Les données sur la consommation de carburant sont attribuées au transport maritime étranger dans le BDEEC (Statistique Canada #57-003).

Tableau 3-11 : Émissions de GES liées au transport maritime intérieur et international, 1990-2006

	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)																
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Combustibles de soute (internationaux)	3,1	3,2	3,3	2,9	3,3	3,4	3,2	3,1	3,9	3,5	3,6	3,8	2,9	1,7	2,0	2,0	1,8
Transport maritime (intérieur)	5,0	5,2	5,1	4,5	4,7	4,4	4,5	4,5	5,1	5,0	5,1	5,5	5,5	6,1	6,6	6,4	5,8
Total	8,2	8,5	8,4	7,4	8,0	7,8	7,7	7,7	9,0	8,5	8,7	9,3	8,4	7,8	8,7	8,4	7,6

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

3.4.2 Émissions de CO₂ attribuables à la biomasse

Conformément aux lignes directrices de la CCNUCC, le CO₂ émis par la combustion de biomasse qui sert à produire de l'énergie n'est pas compris dans les totaux du secteur de l'énergie, mais est déclaré séparément comme poste pour mémoire. Les émissions sont comptabilisées dans le secteur ATCATF où elles sont consignées comme une perte de biomasse forestière. Les émissions de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de combustibles à base de biomasse sont déclarées à la rubrique Combustion de combustibles dans les catégories voulues.

Les émissions attribuables à la biomasse ont été regroupées en trois grandes sources : bois de chauffage résidentiel, déchets ligneux industriels et éthanol-carburant utilisé dans le secteur des transports.

3.4.2.1 Bois de chauffage résidentiel

Le bois de chauffage est une source de chauffage principal ou d'appoint dans de nombreux foyers canadiens. Sa combustion émet du CO₂, du CH₄ et du N₂O.

Le calcul des GES émis par la combustion de bois de chauffage résidentiel repose sur la quantité estimative de bois brûlé et les coefficients d'émission propres à cette technologie. Les données relatives à l'utilisation du bois de chauffage reposent sur l'inventaire des principaux contaminants atmosphériques (PCA) (Environnement Canada 1999). On n'a pas utilisé les données de Statistique Canada et de RNCAN sur la consommation de bois de chauffage résidentiel, car elles semblent grandement sous-estimer la consommation de bois de chauffage (étant donné qu'une proportion importante du bois de chauffage brûlé au Canada ne provient pas de sources commerciales).

Les données sur la consommation de bois de chauffage ont été recueillies dans le cadre d'un sondage sur la consommation de bois de chauffage résidentiel en 1995 (Réalités canadiennes, 1997). Ces données ont été recueillies par province et regroupées selon cinq grandes catégories d'appareils :

1. Poêles à bois classiques

- Non hermétiques
- Hermétiques, dotés d'une technologie peu évoluée
- Générateurs de chauffage en maçonnerie

3 ÉNERGIE (SECTEUR 1 DU CUPR)

2. Poêles et poêles encastrés dotés d'une technologie évoluée ou d'un système catalytique

- Foyers dotés d'une technologie évoluée
- Poêles dotés d'une technologie évoluée
- Foyers avec système catalytique
- Poêles avec système catalytique

3. Foyers classiques

- Sans portes vitrées
- Avec portes vitrées non hermétiques
- Avec portes vitrées hermétiques

4. Appareils de chauffage

- Chaudières à bois

5. Autres appareils

- Autres matériel de chauffage au bois

Les données sur la consommation de bois de chauffage pour les autres années ont été extrapolées selon le nombre de foyers dans chaque province qui ont utilisé une source de chauffage principale ou d'appoint au bois (Statistique Canada 1995) en 1995. Les coefficients d'émission du CO₂ proviennent de l'étude d'Environnement Canada (ORTECH Corporation 1994). Les coefficients d'émission de N₂O et de CH₄ de différents appareils de chauffage au bois proviennent du supplément B de l'AP-42 de l'Environmental Protection Agency des États-Unis (EPA 1996). Ces émissions sont comprises dans la rubrique de l'inventaire qui traite de la combustion de combustibles.

Pour calculer les émissions de GES, on a multiplié le volume de bois brûlé dans chaque appareil par les coefficients d'émission.

3.4.2.2 Déchets ligneux industriels

Le BDEEC (Statistique Canada #57-003) ne contient qu'un nombre limité de données sur le bois de chauffage industriel et les liqueurs résiduares. Les données de Statistique Canada relatives à 1990 et 1991 ont été regroupées pour les provinces de l'Atlantique, de même que pour les provinces des Prairies. Les données relatives à chaque province ont été obtenues au moyen d'une comparaison avec les données du BDEEC de 1992. Pour 1992, les données relatives à Terre-Neuve et à la Nouvelle-Écosse ont elles aussi été regroupées, mais il n'existait pas de données comparables autorisant la dissociation de ces provinces. Les émissions sont indiquées sous la Nouvelle-Écosse.

Les coefficients d'émission de CO₂ et de CH₄ du bois de chauffage industriel sont ceux qui sont attribués par l'EPA des États-Unis au bois de chauffage et aux déchets ligneux (EPA 1996). Pour ce qui est du CH₄, les coefficients d'émission ont été attribués à trois types de chaudières différentes; le coefficient d'émission utilisé dans l'inventaire canadien est la moyenne des trois.

Les coefficients d'émission de N₂O du bois de chauffage industriel sont ceux qui ont été attribués au bois de chauffage et aux déchets ligneux (Rosland et Steen 1990; Radke et al. 1991) (voir l'annexe 12).

Le coefficient d'émission de CO₂ attribuable à la combustion des liqueurs résiduelles a été établi d'après deux hypothèses :

1. la teneur en carbone des liqueurs résiduelles est de 41 % en poids.
2. 95 % du carbone est converti en CO₂.

Le coefficient d'émission (CE) a donc été calculé comme suit (Jaques 1992) :

$$\begin{aligned} \text{CE} &= 0,41 \times 0,95 \times (44 \text{ g/mol} / 12 \text{ g/mol}) \\ &= 1,428 \text{ t CO}_2/\text{t liqueurs résiduelles} \end{aligned}$$

Pour calculer les émissions, on a appliqué les coefficients d'émission aux quantités de biomasse brûlée. Les émissions de CH₄ et de N₂O sont comprises dans le secteur manufacturier de l'inventaire.

3.4.2.3 Éthanol-carburant

Dans l'inventaire de 2008, on a tenu compte de l'éthanol-carburant utilisé dans le secteur des transports entre 1990 et 2006 (tableau 3-12). Les propriétés de l'éthanol ont été établies en fonction de sa chimie et ont donné un PCS de 24,12 TJ/ML, une teneur en carbone de 52,14 % et une densité de 789,2 kg/m.

Tableau 3-12 : Éthanol utilisé dans les transports au Canada, 1990-2006

Année	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Éthanol consommé (ML)	28	28	28	28	28	28	28	28	163	163	163	163	240	270	280	290	483

L'éthanol-carburant a été adopté et modélisé comme s'il était mélangé à l'essence totale pour la ou les régions. La quantité totale de carburant disponible par province a été attribuée à chaque mode (véhicules routiers/hors route et classe de technologie de véhicule) selon le pourcentage de volume total d'essence calculé traditionnellement avec le MEMGES. Au lieu de corriger les coefficients d'émission de CH₄ et de N₂O en fonction de l'éthanol, le coefficient d'émission représentatif de l'essence a été appliqué selon le mode de transport et la classe de technologie. Les coefficients d'émission de CO₂ utilisés sont ceux qui reposent sur les caractéristiques chimiques réelles mentionnées plus haut et sur un taux d'oxydation de 99 %.

3.5 Autres questions

3.5.1 Comparaison entre la méthode sectorielle et la méthode de référence

On a comparé les résultats de la méthode de référence (MR) à ceux de la méthode sectorielle pour vérifier les données liées à la consommation d'énergie et aux émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles (voir le tableau 3-13). Cette vérification couvre toute la période de 1990 à 2006, et fait partie intégrante des rapports présentés à la CCNUCC. On trouvera d'autres informations sur la MR dans l'annexe 4.

Lorsque les résultats de la MR sont comparés à ceux de la MS, la comparaison se traduit par des écarts importants, étant donné que la combustion totale que donne la MS ne comprend pas le CO₂ émis par les combustibles fossiles dans le cadre des utilisations à des fins non énergétiques des combustibles fossiles et des matières premières. Lorsqu'on compare directement les deux méthodes, on constate un écart de 6,65 à 9,04 % dans les émissions et un écart de 8,75 à 10,04 %

3 ÉNERGIE (SECTEUR 1 DU CUPR)

dans l'utilisation énergétique. Pour que les données énergétiques soient comparables, il faut utiliser la consommation apparente d'énergie, à l'exception de l'utilisation à des fins non énergétiques et des matières premières.

Au Canada, on utilise de grandes quantités de combustibles fossiles comme matière première dans des procédés industriels comme la production d'aluminium, d'ammoniac et d'éthylène et la sidérurgie. Les émissions découlant de ces opérations sont déclarées parmi les procédés industriels, tandis que les émissions de CO₂ produites par le torchage lors de la production et du traitement du pétrole et du gaz figurent à la section de l'énergie sur le pétrole et les gaz fugitifs. En raison de ces écarts, la comparaison préétablie des émissions utilisée dans le tableau 1.A.(c) du CUPR ne convient pas au Canada, étant donné que ce tableau ne compare pas des sources d'émissions semblables.

Lorsqu'on corrige le volume d'énergie de la méthode de référence (MR) afin d'en exclure l'utilisation des combustibles à des fins non énergétiques, l'écart entre la méthode sectorielle (MS) et la méthode de référence (MR) rajustée se situe entre -3,64 % et -1,62 % quand les émissions totales correspondent entre -0,78 % et 1,91 %. On trouvera au tableau 3-13 un rapprochement des méthodes de référence et sectorielle ajustées.

Tableau 3-13 : Rapprochement de la méthode de référence et de la méthode sectorielle pour le Canada

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Comparaison générale de l'énergie																	
Méthode de référence (PJ)	7 153	7 017	7 228	7 265	7 485	7 668	7 919	8 090	8 137	8 431	8 757	8 704	8 819	9 129	9 136	8 979	8 843
Méthode sectorielle (PJ)	6 508	6 368	6 605	6 614	6 834	6 998	7 192	7 326	7 441	7 699	8 054	7 919	8 085	8 369	8 281	8 191	8 011
Pourcentage de différence non rajusté (%)	9,9	10,2	9,4	9,8	9,5	9,6	10,1	10,4	9,4	9,5	8,7	9,9	9,1	9,1	10,3	9,6	10,4
Méthode de référence rajustée, avec utilisation de combustibles fossiles et de matières premières à des fins non énergétiques (PJ)	6 396	6 241	6 436	6 467	6 689	6 851	7 032	7 172	7 239	7 515	7 882	7 763	7 849	8 151	8 031	7 923	7 719
Pourcentage de différence rajusté - 100 % x (MR-MS)MS	-1,72	-1,99	-2,55	-2,22	-2,12	-2,11	-2,23	-2,11	-2,71	-2,39	-2,13	-1,97	-2,92	-2,60	-3,02	-3,27	-3,64
Utilisation de combustibles fossiles et de matières premières à des fins non énergétiques																	
Utilisation de combustibles liquides à des fins non énergétiques (PJ)	427	403	416	415	418	433	494	525	500	510	504	540	571	576	680	665	706
Utilisation de combustibles solides à des fins non énergétiques (PJ)	125	139	140	138	134	138	137	132	135	142	148	141	139	142	146	152	156
Utilisation des combustibles gazeux à des fins non énergétiques (PJ)	207	233	235	244	244	246	256	261	263	263	222	260	260	259	279	239	262
Comparaison générale des émissions																	
Méthode de référence (Gg CO ₂)	449 657	440 528	451 014	449 888	462 114	474 046	487 992	501 100	505 120	521 837	544 990	539 843	541 618	564 399	560 527	550 564	535 763
Méthode sectorielle (Gg CO ₂)	414 098	403 996	417 476	414 504	427 105	438 375	449 779	460 795	467 677	483 888	506 429	500 623	507 836	527 403	522 635	515 686	501 499
Pourcentage de différence non rajusté (%)	8,59	9,04	8,03	8,54	8,20	8,14	8,50	8,75	8,01	7,84	7,61	7,83	6,65	7,01	7,25	6,76	6,83
Méthode de référence rajustée, avec utilisation de combustibles fossiles et de matières premières à des fins non énergétiques (Gg CO ₂)	422 012	410 973	421 387	419 036	431 143	442 123	454 864	467 427	470 479	488 111	511 322	507 087	508 465	530 053	523 708	514 038	497 564
Pourcentage de différence rajusté - 100 % x (RA-SA)SA	1,91	1,73	0,94	1,09	0,95	0,85	1,13	1,44	0,60	0,87	0,97	1,29	0,12	0,50	0,21	-0,32	-0,78
Émissions de dioxyde de carbone découlant de l'utilisation de combustibles fossiles et de matières premières à des fins non énergétiques																	
Liquide (Gg CO ₂)	8 636	8 434	8 579	9 307	9 505	10 069	11 092	11 740	12 772	11 129	11 241	11 427	12 402	12 951	14 664	14 465	15 588
Solide (Gg CO ₂)	11 314	12 631	12 758	12 593	12 383	12 598	12 527	12 049	12 285	13 024	13 653	13 101	12 947	13 382	13 676	14 299	14 592
Gazeux (Gg CO ₂)	7 695	8 490	8 290	8 951	9 083	9 256	9 509	9 884	9 584	9 573	8 774	8 228	7 805	8 013	8 478	7 762	8 020

3.5.2 Matières premières et utilisation des combustibles à des fins non énergétiques

Les émissions attribuables à l'utilisation des combustibles dans le secteur de l'énergie sont celles qui découlent de la combustion des combustibles destinée à générer de la chaleur ou produire un travail. En plus d'être brûlés pour produire de l'énergie, les combustibles fossiles le sont aussi à des fins non énergétiques. Parmi les utilisations des combustibles fossiles à des fins non énergétiques figure leur utilisation comme cires, solvants, lubrifiants et matières premières (notamment pour la fabrication des engrais, du caoutchouc, des matières plastiques et des fibres synthétiques). Les émissions attribuables à l'utilisation des combustibles fossiles à des fins non énergétiques sont comprises dans le secteur des procédés industriels, alors que les émissions résultant de l'utilisation de combustibles fossiles et du torchage par l'industrie du pétrole et de l'essence sont comprises dans la section des émissions fugitives.

On trouvera au chapitre sur les procédés industriels (chapitre 4) une discussion sur l'utilisation de matières premières et l'utilisation à des fins non énergétiques de combustibles fossiles et des questions de méthodologie liées au calcul des émissions attribuables à cette source.

3.5.3 Captage et stockage du CO₂

Le CO₂ est utilisé dans l'industrie pétrolière canadienne pour améliorer la récupération de pétrole dans les gisements de pétrole épuisés. On s'en débarrasse également en le stockant avec du sulfure d'hydrogène dans des formations géologiques dans le cadre de certaines opérations de traitement du gaz. Ce sont là des activités opérationnelles normales dans le secteur d'amont de l'industrie. Les quantités ne sont pas connues ni comptabilisées dans l'inventaire. Toutefois, les procédures actuelles de l'inventaire sont conçues pour estimer le CO₂ net effectivement rejeté dans l'atmosphère par toutes les sources de production au Canada.

3.5.4 Questions propres au Canada – Émissions liées à l'exportation des combustibles fossiles

Le Canada exporte une grande quantité de sa production de ressources fossiles, essentiellement vers les États-Unis. En 2006, il a exporté plus de 60 % (valeur d'énergie équivalente) soit 43 % de sa production de gaz naturel et de pétrole brut. Les GES associés à cette production ont toujours été estimés selon une étude réalisée en 1997 par Environnement Canada. Cette étude, intitulée *Fossil Fuel Energy Trade & Greenhouse Gas Emissions* et préparée pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates (McCann, 1997), incorpore l'avis éclairé des auteurs et les données nationales sur l'énergie pour estimer de manière raisonnable les émissions de GES liées à la production de gaz naturel et de pétrole brut au Canada durant la période 1990-1995.

Grâce aux résultats des émissions présentés dans l'étude, on a pu établir un rapport empirique entre ces émissions et l'énergie nette exportée associée aux volumes de pétrole brut et de gaz naturel, tels qu'ils sont consignés par Statistique Canada. Cette tendance a ensuite été appliquée aux exportations effectives 1996-2006 afin d'estimer les émissions (autres précisions à la section S.4.1).

Les émissions et les secteurs couverts par les estimations des deux principaux types de combustibles sont :

- *Gaz naturel* : Cette catégorie rend compte des émissions de GES propres à la production, à l'exploitation, à la transformation et au transport du gaz naturel. Elle englobe les émissions

3 ÉNERGIE (SECTEUR 1 DU CUPR)

des systèmes de conservation du gaz des installations pétrolières (c.-à-d. les déshydrateurs, les compresseurs et les tubages connexes) et elle exclut les émissions que l'on peut attribuer à la manipulation, à la transformation (comme la stabilisation, le traitement ou le fractionnement) ou au stockage des LGN dans les installations gazières. Essentiellement, on ne tient compte que des sources qui ont pour but de produire du gaz naturel destiné à la vente. Les réseaux de distribution du gaz et les émissions de consommation en sont expressément exclus, étant donné qu'ils concernent la consommation de gaz domestique plutôt que les importations et exportations de gaz.

- *Pétrole brut* : Ici aussi, cette catégorie rend compte des émissions attribuables à la production, au traitement, au stockage et au transport du pétrole brut. Les émissions associées à l'évacuation et au torchage des gaz connexes ou dissous dans ces installations sont attribuées à cette catégorie. Les équipements qui servent à répondre aux besoins de pétrole sur place font partie du système pétrolier. Les systèmes de conservation du gaz qui recueillent les émissions dans un système de collecte des gaz sont attribués au système de gaz naturel.

À noter que les estimations absolues des émissions présentées ici sont assorties d'un degré d'incertitude élevé, qui peut atteindre 40 % ou même plus. En revanche, les estimations des tendances sont plus précises, et on peut les considérer comme représentatives.

4 Procédés industriels (secteur 2 du CUPR)

4.1 Aperçu

Certaines émissions de gaz à effet de serre sont produites dans le cadre de diverses activités industrielles qui n'ont pas de rapport avec l'énergie. Les principales sources de ces émissions sont les procédés de production industrielle qui permettent la transformation chimique ou physique de matières. Ces procédés peuvent donner lieu au rejet de plusieurs gaz à effet de serre différents, notamment le CO₂, le CH₄, le N₂O et les PFC (GIEC/OCDE/AIE 1997). Les halocarbures (HFC et PFC) et le SF₆ servent de charge d'alimentation pour certains procédés industriels, en plus d'être utilisés comme produits de remplacement de substances appauvrissant la couche d'ozone (SACO) dans diverses applications; ces émissions sont également incluses dans le secteur Procédés industriels.

Les émissions de GES imputables à la combustion de combustibles pour la production d'énergie destinée aux activités industrielles sont généralement attribuées au secteur Énergie. Dans certains cas, notamment celui de l'utilisation du gaz naturel pour la production d'ammoniac, il est difficile de faire la distinction entre les émissions dues à la consommation en tant que combustible pour produire de l'énergie et en tant que matière première pour réaliser le procédé industriel. Dans ces cas, si la majeure partie de la consommation est destinée au procédé industriel, les émissions sont attribuées au secteur Procédés industriels. Les émissions associées à l'utilisation du gaz naturel comme matière première dans les secteurs pétroliers d'amont et d'aval pour produire de l'hydrogène sont attribuées au secteur de l'énergie.

Parmi les procédés dont il est question dans ce secteur, il y a la production et l'utilisation de produits minéraux, la production d'ammoniac, la production d'acide nitrique, la production d'acide adipique, la production de métaux ferreux, la production d'aluminium, la fusion et le moulage du magnésium, la production et la consommation d'halocarbures, la consommation de SF₆, et d'autres procédés industriels ou procédés indifférenciés.

Les émissions de CO₂ résultant de l'utilisation de combustibles fossiles comme matières premières pour produire des produits chimiques en dehors de l'ammoniac, de l'acide nitrique et de l'acide adipique sont déclarées à la rubrique Autres procédés et procédés indifférenciés (section 4.16).

Les émissions indirectes de GES et de SO₂ résultant de procédés industriels comme l'asphaltage des toits, l'asphaltage des routes, la production de pâtes et papiers et la production d'aliments et de boissons n'ont pas été estimées. Ces émissions, de même que les émissions indirectes de GES associées aux activités énergétiques, sont prises en compte à l'annexe 14 du présent Rapport d'inventaire national.

Comme l'illustre le tableau 4-1, les émissions de GES du secteur des procédés industriels ont compté pour 54,4 Mt dans l'inventaire national des GES de 2006, contre 54,8 Mt en 1990. Ces émissions ont représenté 7,6 % du total des émissions canadiennes de GES en 2006. La légère diminution globale des émissions de 0,7 % (comparativement au niveau de 1990) dans ce secteur pourrait s'expliquer par une baisse importante des émissions dans les catégories de la production d'acide adipique, de la production d'aluminium (PFC), de la production de magnésium, ainsi que de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, contrebalancée par une croissance des émissions associées à la consommation de HFC ainsi qu'à la production de produits autres et indifférenciés, d'aluminium (CO₂), de ciment et d'ammoniac. Dans le cas de la sidérurgie, la croissance des

émissions observée entre 1990 et 2006 n'était pas représentative de la situation réelle, car l'estimation de cette industrie en 1990 était inférieure à ce qu'elle aurait normalement dû être, en raison d'une grève. En fait, dans l'ensemble, ces émissions ont diminué depuis 1991.

De 1990 à 2006, les émissions associées à la production d'acide adipique, à la production d'aluminium (PFC), aux fonderies de magnésium et à la consommation de calcaire et de dolomite ont respectivement chuté de 89 % (9 500 kt d'éq. CO₂), de 60 % (3 900 kt d'éq. CO₂), de 58 % (1 670 kt d'éq. CO₂) et de 66 % (480 kt d'éq. CO₂). La majeure partie de la baisse globale des émissions observée entre 1990 et 2006 est attribuable à l'apport de ces catégories. On constate également une réduction de 78 % des émissions de SF₆ associées à la production d'aluminium, mais la baisse en unités physiques (46 kt d'éq. CO₂) est négligeable par comparaison avec les catégories déjà mentionnées. L'énorme réduction des émissions de N₂O observée dans l'industrie de production d'acide adipique s'explique par l'installation d'un système antipollution en 1997 à l'usine d'Invista à Maitland, en Ontario. Les alumineries ont également cherché à réduire leurs émissions de PFC en adoptant des dispositifs antipollution, tout en augmentant leur volume de production. La baisse des émissions attribuables aux activités de fusion et de moulage du magnésium est attribuable au remplacement progressif du SF₆ utilisé comme gaz de couverture par d'autres substances. La baisse des émissions associées à la consommation de calcaire et de dolomite résulte de la tendance à la baisse de l'utilisation de ces minéraux dans divers secteurs industriels, par exemple la sidérurgie, la fabrication du verre et les pâtes et papiers. La baisse de 66 % de cette consommation (comparativement aux chiffres de 1990) est attribuable en partie au fait que de plus en plus, l'industrie des pâtes et papiers s'approvisionne directement auprès des fabricants de chaux.

Les catégories de la consommation d'halocarbures, des autres procédés et procédés indifférenciés, de la production d'aluminium (CO₂), de la production de ciment et de la production d'ammoniac affichent toutes une augmentation considérable des émissions entre 1990 et 2006. La croissance de 1 000 % (4 800 kt d'éq. CO₂) depuis 1995 des émissions associées à la consommation d'halocarbures pourrait s'expliquer par le remplacement progressif des chlorofluorocarbures (CFC) par des HFC à partir de l'entrée en vigueur du Protocole de Montréal en 1996. L'utilisation de combustibles à des fins non énergétiques (matières premières), comme le butane et l'éthane, dans l'industrie pétrochimique a également augmenté sensiblement au cours des années. En outre, on a constaté une augmentation des utilisations non énergétiques d'autres produits, notamment les cires et la paraffine. Au total, ces augmentations des utilisations non énergétiques des combustibles ont joué un rôle dans la croissance des émissions de 55 % (4 400 kt d'éq. CO₂) pour la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés, qui comprend principalement les émissions associées à la production de produits pétrochimiques. La croissance de la production d'aluminium a donné lieu à une augmentation des émissions de CO₂ (84 % ou 2 300 kt d'éq. CO₂), en raison de la formation de CO₂ découlant de la réduction de l'alumine au moyen d'anodes au carbone, une réaction essentielle au procédé de production et dont les émissions sont difficiles à maîtriser. Pour ce qui est de la production de ciment, la hausse des émissions s'explique par une augmentation de la production de ciment associée à une demande internationale accrue (provenant principalement des États-Unis) entre 1990 et 2006. Dans le cas de la production d'ammoniac, les émissions ont augmenté de 32 % (1 600 kt d'éq. CO₂) en raison de la croissance globale de la production d'ammoniac par reformage du méthane à la vapeur (RMV).

Entre 2005 et 2006, les émissions totales du secteur des procédés industriels ont légèrement diminué de 0,7 %. Cette diminution globale découle principalement des réductions d'émissions associées à la production d'acide adipique (54 % ou 1 400 kt d'éq. CO₂) et d'aluminium – PFC (14 % ou 450 kt d'éq. CO₂). Ces réductions ont été contrebalancées principalement par la hausse

des émissions associées à la sidérurgie (10 % ou 733 kt d'éq. CO₂), à la production d'ammoniac (4 % ou 250 kt d'éq. CO₂) et, dans une moindre mesure, à la production de ciment (2 % ou 140 kt d'éq. CO₂). D'après un représentant de la seule usine canadienne d'acide adipique, 2006 s'est avérée une bonne année (comparativement à 2005) pour les activités de réduction des émissions; le système de réduction a fonctionné pendant toute l'année 2006, sauf en janvier. Au début de 2005, ce système était inopérant en raison d'une panne de catalyseur. De plus, après une période d'arrêt de près de six mois en raison d'une grève, le système de réduction des émissions de l'usine a de nouveau eu des problèmes au moment du redémarrage (courriel de S. Lauridsen, 2007)³⁹. De 2005 à 2006, l'industrie de l'aluminium a continué de bien performer en ce qui a trait à la réduction des émissions de PFC. Cette performance pourrait être attribuable à un recours accru à des installations plus modernes. Enfin, la croissance des émissions de CO₂ correspond à une augmentation de la production sidérurgique et de la production d'ammoniac (utilisé principalement pour la fabrication d'engrais utilisés dans le secteur Agriculture).

Tableau 4-1 : Émissions de GES attribuables au secteur des procédés industriels, certaines années

Catégorie de sources de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)		
	1990	2005	2006
Procédés industriels – TOTAL	54 800	54 800	54 400
a. Produits minéraux	8 300	9 500	9 500
<i>Production de ciment</i>	5 400	7 200	7 300
<i>Production de chaux</i>	1 700	1 700	1 600
<i>Utilisation de calcaire et de dolomite</i>	730	250	250
<i>Utilisation de carbonate de sodium</i>	210	160	170
<i>Utilisation de magnésite</i>	147	176	179
b. Industrie des produits chimiques	17 000	10 000	9 000
<i>Production d'ammoniac</i>	5 000	6 300	6 600
<i>Production d'acide nitrique</i>	1 010	1 250	1 230
<i>Production d'acide adipique</i>	11 000	2 600	1 200
c. Production de métaux	19 500	16 200	16 800
<i>Sidérurgie</i>	7 060	7 020	7 760
<i>Production d'aluminium</i>	9 300	7 900	7 600
<i>Production de magnésium</i>	2 870	1 090	1 200
<i>Moulage du magnésium</i>	236	201	190
d. Production et consommation d'halocarbures (des HFC et des PFC)	770	5 200	5 300
e. Utilisation de SF₆ dans le matériel électrique des services publics et les semi-conducteurs	1 500	1 200	1 300
f. Autres productions indifférenciées	8 000	12 000	12 000

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué. De plus, à cause des nombres arrondis, certaines baisses ou hausses légères d'émissions discutées dans le paragraphe précédent peuvent ne pas apparaître dans le tableau 4-1.

On estime que les incertitudes associées aux estimations des émissions totales de GES produites par ce secteur en 2001 (exclusion faite de la consommation d'halocarbures) sont de l'ordre de -7 % à +5 % (ICF Consulting, 2004). Comme des améliorations ont été apportées dans certaines

39. Courriel de S. Lauridsen (Invista) à M. Abdul (Environnement Canada), 30 octobre 2007. Il explique les estimations des émissions de 2006 et confirme celles de 2005.

catégories depuis la présentation de l'étude d'ICF Consulting, la plage globale d'incertitude du secteur est considérée comme prudente pour ce qui est de l'estimation courante des émissions.

Pour faire en sorte que l'inventaire soit correctement dressé, les catégories clés, nouvelles et actualisées de ce secteur ont toutes subi des contrôles de qualité de niveau 1.

4.2 Production de ciment (catégorie 2.A.1 du CUPR)

4.2.1 Description de la catégorie de source

Du CO₂ se dégage durant la production de clinker, produit intermédiaire qui entre dans la composition du ciment. Du carbonate de calcium (CaCO₃) provenant du calcaire, de la craie ou d'autres substances riches en calcium et d'autres matières premières comme des silicates sont chauffés dans un four à haute température pour produire de la chaux vive (CaO) et du CO₂. Ce procédé est appelé calcination ou calcinage. Il survient dans la partie du four dont la température est la plus basse (800-900 °C). On peut le représenter comme suit :



On combine alors la chaux à des matériaux contenant de la silice dans la partie du four à plus haute température (1 350-1 450 °C) pour produire du clinker (granules de couleur gris noir ayant la taille de billes de 12 mm de diamètre). Le clinker est retiré du four, refroidi et pulvérisé, et on y ajoute du gypse pour faire du ciment Portland. La quasi-totalité du ciment produit au Canada est du type Portland (ORTECH Corporation 1994), lequel contient entre 60 et 67 % de chaux en poids. Les autres ciments spécialisés ont une plus faible teneur en chaux, mais ils sont généralement utilisés en faibles quantités.

Les émissions de CO₂ découlant de la production de ciment sont directement proportionnelles à la teneur en chaux. Les émissions découlant de la combustion de combustibles fossiles pour produire la chaleur qui amorce la réaction dans le four sont attribuées au secteur de l'énergie et ne sont pas comptabilisées ici.

4.2.2 Questions de méthodologie

Pour estimer les émissions nationales de CO₂ résultant de la production de ciment, on a utilisé l'équation 3.1 des recommandations du GIEC (GIEC 2000) :

Équation 4-1 :

$$\text{Émissions de CO}_2 = \text{CE}_{\text{clinker}} \times \text{Production de clinker} \times \text{Facteur de correction PFC}$$

où :

CE _{clinker}	=	coefficient d'émission basé sur la production de clinker, clinker kt CO ₂ /kt
Production Clinker	=	données sur la production de clinker, kt
Facteur de correction PFC	=	facteur qui corrige les pertes attribuables aux poussières des fours à ciment (PFC), fraction

On a appliqué le CE_{clinker} par défaut du GIEC, qui s'élève à 0,5071 t de CO₂/t de clinker produit. Ce coefficient a été obtenu à partir d'un pourcentage moyen de chaux de 64,6 % et du rapport entre le poids moléculaire du CO₂ et celui du CaO dans la matière première, qui est de 0,785 (GIEC/OCDE/AIE 1997). Les recommandations du GIEC (GIEC 2000) proposent d'appliquer un

facteur de 1,02 (c.-à-d. l'ajout de 2 % au CO₂ calculé pour le clinker) comme facteur de correction PFC par défaut.

Les données sur la production de clinker entre 1990 et 1996 proviennent du document *A Review of Energy Consumption et Related Data : Canadian Cement Manufacturing Industry, 1990 to 2004* (CIEEDAC 2007), celles de la période 1997–2004, d'un document de Statistique Canada (n° cat. 44-001), et celles de 2005 du tableau 303-0060 du CANSIM (Statistique Canada 2007). L'application de l'équation 4.1 aux données sur la production de clinker est considérée comme une méthode de niveau 2.

Pour estimer les émissions provinciales / territoriales de CO₂, on s'est servi des données sur la capacité de production de clinker des cimenteries de tout le Canada. Ces données, qui proviennent de l'Annuaire des minéraux du Canada (RNCAN), ont servi à calculer le pourcentage de la capacité nationale totale de production de clinker attribué à chaque province / territoire. Les émissions de CO₂ à l'échelon provincial / territorial ont été estimées en multipliant le pourcentage attribué à chaque province / territoire par l'estimation des émissions nationales.

Dans la version la plus récente de l'Annuaire des minéraux du Canada (2006) (RNCAN), seules les données de 2005 sur la capacité sont fournies. On présume donc qu'il n'y a eu aucun changement dans la capacité de production de clinker entre 2005 et 2006.

4.2.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Une nouvelle incertitude de niveau 1 a été élaborée sur la base des valeurs d'incertitude par défaut fournies par le GIEC (2006) à l'égard de divers paramètres de l'équation des émissions de CO₂. Est également prise en compte l'erreur associée au taux de non-réponse à l'enquête de Statistique Canada par laquelle on recueille les données sur la production de clinker. L'incertitude de niveau 1 associée à la production de ciment est de ±33 %. Le principal facteur de cette incertitude est le recours à la valeur d'incertitude par défaut du GIEC comme facteur de correction lié à la poussière des fours à ciment. L'évaluation de l'incertitude s'est effectuée au moyen d'une méthode de niveau 1. Une évaluation de l'incertitude de niveau 2 devrait produire une valeur d'incertitude réduite.

L'équation 3.1 des recommandations du GIEC (GIEC 2000) a été systématiquement appliquée sur toute la série chronologique. Les sources des données sur les activités sont décrites à la section 4.2.2.

4.2.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

Cette catégorie clé du secteur des procédés industriels a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles effectués étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles de qualité de niveau 1.

Aux fins du présent rapport, on a effectué un processus de CQ de niveau 2. L'examen de ce CQ révèle qu'on pourrait améliorer les estimations en disposant de données par pays sur la poussière des fours à ciment et de données canadiennes sur la teneur en CaO du clinker.

Un processus d'AQ a été entrepris auprès de l'Association canadienne du ciment. On s'attend à ce que les résultats de cette AQ soient disponibles d'ici la production du rapport en 2009.

4.2.5 Recalculs par catégorie

Cette catégorie a fait l'objet de recalculs mineurs depuis le rapport de 2006. Pour une analyse plus détaillée, veuillez vous reporter au chapitre 9.

4.2.6 Améliorations prévues par catégorie

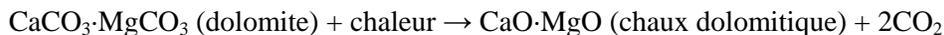
On prévoit tenir un examen de l'AQ, avec la participation de l'Association canadienne du ciment, afin de dégager les améliorations possibles à la méthodologie, aux facteurs d'émission et à l'incertitude dans cette catégorie.

4.3 Production de chaux (catégorie 2.A.2 du CUPR)

4.3.1 Description de la catégorie de source

La chaux calcinée (chaux vive ou CaO) se forme quand on chauffe du calcaire pour décomposer les carbonates. Comme dans la production de ciment, cela se fait généralement à des températures élevées dans un four rotatif, et le procédé de calcination dégage du CO₂. La chaux à haute teneur en calcium (calcite) est transformée de la sorte à partir de la chaux extraite des carrières afin de produire de la chaux vive sous l'effet de la même réaction dont il est question à la section 4.2.1 sur la production de ciment.

Le calcaire dolomitique, qui est un mélange de calcite et de magnésite (MgCO₃), peut lui aussi être transformé à température élevée pour donner de la chaux dolomitique (et dégager du CO₂) par la réaction suivante :



Les émissions découlant de la régénération de chaux à partir de liqueurs résiduelles des usines de pâtes ne sont pas comptabilisées dans le secteur des procédés industriels. Étant donné que ce CO₂ est d'origine biogène, il est consigné comme fluctuation des stocks de carbone forestier dans le secteur ATCATF. Le CO₂ associé à l'utilisation de calcaire naturel pour la production de chaux dans l'industrie des pâtes et papiers est pris en compte dans la catégorie Utilisation de calcaire et de dolomite (section 4.4).

4.3.2 Questions de méthodologie

Pour estimer les émissions de CO₂ résultant de la production de chaux, on s'est servi d'un coefficient d'émission de 750 g de CO₂/kg de chaux à forte teneur en calcium (ou chaux vive) et d'un coefficient d'émission de 860 g de CO₂/kg de chaux dolomitique. Ces coefficients d'émission par défaut du GIEC reposent sur les valeurs stoechiométriques de la réaction de calcination et sur les valeurs par défaut du GIEC pour la teneur en chaux des deux types de chaux (GIEC 2000).

Les données sur la production totale de chaux et la capacité de calcination des fabriques de chaux proviennent de l'*Annuaire des minéraux du Canada* (RNCAN). Pour une année donnée, les statistiques les plus récentes sur la production de chaux sont préliminaires et sujettes à révision dans les versions ultérieures. Les données sur la production de chaux ont été corrigées quant à la proportion de chaux hydratée à l'aide des données nationales sur la production de chaux hydratée et de la teneur en humidité par défaut de 28 % du GIEC (GIEC 2000). De plus, on a appliqué le rapport par défaut entre la chaux à forte teneur en calcium et la chaux dolomitique (85/15) aux données sur la production de chaux pour estimer la quantité de chaque type de chaux. On a

calculé les émissions nationales de CO₂ en appliquant les coefficients d'émission mentionnés ci-dessus aux données annuelles estimatives sur la production nationale de chaux, selon le type de chaux.

Les données sur la capacité de calcination des fabriques de chaux du Canada proviennent elles aussi de l'*Annuaire des minéraux du Canada* (RNCAN). Ces données ont servi à calculer le pourcentage de la capacité nationale totale de calcination attribuable à chaque province / territoire. À noter que le même rapport de 85/15 a été appliqué à la capacité de calcination des fabriques dont on sait qu'elles produisent les deux types de chaux. Les émissions de CO₂ à l'échelon provincial / territorial ont été estimées en multipliant le pourcentage attribué à chaque province / territoire par l'estimation des émissions nationales.

Étant donné que cette technique d'estimation tient compte de la chaux hydratée et de la production de différents types de chaux, elle constitue une amélioration par rapport à la méthode de niveau 1.

4.3.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Le degré d'incertitude de niveau 1 applicable aux émissions de CO₂ associées à la production de chaux est de ± 21 %, sur la base de la valeur d'incertitude par défaut du GIEC (2000) et des renseignements reçus de RNCAN (courriel de D. Panagapko 2006)⁴⁰. Le rapport par défaut du GIEC entre la chaux à forte teneur en calcium et la chaux dolomitique, qui est de 85/15, peut être une source d'incertitude, car il ne correspond pas nécessairement au contexte canadien.

La provenance des données et la technique d'estimation utilisées sont cohérentes sur toute la série chronologique.

4.3.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

Cette catégorie clé du secteur des procédés industriels a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles effectués étaient conformes aux procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les Recommandations du GIEC (GIEC 2000). Aucune anomalie n'a été constatée.

4.3.5 Recalculs par catégorie

Au cours des deux dernières années, des recalculs ont été effectués dans cette catégorie à la suite de l'actualisation des données sur les activités de 2004-2005. Ces recalculs ont eu une légère incidence sur les estimations de 2004 et 2005. On trouvera les détails sur ces recalculs et leur incidence au chapitre 9.

4.3.6 Améliorations prévues par catégorie

Aucune amélioration des émissions estimatives de CO₂ résultant spécifiquement de la production de chaux n'est prévue.

40. Courriel de D. Panagapko (Ressources naturelles Canada) à L. Van de Mosselaer (Environnement Canada), 15 décembre 2006. Il donne de l'information concernant les incertitudes au sujet de la production de chaux.

4.4 Utilisation de calcaire et de dolomite (catégorie 2.A.3 du CUPR)

4.4.1 Description de la catégorie de source

Le calcaire est une matière première de base utilisée dans un certain nombre d'industries. Outre sa consommation dans la production de ciment et de chaux destinés à la revente, il sert de matière première dans les verreries. Par ailleurs, on en utilise d'importants volumes comme castine dans les hauts fourneaux et dans les fonderies de métaux non ferreux. La dolomite peut également être utilisée dans les hauts fourneaux. La proportion de calcaire et de dolomite utilisée en sidérurgie varie selon la nature du minerai de fer et l'usage que l'on fait des scories qui en résultent. Étant donné que le calcaire à haute température est calciné en chaux dans ces industries, le CO₂ est produit par la réaction décrite à la section 4.2.1 sur la production de ciment.

Parmi les autres secteurs où l'on consomme du calcaire figurent les usines de pâtes et papiers (calcaire utilisé pour la chaux d'appoint), la désulfuration des gaz de combustion et le traitement ou la neutralisation des eaux usées.

4.4.2 Questions de méthodologie

Les émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation de calcaire et de dolomite ont été calculées séparément au moyen de deux coefficients d'émission différents.

D'après la stoechiométrie du procédé, on a calculé que 440 g de CO₂ pouvaient être rejetés par kilogramme de calcaire pur utilisé. Toutefois, comme l'industrie canadienne n'utilise pas de calcaire pur, on a appliqué un coefficient de pureté de 95 %, ce qui a abouti au coefficient d'émission global de 418 g de CO₂/kg de calcaire utilisé (AMEC 2006). Le facteur de pureté de 95 % provient d'un rapport préparé par le ministère du Développement du Nord et des Mines (1989) pour le ministère des Richesses naturelles de l'Ontario.

La dolomite se compose à la fois de calcaire (CaCO₃) et de magnésite (MgCO₃). Un important producteur canadien de dolomite affirme que sa dolomite contient entre 56 % et 58 % de CaCO₃ et entre 38 % et 41 % de MgCO₃ (Limestone Industries of Ontario 1989). On a établi un coefficient d'émission global de 468 g de CO₂/kg de dolomite utilisée en fonction des coefficients d'émission du calcaire pur (440 kg de CO₂ par tonne) et de la magnésite (522 kg de CO₂ par tonne), et en partant de l'hypothèse que la dolomite se compose de 58 % de CaCO₃ et de 41 % de MgCO₃ (AMEC 2006).

Les données sur l'utilisation de pierre brute dans les hauts fourneaux sidérurgiques, les fonderies de métaux non ferreux, les verreries, les usines de pâtes et papiers et les autres utilisations chimiques proviennent de l'*Annuaire des minéraux du Canada* (RNCan). Les données sur la consommation de pierre dans les hauts fourneaux sidérurgiques ont été subdivisées en utilisation de calcaire et de dolomite selon une répartition de 70/30 (AMEC 2006). Pour estimer les émissions nationales de CO₂, on a multiplié les quantités de calcaire/dolomite consommées par les coefficients d'émission correspondants. Les données les plus récentes sur les activités concernant l'utilisation de pierre brute, pour chacun des secteurs pris en considération par RNCan, portent sur l'année 2006. Pour 2006, on ne possédait qu'une valeur nationale pour la consommation de pierre; on a comparé cette valeur à la valeur équivalente de l'année précédente. On s'est servi de l'écart entre les deux années pour déterminer l'utilisation de pierre par le secteur, en présumant que l'utilisation par chaque secteur avait augmenté conformément à la valeur de l'écart établi; on a aussi présumé que la consommation de pierre de chaque secteur était

proportionnelle à celle de 2005. On n'a pas encore conçu de méthode permettant d'estimer les émissions résultant de l'utilisation de calcaire à l'échelon provincial / territorial.

Cette méthode est considérée comme une méthode de niveau 2. On utilise les données nationales sur la consommation et les facteurs de pureté nationaux pour calculer les émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation de dolomite et de calcaire. On s'est par ailleurs servi d'un rapport 70/30 pour la consommation de calcaire et de dolomite. Les questions de méthodologie pour le calcul des émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation de calcaire et de dolomite sont abordées dans les *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre* (GIEC 2006).

4.4.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

On a estimé que les incertitudes globales liées aux émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation de calcaire et de dolomite dans l'ensemble de la série chronologique variaient entre ±16 % et ±19 %. Ces incertitudes concernent principalement les données sur les activités : quantités de calcaire utilisées comme flux dans les hauts fourneaux et dans le cadre d'autres utilisations chimiques. Les autres incertitudes dans cette catégorie proviennent du rapport 70/30 entre le calcaire et la dolomite appliqué à la quantité de pierre brute utilisée comme flux dans les hauts fourneaux (AMEC 2006).

4.4.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

Cette catégorie clé du secteur des procédés industriels a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles effectués sont conformes aux Procédures de CQ pour Inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC 2000). Aucune anomalie n'a été constatée.

4.4.5 Recalculs par catégorie

Au cours des deux dernières années, des recalculs ont été effectués dans cette catégorie à la suite de révisions des données sur les activités. Ces recalculs ont eu une incidence modérée sur les estimations de toute la série chronologique de cette catégorie. On trouvera plus de détails sur ces recalculs au chapitre 9.

4.4.6 Améliorations prévues par catégorie

La partie des émissions de la sous-catégorie Autres utilisations chimiques, publiée dans l'Annuaire des minéraux du Canada (RNCAN), a été estimée d'après les données sur les activités aux États-Unis. On prévoit améliorer ou raffiner cette estimation en utilisant les données sur les activités au Canada.

4.5 Production et utilisation de carbonate de sodium (catégorie 2.A.4 du CUPR)

4.5.1 Description de la catégorie de source

Le carbonate de sodium (Na₂CO₃) est une poudre alcaline granuleuse blanche utilisée comme matière première dans un grand nombre d'industries, notamment dans la fabrication du verre, la production de produits chimiques, la fabrication de savons et détergents, les pâtes et papiers, la désulfuration des gaz de combustion et le traitement des eaux usées (AMEC 2006). D'après les données sur l'utilisation figurant dans une récente étude préparée pour le compte d'Environnement Canada (AMEC, 2006) et dans la publication de Statistique Canada intitulée *Industries des produits minéraux non métalliques* (#44-250), il semble que le carbonate de

sodium soit surtout employé au Canada dans l'industrie de fabrication des produits en verre. Du CO₂ est rejeté lorsque le carbonate de sodium se décompose à température élevée dans un four à verre.

Du CO₂ est également rejeté durant le procédé de Solvay qui sert à la production de carbonate de sodium. Toutefois, étant donné qu'il s'agit d'un élément nécessaire à l'étape de la carbonation du procédé de production, il est généralement récupéré et recyclé pour être utilisé.

4.5.2 Questions de méthodologie

Au Canada, le carbonate de sodium est utilisé dans la fabrication du verre et à diverses autres fins, notamment pour la fabrication de produits chimiques, dans les usines de pâtes et papiers et pour la désulfuration des gaz de combustion, ce qui donne lieu à des émissions de CO₂ (AMEC, 2006).

L'utilisation d'une mole de carbonate de sodium émet une mole de CO₂. Le coefficient d'émission (CE) correspondant à la masse de CO₂ émis est estimé d'après la stoechiométrie du procédé chimique comme suit :

Équation 4-2 :

$$\begin{aligned} \text{CE} &= (1000 \text{ g/kg}) \times (44,01 \text{ g CO}_2/\text{mole}) / (105,99 \text{ g Na}_2\text{CO}_3/\text{mole}) \\ &= 415 \text{ g CO}_2/\text{kg Na}_2\text{CO}_3 \end{aligned}$$

Pour calculer les émissions nationales de CO₂, on a appliqué le coefficient d'émission de 415 g de CO₂/kg aux données nationales sur la consommation de carbonate de sodium. Les quantités de carbonate de sodium utilisées ont été estimées selon les données sur les importations et les exportations. On a supposé que les données sur la production étaient égales à la capacité de la seule usine à produire du carbonate de sodium au Canada. Les données sur les importations et les exportations ont été obtenues des Global Trade Information Services (GTIS 1995-2006). Cependant, cet organisme n'a commencé à publier des données sur le commerce qu'en 1995; on a donc présumé que les données pour les années 1990 à 1994 étaient une moyenne de celles de 1995 à 2000.

Cette méthode est considérée comme une méthode de niveau 1, car elle repose sur l'utilisation des données nationales sur la consommation et sur un coefficient d'émission tiré de la stoechiométrie du procédé. Aucune méthode n'a encore été conçue pour estimer les émissions résultant de l'utilisation de carbonate de sodium à l'échelle provinciale / territoriale. Les questions de méthodologie liées au calcul des émissions de CO₂ résultant de l'utilisation de carbonate de sodium ne sont pas expressément abordées dans le guide des bonnes pratiques du GIEC (GIEC 2000).

Le Canada ne produit pas pour l'heure de carbonate de sodium. La seule usine qui en produisait à l'aide du procédé Solvay en 1996 a fermé ses portes en 2001. La majeure partie des émissions de CO₂ provenant de cette installation était récupérée en vue d'une réutilisation (tel que mentionné à la section 4.5.1), mais une partie du CO₂ a quand même pu être rejetée par les systèmes de purge des absorbeurs, des épurateurs et des appareils de distillation. Toutefois, le volume des émissions nettes attribuable à la production de carbonate de sodium serait minime au Canada (AMEC 2006).

4.5.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes associées aux émissions imputables à l'utilisation de carbonate de sodium sont dues principalement aux données sur les activités, et elles étaient plus élevées pour la période 1990-1994. Les données sur les importations et les exportations de carbonate de sodium ne sont fournies par les Global Trade Information Services qu'à partir de 1995. Avant 1995, on a estimé à ± 23 % l'incertitude liée aux données sur les importations, et à ± 27 % celle associée aux données sur les exportations; pour 1995 et au-delà, l'incertitude des données sur les importations et les exportations est estimée à $\pm 2,0$ % (AMEC 2006). Les valeurs de l'incertitude globale associée aux émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation de carbonate de sodium varient entre ± 10 % et ± 14 %.

4.5.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

Les émissions de CO₂ associées à l'utilisation de carbonate de sodium ne constituaient pas une catégorie importante; toutefois, les vérifications de CQ de niveau 1 prévues dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6) ont été effectuées. Les contrôles effectués étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC 2000). Aucune anomalie n'a été constatée.

4.5.5 Recalculs par catégorie

L'estimation des émissions de cette catégorie pour 2004 a fait l'objet d'un recalcul. On trouvera plus de détails sur la révision effectuée au chapitre 9.

4.5.6 Améliorations prévues par catégorie

Aucune amélioration des émissions estimatives de CO₂ résultant spécifiquement de la production et de l'utilisation de carbonate de sodium n'est prévue.

4.6 Utilisation de magnésite (catégorie 2.A.7.2 du CUPR)

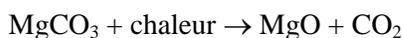
4.6.1 Description de la catégorie de source

La magnésite, ou carbonate de magnésium (MgCO₃), est un solide blanc argenté utilisé comme matière première dans la fabrication de divers produits, comme le métal magnésium (Mg) et la magnésie (MgO).

Du CO₂ est rejeté lorsque la magnésite est utilisée à l'étape du lessivage du procédé de production de magnésium, comme l'illustre l'équation suivante :



La magnésite peut également être transformée en hydroxyde de magnésium et en magnésie fripée qui sont utilisés dans la fabrication de métaux réfractaires (AMEC 2006). Du CO₂ se dégage avec la magnésie lorsque le carbonate de magnésium se décompose à haute température :



4.6.2 Questions de méthodologie

Pour le calcul des émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation de magnésite, on a élaboré un coefficient d'émission fondé sur la stoechiométrie des procédés et, comme la magnésite commerciale n'est pas pure à 100 %, sur une pureté fractionnelle de 97 % (AMEC 2006). De 1990 à 2006, trois installations canadiennes ont déclaré avoir utilisé de la magnésite comme matière première, mais l'une d'entre elles ne déclare aucune utilisation de magnésite depuis 1992. Dans le 5^e *Bulletin de diversification stratégique* (SIDEX 2004), l'une d'entre elles a déclaré une pureté fractionnelle de 97 % pour la magnésite qu'elle utilisait, qui était extraite par la société mère. On a donc présumé que toutes les usines utilisaient de la magnésite ayant la même pureté fractionnelle (97 %). Compte tenu de la pureté de la magnésite, un coefficient d'émission global de 506 g de CO₂/kg a été utilisé pour estimer les émissions de CO₂/kg attribuable à l'utilisation de magnésite.

Les données de 1990 à 2005 sur l'utilisation de magnésite propre à chaque usine ont été fournies par le ministère de l'Énergie de la Colombie-Britannique (mines et ressources pétrolières) et par Environnement Canada (Région du Québec, Direction de la protection de l'environnement) (courriel de J. Banville 2006).⁴¹ Pour 2006, l'estimation de la consommation de magnésite dans l'une des usines à l'égard desquelles il a été impossible d'obtenir des données a donné lieu à certaines hypothèses. Tout d'abord, on a calculé le ratio entre l'utilisation de magnésite et la production de magnésium pour chaque année de la période 1990-2005 (courriel de J. Banville 2007)⁴². Puis on a calculé la moyenne des ratios (Utilisation de magnésite/Production de magnésium). Enfin, on a multiplié cette moyenne par la production de l'usine pour 2006 pour obtenir la quantité de magnésite utilisée en 2006. Dans le cas de l'autre usine dont les données pour 2006 n'étaient pas non plus disponibles, on a supposé que l'utilisation de magnésite en 2006 était la même qu'en 2005. Si l'on multiplie les données de consommation (les données actuelles ou les estimations, selon l'année) par le coefficient d'émission mentionné plus haut, on obtient les estimations des émissions nationales pour ce sous-secteur.

Cette méthode est considérée comme une méthode de niveau 1, car elle repose sur l'utilisation des données nationales sur la consommation et sur un coefficient d'émission tiré de la stoechiométrie du procédé.

4.6.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes liées aux émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation de magnésite pour l'ensemble de la série chronologique varient entre ± 5 % et ± 6 %. Les principales sources d'incertitude concernant la magnésite tiennent à la fraction de pureté présumée de la magnésite utilisée dans deux des trois usines et aux données sur les activités (AMEC 2006).

4.6.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

Des vérifications informelles de CQ ont été effectuées sur la catégorie de l'utilisation de magnésite (une catégorie non essentielle). Certains de ces contrôles prévoyaient une contrevérification des calculs du modèle, une comparaison des estimations des émissions de cette

41. Courriel de J. Banville, Environnement Canada, Division de la protection de l'environnement de la Région de Québec, 3 mars 2006. Il contient des données de production de magnésium des années 1990 à 2005 pour une usine.

42. Courriel de J. Banville, Environnement Canada, Division de la protection de l'environnement de la Région de Québec, 4 octobre 2007. Il contient des données de production de magnésium des années 1990 à 2006 pour une usine.

année à celles de l'année précédente, et une vérification des erreurs de transcription à chacune des étapes de la production du RIN. Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles de qualité de niveau 1.

4.6.5 Recalculs par catégorie

Dans cette catégorie, on n'a effectué des recalculs qu'entre les rapports de 2007 et de 2008, en raison de l'acquisition de nouvelles données sur les activités pour 2004 et 2005. Ces recalculs se traduisent par une baisse des estimations des émissions pour 2004 (-2,7 %) et 2005 (-5,5 %).

4.6.6 Améliorations prévues par catégorie

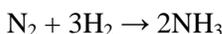
Aucune amélioration des émissions estimatives de CO₂ résultant spécifiquement de l'utilisation de magnésite n'est prévue.

4.7 Production d'ammoniac (catégorie 2.B.1 du CUPR)

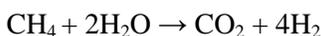
4.7.1 Description de la catégorie de source

À la température et à la pression standard, l'ammoniac (NH₃) se trouve à l'état gazeux. Il est toxique et corrosif, et son odeur est piquante. L'ammoniac utilisé dans le commerce est appelé « ammoniac anhydre » et doit être stocké sous pression ou à basse température pour demeurer liquide. On s'en sert principalement dans la fabrication d'engrais, d'explosifs et de polymères.

Pour produire de l'ammoniac anhydre, on a recours au procédé Haber-Bosch, dans lequel l'azote réagit au contact de l'hydrogène. La réaction (décrite ci-dessous) a lieu à haute température, en présence d'un catalyseur :



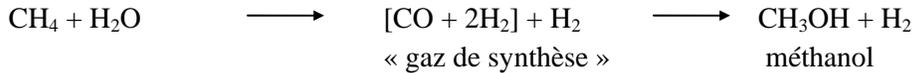
L'azote nécessaire est extrait de l'air; l'hydrogène est généralement obtenu par reformage catalytique du méthane à la vapeur (et de faibles quantités d'autres hydrocarbures) présent dans le gaz naturel. Ce procédé produit aussi du dioxyde de carbone comme sous-produit gazeux :



On extrait ensuite le CO₂ du gaz de procédé par absorption, habituellement à l'aide d'une solution de monoéthanolamine (MEA) ou de carbonate de potassium (K₂CO₃). Le principal rejet de CO₂ a lieu durant la régénération (en vue de la réutilisation) de la solution d'absorption riche en CO₂ par distillation à la vapeur ou ébullition. Le gaz de distillation, qui contient du CO₂ et d'autres impuretés, est ensuite rejeté dans l'atmosphère. Il peut aussi être transféré dans une usine d'urée située à proximité, où le CO₂ est récupéré et utilisé comme gaz d'alimentation. Comme le carbone ne sera stocké que pour une brève durée, il n'y a pas lieu de prendre en compte la fixation intermédiaire du CO₂ dans les produits et procédés de fabrication en aval (GIEC/OCDE/AIE 1997).

Dans la plupart des usines canadiennes de production d'ammoniac, les installations de reformage du méthane à la vapeur sont les éléments essentiels des opérations parce qu'elles peuvent fournir de l'hydrogène en quantités suffisantes pour soutenir une production extensive d'ammoniac. Toutefois, certaines usines utilisent parfois de l'hydrogène généré comme sous-produit pour alimenter le procédé Haber-Bosch, ce qui élimine les rejets de CO₂ du procédé de production de l'ammoniac. En d'autres termes, l'hydrogène nécessaire pour produire de l'ammoniac peut

également être obtenu par d'autres moyens ne faisant pas appel au reformage du méthane à la vapeur sur place. Par exemple, dans les usines de méthanol, on prépare un gaz de synthèse consistant en une partie de monoxyde de carbone et en deux parties d'hydrogène ($\text{CO} + 2\text{H}_2$) au moyen d'une variante du reformage du méthane à la vapeur. La réaction (décrite ci-dessous) produit un surplus d'hydrogène plus que suffisant pour produire du méthanol :



Ce surplus d'hydrogène est souvent purgé des usines de méthanol et utilisé dans des usines d'ammoniac situées à proximité. Les usines d'éthylène produisent également de l'hydrogène comme coproduit des fours de craquage dans la fabrication de l'éthylène et d'autres substances chimiques (p. ex. du propylène, du butadiène, etc.); cet hydrogène peut aussi être utilisé dans des usines d'ammoniac situées à proximité (Cheminfo Services 2006).

4.7.2 Questions de méthodologie

Pour estimer les émissions résultant de la production d'ammoniac, on a multiplié la production d'ammoniac dégageant du CO_2 par un coefficient d'émission de 1,56 t de CO_2 /t de NH_3 produit. Ce coefficient a été établi selon les besoins en énergie et en matériaux caractéristiques de la production d'ammoniac au Canada (Jaques 1992). Les données sur la production dégageant du CO_2 utilisées pour le calcul provenaient directement des usines ou ont été estimées. Pour les usines ayant utilisé le reformage du méthane à la vapeur (une activité qui cause des émissions de CO_2), mais dont les données n'étaient pas disponibles, on a estimé la production sur la base de la production déclarée et des données sur la capacité des autres usines ainsi que sur les statistiques nationales sur la production d'ammoniac. Les données disponibles sur la production et la capacité de production de 1990 à 2004 ont été réunies dans une étude menée par Cheminfo Services (2006); les données des années 2005 et 2006 sont celles qui ont été déclarées à la Division des GES d'Environnement Canada sur une base volontaire. Les données sur la production nationale d'ammoniac proviennent de la publication n^o 46-002 de Statistique Canada.

La technique d'estimation (émissions = production d'ammoniac x coefficient d'émission) est l'une des méthodes par défaut suggérées dans les lignes directrices du GIEC – version révisée 1996 (IPCC/OECD/IEA 1997). Il faut toutefois noter que le coefficient d'émission de 1,56 t de CO_2 /t NH_3 produit est une valeur moyenne nationale et que, dans la mesure du possible, on a utilisé les données de production propres aux usines. Les questions de méthodologie liées au calcul des émissions de CO_2 issues de la production d'ammoniac ne sont pas abordées expressément dans le guide des bonnes pratiques du GIEC (GIEC 2000).

Il faut enfin signaler que la quantité de gaz naturel qui sert à produire de l'hydrogène dans la production d'ammoniac est consignée par Statistique Canada avec toutes les autres utilisations du gaz naturel à des fins non énergétiques. C'est pourquoi, pour éviter toute double comptabilisation, on a soustrait les émissions de CO_2 résultant de la production d'ammoniac des émissions totales de CO_2 résultant de l'utilisation des combustibles fossiles à des fins non énergétiques.

On trouvera à l'annexe 3 d'autres précisions sur la méthode de calcul utilisée.

4.7.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Le rapport d'ICF Consulting (2004) indique une plage d'incertitude de -23 % à +55 % à l'égard de l'estimation des émissions de CO_2 associées à la production d'ammoniac. Cette valeur d'incertitude est jugée conservatrice pour les estimations de cette année en raison de

l'amélioration apportée aux calculs depuis que l'étude sur l'incertitude a été réalisée. Par exemple, les valeurs de la production d'ammoniac ne faisant pas appel au reformage du méthane à la vapeur et les données sur les exportations d'urée utilisées pour estimer les émissions ont été mises à jour pour toutes les années, ce qui devrait atténuer l'incertitude associée à cette catégorie. Il faudra procéder à une analyse de sensibilité pour déterminer la contribution relative des données sur les activités et du coefficient d'émission au degré d'incertitude lié à cette catégorie.

La provenance des données et la méthodologie utilisée sont cohérentes sur toute la série chronologique.

4.7.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

La production d'ammoniac était une catégorie clé qui a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles effectués étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles de qualité de niveau 1.

4.7.5 Recalculs par catégorie

Au cours des deux dernières années, des recalculs ont été effectués sur toute la série chronologique de cette catégorie, à la suite d'une actualisation des données sur les activités et d'un changement de méthodologie. Ces changements ont eu une incidence considérable sur toute la série chronologique. On trouvera une analyse plus détaillée de ces recalculs et de leur incidence au chapitre 9.

4.7.6 Améliorations prévues par catégorie

On fera des efforts pour déterminer les quantités de gaz naturel utilisées comme matière première et comme combustible dans le cadre de la production d'ammoniac au cours des années.

4.8 Production d'acide nitrique (catégorie 2.B.2 du CUPR)

4.8.1 Description de la catégorie de source

L'acide nitrique (HNO₃) est un composé inorganique hautement corrosif et toxique utilisé principalement dans la fabrication des engrais commerciaux synthétiques. On l'utilise également pour produire de l'acide adipique et des explosifs, et pour la gravure sur métaux et le traitement des métaux ferreux (GIEC/OCDE/AIE 1997).

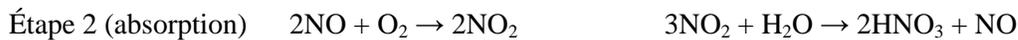
La production d'acide nitrique se fait en deux étapes : oxydation catalytique de l'ammoniac (NH₃) en dioxyde d'azote (NO₂), et formation d'acide nitrique par ajout d'eau au NO₂. Comme on le voit ci-dessous, la première étape est la réaction de l'ammoniac gazeux avec l'oxygène (de l'air) à haute température :



Les gaz chauds passent à travers un catalyseur fait de nombreuses couches de treillis métallique habituellement constitué de fils d'alliage (platine, palladium, or ou rhodium), et formant une surface à maillage fin. La réaction donne un mélange de monoxyde d'azote (NO), de dioxyde d'azote (NO₂) et de vapeur d'eau avec quelques traces d'oxyde de diazote (N₂O) et d'azote (N₂) (Cheminfo Services 2006). Un excès d'oxygène convertit parfois le NO en NO₂ dioxyde. Les

diverses étapes de l'oxydation de l'azote en condition de réduction produisent du N₂O. Plus précisément, le NO, un intermédiaire dans la production de l'acide nitrique, peut facilement se décomposer en N₂O et en NO₂ sous haute pression et dans une plage de température de 30 à 50 °C (GIEC/OCDE/AIE 1997).

Dans la deuxième étape du procédé de fabrication, on ajoute de l'eau au sommet d'une tour d'absorption pour hydrater le NO₂ et épurer les gaz. Comme on le voit ci-dessous, l'hydratation du dioxyde NO₂ refroidi donne une solution à 60-65 % d'acide nitrique, qui est soutiré à la base de la tour. En outre, pour compléter la conversion du monoxyde d'azote (NO) en dioxyde d'azote (NO₂), on introduit un surplus d'air (oxygène) dans le plateau du bas de la tour d'absorption. Le NO₂ qui se forme est également absorbé.



Comme la réaction d'hydratation est exothermique, les tours d'absorption doivent être refroidies et une partie d'entre elles sont équipées d'un circuit de refroidissement sur chaque plateau. Le rendement de conversion typique en monoxyde d'azote est de 93 % lorsqu'on utilise un catalyseur frais pour la réaction. À mesure que le catalyseur vieillit et se dégrade, la conversion peut chuter aux environs de 90 %. Les gaz résiduels qui sortent de la tour d'absorption sont surtout de l'azote, une faible concentration d'oxygène et des quantités traces d'oxyde de diazote (N₂O), de monoxyde d'azote (NO), de dioxyde d'azote (NO₂) et d'autres NO_x. La concentration de N₂O dans les gaz d'échappement dépend du type d'usine et de ses dispositifs antipollution (Cheminfo Services 2006).

Il y a deux grands types de méthodes pour produire de l'acide nitrique : la méthode à haute pression et la méthode à double pression. *Les installations à haute pression, couramment utilisées en Amérique du Nord, utilisent une pression unique pendant toute la durée de la réaction et les étapes d'absorption.* Le deuxième type d'installation, l'installation à double pression, a été mis au point en Europe; il s'agit d'une technologie plus ancienne qui utilise une faible pression pour l'étape de réaction et une pression plus élevée pour accroître l'efficacité de l'étape d'absorption (Cheminfo Services 2006).

Les usines canadiennes d'acide nitrique utilisent les deux types de procédés décrits ci-dessus. Les installations à haute pression fonctionnent avec des systèmes de réduction catalytique non sélectifs (RCNS). Les systèmes antipollution sont « non sélectifs » parce que le gaz naturel utilisé comme agent réducteur réduit tous les oxydes d'azote (NO_x). En revanche, la réduction catalytique « sélective » (RCS) utilise l'ammoniac, qui réagit sélectivement avec le NO et le NO₂ gazeux, mais non avec le N₂O. On trouve aussi au Canada des usines qui utilisent le procédé à double pression et qui fonctionnent soit avec un dispositif d'absorption renforcé (également appelée « absorption de type 1 ») soit avec une double absorption (également appelée « absorption de type 2 »).

4.8.2 Questions de méthodologie

Les données à l'appui de l'estimation des émissions de N₂O associées à la production d'acide nitrique de 1990 à 2004 ont été réunies dans le cadre d'une étude menée pour le compte d'Environnement Canada (Cheminfo Services 2006); les données de 2005-2006 sont celles qui ont été déclarées à la Division des GES d'Environnement Canada sur une base volontaire. Ces données ont donné lieu à l'adoption d'une méthode hybride d'estimation des émissions propre au pays. Cette méthode axée sur les extrants se fonde sur les données suivantes :

1. les données de production propres à l'usine et les coefficients d'émission propres à l'usine

- (c.-à-d. la méthode de niveau 3), lorsqu'ils sont disponibles auprès des compagnies
2. des données de production propres à l'usine et des coefficients d'émission propres à la technologie de production qui correspondent à des moyennes nationales (c.-à-d. la méthode de niveau 2), lorsque les coefficients d'émission propres à l'usine ne sont pas disponibles
 3. des données estimatives sur la production et des coefficients d'émission nationaux moyens propres à la technologie (c.-à-d. la méthode de niveau 1), lorsqu'on ne possède que peu ou pas de données propres à l'usine.

Dans ces trois scénarios, l'équation appliquée était la suivante :

Équation 4-3

$$\text{Émissions (t) de N}_2\text{O} = \text{Coefficient d'émission basé sur la production (kg N}_2\text{O/t HNO}_3) \times \text{Production (kt HNO}_3)$$

Pour estimer les émissions selon les scénarios 2 et 3, on a d'abord déterminé les types de procédés de production et la technique antipollution utilisés dans l'usine. La production déclarée ou estimée a ensuite été multipliée par le coefficient d'émission correspondant. Les coefficients d'émission typiques de l'industrie utilisés ont été obtenus de l'Institut canadien des engrais au début des années 1990 (1992, lettre de G Collis)⁴³. Ces coefficients ont été confirmés de nouveau, selon le cas, par des représentants de l'industrie au cours de l'étude réalisée dernièrement. Les recommandations du GIEC (GIEC 2000) donnent aussi un autre coefficient d'émission typique de l'industrie, qui a été confirmé dans le cadre de la même étude (Cheminfo Services 2006). Le tableau ci-dessous présente sommairement les coefficients d'émission typiques de l'industrie par type de procédé et de dispositif antipollution.

Tableau 4-2 : Coefficients d'émission typiques de l'industrie de l'acide nitrique

Type de procédé de production	Type de dispositif antipollution	Coefficient d'émission (kg N ₂ O/ t HNO ₃)	Source des données
Double pression	Absorption renforcée de « type 1 »	9,4	(Lettre de G. Collis, 1992) ⁴⁴
Double pression	Absorption renforcée de « type 2 »	12	(Lettre de G. Collis, 1992) ⁴⁵
Haute pression	RCNS	0,66	(Lettre de G. Collis, 1992) ⁴⁶
Haute pression	RCS	8,5	GIEC (2000)

Dans les cas où les données de production de certaines usines n'étaient pas disponibles, on a estimé la production en se basant sur les données nationales (Statistique Canada, n° cat. 46-002), les données de production déclarées et les données sur la capacité de production des autres installations. Plus précisément, la somme de toute la production déclarée par les compagnies a été déduite de la production nationale totale (Statistique Canada, n° cat. 46-002) pour obtenir la production nationale *non déclarée* d'acide nitrique. Cette dernière a ensuite été allouée selon les

43. Lettre de G. Collis, 23 mars 1992. Elle présente les facteurs d'émissions industrielles types pour plusieurs sortes d'usines d'acide nitrique.

44. Ibid.

45. Ibid.

46. Ibid.

capacités des usines non déclarantes pour obtenir des valeurs estimatives de la production pour ces usines. La production *estimée* a été multipliée par ce qu'on croyait être le meilleur coefficient d'émission typique de l'industrie pour obtenir une estimation des émissions provenant des usines pour lesquelles on ne possédait que peu de données, sinon aucune. Pour la période 1990-2004, les données brutes sur les activités et les coefficients d'émission propres aux usines (le cas échéant) utilisés pour estimer les émissions ont été recueillis dans le cadre de l'étude Cheminfo (2006). Pour 2005-2006, les données utilisées sont celles qui ont été déclarées à la Division des GES sur une base volontaire par les compagnies.

Enfin, les estimations des émissions de N₂O (par usine) ont été additionnées soit toutes ensemble pour donner une estimation nationale des émissions, soit par province pour donner une estimation provinciale des émissions.

4.8.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

La plage d'incertitudes de l'étude d'ICF Consulting pour cette catégorie ne s'applique plus, car la méthode d'estimation des émissions a été révisée dans l'étude de Cheminfo Services (2006). Les données mises à jour et l'information provenant de cette étude et du processus de soumission volontaire de données ont permis de réduire l'incertitude liée à cette catégorie. D'après l'évaluation de l'incertitude de niveau 1 (réalisée par Cheminfo Services sur les données de 1990 à 2004 et par la Division des GES pour celles de 2005-2006), l'incertitude associée aux estimations de 1990 à 1998 était de $\pm 8\%$ et celle des estimations de 1999 à 2006, de $\pm 7\%$.

La provenance des données et la méthodologie utilisée sont cohérentes sur toute la série chronologique.

4.8.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

Des vérifications informelles (portant notamment sur la transcription des données, les calculs et les conversions d'unités) ont été effectuées dans la catégorie de la production d'acide nitrique. Aucun problème d'importance n'a été décelé.

4.8.5 Recalculs par catégorie

Au cours des deux dernières années, des recalculs ont été effectués dans cette catégorie à la suite de l'actualisation des données sur les activités. Cette actualisation a eu une incidence modérée sur les estimations de toute la série chronologique. Les détails de ces recalculs sont présentés au chapitre 9.

4.8.6 Améliorations prévues par catégorie

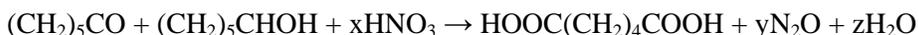
Aucune amélioration n'est actuellement prévue pour cette catégorie.

4.9 Production d'acide adipique (catégorie 2.B.3 du CUPR)

4.9.1 Description de la catégorie de source

L'acide adipique (HOOC(CH₂)₄COOH) est un acide dicarboxylique utilisé principalement dans la fabrication de nylon 66, de résines et de plastifiants. On le fabrique au moyen d'un procédé d'oxydation en deux étapes. La première étape consiste à oxyder du cyclohexane ou du cyclohexanone pour former un mélange cyclohexanone ((CH₂)₅CO)/cyclohexanol ((CH₂)₅CHOH). Ce mélange est ensuite oxydé à l'aide d'une solution d'acide nitrique à 50-60 %

en présence d'un catalyseur (p. ex. du vanadium ou du cuivre) pour former de l'acide adipique. Ce procédé donne du N₂O comme sous-produit au cours de la seconde réaction d'oxydation, comme on le voit ci-dessous :



Les émissions de N₂O de ce procédé de fabrication dépendent à la fois des quantités produites et de la quantité qui peut être détruite par les dispositifs antipolluants mis en place. Lorsque ces dispositifs ne sont pas installés dans l'usine, le N₂O produit est généralement rejeté dans l'atmosphère dans le flux de gaz résiduaux. La production d'acide adipique donne aussi lieu à des émissions de COVNM, de CO et de NO_x (GIEC/OCDE/AIE 1997). Ces émissions de GES indirects ne sont pas couvertes dans la présente section, mais plus en détail à l'annexe 14.

La société Invista Canada, autrefois Dupont Canada, située à Maitland, en Ontario, exploite la seule usine de production d'acide adipique au Canada. La société a considérablement réduit ses émissions de N₂O depuis 1997, année où elle a mis en place un système catalytique antipollution de limitation des émissions de N₂O avec un système de surveillance des émissions.

4.9.2 Questions de méthodologie

Les estimations des émissions attribuables à la production d'acide adipique ont toujours été fournies par Invista. Pour la période 1990-1996, avant que le dispositif antipollution soit installé, on a estimé les émissions en multipliant la production d'acide adipique par un coefficient d'émission de 0,3 kg de N₂O/kg d'acide adipique.

Tel que mentionné plus haut, Invista a installé en 1997, pour limiter ces émissions de N₂O, un dispositif antipollution (DAP) équipé d'un système de surveillance des émissions en continu à la sortie du dispositif. Depuis, la méthode d'estimation des émissions qu'utilise la société est la suivante :

Équation 4-4 :

$$\text{Émissions totales (t)} = \text{Émissions de N}_2\text{O DAP (t)} + \text{Émissions de N}_2\text{O non-DAP (t)}$$

Le premier terme représente les émissions produites lorsque le dispositif antipollution fonctionne et le second, les émissions produites lorsqu'il NE fonctionne pas.

Émissions de N₂O DAP :

Équation 4-5:

$$\text{Émissions de N}_2\text{O DAP (t)} = \text{Production (t)} \times 0,3 \text{ t de N}_2\text{O/t d'acide adipique} \times (1 - \text{Efficacité de la destruction}) \times \text{Ratio d'utilisation du dispositif antipollution}$$

où :

L'efficacité de la destruction est déterminée en fonction de la différence entre la quantité de N₂O qui entre dans le dispositif antipollution et celle qui en sort. Il s'agit d'une moyenne mensuelle calculée au moyen de valeurs enregistrées par des analyseurs situés à l'entrée et à la sortie du dispositif. Le taux cible d'efficacité de la destruction instantanée est de 97 %.

Le ratio d'utilisation du dispositif antipollution = nombre d'heures durant lequel le N₂O passe par le dispositif / durée totale d'exploitation.

Émissions de N₂O non-DAP :

Équation 4-6 :

$$\text{Émissions de N}_2\text{O non-DAP (t)} = \text{Production} \times 0,3 \text{ t de N}_2\text{O/t d'acide adipique} \times (1 - \text{Ratio d'utilisation du dispositif antipollution})$$

Il importe de souligner que l'appareil de surveillance en continu et en direct des émissions n'a jamais été utilisé pour surveiller directement les émissions nettes de N₂O car l'analyseur ne peut mesurer avec exactitude que des concentrations relativement faibles de N₂O et uniquement lorsque le réacteur fonctionne et élimine le N₂O. L'analyseur est incapable de mesurer toute la gamme de concentrations de N₂O qu'on peut trouver dans une cheminée. La concentration de N₂O peut varier d'un seuil nominal de 0,3 %, lorsque le flux sort du dispositif antipollution, à un plafond nominal de 35-39 % de N₂O, lorsque le flux ne passe pas par le dispositif. Lorsque le dispositif est contourné, aucun N₂O n'est éliminé et l'analyseur n'enregistre pas les émissions de N₂O dans la cheminée (Cheminfo Services 2006).

Les méthodes de calcul utilisées pour estimer les émissions pour les périodes 1990-1997 et 1998-2006 sont en gros identiques aux méthodes par défaut présentées dans les recommandations du GIEC (GIEC 2000) et dans les lignes directrices du GIEC - version révisée 1997.

4.9.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Selon le rapport d'ICF Consulting (2004), l'estimation des émissions de N₂O résultant de la production d'acide adipique en 2001 affiche un degré d'incertitude de ± 2 %, ce qui reflète l'aspect aléatoire du degré d'incertitude lié à la surveillance et aux comptes rendus des émissions. Les résultats de l'évaluation de l'incertitude de niveau 2 de l'ICF Consulting s'appliquent à l'estimation de 2005 pour cette catégorie. Une évaluation de l'incertitude de niveau 1 a également été effectuée dans le cadre de l'étude de Cheminfo Services (2006).

La provenance des données demeure cohérente sur la série chronologique, mais la méthodologie a évolué avec les années, comme on l'a mentionné à la section Questions de méthodologie.

4.9.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

La production d'acide adipique a été une catégorie clé qui a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles effectués étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles de qualité de niveau 1.

4.9.5 Recalculs par catégorie

Il n'y a pas eu de recalculs importants des émissions de N₂O résultant de la production d'acide adipique.

4.9.6 Améliorations prévues par catégorie

Aucune amélioration spécifique à cette catégorie n'est actuellement prévue.

4.10 Sidérurgie (catégorie 2.C.1 du CUPR)

4.10.1 Description de la catégorie de source

Le fer brut (gueuse de fer) s'obtient dans un haut fourneau par la réduction des minerais d'oxyde de fer, le carbone qui se trouve dans le coke ou le charbon de bois agissant comme agent réducteur. Dans la plupart des fours de fusion, la réduction est facilitée par l'utilisation de flux carbonatés (GIEC 2000). L'acier peut être fabriqué dans des fours électriques à arc (FEA), des fours à oxygène de base et des cubilots. L'acier à faible teneur en carbone est produit dans des fours à oxygène de base, où un mélange de gueuse de fonte et de déchets de fer est refondu en présence d'oxygène pur, qui oxyde le carbone dissous en CO ou en CO₂. L'acier ordinaire et l'acier allié sont produits dans des FEA, des cuves à chemisage réfractaire qui utilisent le chauffage électrique par des électrodes graphites qui sont consommées durant le procédé (GIEC/OCDE/AIE 1997).

Dans la production de gueuse de fonte, le carbone joue le double rôle de combustible et d'agent réducteur. Les émissions résultant de la combustion de combustibles comme les gaz de cokerie ne sont pas déclarées dans cette catégorie, mais plutôt dans la catégorie industrielle qui convient dans le secteur Énergie. Les émissions de CO₂ résultant de l'oxydation du carbone, qui a lieu lorsque le minerai de fer est réduit en gueuse de fonte, sont comprises dans cette catégorie. Sont aussi comprises dans cette catégorie les émissions produites durant la production d'acier, qui sont nettement moindres. Elles résultent également de l'oxydation du carbone en fer brut et de la consommation des électrodes. Le CO₂ supplémentaire rejeté par le flux de calcaire dans le haut fourneau est indiqué à la rubrique Utilisation de calcaire et de dolomite (voir la section 4.4.1).

4.10.2 Questions de méthodologie

Pour estimer les émissions de CO₂ du secteur sidérurgique à l'échelon national, on s'est servi de la méthode de niveau 2 décrite dans les recommandations du GIEC (GIEC 2000). Grâce à cette méthode, on a suivi le sort du carbone tout au long des procédés de production, et on a calculé séparément les émissions résultant de la production de fer et de la production d'acier. L'équation suivante a servi à estimer les émissions de la production de gueuse de fonte :

Équation 4-7

$$\text{Émission}_{\text{gueuse de fonte}} = (\text{Coefficient d'émission réducteur} \times \text{masse de réducteur}) + (\text{masse de carbone dans le minerai} - \text{masse de carbone dans la gueuse de fonte}) \times \frac{44}{12}$$

où :

Émission gueuse de fonte	=	émissions de la production de gueuse de fonte
Coefficient d'émission réducteur	=	2,479 kt t CO ₂ /t de coke utilisé (Jaques 1992)
Masse de réducteur	=	masse de coke métallurgique utilisé dans le procédé (kt)
Masse de carbone dans le minerai	=	zéro, d'après le GIEC (2000) (kt)
Masse de carbone dans la gueuse de fonte	=	production globale de gueuse, kt x teneur en carbone de la gueuse de fonte, 4 %
44/12	=	rapport entre le poids moléculaire du CO ₂ et le poids moléculaire du carbone

Les agents réducteurs pouvant servir à produire le fer brut à partir du minerai de fer sont le coke, le charbon, le charbon de bois, le mazout lourd ou le coke de pétrole. Toutefois, aux fins des estimations des émissions de cette catégorie, on a posé l'hypothèse que l'agent réducteur utilisé dans l'industrie canadienne était du coke métallurgique dans 100 % des cas. La gueuse de fonte a une teneur en carbone d'environ 4 % (GIEC 2006) et le minerai, une teneur en carbone presque nulle (GIEC 2000). Les émissions de GES associées à l'utilisation d'agents réducteurs autres que le coke métallurgique sont estimées dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.

Les données pour l'utilisation de coke métallurgique sont tirées du BDEEC (Statistique Canada, n° cat. 57-003); celles sur la production totale de gueuse de fonte au Canada proviennent également de Statistique Canada (pour 1990-2003 : n° cat. 41-001, et pour 2004-2006 : n° cat. 41-019).

Les émissions attribuables à la production d'acier ont été estimées à l'aide de l'équation suivante :

Équation 4-8 :

$$\text{Émission}_{\text{acier brut}} = [(\text{masse de carbone dans la gueuse de fonte utilisée pour la production d'acier brut} - \text{masse de carbone dans l'acier brut}) \times 44/12] + (\text{Coefficient d'émission FEA} \times \text{l'acier produit dans les FEA})$$

où :

Émissionsacier brut	=	Émissions associées à la production d'acier brut (kt)
masse de carbone de la gueuse de fonte utilisée pour produire de l'acier brut	=	masse totale de la gueuse de fonte chargée dans les hauts fourneaux des aciéries (kt) × teneur en carbone de la gueuse de fonte (4 %)
masse de carbone de l'acier brut	=	production totale d'acier (kt) × teneur en carbone de l'acier brut, 1,25 %
44/12	=	rapport entre le poids moléculaire du CO ₂ et le poids moléculaire du carbone
Facteur d'émission FEA	=	coefficient d'émissions de l'acier produit dans les FEA, 0,005 kt CO ₂ /kt d'acier
l'acier produit dans les FEA	=	quantité d'acier produit dans les FEA, kt

D'après l'équation 4-8, la quantité d'émissions de CO₂ associées à la production d'acier est estimée en fonction de la différence entre la quantité de carbone utilisée dans la fabrication de l'acier et celle qui se trouve dans l'acier produit. Il faut souligner que la quantité de gueuse de fonte chargée dans les hauts fourneaux des aciéries (utilisée dans l'équation 4-8) n'est pas égale à la production totale de gueuse de fonte (utilisée dans l'équation 4-7). La quantité chargée dans les hauts fourneaux des aciéries est généralement supérieure à la quantité produite.

Les données sur la gueuse de fonte totale chargée dans les fours sidérurgiques, sur la production totale d'acier et sur la quantité d'acier produite dans les FEA proviennent de Statistique Canada (pour 1990-2003 # 41-001 et pour 2004-2006 #41-019). La valeur de la teneur en carbone de l'acier brut appliquée à l'équation était de 1,25 %, ce qui correspond au milieu de la plage par défaut du GIEC (0,5-2 %). Le coefficient d'émission de l'acier produit dans les FEA, soit 5 kg de CO₂/t d'acier (ou 0,005 kt CO₂ kt d'acier), était la valeur par défaut des recommandations du GIEC (GIEC 2000).

Les émissions totales du secteur de la sidérurgie sont la somme des équations 4-7 et 4-8 ci-dessus.

Les données sur l'utilisation de coke métallurgique à l'échelle provinciale / territoriale provenant du BDEEC (Statistique Canada, #57-003) ont servi à déterminer le pourcentage de la consommation totale de réducteur imputable à chaque province et territoire. Les émissions de CO₂ à l'échelle provinciale / territoriale ont ensuite été estimées en multipliant le pourcentage obtenu par l'estimation des émissions nationales.

À signaler que les données du BDEEC (Statistique Canada, #57-003) publiées pour une année donnée sont préliminaires et sujettes à révision dans les publications ultérieures.

La méthode décrite ci-dessus ne tient pas compte des émissions additionnelles de CO₂ associées à l'utilisation de calcaire comme fondant dans les hauts fourneaux, car les émissions liées à la consommation de calcaire sont incluses dans le sous-secteur Utilisation de calcaire et de dolomite.

L'utilisation de coke de pétrole dans les électrodes FAE a également été déclarée par Statistique Canada avec toutes les autres utilisations de coke de pétrole à des fins non énergétiques. Pour éviter une double comptabilisation des données, on soustrait donc les émissions de CO₂ associées à la consommation des électrodes dans le procédé de production de l'acier dans les FAE des émissions totales non liées au secteur de l'énergie. On suppose qu'aucune électrode importée n'est utilisée pour produire de l'acier dans les FAE au Canada. S'il y a importation d'électrodes, il faudra alors soustraire la portion de CO₂ générée par les électrodes importées des émissions associées à la consommation d'électrodes avant de soustraire celles-ci des émissions totales non liées au secteur de l'énergie.

4.10.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

L'incertitude de l'estimation des émissions de CO₂ dans l'inventaire de 2001 pour la sidérurgie est de $\pm 5\%$ (ICF Consulting 2004). À noter qu'il s'agit d'une valeur d'incertitude conservatrice pour l'estimation des émissions de l'inventaire de 2006 étant donné que la méthode de calcul des émissions de CO₂ a été améliorée depuis l'inventaire 1990-2002. Le passage de la méthode de niveau 1 à la méthode de niveau 2 devrait atténuer l'incertitude. Toutefois, il faudra procéder à une analyse plus à jour pour pleinement évaluer l'incertitude des estimations des émissions calculées à l'aide d'une méthode de niveau 2.

La provenance des données et la méthodologie utilisée sont cohérentes sur toute la série chronologique.

4.10.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

La sidérurgie est une catégorie clé qui a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles effectués sont conformes aux Procédures de CQ pour Inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles de qualité de niveau 1.

Un CQ de niveau 2 a été effectué pour cette catégorie aux fins de la déclaration de 2008.

4.10.5 Recalculs par catégorie

Au cours des dernières années, des recalculs ont été effectués dans cette catégorie à la suite de la révision des données de 2004-2005 sur la consommation de coke métallurgique. Ces recalculs ont eu une incidence modérée sur les estimations de 2004-2005. On trouvera le détail de ces recalculs au chapitre 9.

4.10.6 Améliorations prévues par catégorie

On s'efforcera de corriger l'hypothèse concernant l'agent réducteur utilisé pour réduire le minerai de fer. Dans la méthode d'estimation actuelle, on suppose que le réducteur utilisé par l'industrie est uniquement le coke métallurgique. Toutefois, on sait que l'industrie sidérurgique a aussi utilisé d'autres agents réducteurs, comme le gaz naturel et le charbon, au cours des années. Une partie des émissions de CO₂ issues de l'utilisation de combustibles fossiles à des fins non énergétiques, actuellement déclarées sous la catégorie Autres productions indifférenciées ainsi que celles du secteur Énergie, pourraient donc être réallouées à la catégorie Sidérurgie. L'obtention de données par pays sur la teneur en carbone de l'acier et de la gueuse de fonte fait également partie des améliorations prévues.

4.11 Production d'aluminium (catégorie 2.C.3 du CUPR)

4.11.1 Description de la catégorie de source

L'aluminium de première fusion est produit en deux étapes. La première étape consiste à moudre, purifier et calciner le minerai de bauxite afin d'obtenir de l'alumine (Al₂O₃), puis, à la seconde étape, on réduit l'alumine électriquement en aluminium dans de grosses cuves par un procédé de fusion au moyen d'anodes en carbone. La cuve proprement dite (un contenant en acier de faible profondeur) forme la cathode, tandis que des plaquettes de carbone suspendues servent d'anode. À l'intérieur de la cuve, l'alumine est dissoute dans un bain de cryolite (Na₃AlF₆). Le passage d'un courant par la résistance de la cellule a un effet calorifique qui maintient le contenu à l'état liquide. De l'aluminium en fusion se forme à la cathode et s'accumule au fond de la cuve.

À mesure que l'anode est consommée, du CO₂ se forme par la réaction suivante, sous réserve qu'il y ait suffisamment d'alumine à la surface de l'anode :



Bien que la majeure partie du CO₂ se forme à partir de la réaction électrolytique de l'anode de carbone avec l'alumine (voir ci-dessus), d'autres sources, notamment la cuisson des anodes précuites, peuvent contribuer à une partie (généralement inférieure à 10 %) des émissions totales de CO₂ non liées au secteur de l'énergie. Les émissions associées à la combustion de combustibles fossiles utilisés dans la production des anodes précuites sont traitées dans la section Énergie, mais les émissions découlant spécifiquement de la combustion des matières volatiles émises au cours de l'opération de cuisson et celles qui sont associées à la combustion de matériau de garniture de four à cuisson sont comptabilisées dans la section Procédés industriels (GIEC 2006).

En plus des émissions de CO₂, la fusion primaire de l'aluminium est une source importante de tétrafluorure de carbone (CF₄) et d'hexafluorure de carbone (C₂F₆). Des gaz PFC se forment au cours d'un phénomène qu'on appelle l'effet d'anode ou événement anode, quand les niveaux d'alumine sont trop faibles. Théoriquement, en cas d'effet d'anode, la résistance de la cellule

augmente subitement (en l'espace d'un cinquantième de seconde). De ce fait, la tension augmente, tout comme la température, ce qui force les sels de fluor fondus dans la cellule à se combiner chimiquement à l'anode en carbone (Université Laval 1994). Durant l'effet d'anode, des réactions concurrentes, montrées plus bas, surviennent qui produisent du CF_4 , et du C_2F_6 .



On peut réduire les émissions de PFC en utilisant des systèmes informatisés d'alimentation en alumine. Des capteurs mesurent la concentration d'alumine et en injectent automatiquement une plus grande quantité dans la cuve lorsque les niveaux baissent. De cette façon, il est possible de contrôler l'effet d'anode. On peut programmer les ordinateurs de manière à ce qu'ils détectent le déclenchement des effets d'anode et avertissent le système de prendre des mesures de neutralisation. Les systèmes d'alimentation de type « ponctuel » par opposition aux systèmes « à coupure centrale » tendent également à réduire les émissions (Øye et Huglen 1990).

En plus du CO_2 , du CF_4 et du C_2F_6 , une faible quantité de SF_6 est également émise de par son utilisation comme gaz de couverture dans certaines alumineries qui produisent des alliages à forte teneur en magnésium-aluminium (courriel de P. Chaput 2007)⁴⁷.

Les alumineries se caractérisent par le type de technologie employé pour la fabrication de l'anode. En général, les émissions des alumineries plus anciennes qui utilisent la technologie Söderberg sont plus élevées que celles des usines plus récentes qui utilisent surtout des anodes précuites. L'industrie canadienne de l'aluminium a modernisé ses usines afin de dynamiser sa production. Dans certains cas, il a fallu se débarrasser d'anciennes chaînes de production et en installer de nouvelles pour répondre à l'augmentation de la demande.

Même si la production d'aluminium consomme d'énormes quantités d'énergie électrique, actuellement estimées à 13,5 kWh/kg d'aluminium (AIA 1993), les émissions de GES imputables à cette consommation ne sont pas forcément élevées dans un contexte canadien. La totalité des usines d'aluminium de première fusion du Canada sont situées au Québec et en Colombie-Britannique, où la quasi-totalité (95 %) de l'électricité est produite par des centrales hydroélectriques, dont on pense qu'elles émettent des quantités négligeables de GES par rapport aux centrales classiques à combustibles fossiles.

4.11.2 Questions de méthodologie

Les estimations des émissions imputables aux procédés de production d'aluminium ont été directement fournies par l'Association de l'aluminium du Canada (AAC). En plus des estimations des émissions propres à chaque aluminerie, l'AAC a fourni des données sur les méthodes utilisées par les producteurs d'aluminium pour calculer les émissions de CO_2 , de PFC et de SF_6 . Les méthodes d'estimation peuvent être des méthodes de niveau 3, de niveau 2 ou de niveau 1, telles qu'elles sont décrites ci-dessous, selon la disponibilité des données; c'est surtout une méthode de niveau 3 qui a servi à estimer les émissions des années récentes.

47. Courriel de P. Chaput, AAC, 12 octobre 2007. Il présente la réponse d'Alcan (en format Word) à une série de questions soulevées par la Division des GES.

Calcul des émissions de CO₂ :

En général, les équations qu'utilisent les alumineries pour estimer les émissions de CO₂ imputables à la réaction de l'anode en carbone avec l'alumine sont les suivantes (AAC 2002b) :

Équation 4-9 : Pour la consommation de l'anode précurtée :

$$\text{Émissions de CO}_2 \text{ (t)} = [\text{CC} \times \text{PM} \times (100 - \%S_a - \%Cendres_a - \%Imp_a)/100] \times 44/12$$

où :

CC	=	consommation de l'anode cuite par tonne d'aluminium (t C/t Al)
PM	=	production totale d'aluminium (t)
S _a	=	teneur en soufre des anodes cuites (% en poids)
Cendres _a	=	teneur en cendres des anodes cuites (% en poids)
Imp _a	=	fluor et autres impuretés (% en poids)*
44/12	=	rapport entre le poids moléculaire du CO ₂ et le poids moléculaire du carbone

* Le pourcentage en poids de fluor et d'autres impuretés n'est pas forcément un paramètre dont tiennent compte toutes les alumineries.

Équation 4-10 : Pour la consommation de l'anode Söderberg :

$$\text{Émissions de CO}_2 \text{ (t)} = \{(\text{CP} \times \text{PM}) - (\text{MSB} \times \text{PM}/1000) - [\%TL/100 \times \text{CP} \times \text{PM} \times (\%S_p + \%Cendres_p + \%H_2) /100] - [(100 - \%TL)/100 \times \text{PC} \times \text{PM} \times (\%S_c + \%Cendres_c)/100]\} \times 44/12$$

où :

CP	=	consommation de pâte (t pâte/t Al)
PM	=	production totale d'aluminium (t)
MSB	=	émissions de matière soluble dans le benzène (kg/t Al)
TL	=	teneur en liant (% en poids)
S _p	=	teneur en cendres du brai (% en poids)
Cendres _p	=	teneur en hydrogène du brai (% en poids)
H ₂	=	teneur en hydrogène du brai (% en poids)
S _c	=	teneur en soufre du coke calciné (% en poids)
Cendres _c	=	teneur en cendres du coke calciné (% en poids)
44/12	=	rapport entre le poids moléculaire du CO ₂ et le poids moléculaire du carbone

L'utilisation des équations ci-dessus parallèlement aux données précises d'une installation est considérée comme une méthode de niveau 3. Une méthode de niveau 2 consiste à appliquer à ces équations certaines données chiffrées combinées à des valeurs industrielles types. Le tableau 4-3 présente les valeurs de niveau 2 caractéristiques de l'industrie qui peuvent être appliquées par les installations.

Tableau 4-3 : Valeur par défaut des paramètres de niveau 2 pour l'estimation des émissions de CO₂ associées à la consommation d'anodes

Paramètre	Valeurs industrielles types	Source
Consommation d'anodes précuites		
Teneur en soufre des anodes cuites (% en poids) – S _a	2 %	IAI 2006
Teneur en cendres des anodes cuites (% en poids) – Cendres _a	0,4 %	IAI 2006
Fluor et autres impuretés (% en poids) – Imp _a	0,4 %	AAC 2002b
Pour la consommation de l'anode Søderberg:		
Émissions de matières solubles dans le benzène (kg/t Al) – MSB	STS : 4,0 kg/t Al MVS : 0,5 kg/t Al	IAI 2006
Teneur moyenne en liant de la pâte (% en poids) – TL	Pâte sèche : 24 % Pâte humide : 27 %	IAI 2006
Teneur en soufre du brai (% en poids) – S _p	0,6 %	IAI 2006
Teneur en cendres du brai (% en poids) – Cendres _p	0,2 %	IAI 2006
Teneur en hydrogène du brai (% en poids) – H ₂	3,3 %	IAI 2006
Teneur en soufre du coke calciné (% en poids) – S _c	1,9 %	IAI 2006
Teneur en cendres du coke calciné (% en poids) – Cendres _c	0,2 %	IAI 2006

Lorsqu'il n'existe pas de données sur les procédés en dehors de la production d'aluminium, on peut utiliser les coefficients d'émission pour une méthode de niveau 1 (voir ci-dessous). Ces facteurs dérogent légèrement des facteurs par défaut du GIEC parce que ces derniers reflètent les émissions de 1990 et risquent d'entraîner des erreurs majeures si on les applique à la production actuelle. Les coefficients ci-dessous reflètent les progrès considérables réalisés entre 1990 et 2001 (AAC 2002b et IAI 2006) :

Søderberg : CE = 1,7 t CO₂/t Al produit;

Précuite : CE = 1,6 t CO₂/t Al produit.

Pour calculer les émissions de CO₂ résultant de la cuisson d'anodes (combustion des matières volatiles du brai et combustion de matériau de garniture de four à cuisson), on utilise les équations suivantes (AAC 2002a) :

Équation 4-11 : Combustion des matières volatiles du brai :

$$\text{Émissions de CO}_2 \text{ (t)} = [\text{PAB} - \text{PAC} - \text{PH} - \text{DG}] * 44/12$$

où :

PAB	=	poids de l'anode brute (t)
PAC	=	production d'anodes cuites (t)
PH	=	de l'hydrogène du brai (t) = %H ₂ / 100 * TB / 100 * PAB
%H ₂	=	teneur en hydrogène du brai (% en poids)
TB	=	teneur moyenne en brai de l'anode brute (% en poids)
DG	=	déchets de goudron recueillis (t)
44/12	=	rapport entre le poids moléculaire du CO ₂ et le poids moléculaire du carbone

Équation 4-12 : Coke de garniture :

$$\text{Émissions de CO}_2 \text{ (t)} = [\text{CCG} * \text{PAC} * (100 - \text{S}_{\text{cg}} - \text{Cendres}_{\text{cg}}) / 100] * 44/12$$

où :

CCG	=	packing coke consumed (t coke/ t of baked anode)
PAC	=	production d'anodes cuites (t)
S _{cg}	=	teneur en soufre du coke de garniture (% en poids)
Cendres _{cg}	=	teneur en cendres du coke de garniture (% en poids)
44/12	=	rapport entre le poids moléculaire du CO ₂ et le poids moléculaire du carbone

Comme dans le cas de la consommation d'anodes, l'utilisation des équations 4-11 et 4-12 avec des données réelles d'alumineries est considérée comme une méthode de niveau 3. Une méthode de niveau 2 consiste à appliquer à ces équations certaines données chiffrées combinées à des valeurs industrielles types. Le tableau 4-4 présente les valeurs de niveau 2 particulières à cette industrie que les alumineries peuvent utiliser pour estimer les émissions de CO₂ associées à la cuisson des anodes.

Tableau 4-4 : Valeur par défaut des paramètres de niveau 2 pour l'estimation des émissions de CO₂ associées à la cuisson d'anodes

Paramètre	Valeurs industrielles types	Source
Combustion de matières volatiles du brai		
Teneur en hydrogène du brai (% en poids) – %H ₂	0,5 %	IAI 2006
Déchets de goudron recueillis (t) – DG	Pour Riedhammer seulement; les autres ont des valeurs négligeables	IAI 2006
Coke de garniture		
Consommation de coke de garniture (t coke/t d'anodes cuites) – CCG	0,015 t/t	IAI 2006
Teneur en soufre du coke de garniture (% en poids) – S _{cg}	2 %	IAI 2006
Teneur en cendres du coke de garniture (% en poids) – Cendres _{pc}	2,5 %	IAI 2006

D'après une communication récente avec des représentants de l'industrie canadienne de l'aluminium (courriels de P. Chaput et C. Dubois, 2007)⁴⁸, l'une des trois sociétés alumières a élaboré ses estimations d'émissions de CO₂ associées aux procédés uniquement à partir de valeurs spécifiques à chaque aluminerie (niveau 3), tandis que les deux autres ont utilisé, dans leurs estimations pour certaines années, les paramètres par défaut indiqués aux tableaux 4-3 et 4-4 ci-dessus.

À signaler que l'utilisation de coke de pétrole dans les anodes pour la production d'aluminium a également été déclarée par Statistique Canada avec toutes les autres utilisations de coke de pétrole à des fins non énergétiques. Pour éviter le dédoublement des calculs, les émissions de CO₂ imputables à la consommation des anodes dans le procédé de fusion de l'aluminium ont donc été

48. Courriels de P. Chaput, AAC, et de C. Dubois, Alcoa, 12 octobre 2007. Ils contiennent les réponses des alumineries (en format Word) à une série de questions soulevées par la division des GES.

défalquées des émissions totales non énergétiques imputables à la consommation de coke de pétrole, afin d'éviter toute double comptabilisation.

Calculer les émissions de PFC :

Le CF_4 et le C_2F_6 émis durant l'effet d'anode peuvent être calculés par les alumineries au moyen de l'équation de pente ou de l'équation de Pechiney (méthode de surtension), selon la technologie de l'aluminerie (AAC, 2002a) :

Équation 4-13 : Équation de pente :

$$\text{Émissions de PFC (t d'éq. CO}_2\text{)} = \text{Pente} \times \text{FEA} \times \text{DEA} \times \text{PM} \times \text{PRP} / 1000$$

où :

Pente	=	pente (pour le CF_4 ou le C_2F_6) de la relation d'émission ([kg PFC/t Al]/[EA-minutes/jour-cellule])
FEA	=	nombre d'effets d'anode par jour-cellule (EA/jour-cellule)
DEA	=	durée de l'effet d'anode (en minutes)
PM	=	production totale d'aluminium (t)
PRP	=	potentiel de réchauffement planétaire pour le CF_4 ou le C_2F_6

Équation 4-14 : Méthode de surtension de Pechiney:

$$\text{EPFC (t d'éq. CO}_2\text{)} = \text{coefficient de surtension} \times \text{SEA} / \text{EC} \times \text{RPR} \times \text{PM} / 1000$$

où :

coefficient de surtension	=	kg PFC/t Al] / [mV/ jour-cellule]
SEA	=	surtension d'effet d'anode (mV/jour-cellule)
EC	=	efficacité du courant du procédé de production d'aluminium, exprimée sous forme de pourcentage
RPR	=	potentiel de réchauffement planétaire pour le CF_4 ou le C_2F_6
PM	=	production totale d'aluminium (t)

L'utilisation des équations ci-dessus parallèlement aux données sur les procédés effectifs pour estimer les émissions de PFC est considérée comme une méthode de niveau 3. L'estimation technique est considérée comme étant de niveau 2 lorsque les coefficients par défaut illustrés au tableau 4-5 (IAI 2006) sont utilisés parallèlement aux paramètres d'exploitation propres à chaque fonderie. Dans une approche de niveau 2, on estime d'abord les émissions de CF_4 à partir des coefficients de pente ou de surtension, au moyen des équations 4-13 et 4-14. Puis on calcule les émissions de C_2F_6 en multipliant les estimations de CF_4 par la fraction de poids $\text{CF}_4/\text{C}_2\text{F}_6$.

Tableau 4-5 : Coefficients par défaut de pente et de surtension, approche de niveau 2 (IAI 2006)

Type de cellule	Coefficients de surtension du C ₂ F ₆ ([kg PFC/t Al] / [AE–minutes/jour-cellule])	Coefficients de surtension du C ₂ F ₄ kg PFC/t Al] / [mV/ jour-cellule])	Fraction de poids CF ₄ /C ₂ F ₆
Anode précuite du centre de la cellule	0,143	1,16	0,121
Anode précuite du côté de la cellule	0,272	3,65	0,252
Søderberg – Goujon vertical	0,092	SO	0,053
Søderberg – Goujon horizontal	0,099	SO	0,085

Note : SO = sans objet

Lorsqu'elles ne disposent que de statistiques sur la production (c.-à-d. qu'elles ne disposent d'aucune donnée sur la fréquence de l'effet d'anode, sur sa durée ou sa surtension, les alumineries peuvent alors utiliser les coefficients d'émission de niveau 1 qui figurent au tableau 4-6 (AAC 2006).

Tableau 4-6 : Coefficients d'émission pour les PFC

Type de cellule	Coefficient d'émission (kg PFC/t Al)	
	CF ₄	C ₂ F ₆
Anode précuite du centre de la cellule	0,4	0,04
Anode précuite du côté de la cellule	1,6	0,4
Søderberg – Goujon vertical	0,8	0,04
Søderberg – Goujon horizontal	0,4	0,03

D'après des renseignements récents fournis par l'industrie canadienne de l'aluminium (courriel de P. Chaput 2007)⁴⁹, l'une des trois sociétés alumières a élaboré ses estimations d'émissions de PFC associées aux procédés uniquement à partir de valeurs spécifiques à chaque aluminerie (niveau 3), tandis que les deux autres ont utilisé, dans leurs estimations pour certaines années, les paramètres par défaut indiqués aux tableaux 4-5 et 4-6 ci-dessus.

Calcul des émissions de SF₆ :

D'après les documents méthodologiques fournis par l'AAC, les émissions de SF₆ équivalent à la consommation dans l'industrie de l'aluminium. Cette méthode est conforme aux lignes directrices du GIEC - version révisée 1996 (GIEC/OCDE/AIE 1997).

4.11.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes des estimations des émissions de CO₂ et de PFC imputables à la production d'aluminium qui figurent dans le rapport d'ICF Consulting (2004) ne peuvent pas s'appliquer aux estimations de l'année d'inventaire 2006 du fait qu'on est passé d'une méthode de niveau 1, au

49. Courriel de P. Chaput, AAC, 12 octobre 2007. Il présente la réponse d'une aluminerie (en format Word) à une série de questions soulevées par la division des GES.

moment où l'étude d'ICF a été réalisée, à une méthode de niveau 3 pour les années récentes. On estime que les données sur les émissions qui proviennent directement de l'AAC et qui figurent dans la version de cette année sont nettement plus exactes que les estimations du rapport d'inventaire 1990-2001. De plus, étant donné que les estimations des émissions de SF₆ imputables à la production d'aluminium n'étaient pas comprises dans l'inventaire 1990-2001, les incertitudes qui y sont liées n'ont pas été analysées par ICF Consulting (2004). On peut toutefois trouver des estimations des incertitudes liées aux valeurs des paramètres par défaut indiquées dans la section Méthodologie dans l'*Aluminum Sector Greenhouse Gases Protocol* publié par l'Institut international de l'aluminium (IAI 2006). Ce protocole donne également des valeurs d'incertitude associées à certaines données de niveau 3 recueillies à l'échelle de chaque aluminerie. Par conséquent, aux fins des inventaires futurs, on pourrait procéder à une analyse des incertitudes de niveau 1 à partir des valeurs d'incertitudes suggérées dans le protocole de l'IAI et d'intrants supplémentaires à obtenir de l'industrie de l'aluminium.

On a toujours eu recours à l'AAC comme source de données sur les estimations mentionnées dans cet inventaire sur toute la série chronologique. La méthode appliquée par les alumineries peut être de niveau 3, de niveau 2 ou de niveau 1, selon les données disponibles. Toutefois, depuis quelques années, toutes les alumineries utilisent une méthode de niveau 3 pour estimer les émissions.

4.11.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

Les émissions de CO₂ et de PFC attribuables à la production d'aluminium étaient des catégories clés qui ont fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles effectués étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles de qualité de niveau 1.

4.11.5 Recalculs par catégorie

Au cours des deux dernières années, l'industrie de l'aluminium a fourni des mises à jour des estimations d'émissions de SF₆ pour la période 1990-2004 et des estimations d'émissions de PFC pour 2004-2005. Par suite de l'acquisition de ces données, les émissions totales de GES attribuables à ce secteur ont été recalculées. On trouvera un exposé détaillé de ces recalculs et de leur incidence au chapitre 9.

4.11.6 Améliorations prévues par catégorie

On ne prévoit pour l'instant aucune amélioration particulière de l'estimation des émissions de CO₂, de PFC et de SF₆ imputables à la production d'aluminium au Canada. Toutefois, des efforts seront mis en œuvre pour actualiser l'analyse des incertitudes. On cherchera également à acquérir un plus grand nombre de données sur les procédures de CQ suivies par les compagnies membres au moment où les estimations ont été établies, et à s'assurer que des CQ adéquats ont été faits.

4.12 Production et moulage de magnésium (catégories 2.C.4 et 2.C.5 du CUPR)

4.12.1 Description de la catégorie de source

La production et le moulage de magnésium émettent du SF₆, qui est utilisé comme gaz de couverture pour prévenir l'oxydation des métaux en fusion. Même s'il est émis en quantités relativement faibles, le SF₆ est un GES extrêmement puissant avec un PRP sur 100 ans de 23 900. Le SF₆ n'est pas fabriqué au Canada, mais uniquement importé.

Au cours de la période 1990-2006, il y avait deux grands producteurs de magnésium au Canada : Norsk Hydro et Timminco Metals. Un autre producteur, Métallurgie Magnola, a existé entre 2000 et 2003, mais a fermé ses portes en avril 2003. Entre 1990 et 2004, Norsk Hydro a investi dans des projets de recherche-développement afin de trouver un substitut au SF₆, et de cesser de l'utiliser comme gaz de couverture dans son usine (courriel de J. Laperrière 2004)⁵⁰. Cette recherche et l'utilisation de mélanges de gaz de remplacement ont permis de réduire considérablement les émissions de SF₆ entre le milieu et la fin des années 1990. En 2005-2006, les émissions de SF₆ de Norsk Hydro ont sensiblement diminué par suite du ralentissement de la production.

Il y avait 11 usines de moulage de magnésium en service durant la période 1990-2004 (Cheminfo Services 2005b). Seules quelques-unes d'entre elles ont utilisé du SF₆ chaque année durant cette période. Certaines fonderies se sont mises à utiliser du SF₆ vers le milieu ou la fin des années 1990, alors que d'autres l'ont remplacé par le SO₂. Deux usines ont cessé leurs activités de moulage ces dernières années. En 2005-2006, seules sept usines étaient en service et utilisaient encore du SF₆.

4.12.2 Questions de méthodologie

Pour les émissions de SF₆ imputables à la production de magnésium, les données relatives à 1999-2005 ont été directement déclarées par les entreprises (Norsk Hydro, Timminco Metals et Métallurgie Magnola Inc.) en application d'un programme de déclaration obligatoire des émissions appelé Inventaire national des rejets de polluants (INRP). Les estimations des émissions utilisées dans le présent rapport proviennent de la base de données en ligne de l'INRP ([http://www.ec.gc.ca/pdb/queriesite /query_f.cfm](http://www.ec.gc.ca/pdb/queriesite/query_f.cfm)). Pour les années antérieures (1990-1998), les producteurs ont fourni volontairement ces données par téléphone à la section des GES.

En 2006, on a contacté les représentants de Norsk Hydro et de Timminco afin de mieux comprendre la méthode utilisée pour estimer les émissions de SF₆. Les deux sociétés ont déclaré avoir utilisé la méthode par défaut du GIEC (Émissions de SF₆ = Consommation de SF₆), selon les recommandations de l'organisme. Elles s'étaient cependant servi de méthodes différentes pour estimer leur consommation de SF₆. Norsk Hydro a confirmé avoir utilisé la méthode de différence de poids (courriel de J. Laperrière 2006)⁵¹. Cette méthode est basée sur la mesure du poids des bonbonnes de gaz utilisées à l'usine au moment de leur achat et au moment où elles sont retournées aux fournisseurs après utilisation. Timminco a déclaré avoir utilisé la méthode de comptabilisation (courriel de Katan 2006), selon laquelle on comptabilise les achats livrés et les changements dans l'inventaire du SF₆ utilisé⁵². Dans cette méthode, on comptabilise les achats livrés et les changements dans l'inventaire du SF₆ utilisé. Les achats doivent correspondre aux volumes réels reçus pour la période considérée et, par conséquent, les inventaires de début et de fin d'année doivent être pris en considération.

50. Courriel de J. Laperrière, de Norsk Hydro, à A. Au (Environnement Canada), 27 octobre 2004. Il explique le projet de recherche réalisé pendant plusieurs années par Norsk Hydro pour trouver une solution de rechange au SF₆ et à l'essence qu'il utilise.

51. Courriel de J. Laperrière, de Norsk Hydro, à A. Au, Environnement Canada, 4 octobre 2006. Il explique la méthode de Norsk Hydro pour évaluer sa consommation et ses émissions de SF₆.

52. Courriels de R. Katan, de Timminco, à A. Au, Environnement Canada, 16 et 22 mars 2006. Ils donnent des informations détaillées sur la méthode de Timminco pour évaluer sa consommation et ses émissions de SF₆.

La technique utilisée pour estimer les émissions imputables à la production de magnésium est considérée comme une méthode de niveau 3, car elle repose sur la déclaration des données relatives aux émissions par chaque usine.

Pour calculer les émissions de SF₆ des fonderies, les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997) proposent une équation générale qui présume que la totalité du SF₆ utilisé comme gaz de couverture est rejetée dans l'atmosphère. Pour estimer les émissions de SF₆ pour la période 1990-2004 à partir de cette équation, on a tenté, dans le cadre d'une étude réalisée en 2005 (Cheminfo Services 2005b), de recueillir des données sur la consommation de SF₆ par les usines de moulage. Deux usines ont affirmé ne pas conserver de registres historiques sur leur consommation passée de SF₆. C'est pourquoi, pour estimer la consommation sur l'ensemble de la série chronologique, on a utilisé les résultats d'une étude préalable (Cheminfo Services 2002) parallèlement aux données provenant de l'étude de Cheminfo Services (2005b) et quelques hypothèses. Pour les fonderies qui ne disposaient de données sur le SF₆ que pour une seule année, on a présumé que leur consommation était demeurée constante au niveau de l'année en question au cours des autres années d'exploitation. Pour les fonderies qui disposaient de données sur plus d'un an, on a procédé à l'interpolation linéaire entre deux points de données pour estimer la consommation de SF₆ des autres années.

Pour 2005-2006, des données sur la consommation ont été fournies sur une base volontaire par les sept usines de moulage en service. Ces données ont servi à calculer les émissions.

La méthode utilisée pour estimer les émissions du moulage du magnésium pour la période 1990-2004 est considérée comme une méthode de niveau 3, car elle repose sur la déclaration des données sur les émissions de chaque usine et sur certaines hypothèses particulières. En 2005-2006, la méthode utilisée est considérée comme une méthode de niveau 3.

4.12.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Le degré d'incertitude de l'estimation des émissions de SF₆ imputables à la production de magnésium qui figure dans le rapport d'ICF Consulting (2004) a été estimé à ± 1 %. Ce degré s'applique à l'estimation de 2006, car il n'y a pas eu de changement dans la provenance des données depuis la fin de l'étude d'ICF Consulting.

Pour le sous-secteur de la production de magnésium, la méthodologie et la provenance des données restent cohérentes sur toute la série chronologique. Les émissions des deux principales fonderies de magnésium, Norsk Hydro et Timminco, ont été déclarées directement à Environnement Canada entre 1990 et 1998. Les estimations des émissions de SF₆ provenant des trois fonderies, y compris celle de Magnola, qui est entrée en service en 2000 et a fermé ses portes en 2003, sont présentées à l'INRP depuis 1999.

Selon l'étude de Cheminfo Services (2005b), l'estimation des émissions de SF₆ des fonderies de magnésium affiche un degré d'incertitude de 4 %. Il s'agit d'une moyenne pondérée selon la consommation de SF₆ de chaque compagnie et la disponibilité générale des données. Comme il n'y a pas eu de changement dans la provenance des données depuis la fin de l'étude de Cheminfo, le degré estimatif d'incertitude s'applique aux estimations de 2006.

La provenance des données reste cohérente tout au long de la série chronologique. La méthodologie, qui établit une équivalence entre la consommation de SF₆ comme gaz de couverture par les fonderies de magnésium et les émissions de SF₆, est appliquée à toute la série

chronologique moyennant certaines hypothèses pour certaines années, comme on l'a vu dans la section Questions de méthodologie.

4.12.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

La production de magnésium était une catégorie clé qui a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles effectués étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles de qualité de niveau 1.

Le moulage de magnésium est une catégorie non essentielle qui a fait l'objet de vérifications de CQ de niveau 1, conformément au calendrier d'AQ/CQ de la Division des GES. Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles de qualité de niveau 1.

4.12.5 Recalculs par catégorie

Au cours des deux dernières années, des recalculs ont été effectués dans la catégorie de la production de magnésium, en raison de l'acquisition de données actualisées sur la période 1999-2001 (données à résolution accrue). On a révisé les estimations des émissions de SF₆ sur la période 1991-2005 pour la fusion du magnésium afin de corriger des erreurs de transcription et d'inclure les données actualisées fournies par les compagnies.

4.12.6 Améliorations prévues par catégorie

Aucune amélioration particulière de l'estimation des émissions de SF₆ imputables à la production et au moulage de magnésium au Canada n'est prévue pour le moment.

4.13 Production d'halocarbures (catégorie 2.E du CUPR)

4.13.1 Description de la catégorie de source

Le chlorodifluorométhane (HCFC-22 ou CHClF₂) est le produit de la réaction du chloroforme (CHCl₃) avec le fluorure d'hydrogène (HF), en présence de pentachlorure d'antimoine (SbCl₅), qui agit comme catalyseur. La fabrication du HCFC-22 génère un sous-produit, le trifluorométhane (HFC-23 ou CHF₃) (GIEC 2002).

Cette réaction est réalisée dans un réacteur à débit continu, généralement à haute pression (jusqu'à 34 atm ou 500 lb/po²) et à des températures de l'ordre de 45 à 200 °C. Bien qu'il s'agisse d'une réaction exothermique, on ajoute de la chaleur pour accroître le débit des vapeurs qui sortent du réacteur. Le flux de vapeur contient du HCFC-22 (CHClF₂), du HFCF-21 (CHCl₂F), du HFC-23 (CHF₃), du HCl, un excédent de CHCl₃, du HF et du catalyseur entraîné. Le traitement subséquent du flux de vapeur comporte plusieurs étapes de séparation visant à éliminer ou récupérer les sous-produits et à purifier le HCFC-22. Le chloroforme inaltéré, le catalyseur entraîné et les intermédiaires sous-fluorés (le HCFC-21, par exemple) contenus dans le flux de vapeur sont soumis à une condensation et ramenés dans le réacteur. Le principal point d'émission de HFC-23 est l'évent du condenseur, où le HFC-23 est rejeté dans l'atmosphère après avoir été séparé du HCFC-22 (GIEC 2002).

Deux producteurs de HCFC-22 (Dupont Canada et Allied-Signal) avaient des activités au Canada au cours de la décennie 1980 et au début de la décennie suivante. Ils ont cessé de produire du HCFC-22 entre 1990 et 1993. D'après les registres de données transférés de la Division des

contrôles des produits chimiques d'Environnement Canada à la Division des GES, Dupont Canada a produit du HCFC-22 en 1989, mais pas en 1990 ni après. Allied-Signal n'a soumis à la SUPAC que ses données sur la production pour la période 1990-1992, parce qu'elle a cessé cette activité en 1993 (courriel d'Y. Bovet 2007)⁵³.

Le HCFC-22 peut servir de frigorigène, de composant de mélange pour le gonflement de mousse et de charge d'alimentation pour la fabrication de polymères synthétiques (GIEC 2002). Toutefois, en raison de ses propriétés d'appauvrissement de l'ozone, les pays industrialisés ont programmé l'élimination du HCFC-22 au cours des années à venir. Au Canada, la fabrication et l'importation d'équipement contenant du HCFC-22 devraient avoir cessé en date du 1^{er} janvier 2010 (ICCCR 2008).

4.13.2 Questions de méthodologie

Pour estimer les émissions de HFC-23 associées à la production de HCFC-22, on a multiplié la production totale de HCFC-22 par le facteur d'émission de niveau 1 du GIEC, soit 0,04 t HFC-23/t HCFC-22 produite (GIEC/OCDE/AIE 1997). On a supposé que la destruction (par oxydation thermique) ou la transformation du HFC-23 ne se pratiquait pas au Canada. Les données sur la production de 1990 à 1992 ont été recueillies par la Division des contrôles des produits chimiques auprès des producteurs de HCFC (courriel d'Y. Bovet 2007)⁵⁴.

4.13.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

On n'a pas mesuré l'incertitude liée aux estimations des émissions de HFC-23. Cependant, on croit que les données sur la production soumises par les producteurs de HCFC-22 étaient raisonnablement précises. La principale source d'incertitude pourrait être le facteur d'émission par défaut de niveau 1, car la corrélation entre la quantité des émissions de HFC-23 et la cadence de production du HCFC-22 peut varier selon l'infrastructure de l'usine et les conditions d'exploitation (GIEC 2002).

4.13.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

Des vérifications informelles (portant notamment sur la transcription des données, les calculs et les conversions d'unités) ont été effectuées sur la catégorie de la production de HCFC-22. Aucun problème d'importance n'a été décelé.

4.13.5 Recalculs par catégorie

Aucun recalcul n'a été effectué à l'égard de cette catégorie. La catégorie des émissions de HFC-23 associées à la production de HCFC-22 a été présentée pour la première fois dans le nouveau rapport d'inventaire de 2006 (en 2007) afin de répondre à une observation formulée par l'équipe d'examen composée par des experts au cours de l'étude de portée nationale.

4.13.6 Améliorations prévues par catégorie

Aucune amélioration n'est actuellement prévue pour cette catégorie.

53. Courriel d'Y. Bovet, Environnement Canada, Gestion des substances chimiques, à A. Au, Environnement Canada, 8 novembre 2007. Il présente des données et d'autres informations sur la production de HCFC-22.

54. Voir la note de bas de page n° 7.

4.14 Consommation d'halocarbures (catégorie 2.F du CUPR)

Les hydrofluorocarbures (HFC) et, dans une mesure très limitée, les perfluorocarbures (PFC) servent de produits de remplacement des substances appauvrissant la couche d'ozone qui font l'objet d'une élimination aux termes du Protocole de Montréal. Les principaux champs d'application des HFC et des PFC sont la réfrigération et la climatisation, l'extinction des incendies, les aérosols, le dégraissage aux solvants, l'injection de mousse et d'autres applications (notamment la fabrication de semi-conducteurs dans le cas des PFC).

Avant que l'interdiction de produire et d'utiliser des CFC entre en vigueur en 1996 dans la foulée du Protocole de Montréal, on produisait et utilisait très peu de HFC. Les seuls HFC produits étaient le HFC-152a, une composante du mélange frigorigène R-500, et le HFC-23, un sous-produit de la production de HCFC-22 (voir la section précédente). Ainsi, les émissions imputables à la consommation de HFC sont jugées négligeables pour la période 1990-1994. La production de HFC-134a a débuté en 1991, et on produit aujourd'hui divers autres HFC (GIEC/OCDE/AIE 1997). Tous les HFC/PFC consommés au Canada sont importés en vrac ou sous forme de produits (comme les réfrigérateurs). Il n'y a pas de production connue de HFC au Canada.

Les PFC servent surtout d'agents réfrigérants dans des segments de marché spécialisés et dans le domaine des essais de sécurité électronique. Cependant, les émissions attribuables à la consommation de PFC sont mineures par rapport aux émissions de PFC imputables à la production d'aluminium (voir la section sur la production d'aluminium). Comme les HFC, les PFC consommés au Canada sont importés en vrac ou sous forme de produits. Il n'y a aucune installation de fabrication de PFC connue au Canada.

4.14.1 Questions de méthodologie

Les estimations des émissions de HFC en 1995 reposent sur les données recueillies dans le cadre de l'Enquête préliminaire sur les HFC réalisée par la Division des contrôles des produits chimiques d'Environnement Canada en 1996. Environnement Canada a revu et corrigé les enquêtes ultérieures pour obtenir des données plus détaillées sur les activités. Les enquêtes sur les HFC menées en 1998, 1999, 2001 et 2005 sont la source des données sur les activités qui ont servi à estimer les émissions pour la période 1996-2000 et pour 2004 (courriels d'Y. Bovet et d'Y. Guilbault 2004-2006)⁵⁵. Dans certains cas, on a mené une enquête pour recueillir des données sur deux années. Les données sur les ventes de HFC pour 2001-2003 ont été recueillies en 2005 auprès des principaux importateurs de HFC au Canada (Cheminfo Services 2005c). Ces données ont été ventilées par segment du marché pour pouvoir déterminer la quantité totale utilisée dans chaque type d'application. Les données sur l'importation et la vente de HFC pour 2005-2006 ont été déclarées à la Division des GES sur une base volontaire. Au cours de ce processus de déclaration, la Division des GES a envoyé des demandes de données aux principaux importateurs de HFC en vrac ainsi qu'aux entreprises qui importent ou exportent des produits contenant des HFC. Environ 85 % des entreprises sollicitées ont été en mesure de fournir leurs données. Lorsque les données d'une entreprise n'étaient pas disponibles, on a supposé que les

55. Courriels d'Y. Bovet et d'Y. Guilbault, Environnement Canada, Gestion des substances chimiques, reçus au cours des années 2004-2006. Ils contiennent les données sur les HFC des années 1999-2000 et 2004 (compilées en format MS Excel) et recueillies par la section de la surveillance des produits chimiques.

quantités importées en 2005 étaient restées au niveau de 2004 (c'est-à-dire les quantités déclarées à la Division des contrôles des produits chimiques).

Il n'y avait pas de données sur les quantités de HFC contenues dans les produits importés et exportés pour les années 1995 et 1999-2003, sauf pour les véhicules. Les quantités de HFC contenues dans les véhicules importés et exportés en 1999 et en 2000 ont été fournies par la Division des contrôles des produits chimiques. Pour 1995, on a présumé que les quantités de HFC dans les produits importés et exportés étaient nulles. Pour 1999-2003, on a présumé qu'elles étaient restées au même niveau qu'en 1998, et qu'en 2000 pour les véhicules importés et exportés.

Faute de données détaillées sur les HFC en 1995, on n'a pas pu utiliser la méthode d'estimation de niveau 2 du GIEC. En revanche, on s'est servi d'une méthode de niveau 1 modifiée pour obtenir une estimation représentative des émissions effectives de HFC en 1995 pour les groupes suivants : aérosols; mousses; fabrication d'appareils de climatisation; entretien des systèmes de climatisation; réfrigération; systèmes d'extinction par saturation. Pour estimer les émissions de HFC en 1996-2006, on a utilisé une méthode de niveau 2 du GIEC. Une description plus détaillée des méthodes de niveaux 1 et 2 utilisées est donnée dans les sous-sections qui suivent.

La méthode de niveau 2 du GIEC a servi à estimer les émissions imputables à la consommation de PFC durant les années 1995-2006. La description détaillée de cette méthode est donnée dans les sous-sections qui suivent. Les données sur les activités de la période 1995-2000 proviennent des enquêtes sur les PFC menées en 1998 et 2001 par Environnement Canada. Comme il n'existait pas de données sur 2001-2006, les émissions ont été estimées en partant de l'hypothèse que les quantités utilisées dans diverses applications étaient demeurées constantes depuis 2000.

4.14.1.1 Estimations des émissions de HFC pour 1995

Les sous-sections qui suivent contiennent des explications sur les coefficients d'émission et les hypothèses utilisés pour élaborer les estimations des émissions de HFC de 1995 pour les groupes suivants : climatisation MOE, entretien de l'équipement de climatisation, réfrigération, injection de mousse, aérosols importés et systèmes d'extinction par saturation.

Fabrication d'appareils de climatisation

Pour estimer les émissions provenant des systèmes de climatisation et de leurs fabricants, les lignes directrices révisées du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997) proposent un taux de perte de 2 à 5 %. Pour le Canada, on a présumé un taux de 4 %.

Entretien de l'équipement de climatisation

Puisqu'on a présumé que la majeure partie de l'utilisation de HFC dans le domaine de la climatisation était imputable au remplacement des pertes en cours de fonctionnement, un taux de perte de 100 % a été appliqué.

Réfrigération

On a présumé que la totalité des systèmes de réfrigération au Canada appartiennent à la catégorie Autres (c.-à-d. le secteur commercial et industriel) du GIEC, étant donné qu'il s'agit de la source d'émissions dominante. On a présumé en outre que les HFC des systèmes de réfrigération ne représentent que ceux qui sont utilisés pour le chargement initial et le rechargement ultérieur des équipements. Cependant:

Équation 4-15 :

HFC (réfrig) = charge + perte de fonctionnement

Selon le GIEC, les pertes de fonctionnement sont d'environ 0,17 (charge) (GIEC/OCDE/AIE 1997). Si l'on suppose que la charge totale reste constante à court terme :

HFC (réfrig) = charge + 0,17(charge) = 1,17(charge)

ou

Charge = HFC (réfrig)/1,17

Si l'on présume que les fuites à l'assemblage sont minimales :

Émission = perte de fonctionnement = 0,17(charge)

Ainsi,

Équation 4-16 :

Émission = 0,17 {[HFC (réfrig)]/1,17}

Injection de mousse

Pour 1995, on a supposé que tout le gonflement de mousse était du type à alvéoles ouvertes. Autrement dit, on a posé l'hypothèse que les émissions correspondaient à 100 % des HFC utilisés (GIEC/OCDE/AIE 1997).

Aérosols importés

Dans le cas des aérosols, le guide des bonnes pratiques du GIEC (GIEC 2000) propose un FE par défaut de 50 % de la charge initiale par an. On a supposé que la production de 1994 équivalait à 50 % de celle de 1995. Par conséquent, les émissions survenues en 1995 d'aérosols fabriqués en 1994 équivalaient à environ 25 % de la consommation de 1995. On a donc appliqué un facteur de 80 % à la consommation de 1995 pour estimer les émissions de HFC associées aux aérosols en 1995.

Extinction des incendies – Systèmes d'extinction par saturation

Pour 1995, on a supposé que tout l'équipement d'extinction des incendies dans lequel des HFC avaient été introduits consistait en des systèmes d'extinction par saturation. On a donc appliqué un facteur de 35 % (GIEC/OCDE/AIE 1997) pour estimer les émissions de HFC associées à l'extinction des incendies.

4.14.1.2 Estimations des émissions de HFC et de PFC de 1996 à 2006

Les sous-sections qui suivent contiennent des explications sur les coefficients d'émissions et les hypothèses ayant servi à élaborer les estimations des émissions de HFC et de PFC de 1996 à 2006.

Assemblage des systèmes de réfrigération et de climatisation

On a utilisé l'équation ci-dessous, qui se trouve dans les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997), pour estimer les émissions durant l'assemblage de systèmes de réfrigération résidentiels et commerciaux, et de climatisation fixes et mobiles:

Équation 4-17 :

$$E_{\text{assembly, t}} = \text{Charge t} \times k$$

où :

$E_{\text{assembly, t}}$	=	émissions au cours de la fabrication/assemblage du système durant l'année t
Charge _t	=	quantité de réfrigérant chargé dans les nouveaux systèmes durant l'année t
k	=	pertes à l'assemblage en pourcentage de la quantité chargée

La valeur de k a été choisie parmi une plage de valeurs fournies pour chaque catégorie d'équipement dans les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997) (voir le tableau 4-7).

Tableau 4-7 : Pertes d'assemblage en pourcentage de la quantité chargée (k) pour diverses applications

Aux fins de l'estimation des HFC		Aux fins de l'estimation des PFC	
Type d'application	Valeur de k (%)	Type d'application	Valeur de k (%)
Réfrigération résidentielle	2,0	Réfrigération (y compris à températures ultrabasses)	3,5
Réfrigération commerciale	3,5	Climatiseurs stationnaires	3,5
Climatiseurs stationnaires	3,5	Climatiseurs mobiles	4,5
Climatiseurs mobiles	4,5		

Fuites annuelles

L'équation qui suit, qui figure dans les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997), a servi à calculer les émissions de HFC et PFC imputables aux fuites :

Équation 4-18 :

$$E_{\text{fonctionnement, t}} = \text{Stock}_t \times x$$

où :

$E_{\text{fonctionnement, t}}$	=	quantité de HFC/PFC émise durant le fonctionnement du système au cours de l'année t
Stock _t	=	quantité de HFC/PFC stockée dans les systèmes existants au cours de l'année t
x	=	taux annuel de fuite en pourcentage de la charge totale de HFC/PFC en stock

La quantité de HFC/PFC stockée dans les systèmes existants englobe les HFC/PFC dans les équipements fabriqués au Canada, la quantité de HFC/PFC dans les équipements importés et la quantité de HFC dans les équipements convertis aux CFC, mais elle exclut les HFC/PFC qui se

trouvent dans les équipements exportés. On a présumé qu'aucune fuite ne survenait l'année de fabrication ou de conversion. Les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997) proposent une plage de valeurs pour le taux annuel de fuite (x) pour chacune des catégories d'équipements. Le taux annuel de fuite retenu pour chaque catégorie est illustré au tableau 4-8.

Tableau 4-8 : Taux annuels de fuite (x) pour diverses applications

Aux fins de l'estimation des HFC		Aux fins de l'estimation des PFC	
Type d'application	Valeur de x (%)	Type d'application	Valeur de x (%)
Réfrigération résidentielle	1,0	Réfrigération (y compris à températures ultrabasses)	17,0
Réfrigération commerciale	17,0	Climatiseurs stationnaires	17,0
Climatiseurs stationnaires	17,0	Climatiseurs mobiles	30,0
Climatiseurs mobiles	15,0		

Élimination des systèmes

On a présumé qu'il n'y avait pas eu d'émissions de HFC/PFC résultant de l'élimination des systèmes durant la période 1995-2006, étant donné que les appareils de réfrigération et de climatisation ont une durée de vie de 12 à 15 ans et que l'utilisation des HFC n'a débuté qu'en 1995.

Injection de mousse

On s'est servi de la méthode de niveau 2 du GIEC figurant dans les lignes directrices du GIEC (GIEC/ OCDE/AIE 1997) pour estimer les émissions de HFC (1996-2006) et de PFC (1995-2006) imputables à l'injection de mousse. Les mousses sont regroupées en deux grandes catégories : les mousses à alvéoles ouvertes et les mousses à alvéoles fermées.

Injection de mousse à alvéoles ouvertes

Lors de la production de mousses à alvéoles ouvertes, la totalité des HFC utilisés sont rejetés (GIEC/OCDE/AIE 1997). On ne connaît aucun cas d'utilisation de PFC dans l'injection de mousse à alvéoles ouvertes. Parmi les catégories de mousses à alvéoles ouvertes qui rejettent des HFC figurent les suivantes :

- rembourrage - automobiles;
- rembourrage - autres;
- emballage - aliments;
- emballage – autres;
- autres utilisations des mousses.

Injection de mousse à alvéoles fermées

Au cours de la production de mousses à alvéoles fermées, environ 10 % des HFC/PFC utilisés sont rejetés (GIEC/OCDE/AIE 1997). La quantité résiduelle de HFC/PFC est piégée dans la mousse et est rejetée lentement sur une période d'environ 20 ans. L'équation de niveau 2 du GIEC (voir ci-dessous) a servi à calculer les émissions des mousses à alvéoles fermées :

Équation 4-19 :

$$E_{\text{mousse}, t} = 10 \% \times Q_{\text{téfabrication}, t} + 4,5 \% \times \text{Charge initiale}$$

où :

$E_{\text{mousse}, t}$	=	émissions des mousses à alvéoles fermées au cours de l'année t
$Q_{\text{téfabrication}, t}$	=	quantité de HFC/PFC utilisée dans la fabrication de mousse à alvéoles fermées au cours de l'année t
Charge initiale	=	charge initiale d'agent soufflé dans la mousse

On trouvera ci-dessous les catégories de mousses à alvéoles fermées qui rejettent des HFC :

- isolation thermique - maisons et édifices;
- isolation thermique - tuyaux;
- isolation thermique - réfrigérateurs et congélateurs;
- isolation thermique - autres.

Extincteurs

La méthode de niveau 2 du GIEC que l'on trouve dans les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997) a servi à calculer les émissions de HFC des extincteurs portatifs et des systèmes d'extinction par saturation à compter de 1996. On ne connaît aucun cas d'utilisation de PFC dans les matériels d'extinction d'incendie.

Extincteurs portatifs

La méthode de niveau 2 du GIEC qui figure dans les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997) a servi à estimer les émissions à 60 % de la quantité de HFC utilisée dans les équipements nouvellement installés.

Systèmes d'extinction par saturation

La méthode de niveau 2 du GIEC qui figure dans les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997) a servi à estimer les émissions des systèmes d'extinction par saturation à 35 % de la quantité de HFC utilisée dans les nouveaux systèmes d'extinction installés.

Aérosols/aérosols-doseurs

La méthode de niveau 2 du GIEC présentée dans les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997) a servi à calculer les émissions de HFC des aérosols à partir de 1996. L'estimation des émissions pour l'année en cours équivaut à la moitié de la quantité de HFC utilisée dans les aérosols l'année en cours et à la moitié de la quantité de HFC utilisée dans les aérosols l'année précédente. La quantité de HFC utilisée chaque année équivaut à la quantité de HFC utilisée dans la production d'aérosols et à la quantité de HFC qui se trouve dans les aérosols importés, à l'exclusion de la quantité de HFC qui se trouve dans les aérosols exportés.

Étant donné que les enquêtes sur les PFC d'Environnement Canada n'ont recueilli aucune donnée sur la quantité de PFC utilisée dans les aérosols, on a présumé que les émissions de PFC imputables à leur utilisation dans les aérosols étaient négligeables.

Solvants

La méthode de niveau 2 du GIEC présentée dans les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997) a servi à estimer les émissions de HFC et de PFC imputables aux solvants. L'estimation des émissions de l'année en cours équivaut à la moitié de la quantité de HFC/PFC utilisés comme solvants l'année courante et à la moitié de la quantité de HFC/PFC utilisés comme solvants l'année précédente. La quantité de HFC/PFC utilisée chaque année équivaut à la quantité de HFC/PFC produits et importés comme solvants et exclut la quantité de HFC/PFC exportés comme solvants. Les HFC/PFC utilisés comme solvants comprennent les catégories suivantes :

- industries électroniques;
- solvants de laboratoire;
- nettoyage général.

Fabrication de semi-conducteurs

Les PFC font l'objet de deux grandes utilisations dans l'industrie de fabrication des semi-conducteurs : la gravure au plasma des plaquettes de silicium et le nettoyage au plasma des chambres de métallisation sous vide.

C'est la méthode de niveau 2b du GIEC illustrée ci-dessous qui a servi à estimer les émissions de PFC imputables à l'industrie de fabrication des semi-conducteurs :

Equation 4-20::

$$E_{SC} = E_{FC} + E_{CF4}$$

où :

- E_{SC} = émissions totales de PFC imputables à la fabrication des semi-conducteurs
- E_{FC} = émissions résultant de l'utilisation des PFC (voir Équation 4-21 ci-dessous)
- E_{CF4} = CF_4 émis comme produit dérivé au cours de l'utilisation des PFC (voir l'équation 4-22)

Équation 4-21 :

$$E_{FC} = (1-h) \times \sum_p [FC_{i,p} \times (1-C_{i,p}) \times (1-a_{i,p} \times d_{i,p})]$$

où :

- h = fraction de fluorocarbure qui reste dans le contenant d'expédition (talon) après usage
- p = type de procédé (gravure au plasma ou nettoyage au plasma de la chambre de métallisation sous vide)
- $FC_{i,p}$ = quantité de fluorocarbure i injecté dans le type de procédé p
- $C_{i,p}$ = taux d'utilisation (fraction détruite ou transformée) pour chaque fluorocarbure i et type de procédé p
- $a_{i,p}$ = fraction du volume gazeux i injecté dans le procédé p avec des dispositifs antipollution
- $d_{i,p}$ = fraction de fluorocarbure i détruite dans le procédé p par les dispositifs antipollution

Équation 4-22 :

$$E_{CF_4} = (1 - h) \times \sum_p [B_{i,p} \times FC_{i,p} \times (1 - a_{i,p} \times d_{i,p})]$$

où :

$B_{i,p}$ = fraction de gaz i transformé en CF_4 pour chaque type de procédé p

et où les autres termes sont définis comme ci-dessus.

On trouvera au tableau 4-9 (GIEC 2000) des valeurs par défaut des variables utilisées dans les équations.

Tableau 4-9 : Taux d'émission des PFC¹

Procédé	Fractions des émissions par défaut du GIEC			
	CF_4	C_2F_6	C_3F_8	c- C_4F_8
(1-C) Gravure au plasma	0,7	0,4	0,4	0,3
(1-C) Chambre de métallisation sous vide	0,8	0,7	0,4	ND
B Gravure au plasma	SO	0,1	ND	SO
B Chambre de métallisation sous vide	SO	0,1	0,2	SO

Notes :

1. Niveau 2b du GIEC (2000).

ND = données non disponibles

SO = sans objet.

Étant donné qu'il n'existe aucune donnée sur les dispositifs antipollution de ces procédés, on a présumé que $a_{i,p}$ équivalait à 0 et que $d_{i,p}$ équivalait à 1. Par ailleurs, on a présumé que h équivalait à 0,1, comme le suggère le GIEC (2000).

Autres sources

Des émissions minimales de PFC ont été relevées dans l'industrie électronique, notamment dans le cadre d'applications émettrices, comme les essais de fiabilité (liquides inertes), les agents réfrigérants (refroidissement par évaporation directe des appareils électriques et électroniques et agents réfrigérants indirects dans les appareils électroniques en circuit fermé) et le nettoyage de précision (GIEC 2000). Ces émissions peuvent être classées en deux types de sources : les sources diffuses et les sources ponctuelles.

Parmi les sources diffuses, on peut citer :

- les essais en environnement électrique;
- les essais de fuites grossières;
- les essais de chocs thermiques.

Les utilisations non identifiées et diverses de PFC déclarées dans l'enquête sur les PFC ont également été considérées dans le cadre des sources diffuses. Selon la méthode de niveau 2 du GIEC, 50 % des PFC utilisés aux fins décrites ci-dessus sont rejetés la première année et la moitié restante est rejetée l'année suivante.

Parmi les sources ponctuelles, il faut mentionner l'utilisation de PFC comme isolants électroniques et comme agents réfrigérants diélectriques pour le transfert thermique dans l'industrie électronique. On applique les coefficients d'émission de la méthode de niveau 2 du GIEC (GIEC 2000) aux données sur l'utilisation des PFC qui proviennent de l'enquête sur les PFC pour estimer les émissions de PFC de sources ponctuelles, de la façon suivante :

Équation 4-23 :

$$E_{\text{ponctuel}, t} = (k \times \text{Qté}_t) + (x \times \text{Stock}_t) + (d \times \text{Qté}_t)$$

où :

$E_{\text{ponctuel}, t}$	=	émissions de sources ponctuelles
Qté_t	=	quantité de PFC vendue pour l'utilisation ou la fabrication de sources ponctuelles au cours de l'année t
Stock_t	=	quantité de PFC en stock au cours de l'année t
k	=	coefficient d'émission imputable à la fabrication (1 % des ventes annuelles)
x	=	taux de fuite (2 % du stock)
d	=	coefficient d'émission imputable à l'élimination (5 % des ventes annuelles)

4.14.2 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

On a estimé que le degré d'incertitude associé à l'estimation des émissions de HFC en 2001, estimation fournie dans le rapport d'ICF Consulting (2004), se situait dans la plage de -21 % à +55 %. Selon le rapport d'ICF Consulting (2004), comme les modèles d'incertitude sur la consommation d'halocarbures et l'évaluation de l'incertitude des données d'entrée reposent sur plusieurs hypothèses, les estimations du degré d'incertitude pour ce sous-secteur doivent être considérées comme préliminaires.

Somme toute, la plage d'incertitude correspond à une estimation éminemment prudente des émissions totales de HFC en 2006. Les améliorations de l'estimation de la valeur « Stock_t » des HFC et l'obtention de données plus récentes sur la consommation devraient avoir réduit l'incertitude liée à l'estimation des émissions de HFC. Pour évaluer l'effet quantitatif de ces fluctuations sur la plage d'incertitude, il faudra procéder à une analyse actualisée et plus détaillée. Parmi les sources possibles d'incertitude dans cette catégorie, on trouve 1) les taux d'émission par défaut du GIEC, qui ne s'appliquent peut-être pas intégralement au contexte canadien; et 2) les données sur les quantités de HFC que l'on trouve dans les produits importés et exportés.

L'étude d'ICF Consulting (2004) attribue une plage d'incertitude de -28 % à +70 % à l'estimation des émissions de PFC en 2001. Cette plage est jugée prudente pour l'estimation des émissions de 2006, car cette estimation a été établie en fonction de données plus récentes sur la consommation.

Pour les émissions tant de HFC que de PFC de ce sous-secteur, les taux d'émission par défaut du GIEC ont été systématiquement utilisés sur toute la série chronologique. Les données sur la consommation de PFC proviennent des enquêtes menées par la Division des contrôles des produits chimiques d'Environnement Canada. Les enquêtes menées par les Division des contrôles des produits chimiques, par Cheminfo Services au nom de la Division des GES (Cheminfo Services 2005c) et par la Division des GES ont servi de sources de données pour les estimations des émissions de HFC.

4.14.3 AQ/CQ et vérification par catégorie

La consommation d'halocarbures entraînant des émissions de HFC a été une catégorie clé qui a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AC/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles effectués étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles de qualité de niveau 1.

On a effectué des contrôles de qualité officieux au sujet des estimations des émissions de PFC.

4.14.4 Recalculs par catégorie

Au cours des deux dernières années, des recalculs ont été effectués dans la catégorie de la consommation de HFC à la suite de l'acquisition de nouvelles données pour 2005 et de corrections mineures apportées au calcul des valeurs des « stocks » pour la période 1996-2004. Ces recalculs ont une légère incidence sur les estimations de la période 1996-2005. On trouvera plus de détails sur ces recalculs et leur incidence au chapitre 9.

4.14.5 Améliorations prévues par catégorie

Des efforts seront consacrés à l'amélioration du mécanisme établi de dépôt volontaire de données sur les HFC. Par exemple, le format du gabarit de réponse sera modifié. L'acquisition de taux d'émissions par pays fait également partie des améliorations prévues pour la catégorie de la consommation de HFC.

4.15 Production et consommation de SF₆ (catégories 2.E et 2.F du CUPR)

4.15.1 Description de la catégorie de source

Outre la production et le moulage de magnésium, les équipements électriques que l'on trouve dans les services publics et les semi-conducteurs sont des sources connues d'émissions de SF₆. Les services publics utilisent le SF₆ comme agent d'isolation et d'extinction dans les équipements électriques à haute tension, comme les appareillages de connexion, les disjoncteurs autonomes et les sous-stations isolées au gaz.

Actuellement, le Canada ne produit pas de SF₆; celui-ci est donc entièrement importé. Entre 1990 et 1996, plus de 95 % des importations de SF₆ provenaient des États-Unis; ce pourcentage a toutefois baissé ces dernières années, les importations d'Allemagne ayant augmenté (Cheminfo Services 2002).

4.15.2 Questions de méthodologie

Pour estimer les émissions de SF₆ imputables aux équipements électriques des services publics, on a eu recours à une méthode descendante, en présument que tout le SF₆ acheté auprès des distributeurs de gaz remplaçait le SF₆ perdu par fuite.

Dans une étude menée par Cheminfo Services (2002) en vue d'examiner et d'évaluer les sources possibles d'émissions de SF₆ au Canada, plusieurs compagnies de services publics canadiennes ont déclaré que les nouveaux équipements sont généralement livrés avec quelques bonbonnes de SF₆ fournies par le fabricant pour le chargement. La quantité de SF₆ achetée auprès des fabricants peut donc être faible par rapport à la quantité achetée auprès des distributeurs de gaz. C'est pourquoi on présume que la totalité du SF₆ vendu par ces derniers aux compagnies de services

publics sert à remplir les équipements qui fuient et que le SF₆ fourni par les fabricants s'ajoute au nouveau stock et n'est pas rejeté.

Cette méthode est considérée comme une méthode de niveau 1 modifiée, car elle suit la logique de la méthode de niveau 1 en présumant que la totalité du SF₆ acheté aux distributeurs de gaz sert à remplacer le SF₆ perdu par fuite. Elle est dite « modifiée » parce qu'elle ne porte que sur les ventes de SF₆ des distributeurs de gaz (Cheminfo Services 2005a).

La Division des GES a demandé aux distributeurs de gaz de présenter leurs données annuelles sur les ventes de SF₆ par segment de marché pour pouvoir appliquer cette méthode modifiée de niveau 1. Toutefois, on n'a recueilli des ensembles complets de données sur les ventes que pour la période de 1995 à 2000 inclusivement. D'autres méthodes ont été utilisées pour estimer les ventes de SF₆ au cours des autres années de la série chronologique. Par exemple, on a supposé que les estimations des ventes pour la période 1990-1994 étaient les mêmes qu'en 1995. Les estimations des ventes pour la période 2001-2006 sont fondées sur les données sur les importations obtenues de Statistique Canada et sur l'utilisation du SF₆ dans d'autres secteurs (notamment la production primaire de magnésium et le moulage du magnésium). La Division des GES a recueilli des données sur les ventes de 2004 à 2006 auprès de certains des principaux distributeurs de gaz. Ces données ont servi à déterminer la répartition des ventes de SF₆ (en pourcentage) par segment de marché. On a ensuite multiplié les pourcentages de répartition par la valeur des importations totales afin d'estimer le montant des ventes aux petits utilisateurs de SF₆ de qui il était impossible de recueillir des données. La méthode utilisée pour estimer les émissions SF₆ associées à la fabrication de semiconducteurs est semblable à celle qui sert à calculer les émissions de PFC. Toutefois, comme l'utilisation de SF₆ dans le procédé n'émet aucun CF₄ comme sous-produit, l'équation 4-22 est inutile. Par conséquent,

Équation 4-24 :

$$\text{Émissions de SF}_6 = (1 - h) \times [FC \times (1 - C) \times (1 - a \times d)]$$

où :

h	=	fraction de SF ₆ qui reste dans le contenant d'expédition (talon) après usage
FC	=	quantité de SF ₆ utilisée dans le procédé (ou ventes) (t)
C	=	taux d'utilisation (fraction détruite ou transformée) (%)
a	=	fraction du volume de gaz injectée dans le procédé avec des dispositifs antipollution
d	=	fraction de SF ₆ détruite dans le procédé par les dispositifs antipollution

La valeur de h fournie et confirmée par deux grands distributeurs de SF₆, Air Liquide et Praxair, s'élevait à 12 % (Courriels de H Rahal 2006 et A. Tardif)⁵⁶. On a utilisé la valeur par défaut du GIEC de 0,5 pour (1 - C). Comme on a présumé qu'aucun dispositif antipollution n'était utilisé par cette industrie, les valeurs attribuées à « a » et à « d » étaient respectivement de zéro et de un. La méthode d'estimation est considérée comme une méthode de niveau 2.

Comme les principaux fournisseurs canadiens de gaz n'ont fourni de données sur les ventes que pour la période 1995-2000 dans le cadre d'une étude réalisée en 2005 (Cheminfo Services

56. Courriels de H. Rahal (Praxair), 22 novembre 2006, et de A. Tardif (Air Liquide), 13 novembre 2006. Ils expliquent la valeur h.

2005a), on a présumé que la quantité vendue chaque année entre 1990 et 1994 se situait au même niveau qu'en 1995. On a aussi présumé que les ventes annuelles entre 2001 et 2003 représentaient la valeur moyenne enregistrée entre 1995 et 2000. Pour estimer les quantités totales de SF₆ vendues aux fabricants de semi-conducteurs en 2004 et en 2005, on s'est basé sur les données d'importations de SF₆ de la base de données sur le commerce international de Statistique Canada (http://www.statcan.ca/trade/scripts/trade_search_f.cgi;f_) et sur les données de ventes de SF₆ par segment de marché fournies par trois grands distributeurs de gaz. Pour 2006, on a supposé que les émissions étaient demeurées constantes au niveau de 2005.

4.15.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

L'étude réalisée en 2005 par Cheminfo Services (Cheminfo Services 2005a) attribue une plage d'incertitude de -50 % à +19 % à l'estimation des émissions de SF₆ associées à l'équipement électrique. Cette incertitude peut généralement s'expliquer par les lacunes de la méthodologie actuelle. Par exemple, le SF₆ acheté à un distributeur de gaz n'est pas toujours utilisé dans sa totalité, et les bonbonnes excédentaires sont parfois retournées aux distributeurs (Cheminfo Services 2005a). Il faut bien admettre néanmoins qu'en raison de la pénurie actuelle de données sur les émissions du secteur de l'électricité, il s'agit là de la méthode la plus simple d'estimation des émissions de SF₆ tant que les données sur les émissions de SF₆ déclarées par les compagnies de services publics au Programme d'engagement et de responsabilité en environnement de l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) n'auront pas été mises à la disposition de la Division des gaz à effet de serre.

On n'a pas mesuré l'incertitude liée aux estimations des émissions de SF₆ imputables à la fabrication de semi-conducteurs.

La provenance des données et la méthodologie employée (à la fois pour les équipements électriques et la fabrication des semi-conducteurs) sont cohérentes tout au long de la série chronologique.

4.15.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

La catégorie FS₆ de la consommation d'équipement électrique a été une catégorie clé qui a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles effectués étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles de qualité de niveau 1.

4.15.5 Recalculs par catégorie

Au cours des deux dernières années, des recalculs ont été effectués dans la catégorie de la consommation de SF₆ à la suite des correctifs apportés aux méthodologies utilisées. Ces recalculs ont une incidence modérée sur les estimations relatives au SF₆ pour toute la série chronologique. On trouvera un exposé plus détaillé des recalculs et de leur incidence au chapitre 9.

4.15.6 Améliorations prévues par catégorie

Le recueil des estimations relatives aux émissions de SF₆ directement des services publics aux fins de leur inclusion aux futurs inventaires de GES est une amélioration prévue à la catégorie des émissions de SF₆ associées à l'équipement électrique. Les estimations seront préparées par les services publics et soumises à la Division des GES conformément au protocole d'estimation et de déclaration des émissions de SF₆ récemment mis au point par la Division des GES et l'ACÉ.

4.16 Autres procédés et procédés indifférenciés (catégorie 2.G du CUPR)

4.16.1 Description de la catégorie de source

Les émissions de ce sous-secteur proviennent de l'utilisation des combustibles fossiles à des fins non énergétiques et elles ne sont comptabilisées dans aucun autre sous-secteur des procédés industriels. Comme exemple de combustibles utilisés à des fins non énergétiques, on peut citer la consommation de liquides du gaz naturel (LGN) et de matières premières dans l'industrie des produits chimiques et l'utilisation de lubrifiants. Tous ces procédés entraînent un niveau variable d'oxydation du combustible, ce qui génère des émissions de CO₂.

L'utilisation des combustibles fossiles comme matières premières ou à des fins non énergétiques est déclarée de manière regroupée par Statistique Canada (#57-003) à la rubrique Utilisations non énergétiques pour chaque combustible en particulier. Lorsque les émissions de CO₂ qui résultent de l'utilisation de combustibles à des fins non énergétiques sont attribuées à une autre catégorie du secteur Procédés industriels (comme c'est le cas de la production d'ammoniac, de la sidérurgie, et de la production d'aluminium), ces émissions sont alors défalquées du total des émissions non énergétiques pour éviter toute double comptabilisation.

4.16.2 Questions de méthodologie

Les taux d'émission découlant de l'utilisation de combustibles à des fins non énergétiques ont été calculés d'après les taux d'émission potentiels de CO₂ et les pourcentages par défaut du carbone stocké dans les produits du GIEC. Les taux d'émission potentiels totaux de CO₂ proviennent des coefficients d'émission du carbone qui figurent dans l'étude de Jaques (1992), McCann (2000) et CIEEDAC (2006).

Les données sur les quantités de combustibles utilisés à des fins non énergétiques sont présentées dans le BDEEC (Statistique Canada, n° cat. 57-003). À noter que les données du BDEEC pour une année donnée sont préliminaires et sujettes à révision dans les publications ultérieures. Pour estimer les émissions de CO₂ de ce sous-secteur, ces données ont été multipliées par les taux d'émission présentés à l'annexe 3.

Cette technique est considérée comme une méthode de niveau 1, car elle repose sur l'utilisation des données sur la consommation nationale et sur les coefficients d'émission nationaux moyens. Les questions de méthodologie liées au calcul des émissions de CO₂ imputables à l'utilisation des combustibles fossiles à des fins non énergétiques ne sont pas abordées expressément dans les recommandations du GIEC (GIEC 2000).

On trouvera à l'annexe 3 d'autres précisions sur la méthode de calcul utilisée.

4.16.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

La plage d'incertitude de -40 % à +1 % mentionnée dans l'étude d'ICF Consulting (2004) à l'égard des estimations des émissions de CO₂ associées aux utilisations des combustibles à des fins non énergétiques est généralement applicable à l'estimation de 2006, car aucun changement n'a été apporté à la méthodologie ni à la source des données depuis l'achèvement de cette étude. Cette plage d'incertitude implique que les émissions de cette catégorie sont sans doute surestimées. Elle semble également refléter l'influence dominante de l'incertitude liée i) au coefficient d'émission du coke de pétrole et ii) aux émissions de CO₂ imputables à la production d'ammoniac (ICF Consulting 2004).

La provenance des données et la méthodologie utilisée sont cohérentes sur toute la série chronologique.

4.16.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

La catégorie Autres productions indifférenciées a été une catégorie clé qui a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles effectués étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles de qualité de niveau 1.

4.16.5 Recalculs par catégorie

Au cours des deux dernières années, des recalculs ont été effectués dans cette catégorie à la suite d'un changement mineur de méthodologie et de l'actualisation des données sur les activités. Ces recalculs ont eu une légère incidence sur les estimations de toute la série chronologique. On trouvera un exposé plus détaillé de ces recalculs et de leur incidence au chapitre 9.

4.16.6 Améliorations prévues par catégorie

On prévoit regrouper les émissions des produits pétroliers utilisés comme charge d'alimentation dans l'industrie pétrochimique dans une nouvelle catégorie, la production pétrochimique, qui fera partie du sous-secteur des produits chimiques.

5 Utilisation de solvants et autres produits (secteur 3 du CUPR)

5.1 Aperçu

Bien que les lignes directrices révisées du GIEC (1996) mentionnent que les solvants et composés connexes peuvent être des sources importantes de composés organiques volatils non méthaniques (COVNM), le secteur Utilisation de solvants et autres produits ne rend compte que des émissions directes de gaz à effet de serre. L'annexe 14 du RIN donne des détails sur les émissions de COVNM et d'autres GES émis de façon indirecte.

Ce secteur couvre spécifiquement les émissions dues à l'utilisation de N₂O comme anesthésique et agent propulseur. Les émissions découlant de l'utilisation de solvants dans le nettoyage à sec, l'imprimerie, le dégraissage des métaux et diverses applications industrielles ainsi que l'usage domestique ne sont pas estimées parce que, selon les lignes directrices révisées du GIEC (1996), ce genre d'utilisation ne génère pas de quantités notables de GES.

Comme le montre le tableau 5-1, les émissions de GES du secteur Utilisation de solvants et autres produits représentaient 320 kt d'éq. CO₂ dans l'inventaire national des GES de 2006, contre 170 kt d'éq. CO₂ en 1990. Ces émissions ont représenté 0,04 % du total des émissions canadiennes de GES en 2006. Les tendances des émissions, que ce soit à long terme (entre 1990 et 2006) ou à court terme (entre 2005 et 2006), étaient principalement fonction de la demande nationale de N₂O comme anesthésique ou agent propulseur. À long terme, les émissions de N₂O présentent un taux de croissance de 188 %. La majeure partie de cette croissance est liée au taux à court terme de 178 %. La forte croissance observée entre 2005 et 2006 est attribuable à la hausse de la demande intérieure de N₂O. Cependant, d'après le chef d'établissement de Nitrous Oxide of Canada⁵⁷, les données historiques sur les activités fournies à la Division des GES dans le cadre d'une étude produite en 2006 (Cheminfo Services 2006) pourraient avoir été sous-estimées. Cela signifie que le taux de croissance des émissions à court ou long terme pourrait être inférieur aux taux présentés. La Division des GES est en voie d'élaborer un plan d'amélioration afin d'approfondir cette question.

La deuxième grande application du N₂O, après son utilisation comme anesthésique, est son emploi comme agent propulseur dans les produits sous pression et les aérosols, et tout particulièrement dans les contenants de crème fouettée sous pression. La demande de N₂O au Canada pour la fabrication de ce produit alimentaire est relativement stable depuis 1995 (Cheminfo Services 2006).

Tableau 5-1 : Sommaire des émissions de GES du secteur Utilisation de solvants et autres produits, certaines années

Catégorie de sources de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)		
	1990	2005	2006
Utilisation de solvants et autres produits	170	180	320
<i>Utilisation de N₂O comme anesthésique</i>	150	150	270
<i>Utilisation de N₂O comme agent propulseur</i>	27	28	51

57. Conversation téléphonique entre la Division des GES et Nitrous Oxide Canada, 5 mars 2008.

Pour assurer la rigueur des estimations, on a soumis ce secteur à des contrôles de qualité de niveau 1. On trouvera, dans les sections 5,1.4 et 5,1.3, des détails complémentaires sur l'AQ/CQ et le degré d'incertitude.

5.1.1 Description de la catégorie de source

L'oxyde de diazote (N_2O) est un gaz liquéfié transparent et inodore, oxydant, à l'odeur légèrement sucrée, qui est stable et inerte à la température ambiante. Au cours d'une réaction à basse pression et basse température qui décompose le nitrate d'ammonium (NH_4NO_3), on obtient de la vapeur d'eau (H_2O) et du N_2O . La vapeur est extraite par condensation, et le N_2O « brut » est purifié, comprimé, séché et liquéfié en vue de l'entreposage et de la distribution. La société Nitrous Oxide of Canada, située à Maitland (Ontario), seul producteur connu de N_2O comprimé pour la vente commerciale au Canada, fournit du N_2O à deux des trois principaux distributeurs de N_2O , qui occupent l'essentiel du marché commercial au Canada. Ces sociétés vendent des bonbonnes de N_2O à un nombre relativement important de sous-distributeurs. On estime qu'il pourrait y avoir au Canada entre 9 000 et 12 000 clients utilisateurs finaux de N_2O , qui sont notamment des cabinets dentaires, des cliniques, des hôpitaux et des laboratoires (Cheminfo Services 2006).

Le N_2O sert à un nombre limité d'applications, l'utilisation comme anesthésique représentant la plus grande partie de sa consommation au Canada, suivie par l'utilisation comme agent propulseur dans les produits alimentaires. Le N_2O peut également servir à la production d'azoture de sodium⁵⁸ (produit chimique qui était employé pour gonfler les coussins de sécurité des automobiles); spectrométrie d'absorption atomique; fabrication des semi-conducteurs. Selon les distributeurs interrogés au cours de la récente étude, environ 82 % de leur volume de ventes de N_2O va aux applications dentaires et médicales, 15 % à l'emploi comme agent propulseur dans la transformation des aliments et seulement 3 % aux autres utilisations (Cheminfo Services 2006).

Il importe de noter que, parmi toutes les applications possibles du N_2O , seules les deux plus importantes sont des sources d'émissions. Quand le N_2O sert d'anesthésique, environ 97,5 % du gaz n'est pas métabolisé et quitte rapidement le corps du patient dans l'air exhalé (émission) étant donné sa faible solubilité dans le sang et les autres tissus. Quand le N_2O sert d'agent propulseur, on estime seulement les émissions liées à l'emploi dans les contenants de crème fouettée, car les quantités de N_2O employées dans d'autres produits alimentaires ou non alimentaires sont considérées comme négligeables par l'industrie alimentaire, le producteur de gaz et les distributeurs. Quand la crème sort du contenant, le gaz prend de l'expansion et donne à la crème son apparence mousseuse. Étant donné qu'il n'y a aucune réaction chimique dans ce procédé, le N_2O est entièrement rejeté dans l'atmosphère (Cheminfo Services 2006).

5.1.2 Questions de méthodologie

Pour ce secteur, les estimations des émissions de N_2O s'appuient sur les données des ventes, conformément à l'approche basée sur la consommation présentée dans les lignes directrices révisées de 1996. Comme il était pratiquement impossible de recueillir des données auprès de tous les utilisateurs finaux, on a supposé que les ventes intérieures étaient égales à la consommation intérieure.

58. Le N_2O a été employé par ICI Chemicals comme réactif pour la production de triniture(1-) de sodium entre 1990 et 1997. Cependant, depuis 1998, il a été remplacé par une matière première différente.

On a tenté de recueillir des données sur les ventes, au lieu des données sur les achats et la consommation, pour toutes les années. Le seul producteur canadien de N₂O et les trois grands distributeurs de ce gaz au Canada ont été interrogés dans le cadre d'une étude récente (Cheminfo Services 2006), ce qui a permis d'estimer les volumes des ventes par type d'utilisation finale pour 1990-2006. Interrogée sur sa production annuelle, ses ventes au Canada et ses exportations, la société Nitrous Oxide of Canada n'a été en mesure de fournir que des estimations grossières de ses données historiques. De plus, un questionnaire portant sur les volumes des ventes par segment de marché a été envoyé à chacun des distributeurs de N₂O, mais ces sociétés n'ont pas fourni l'ensemble des données historiques demandées. Pour ce qui est des données de 2006, des demandes de données ont été envoyées directement à NOC et aux distributeurs de gaz par la Division des GES.

Faute de séries complètes de données couvrant la période 1990-2006, on s'est appuyé sur les données concernant les ventes intérieures de la production canadienne, fournies par Nitrous Oxide of Canada, et sur les données concernant les importations de N₂O achetées de la base de données de Statistique Canada sur le commerce des denrées⁵⁹ pour estimer le volume total des ventes intérieures (ou la consommation) de N₂O pour 1990-2006. Les données sur les ventes par segment de marché et l'information qualitative recueillie auprès du producteur et des distributeurs ont servi à établir le profil des ventes par application, pour toutes les années entre 1990 et 2006. Pour calculer les quantités de N₂O vendu pour servir comme anesthésique et comme agent propulseur, on a multiplié le total des ventes intérieures par le pourcentage de chacune de ces applications d'après le profil des ventes.

Pour estimer les émissions attribuables à l'usage comme anesthésique au niveau national, on a multiplié la quantité de N₂O vendu à cette fin par un coefficient de 97,5 %, décision justifiée, comme il est mentionné dans la description de la catégorie de source, par le fait qu'environ 97,5 % du N₂O n'est pas métabolisé et est émis dans l'air exhalé par le patient. Le même coefficient est employé par l'Environmental Protection Agency des États-Unis.

Pour estimer les émissions attribuables à l'utilisation de N₂O dans les produits alimentaires (contenants de crème fouettée) au niveau national, on a supposé que 100 % de la quantité utilisée pour la fabrication de crème fouettée était rejetée, comme cela est expliqué dans la description de la catégorie de source. Cette même hypothèse est retenue par l'Environmental Protection Agency des États-Unis.

La somme des estimations des émissions de l'utilisation du N₂O comme anesthésique et agent propulseur donne le total national des émissions pour le secteur Utilisation de solvants et autres produits.

On a divisé les estimations nationales des émissions par l'effectif total de la population du pays pour obtenir un coefficient d'émission par personne. On a ensuite multiplié ce coefficient par la population de chaque province et territoire pour estimer les émissions aux niveaux provincial et territorial. Les chiffres annuels sur la population entre 1990 et 2002 proviennent de la publication no 91-213 de Statistique Canada, et les chiffres sur la population entre 2003 et 2006 proviennent de la publication n^o. 91-215 de la même agence.

Les recommandations du GIEC (GIEC 2000) n'abordent pas l'estimation des émissions de N₂O.

59. Disponible en ligne : http://www.statcan.ca/trade/scripts/trade_search_f.cgi?f_

5.1.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

En 2004, la firme ICF Consulting a effectué une évaluation de niveau 2 du degré d'incertitude sur les estimations des émissions de 2001 du secteur Utilisation de solvants et autres produits. Étant donné que cette étude a porté sur les estimations tirées de l'inventaire présenté en 2003, ses résultats ne sont plus applicables aux estimations actuelles de ce secteur. Il faudrait mettre à jour cette évaluation pour déterminer le degré d'incertitude des estimations actuelles des émissions, mais le rapport 2006 de Cheminfo peut donner une idée de la plage d'incertitude. Par exemple, étant donné que les données historiques sur les ventes n'ont pas été fournies par les distributeurs de N₂O et ont dû être estimées, leur plage d'incertitude est de l'ordre de ± 30 %. En ce qui concerne les années les plus récentes, le degré d'incertitude lié au total des ventes canadiennes pour chaque application est de l'ordre de ± 10 %, car les distributeurs ont fourni davantage de données (Cheminfo Services 2006).

La provenance des données et la méthodologie utilisée sont cohérentes sur toute la série chronologique.

5.1.4 AQ/CQ et vérification

Ce secteur a été une catégorie clé qui a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles effectués étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles de qualité de niveau 1.

5.1.5 Recalculs

Au cours des deux dernières années, des recalculs ont été effectués dans ce secteur à la suite d'une actualisation des données sur les activités (données sur les ventes de N₂O) obtenues dans le cadre de l'étude réalisée par Cheminfo en 2006 (Cheminfo Services 2006). De plus, l'actualisation des données démographiques de la période 2003-2005 a entraîné le recalcul des estimations de ces trois années à l'échelle des provinces.

5.1.6 Améliorations prévues

La Division des GES communiquera avec NOC afin de vérifier les données historiques sur la production de N₂O. On prévoit également examiner les tendances d'utilisation du N₂O sur la base des données et des observations à soumettre par les distributeurs de gaz.

6 Agriculture (secteur 4)

6.1 Aperçu

Parmi les sources d'émission de l'agriculture figurent les émissions de méthane (CH₄) et d'oxyde de diazote (N₂O) imputables à l'élevage des animaux - à savoir la fermentation entérique (CH₄) et la gestion des fumiers (N₂O et CH₄) - et le N₂O libéré par les sols agricoles. Les émissions et les absorptions de CO₂ par les terres cultivées sont déclarées dans le secteur ATCATF dans la catégorie des terres cultivées dont la vocation n'a pas changé (voir le chapitre 7).

Les émissions totales de GES du secteur agricole canadien se sont chiffrées à 49 Mt CO₂ eq. en 1990, à 63 Mt CO₂ eq. en 2005 et à 62 Mt CO₂ eq. en 2006 (tableau 6-1). Cela représente une hausse d'environ 25 % entre 1990 et 2006, qui résulte principalement de l'expansion des élevages de bovins de boucherie (29% depuis 1990), de porcs (47% depuis 1990) ainsi que de l'augmentation de la consommation d'engrais azotés synthétiques.

La stabilisation des émissions observée entre 2005 et 2006 reflète une diminution de 3,6 % de la population de bovins de boucherie, probablement attribuable à la flambée d'EBS (« maladie de la vache folle ») de 2003.

Dans la présente déclaration, les modifications apportées aux méthodologies d'inventaire pour le secteur de l'agriculture concernent surtout :

- la mise en œuvre des recommandations de l'équipe d'experts de la CCNUCC qui a examiné l'inventaire en 2007 (voir chapitre 9);
- la réalisation d'améliorations annuelles à l'inventaire, surtout en ce qui a trait à la mise à jour des données et des paramètres d'activité et des méthodologies utilisées.

Le récent *Recensement de l'agriculture de 2006* (Statistique Canada 2006) a fourni des données à jour sur les populations de grands et de petits animaux, qui ont été intégrées dans l'inventaire. De plus, les lamas doivent maintenant être déclarés dans les tableaux du cadre uniformisé de présentation et y ont donc été inclus. Les modifications mentionnées plus haut ont entraîné l'exécution de nouveaux calculs, qui ont entraîné une augmentation de la quantité de GES émise par le secteur de l'agriculture variant entre 0,8 Mt d'équivalent-CO₂ (1 %) et 1,8 Mt d'équivalent-CO₂ (3 %) pour la période 1990-2006.

La fixation de l'azote biologique (N₂) par l'association légumineuses-rhizobium est considérée comme inexistante. Cette décision est étayée par la conclusion de Rochette et Janzen (2005) (qui se reflète dans les Lignes directrices du GIEC de 2006) selon laquelle rien ne prouve que des quantités mesurables de N₂O soient émises durant le processus de fixation de l'azote. Les émissions de CH₄ imputables à la culture du riz au Canada, jugées négligeables, ne sont pas répertoriées. L'incinération des résidus agricoles dans les champs n'est pas incluse dans l'inventaire à cause du manque de séries chronologiques de données sur les activités. Le brûlage dirigé des savanes n'est pas une pratique pertinente au Canada. Enfin, les émissions de GES imputables à la combustion de combustibles à la ferme sont incluses dans le secteur de l'énergie (chapitre 3).

Pour chaque catégorie de source d'émission, ce rapport donne une brève introduction et une brève description des questions de méthodologie, du degré d'incertitude et de la cohérence des séries

chronologiques, des procédures d'AQ/CQ et de vérification, des recalculs et des améliorations prévues. Les méthodes détaillées d'inventaire et la provenance des données sur les activités sont décrites à la section A3.3 et les nouveaux calculs sont présentés en détails dans le chapitre 9.

Tableau 6-1 : Évolution à court et à long terme des GES dans le secteur de l'agriculture

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)		
	1990	2005	2006
Agriculture – TOTAL	49 000	63 000	62 000
<i>Fermentation entérique</i>	18 000	25 000	24 000
—CH ₄			
Bovins laitiers	3 300	2 900	2 900
Bovins de boucherie	14 000	21 000	20 000
Autres	610	1 000	1 000
<i>Gestion des fumiers</i>	6 100	8 200	8 000
—CH ₄			
Bovins laitiers	740	640	630
Bovins de boucherie	710	940	910
Porcs	1 100	1 600	1 600
Volailles	70	90	90
Autres	20	40	40
—N ₂ O			
Tous les types d'animaux	3 500	4 900	4 800
<i>Sols agricoles (NO₂)</i>	26 000	30 000	30 000
Sources directes	14 000	15 000	15 000
Engrais azotés synthétiques	5 900	7 000	7 100
Fumier épandu comme engrais	1 800	2 300	2 300
Décomposition des résidus de récolte	4 800	5 200	5 500
Travail des sols organiques	60	60	60
Méthodes conservatrices ¹	-300	-910	-840
Jachère	1 300	730	690
Irrigation	320	370	360
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	2 600	3 900	3 800
Sources indirectes	9 000	11 000	11 000

Notes :

1. Les valeurs négatives indiquent une réduction des émissions de N₂O grâce à l'adoption de méthodes conservatrices de travail des sols.

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

6.2 Fermentation entérique (catégorie 4.A du CUPR)

6.2.1 Description de la catégorie de source

De grandes quantités de CH₄ sont émises par les herbivores du fait de la fermentation entérique. Au cours du processus normal de digestion, les micro-organismes décomposent les glucides en molécules simples qui sont absorbées dans l'organisme, le CH₄ étant un sous-produit de la fermentation. Ce processus aboutit à une accumulation de CH₄ dans le rumen, qui est ensuite rejeté par éructation et expiration. Une partie du CH₄ est rejetée ultérieurement durant le processus de digestion sous forme de flatulences. Les ruminants, dont les bovins, sont les animaux qui génèrent le plus de CH₄.

6.2.2 Questions de méthodologie

Pour chaque province, on a calculé les émissions de CH₄ pour chaque catégorie/sous-catégorie d'animaux en multipliant la population animale d'une catégorie/sous-catégorie donnée par son coefficient d'émission propre.

Les coefficients d'émission de CH₄ par fermentation entérique chez les bovins sont estimés à l'aide de la méthode de niveau 2 du GIEC, selon les directives énoncées dans les Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques, et sont basés sur une étude de Boadi *et al.* (2004) qui a caractérisé la population de bovins du Canada selon le type d'animal, l'état physiologique, l'âge, le sexe, le poids, le taux de gain de poids, le niveau d'activité et l'environnement de production. La plupart de ces données ont été obtenues par consultation de spécialistes des bovins de boucherie et des bovins laitiers dans tout le pays. En outre, les données sur la productivité laitière et le gras du lait ont été prises en considération dans la méthode pour établir une série chronologique des coefficients d'émission des bovins laitiers, ce qui reflète le fait que la production de CH₄ augmente parallèlement à la production laitière. Pour les bovins non laitiers, on a également utilisé des données sur le poids en carcasse au fil du temps comme indicateur d'une modification du poids des animaux vivants, ce qui a permis d'obtenir une série chronologique de coefficients d'émission.

Pour les espèces non animales, les émissions de CH₄ imputables à la fermentation entérique continuent d'être estimées à l'aide de la méthode de niveau 1 du GIEC. Les volailles sont exclues des estimations de la fermentation entérique, étant donné qu'il n'y a pas de coefficients d'émission disponibles.

Les données d'activité, qui consistent en populations d'animaux pour chaque catégorie/sous-catégorie, par province, ont été obtenues de Statistique Canada (tableau 6-2). Elles sont basées sur le recensement de l'agriculture, qui est effectué tous les cinq ans, et sur des sondages semestriels ou trimestriels sur les catégories d'animaux importantes. Les données semestrielles ou trimestrielles sont extrapolées afin d'obtenir des populations annuelles. CANSIM est la base de données en ligne de Statistique Canada contenant les statistiques canadiennes les plus à jour.

Tableau 6-2 : Catégories animales et sources de données sur les cheptels

Catégories	Sources/notes
Bovins	Données téléchargées de CANSIM en janvier 2008
—Bovins laitiers	Vaches laitières
—Bovins non laitiers	Tous les autres bovins
Buffles	Statistique Canada. 2008. Espèces alternatives de bétail sur les fermes au Canada — Canada et les provinces — 1981, 1986, 1991, 1996, 2001 et 2006 #23-502-X
Moutons et agneaux	Données téléchargées de CANSIM en janvier 2008
Chèvres et chevaux	Statistique Canada. 2008. Espèces alternatives de bétail sur les fermes au Canada — Canada et les provinces — 1981, 1986, 1991, 1996, 2001 et 2006 #23-502-X
Lamas et alpacas	Statistique Canada. 2008. Espèces alternatives de bétail sur les fermes au Canada — Canada et les provinces — 1981, 1986, 1991, 1996, 2001 et 2006 #23-502-X
Mules et ânes	Considérés comme une source négligeable au Canada
Porcs	Tous les porcs Données téléchargées de CANSIM en janvier 2008
Volaille	(Une vision agricole de sept recensements, Canada et provinces : années de recensement 1976 à 2006 (tableau 2.16 et section 4.6, numéro de publication 95-632 de Statistique Canada (Statistique Canada 2007a)) Données sur les exploitations et les exploitants agricoles (section 6.5, numéro de publication 95-632 de Statistique Canada (Statistique Canada 2007b))

6.2.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Pour déterminer le degré d'incertitude lié aux émissions de CH₄ imputables à la fermentation entérique, on a utilisé la technique de Monte Carlo en s'appuyant sur la méthode de niveau 2 du GIEC (Hutchinson et al. 2007). Le degré d'incertitude lié aux cheptels est considéré comme relativement faible, puisqu'il est de l'ordre de ± 1 % pour les volailles, ± 2 % pour les moutons et les agneaux, ± 3 % pour les bovins laitiers, ± 5 % pour les bovins non laitiers, ± 10 % pour les porcs et ± 15 % pour les chevaux et les chèvres. Le degré d'incertitude lié aux coefficients d'émission de niveau 2 du GIEC pour les bovins va de ± 5 % pour les vaches laitières à ± 17 % pour les bouvillons (Boadi et al. 2004). Les degrés d'incertitude liés aux coefficients d'émission tirés des méthodes par défaut de niveau 1 du GIEC pour les espèces non bovines ont été estimés à ± 20 % (GIEC/OCDE/AIE 1997). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des émissions de 1990 à 2006 ont été estimés respectivement à ± 11 % et ± 10 % (Hutchinson et al. 2007). Les estimations du degré d'incertitude mentionnées ici pour les sources du secteur de l'agriculture ont été actualisées depuis l'étude d'ICF Consulting (2004), comme on peut le voir à l'annexe 7.

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes sources de données pour l'ensemble de la série chronologique des estimations des émissions (1990-2006).

6.2.4 AQ/CQ et vérification

La fermentation entérique, en tant que catégorie clé, a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6), d'une manière conforme au guide de bonnes pratiques du GIEC (GIEC 2000). De plus, les données sur les activités, les méthodes et les changements sont illustrés et archivés sur supports papier et électronique. Les coefficients d'émission de niveau 2 du GIEC au sujet des bovins, tirés de Boadi et al. (2004), ont été révisés par des experts indépendants (T. McAllister, Agriculture et Agroalimentaire Canada; J. Basarab, ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et du Développement rural de l'Alberta).

Les mesures directes des émissions de CH₄ imputables à la fermentation entérique au Canada sont récentes, et les données sont encore relativement rares. Depuis quelques années, un certain nombre de chercheurs canadiens ont adopté la technique des traceurs pour mesurer les émissions de CH₄ imputables aux bovins à l'herbe en utilisant le SF₆ (McCaughy et al. 1997, 1999; Boadi et Wittenberg, 2002; Boadi et al. 2002a, 2002b; McGinn et al. 2004, 2006; Beauchemin et McGinn 2005). La Division des gaz à effet de serre procède actuellement à une recension de la mesure du CH₄ dans la littérature scientifique à des fins de comparaison et de vérification futures.

6.2.5 Recalculs

Au cours des deux dernières années (2005 et 2006), on a effectué de nouveaux calculs dans cette catégorie à cause de mises à jour des données sur les populations animales (la publication du *Recensement de l'agriculture de 2006* a entraîné des révisions intercensitaires des données), de l'inclusion des lamas et des alpacas et d'améliorations méthodologiques, surtout l'incorporation des poids vifs annuels dans le calcul de la série chronologique de coefficients d'émission pour les catégories de bovins non laitiers. Ces nouveaux calculs ont eu un effet modéré sur les estimations pour l'ensemble de la série chronologique. Ces nouveaux calculs et leurs effets sont présentés de façon plus détaillée au chapitre 9.

6.2.6 Améliorations prévues

Selon la méthodologie actuelle, la valeur de l'énergie digestible pour les bovins de boucherie et les bovins laitiers est stable dans le temps, et correspond aux rations alimentaires de 2001. On envisage une mise à jour du coefficient d'émission pour tenir compte des changements de la digestibilité des rations alimentaires dans le temps.

Le poids vif des veaux, qui constituent une sous-catégorie de bovins non laitiers, est fixé à la valeur de 2001 citée dans Boadi et al. (2004) parce qu'on ne dispose pas de données sur la variation possible du poids vif de ces animaux. On entreprendra une étude exhaustive et une analyse des données, qui pourraient révéler une variation du poids vif des veaux.

Nous sommes également conscients que la méthode actuelle de calcul des coefficients de niveau 2 du GIEC pour l'émission de CH₄ par fermentation entérique date d'environ trois ans. Nous essaierons de mettre le modèle à jour et de le simplifier.

6.3 Gestion des fumiers (catégorie 4.B du CUPR)

Au Canada, on retrouve quatre grands types de systèmes de gestion des déjections animales : les systèmes liquides, le stockage du fumier solide et du fumier sec, les pâturages et enclos et d'autres systèmes comme les composteurs, les biodigesteurs. On présume qu'aucun fumier n'est brûlé comme combustible.

Du CH₄ et du N₂O sont libérés pendant la manutention ou l'entreposage des fumiers. L'ampleur des émissions dépend de la quantité de fumier manipulée, de ses propriétés et du type de système de gestion (SGF) utilisé. En général, les SGF à faible aération émettent de grandes quantités de CH₄ mais de plus petites quantités de N₂O, alors que les systèmes bien aérés émettent peu de CH₄ mais plus de N₂O.

6.3.1 Émissions de CH₄ imputables à la gestion des fumiers (catégorie 4.B.a du CUPR)

6.3.1.1 Description de la catégorie de source

Le processus de décomposition du fumier commence peu après son excrétion. En présence d'une faible quantité d'oxygène, la décomposition est essentiellement anaérobie et produit du CH₄. La quantité de CH₄ produite dépend des caractéristiques du fumier, qui sont fonction du type d'animal, de son régime alimentaire et du type de système de gestion des fumiers (notamment de son degré d'aération).

6.3.1.2 Questions de méthodologie

On a calculé les émissions de CH₄ imputables à la gestion des fumiers pour chaque catégorie/sous-catégorie d'animaux en multipliant la population par le coefficient d'émission moyen pondéré correspondant (pour plus de détails sur la méthodologie, voir l'annexe 3.3). Les données sur les cheptels sont les mêmes que celles qui ont été utilisées pour estimer les émissions imputables à la fermentation entérique (section 6.2.2).

Les coefficients d'émissions de CH₄ imputables à la gestion des fumiers sont estimés à l'aide de la méthode de niveau 2 du GIEC (GIEC 2000). Ils sont tirés d'une étude de Marinier et al. (2004), avec des modifications et des mises à jour suivant les recommandations du GIEC de 2006.

Marinier et al. (2004) ont estimé les solides volatils produits par les espèces non bovines en s'appuyant sur la consultation d'experts. Pour les bovins laitiers, on a estimé l'ingestion de matière sèche (IMS), et donc les SV, en se servant des caractéristiques utilisées dans la méthode de niveau 2 pour la fermentation entérique élaborée par Boadi et al. (2004). La série chronologique des coefficients d'émission reflète l'augmentation de la production de lait dans le temps. Pour les bovins non laitiers, on a estimé les SV à l'aide de l'équation 4.16 des lignes directrices de 2006 du GIEC, en se basant sur l'énergie brute (EB) calculée dans l'estimation de la fermentation entérique, sur l'énergie digestible (ED) et sur le contenu en cendres. La série chronologique de facteurs d'émission reflète l'augmentation du poids vif obtenue en se servant du poids de carcasse comme indicateur.

De plus, on a actualisé le B_0 (potentiel maximal de production de méthane) et les facteurs de conversion du méthane (FCM) en fonction de l'information nouvelle présentée dans les Lignes directrices du GIEC de 2006.

6.3.1.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Pour déterminer le degré d'incertitude lié aux émissions de CH_4 imputables à la gestion des fumiers, on a utilisé la technique de Monte Carlo en s'appuyant sur la méthode de niveau 2 du GIEC (Hutchinson et al. 2007). Le degré d'incertitude lié aux cheptels est considéré comme relativement faible, puisqu'il est de l'ordre de ± 1 % pour les volailles, ± 2 % pour les moutons et les agneaux, ± 3 % pour les bovins laitiers, ± 5 % pour les bovins non laitiers, ± 10 % pour les porcs et ± 15 % pour les chevaux, les chèvres et les lamas.

Le degré d'incertitude dû à l'incorporation de l'énergie brute pour les bovins va de ± 5 % pour les vaches laitières à ± 17 % pour les bouvillons (Boadi et al. 2004). Les incertitudes associées au facteur de conversion du méthane (FCM) et à B_0 pour différentes catégories d'animaux correspondent aux valeurs par défaut du GIEC (2006), et l'incertitude reliée aux systèmes de distribution du fumier a été calculée par Marinier et al. (2004). Les incertitudes associées aux coefficients d'émission de niveau 2 du GIEC variaient de ± 26 % pour les vaches de boucherie à ± 50 % pour les poulets (Marinier et al. 2004). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des émissions de 1990 à 2005 ont été estimés respectivement à ± 29 % et ± 23 % (Hutchinson et al. 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes sources de données pour l'ensemble de la série chronologique des estimations des émissions (1990-2006).

6.3.1.4 AQ/CQ et vérification

Les émissions de CH_4 imputables à la gestion des fumiers ont fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir les détails et les références à l'annexe 6), d'une manière conforme aux recommandations du GIEC. Les données sur les activités et les méthodes sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique. Les coefficients d'émission de CH_4 selon la méthode de niveau 2 du GIEC pour les pratiques de gestion des fumiers des diverses catégories animales, tirés de Marinier et al. (2004), ont été examinés par des experts indépendants (N. Patni et R. Desjardins, Agriculture et Agroalimentaire Canada).

6.3.1.5 Recalculs

Au cours des deux dernières années, on a effectué de nouveaux calculs dans cette catégorie à cause de mises à jour des données sur les populations animales (section 6.2.5), de l'inclusion des

lamas et des alpacas et d'améliorations méthodologiques, surtout l'incorporation des poids vifs annuels dans les méthodes d'estimation des coefficients d'émission de CH₄ imputables au fumier pour un certain nombre de catégories de bovins non laitiers. Ces nouveaux calculs ont eu un léger effet sur les estimations pour l'ensemble de la série chronologique, mais aucun sur la tendance des émissions. Ces nouveaux calculs et leurs effets sont présentés de façon plus détaillée au chapitre 9.

6.3.1.6 Améliorations prévues

Selon la méthodologie actuelle, l'énergie digestible par espèce animale reste stable dans le temps et correspond aux rations alimentaires de 2001. On envisage une mise à jour du coefficient d'émission pour tenir compte des changements de la digestibilité des rations alimentaires dans le temps. On examinera également le potentiel de production de méthane (B₀) pour différents fumiers.

6.3.2 Émissions de N₂O imputables à la gestion des fumiers (catégorie 4.B (b) du CUPR)

6.3.2.1 Description de la catégorie de source

La production de N₂O au cours du stockage et du traitement des déjections animales survient durant la nitrification et la dénitrification de l'azote que contient le fumier. La nitrification est l'oxydation de l'ammoniac (NH₄⁺) en nitrate (NO₃⁻), et la dénitrification la réduction de NO₃⁻ en N₂O ou en N₂. En général, la quantité de N₂O produite augmente avec le degré d'aération des fumiers. Le fumier des bovins, des moutons, des agneaux, des chèvres et des chevaux est manipulé surtout à l'aide d'un système solide en parc d'élevage, qui constitue le système de gestion du fumier qui émet les plus grandes quantités de N₂O. Les émissions de N₂O imputables au fumier produit sur les pâturages et les grands parcours par les animaux au pâturage et dans les enclos ne figurent pas ici, mais sont déclarées dans une catégorie distincte (voir Fumier produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos, section 6.4.2).

6.3.2.2 Questions de méthodologie

Pour estimer les émissions de N₂O imputables à la gestion des fumiers, on utilise la méthode de niveau 1 du GIEC. On calcule les émissions pour chaque catégorie animale en multipliant l'effectif du cheptel par le taux moyen d'excrétion d'azote d'une catégorie donnée et par la fraction d'azote disponible selon le type de système de gestion des fumiers.

Les données sur les cheptels sont les mêmes que celles qui ont été utilisées pour les estimations relatives à la fermentation entérique (section 6.2) et pour les émissions de CH₄ imputables à la gestion des fumiers (section 6.3.1). Les taux moyens annuels d'excrétion d'azote des animaux domestiques proviennent des lignes directrices du GIEC de 2006. La quantité d'azote du fumier perdue par lixiviation et volatilisation de NH₃ et de NO_x est rajustée selon le type d'animal et le système de gestion des fumiers en fonction des valeurs par défaut fournies dans les lignes directrices du GIEC de 2006.

La fraction d'azote disponible pour la conversion en N₂O a été estimée en appliquant les coefficients d'émission propres à chaque système à l'azote du fumier traité par chaque système de gestion. Les coefficients d'émission par défaut du GIEC 2006 pour un pays développé au climat froid servent à estimer l'azote du fumier émis sous forme de N₂O pour chaque type de système de gestion des fumiers.

6.3.2.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes liées aux estimations des émissions de N₂O imputables à la gestion des fumiers découlent des incertitudes entachant les estimations des cheptels provenant du *Recensement de l'agriculture*, et sont de l'ordre de ± 1 à environ ± 15 %, comme on l'a vu dans les sections 6.2.3 et 6.3.1.3. Les incertitudes liées aux taux d'excrétion d'azote sont de ± 20 % (GIEC 2006), aux types de SGF, de ± 20 % (Marinier et al. 2004), et aux coefficients d'émission associés aux SGF, de ± 20 % (GIEC 2006). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2005 ont été estimés respectivement à ± 25 % et ± 21 % (Hutchinson et al. 2007).

On a utilisé la même méthodologie, les mêmes coefficients d'émission et les mêmes sources de données pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2006).

6.3.2.4 AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir les détails et les références à l'annexe 6), d'une manière conforme aux recommandations du GIEC. Les données sur les activités, la méthodologie et les changements apportés aux méthodologies sont illustrés et archivés sur supports papier et électronique.

6.3.2.5 Recalculs

Au cours des deux dernières années, on a effectué de nouveaux calculs dans cette catégorie à cause de mises à jour des données sur les populations animales (section 6.2.5), de l'inclusion des lamas et des alpacas et de mises à jour des taux d'excrétion de l'azote par le fumier. Ces nouveaux calculs ont eu un effet modeste sur les estimations pour l'ensemble de la série chronologique et un effet léger sur la tendance à long terme. Ces nouveaux calculs et leurs effets sont présentés de façon plus détaillée au chapitre 9.

6.3.2.6 Améliorations prévues

Il existe au Canada peu de données sur les mesures directes des émissions de N₂O dues à la gestion des fumiers. Grâce aux récents progrès des techniques analytiques, on peut mesurer directement les émissions de N₂O de sources ponctuelles. Toutefois, il faudra sans doute plusieurs années avant que les émissions de N₂O des divers SGF au Canada puissent être mesurées et vérifiées de façon fiable.

6.4 Émissions de N₂O des sols agricoles (catégorie 4.D du CUPR)

Les émissions de N₂O des sols agricoles englobent les émissions directes et indirectes de même que les émissions imputables au fumier qui se trouve sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos. Les émissions de N₂O imputables aux apports anthropiques d'azote proviennent directement des sols auxquels l'azote est ajouté et, indirectement : (i) de la volatilisation de l'azote des engrais synthétiques et du fumier en NH₃ et NO_x et son dépôt subséquent en dehors des sites; (ii) du lessivage et du ruissellement de l'azote.

6.4.1 Émissions directes de N₂O des sols (catégorie 4.D.1 du CUPR)

Les sources directes de N₂O dans les sols sont les engrais synthétiques, le fumier utilisé comme engrais, les résidus de la décomposition des cultures, la modification des méthodes de travail du sol, la jachère, l'irrigation et la culture d'histosols.

6.4.1.1 Engrais azotés synthétiques

Description de la catégorie de source

Les engrais synthétiques ajoutent de grandes quantités d'azote aux sols agricoles. Cet azote supplémentaire subit des transformations, notamment la nitrification et la dénitrification, qui émettent du N₂O. Les coefficients d'émission liés à l'épandage d'engrais dépendent de nombreux facteurs, comme la quantité et les types d'engrais azotés, les types de cultures, les types de sols, le climat et d'autres conditions ambiantes.

Questions de méthodologie

Comme on l'explique en détail à la section A3.3, le Canada a conçu une méthode de niveau 2 propre au pays pour estimer les émissions de N₂O imputables à l'épandage d'engrais azotés synthétiques sur les sols agricoles, laquelle tient compte du climat local et des conditions topographiques. Les émissions de N₂O sont estimées par écodistrict, par province et pour le pays dans son ensemble. La quantité d'azote épandue provient des données sur les ventes annuelles d'engrais, que l'on se procure auprès des associations régionales de fabricants d'engrais (Korol 2003). Depuis 2003, les données sur l'azote des engrais est fournie par l'Institut canadien des engrais⁶⁰. On pose l'hypothèse que tous les engrais azotés vendus par les détaillants sont utilisés pour des cultures agricoles au Canada.

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes associées à l'estimation des émissions de N₂O imputables à l'utilisation d'engrais azotés synthétiques proviennent des incertitudes associées à l'estimation des ventes d'engrais azotés ($\pm 20\%$), de CE_{BASE} ($\pm 25\%$) et de $CE_{TEXTURE}$, un coefficient d'ajustement de CE_{BASE} pour la texture du sol ($\pm 30\%$). Les termes de cette équation et les calculs des émissions sont expliqués à la section A3.3. Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2006 ont été estimés respectivement à $\pm 21\%$ et $\pm 19\%$ (Hutchinson et al., 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2006).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (annexe 6), d'une manière conforme aux recommandations du GIEC. Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

60. Rapport d'inventaire national 1990—2006

Les émissions de N₂O imputables à l'épandage d'engrais synthétiques azotés sur les sols agricoles au Canada varient considérablement, mais on note une concordance étroite entre le coefficient d'émission mesuré et agrégé de 1.2% du GIEC et le coefficient par défaut de 1.25% (GIEC 2006), à l'exclusion de la période de dégel printannière, pour l'est du Canada (Gregorich et al. 2005).

Recalculs

Au cours des deux dernières années, on a effectué de nouveaux calculs dans cette catégorie à cause de mises à jour des données sur les normales climatiques à long terme (précipitations mensuelles et évapotranspiration potentielle). Ces nouveaux calculs ont eu un effet modeste sur les estimations pour l'ensemble de la série chronologique et sur la tendance à long terme. Ces nouveaux calculs et leurs effets sont présentés de façon plus détaillée au chapitre 9.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions au sujet de cette source.

6.4.1.2 Fumier épandu comme engrais

Description de la catégorie de source

L'épandage de fumier animal comme engrais sur les sols peut accroître le rythme de nitrification et de dénitrification et provoquer une augmentation des émissions de N₂O des sols agricoles. Les émissions de cette catégorie englobent le fumier géré sous forme sèche, liquide et par d'autres systèmes de gestion de déchets animaux. Le fumier déposé sur les pâturages est comptabilisé dans la section 6.4.2, Fumier produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos.

Questions de méthodologie

Comme dans le cas des émissions dues aux engrais synthétiques, la méthode qui sert à estimer les émissions de N₂O produites par le fumier appliqué aux sols agricoles est une méthode de niveau 2 du GIEC propre à chaque pays, qui tient compte des conditions climatiques locales, comme les précipitations mensuelles à long terme et l'évapotranspiration potentielle, et des conditions topographiques. Pour calculer les émissions, on multiplie le volume d'azote du fumier épandu sur les sols agricoles par la fraction non volatilisée (disponible pour les processus de nitrification et de dénitrification) et par un coefficient d'émission, au niveau de l'écodistrict, de la province et enfin de tout le pays. Tout le fumier traité par les systèmes de gestion des fumiers, à l'exception du fumier déposé sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos par les bêtes au pacage, est censé être épandu sur les sols agricoles (voir section 6.4.2).

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes liées aux estimations des émissions de N₂O imputables au fumier animal épandu comme engrais découlent des incertitudes entourant les estimations de l'azote du fumier, qui dépendent des types de cheptel (± 1 % à environ 15 %), du taux moyen d'excrétion d'azote du fumier animal (± 20 %), des déperditions d'azote du fumier (± 20 %), du CE_{Texture} (± 30 %) et du CE_{BASE} (+25 %). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2006 ont été estimés respectivement à ± 32 % et ± 29 % (Hutchinson et al. 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2006).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir les détails et les références à l'annexe 6), d'une manière conforme aux recommandations du GIEC. Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

Au cours des deux dernières années, on a effectué de nouveaux calculs dans cette catégorie à cause de mises à jour des données sur les populations animales (section 6.2.5), sur les normales climatiques à long terme (section 6.4.1.1) et sur les taux d'excrétion de l'azote par le fumier. Ces nouveaux calculs ont eu un effet léger sur les estimations pour l'ensemble de la série chronologique et un effet minime sur la tendance à long terme. Ces nouveaux calculs et leurs effets sont présentés de façon plus détaillée au chapitre 9.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions au sujet de cette source.

6.4.1.3 Fixation de l'azote biologique

Description de la catégorie de source

La fixation de l'azote biologique par l'association légumineuses-rhizobium était une importante source d'émission de N₂O dans les inventaires nationaux des GES présentés par le Canada jusqu'en 2005. La décision d'exclure cette catégorie de la liste des sources d'émission dans les lignes directrices du GIEC de 2006 est corroborée par les découvertes de Rochette et Janzen (2005), selon lesquels rien ne prouve que des quantités mesurables de N₂O soient produites pendant le processus de fixation de l'azote. Le Canada a donc décidé de déclarer que cette source n'existe pas. Toutefois, on tient encore compte de la contribution de l'azote des légumineuses aux émissions de N₂O imputables à la décomposition des résidus de récolte (voir la section 6.4.1.4).

6.4.1.4 Décomposition des résidus de récolte (catégorie 4.D.4 du CUPR)

Description de la catégorie de source

Au moment de la récolte, une partie de la matière végétale (les résidus de récolte) est laissée sur le champ où elle se décompose. La matière végétale restante est une source d'azote pour les processus de nitrification et de dénitrification et libère donc du N₂O.

Questions de méthodologie

Les émissions sont estimées à l'aide de la méthode de niveau 2 du GIEC. Pour estimer les émissions de N₂O, on prend la quantité d'azote que contiennent les résidus de récolte et on la multiplie par le coefficient d'émission au niveau de l'écodistrict avant de la porter aux échelles provinciale et nationale. La quantité d'azote contenue dans les résidus de récolte des végétaux qui fixent ou non l'azote est estimée à partir des caractéristiques de culture propres au pays (Janzen et al., 2003). Les coefficients d'émission sont déterminés selon la même démarche que pour

l'application des engrais azotés synthétiques, au moyen des régimes d'humidité et des conditions topographiques.

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes liées aux estimations des émissions de N₂O imputables à la décomposition des résidus de récolte découlent des incertitudes liées aux estimations de la quantité d'azote que restituent au sol les résidus de récolte, selon les données sur les productions végétales ($\pm 15\%$), la concentration d'azote dans les résidus de récolte au-dessus et au-dessous du sol ($\pm 15\%$), le CE_{Texture} ($\pm 30\%$) et le CE_{BASE} ($+25\%$). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2005 ont été estimés respectivement à $\pm 23\%$ et $\pm 20\%$ (Hutchinson et al. 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2006).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir les détails et les références à l'annexe 6), d'une manière conforme aux recommandations du GIE. Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

Au cours des deux dernières années, on a effectué de nouveaux calculs dans cette catégorie à cause de mises à jour des données sur les normales climatiques à long terme. Ces nouveaux calculs ont eu un effet modeste sur les estimations pour l'ensemble de la série chronologique et sur la tendance à long terme. Ces nouveaux calculs et leurs effets sont présentés de façon plus détaillée au chapitre 9.

Améliorations prévues

Les seules données d'activité disponibles sur le brûlage des résidus de récolte proviennent des relevés sur la gestion environnementale des fermes, recueillis par Statistique Canada en 2001 et 2006. On essaiera de combler le manque de données depuis 1990 en consultant des experts. Les émissions de substances autres que le CO₂ imputables au brûlage des résidus de récolte seront déclarées séparément, mais on soustraira la quantité d'azote contenue dans les résidus de récolte brûlés de celle imputable à la décomposition des résidus.

6.4.1.5 Travail des sols organiques (histosols)

Description de la catégorie de source

Le travail des sols organiques (histosols) pour les cultures agricoles fait généralement intervenir le drainage, l'abaissement de la nappe phréatique, l'augmentation de l'aération et l'accélération de la décomposition de la matière organique. Il survient également des processus de dénitrification et de nitrification, qui rejettent du N₂O.

Questions de méthodologie

On a utilisé la méthode de niveau 1 du GIEC pour estimer les émissions de N₂O imputables aux sols organiques travaillés. Pour calculer les émissions de N₂O, on multiplie la superficie des histosols travaillés par le coefficient d'émission par défaut du GIEC.

Les superficies d'histosols travaillés à l'échelle provinciale ne sont pas visées dans le *Recensement de l'agriculture*. Des consultations avec de nombreux spécialistes des sols et des cultures du Canada ont permis d'estimer à 16 156 ha la superficie des histosols canadiens et de déterminer que cette valeur était constante pour la période 1990-2006 (G. Padbury et G. Patterson, Agriculture et Agroalimentaire Canada, communication personnelle).

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes liées aux estimations des émissions de N₂O résultant du travail des histosols découlent des incertitudes entourant les estimations de la superficie des histosols travaillés ($\pm 50\%$) et les coefficients d'émission ($\pm 50\%$). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2006 ont été estimés respectivement à $\pm 67\%$ et $\pm 65\%$ (Hutchinson et al. 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2006).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir les détails et les références à l'annexe 6), d'une manière conforme aux recommandations du GIE. Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions imputables à cette source.

6.4.1.6 *Changement dans les émissions ou les absorptions de N₂O par suite de l'adoption de méthodes de culture sans labour et avec travail réduit du sol*

Description de la catégorie de source

Il ne s'agit pas ici d'apport supplémentaire d'azote, mais plutôt d'un changement dans les taux d'émissions de N₂O dues aux engrais, au fumier et aux résidus de cultures à cause de l'adoption de méthodes conservatrices de travail des sols - à savoir le travail réduit du sol et la culture sans labour.

Questions de méthodologie

Par rapport au travail classique ou intensif du sol, le semis direct sans labour et le travail réduit du sol modifient plusieurs facteurs qui influent sur la production de N₂O, notamment la décomposition de la matière organique du sol, la disponibilité du carbone et de l'azote du sol, la densité apparente du sol et sa teneur en humidité (McConkey et al. 1996; McConkey et al. 2003; Liang et al. 2004). En conséquence, par rapport au travail du sol classique, les méthodes

conservatrices ont fait baisser les émissions de N₂O dans les Prairies, mais les ont fait augmenter dans les autres régions du Canada. Le résultat net pour l'ensemble du pays est donc une faible réduction de la source (d'où le signe négatif).

Les changements dans les émissions de N₂O dus à l'adoption des méthodes conservatrices de travail des sols sont estimés grâce à des modifications des coefficients d'émission correspondant aux engrais synthétiques, à l'épandage de fumier sur les terres agricoles et à la décomposition des résidus de récolte. Cette sous-catégorie causant des émissions négatives devant être rapportées (tableau 6-1) est maintenue à l'écart des catégories relatives aux engrais et à la décomposition des résidus de récolte afin d'accroître la transparence des rapports. Un coefficient empirique dérivé du travail du sol, que l'on définit comme le rapport entre les flux moyens de N₂O dans le cas du travail réduit du sol ou la culture sans labour (CSL) et les flux moyens de N₂O dans le cas du travail intensif (TI) du sol (N_2O_{CSL}/N_2O_{TI}), représente l'effet de la culture sans labour ou du travail réduit du sol sur les émissions de N₂O ($F_{TRAVAIL}$) (section A3.3).

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes liées aux changements des estimations des émissions de N₂O résultant de l'adoption de la culture sans labour et du travail réduit du sol dans les Prairies canadiennes découlent des incertitudes liées aux estimations de la superficie faisant l'objet d'une culture sans labour et d'un travail réduit du sol dans le *Recensement de l'agriculture* ($\pm 15\%$), au $F_{TRAVAIL}$ ($\pm 20\%$) et au CE_{BASE} ($+25\%$). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2006 n'ont pas été évalués.

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2006).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1, tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir les détails et les références à l'annexe 6), d'une manière conformes aux recommandations du GIEC (GIEC 2000). Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

Au cours des deux dernières années, on a effectué de nouveaux calculs dans cette catégorie à cause de mises à jour des données sur les populations animales (section 6.2.5), sur les normales climatiques à long terme et sur les taux d'excrétion de l'azote par le fumier et de l'inclusion des lamas et des alpacas. Ces nouveaux calculs ont eu un effet léger sur les estimations pour l'ensemble de la série chronologique, mais aucun sur la tendance à long terme. Ces nouveaux calculs et leurs effets sont présentés de façon plus détaillée au chapitre 9.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions imputables à cette source.

6.4.1.7 Émissions de N₂O imputables aux jachères

Description de la catégorie de source

Cette catégorie ne représente pas d'apport d'azote additionnel, mais correspond plutôt à des modifications des conditions du sol ayant une influence sur les émissions de N₂O. La jachère est une méthode agricole couramment utilisée dans la région des Prairies pour conserver l'humidité du sol en laissant celui-ci non ensemencé pendant toute une saison de croissance dans le cadre de la rotation des cultures. Durant l'année de jachère, plusieurs facteurs peuvent stimuler les émissions de N₂O par rapport à une situation de culture, comme la teneur plus élevée en humidité du sol, la température et la disponibilité du carbone et de l'azote (Campbell et al. 1990).

Questions de méthodologie

Des études expérimentales ont révélé que les émissions de N₂O dans les champs en jachère ne sont pas différentes des émissions provenant des champs qui sont constamment cultivés (Rochette et al., 2008). On calcule donc les émissions attribuables aux jachères par une méthode propre à chaque pays, en faisant la somme des émissions résultant de l'épandage d'engrais et de fumier sur les cultures annuelles et les résidus végétaux dans un écodistrict donné et en la multipliant par la proportion de cet écodistrict qui est en jachère (Rochette et al. 2008).

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes liées aux estimations des émissions de N₂O résultant des jachères proviennent des incertitudes associées aux estimations de la superficie en jachère dans le *Recensement de l'agriculture* (superficie de terres cultivées : 1,25 % à environ 10 %; $\text{Frac}_{\text{JACHÈRE}}$: 1,25 % à environ 10 %) et au CE_{BASE} (± 25 %). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2006 ont été estimés respectivement à ± 24 % et ± 21 % (Hutchinson et al. 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2006).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir les détails et les références à l'annexe 6), d'une manière conforme aux recommandations du GIEC. Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

Au cours des deux dernières années, on a effectué de nouveaux calculs dans cette catégorie à cause de mises à jour des données sur les populations animales (section 6.2.5), sur les normales climatiques à long terme et sur les taux d'excrétion de l'azote du fumier et de l'inclusion des lamas et des alpacas. Ces nouveaux calculs ont eu un effet modeste sur les estimations pour l'ensemble de la série chronologique et peu d'effet sur la tendance à long terme. Ces nouveaux calculs et leurs effets sont présentés de façon plus détaillée au chapitre 9.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions imputables à cette source.

6.4.1.8 Émissions de N₂O dues à l'irrigation

Description de la catégorie de source

Comme pour les pratiques de travail du sol et la jachère, l'effet de l'irrigation sur les émissions de N₂O n'est pas imputable à un apport additionnel d'azote, mais correspond plutôt à des modifications des conditions du sol ayant une influence sur les émissions de N₂O. La plus forte teneur en eau des sols irrigués fait augmenter le potentiel d'émissions de N₂O en accroissant l'activité biologique et en réduisant l'aération des sols (Jambert et al. 1997).

Questions de méthodologie

La méthodologie est propre à chaque pays et se fonde sur les hypothèses suivantes : 1) l'eau apportée par l'irrigation stimule la production de N₂O d'une manière comparable à l'eau de pluie, et 2) l'irrigation est pratiquée à des taux tels que la quantité d'eau apportée par les précipitations plus celle apportée par l'irrigation équivalent à l'évapotranspiration potentielle dans les conditions locales. En conséquence, on a estimé l'effet de l'irrigation sur les émissions de N₂O des sols agricoles à l'aide d'un CE_{BASE} estimé à un rapport P/EP = 1 (p. ex., CE_{BASE} = 0,017 N₂O-N kg-1 N) pour les zones irriguées d'un écodistrict donné.

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les degrés d'incertitude liés aux estimations des émissions de N₂O attribuables à l'irrigation résultent des incertitudes associées aux apports d'azote des engrais synthétiques (±20 %), des fumiers animaux (±20 %), à l'azote des résidus de récolte (±15 %), aux estimations de la superficie des terres irriguées selon le *Recensement de l'agriculture* (1,25 % à environ 10 %), ainsi qu'au CE_{BASE} (±25 %). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances associés aux estimations de cette source d'émission n'ont pas encore été évalués.

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2006).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir les détails et les références à l'annexe 6), d'une manière conforme aux recommandations du GIEC. Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

Au cours des deux dernières années, on a effectué de nouveaux calculs dans cette catégorie à cause de mises à jour des données sur les populations animales (section 6.2.5), sur les normales climatiques à long terme et sur les taux d'excrétion d'azote du fumier et de l'inclusion des lamas et des alpacas. Ces nouveaux calculs ont eu un effet modeste sur les estimations pour l'ensemble de la série chronologique et peu d'effet sur la tendance à long terme. Ces nouveaux calculs et leurs effets sont présentés de façon plus détaillée au chapitre 9.

Améliorations prévues

Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances associés aux estimations de cette source d'émission doivent être évalués.

6.4.2 Fumier produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos (catégorie 4.D.2 du CUPR)

6.4.2.1 Description de la catégorie de source

Lorsque les animaux à l'herbe laissent leurs déjections sur les pâturages et dans les enclos, l'azote du fumier subit des transformations comme l'ammonification, la nitrification et la dénitrification. Ces processus de transformation entraînent le rejet de N₂O.

6.4.2.2 Questions de méthodologie

Les émissions des déjections des animaux au pacage sont calculées au moyen de la méthode de niveau 1 du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997). On calcule les émissions pour chaque catégorie animale en multipliant l'effectif du cheptel par le taux approprié d'excrétion d'azote et par la fraction d'azote du fumier disponible pour la conversion en N₂O.

Les données sur le cheptel sont les mêmes que celles utilisées à la section 6.2. Les taux d'excrétion d'azote reposent sur les valeurs par défaut du GIEC de 2006. La fraction d'azote du fumier disponible pour la conversion en N₂O est calculée comme pourcentage de l'azote total produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos, multiplié par les valeurs par défaut du GIEC, qui sont de 0,02 kg N₂O-N/kg N pour les bovins, les volailles et les porcs et de 0,01 kg N₂O-N/kg N pour les moutons/agneaux, les chèvres et les chevaux (GIEC 2006), ce qui représente la fraction d'azote libérée par le fumier qui est convertie en N₂O.

6.4.2.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes associées aux estimations des émissions de N₂O imputables au fumier produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos proviennent des incertitudes associées aux populations animales ($\pm 1\% \sim \pm 15\%$), au taux d'excrétion de l'azote du fumier ($\pm 20\%$), à la proportion d'azote dans le fumier produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos ($\pm 20\%$) et aux coefficients d'émission ($-25\% \sim +150\%$). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2006 ont été estimés respectivement à $\pm 19\%$ et $\pm 21\%$ (Hutchinson et al. 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2006).

6.4.2.4 AQ/CQ et vérification

Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique. Des contrôles de la qualité et des contre-vérifications ont été effectués pour déceler les erreurs de saisie des données et de calcul. En général, on dispose de très peu de données sur la quantité des émissions de N₂O découlant des déjections sur les pâturages et dans les enclos des animaux au pacage au Canada. C'est pourquoi il est extrêmement difficile de déterminer dans quelle mesure le coefficient d'émission du GIEC reflète la situation canadienne.

6.4.2.5 Recalculs

Au cours des deux dernières années, on a effectué de nouveaux calculs dans cette catégorie à cause de mises à jour des données sur les populations animales (à la suite de la publication du *Recensement de l'agriculture de 2006* (Statistique Canada 2006)) et sur les taux d'excrétion de l'azote du fumier et de l'inclusion des lamas et des alpacas. Ces nouveaux calculs ont eu un effet modeste sur les estimations pour l'ensemble de la série chronologique et un certain effet sur la tendance à long terme. Ces nouveaux calculs et leurs effets sont présentés de façon plus détaillée au chapitre 9.

6.4.2.6 Améliorations prévues

On ne prévoit aucune amélioration immédiate dans les estimations des émissions de N₂O attribuables au fumier animal produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos.

6.4.3 Émissions indirectes de N₂O des sols (catégorie 4.D.3 du CUPR)

Une fraction de l'azote que l'on trouve à la fois dans les engrais synthétiques et dans le fumier épandus sur les sols agricoles est transportée hors site par volatilisation et redépôt ultérieur ou lessivage, érosion et ruissellement. L'azote ainsi transporté depuis les sols agricoles fournit un supplément d'azote aux processus de nitrification et de dénitrification qui rejettent du N₂O. L'azote qui quitte ainsi les sols agricoles n'est sans doute pas disponible pour les processus de nitrification et de dénitrification pendant des années, en particulier lorsqu'il s'infiltré dans la nappe phréatique.

6.4.3.1 Volatilisation et redépôt d'azote

Description de la catégorie de source

Lorsqu'on applique des engrais synthétiques ou du fumier sur des terres cultivées, une portion de l'azote est perdue par volatilisation sous forme de NH₃ ou de NO_x, qui peut se redéposer ailleurs et continuer à se transformer, entraînant des émissions de N₂O en dehors du site. La quantité de cet azote volatilisé dépend d'un certain nombre de facteurs, comme les taux d'épandage d'engrais et de fumier, les types d'engrais, les modes et le moment d'application de l'azote, la texture des sols, les précipitations, la température, le pH des sols, etc.

Questions de méthodologie

On a utilisé la méthode de niveau 1 du GIEC pour estimer les émissions indirectes de N₂O attribuables à la volatilisation et au redépôt d'azote résultant de l'épandage d'engrais synthétiques et de fumier. Toutefois, les portions de NH₃ ou de NO_x volatilisées à partir des déjections animales varient selon les types d'animaux et les systèmes de gestion des fumiers, selon les valeurs par défaut des lignes directrices du GIEC de 2006. On multiplie la quantité d'azote des engrais synthétiques et du fumier par la fraction d'azote volatilisée sous forme de NH₃-N et de NO_x-N, puis par un coefficient d'émission. La quantité d'azote épandue est calculée à partir des données sur les ventes annuelles d'engrais, fournies par l'Institut canadien des engrais, et des données sur les quantités excrétées par les animaux (Voir section A3.3). On pose l'hypothèse que la quantité d'azote volatilisé est égale à 10 % de la quantité totale d'engrais synthétique appliquée (GIEC/OCDE/AIE 1997) et 20 % de l'azote de fumier appliqué aux terres cultivées (GIEC, 2006). Pour estimer les émissions de N₂O, on applique le coefficient d'émission par défaut du GIEC, qui est de 0,01 kg N₂O-N/kg N (GIEC/OCDE/AIE 1997).

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes associées aux estimations des émissions de N₂O imputables à la volatilisation de NH₃ et de NO_x à cause de l'application d'engrais synthétiques et d'azote de fumier proviennent des incertitudes associées à la consommation de l'azote des engrais synthétiques ($\pm 20\%$), à l'étendue de la volatilisation de NH₃ et de NO_x dans les engrais synthétiques azotés ($\pm 20\%$), aux populations animales ($\pm 1\% \sim \pm 15\%$), au taux d'excrétion d'azote du fumier ($\pm 20\%$), à l'étendue de la volatilisation de NH₃ et de NO_x dans le fumier ($\pm 20\%$) et aux coefficients d'émission ($-50\% \sim +300\%$). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2006 ont été estimés respectivement à $\pm 40\%$ et $\pm 34\%$ (Hutchinson et al., 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2006).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1, tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir les détails et les références à l'annexe 6) d'une manière conforme aux recommandations du GIEC (GIEC 2000). Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

Au cours des deux dernières années, on a effectué de nouveaux calculs dans cette catégorie à cause de mises à jour des données sur les populations animales (section 6.2.5) et sur les taux d'excrétion de l'azote du fumier, de l'inclusion des lamas et des alpacas et d'améliorations méthodologiques, surtout en ce qui a trait aux méthodes d'estimation à la suite du changement d'équation proposé dans les lignes directrices de 2006 du GIEC. Ces nouveaux calculs ont eu un effet modeste sur les estimations pour l'ensemble de la série chronologique et un certain effet sur la tendance à long terme. Ces nouveaux calculs et leurs effets sont présentés de façon plus détaillée au chapitre 9.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions imputables à cette source.

6.4.3.2 Lessivage, érosion et ruissellement

Description de la catégorie de source

Lorsque des engrais azotés synthétiques ou du fumier sont épandus sur des terres cultivées, une partie de l'azote est perdue par lessivage, érosion et ruissellement. L'ampleur de cette déperdition dépend d'un certain nombre de facteurs, comme les taux, la méthode, le type de culture, la texture du sol, les précipitations, le paysage. Ce volume d'azote perdu peut subir d'autres transformations comme la nitrification et la dénitrification, ce qui génère des émissions de N₂O hors site.

Questions de méthodologie

Une méthode de niveau 1 modifiée du GIEC est utilisée pour estimer les émissions indirectes de N₂O qui résultent du lessivage, du ruissellement et de l'érosion de l'azote provenant des engrais,

des fumiers et des résidus de culture et présent dans les sols agricoles. Pour estimer les émissions indirectes de N₂O résultant du ruissellement et du lessivage de l'azote au niveau des écodistricts, on utilise la $Frac_{LESSIVAGE}$ que l'on multiplie par le volume d'azote des engrais synthétiques, d'azote du fumier qui ne s'est pas volatilisé et d'azote des résidus de récolte ainsi que par un coefficient d'émission de 0,025 kg N₂O-N/kg N (GIEC 2000).

La valeur par défaut de la fraction d'azote perdue par lessivage et ruissellement ($Frac_{LESSIVAGE}$) dans les Lignes directrices de 1996 était de 0,3. La $Frac_{LESSIVAGE}$ peut atteindre 0,05 dans les régions où les précipitations sont nettement inférieures à l'évapotranspiration potentielle (GIEC 2006), comme dans les Prairies du Canada. C'est ainsi qu'on présume que la $Frac_{LESSIVAGE}$ varie selon l'écodistrict entre un minimum de 0,05 et un maximum de 0,3. Pour les écodistricts sans déficit hydrique pendant la période de croissance (de mai à octobre), on a utilisé la valeur maximale de $Frac_{LESSIVAGE}$ recommandée dans les lignes directrices de 2006 du GIEC, soit 0,3. On a utilisé une valeur maximale de $Frac_{LESSIVAGE}$ égale à 0,05 pour les écodistricts au déficit hydrique le plus important. Pour les autres écodistricts, on a estimé $Frac_{LESSIVAGE}$ à l'aide d'une extrapolation linéaire des deux « situations limites » décrites ici.

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes associées aux estimations des émissions de N₂O imputables au lessivage, à l'érosion et au ruissellement d'azote provenant d'engrais synthétiques, de fumier ou de résidus de récolte proviennent des incertitudes associées aux estimations de la consommation de l'azote des engrais synthétiques ($\pm 20\%$), du taux d'excrétion d'azote du fumier ($\pm 20\%$), des populations animales ($\pm 1\% \sim \pm 15\%$), de l'azote des résidus de récolte ($\pm 15\%$), de $Frac_{LESSIVAGE}$ ($\pm 50\%$) et du coefficient d'émission par lessivage/ruissellement $CE_{LESSIVAGE}$ ($-48\% \sim +200\%$). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2005 ont été estimés respectivement à $\pm 32\%$ et $\pm 29\%$ (Hutchinson et al. 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2006).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1, tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir les détails et les références à l'annexe 6) d'une manière conforme aux recommandations du GIEC. Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

Au cours des deux dernières années, on a effectué de nouveaux calculs dans cette catégorie à cause de mises à jour des données sur les populations animales (à la suite de la publication du *Recensement de l'agriculture de 2006*, comme mentionné à la section 6.2), sur les taux d'excrétion de l'azote du fumier et sur les normales climatiques à long terme et de l'inclusion des lamas et des alpacas. Ces nouveaux calculs ont eu un effet léger sur les estimations pour l'ensemble de la série chronologique et un peu d'effet sur la tendance à long terme. Ces nouveaux calculs et leurs effets sont présentés de façon plus détaillée au chapitre 9.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions imputables à cette source.

7 Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie (secteur 5 du CUPR)

7.1 Aperçu

Le secteur ATCATF déclare les flux de GES entre l'atmosphère et les terres aménagées du Canada, de même que les flux associés aux changements d'affectation des terres. L'évaluation englobe les émissions et les absorptions de CO₂, les émissions supplémentaires de CH₄, de N₂O, et de CO imputables aux incendies de forêt et au brûlage dirigé, de même que le N₂O rejeté par suite de la conversion de terres en terres cultivées. Toutes les émissions et les absorptions par le secteur ATCATF sont exclues des totaux nationaux.

En 2006, les flux nets estimatifs de GES dans le secteur ATCATF, qui représentent la somme des émissions et des absorptions de CO₂⁶¹ et des émissions de gaz autres que le CO₂, correspondaient à des absorptions de 31 Mt. Si l'on incluait ces chiffres dans les totaux nationaux, cela aurait pour effet de réduire de 4 % environ les émissions totales de GES du Canada. Le tableau 7-1 donne les estimations des flux nets pour 1990, 2006 et 2005 dans les principales catégories et sous-catégories du secteur ATCATF.

Compte tenu de la forte variabilité interannuelle affichée par certaines catégories et de l'effet sur les tendances sectorielles, il est déconseillé au lecteur d'interpréter les chiffres du tableau 7-1 comme des tendances. La série chronologique complète des estimations du secteur ATCATF est donnée au tableau 10 de la série de tableaux du CUPR.

61. À moins d'être indiquées autrement, toutes les émissions et absorptions sont en équivalents CO₂.

7 AFFECTATION DES TERRES, CHANGEMENTS D'AFFECTATION DES TERRES ET FORESTERIE (SECTEUR 5 DU CUPR)

Tableau 7-1 : Estimations des flux nets de GES du secteur ATCATF, certaines années

Catégories sectorielles	Flux net de GES (kt d'éq. CO ₂) ⁴		
	1990	2005	2006
Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie – TOTAL¹	-110 000	-8 400	31 300
a. Terres forestières	-130 000	-18 000	22 700
Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	-130 000	-17 000	23 800
Terres converties en terres forestières	-1 200	-1 100	-1 100
b. Terres cultivées	13 700	-860	-1 400
Terres cultivées dont la vocation n'a pas changé	-1 400	-9 000	-9 600
Terres converties en terres cultivées	15 100	8 170	8 150
c. Prairies	NE	NE	NE
Prairies dont la vocation n'a pas changé	NE	NE	NE
Terres converties en prairies	NE	NE	NE
d. Terres humides	4 370	2 330	2 130
Terres humides dont la vocation n'a pas changé	707	1 310	1 280
Terres converties en terres humides	3 660	1 020	851
e. Zones de peuplement	9 160	7 830	7 890
Zones de peuplement dont la vocation n'a pas changé	-140	-160	-160
Terres converties en zones de peuplement	9 300	7 990	8 060
Conversion de terres forestières (poste pour mémoire) ²	26 600	19 900	19 300
Conversion de prairies (poste pour mémoire) ^{2,3}	1 090	737	723

Notes :

1. Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué. L'annexe 13 décrit le protocole d'arrondissement.
 2. Déjà comprises dans les terres converties en terres cultivées, terres humides ou zones de peuplement, et dans les terres cultivées et terres humides dont la vocation n'a pas changé (pour les émissions résiduelles post-20 ans et 10 ans pour les réservoirs).
 3. Inclut la conversion des prairies agricoles en terres cultivées, et de la toundra en zones de peuplement.
 4. Les signes négatifs indiquent une élimination de CO₂ de l'atmosphère.
- NE = non estimé

La catégorie des Terres forestières a la plus grande influence sur les totaux sectoriels. Les flux nets sont négatifs (absorptions) pour 11 des 17 années de la série chronologique et positifs (émissions) pour le reste. Les années avec un flux positif net sont de plus en plus fréquentes dans la dernière partie de la série chronologique. Les émissions nettes sont particulièrement élevées dans les années marquées par des incendies importants. La variabilité interannuelle est donc élevée, avec des totaux nets pour la catégorie fluctuant entre -155 Mt (1992) et 146 Mt (1995). Ces fluctuations affectent les totaux du secteur ATCATF, qui varient entre des émissions nettes et des absorptions nettes, selon le flux net des forêts gérées.

Sur toute la période, la catégorie des terres cultivées montre une tendance soutenue à la décroissance des émissions, avec une faible absorption de 1,4 Mt en 2006. La baisse des émissions dans les terres converties en terres cultivées et la hausse des absorptions dans les terres cultivées dont la vocation n'a pas changé contribuent de façon égale à la réduction de 15 Mt des émissions nettes pour la période 1990-2006.

7 AFFECTATION DES TERRES, CHANGEMENTS D'AFFECTATION DES TERRES ET FORESTERIE (SECTEUR 5 DU CUPR)

Les flux nets pour la catégorie des terres humides (tourbières gérées et terres inondées) varient entre 1,9 Mt et 4,4 Mt. Les émissions provenant de terres converties en terres humides baissent d'un peu moins de 4 Mt à 0,9 Mt pendant la période. Les émissions provenant des terres inondées représentent 85 % de toutes les émissions de la catégorie des terres humides.

Avec le présent rapport, le Canada poursuit un projet échelonné sur plusieurs années visant à améliorer nettement ses estimations pour le secteur ATCATF⁶². C'est dans le cadre pluridisciplinaire national du Système de surveillance, de comptabilisation et de rapport (SSCR) des émissions et des absorptions dans les terres aménagées que s'inscrit la contribution des meilleurs experts canadiens à cet inventaire et au précédent. Ce cadre est un moyen de coordonner, de planifier et d'intégrer les activités de nombreux groupes de scientifiques et d'experts de plusieurs ordres de gouvernement et d'établissements de recherche.

Les travaux devraient se poursuivre au sein du SSCR pour le secteur ATCATF au cours des prochaines années. Outre le resserrement de la collaboration, les améliorations prévues au cadre sont la préparation d'estimations officielles et documentées des incertitudes dans toutes les catégories de l'ATCATF, et un travail de documentation scientifique.

Le reste du chapitre souligne les faits saillants de chaque catégorie du secteur ATCATF, à commencer par les principaux changements intervenus depuis l'inventaire précédent (section 7.1). La section 7.2 donne une vue d'ensemble de la représentation des terres aménagées; chaque section qui suit propose une courte description d'une catégorie de terres (sections 7.3 à 7.7). Une section spéciale (section 7.8) est consacrée aux estimations intercatégories de la conversion des terres forestières à d'autres affectations.

7.2 Définition des catégories de terres et représentation des terres aménagées

Pour harmoniser toutes les estimations basées sur les terres, on a élaboré un cadre définitionnel commun qui a été adopté par tous les groupes chargés d'établir les estimations. Les définitions concordent avec les catégories de terres du GIEC (2003), tout en restant pertinentes pour les pratiques d'aménagement des terres, les conditions environnementales dominantes et les sources de données disponibles au Canada.

Les terres forestières englobent toutes les superficies d'au moins un hectare où les formations arboricoles peuvent atteindre 25 % du couvert vertical au sol et cinq mètres de hauteur in situ. Les forêts canadiennes ne subissent pas toutes l'influence directe de l'activité humaine, d'où la question parfaitement légitime que l'on peut se poser quant aux superficies qui représentent fidèlement les « forêts aménagées ». Pour les besoins de l'inventaire des GES, les forêts aménagées sont celles qui peuvent faire l'objet d'une exploitation ou de mesures de protection contre les incendies. La section A3.4 fournit d'autres précisions sur l'interprétation du concept de « forêts aménagées ».

Les terres agricoles comprennent à la fois les terres cultivées et les prairies agricoles. Les terres cultivées englobent toutes les terres exploitées en cultures annuelles, en jachère et en végétaux pérennes (essentiellement le fourrage, mais aussi les petits fruits, le raisin, les cultures de pépinière, les légumes, les arbres fruitiers et les vergers). Les prairies agricoles s'entendent des pâturages ou des grands pâturages libres « non bonifiés » qui servent exclusivement à

62. Décrit pour la première fois dans le RIN de 2004 et mis en oeuvre pour la déclaration de 2006.

l’alimentation du bétail. On en trouve dans les régions géographiques où les prairies ne retourneraient pas naturellement à l’état de forêt si elles étaient abandonnées : les prairies naturelles à herbe courte dans le sud de la Saskatchewan et de l’Alberta et dans les vallées montagneuses sèches de l’intérieur de la Colombie-Britannique. Toutes les terres agricoles qui ne sont pas des prairies sont classées comme terres cultivées, y compris les pâturages non bonifiés dont la végétation naturelle serait normalement une forêt (Est du Canada et majeure partie de la Colombie-Britannique).

Les formations végétales qui ne répondent pas à la définition de terres forestières ou de terres cultivées sont généralement classées comme prairies : les vastes étendues de toundra du Nord canadien sont considérées comme des prairies non aménagés.

Les terres humides sont des zones dont l’état saturé permanent ou récurrent favorise l’établissement d’une végétation et de sols caractéristiques de ces conditions et qui ne se trouvent pas déjà dans des terres forestières, des terres cultivées ou des prairies agricoles. Un inventaire national des terres humides est en cours de préparation (Hélie et al. 2003). Les terres humides aménagées sont celles où l’intervention humaine a modifié la nappe phréatique, par exemple les tourbières qu’on a drainées pour en extraire la tourbe, ou encore les terres submergées (GIEC 2003).

Les zones de peuplement englobent toutes les terres bâties : urbaines, rurales résidentielles, celles consacrées à l’industrie et à l’utilisation à des fins récréatives; les routes, les emprises et autres infrastructures de transport; de même que l’exploration, l’extraction et la distribution des ressources (exploitation minière, pétrolière et gazière). La diversité de cette catégorie a jusqu’ici empêché d’en évaluer toute l’étendue dans le paysage canadien; toutefois, ces terres font souvent l’objet d’une conversion, et l’impact de la conversion des terres forestières en zones de peuplement est évalué dans l’inventaire des GES.

À cause du mode de catégorisation des terres, certaines transitions dans les affectations des terres ne peuvent pas être prises en compte - par exemple, la conversion de forêts en prairies agricoles, étant donné que, par définition, les prairies agricoles excluent les zones où les forêts peuvent pousser naturellement. À noter qu’en théorie, le contraire peut se produire (conversion de prairies en forêt), bien qu’on n’ait pas observé de conversion directe, due à l’action humaine, de prairies agricoles en forêts. Étant donné que les prairies sont définies comme « indigènes », il n’y a, pour ainsi dire, pas de création de prairies.

Le tableau 7-2 illustre les superficies d’affectation des terres (cellules diagonales) et les superficies cumulatives de changement d’affectation des terres (cellules non diagonales) en 2006. Les superficies cumulatives de changement d’affectation des terres désignent les superficies totales converties depuis 20 ans (10 ans pour les réservoirs). La cellule diagonale des prairies indique la superficie totale des prairies agricoles, alors que la cellule des prairies converties en zones de peuplement indique la conversion de terres de toundra non aménagées en zones de peuplement dans le Nord du Canada. Les totaux des colonnes correspondent à la superficie totale déclarée pour chaque catégorie dans le cadre uniformisé.

Le système de surveillance des terres SSCR permet de convertir les forêts non aménagées et les prairies en d’autres catégories de terres. Les terres non aménagées converties à d’autres affectations deviennent toujours des terres « aménagées »; une fois qu’une terre est aménagée, elle ne peut retrouver le statut de terre « non aménagée », même si les pratiques d’aménagement sont abandonnées. Les parcs et les zones protégées sont compris dans les terres aménagées.

7 AFFECTATION DES TERRES, CHANGEMENTS D’AFFECTATION DES TERRES ET FORESTERIE (SECTEUR 5 DU CUPR)

À quelques exceptions près (par exemple les émissions imputables au chaulage), les estimations du secteur ATCATF telles qu’elles sont déclarées dans le CUPR sont spatialement rattachées aux « zones de déclaration » (figure 7-1). Ces zones de déclaration sont essentiellement les mêmes que les écozones terrestres (Marshall et Shut 1999), à trois exceptions près : les écozones du Bouclier boréal et du Bouclier de la taïga sont subdivisées en secteurs est et ouest pour former quatre zones de déclaration; tandis que l’écozone des Prairies est subdivisée en un secteur semi-aride et un secteur subhumide. Les estimations sont présentées pour 15 des 18 zones de déclaration, les trois écozones les plus nordiques du Canada étant écartées : Cordillère arctique, Haut-Arctique et Bas-Arctique, où on ne détecte ni émissions ni absorptions directes de GES dues à l’action humaine dans ce secteur. On trouvera à la section A3.4 d’autres précisions sur le cadre spatial d’estimation et de déclaration.

Tableau 7-2 : Superficies des terres aménagées (kha) dans le système de comptabilité 2006 du secteur ATCATF¹

		Affectation finale des terres					
		Terres forestières	Terres cultivées	Prairies	Terres humides	Zones de peuplement	Autre
Affectation initiale des terres	Terres forestières	229 800	658	I	64	434	I
	Terres cultivées	174	50 140	I	NE	NE	I
	Prairies	I	192	NE	NE	1	I
	Terres humides	I	NE	I	397 ²	NE	NE
	Zones de peuplement	I	NE	I	I	NE	I
	Autre	I	I	I	38	NE	NE

Notes :

1. Les cellules non diagonales indiquent les superficies cumulatives, c’est-à-dire la superficie totale convertie depuis 20 ans (10 ans pour les réservoirs).

2. Inclut seulement les terres humides pour lesquelles les émissions sont déclarées dans le CUPR.

NE = non estimé.

I = Inexistant.



Figure 7-1 : Cadre spatial des zones de déclaration pour l'établissement des estimations dans le secteur ATCATF

Les superficies déclarées dans les tableaux du CUPR sont celles qui servent à établir les estimations annuelles, mais pas toujours la superficie totale d'une catégorie ou d'une sous-catégorie de terres au cours d'une année d'inventaire donnée. C'est ainsi que les superficies qui servent à estimer l'aménagement dans la catégorie Terres cultivées représentent uniquement les zones où les pratiques de gestion des sols subissent des changements, comparativement à l'ensemble des terres cultivées; les superficies de terres converties en terres humides (réservoirs) représentent une fraction de la superficie totale des réservoirs (ceux qui sont en eau depuis 10 ans ou moins), et non la superficie totale des réservoirs du Canada.

De même, les superficies de terres converties déclarées dans les tableaux du CUPR désignent la superficie totale cumulative convertie depuis 20 ans (10 ans pour les réservoirs); il ne faut donc pas les confondre avec les taux annuels de changement d'affectation des terres. Les tendances observées dans les catégories de terres converties du CUPR (les terres converties en terres forestières, les terres converties en terres cultivées, etc.) résultent de l'équilibre entre la superficie récemment convertie en une catégorie et le transfert des terres converties il y a plus de 20 ans (10 ans pour les réservoirs) en catégories de « terres dont la vocation n'a pas changé ».

7.3 Terres forestières

Les forêts et autres terres boisées couvrent 402 Mha du territoire canadien; à elles seules, les terres forestières occupent 310 Mha (RNCAN 2001). Les forêts aménagées, c'est-à-dire celles qui subissent l'influence directe de l'homme, couvrent 230 Mha, soit 74% de l'ensemble des forêts. Quatre zones de déclaration concentrent 68 % des forêts aménagées (voir le tableau 7-3).

En 2006, le bilan net des GES des terres forestières aménagées correspondait à des émissions de 23 Mt (tableau 7-1 ci-dessus et tableau 5 du CUPR). Pour les besoins des rapports de la CCNUCC, les terres forestières aménagées sont subdivisées en terres forestières dont la vocation n'a pas changé (230 kha, absorptions nettes de 24 Mt) et terres converties en forêts (10,171kha, absorptions nettes de 1,1 Mt) en 2006. Les deux catégories comprennent les émissions et absorptions nettes de CO₂, de même que les émissions de N₂O, de CO et de CH₄ résultant des incendies de forêt.

Les flux de GES émis et absorbés par les forêts aménagées ne sont pas homogènes dans l'espace. En 2006, les forêts aménagées de la zone maritime du Pacifique et de la cordillère montagnarde sont deux grandes sources nettes de GES, et celles des plaines de la taïga un puits net (tableau 7-3). À noter que la distribution spatiale des émissions et des absorptions subit l'influence de la survenue et de l'emplacement des perturbations et qu'elle n'est donc pas constante d'une année à l'autre.

7.3.1 Terres forestières dont la vocation n'a pas changé

7.3.1.1 Questions de méthodologie

La végétation absorbe le CO₂ de l'atmosphère par photosynthèse, et une partie de ce carbone est piégé dans la végétation sur pied, dans la biomasse morte et dans les sols. Le CO₂ est restitué à l'atmosphère par la respiration des végétaux et la décomposition de la matière organique dans la biomasse morte et les sols. Les échanges naturels de CO₂ entre l'atmosphère et le biote sont des flux importants qui recyclent environ le septième de la teneur totale de l'atmosphère en CO₂ chaque année. Dans la réalité, ces flux importants résultent de l'accumulation de processus minuscules dispersés sur de vastes superficies.

L'interaction de l'homme avec la terre modifie directement l'ampleur et la vitesse de ces échanges naturels de GES, dans l'immédiat et à long terme. Les changements et les méthodes d'affectation des terres du passé continuent d'influer sur les flux actuels de GES émis et absorbés par la biosphère terrestre. Cet effet à long terme est une caractéristique propre au secteur ATCATF, qui le rend très distinct des autres secteurs, comme celui de l'énergie.

Tout en s'intéressant aux incidences de l'activité humaine sur le bilan des GES, on admet que le fait de séparer les effets anthropiques des effets naturels dans le secteur ATCATF présente des difficultés exceptionnelles. L'homme manipule les processus biologiques de mille façons et avec des intensités variables. Ce que nous observons est en général le résultat de ces diverses manipulations et de leurs interactions combinées avec un milieu biophysique tout aussi varié. L'éclaircissement des divers rapports de cause à effet fait toujours l'objet d'études scientifiques complexes.

Tableau 7-3 : Bilan des GES des forêts aménagées par zone de déclaration, 2006¹

Numéro de la zone de déclaration	Nom de la zone de déclaration	Terres forestières aménagées (kha)	Bilan net des GES (Mt d'éq CO ₂)
1	Cordillère arctique	–	SO
2	Haut-Arctique	–	SO
3	Bas-Arctique	–	SO
4	Bouclier de la taïga-est	1 100	1,4
5	Bouclier boréal-est	55 600	–8,0
6	Maritime de l'Atlantique	15 900	11
7	Plaines à forêts mixtes	2 720	–7,6
8	Plaines hudsoniennes	302	–0,96
9	Bouclier boréal-ouest	28 800	0,6
10	Plaines boréales	36 200	–1,9
11	Prairies subhumides	1 820	–1,8
12	Prairies semi-arides	24	0
13	Plaines de la taïga	20 000	–34
14	Cordillère montagnarde	35 400	40
15	Maritime du Pacifique	13 200	46
16	Cordillère boréale	16 600	–20
17	Cordillère de la taïga	412	–0,27
18	Bouclier de la taïga-ouest	1 830	–1,9

Notes :

1. Les signes négatifs indiquent une élimination de CO₂ de l'atmosphère.

SO = sans objet.

Le Canada estime les émissions et les absorptions dans les forêts aménagées à l'aide d'une méthode de niveau 3. Ses caractéristiques principales sont l'utilisation d'un modèle (modèle de bilan du carbone du Service canadien des forêts, CBM-CFS3) qui intègre tous les bassins de carbone forestiers, la prise en compte de données d'activité détaillées provenant d'inventaires forestiers régionaux et locaux, l'utilisation de données à référence spatiale sur les perturbations naturelles (incendies et insectes) et le recours à de nombreux paramètres détaillés afin de simuler les transferts de carbone, aussi bien naturels que causés par des perturbations, entre les bassins et vers l'atmosphère. L'approche conceptuelle reste celle recommandée par le GIEC (2003), c'est-à-dire que les absorptions ou les émissions nettes sont calculées comme la différence entre l'absorption du CO₂ par les arbres en croissance et les émissions attribuables aux activités d'aménagement des forêts (exploitation forestière) et aux perturbations naturelles (feu irréprimé, infestations d'insectes). On trouvera des renseignements supplémentaires sur la méthodologie d'estimation à la Annexe 3.4.

Les fluctuations des stocks de carbone dans les forêts aménagées sont déclarées au tableau 5A du CUPR par zone de déclaration. Ces fluctuations des stocks de carbone tiennent compte non seulement des échanges de GES avec l'atmosphère, mais aussi des transferts de carbone entre bassins, par exemple le transfert entre la biomasse vivante et la nécromasse lors de la mort du

7 AFFECTATION DES TERRES, CHANGEMENTS D'AFFECTATION DES TERRES ET FORESTERIE (SECTEUR 5 DU CUPR)

peuplement forestier. Ces fluctuations des stocks de carbone ne fournissent donc aucune indication sur les flux principaux entre les bassins de carbone des forêts aménagées et l'atmosphère. Les flux de carbone les plus importants à partir des forêts aménagées et vers ces dernières sont le fait de l'absorption du carbone par les arbres en croissance et de son émission lors de la décomposition des matières organiques (respectivement -2 939 et 2 077 Mt en 2006 – figure 7-2). La tendance à la hausse de la décomposition de matière organique morte (MOM) reflète l'effet croissant et à long terme des perturbations passées, spécialement les infestations d'insectes, qui ont laissé des quantités importantes de matière morte (figure 7-2). Au cours des trois dernières années, les infestations ont détruit un total de 16 Mha de forêts aménagées. Une bonne part de la variabilité interannuelle du bilan des GES des forêts aménagées dépend de l'occurrence et de la gravité des incendies. Durant la période 1990-2005, les émissions annuelles dues aux incendies de forêt ont fluctué entre 11 et 291 Mt. Pendant les incendies, les émissions dues à la combustion de matière organique morte représentent 81 % des émissions immédiates; une bonne partie de la biomasse est tuée par le feu, mais n'est pas immédiatement consommée. C'est pourquoi une importante quantité de la charge de combustible se compose de bois mort et de litière présents sur le sol. En moyenne, 8 %, en équivalent CO₂, des émissions immédiates dues aux incendies sont du CO, 7 % du CH₄ et 4 % du N₂O.

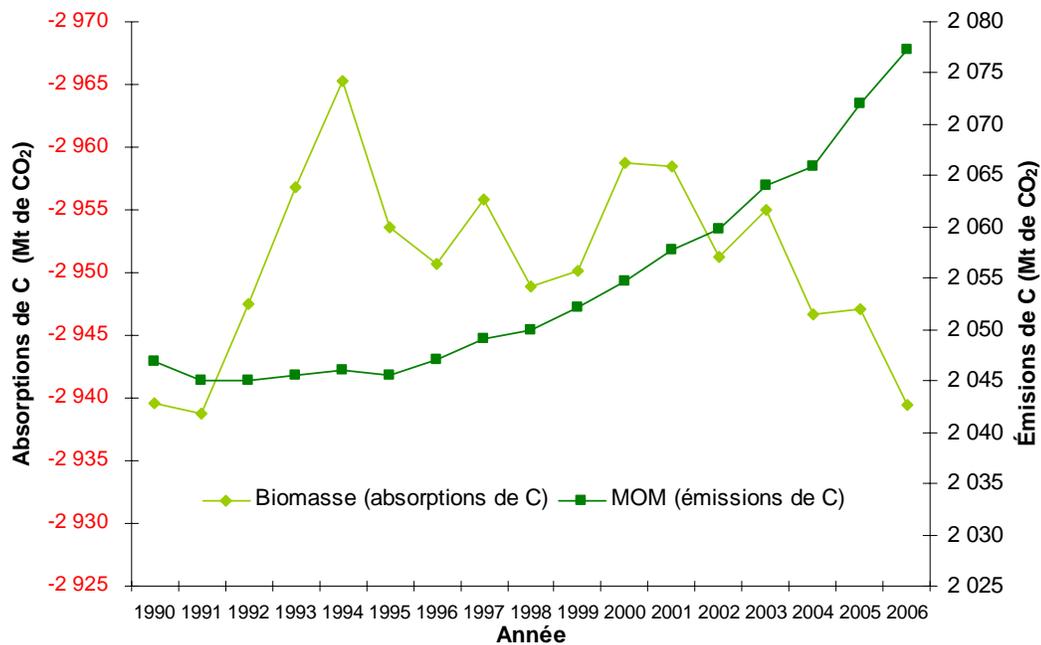


Figure 7-2 : Grands flux annuels de carbone entre l'atmosphère et les forêts aménagées, 1990-2006

Pour éviter toute double comptabilisation, les estimations des changements à la quantité de carbone du tableau 5A du CUPR excluent les émissions de carbone sous les formes de CO₂, CH₄ et CO attribuables à la combustion de la biomasse, qui sont déclarées au tableau 5(V). Les émissions et les absorptions sont automatiquement calculées au tableau 5 du CUPR.

Conformément à la méthodologie par défaut du GIEC (2003), les émissions des activités d'aménagement forestier englobent la totalité du carbone du CO₂ que contiennent le bois rond

récolté et les résidus d'exploitation. Tout le carbone qui sort des forêts aménagées sous forme de produits ligneux est réputé être une émission immédiate. Avec cette approche, en 2006, le transfert de carbone des forêts aux produits ligneux récoltés (PLR) par les activités de gestion forestière a représenté des émissions annuelles moyennes de 164 Mt, soit une augmentation de 62% depuis 1990. Trois méthodes de rechange - les flux atmosphériques, la production et les fluctuations des stocks - ont été évaluées à titre préliminaire au Canada pour tenter de rendre compte avec exactitude des émissions différées attribuables au stockage du carbone à long terme dans les produits ligneux récoltés. Ces méthodes comptabilisent le carbone stocké dans les PLR et les émissions résultant de la décomposition des produits récoltés, importés (fluctuations des stocks, flux atmosphériques), ou exportés (production) l'année courante et les années précédentes; elles sont donc plus réalistes sur le plan spatiotemporel que la méthode actuelle par défaut, qui ne tient pas compte des émissions des PLR, là ou quand elles se produisent effectivement. Elles diffèrent également sous le rapport de leur affectation aux émissions et aux absorptions. On trouvera à la section A3.4 une ventilation et une brève analyse de chacune des méthodes de comptabilisation, ainsi que de leurs répercussions pour le Canada.

7.3.1.2 *Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique*

Compte tenu des efforts considérables qu'on déploie déjà pour continuer à mettre en œuvre une méthode de niveau 3 dans les forêts aménagées, il n'a pas été possible, faute de ressources, d'établir des estimations officielles du degré d'incertitude à temps pour le présent inventaire. On trouvera à l'annexe 3.4 une analyse des principales sources d'incertitude pour chaque catégorie de terres. Une étude exhaustive est en préparation (White et al. 2008).

Toutes les estimations ont été calculées de manière uniforme. Les estimations concernant les incendies de forêt en 2004-2006 sont basées sur des images obtenues par télédétection en temps réel. Les estimations 1990-2003 proviennent de la base de données sur les grands incendies du SCF. En outre, les données disponibles de l'inventaire des forêts ne couvrent pas les mêmes périodes sur l'ensemble du pays; l'annexe 3.4 explique comment les données provenant de sources diverses ont été harmonisées pour fournir des données complètes, cohérentes et uniformes pour 1990.

7.3.1.3 *AQ/CQ et vérification*

Les contrôles de qualité de niveau 2, mis en œuvre et documentés par le Service canadien des forêts (White et Dymond 2008), traitent spécifiquement de la préparation des estimations dans la catégorie des terres forestières. Des procédures systématiques et documentées d'AQ/CQ sont mises en œuvre dans quatre domaines : contrôle du déroulement des travaux (manuel), contrôle du modèle (automatisé), contrôle des points repères (manuel) et examens externes. Les résultats des contrôles sont documentés de façon systématique; un système d'enregistrement relève chaque problème et en facilite le suivi et la recherche de solutions.

Environnement Canada, même s'il conserve ses propres procédures d'AQ/CQ pour les estimations établies à l'interne (voir l'annexe 6), en a adopté de nouvelles pour les estimations provenant de ses partenaires, de même que pour toutes les estimations et les données sur les activités versées dans sa base de données cartographiques, et saisies dans le logiciel CRF Reporter du CUPR. Ces procédures et leurs résultats sont documentés de façon complète dans les archives centralisées.

7.3.1.4 *Recalculs*

Au cours des deux dernières années, les changements apportés aux calculs dans cette catégorie ont été très significatifs à cause des modifications des superficies estimées et de la délimitation de la superficie de forêts aménagées. Ces calculs ont considérablement affecté les estimations pour les années lors desquelles les incendies prévus pour les forêts aménagées se sont produits en dehors de celles-ci. L'absorption du carbone par les arbres en croissance a également changé. D'autres changements significatifs ont été causés par l'utilisation de taux de décomposition différents pour la litière de surface fraîche et la litière de surface humifiée et par la prise en compte du transfert de carbone entre ce bassin de litière et le bassin de sol souterrain. Ces nouveaux calculs et leurs effets sont présentés de façon plus détaillée au chapitre 9.

7.3.1.5 *Améliorations prévues*

La grande priorité va à la préparation des estimations de l'incertitude dans la catégorie Terres forestières, et à la publication de textes scientifiques revus par les pairs. On travaille également à une analyse en profondeur de l'incertitude dans le cadre de modélisation CBM-CFS3 (White et al. 2008).

7.3.2 **Terres converties en terres forestières**

7.3.2.1 *Description de la catégorie*

Cette catégorie comprend toutes les terres converties en terres forestières par les activités humaines directes. La plantation d'arbres après la récolte n'est pas comprise, pas plus que les terres agricoles abandonnées où on laisse repousser la végétation naturelle; c'est pourquoi cette catégorie désigne plus précisément les plantations forestières sur des terres qui n'étaient pas auparavant affectées à la foresterie (généralement des terres agricoles abandonnées).

Entre 1990 et 2002, les plantations de résineux, en particulier d'épinettes et de pins, ont représenté 90 % de la superficie plantée (White et Kurz 2005). La superficie cumulative totale de terres converties en terres forestières a reculé, passant de 220 kha en 1990 à 185 kha en 2005. Cette tendance reflète la baisse des taux de plantation de forêts dans l'Est du Canada et le transfert progressif des terres boisées il y a plus de 20 ans à la catégorie des terres forestières dont la vocation n'a pas changé.

Les absorptions nettes ont donc baissé au long de la période, passant de 1,2 Mt en 1990 à 1,1 Mt en 2005. Étant donné que les données sur les activités sont limitées aux plantations qui ont moins de 20 ans, et compte tenu de l'accroissement net relativement lent des arbres plantés dans les premières années, la sous-catégorie dans son ensemble ne devrait pas contribuer de manière significative au bilan net de GES des terres forestières.

7.3.2.2 *Questions de méthodologie*

Jusqu'à tout récemment, on ne disposait pas au Canada de registres sur le boisement. L'Étude de faisabilité du boisement comme mode de piégeage du carbone (EFBMPC) a recueilli et compilé des données sur le boisement pour la période 1990-2002 (RNCan 2005a); les activités relatives aux périodes 1970-1989 et 2003-2006 ont été estimées en fonction des taux d'activité observés dans les données de l'EFBMPC, complétés par les renseignements obtenus dans le cadre de l'Évaluation de la démonstration de plantations de Forêt 2020 (RNCan 2005b) (voir la section A3.4 pour d'autres précisions).

Les émissions et les absorptions de GES sur les terres récemment converties en forêts ont été estimées à l'aide du CBM-CFS3, tel qu'il est décrit à la section A3.4. Les fluctuations des stocks de carbone dans le sol sont très incertaines en raison des difficultés qu'il y a à trouver des données sur les stocks de carbone avant la plantation. On a présumé qu'en général l'écosystème accumulait lentement du carbone dans le sol, l'échéancier limité de cette analyse et l'échelle des activités relatives à d'autres activités d'affectation des terres et de changement d'affectation des terres incitent à penser que l'impact de ce degré d'incertitude, s'il y en a un, est minime.

7.3.2.3 *Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique*

Il n'a pas été possible, faute de ressources, d'estimer officiellement le degré d'incertitude à temps pour le présent inventaire. Tous les recalculs ont été appliqués à l'ensemble de la série chronologique des estimations, ce qui a assuré l'uniformité de l'approche et des méthodes employées.

7.3.2.4 *AQ/CQ et vérification*

Les contrôles de qualité de niveau 2, mis en œuvre et documentés par le Service canadien des forêts (SCF), traitent spécifiquement de la préparation des estimations dans la catégorie des terres forestières. Environnement Canada, même s'il conserve ses propres procédures d'AQ/CQ pour les estimations établies à l'interne (voir l'annexe 6), en a adopté de nouvelles pour les estimations provenant de ses partenaires, de même que pour toutes les estimations et les données sur les activités versées dans sa base de données cartographiques, et saisies dans le logiciel CRF Reporter du CUPR.

7.4 *Terres cultivées*

Les terres cultivées couvrent environ 50 Mha du territoire canadien. En 2006, le bilan net des GES de la catégorie des terres cultivées correspondait à des émissions de 1,4 Mt (tableau 7-1 et tableau 5 du CUPR). Pour les besoins des rapports de la CCNUCC, les terres cultivées sont subdivisées en terres cultivées dont la vocation n'a pas changé (absorptions nettes d'environ 9,6 Mt en 2006) et terres converties en terres cultivées, soit d'anciennes forêts (émissions nettes d'environ 7,7 Mt), soit d'anciennes prairies (émissions nettes d'environ 0,45 Mt en 2006). Les estimations concernant les terres converties en terres cultivées englobent les émissions et absorptions nettes de CO₂, de même que les émissions de N₂O, de CO et de CH₄.

7.4.1 **Terres cultivées dont la vocation n'a pas changé**

Parmi les terres agricoles travaillées au Canada, il y a les terres de grande culture, les jachères, les terres à foin et les pâturages artificiels ou ensemencés. Les terres cultivées ne sont présentes que dans les neuf zones de déclaration les plus méridionales. Près de 83 % des terres cultivées du Canada se trouvent dans les plaines de l'intérieur de l'Ouest, qui correspondent aux zones de déclaration des Prairies semi-arides et subhumides et des Plaines boréales.

La rubrique Terres cultivées dont la vocation n'a pas changé englobe les émissions/absorptions de CO₂ par les sols minéraux, les émissions de CO₂ résultant de l'épandage de chaux en agriculture et du travail des sols organiques et les émissions/absorptions de CO₂ résultant des fluctuations survenues dans la biomasse ligneuse provenant des cultures spécialisées. Une méthode de niveau 2 améliorée sert à estimer les émissions et les absorptions de CO₂ par les sols minéraux. Le tableau 7-4 résume la dynamique des émissions et des absorptions pour ces catégories.

Tableau 7-4 : Émissions et absorptions, pour l'année de référence et des années récentes, associées à divers changements dans la gestion des terres cultivées dont la vocation n'a pas changé

Pratiques de gestion des terres	Changement dans la gestion des terres	Émissions/absorptions (Gg CO ₂)		
		1990	2005	2006
Changement dans la gamme de cultures	Hausse des cultures pérennes	-1 400	-4 000	-4 200
	Hausse des cultures annuelles	3 700	4 300	4 400
Changement dans les méthodes de travail du sol	Classique à réduit	-910	- 980	-960
	Classique à sans labour	-570	-3 800	-4 000
	Autres changements	I	-390	-420
Changement dans les jachères	Hausse	1 600	1 300	1 200
	Baisse	-4 700	-7 900	-8 000
Conversion des terres – Émissions résiduelles ¹		290	1 800	1 900
<i>Total – sols minéraux</i>		-2 000	-9 700	-10 100
Culture des histosols		300	300	300
Chaulage		200	290	290
Cultures ligneuses pérennes		36	25	21
Total des terres cultivées dont la vocation n'a pas changé		-1 400	-9 100	-9 600

Notes :

1. Ces émissions résiduelles nettes de CO₂ proviennent de conversions de terres forestières et de prairies en terres cultivées qui se sont produites plus de 20 ans avant l'année d'inventaire.

Les signes négatifs indiquent une élimination de CO₂ de l'atmosphère.

I = Inexistant.

7.4.1.1 Émissions et absorptions de CO₂ dans les sols minéraux

Les sols minéraux constituent la majeure partie des terres cultivées. La quantité de carbone organique piégée dans le sol est fonction de la production primaire et du taux de décomposition du carbone organique du sol (COS). Les méthodes de travail du sol et d'aménagement peuvent entraîner une hausse ou une baisse de la quantité de carbone organique stockée dans les sols. Cette fluctuation du COS entraîne des émissions de CO₂ dans l'atmosphère ou des absorptions, comme on le verra ci-après dans la section sur les questions de méthodologie.

L'aménagement des sols minéraux correspondait à une absorption nette de CO₂ d'environ 2,0 Mt en 1990 (tableau 7-4). Ce puits net a connu une hausse régulière depuis, atteignant environ 10,1 Mt CO₂ en 2006 grâce aux efforts soutenus de réduction des jachères et d'augmentation des pratiques conservatrices de travail du sol (Campbell et al. 1996; Janzen et al. 1998; McConkey et al. 2003). L'augmentation du puits net causée par la modification de la superficie des jachères (de -3,1 Mt en 1990 à -6,8 Mt en 2006) est appuyée par une diminution de 55 % de la superficie des jachères de 1990 à 2006. L'augmentation du puits net causée par l'adoption de méthodes culturales de conservation du sol (de -1,5 Mt en 1990 à -5,0 Mt en 2006) est corroborée par une augmentation nette totale de plus de 10 Mha des zones sans labour et en travail réduit de 1990 à 2006. L'augmentation nette des superficies en cultures pérennes a eu un impact beaucoup plus modéré.

L'augmentation nette des puits résultant du changement des méthodes de gestion avec le temps a été partiellement neutralisée par une augmentation depuis 1990 des émissions résiduelles nettes de CO₂. Ces émissions résultent de la décomposition de la matière organique morte et du COS chaque année sur les terres converties en terres cultivées plus de 20 ans avant l'année d'inventaire (les émissions imputables aux terres converties depuis moins de 20 ans sont comprises dans la

catégorie des terres converties en terres cultivées). L’augmentation intervenue depuis 1990 dans ces émissions résiduelles après 20 ans est attribuable à un artefact de comptabilisation, étant donné que la surveillance du déboisement ne remonte qu’à 1970. Dans le CUPR, ces émissions sont subdivisées entre le réservoir de la matière organique morte et le réservoir du sol (par opposition au seul réservoir du sol).

Questions de méthodologie

Conformément aux Recommandations du GIEC pour le secteur ATCATF (GIEC 2003), on a présumé que les fluctuations du COS étaient attribuables à des changements dans la gestion des sols. Si aucun changement au niveau de la gestion n’était décelé, on présumait que les sols minéraux ne piégeaient pas plus qu’ils ne perdaient de carbone.

On sait qu’un certain nombre de pratiques de gestion accroissent le COS dans les terres cultivées; il s’agit notamment de la réduction de l’intensité du travail du sol, de l’intensification de l’assolement, de l’adoption de pratiques favorisant le rendement, et du rétablissement de la végétation pérenne (Janzen et al. 1997; Bruce et al. 1999). VandenBygaart et al. (2003) ont compilé les données publiées tirées d’études de longue durée menées au Canada pour évaluer l’effet de la gestion des terres agricoles sur le COS. C’est à partir de leur travail qu’on a sélectionné les pratiques de gestion clés et les changements dans les pratiques qui allaient servir à estimer les changements survenus dans les stocks de carbone du sol. On a également tenu compte de l’existence de données sur les activités (série chronologique des pratiques d’aménagement) dans le *Recensement de l’agriculture*.

Les estimations des changements dans le CO₂ des sols minéraux sont tirées des types de changements suivants intervenus dans la gestion des terres :

- changement dans la gamme des cultures;
- changement dans les méthodes de travail du sol;
- changement dans la superficie en jachère.

D’autres changements dans la gestion des terres (CGT), comme l’irrigation et l’épandage de fumier et d’engrais, ont également des effets positifs sur la quantité de COS. La pénurie de données sur les activités empêche pour l’instant de les incorporer dans l’inventaire. On a présumé que les changements dont il n’est pas tenu compte n’entraîneraient pas de fluctuations importantes dans les stocks de carbone des sols minéraux.

On a estimé les émissions et les absorptions de carbone en appliquant les coefficients d’émission et d’absorption du carbone propres au pays, multipliés par la superficie de terre ayant subi des changements. Les calculs ont été effectués à un niveau élevé de subdivision spatiale – à savoir selon les polygones des pédo-paysages du Canada (PPC) (voir la section A3.4.1). Les coefficients d’émission/absorption du carbone représentent le taux de fluctuation du COS par an et par unité de surface soumise à un changement d’aménagement des terres. Les émissions/absorptions annuelles de CO₂ des sols minéraux soumis à des changements sont exprimées comme suit :

Équation 7-1 :

$$\Delta C = F \times A$$

où :

ΔC	=	fluctuation des stocks de carbone du sol (mg C)
F	=	fluctuation annuelle moyenne du COS soumis à un changement d'aménagement (mg C/ha par an)
A	=	superficie soumise au changement (ha)

Théoriquement, on pourrait obtenir une estimation plus exacte de la variation des stocks de carbone des sols si l'on tenait compte individuellement des effets cumulatifs des antécédents de gestion à long terme de chaque parcelle de terrain ou champ cultivé. Toutefois, des limites sont imposées par la disponibilité des données sur les activités. À ce stade d'élaboration, l'inventaire est lourdement tributaire du *Recensement de l'agriculture* pour estimer les superficies de CGT mises en cause (par exemple variations des méthodes de travail, types de cultures et jachères). Étant donné que seule la superficie faisant l'objet de chaque pratique est connue pour chaque année du recensement, seule la superficie nette de changement dans les méthodes de gestion des terres peut être estimée. On a déterminé individuellement la superficie de CGT pour 3 264 polygones des PPC où se déroulent des activités agricoles, cette superficie étant de l'ordre de 1 000 à 100 000 hectares. Il s'agit du niveau de résolution le plus fin possible des données sur les activités, compte tenu des limites imposées par les impératifs de confidentialité qui se rattachent aux données du recensement. Les estimations de ces CGT sont aussi proches que possible de la superficie brute de CGT pour les analyses régionales ou nationales.

La validité de la répartition spatiale des données de recensement repose sur deux hypothèses essentielles : l'additivité et la réversibilité des coefficients de variation du carbone. L'additivité présume que les effets combinés de différents CGT ou de CGT à différents moments sont identiques à la somme des facteurs de chaque CGT pris individuellement. La réversibilité part de l'hypothèse que les effets sur le carbone d'un CGT dans un sens (par exemple conversion des cultures annuelles en cultures pérennes) sont l'opposé des effets sur le carbone du CGT dans le sens opposé (par exemple la conversion de cultures pérennes en cultures annuelles).

Les divers coefficients de variation du carbone qui se rattachent à chaque situation particulière (à la fois dans l'espace et le temps) ont été calculés à l'aide du modèle CENTURY (version 4.0) en comparant les résultats de scénarios « avec » et « sans » le changement de gestion en question. Dans des cas précis, on a utilisé des données empiriques pour compléter les résultats du modèle CENTURY. On trouvera des méthodes plus détaillées permettant de calculer les coefficients de variation du carbone et d'autres paramètres clés à la section A3.4.

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

On a estimé l'incertitude à l'aide de l'analyse de l'incertitude analytique (Coleman et Steele 1999). Les incertitudes associées aux émissions ou aux absorptions de CO₂ couvrent les estimations des incertitudes concernant la superficie et les coefficients de variation du carbone dans les CGT visant les jachères, le travail du sol et les récoltes annuelles ou pérennes (McConkey et al. 2007).

L'incertitude quant à la superficie assujettie à une pratique d'aménagement à un moment donné varie en raison inverse de la proportion de la superficie totale des terres agricoles de l'écodistrict qu'elle représente. L'incertitude relative de la superficie d'une pratique de gestion (exprimée comme l'écart type d'une population supposée normale) a baissé, passant de 10 % à 1,25 % de la

7 AFFECTATION DES TERRES, CHANGEMENTS D'AFFECTATION DES TERRES ET FORESTERIE (SECTEUR 5 DU CUPR)

superficie à mesure qu'augmentait la superficie relative de cette pratique (T. Huffman, communication personnelle).

On a attribué les incertitudes associées aux coefficients de variation du carbone dans le cas des jachères, du travail du sol et des cultures annuelles ou pérennes à deux grandes influences : 1) incertitude liée au processus dans les variations du carbone à cause des imprécisions dans la prédiction de ces changements même lorsque la situation de la pratique de gestion est parfaitement définie, et 2) incertitude situationnelle à cause de la variation de la situation de la pratique de gestion. On trouvera à l'annexe 3.4 des détails sur le processus d'estimation et les incertitudes situationnelles. Les estimations des niveaux et des tendances de l'incertitude associées à différents changements dans la gestion des terres ont été élaborées par McConkey et al. (2007) et sont considérées comme représentatives aux fins de la présente déclaration, même s'il se peut que les valeurs moyennes associées aux émissions/absorptions aient changé légèrement (Tableau 7-5).

Tableau 7-5 : Degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations pour divers changements dans la gestion des terres, sols minéraux et terres cultivées dont la vocation n'a pas changé¹

Pratiques de gestion des terres		Degrés d'incertitude (kt d'éq. CO ₂)			
		Niveau (2005)		Tendance (1990–2005)	
		Limite inférieure	Limite supérieure	Limite inférieure	Limite supérieure
Changement dans la gamme de cultures	Hausse des cultures pérennes	-6 500	-3 900	-4 600	-1 400
	Hausse des cultures annuelles	2 800	5 400	-810	2 600
Changement dans les méthodes de travail du sol	Classique à réduit	-1 200	-760	-390	290
	Classique à sans labour	-4 800	-2 900	-4 200	-2 300
	Autres changements	-590	-200	-630	-170
Changement dans les jachères	Hausse	1 000	1 500	-860	540
	Baisse	-9 300	-6 500	-4 700	-1 500
Émissions résiduelles ²		500	590	350	470
Total – sols minéraux		-15 000	-9 900	-12 000	-5 700

Notes :

1. Les signes négatifs indiquent une élimination de CO₂ de l'atmosphère.
2. Ces émissions résiduelles nettes de CO₂ proviennent des conversions de terres forestières et de prairies en terres cultivées qui se sont produites plus de 20 ans avant l'année d'inventaire.

L'uniformité dans les estimations du CO₂ est assurée par l'emploi de la même méthodologie sur l'ensemble de la série chronologique (1990–2006).

AQ/CQ et vérification

Les contrôles de qualité de niveau 1, mis en œuvre et documentés par Agriculture et Agroalimentaire Canada, traitent spécifiquement de l'établissement des estimations dans la catégorie Terres cultivées dont la vocation n'a pas changé. Environnement Canada, même s'il conserve ses propres procédures d'AQ/CQ pour les estimations établies à l'interne (voir l'annexe 6), en a adopté de nouvelles pour les estimations provenant de ses partenaires, de même que pour toutes les estimations et les données sur les activités versées dans sa base de données cartographiques ATCATF, et saisies dans le logiciel CRF Reporter du CUPR. De plus, les

données sur les activités, les méthodes et les changements sont illustrés et archivés sur supports papier et électronique.

Les coefficients de variation du carbone en cas de CGT utilisés dans l'inventaire ont été comparés aux coefficients empiriques dans VandenBygaert et al. (2007). Cette comparaison montre que les données empiriques sur les changements des quantités de carbone attribuables à l'absence de labour varient fortement, surtout dans l'est du Canada. Toutefois, les coefficients modélisés se situaient encore dans la fourchette tirée des données empiriques. Quand on considère le passage de cultures annuelles à des cultures pérennes, le coefficient empirique moyen est de 0,59 Mg C ha⁻¹ an⁻¹, ce qui se compare favorablement à la fourchette de 0,46-0,56 Mg C ha⁻¹ an⁻¹ relevée dans les coefficients modélisés pour les zones pédologiques de l'Ouest du Canada. Dans l'Est du Canada, on se disposait que de deux coefficients empiriques de changement, mais ils semblaient en accord avec les valeurs modélisées (0,60-1,07 Mg C ha⁻¹ an⁻¹ – valeurs empiriques versus 0,74-0,77 Mg C ha⁻¹ an⁻¹ – valeurs modélisées). Pour la conversion de la rotation culture-jachère à la culture continue, le taux modélisé de stockage du carbone (0,33 Mg ha⁻¹ an⁻¹) était plus de deux fois supérieur au taux moyen (0,15 ± 0,06 Mg ha⁻¹ an⁻¹) tiré de deux études indépendantes publiées. Cette différence a amené à décider de recourir à des coefficients empiriques pour prendre en compte dans l'inventaire les changements dans les jachères. On trouvera des détails dans la section A3.4.

Recalculs

Aucun changement n'a été apporté aux méthodologies ni aux coefficients associés aux estimations des émissions ou des absorptions en rapport avec les CGT. Les superficies de terres cultivées sujettes à des changements de gestion ont changé à cause des modifications apportées aux règles d'allocation des terres déboisées aux terres agricoles dans l'Ouest du Canada. Les effets de ces changements sont présentés de façon plus détaillée au chapitre 9.

Améliorations prévues

On s'efforce toujours de réduire les incertitudes associées aux coefficients modélisés du carbone en améliorant et en validant les méthodologies, et en révisant les hypothèses le cas échéant. La publication de documents scientifiques revus par des pairs est également en cours. On envisage par ailleurs la possibilité d'améliorer le modèle CENTURY et d'utiliser d'autres modèles, afin d'améliorer la simulation des conditions agricoles canadiennes.

7.4.1.2 Émissions de CO₂ imputables à l'application de chaux agricole

Dans l'est du Canada, le calcaire et la dolomite sont souvent utilisés, dans certaines cultures comme la luzerne, pour neutraliser les sols minéraux et organiques acides, augmenter l'assimilabilité des éléments nutritifs du sol, en particulier le phosphore, réduire la toxicité des métaux lourds, comme l'aluminium, et améliorer le milieu de croissance des cultures. Au cours du processus de neutralisation, du CO₂ est rejeté lors des réactions suivantes d'équilibre du bicarbonate qui surviennent dans le sol :



Le taux de rejet varie selon les conditions pédologiques et les composés épandus. Dans la plupart des cas où l'on épand de la chaux, l'épandage a lieu tous les deux ou trois ans. Pour les besoins de l'inventaire, on a présumé que le taux d'ajout de chaux est quasi équilibré avec le taux de chaux consommé résultant d'applications antérieures.

Questions de méthodologie

Les émissions associées à l'utilisation de chaux ont été calculées à partir de la quantité et de la composition de la chaux appliquée chaque année – plus spécifiquement, des rapports stoechiométriques respectifs qui décrivent la décomposition du calcaire et de la dolomite en CO₂ et en d'autres minéraux. Les méthodes et les sources des données sont décrites à la section A3.4.

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

L'incertitude (intervalle de confiance de 95 %) associée aux données sur la consommation annuelle de chaux a été estimée à ± 50 % (B. McConkey, AAC, communication personnelle). On pose que cette incertitude inclut celle des ventes de chaux, celle dans la proportion dolomite–calcite, celle sur le moment d'application de la chaux achetée, et celle sur le moment des émissions dues à l'application de chaux. On n'a pas tenu compte de l'incertitude dans le coefficient d'émission parce que la conversion chimique est considérée comme complète, et on a retenu la valeur maximale du coefficient d'émission. La moyenne globale et les incertitudes ont été estimées à $0,3 \pm 0,14$ Mt pour le niveau et $0,09 \pm 0,15$ Mt pour la tendance (McConkey et al. 2007).

On a utilisé la même méthodologie pour l'ensemble de la série chronologique des estimations des émissions (1990-2006).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 (voir l'annexe 6) d'une manière conforme aux Recommandations du GIEC (GIEC 2000). Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions au sujet de cette source.

7.4.1.3 Émissions de CO₂ résultant du travail des sols organiques

Description de la catégorie

Au Canada, les sols organiques travaillés sont définis comme la conversion de sols organiques à l'agriculture pour la production de cultures annuelles, qui s'accompagne normalement d'un drainage artificiel, d'un travail du sol et de l'épandage de chaux. Les sols organiques utilisés en agriculture au Canada englobent la phase tourbeuse des sols gleysoliques, les fibrisols de plus de 60 cm d'épaisseur, les mésisols et les humisols de plus de 40 cm d'épaisseur.

Questions de méthodologie

Pour calculer les émissions résultant du travail des sols organiques, on a multiplié la superficie totale des histosols travaillés par le coefficient d'émission par défaut de 5 t C/ha par an (GIEC 2006).

Les superficies d'histosols travaillés ne sont pas fournies par le Recensement de l'agriculture; les estimations des superficies reposent donc sur l'avis de spécialistes des sols et des cultures de tout

le Canada (G. Padbury et G. Patterson, communication personnelle). La superficie totale de sols organiques travaillés au Canada (qui est constante pour la période 1990-2006) a été évaluée à 16 kha.

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

L'incertitude associée aux émissions de cette source est due aux incertitudes associées aux estimations de la superficie des histosols travaillés et du coefficient d'émission. L'incertitude (intervalle de confiance de 95 %) associée à l'estimation de la superficie des histosols travaillés est évaluée à ± 50 % (Hutchinson et al. 2007). Les limites de confiance à 95 % du coefficient d'émission par défaut sont égales à ± 90 % (GIEC 2006). La moyenne globale et les incertitudes associées à cette source d'émissions ont été estimées à $0,3 \pm 0,09$ Mt pour le niveau et $0 \pm 0,14$ Mt pour la tendance.

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique des estimations des émissions (1990-2006).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 (voir l'annexe 6) d'une manière conforme aux Recommandations du GIEC (GIEC 2000). Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions au sujet de cette source.

7.4.1.4 Émissions et absorptions de CO₂ par la biomasse ligneuse

Description de la catégorie

On trouve de la biomasse ligneuse pérenne sur les terres cultivées plantées de vignobles, de vergers et d'arbres de Noël. La biomasse s'accumule également sur les terres cultivées abandonnées qui retournent à l'état de végétation naturelle. Dans le cadre définitionnel adopté au Canada pour déclarer les émissions du secteur ATCATF, les terres cultivées abandonnées sont toujours considérées comme « terres cultivées » tant qu'on n'a pas de preuve d'une nouvelle affectation des terres; toutefois, on dispose de peu d'informations sur la dynamique de l'abandon ou de la remise en culture des terres cultivées. Compte tenu de ces limitations, seuls les vignobles, les vergers et les plantations d'arbres de Noël sont pris en compte et ils représentent une source négligeable d'environ 25 Gg de CO₂; quant aux fluctuations de la biomasse ligneuse provenant des « terres cultivées abandonnées » sur les terres cultivées dont la vocation n'a pas changé, elles sont exclues.

Questions de méthodologie

Les vignobles, les vergers et les pépinières d'arbres de Noël font l'objet d'un aménagement intensif en vue d'un rendement soutenu. Les vignobles et les vergers sont taillés chaque année, et les vieux arbres et les vieux ceps de vigne sont remplacés selon un régime de rotation pour prévenir les maladies, améliorer les stocks ou introduire de nouvelles variétés. Pour ces trois cultures spécialisées, on a présumé qu'en raison des méthodes de rotation et des impératifs d'un

rendement soutenu, on trouve généralement une répartition uniforme des classes d'âge dans les exploitations. Il n'y a donc pas d'augmentation ou de diminution nette du carbone de la biomasse dans les exploitations existantes, car le carbone perdu lors de la récolte ou du remplacement est récupéré grâce à la croissance des nouvelles plantes. Cette approche est donc limitée à la détection des changements dans les superficies plantées de vignobles, de vergers ou d'arbres de Noël et à l'estimation des fluctuations correspondantes des stocks de carbone dans la biomasse totale. On trouvera d'autres précisions sur les hypothèses et les paramètres à la section A3.4.

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Lors d'une perte de superficie de cultures ligneuses pérennes, on suppose que tout le carbone de la biomasse ligneuse est libéré immédiatement. On suppose aussi que l'incertitude des pertes de carbone correspond à l'incertitude au sujet de la masse de carbone de la biomasse ligneuse. On a eu recours à l'incertitude par défaut de $\pm 75\%$ (intervalle de confiance de 95 %) pour la biomasse ligneuse sur les terres cultivées, selon le Guide des bonnes pratiques du GIEC (GIEC 2003).

Si la perte de superficie de vergers, de vignobles ou d'arbres de Noël est attribuée au passage à des cultures annuelles, on présume également qu'une conversion des cultures pérennes en cultures annuelles est assortie d'une incertitude qui contribue à l'incertitude des variations du carbone. Dans le cas d'un gain de superficie de vergers, de vignobles ou de pépinières d'arbres de Noël, on a aussi supposé que l'incertitude liée aux variations annuelles du carbone était l'incertitude par défaut de $\pm 75\%$ (intervalle de confiance de 95 %)(GIEC 2003).

La moyenne globale et les incertitudes associées aux émissions ou aux absorptions de carbone des cultures ligneuses spécialisées ont été estimées à $0,025 \pm 0,049$ Mt pour le niveau et à $-0,015 \pm 0,075$ Mt pour la tendance (McConkey et al. 2007).

On a utilisé la même méthodologie pour l'ensemble de la série chronologique des estimations des émissions (1990-2006).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 (voir l'annexe 6) d'une manière conforme aux Recommandations du GIEC (GIEC 2000). Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions pour cette catégorie.

7.4.2 Terres converties en terres cultivées

Cette section traite de la conversion de terres forestières et de prairies en terres cultivées. Les méthodes de détermination des superficies et d'établissement des estimations diffèrent dans chaque cas. Cette section décrit l'établissement des estimations visant uniquement les émissions de carbone et de N_2O du sol par suite de la conversion des terres en terres cultivées. Les méthodes d'estimation des autres réservoirs (biomasse et matière organique morte après conversion de terres forestières en terres cultivées), y compris les cas de brûlage contrôlé, sont décrites dans la section 7.8, Conversion des forêts.

7.4.2.1 *Terres forestières converties en terres cultivées*

Le déboisement au profit de l'agriculture est une pratique qui persiste, mais est à la baisse au Canada, bien qu'elle reste la première grande cause du déboisement. La superficie cumulative totale de terres forestières converties en terres cultivées depuis 1970 était de 1 441 kha en 1990 et de 767 kha en 2006. Mis à part les pertes de biomasse et de MOM, cette catégorie englobe les changements nets des stocks de carbone des sols attribuables à la conversion effective des terres et un très petit puits net de CO₂ résultant des changements dans les pratiques de gestion (travail du sol, etc.) depuis que les terres cultivées ont été converties, de même que les émissions de N₂O faisant suite à la conversion. Comme nous le verrons ci-dessous, les modalités de fluctuation du COS après la conversion des forêts en terres cultivées diffèrent manifestement entre l'Est et l'Ouest du Canada.

Questions de méthodologie

On a calculé les émissions attribuables à la conversion des terres forestières en terres cultivées en multipliant la superficie totale convertie par le coefficient d'émission d'origine empirique et la dynamique du COS modélisée (voir section A3.4). À cause de différences régionales, les méthodes d'estimation des changements nets et des émissions de N₂O sont différentes pour l'Est et l'Ouest du Canada.

Est du Canada

De façon générale, toutes les terres de l'Est du Canada étaient boisées avant d'être affectées à l'agriculture. Plusieurs observations d'ouvrages scientifiques et du Système d'information sur le sol du Canada comparent le COS des sols forestiers au COS des sols agricoles adjacents de l'Est du Canada. La perte moyenne de carbone est de 20 % à une profondeur d'environ 20 à 40 cm (voir section A3.4). Le transformation moyenne de l'azote est de -5,2 %, soit une perte d'environ 0,4 mg N/ha. Pour les comparaisons qui ont permis de déterminer les déperditions d'azote et de carbone, la déperdition de carbone correspondante était de 19,9 mg C/ha. On a donc présumé que la déperdition d'azote équivalait à un pourcentage constant de 2 % de la déperdition de carbone.

On utilise le modèle CENTURY (version 4.0) pour estimer la dynamique du carbone organique des sols résultant de la conversion de terres forestières en terres cultivées dans l'Est du Canada. On trouvera à la section A3.4 d'autres précisions sur les méthodes qui ont permis de déterminer la déperdition maximale de carbone et sa constante de vitesse dans le cas de la conversion des terres forestières.

Selon une méthode de niveau 2, comme on l'a fait pour les émissions directes de N₂O des sols agricoles (voir le secteur de l'agriculture, chapitre 6), les émissions de N₂O imputables à la conversion de terres forestières en terres cultivées ont été estimées en multipliant la quantité de carbone perdu par la fraction d'azote perdue par unité de carbone et par un coefficient d'émission (CE_{BASE}). On a déterminé le CE_{BASE} de chaque écodistrict en se basant sur ses caractéristiques topographiques et climatiques (voir la section A3.3).

Ouest du Canada

Une bonne partie des terres agricoles actuelles de l'Ouest du Canada (Prairies et Colombie-Britannique) était à l'origine recouverte de prairies. C'est pourquoi le déboisement a principalement touché les forêts situées à la périphérie des anciennes prairies.

Ce sont les données du Système d’information sur les sols du Canada (CANSIS) qui présentent les comparaisons les plus utiles du COS dans les sols forestiers et du COS dans les sols agricoles. En moyenne, ces données incitent à penser qu’il n’y a pas de déperdition de COS résultant du déboisement et qu’à long terme, l’équilibre entre les apports de carbone et la minéralisation du COS dans les sols agricoles reste semblable à ce qu’il était dans les sols forestiers.

Il importe de reconnaître que, le long de la frange nord du territoire agricole dans l’Ouest du Canada, là où se produit la majeure partie du déboisement, les terres sont peu productives pour la culture de labour; les pâturages et les cultures fourragères y sont les pratiques de gestion dominantes.

Pour l’Ouest du Canada, on a présumé une déperdition nulle de COS à long terme par suite du déboisement des terres pour l’exploitation exclusivement en pâturages cultivés et en champs de foin. La déperdition de carbone résultant du déboisement dans l’Ouest du Canada est donc attribuable à la perte de biomasse aérienne et souterraine des arbres et à la perte ou à la décomposition d’autre matière organique morte, aérienne et souterraine, constituée des débris ligneux grossiers qui existaient dans la forêt au moment du déboisement. Le changement moyen de l’azote dans l’Ouest du Canada à des stations déboisées depuis au moins 50 ans étaient de +52 %, ce qui révèle un ajout appréciable d’azote dans les systèmes agricoles par rapport aux pratiques de gestion des forêts (section A3.4). Toutefois, compte tenu de l’incertitude relative à la dynamique carbone-azote réelle au chapitre du déboisement, on a présumé que la conversion des terres forestières en terres cultivées dans l’Ouest du Canada n’était pas une source de N₂O.

Degré d’incertitude et cohérence de la série chronologique

L’incertitude a été évaluée seulement pour les variations du carbone organique des sols après la conversion des terres forestières en terres cultivées (McConkey et al. 2007); cela accentue les incertitudes concernant à la fois la superficie et le coefficient de variation du carbone.

On a estimé l’incertitude dans la superficie de terres forestières converties en terres cultivées grâce à l’apport d’experts (section A3.4). L’incertitude du coefficient de variation du COS a été estimée différemment pour l’Est et l’Ouest du Canada. On trouvera des détails sur les méthodes d’estimation à l’annexe 3.4. On a estimé la moyenne globale et l’incertitude associée aux émissions de CO₂ dues aux déperditions de COS sur les terres forestières converties en terres cultivées à 0,28 ± 0,05 Mt en 2006. L’incertitude associée à la tendance depuis 1990 n’a pas encore été calculée.

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d’émission pour l’ensemble de la série chronologique des estimations des émissions (1990-2005).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 (voir l’annexe 6) d’une manière conforme aux Recommandations du GIEC (GIEC 2000). Des contrôles de la qualité ont également été effectués à l’interne par Agriculture et Agroalimentaire Canada, qui en a tiré des estimations des variations du COS. Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

On a changé les hypothèses sur lesquelles repose l’intégration des données sur le boisement et la déboisement dans le système d’estimation. Ceci a entraîné des changements modestes des

estimations pour l'ensemble de la série chronologique, mais n'a pas affecté les tendances. On trouvera plus de renseignements sur ces nouveaux calculs au chapitre 9.

Améliorations prévues

Les travaux se poursuivent pour améliorer et valider les coefficients de variation du carbone du sol due à la conversion des terres forestières en terres cultivées.

7.4.2.2 Prairies converties en terres cultivées

La conversion de prairies indigènes en terres cultivées est un phénomène qui se produit dans la région des Prairies et qui aboutit généralement à la déperdition de COS et d'azote organique du sol et à des rejets de CO₂ et de N₂O dans l'atmosphère. On suppose que la conversion n'entraîne aucune perte de matière organique de surface ou souterraine ni de nécromasse. Les émissions totales en 2006 se sont chiffrées à 0,45 Mt. Elles incluent les déperditions de carbone et les émissions de N₂O dues à la conversion, ainsi qu'un petit puits résultant de l'adoption de nouvelles pratiques sur les terres cultivées depuis la conversion.

Questions de méthodologie

Un certain nombre d'études ont été réalisées sur les changements du COS et de l'azote organique du sol dans les prairies converties en terres cultivées dans les zones de sol brun, brun foncé et noir des Prairies canadiennes. La déperdition moyenne de COS, pondérée en fonction du nombre d'emplacements dans le paysage, a été de 22 %, et le changement moyen correspondant de l'azote organique du sol a été de 0,06 kg N perdu/kg C (section A3.4).

Le modèle CENTURY (version 4.0) sert à estimer la dynamique du COS résultant de la conversion des prairies en terres cultivées pour les tchernozioms bruns et brun foncé. On trouvera à la section A3.4 d'autres précisions sur les méthodes utilisées pour déterminer la déperdition maximale de carbone et sa constante de vitesse dans le cas de la conversion des prairies.

Comme dans le cas des émissions de N₂O des forêts converties en terres cultivées, les émissions de N₂O des prairies converties en terres cultivées ont été estimées à l'aide d'une méthode de niveau 2, en multipliant la quantité de carbone perdue par la fraction d'azote perdue par unité de carbone et par un coefficient d'émission de base (CE_{BASE}). On a déterminé le CE_{BASE} de chaque écodistrict en se basant sur ses caractéristiques topographiques et climatiques (voir la section A3.3).

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

La conversion des prairies agricoles en terres cultivées est possible, alors que l'inverse ne l'est pas. En conséquence, l'incertitude de la superficie soumise à cette conversion a été établie selon la plus basse des incertitudes de la superficie de terres cultivées ou de la superficie de prairie. L'incertitude de la variation du COS a été estimée de la même manière pour la conversion terres forestières-terres cultivées. On a estimé la moyenne globale et l'incertitude concernant les émissions dues aux pertes de COS lors de la conversion prairies-terres cultivées (à l'exclusion du N₂O) à 0,45±0,19 Mt en 2006. L'incertitude associée à la tendance depuis 1990 n'a pas encore été calculée.

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique des estimations des émissions (1990-2006).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 (voir l'annexe 6) d'une manière conforme aux Recommandations du GIEC (GIEC 2000). Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Améliorations prévues

On travaille en ce moment à l'amélioration et à la validation des coefficients de changement du COS lors de la conversion des prairies et à la finalisation des estimations de l'incertitude.

7.5 Prairies

Les prairies agricoles sont définies dans le cadre canadien sur le secteur ATCATF comme des pâturages ou des grands parcours « non bonifiés » qui servent exclusivement à l'alimentation du bétail. On en trouve dans les régions géographiques où les prairies ne retourneraient pas naturellement à l'état de forêt si elles étaient abandonnées : les prairies naturelles à herbe courte dans le sud de la Saskatchewan et de l'Alberta et dans les vallées montagneuses sèches de l'intérieur de la Colombie-Britannique. On trouve des prairies agricoles dans deux zones de déclaration : les Prairies semi-arides (5 600 kha en 2001) et la Cordillère montagnarde (160 kha en 2001). Comme dans le cas des terres cultivées, le changement d'aménagement entraîne une modification des stocks de carbone (GIEC 2003). On dispose de très peu d'informations sur les méthodes de gestion des prairies agricoles canadiennes. On ne sait pas si les pâturages s'améliorent ou se dégradent. C'est pourquoi le Canada déclare qu'il n'estime pas la catégorie des prairies dont la vocation n'a pas changé. On trouvera d'autres précisions sur la raison pour laquelle on n'estime pas cette catégorie à la section A3.4. La catégorie Terres converties en prairies, dans le cadre définitionnel actuel, comme on le voit à la section 7.2, est déclarée soit comme non estimée (terres humides converties en prairies), soit comme inexistante (tableau 7-2).

7.6 Terres humides

Au Canada, une terre humide est une terre saturée d'eau pendant suffisamment longtemps pour favoriser les processus anaérobiques révélés par la présence de sols mal drainés, d'hydrophytes et de divers types d'activités biologiques adaptées à un milieu humide—en d'autres termes, toute superficie de terre qui peut retenir l'eau suffisamment longtemps pour que s'y développent des plantes et des sols de milieux humides. De ce fait, les terres humides couvrent près de 14 % de la superficie du Canada (Environnement Canada 2003). Le Système de classification des terres humides du Canada subdivise les terres humides en cinq grandes catégories : les bogs, les fens, les marécages, les marais et les eaux peu profondes (Groupe de travail national sur les terres humides 1997).

Toutefois, pour les besoins du rapport et conformément aux catégories de terres définies par le GIEC (2003), la catégorie Terres humides doit être limitée aux terres humides qui n'appartiennent pas déjà aux catégories des terres forestières, des terres cultivées ou des prairies. Il n'y a pas d'estimation de la superficie correspondant à ces terres humides au Canada.

Conformément aux recommandations du GIEC (GIEC 2003), on prend en compte deux types de terres humides aménagées, celles où l'intervention humaine a directement modifié le niveau de la nappe phréatique et, par conséquent, la dynamique des émissions / absorptions de GES : les tourbières drainées pour la récolte de la tourbe, et les terres submergées (à savoir, la création de

réservoirs). Étant donné les différences de leur nature, de la dynamique des GES et des méthodes générales d'estimation des émissions et des absorptions, ces deux types de terres humides aménagées sont étudiés séparément.

7.6.1 Tourbières aménagées

7.6.1.1 Description de la catégorie de source

Sur les quelque 123 Mha de tourbières que l'on trouve au Canada⁶³, environ 19 kha sont drainés, ou l'ont été par le passé, pour l'extraction de la tourbe. Environ 16 kha font actuellement l'objet d'un aménagement actif, l'écart (3 kha) représentant les tourbières qui ne sont plus en production. Dans le contexte du Canada, seules les tourbières dont l'épaisseur de tourbe est d'au moins 2 m et qui couvrent une superficie d'au moins 50 ha ont une valeur commerciale pour l'extraction de la tourbe (Keys 1992 dans Cleary 2003). La production de tourbe est concentrée au Nouveau-Brunswick, au Québec et en Alberta. Le Canada ne produit que de la tourbe horticole.

Depuis les années 1980, la quasi-totalité de l'extraction de la tourbe au Canada a recours à la technologie de l'extraction sous vide; environ 100 t/ha (à l'état humide) de tourbe horticole sont extraites au moyen de cette technique (Cleary 2003). L'inconvénient de cette technique, par opposition à l'ancienne méthode de blocs de coupe, tient à la mauvaise repousse naturelle de la végétation à l'étape post-production. Dans les années 1990, les activités de rétablissement des tourbières ont connu un regain d'importance.

Les activités d'extraction de tourbe ont augmenté pendant la période 1990-2006; la superficie soumise à l'extraction active a presque doublé, passant de 10 kha en 1990 à 19,1 kha en 2006. Du fait de cette expansion et de la contribution importante du défrichage et de la décomposition de la végétation au bilan global des GES, les émissions des tourbières aménagées marquent une nette augmentation pendant la période d'évaluation (figure 7-3).

Les émissions des tourbières aménagées sont déclarées à la rubrique Terres converties en terres humides au cours des 20 premières années suivant leur conversion, puis, passé ce délai, à la rubrique Terres humides dont la vocation n'a pas changé.

63. Cette superficie inclut des tourbières qui seraient classées comme terres forestières, terres cultivées et prairies dans la classification des terres du GIEC.

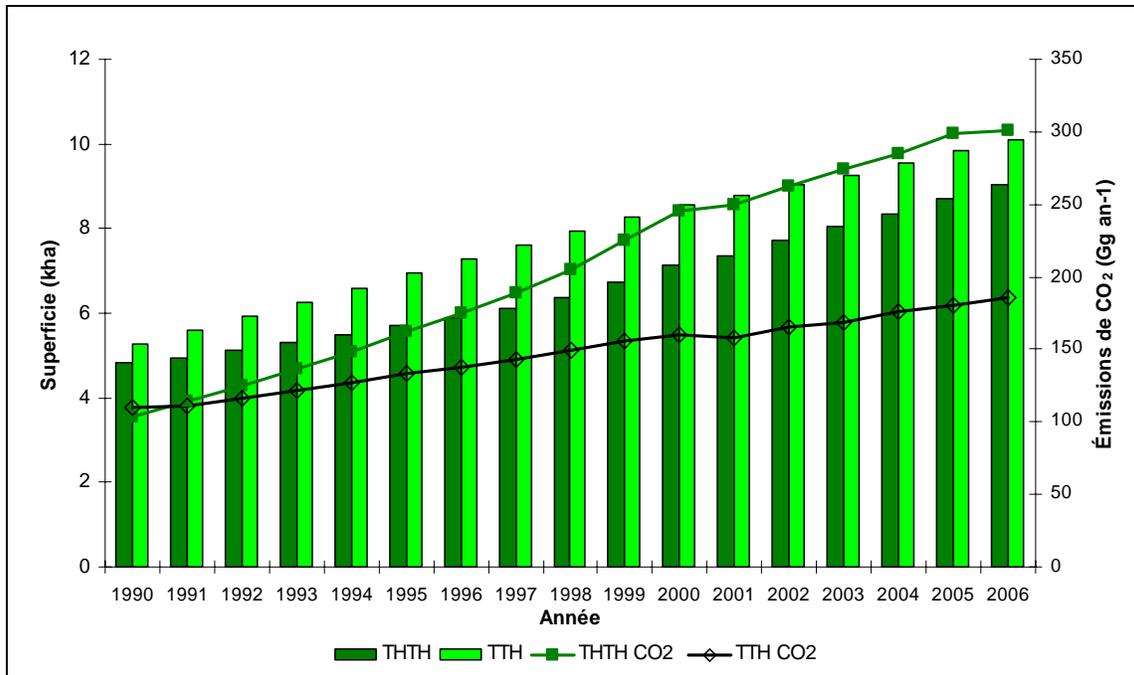


Figure 7-3 : Superficies et émissions de CO₂ des tourbières aménagées, 1990–2006 (TTH = terres converties en terres humides; THTH = terres humides restant terres humides)

7.6.1.2 Questions de méthodologie

Le CO₂ est le principal gaz à effet de serre émis par les tourbières commerciales et le seul déclaré dans cette catégorie. Les phases générales de l'extraction de la tourbe sont : i) le drainage; ii) le défrichage; iii) l'extraction; iv) l'empilage; v) l'abandon; et vi) le rétablissement des tourbières et la restauration naturelle de la végétation. Les principales sources d'émissions sont le défrichage, qui fait suite à la conversion, la décomposition constante de la matière organique morte et l'oxydation rapide de la tourbe exposée, ce qui fait tripler les taux d'émission de CO₂ (Waddington et Warner 2001). Ces estimations ont été établies à l'aide d'une méthode de niveau 2, en fonction des coefficients d'émission nationaux. Elles englobent les émissions et les absorptions au cours des cinq phases. On trouvera à la section A3.4 d'autres précisions sur la méthode d'estimation.

À noter que la méthodologie ne tient pas compte des déperditions de carbone résultant du transport de la tourbe hors des tourbières; si celles-ci étaient comprises, les émissions totales des tourbières aménagées augmenteraient considérablement.

7.6.1.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Il n'y a pas eu d'évaluation formelle de l'incertitude pour les émissions et les absorptions de carbone dans les tourbières aménagées. Les sources d'incertitude les plus importantes sont analysées ci-dessous.

Les coefficients d'émission ont été établis à partir des mesures des flux prises principalement dans des tourbières abandonnées, ce qui introduit un degré d'incertitude important lorsqu'on les

applique aux tourbières faisant l'objet d'un aménagement actif et aux tas de tourbe. Toutes les mesures ont été prises dans l'Est du Canada, ce qui ne fait qu'accentuer l'incertitude des estimations pour l'Ouest du Canada. On a proposé une seule estimation de la densité de carbone de la biomasse forestière avant la conversion (20 t C/ha); d'après les caractéristiques des peuplements forestiers convertis en tourbières, on a supposé qu'en moyenne 63 % de la biomasse aérienne était récoltée au moment du défrichage.

Il est très difficile d'obtenir de l'information à référence spatiale sur les superficies de tourbières aménagées. Les superficies converties annuellement ont été modélisées en fonction de la superficie productive totale de 2004 ainsi que d'après les connaissances d'experts sur les tendances de la production intérieure de tourbe depuis 1990 (G. Hood, communication personnelle avec D. Blain, 2006). En outre, le devenir des tourbières abandonnées n'est pas surveillé au Canada; les champs de tourbe plus anciens peuvent avoir été convertis à d'autres utilisations. C'est pourquoi l'estimation de la superficie des tourbières abandonnées est sans doute prudente.

7.6.1.4 *AQ/CQ et vérification*

L'annexe 6 décrit les procédures générales d'AQ/CQ suivies pour l'inventaire des GES du Canada, lesquelles s'appliquent également à cette catégorie. Les superficies ont été calculées avec la collaboration de l'Association de la tourbe de sphaigne canadienne.

7.6.2 **Terres submergées (réservoirs)**

Cette catégorie englobe théoriquement toutes les terres submergées, quel qu'en soit l'objectif. En raison des limitations des données, le présent rapport n'englobe que les grands réservoirs hydroélectriques créés par la submersion de terres. On n'a pas tenu compte des plans d'eau existants qui ont été endigués pour contrôler le niveau d'eau ou produire de l'énergie si la submersion y a été minime (par exemple le lac Winnipeg au Manitoba; les Grands Lacs).

Depuis 1970, c'est dans les zones de déclaration 4, 5, 8, 10 et 14 que des terres ont été converties en terres submergées. Le total de la superficie ainsi submergée depuis 10 ans ou moins a reculé de 829 kha en 1990 à 91,6 kha en 2006. En 2006, 59 % des 91,6 kha de réservoirs mis en eau depuis 10 ans ou moins étaient auparavant boisés (généralement non aménagés).

Les émissions totales des réservoirs sont passées de 4,1 Mt en 1990 à 1,6 Mt en 2006.

7.6.2.1 *Questions de méthodologie*

Deux méthodes d'estimation ont été employées concurremment pour comptabiliser les flux de GES des terres submergées, l'une basée sur le déboisement et l'autre sur la submersion. Lorsqu'il existait des preuves de défrichage et d'enlèvement de la biomasse avant la mise en eau, les variations correspondantes des stocks de carbone pour les bassins de carbone non inondés ont été estimées, comme pour tous les phénomènes de conversion des forêts, avec le CBM-CFS3 (voir la section 7.8 ci-dessous et la section A3.4). Les émissions dues au brûlage et à la décomposition de toute la matière organique morte non submergée sont déclarées à la rubrique Terres converties en terres humides pendant les 10 premières années après le déboisement, et dans la rubrique Terres humides dont la vocation n'a pas changé passé ce délai. La récente construction de plusieurs nouveaux grands réservoirs dans le Nord du Québec (Toulnoustouc, Péribonka, Eastmain-1), dont les travaux de retenue n'étaient pas terminés en 2006, a occasionné ce type de déboisement avant l'inondation. À noter que les émissions dues au déboisement dans les environs des futurs

réservoirs (p. ex. pour l’aménagement des infrastructures) sont déclarées à la rubrique Terres forestières converties en zones de peuplement.

La deuxième méthode s’applique à l’estimation des émissions de CO₂ de la surface des réservoirs qui ont été mis en eau. La méthode par défaut pour estimer les émissions des terres submergées présume que la totalité du carbone de la biomasse forestière est immédiatement rejetée (GIEC, 2003). Au Canada, cette façon de procéder a pour effet de surestimer les émissions résultant de la création de réservoirs, étant donné que, pour la plus grande partie de la végétation submergée, la décomposition ne dure pas très longtemps. On a élaboré une approche propre au Canada, qu’on a utilisée pour estimer les émissions des réservoirs en se basant sur les mesures des flux de CO₂ au-dessus de leur surface. Cette façon de faire est conforme aux descriptions de la méthode de niveau 2 du GIEC (GIEC 2003, 2006) et aux directives de l’annexe 3a.3 du GIEC (2003). La section A3.4 fournit d’autres précisions sur cette méthode d’estimation. Conformément aux bonnes pratiques, seules les émissions de CO₂ entrent dans l’évaluation. Les émissions de la surface des terres submergées sont déclarées pendant une période de 10 ans après la mise en eau, afin de réduire au minimum toute éventuelle double comptabilisation de la déperdition de carbone organique des terres aménagées dans le bassin hydrographique et ensuite émis par les réservoirs. C’est pourquoi seules les émissions de CO₂ sont calculées pour les réservoirs hydroélectriques dont les terres ont été submergées entre 1980 et 2006.

Pour chaque réservoir, la superficie qui était recouverte de forêt avant la submersion est prise en compte pour répartir les émissions entre les catégories Terres forestières converties en terres humides et Autres terres converties en terres humides

Il importe de signaler que les fluctuations dans la superficie des terres converties en terres humides (réservoirs) déclarées dans les tableaux du CUPR ne sont pas indicatives de changements dans les taux de conversion actuels, mais reflètent plutôt la différence entre les superficies de terres récemment submergées (moins de 10 ans avant l’année d’inventaire) et les réservoirs plus anciens (plus de 10 ans), dont les superficies ont été retirées de la comptabilisation. Le système de déclaration ne couvre pas la superficie de tous les réservoirs du Canada.

7.6.2.2 *Degré d’incertitude et cohérence de la série chronologique*

Pour ce qui est des terres forestières converties en terres humides, se reporter à la sous-rubrique correspondante à la section 7.8, Conversion des forêts. La section A3.4 analyse le degré d’incertitude associé à la méthode d’estimation de niveau 2.

Vu les limites actuelles des méthodes d’estimation du secteur ATCATF, il est impossible de surveiller entièrement le devenir du carbone organique dissous et de s’assurer qu’il est comptabilisé dans la bonne catégorie de terres. La possibilité d’une double comptabilisation dans la catégorie Terres humides est toutefois limitée aux bassins hydrographiques où l’on trouve des terres aménagées, ce qui exclut plusieurs grands réservoirs situés dans les zones de déclaration 4 et 5.

7.6.2.3 *AQ/CQ et vérification*

L’annexe 6 décrit les procédures générales d’AQ/CQ suivies pour l’inventaire des GES du Canada, lesquelles s’appliquent également à cette catégorie.

7 AFFECTATION DES TERRES, CHANGEMENTS D'AFFECTATION DES TERRES ET FORESTERIE (SECTEUR 5 DU CUPR)

Pour les terres forestières converties en terres humides, voir aussi la sous-rubrique correspondante dans la section 7.9, Conversion des forêts.

L'approche canadienne d'estimation des émissions dues à la submersion des forêts est plus réaliste sur le plan temporel que la méthode par défaut (GIEC 2003), qui suppose que tout le carbone de la biomasse des forêts submergées est immédiatement libéré. La méthode canadienne est plus raffinée en ce sens qu'elle fait la distinction entre le déboisement et la submersion; les émissions dues au déboisement sont estimées comme on le fait dans tous les cas de déboisement associé aux changements dans l'affectation des terres. De plus, dans la méthode canadienne, les émissions de la surface des réservoirs sont calculées à partir de mesures et non d'une hypothèse (décomposition de la biomasse submergée) qui n'a pas été vérifiée.

7.6.2.4 *Améliorations prévues*

La surveillance du carbone organique dissous pendant son déplacement du point d'émission au point de stockage à long terme dépasse les possibilités scientifiques actuelles et demandera de longues recherches. Aucune amélioration n'est prévue dans un proche avenir, si ce n'est l'élaboration d'estimations de l'incertitude.

7.7 *Zones de peuplement*

La catégorie Zones de peuplement est très diversifiée, puisqu'elle comprend toutes les routes et infrastructures de transport; les emprises de transport d'électricité et les couloirs de pipeline; les terres employées à des fins résidentielles, récréatives, commerciales et industrielles dans les milieux urbains et ruraux; et, enfin, les terres qui servent à l'extraction de ressources autres que les forêts (comme le pétrole et le gaz, l'exploitation minière).

Dans les zones de peuplement dont la vocation n'a pas changé, les arbres des zones urbaines contribuent très peu au bilan national des GES. Selon des estimations préliminaires, les absorptions, modestes, sont de moins de 0,2 Mt.

Pour les besoins de cet inventaire, on a estimé les émissions de deux types de terres converties en zones de peuplement : les terres forestières converties en zones de peuplement et les terres non forestières converties en zones de peuplement dans le Nord du Canada. En 2006, 435 kha de terres converties en zones de peuplement ont généré des émissions de 8 Mt. Les terres forestières converties en zones de peuplement représentent plus de 99 % de ces émissions. On sait que des terres cultivées sont converties en zones de peuplement au Canada, et une méthode d'estimation est en cours d'élaboration.

7.7.1 **Zones de peuplement dont la vocation n'a pas changé**

Cette catégorie comprend les estimations du piégeage du carbone dans les arbres des zones urbaines. Aucune modification n'a été apportée aux données sur les activités ni aux méthodes depuis le dernier inventaire. Ce volet, même s'il est approximatif, ne contribue que très peu au secteur ATCATF et représente une priorité peu élevée en matière d'amélioration.

7.7.2 Terres converties en zones de peuplement

7.7.2.1 Description de la catégorie de source

Cette section traite de la conversion de terres non forestières en zones de peuplement dans le Nord du Canada. La section 7.9, Conversion des forêts, résume les questions et indique les émissions associées à la conversion de terres forestières en zones de peuplement.

En 2005, la conversion de terres non forestières en zones de peuplement dans le Nord du Canada a représenté des émissions de 0,2 Mt.

7.7.2.2 Questions de méthodologie

La mise en valeur des ressources dans l’immensité du Nord canadien est le facteur déterminant du changement d’affectation des terres. Pour estimer avec exactitude l’effet direct de cette activité humaine dans le Nord du Canada, il faut situer les activités dans l’espace et connaître la végétation qui existait avant la conversion – ce qui n’est pas une mince affaire, étant donné que la superficie en question couvre plus de 557 Mha, et qu’elle recoupe huit zones de déclaration (2, 3, 4, 8, 10, 13, 17 et 18). Pour toutes les zones de déclaration, sauf 4 et 8, on a eu recours à diverses sources d’information pour identifier les régions qui présentent un fort potentiel de changement d’affectation des terres et ainsi rétrécir le domaine d’intérêt géographique. On a ciblé ces régions pour détecter et analyser les changements au moyen de 23 images obtenues grâce aux satellites Landsat (Système de référence mondial) et datant d’environ 1985, 1990 et 2000. Les images couvrent plus de 8,7 Mha, soit 56 % de la superficie la plus susceptible de changements d’affectation des terres. Faute d’images, on n’a pas pu aller au-delà de 2000.

Pour les zones de déclaration 4 et 8, on a appliqué une procédure de détection des changements sur l’ensemble de la superficie.

Les émissions couvrent seulement le carbone présent dans la biomasse aérienne pré-conversion. Malgré la publication d’études pertinentes, l’estimation de la densité moyenne ou réelle de biomasse sur une étendue aussi vaste est difficile et elle demeure pleine d’incertitude.

7.7.2.3 Degré d’incertitude et cohérence de la série chronologique

Pour ce qui est des terres forestières converties en zones de peuplement, se reporter à la sous-rubrique correspondante de la section 7.8, Conversion des forêts.

L’incertitude liée à la superficie des terres non forestières converties en zones de peuplement dans le Nord du Canada est estimée à 20 %; l’incertitude liée à la biomasse sur pied avant la conversion varie entre 35 et 50 %. On trouvera d’autres précisions à la section A3.4 de l’annexe 3.

7.7.2.4 AQ/CQ et vérification

L’annexe 6 décrit les procédures générales d’AQ/CQ suivies pour l’inventaire des GES du Canada, lesquelles s’appliquent également à cette catégorie.

Pour ce qui est des terres forestières converties en zones de peuplement, se reporter à la sous-rubrique correspondante de la section 7.8, Conversion des forêts.

7.8 Conversion des forêts

La conversion des forêts n'est pas une catégorie de déclaration, étant donné qu'elle chevauche les sous-catégories des terres converties en terres cultivées, en terres humides et en zones de peuplement; elle est néanmoins déclarée comme poste pour mémoire. Cette section analyse brièvement les questions de méthodologie propres à ce type de changement et souligne la démarche générale suivie pour en estimer l'ampleur, la localisation et l'impact. Une approche uniforme a été utilisée pour tous les types de terres forestières converties, afin de réduire au minimum les omissions et les recouvrements, tout en maintenant l'uniformité spatiale dans toute la mesure du possible.

En 2006, la conversion des terres forestières en terres cultivées, en terres humides et en zones de peuplement a généré des émissions d'environ 16 Mt, contre 26 Mt en 1990. Cette baisse correspond à une réduction de 6,6 Mt sur cette période des émissions immédiates et résiduelles dues à la conversion des terres forestières en terres cultivées; à une réduction de 1,6 Mt des émissions de la surface des réservoirs, attribuées à la conversion des terres forestières, du fait que ces réservoirs étaient en eau depuis plus de 10 ans et ont donc été retirés de la comptabilisation; enfin, à une réduction de 1,2 Mt des émissions dues à la conversion des terres forestières en zones de peuplement.

Il faut bien faire la distinction entre les taux annuels de déboisement (de 73 kha en 1990 et 86 kha en 2006) et la superficie totale de terres forestières converties en d'autres utilisations, selon les déclarations des tableaux du CUPR pour chaque année d'inventaire. Ils englobent toutes les terres forestières converties au cours des 20 ans qui ont précédé l'année d'inventaire actuelle (10 ans pour les réservoirs) et sont donc nettement plus élevés que les taux annuels de déboisement.

Il est aussi important de noter que les émissions immédiates, qui se produisent au moment de la conversion, ne représentent qu'une fraction de toutes les émissions imputables aux activités courantes et antérieures de conversion des terres forestières déclarées au cours d'une année d'inventaire donnée. En 2006, les émissions immédiates attribuables à la conversion des terres forestières (8,2 Mt) ne représentent que 50 % des émissions totales déclarées attribuables au déboisement. Le reste est constitué d'émissions résiduelles causées par des déboisements plus anciens. Les taux de décomposition de la matière organique morte sont tels que les émissions résiduelles continuent au-delà de 20 ans, après quoi elles sont déclarées comme variations des stocks de carbone dans les terres cultivées dont la vocation n'a pas changé et dans les terres humides dont la vocation n'a pas changé.

Avec 38 kha, la conversion de forêts en terres humides représente la plus grande partie des pertes de forêts vers d'autres types de terres en 2006. Une grande proportion de cette conversion (73 %) est due à l'achèvement du réservoir Eastmain-1. Encore en 2006, la conversion en terres agricoles (26 kha) constitue la deuxième cause de déboisement en importance, avec 30 % de la surface forestière perdue. La conversion de terres forestières en zones de peuplement (22 kha) la suit de près et constitue le reste des pertes de forêts.

Géographiquement parlant, les taux les plus élevés de conversion des terres forestières sont observés dans les écozones des Plaines boréales et de l'Est du bouclier boréal (zones de déclaration 10 et 5), qui représentent respectivement 41 % et 26 % de la superficie totale déboisée en 2005.

La conversion des terres forestières concerne à la fois les forêts aménagées et non aménagées. Les pertes de forêts non aménagées se produisent surtout dans la zone de déclaration 4 (Bouclier de la

taïga-est) et sont généralement attribuables à la mise en eau de réservoirs, mais on en observe aussi dans les zones de déclaration 8 et 9 en moindre quantité.

7.8.1 Questions de méthodologie

La conversion des forêts en d'autres catégories de terres demeure une pratique courante au Canada. Ce phénomène est attribuable à la grande diversité des conditions dans l'ensemble du pays, notamment aux cadres de politique et de réglementation, aux lois du marché et à la richesse en ressources naturelles. Les activités économiques qui entraînent des pertes forestières sont très diversifiées; il en résulte une hétérogénéité des régimes spatiotemporels de conversion des forêts qui, jusqu'à récemment, n'étaient pas systématiquement documentés. La difficulté a été de concevoir une démarche intégrant une grande diversité de sources d'information pour saisir les divers modes de conversion des forêts dans le paysage canadien tout en conservant une approche homogène pour réduire au minimum les omissions et les recoupements.

La démarche adoptée pour estimer les superficies forestières converties en d'autres utilisations – ou « zones déboisées » – repose sur trois grandes sources d'information : l'échantillonnage systématique ou représentatif des images de télédétection, les registres de données et le jugement d'experts. La méthodologie en est à sa première phase d'application et doit être considérée comme une transition vers un régime raffiné et exhaustif de surveillance de la conversion des forêts.

La méthode de base repose sur des cartes du déboisement obtenues par télédétection, établies d'après des échantillons d'images Landsat remontant à environ 1975, 1990 et 2000. Pour l'application de la méthode, tout déboisement permanent d'une largeur supérieure à 20 m de la base d'un arbre à celle d'un autre arbre et couvrant une superficie d'au moins 1 ha a été considéré comme une conversion de terres forestières. Cette convention a été adoptée pour étiqueter logiquement les agencements linéaires du paysage. Les autres grandes sources d'information sont des bases de données ou d'autres documents sur les chemins forestiers, les lignes de transport d'énergie, les infrastructures pétrolières et gazières et les réservoirs hydroélectriques. On a consulté des experts lorsqu'il n'existait pas de données ou que celles-ci étaient de piètre qualité ou encore que l'échantillonnage par télédétection était insuffisant. Les avis des experts ont également aidé à rapprocher les registres et les données de télédétection, et à réduire les écarts apparents qui existaient dans les estimations des superficies entre les périodes 1975-1990 et 1990-2000. Une description plus détaillée de la démarche et des sources de données est fournie à la section A3.4. On assemble en ce moment les images postérieures à 2000 pour pouvoir les utiliser afin de prolonger l'étendue de la série chronologique.

Toutes les estimations des émissions imputables à la conversion des forêts ont été établies à l'aide du CBM-CFS3, sauf lorsque les forêts étaient submergées sans déboisement préalable. C'est pourquoi les méthodes sont généralement conformes à celles utilisées dans la catégorie des terres forestières dont la vocation n'a pas changé. La section A3.4 résume les procédures d'estimation.

7.8.2 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

D'après l'avis des experts, une incertitude globale de ± 38 % est associée aux estimations de la superficie totale de terres forestières converties chaque année au Canada (Leckie et al. 2006b), la valeur vraie de cette superficie, avec un intervalle de confiance de 95 %, se situant, pour 2006, entre 47 kha et 104 kha. Il faut prendre soin de ne pas appliquer la fourchette de 38 % à la superficie cumulative de terres forestières converties en une autre catégorie depuis moins de 20 ans (superficies déclarées dans le CUPR). La section A3.4 de l'annexe 3 décrit les principales

7 AFFECTATION DES TERRES, CHANGEMENTS D'AFFECTATION DES TERRES ET FORESTERIE (SECTEUR 5 DU CUPR)

sources d'incertitude des estimations de la superficie établies d'après les données de télédétection et les registres.

On continue d'améliorer la quantification du degré d'incertitude.

7.8.3 AQ/CQ et vérification

L'annexe 6 décrit les procédures générales d'AQ/CQ suivies pour l'inventaire des GES du Canada, lesquelles s'appliquent également à cette catégorie. De plus, des procédures détaillées d'AQ/CQ de niveau 2 ont été appliquées pendant la préparation des estimations, avec notamment un contrôle de qualité documenté de l'interprétation des images, une validation sur le terrain, des contrevérifications des calculs et un examen détaillé des résultats (Leckie et al. 2006a). Les calculs, l'utilisation des données des registres et l'avis des experts sont retraçables grâce au système de compilation, et documentés. D'autres précisions se trouvent à la section A3.4.

7.8.4 Recalculs

Au cours des deux dernières années, nous avons effectué de nouveaux calculs dans cette catégorie parce qu'on a augmenté l'échantillonnage du déboisement et amélioré la cartographie. Cette activité de cartographie fait partie des activités entreprises afin d'améliorer les estimations nationales de la conversion des terres forestières. On a, par exemple, raffiné la délimitation des déboisements et les méthodes de mise à l'échelle lors de la conversion en estimations régionales des estimations pour les échantillons et mis en place des changements dans les procédures de contrôle de la qualité. On a également changé la date de submersion pour un événement important lié à un réservoir. Ces nouveaux calculs ont eu un effet modéré sur les estimations globales pour l'année de référence et les années subséquentes. Ces nouveaux calculs et leurs effets sont présentés de façon plus détaillée au chapitre 9.

7.8.5 Améliorations prévues

Les améliorations prévues mettent l'accent sur l'assurance et le contrôle de qualité, l'augmentation de la couverture cartographique dans les régions où l'incertitude est élevée, l'extension de la période de cartographie, la validation sur le terrain, le recours à des registres supplémentaires, et l'amélioration de l'efficacité dans le processus de compilation des données.

8 Déchets (secteur 6 du CUPR)

8.1 Aperçu

Cette catégorie comprend les émissions imputables au traitement et à l'élimination des déchets. Parmi les sources, on peut citer l'enfouissement des déchets solides (décharges), le traitement des eaux usées et l'incinération des déchets. Les catégories évaluées sont les suivantes : émissions de CH₄ imputables à l'enfouissement des déchets solides dans le sol, émissions de CH₄ et de N₂O résultant du traitement des eaux usées et émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'incinération des déchets.

Une grande partie des déchets traités ou éliminés provient de la biomasse. Les émissions de CO₂ attribuables à ces déchets ne sont pas comprises dans les totaux de l'inventaire, mais y sont déclarées comme poste pour mémoire. Les émissions de CO₂ d'origine biogène ne sont pas déclarées si elles le sont ailleurs dans l'inventaire ou que les absorptions correspondantes de CO₂ ne sont pas déclarées dans l'inventaire (comme les cultures annuelles). Ainsi, dans les circonstances, les émissions ne sont pas comprises dans les totaux des émissions de l'inventaire, étant donné que l'absorption de CO₂ par la végétation récoltée n'est pas estimée par le secteur de l'agriculture et que l'incorporation de ces émissions dans le secteur des déchets entraînerait un déséquilibre. Par ailleurs, les émissions de CO₂ du bois et des produits ligneux ne sont pas comprises, car elles sont comptabilisées dans le secteur ATCATF au moment de l'abattage des arbres. En revanche, les émissions de CH₄ attribuables à la décomposition anaérobie des déchets sont comprises dans les totaux de l'inventaire dans le secteur des déchets.

S'il y a déperdition de carbone des forêts à un rythme non durable (c.-à-d. plus rapide que la repousse annuelle), le bilan du carbone dans les terres forestières sera négatif pour les émissions nettes.

En 2006, les émissions de GES du secteur des déchets ont compté pour 21 Mt dans l'inventaire national, contre 18 Mt en 1990, soit une hausse de 15 %. En comparaison, les émissions nationales totales ont augmenté de 23% pendant le même intervalle. Les émissions de ce secteur ont représenté respectivement 3,1 % et 2,9 % des émissions canadiennes totales de GES en 1990 et en 2006 respectivement.

Les émissions du sous-secteur de l'enfouissement des déchets solides dans le sol, qui englobent les émissions confondues des décharges de déchets solides municipaux (DSM) et de déchets ligneux, ont totalisé 20 Mt, ou 94 %, des émissions du secteur en 2006. Le gaz qui contribue le plus aux émissions du secteur des déchets demeure le CH₄ émis par les décharges de déchets solides municipaux, à raison de 17 Mt (0,8 Mt de CH₄) en 2005. Pour calculer cette valeur des émissions nettes, on soustrait le volume de CH₄ capté du volume estimatif total de CH₄ produit par la décharge selon le modèle Scholl Canyon, avant d'ajouter la quantité de CH₄ capté qui n'a pas été brûlée par torchage, le cas échéant. Près de 28 % du CH₄ émis par les décharges canadiennes de DSM a été capté et brûlé en 2006 (soit pour produire de l'énergie, soit par torchage).

Dans l'ensemble, l'augmentation du taux de production de CH₄ dans les décharges de DSM dépend directement de la croissance démographique et du taux de production des déchets; elle est par ailleurs atténuée par les programmes de captage des gaz d'enfouissement, par les projets de détournement des déchets provinciaux et municipaux et par les exportations internationales de DSM. On prévoit qu'à mesure qu'augmentera le nombre de grandes décharges modernes dotées

obligatoirement de systèmes de collecte des gaz, une plus forte proportion des gaz d'enfouissement sera captée, ce qui permettra de réduire davantage les émissions de ce secteur. À l'échelle nationale, plus de 33 millions de tonnes de déchets non dangereux (résidentiels, institutionnels, commerciaux, industriels, de construction et de démolition) ont été produites en 2004. Les projets de détournement des déchets ont vu le jour au début des années 1990; selon les statistiques nationales les plus récentes, environ 24 % des déchets sont détournés des sites d'élimination (décharges ou usines d'incinération) (Statistique Canada 2007a).

Le tableau 8-1 donne un aperçu des contributions en GES du secteur et des sous-secteurs Déchets pour les années d'inventaire 1990, 2005 et 2006.

Tableau 8-1 : Sommaire des émissions de GES du secteur Déchets, certaines années

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)		
	1990	2005	2006
Secteur Déchets - TOTAL	18 000	21 000	21 000
a. Enfouissement des déchets solides dans le sol	17 000	19 000	20 000
b. Traitement des eaux usées	780	940	930
c. Incinération des déchets	400	240	240

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

8.2 Enfouissement des déchets solides dans le sol (catégorie 6.A du CUPR)

8.2.1 Description de la catégorie de source

Les émissions sont estimées pour deux types de décharges au Canada :

- Décharges de DSM;
- Décharges de déchets ligneux.

Au Canada, la majeure partie des déchets enfouis dans le sol le sont dans des décharges aménagées par les municipalités ou appartenant à des intérêts privés. Comme il existe très peu, voire aucun, site d'enfouissement qui ne soit pas aménagé, on a présumé que tous les déchets étaient éliminés dans des sites aménagés. Les déchets résidentiels, institutionnels, commerciaux et industriels sont éliminés dans des décharges de DSM. Depuis 15 ans, on a établi des décharges destinées à recevoir les déchets de construction et de démolition. En général, ces décharges ne nécessitent pas de systèmes de collecte de CH₄, car leur taux de production de méthane est minime vu la faible teneur en matière organique du flux des déchets traités. Elles ont donc pour l'instant été exclues de l'analyse.

Les décharges de déchets ligneux appartiennent pour la plupart à des intérêts privés et sont exploitées par des entreprises forestières, comme des scieries et des usines de pâtes et papiers. Ces industries se servent des décharges pour éliminer les résidus ligneux excédentaires, comme la sciure, les copeaux de bois, l'écorce et les boues. Certaines entreprises ont manifesté un intérêt croissant pour les projets de récupération d'énergie qui produisent de la vapeur ou de l'électricité par combustion de ces déchets. Depuis quelques années, on transforme ce que l'on considérait jadis comme des déchets en un produit à valeur ajoutée, par exemple des granules de bois pour les poêles et les chaudières à granules résidentiels et commerciaux, de même que des panneaux comprimés, des panneaux de fibres et des panneaux de particules. Les décharges de déchets ligneux sont une source d'émission de CH₄, mais les estimations de ces émissions sont entachées

d'une forte incertitude; ces décharges ne sont toutefois qu'une source mineure par rapport aux décharges de DSM.

Les Lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997) proposent deux méthodes d'estimation des émissions des décharges : une méthode par défaut et une méthode cinétique du premier ordre également dite modèle Scholl Canyon. La méthode par défaut met en relation les émissions et la quantité de déchets enfouis l'année précédente, alors que le modèle Scholl Canyon fait le rapprochement entre les émissions et le total des déchets biodisponibles enfouis les années précédentes.

La composition et la quantité des déchets enfouis au Canada ont nettement changé au cours des dernières décennies, essentiellement en raison de mesures de réacheminement des déchets et la croissance démographique, respectivement. On a donc jugé qu'un modèle statique comme la méthode par défaut ne convenait pas à la situation. C'est pourquoi les émissions des décharges de DSM et des décharges de déchets ligneux sont estimées à l'aide du modèle Scholl Canyon. Ce modèle, utilisé pour estimer les émissions de méthane au Canada, a été validé de façon indépendante dans le cadre d'une étude réalisée par l'Université du Manitoba (Thompson et al. 2006).

Les gaz d'enfouissement, essentiellement du CH₄ et du CO₂, sont produits par la décomposition anaérobie des déchets organiques. La première phase de ce processus commence généralement 10 à 50 jours après que les déchets ont été placés dans la décharge. Même si la majorité du CH₄ et du CO₂ est émise durant les 20 ans suivant l'enfouissement, les émissions peuvent se poursuivre pendant un siècle ou plus (Levelton, 1991).

Plusieurs facteurs importants propres à chaque site contribuent à la production de gaz dans les limites de la décharge, notamment les suivants :

Composition des déchets : La composition des déchets est incontestablement le facteur le plus important qui influe sur les taux et les quantités de gaz d'enfouissement émis. Le volume de gaz d'enfouissement émis dépend du volume de matières organiques enfouies dans le sol. Le rythme auquel le gaz est émis dépend de la distribution et du type de matière organique dans le site d'enfouissement.

Teneur en humidité : Comme l'eau est un élément essentiel à la dégradation anaérobie des matières organiques, la teneur en humidité de la décharge influe sensiblement sur les taux de production de gaz.

Température : La digestion anaérobie est un processus exothermique. Les taux de croissance des bactéries augmentent avec la température jusqu'à ce qu'un optimum soit atteint. C'est ainsi que les températures des décharges peuvent être supérieures aux températures de l'air ambiant. La mesure dans laquelle ces températures influent sur celle de la décharge et sur les taux de production de gaz dépend principalement de la profondeur d'enfouissement. Les variations de la température peuvent modifier l'activité des microbes, compromettant du même coup leur capacité de décomposer la matière (Maurice et Lagerkvist 2003).

pH et pouvoir tampon : La production de CH₄ dans les décharges atteint son maximum lorsque le pH est neutre. L'activité des bactéries méthanogènes est inhibée dans les milieux acides.

Disponibilité des éléments nutritifs : Certains éléments nutritifs sont indispensables à la digestion anaérobie, notamment le carbone, l'hydrogène, l'azote et le phosphore. En général, les DSM renferment les éléments nutritifs nécessaires aux populations bactériennes requises.

Densité des déchets et taille des particules : La taille des particules et la densité des déchets exercent également une influence sur la production de gaz. Le fait de réduire la taille des particules augmente la superficie disponible pour la dégradation et accélère par conséquent le rythme de production de gaz. La densité des déchets, qui est essentiellement contrôlée par le compactage des déchets au fur et à mesure de leur enfouissement dans le site, influe sur le transport de l'humidité et des éléments nutritifs dans la décharge, ce qui a également un effet sur le taux de production de gaz.

8.2.2 Questions de méthodologie

On calcule le CH₄ résultant de la décomposition des déchets dans les décharges à l'aide du modèle Scholl Canyon, un modèle de décomposition du premier ordre qui tient compte du fait que les déchets se décomposent sur de nombreuses années. Les données relatives au captage des gaz d'enfouissement ont été fournies directement par les propriétaires ou les exploitants de certaines décharges pourvues de systèmes de collecte des gaz d'enfouissement.

Pour déterminer les émissions de CH₄, on calcule la quantité de CH₄ produit par la décomposition des déchets enfouis grâce au modèle Scholl Canyon, on soustrait le CH₄ capté par les systèmes de récupération des gaz d'enfouissement, puis on ajoute la quantité de CH₄ non brûlé émis par torchage dans les sites où les gaz d'enfouissement récupérés sont brûlés, en tout ou en partie, sans récupération d'énergie. Les émissions de GES attribuables à la combustion de cette partie des gaz d'enfouissement captés et utilisés pour la production d'énergie sont comptabilisées dans le secteur Énergie. L'annexe 3.5 propose une analyse plus détaillée des méthodologies.

8.2.2.1 Production de CH₄

On a utilisé le modèle Scholl Canyon pour estimer la quantité de CH₄ produite. Le modèle repose sur l'équation de décomposition du premier ordre suivante (GIEC/ OCDE/AIE 1997) :

Équation 8-1 :

$$Q_{T,x} = k M_x L_0 e^{-k(T-x)}$$

où :

Q _{T,x}	=	quantité de méthane produite au cours de l'année considérée (T) par la M _x de déchets, exprimée en kt de CH ₄ /an
x	=	année de l'entrée des déchets
M _x	=	quantité de déchets enfouis au cours de l'année x, exprimée en Mt
k	=	constante de vitesse de production de méthane, exprimée par an
L ₀	=	potentiel de production de méthane, exprimé en kg de CH ₄ /t de déchets
T	=	année considérée

Équation 8-2 :

$$Q_T = \sum Q_{T,x}$$

où :

Q_T = quantité de méthane produite au cours de l'année considérée (T), exprimée en kt de CH_4/an

Pour estimer les émissions de CH_4 attribuables aux décharges, il est nécessaire de connaître plusieurs des facteurs décrits ci-dessus. Pour calculer les émissions nettes de chaque année, on prend la somme du $Q_{T,x}$ de chaque section de déchets enfouis les années précédentes et l'on soustrait le gaz capté dans chaque province. Un modèle informatisé a été conçu pour estimer les émissions d'ensemble à l'échelle régionale (par province et territoire) au Canada. La valeur des émissions nationales de CH_4 est le total des émissions de toutes les régions.

Déchets enfouis chaque année, ou masse des rebuts (Mx)***Décharges de DSM***

Deux sources principales ont été utilisées pour obtenir des données sur les décharges et la production de déchets en vue de l'inventaire des GES. La quantité de DSM enfouie entre les années 1941 et 1990 a été estimée par Levelton (1991). Pour les années 1998, 2000, 2002 et 2004, les données sur l'élimination des DSM proviennent de l'Enquête de l'industrie de la gestion des déchets réalisée tous les deux ans par Statistique Canada (Statistique Canada 2000, 2003, 2004, 2007a). Pour les années impaires intermédiaires (1999, 2001 et 2003), les valeurs de l'élimination des DSM, y compris les DSM enfouis et incinérés, ont été obtenues en faisant la moyenne des années paires correspondantes. Les quantités de déchets incinérées ont été soustraites des valeurs d'élimination de Statistique Canada afin d'obtenir la quantité de DSM enfouis durant la période 1998-2004. Pour la période 1991-1997, à l'exception de l'Île-du-Prince-Édouard et des Territoires du Nord-Ouest, du Nunavut et du Yukon, on a estimé les quantités éliminées à l'aide d'une interpolation faisant appel à une approche de régression linéaire multiple appliquée aux valeurs d'enfouissement des DSM de Levelton (1991) et de Statistique Canada (2000, 2003, 2004, 2007a). Les valeurs pour l'Île-du-Prince-Édouard et les territoires pour la période 1991-2006 ont été obtenues en calculant les tendances historiques des données sur les décharges en fonction de la population des provinces pour 1971-2006 (Statistique Canada 2006a, 2007b).

Décharges de déchets ligneux

Ensemble, la Colombie-Britannique, le Québec, l'Alberta et l'Ontario enfouissent 93 % de tous les déchets ligneux au Canada (RNCan 1997). Le volume de déchets ligneux enfouis entre 1970 et 1992 a été estimé à l'échelle nationale en fonction de la base de données nationale sur les résidus ligneux (RNCan 1997). Les données des années 1998 et 2004 proviennent de publications ultérieures (RNCan 1999, 2005). On a effectué une analyse des tendances par régression linéaire afin d'interpoler le volume de déchets ligneux enfouis au cours des années 1991-1997 et 1999-2006.

Taux de production de CH_4 (k)

La constante cinétique k est une estimation du premier ordre du taux de production de CH_4 après enfouissement des déchets. La valeur de k dépend de quatre grands facteurs : la teneur en humidité, la température, la disponibilité des éléments nutritifs et le pH. On estime que, dans une décharge de DSM typique, les conditions relatives aux éléments nutritifs et au pH sont respectées.

Dans de nombreuses régions du Canada, on observe des températures inférieures à 0 °C pendant une période pouvant aller jusqu'à sept mois par année et des températures inférieures à -30°C (Thompson et al. 2006); toutefois, les observations indiquent que la température ambiante n'a pas d'effet sur le taux de décomposition dans les décharges (Maurice et Lagerkvist 2003; Thompson et Tanapat 2005). En outre, les variations saisonnières de température dans les déchets sont minimes lorsqu'on les compare aux écarts de température dans l'atmosphère (Maurice C., Lagerkvist A. 2003). À partir de deux mètres de profondeur, la température des déchets enfouis est indépendante de la température ambiante. Des expériences menées sur le terrain au Canada ont démontré que l'écart dans la production de CH₄ dans les décharges entre les mois d'hiver et les mois d'été est insignifiant (Bingemer et Crutzen 1987; Thompson et Tanapat 2005). C'est pourquoi, de tous ces facteurs, c'est la teneur en humidité qui influe le plus sur les décharges canadiennes, et ce paramètre dépend dans une large mesure des précipitations annuelles qui tombent sur les décharges.

Décharges de DSM

Les valeurs de k qui ont servi à estimer les émissions de méthane proviennent d'une étude réalisée par l'Université du Manitoba. Cette étude s'appuie sur les données provinciales sur les précipitations entre 1971 et 2000 (Thompson et al. 2005) pour calculer les valeurs de k à partir du rapport entre la valeur des précipitations et la valeur de k établi par l'EPA des États-Unis. Les valeurs de k des États-Unis sont liées aux précipitations, en presumant que la teneur en humidité d'une décharge est directement fonction des précipitations annuelles. En se fondant à la fois sur ces valeurs de k et les données des États-Unis sur les précipitations d'une part, et sur les précipitations annuelles moyennes dans les décharges canadiennes étudiées par Levelton (1991) d'autre part, on a alloué des valeurs de k à chacune des provinces (Thompson et al. 2006).

Les valeurs de k utilisées pour estimer les émissions attribuables aux décharges de DSM ont été choisies parmi une plage d'estimations de ces valeurs pour chaque province (Thompson et al. 2006). Ces valeurs sont indiquées au tableau 8-2.

Tableau 8-2 : Estimations des valeurs de k des décharges de DSM pour chaque province / territoire

Province / Territoire	T.-N.-L.	Î.-P.-É.	N.-É.	N.-B.	QC	ON	MB	SK	AB	C.-B.	T.N.-O.	NU	YN
Valeurs de k	0,052	0,044	0,056	0,046	0,042	0,037	0,025	0,022	0,023	0,048	0,018	0,018	0,018

Décharges de déchets ligneux

En se fondant sur la valeur par défaut recommandée par le National Council for Air and Stream Improvement, Inc., pour estimer les émissions de méthane attribuables aux décharges de l'industrie de transformation du bois, on a présumé qu'une valeur de 0,03/an représentait la constante de taux de production de méthane pour l'ensemble des décharges de déchets ligneux du Canada (NCASI 2003).

Potentiel de production de CH₄ (L₀)

Décharges de DSM

Les valeurs de L₀ théoriques et mesurées varient de 4,4 à 194 kg de CH₄/t de déchets (Pelt et al. 1998). Sur la série chronologique utilisée pour la portion du modèle d'estimation des émissions relative aux DSM, soit entre 1941 et 2006, on a utilisé trois L₀ différents pour représenter des périodes distinctes marquées, selon les études, par des changements significatifs de la

composition des déchets. L_0 est une fonction du carbone organique dégradable (COD), déterminée par la composition des déchets de la façon décrite plus bas.

Les niveaux de COD des provinces et des territoires ont été calculés à partir des valeurs de la composition des déchets pour trois périodes distinctes : 1941-1975, 1976-1989 et 1990-2006. En se servant de données sur la composition des déchets relevées dans une étude de Ressources naturelles Canada (RNCan) basée sur des données de 2002 (RNCan 2006), on a dérivé les niveaux de COD et posé l'hypothèse qu'ils sont restés constants pendant toute la période 1990-2004. Puisque les programmes de réacheminement des déchets étaient peu importants avant 1990, on a élaboré un autre ensemble de niveaux de COD, de façon à représenter la composition des déchets dans les décharges de 1976 à 1989, en ajoutant la valeur de RNCan à celle contenue dans les données de 2004 de Statistique Canada sur la composition des déchets recyclés (Environnement Canada 2007). Afin de couvrir la période 1941-1975, on a élaboré un troisième ensemble de niveaux de COD à partir d'une étude nationale de 1967 (CRC Press 1973). Le tableau 8-3 présente un résumé des valeurs de L_0 pour les provinces et les territoires pendant les trois périodes. Comme point de comparaison, on donne également le pourcentage de déchets organiques détournés dans l'ensemble des provinces canadiennes en 2002. À mesure que les méthodes d'élimination des déchets évolueront au Canada et que de nouvelles données seront disponibles, les valeurs de L_0 seront rajustées en conséquence.

La valeur de L_0 a été calculée au moyen de la méthodologie qui figure dans les Lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997) (équation 8-3) en utilisant les données provinciales sur la composition des déchets pour calculer le carbone organique dégradable :

Équation 8-3 :

$$L_0 = \text{FCM} \times \text{COD} \times \text{COD}_F \times F \times 16/12 \times 1\,000 \text{ kg CH}_4/\text{t CH}_4$$

où :

L_0	=	potentiel de production de méthane, exprimé en kg de CH_4/t de déchets
FCM	=	facteur de correction du CH_4 , exprimé en fraction
COD	=	carbone organique dégradable, exprimé en t de C/t de déchets
COD_F	=	fraction de COD dissimilé
F	=	fraction de CH_4 dans les gaz d'enfouissement
16/12	=	coefficient de stoechiométrie

Selon les Lignes directrices du GIEC, le FCM des sites d'enfouissement aménagés a une valeur de 1,0 (GIEC/ OCDE/AIE 1997). La fraction de CH_4 (F) émise par une décharge varie de 0,4 à 0,6, et on présume qu'elle est de 0,5. La valeur de COD_F utilisée (0,6) provient de lignes directrices du GIEC (2000), qui recommandent une valeur par défaut comprise entre 0,5 et 0,6. Cette valeur de COD_F reflète mieux les faibles concentrations de lignine dans les DSM, puisque la majorité des déchets ligneux de l'industrie des pâtes et papiers et des scieries sont jetés dans des décharges réservées aux déchets de bois.

Le calcul du COD provient de la portion biodégradable des DSM (équation 8-4):

Équation 8-4

$$\text{COD} = (0,4 \times \text{A}) + (0,17 \times \text{B}) + (0,15 \times \text{C}) + (0,3 \times \text{D})$$

où :

- A = fraction de DSM constituée de papier et de textiles
 B = fraction de DSM constituée de déchets de jardin ou de parc
 C = fraction de DSM constituée de déchets alimentaires
 D = fraction de DSM constituée de bois ou de paille

Tableau 8-3 : Potentiel de production de CH₄ (L₀) de 1941 à aujourd'hui

Province/territoire	2002 Déchets organiques détournés (%) ^a	1941-1975		1976-1989		1990-aujourd'hui	
		COD	L ₀ (kg de CH ₄ /t de déchets)	COD	L ₀ (kg de CH ₄ /t de déchets)	COD	L ₀ (kg de CH ₄ /t de déchets)
Colombie-Britannique	23,3	0,28	111,86	0,17	69,89	0,16	63,71
Alberta	16,7	0,39	157,63	0,26	104,46	0,18	71,87
Saskatchewan	4,3	0,36	143,92	0,22	86,39	0,22	86,75
Manitoba	4,9	0,33	131,37	0,19	76,82	0,19	76,59
Ontario	16,4	0,36	143,74	0,21	82,75	0,21	83,00
Québec	13,7	0,36	144,45	0,21	82,52	0,20	81,23
Nouveau-Brunswick	19,8	0,23	93,91	0,16	65,91	0,16	63,22
Nouvelle-Écosse	29,7	0,25	100,89	0,16	62,35	0,16	64,10
Île-du-Prince-Édouard	ND	0,27	108,74	0,17	67,19	0,16	64,63
Terre-Neuve	ND	0,28	112,62	0,18	73,28	0,18	73,35
Territoires (YN, T.N.-O. et NU)	ND	0,22	87,59	0,15	58,54	0,16	65,13

Sources :

Note : Dérivé de données obtenues de RNCAN (2006), Statistique Canada (2007a) et CRC (1973).

a. Thompson et al. (2006).

ND = Données non disponibles pour la catégorie.

Décharges de déchets ligneux

L'équation 8-3 a donné une valeur de L₀ de 80 kg de CH₄/t de déchets ligneux, qui a servi à estimer les émissions des décharges de déchets ligneux au moyen du modèle Scholl Canyon. On a utilisé les valeurs par défaut du GIEC pour le facteur de correction du CH₄ - décharges profondes non aménagées (FCM = 1), la fraction de CH₄ dans les gaz d'enfouissement (F = 0,5) et la fraction de COD dissimulée (CODF = 0,5), en retenant l'extrémité inférieure de la plage par défaut des déchets qui contiennent de la lignine (GIEC/OCDE/AIE 1997). On a présumé que les déchets étaient composés à 100 % de bois ou de paille pour calculer la fraction de COD dans l'équation 8-4.

8.2.2.2 *Gaz d'enfouissement captés*

Une partie du CH₄ produit dans les décharges de DSM est captée comme gaz d'enfouissement et brûlée par torchage ou afin de produire de l'énergie. La combustion du gaz d'enfouissement transforme le CH₄ en CO₂, ce qui entraîne une réduction des émissions de CH₄. On calcule les émissions nettes de CH₄ dans les décharges en soustrayant la quantité de CH₄ captée, fournie par les responsables de ces décharges, de la quantité de CH₄ produit, estimée à l'aide du modèle Scholl Canyon. Afin de tenir compte de l'inefficacité de la combustion par torchage, on additionne à ce résultat la quantité de CH₄ capté qui passe par la torche sans être brûlé. Le gaz ainsi capté est entièrement ou partiellement torché ou brûlé pour produire de l'électricité ou de la chaleur. Les émissions de GES associées à l'utilisation des gaz d'enfouissement pour la récupération d'énergie sont comptabilisées dans le secteur Énergie.

On s'est servi d'un taux de rendement de combustion par torchage du CH₄ des gaz d'enfouissement de 99,7 % pour déterminer la quantité de CH₄ qui échappe au torchage. Cette valeur provient du tableau 2.4-3 du chapitre 2.4 de l'AP 42 de l'EPA (EPA 1995). Les quantités de gaz d'enfouissement recueillies entre 1983 et 1996 ont été obtenues lors d'une communication personnelle avec M.E. Perkin du Bureau national de prévention de la pollution d'Environnement Canada, en 1998. Entre 1997 et 2003, les données concernant la quantité de gaz d'enfouissement captés ont été recueillies aux deux ans directement auprès des exploitants de décharges particuliers par le Bureau national de la prévention de la pollution d'Environnement Canada (Environnement Canada 1997, 1999, 2001, 2003a). Pour 2006, c'est la Division des gaz à effet de serre d'Environnement qui procède à l'enquête, à partir de l'année de déclaration 2005 (Environnement Canada 2007). Comme les données relatives au captage des gaz d'enfouissement sont recueillies à chaque année impaire, pour les besoins de l'inventaire national de GES les données qui s'appliquent aux années paires subséquentes sont moyennées à partir des années impaires, à compter de 1997. Comme les données sur le captage de gaz d'enfouissement en 2006 n'étaient pas disponibles, on a, aux fins de la déclaration de 2008, émis l'hypothèse que les valeurs de 2005 étaient restées constantes.

8.2.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

L'analyse qui suit sur l'incertitude des catégories de ce secteur se fonde sur les résultats déclarés dans le cadre d'une étude de quantification de l'incertitude du RIN canadien sur les GES (ICF Consulting 2004). Cette évaluation de niveau 2 du degré d'incertitude emploie les valeurs de l'année d'inventaire 2001 (rapport de 2003). Toutefois, comme les résultats de l'étude ont conduit à modifier la méthodologie, les coefficients d'émission et les sources d'information, ses résultats pourraient ne pas refléter fidèlement l'incertitude entourant les émissions de ce sous-secteur et les intrants du modèle. En l'absence d'une étude de suivi de niveau 2, les améliorations apportées devraient se traduire par une diminution du degré d'incertitude lié à ce sous-secteur.

Les émissions de CH₄ attribuables à cette catégorie clé sont celles des décharges de DSM et des décharges de déchets ligneux. On estime que l'incertitude associée aux émissions de CH₄ par l'ensemble des sous-secteurs se situe entre -35 % et +40 %, ce qui est très proche de l'incertitude de -40 % à +35 % estimée pour les émissions de CH₄ attribuables aux décharges de DSM. La plage d'incertitude fournie par l'étude d'ICF Consulting (2004) n'est qu'à peine supérieure à l'intervalle de ±30 % estimé avec un intervalle de confiance de 90 % dans une étude préalable, fondée sur une méthode de niveau 1 reposant sur les données de 1990 (McCann 1994). À noter cependant que la plage d'incertitude de l'étude d'ICF Consulting (2004) est assortie d'un intervalle de confiance de 95 %, ce qui est supérieur à la plage mentionnée pour un intervalle de confiance de 90 %.

Les décharges de DSM représentent plus de 90 % des émissions totales de CH₄ imputables à cette catégorie clé en 2001 (Environnement Canada 2003b). Les estimations du degré d'incertitude lié aux émissions de CH₄ des décharges de DSM semblent dans une large mesure avoir subi l'influence de l'incertitude des valeurs de l'inventaire au sujet des potentiels de production de CH₄ (L₀) pour les périodes 1941-1989 et 1990-2001 et de la constante de taux de production de CH₄ (k), où le degré d'incertitude des valeurs k et L₀ reposait sur l'estimation d'un expert. Un modèle simplifié de la méthode Scholl Canyon a été utilisé pour la simulation de Monte Carlo, ce qui pourrait avoir une incidence sur la pertinence des valeurs d'incertitude. Une erreur a été introduite dans le calcul du degré d'incertitude des émissions de CH₄ des décharges de DSM du fait qu'on a utilisé la valeur de 2000 (au lieu de la valeur de 2001) pour la quantité totale de CH₄ captée au Canada, ce qui donne une plage d'incertitude de 20 % à 24 % pour ces données sur les activités. Le degré d'incertitude réel pour cette donnée aurait dû être de ± 2 %.

Bien que la plage d'incertitude estimée dans la présente étude pour les décharges de déchets de bois soit significativement plus large (de -60 % à +190 %) que celle des décharges de DSM, sa contribution à l'incertitude de la catégorie n'est pas aussi importante, parce que les décharges de déchets de bois contribuent peu aux émissions (moins de 10 %) (Environnement Canada 2003b). L'estimation du degré d'incertitude lié aux décharges de déchets ligneux semble avoir subi dans une large mesure l'influence du taux de production de CH₄, de la teneur en carbone des déchets enfouis et de la fraction biodégradable des déchets, les degrés d'incertitude ayant été établis par ICF Consulting (2004) d'après les Lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997) et/ou les Recommandations du GIEC (GIEC 2000), le cas échéant.

Les estimations sont établies de manière cohérente dans le temps.

8.2.4 AQ/CQ et vérification

On a procédé à un contrôle de qualité de niveau 1 pour cette catégorie clé. Quelques erreurs de transcription ont été décelées et corrigées. Aucune anomalie importante n'a été détectée.

8.2.5 Recalculs

Au cours des deux dernières années, on a effectué de nouveaux calculs des émissions de CH₄ imputables aux décharges de DSM et de déchets de bois. Ceux-ci ont été rendus nécessaires par l'introduction de nouvelles données d'activité et de nouveaux paramètres de modélisation. Ces modifications et leurs effets sur les estimations des émissions sont présentés au chapitre 9.

8.2.6 Améliorations prévues

Afin de pouvoir continuer à produire des rapports bisannuels sur l'état du captage et de l'utilisation des gaz d'enfouissement au Canada, la Division des gaz à effet de serre effectuera, à l'été 2008, une enquête qui lui permettra d'obtenir des données d'activité pour 2007. On utilisera les quantités de CH₄ capté obtenues lors de l'enquête pour préparer la déclaration de 2009.

Une autre étude est envisagée en vue d'examiner la quantité de déchets ligneux enfouis dans les décharges canadiennes de l'industrie du bois et des pâtes et papiers, et de vérifier la méthodologie, les coefficients d'émissions et les données historiques d'activité présentement utilisés.

8.3 Traitement des eaux usées (catégorie 6.B du CUPR)

8.3.1 Description de la catégorie de source

On a estimé les émissions issues du traitement des eaux usées municipales et industrielles. Ces eaux usées peuvent faire l'objet d'un traitement aérobie ou anaérobie. Avec le traitement anaérobie, il y a production de CH₄, mais celui-ci est en général contenu et brûlé dans les systèmes à digestion anaérobie au Canada. Les émissions de CH₄ des systèmes aérobies sont présumées négligeables. Les deux types de systèmes de traitement rejettent du N₂O lors de la nitrification et de la dénitrification de l'azote des eaux usées (GIEC/OCDE/AIE 1997).

Les systèmes de traitement aérobie et anaérobie produisent également du CO₂. Toutefois, comme nous l'avons vu à la section 8.1, les émissions de CO₂ imputables à la décomposition de la matière organique ne sont pas comprises dans les estimations nationales totales, conformément aux Lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997).

La méthode d'estimation des émissions résultant du traitement des eaux usées municipales s'intéresse à deux aspects : le CH₄ résultant du traitement anaérobie des eaux usées et le N₂O résultant du traitement des eaux usées sanitaires.

8.3.2 Questions de méthodologie

L'annexe 3.5 propose une analyse plus détaillée des méthodologies.

8.3.2.1 Émissions de CH₄

Traitement des eaux usées municipales

On n'a pas utilisé ici la méthode par défaut du GIEC, car les données nécessaires n'étaient pas disponibles. On a plutôt utilisé une méthode conçue à l'intention d'Environnement Canada (ORTECH Corporation 1994) afin d'établir un coefficient d'émission. En se basant sur la quantité de matière organique produite par personne au Canada et sur la transformation de la matière organique en CH₄, on a estimé que le traitement anaérobie des eaux usées pouvait émettre 4,015 kg de CH₄/personne par an.

Pour calculer les émissions de CH₄, on multiplie les coefficients d'émission par la population de chaque province (Statistique Canada 2006a, 2007b) et par la fraction des eaux usées qui fait l'objet d'un traitement anaérobie.

Traitement des eaux usées industrielles

En l'absence de données sur les activités, les émissions de CH₄ attribuables à cette catégorie n'ont pas été évaluées. Bien que le traitement aérobie des eaux usées industrielles soit la technique généralement utilisée, on sait que quelques installations de traitement anaérobie ont été mises en place en 2006. On trouvera à l'annexe 3.5 une description de la méthodologie qui sera utilisée une fois que les données d'activité seront disponibles.

8.3.2.2 Émissions de N₂O**Traitement des eaux usées municipales**

Les émissions de N₂O des installations de traitement des eaux usées municipales ont été calculées à l'aide de la méthode par défaut du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997). Pour estimer le coefficient d'émission de N₂O, cette méthode fait le produit de la consommation annuelle de protéines par personne, de la teneur présumée en azote des protéines (16 %), de la quantité d'azote du N₂O (N₂O-N) produite par unité d'azote des eaux d'épuration (0,01 kg de N₂O-N/kg d'azote des eaux d'épuration) et du facteur de conversion du N₂O/N₂O-N (1,57). Les estimations de la consommation de protéines, en kg/personne/an, proviennent d'un rapport statistique annuel sur les aliments publié par Statistique Canada (Statistique Canada 2007c). Ce rapport fournit les données des années 1991 et 1996, ainsi que pour la période de 2001 à 2006. L'estimation de la consommation de protéines pour les années manquantes, est faite à partir de l'application de la régression linéaire aux données de Statistique Canada. Les émissions ont été calculées en multipliant le coefficient d'émission par la population de chaque province (Statistique Canada 2007b). Le tableau 8-4 donne un aperçu des valeurs de ces deux paramètres pour la série chronologique.

Tableau 8-4 : Coefficients d'émission de N₂O

Année	Consommation annuelle de protéines par personne (kg de protéines/personne/an)	Coefficient d'émission de N ₂ O (kg de N ₂ O/personne/an)
1990	25,74	0,065
1991 ¹	25,00	0,063
1992	26,01	0,065
1993	26,15	0,066
1994	26,29	0,066
1995	26,42	0,066
1996 ¹	26,00	0,065
1997	26,68	0,067
1998	26,79	0,067
1999	26,89	0,068
2000	26,98	0,068
2001 ¹	27,72	0,070
2002 ¹	27,54	0,069
2003 ¹	27,17	0,068
2004 ¹	27,41	0,069
2005 ¹	27,18	0,068
2006 ²	26,40	0,066

Sources :

1. Statistique Canada (2006b). Les données ont été ajustées pour tenir compte des pertes qui peuvent survenir dans les magasins et les foyers et au moment de la cuisson et du service à la table
2. Statistique Canada (2007c). Les données ont été ajustées pour tenir compte des pertes qui peuvent survenir dans les magasins et les foyers et au moment de la cuisson et du service à la table

Traitement des eaux usées industrielles

Les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997) ne traitent pas de la méthode d'estimation des émissions de N₂O imputables au traitement des eaux usées industrielles. En l'absence de données sur les activités, les émissions de N₂O attribuables à cette catégorie n'ont pas été évaluées.

8.3.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

L'analyse qui suit sur l'incertitude des catégories de ce secteur se fonde sur les résultats déclarés dans le cadre d'une étude de quantification de l'incertitude du RIN canadien sur les GES (ICF Consulting 2004). Cette évaluation de niveau 2 du degré d'incertitude emploie les valeurs de l'année d'inventaire 2001 (rapport de 2003). Toutefois, comme les résultats de l'étude ont conduit à modifier la méthodologie, les coefficients d'émission et les sources d'information, ses résultats pourraient ne pas refléter fidèlement l'incertitude entourant les émissions de ce sous-secteur et les intrants du modèle. En l'absence d'une étude de suivi de niveau 2, les améliorations apportées devraient se traduire par une diminution du degré d'incertitude lié à ce sous-secteur.

On estime que l'incertitude globale associée au sous-secteur du traitement des eaux usées se situe entre -40 % et +55 %. La plage d'incertitude qui figure dans l'étude d'ICF Consulting (2004) est inférieure à la fourchette de ± 60 % estimée avec un intervalle de confiance de 90 % dans une étude antérieure fondée sur une méthode de niveau 1 reposant sur les données de 1990 (McCann 1994). Il s'agit d'une amélioration au chapitre de l'incertitude estimée pour cette catégorie, étant donné que la plage d'incertitude mentionnée par ICF Consulting (2004) pour un intervalle de confiance de 95 % devrait normalement afficher une valeur supérieure à celle qui est assortie d'un intervalle de confiance de 90 %. D'après les données de 2001, l'incertitude des tendances liée aux émissions totales de GES (y compris le CH₄ et le N₂O) imputables aux systèmes de traitement des eaux usées est comprise entre + 12 % et + 13 %. C'est avec prudence qu'il faut extrapoler à l'inventaire de 2006 l'incertitude des tendances de 2001, car l'incertitude des tendances est plus sensible que l'incertitude liée aux variations des valeurs estimatives de l'inventaire pour les années plus récentes.

Étant donné que les méthodes et la provenance des données sont demeurées inchangées tout au long de la série chronologique, on peut dire que les estimations relatives à cette catégorie sont cohérentes dans le temps.

8.3.4 AQ/CQ et vérification

On a procédé à un contrôle de qualité de niveau 1 pour cette catégorie clé. Aucune anomalie importante n'a été détectée.

8.3.5 Recalculs

Au cours des deux dernières années, on a effectué de nouveaux calculs des émissions de CH₄ et de N₂O attribuables au traitement des eaux usées municipales. Ceux-ci ont été rendus nécessaires par l'introduction de nouvelles données d'activité et de nouveaux coefficients d'émission. Ces modifications et leurs effets sur les estimations des émissions sont présentés au chapitre 9.

8.3.6 Améliorations prévues

Le Canada prévoit examiner les données les plus récentes de l'enquête biennale d'Environnement Canada sur l'utilisation de l'eau et le traitement des eaux usées au pays. Cette étude doit vérifier

si ces données conviennent au modèle actuel et, grâce à une analyse de carence, faire des recommandations en vue d'aider l'organisation chargée de l'enquête à mieux adapter les données obtenues aux besoins du RIN. L'étude va également terminer un examen de l'assurance de la qualité du modèle actuel.

8.4 Incinération des déchets (catégorie 6.C du CUPR)

8.4.1 Description de la catégorie de source

Les émissions imputables à l'incinération des déchets solides municipaux et des boues d'épuration sont comprises dans l'inventaire. Certaines municipalités du Canada utilisent des incinérateurs pour réduire la quantité de DSM expédiés vers les sites d'enfouissement et donc la quantité des boues d'épuration qui doivent être épandues sur le sol.

Les émissions de GES des incinérateurs varient selon divers facteurs, comme la quantité de déchets incinérés, la composition des déchets, la teneur en carbone des déchets autres que la biomasse et les conditions d'exploitation des usines.

8.4.1.1 Incinération des DSM

La chambre de combustion d'un incinérateur de DSM caractéristique se compose d'une grille sur laquelle les déchets sont brûlés et d'un écran d'eau (si l'on récupère l'énergie) ou d'un revêtement réfractaire (dans le cas contraire). Les GES émis par les incinérateurs de DSM sont entre autres du CO₂, du CH₄ et du N₂O.

Conformément aux lignes directrices du GIEC (GIEC/ OCDE/AIE 1997), les émissions de CO₂ résultant de la combustion des déchets de la biomasse ne sont pas comprises dans cette section de l'inventaire. Les seules émissions de CO₂ qui y sont comprises résultent des déchets de carbone provenant des combustibles fossiles, comme les plastiques et le caoutchouc.

Les émissions de CH₄ résultant de l'incinération des DSM sont censées être négligeables et ne sont pas calculées faute de recherches sur les émissions sous-jacentes.

8.4.1.2 Incinération des boues d'épuration

Au Canada, on utilise deux types différents d'incinérateurs de boues d'épuration : les incinérateurs à soles étagées et les incinérateurs à lit fluidisé. Dans les deux cas, les boues d'épuration sont partiellement essorées avant d'être incinérées. L'essorage se fait généralement par centrifugation ou par filtre-presses. À l'heure actuelle, des municipalités de l'Ontario et du Québec exploitent des incinérateurs de boues d'épuration. Parmi les GES émis lors de l'incinération de ces boues figurent le CO₂, le CH₄ et le N₂O, comme c'est le cas lors de l'incinération des DSM; toutefois, comme les boues contiennent du carbone d'origine biogène, les émissions de CO₂ ne sont pas prises en compte dans les totaux provenant de cette source dans l'inventaire.

8.4.2 Questions de méthodologie

La méthode d'estimation des émissions dépend du type de déchets et des gaz émis. L'annexe 3.5 propose une analyse plus détaillée des méthodologies.

8.4.2.1 Émissions de CO₂

Les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997) ne précisent pas de méthode de calcul des émissions de CO₂ résultant de l'incinération des déchets à base de combustibles fossiles (comme les plastiques et le caoutchouc). C'est la raison pour laquelle une méthode en trois étapes a été mise au point :

- *Calcul du volume des déchets incinérés* : On a estimé le volume des déchets incinérés chaque année au moyen d'une analyse de régression utilisant les données d'une étude d'Environnement Canada (1996b) qui présente des données provinciales détaillées sur l'incinération pour l'année 1992, et d'une étude réalisée par A.J. Chandler & Associates Ltd. pour Environnement Canada, qui fournit des données relatives à l'incinération pour les années 1999, 2000 et 2001 (Environnement Canada 2003c).
- *Définition des coefficients d'émission* : Les coefficients d'émission de CO₂ des provinces reposent sur l'hypothèse que le carbone que contiennent les déchets subit une oxydation complète pour se transformer en CO₂. La quantité de carbone provenant des combustibles fossiles qui est disponible dans les déchets incinérés a été déterminée selon les pourcentages massiques du carbone (Tchobanoglous et al. 1993). On estime la quantité de carbone par tonne de déchets et on la convertit en tonnes de CO₂ par tonne de déchets en la multipliant par le rapport entre la masse moléculaire du CO₂ et la masse moléculaire du carbone.
- *Calcul des émissions de CO₂* : On a calculé les émissions à l'échelon provincial en multipliant la quantité de déchets incinérés par les coefficients d'émission applicables.

Le CO₂ produit par l'incinération des boues d'épuration n'est pas déclaré dans les totaux des émissions de l'inventaire étant donné que ces boues sont entièrement constituées de matière biogène.

8.4.2.2 Émissions de N₂O et de CH₄

Incinération des DSM

Les émissions de N₂O attribuables à l'incinération des DSM ont été estimées à l'aide de la méthode par défaut du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997). On a établi un coefficient moyen en présupant que les coefficients du GIEC relatifs aux incinérateurs à cinq dispositifs d'alimentation mécanique étaient les plus représentatifs. Pour estimer les émissions, le coefficient ainsi calculé a été multiplié par la quantité de déchets incinérés dans chaque province. Les émissions de CH₄ des incinérateurs de DSM sont censées être négligeables.

Incinération des boues d'épuration

Les émissions produites par l'incinération des boues d'épuration dépendent de la quantité de solides séchés incinérée. Pour calculer les émissions de CH₄, on multiplie cette quantité par un coefficient d'émission approprié. Les estimations de la quantité de solides séchés dans les boues d'épuration incinérées au cours des années 1990-1992 reposent sur une étude réalisée en 1994, comme il en question lors d'une communication personnelle avec W. Fettes en février 1994 (échange entre Senes Consultants et Puitan Bennet). Les données relatives aux années 1993-1996 proviennent d'enquêtes téléphoniques auprès d'installations qui incinèrent des boues d'épuration. Les données relatives aux années 1997 et 1998 proviennent d'une étude de Compass Environmental Inc. réalisée pour Environnement Canada (Environnement Canada 1999a). Les données sur les activités relatives à 1999, 2000 et 2001 proviennent d'une étude réalisée par A.J. Chandler and Associates Ltd. pour le compte d'Environnement Canada (Environnement Canada

2003c). Pour estimer la quantité de boues d'épuration incinérées au cours des années 2002-2006, on a procédé à une analyse de régression en utilisant les valeurs d'incinération des DSM de Chandler et de Compass Environmental Inc.

Les émissions de CH₄ ont été estimées en prenant pour base des coefficients d'émission extraits d'une publication de l'EPA des États-Unis intitulée *Compilation of Air Pollutant Emission Factors* (EPA 1995). On présume que l'incinération des boues d'épuration se fait dans des incinérateurs à lit fluidisé. Le coefficient d'émission est donc de 1,6 t de CH₄/kt de solides séchés totaux pour ces incinérateurs équipés d'épurateurs Venturi. Pour estimer les émissions, le coefficient ainsi calculé a été multiplié par la quantité de déchets incinérés dans chaque province. On a ensuite établi les valeurs des émissions nationales en faisant la somme de ces émissions pour l'ensemble des provinces.

Les émissions de N₂O attribuables à l'incinération des boues d'épuration ont été estimées à l'aide du coefficient d'émission par défaut du GIEC pour les lits fluidisés, soit 0,8 kg de N₂O/t de boues d'épuration séchées incinérées (GIEC, 2000). Pour estimer les émissions, le coefficient ainsi calculé a été multiplié par la quantité de déchets incinérés dans chaque province. On a ensuite établi les valeurs des émissions nationales en faisant la somme de ces émissions pour l'ensemble des provinces.

8.4.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

L'analyse qui suit sur l'incertitude des catégories de ce secteur se fonde sur les résultats déclarés dans le cadre d'une étude de quantification de l'incertitude du RIN canadien sur les GES (ICF Consulting 2004). Cette évaluation de niveau 2 du degré d'incertitude emploie les valeurs de l'année d'inventaire 2001 (rapport de 2003). Toutefois, comme les résultats de l'étude ont conduit à modifier la méthodologie, les coefficients d'émission et les sources d'information, ses résultats pourraient ne pas refléter fidèlement l'incertitude entourant les émissions de ce sous-secteur et les intrants du modèle. En l'absence d'une étude de suivi de niveau 2, les améliorations apportées devraient se traduire par une diminution du degré d'incertitude lié à ce sous-secteur.

On estime que l'incertitude globale associée à la catégorie de l'incinération des déchets se situe entre -12 % et +65 %. Pour les estimations de l'inventaire de 2001, l'incertitude des tendances associées aux émissions totales de GES (CO₂, CH₄ et N₂O) résultant de l'incinération des déchets (DSM et boues d'épuration) est comprise entre +10 % et +11 %. La tendance de l'inventaire a été estimée à +10 %. L'extrapolation de l'incertitude des tendances en 2001 à l'inventaire de 2006 doit se faire avec prudence, car l'incertitude des tendances est plus sensible que celle liée aux variations des valeurs estimatives de l'inventaire pour les années plus récentes. Le CH₄ a représenté plus de 80 % des émissions totales de GES attribuables à cette catégorie de source.

8.4.4 AQ/CQ et vérification

La catégorie clé Émissions de CO₂ attribuables à l'incinération des DSM a fait l'objet d'un contrôle de qualité de niveau 1. Aucune anomalie importante n'a été détectée.

8.4.5 Recalculs

Au cours des deux dernières années, on a effectué de nouveaux calculs des émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O imputables aux sous-secteurs de l'incinération des DSM et de l'incinération des boues d'épuration. Ceux-ci ont été rendus nécessaires par l'introduction de nouvelles données d'activité et de nouveaux coefficients d'émission. Ces modifications et leurs effets sur les estimations des émissions sont présentés au chapitre 9.

8.4.6 Améliorations prévues

Dans le cadre d'une étude interne de la Division, on compile à l'heure actuelle des données d'activité pour la période 1990-2005. Cette étude comporte une analyse des données sur les activités d'incinération municipale, l'élaboration d'un inventaire à jour de tous les incinérateurs canadiens de DSM, de la composition des déchets, de la productivité annuelle de chaque usine et des coefficients d'émission estimatifs de GES.

9 Recalculs et améliorations

Afin de faciliter la compréhension globale des changements effectués, le présent chapitre réunit tous les nouveaux calculs utilisés aux fins de l'inventaire des GES depuis la déclaration de 2006. On a procédé à deux séries de nouveaux calculs : (1) ceux effectués pour modifier la déclaration de 2006 et qui ont mené à une nouvelle présentation au Secrétariat de la CCNUCC en janvier 2008 et (2) ceux effectués depuis la déclaration de 2006. La présente introduction fournit des détails sur la nouvelle présentation de la déclaration de 2006. Les sections 9.1 à 9.7 décrivent les corrections et améliorations apportées depuis cette déclaration. La section 9.8 fournit des renseignements sur les améliorations prévues au système national du Canada. Le RIN soumis en 2007 n'est plus valide – comme l'inventaire de 2006 a été resoumis, le présent rapport remplace le RIN de 2007 et constitue à la fois la nouvelle présentation de la déclaration de 2007 et la déclaration de 2008.

Du 5 au 10 novembre 2007, une équipe d'examen composée d'experts (EEE) a effectué un examen détaillé de la déclaration de l'inventaire canadien des GES pour 2006. Cet examen faisait partie de l'examen du rapport initial du Canada aux termes du Protocole de Kyoto et visait à établir la quantité attribuée au Canada. Suite aux recommandations de l'EEE, le Canada a présenté à nouveau sa déclaration de 2006 le 23 janvier 2008. Cette nouvelle déclaration contient de nouvelles estimations des émissions pour toutes les années de la série chronologique (1990-2004). On a effectué de nouveaux calculs des estimations des émissions pour les catégories suivantes : combustion de combustibles liquides (CO_2), combustion de combustibles solides (charbon- CO_2), production d'ammoniac (CO_2), production de HCFC-22 (HFC-23), équipement électrique (SF_6), autres procédés et procédés indifférenciés (CO_2), fermentation entérique (CH_4) – poids vif des bovins non laitiers, émissions des sols (N_2O) – coefficient d'émission (CE) spécifique au pays, émissions indirectes (N_2O) – CE par défaut, enfouissement des déchets solides (CH_4) et traitement des eaux usées (N_2O).

Globalement, l'incorporation de nouvelles estimations dans la resoumission de la déclaration de 2006 a entraîné une modification du niveau d'émission de référence pour 1990, le faisant passer de 599 Mt (déclaration de 2006) à 594 Mt (resoumission de la déclaration de 2006), ce qui représente une réduction de 5 Mt. Ces changements se reflètent également dans les estimations de la série chronologique de la déclaration de 2008, même s'il se peut que des modifications additionnelles aient été apportées dans la déclaration de 2008 à cause de l'utilisation de meilleurs coefficients d'émission et/ou données d'activité. Voici les caractéristiques principales des modifications et des nouveaux calculs effectués lors de la nouvelle soumission de la déclaration de 2006, par secteur du GIEC :

Énergie

CO_2 – combustion de combustibles liquides :

Les estimations relatives à la combustion de combustibles liquides, basées sur des données cohérentes provenant de McCann (2000), ont été révisées tant pour la teneur en carbone que pour les densités des combustibles. Ces modifications, combinées à une révision du coefficient d'oxydation, ont eu pour effet de faire passer les estimations des émissions de CO_2 attribuables aux combustibles liquides de 195 Mt à 191 Mt pour l'année de référence (une diminution de 2,0 % ou 3,9 Mt).

CO₂ – combustion des combustibles solides :

Les CE pour les émissions de CO₂ imputables à la houille américaine en Nouvelle-Écosse sont passés de 2,500 g/kg à 2,300 g/kg (tel que mentionné dans le RIN) et ceux utilisés pour les émissions attribuables à la houille canadienne au Nouveau-Brunswick de 2,330 g/kg à 2,230 g/kg. Ces modifications ont eu pour effet de faire passer les estimations des émissions de CO₂ attribuables aux combustibles solides de 91,82 Mt à 91,87 Mt pour l'année de référence (une augmentation de 0,04 % ou 40,9 kt).

Procédés industriels

CO₂ – production d'ammoniac :

La méthode utilisée pour estimer les émissions de CO₂ imputables à la production d'ammoniac a été modifiée pour l'ensemble de la série chronologique. On ne soustrait plus le CO₂ présent dans l'urée exportée des émissions de CO₂ attribuables à la production d'ammoniac. Les estimations des émissions de CO₂ pour l'année de référence sont donc passées de 3,9 Mt à 5,0 Mt.

Émissions de HFC-23 imputables à la production de HCFC-22 :

Dans la nouvelle présentation de la déclaration de 2006, on a ajouté une nouvelle catégorie pour les émissions de HFC-23 imputables à la production de HCFC-22. Ceci a entraîné une augmentation de 0,77 Mt des émissions d'équivalent-CO₂ pour cette catégorie. On notera également qu'il n'y a d'émissions de HFC-23 (pour cette catégorie) que pendant la période 1990-1992, puisque la production de HCFC-22 a cessé depuis 1993.

SF₆ – équipement électrique :

Les estimations des émissions de SF₆ imputables à l'équipement électrique pour la période 1990-1995 ont fait l'objet de nouveaux calculs basés sur l'hypothèse d'une absence de baisse de la consommation de SF₆ entre 1990 et 1995. En d'autres mots, les estimations pour l'année de référence et pour les autres années de la période ont été fixées à la valeur de 1995. Ceci a entraîné une diminution de 15,2 % ou 0,27 Mt des estimations d'émissions d'équivalent-CO₂ pour cette catégorie et pour l'année de référence.

CO₂ - utilisation des combustibles à des fins non énergétiques

Afin d'éviter tout double compte, on a effectué de nouveaux calculs des estimations des émissions pour la catégorie des autres procédés et des procédés indifférenciés en excluant les émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation d'électrodes de carbone pour la production d'acier. Les modifications effectuées aux estimations des émissions de CO₂ pour la période 1990-2004 se situent entre -32 kt et -19 kt. Les estimations pour l'année de référence sont passées de 8,31 Mt à 8,29 Mt.

Agriculture

CH₄ – fermentation entérique – poids vif des bovins non laitiers :

On a effectué de nouveaux calculs du poids vif moyen des sous-catégories de bovins non laitiers (taureaux, vaches de boucherie, génisses de boucherie, génisses pour l'abattage et bouvillons) en utilisant des données sur le poids de carcasse. On a ainsi obtenu des valeurs annuelles pour le

poids vif et des facteurs d'émission pour la fermentation entérique. La révision a entraîné une baisse de 0,7 Mt des émissions de CH₄ pour l'année de référence.

En plus d'affecter les émissions de CH₄ attribuables à la fermentation entérique, les modifications du poids vif ont également affecté, à cause de l'élaboration de taux d'excrétion de l'azote, les émissions de N₂O pour la plupart des sous-catégories. Pour l'année de référence, les émissions de N₂O attribuables au fumier produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos ont diminué de 0,4 Mt éq. CO₂ et celles attribuables aux systèmes de gestion du fumier de 0,4 Mt éq. CO₂.

Émissions directes de N₂O des sols – CE spécifique au pays :

Le Canada utilise un coefficient d'émission spécifique, CE_{CT}, qui répond aux variations du climat et de la topographie entre les écodistricts. Les valeurs de CE_{CT} sont estimées à l'aide d'une analyse de la régression des données mesurées contre les précipitations réelles et/ou l'évapotranspiration potentielle pour différents types de sols dans différentes régions du Canada. Les paramètres de régression sont ensuite utilisés pour les écodistricts pour lesquels on ne dispose pas de mesures. On a refait la régression pour y inclure les émissions de N₂O lors de la fonte printanière dans l'Est du Canada, contre les émissions en période de végétation. Cette modification du calcul des coefficients d'émission de N₂O pour les écodistricts a entraîné de nouveaux calculs pour l'ensemble de la série chronologique pour un certain nombre de sources d'émissions, comme les engrais azotés synthétiques, l'azote du fumier utilisé comme engrais sur les terres cultivées, la décomposition des résidus de récolte, la jachère et le travail de conservation du sol.

Pour l'année de référence, les estimations des émissions directement attribuables aux sols sont passées de 10,9 Mt éq. CO₂ à 12,5 Mt éq. CO₂.

Émissions indirectes N₂O des sols – CE par défaut :

Le Canada est retourné au CE par défaut recommandé dans la révision de 1996 des lignes directrices du GIEC (0,0225 kg N₂O-N/kg N) et a soumis de nouvelles estimations. Lorsqu'on combine cette modification aux nouveaux taux d'excrétion de l'azote du fumier pour quelques catégories de bovins non laitiers, les estimations des émissions attribuables au lessivage et au ruissellement de l'azote pour l'année de référence passent de 3,6 Mt éq. CO₂ à 7,0 Mt éq. CO₂.

Déchets

CH₄ - Enfouissement des déchets solides:

Pour cette catégorie, les nouveaux calculs des estimations sont basés sur de nouvelles valeurs de carbone organique dégradable (COD) et carbone organique dégradable dissimulé (COD_F). La nouvelle valeur de COD_F (0,6) reflète la baisse de concentration de lignine dans les DSM résultant du fait que le Canada estime les émissions de CH₄ imputables aux décharges de déchets ligneux industriels (pâtes et papiers et scieries) séparément des émissions imputables aux décharges de DSM. Les estimations des émissions de CH₄ imputables aux décharges de déchets solides passent donc, pour l'année de référence, de 0,99 Mt à 0,78 Mt (une diminution de 26,8 % ou 5,6 Mt éq. CO₂).

N₂O - Manipulation des déchets solides:

Les estimations des émissions de N₂O sont maintenant basées sur les données annuelles de Statistique Canada sur la consommation de protéines, plutôt que sur une valeur constante, comme dans la déclaration originale de 2006, méthode qui entraînait une surestimation des émissions. Pour l'année de référence, les estimations des émissions pour cette catégorie passent de 2,8 kt N₂O à 1,8 kt N₂O (une diminution de 36,1 % ou 0,31 Mt éq. CO₂).

9.1 Explications et justification des recalculs - présentation 2008

Chaque année, Environnement Canada examine et, au besoin, révisé et recalcule les estimations des émissions et des absorptions pour chacune des années de l'inventaire. Ce travail se fait dans le cadre de l'amélioration continue visant à intégrer des données ou des méthodes raffinées, à incorporer de nouvelles données ou des sources et des puits complémentaires, à donner suite aux nouvelles recommandations et à corriger les erreurs et les omissions.

Comme on l'a expliqué au début du présent chapitre, la présente section et les suivantes décrivent les corrections et les améliorations apportées à l'inventaire depuis la resoumission complète de l'inventaire 1990-2004 en janvier 2008. Cette dernière, qui constitue la déclaration la plus récente, sert de point de référence pour les nouveaux calculs des estimations pour la période 1990-2004.

Le tableau 9-1 résume, par secteur et pour les émissions nationales totales de GES, les effets quantitatifs des recalculs pour les séries chronologiques de 1990 à 2004. Les répercussions sur les niveaux et les tendances sont discutés plus en profondeur aux sections 9.1.1 et 9.1.2.

Tableau 9-1 : Sommaire des recalculs

Secteur	Émissions de GES																
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Total National¹																	
RIN 2006. (Mt éq.CO ₂)	594	587	605	606	627	644	662	675	682	694	721	714	721	750	753	SO	SO
Actuel (Mt éq.CO ₂)	592	585	603	604	624	642	660	673	679	692	718	710	717	741	743	734	721
Changement (%)	-0,3	-0,4	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,4	-0,3	-0,5	-0,6	-0,6	-1,2	-1,4	-	-
Énergie																	
RIN 2006. (Mt éq.CO ₂)	472	464	481	481	498	513	528	541	551	565	591	586	593	618	615	SO	SO
Actuel (Mt éq.CO ₂)	470	461	479	480	495	510	526	538	548	562	587	582	588	609	604	596	583
Changement (%)	-0,4	-0,5	-0,4	-0,4	-0,6	-0,6	-0,4	-0,4	-0,6	-0,5	-0,7	-0,7	-0,7	-1,5	-1,7	-	-
Procédés Industriels																	
RIN 2006. (Mt éq.CO ₂)	55	56	54	53	56	57	58	58	54	51	51	50	50	51	56	SO	SO
Actuel (Mt éq.CO ₂)	55	56	54	53	56	57	58	58	54	51	51	50	50	51	55	55	54
Changement (%)	-0,1	0,0	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,6	-0,4	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	0,0	-0,6	-	-
Solvants																	
RIN 2006. (Mt éq.CO ₂)	0,42	0,42	0,43	0,43	0,44	0,44	0,45	0,45	0,45	0,46	0,46	0,47	0,47	0,48	0,48	SO	SO
Actuel (Mt éq.CO ₂)	0,17	0,17	0,14	0,16	0,17	0,21	0,21	0,23	0,21	0,22	0,24	0,21	0,17	0,22	0,21	0,18	0,32
Changement (%)	-58	-61	-68	-64	-61	-53	-52	-50	-54	-53	-48	-55	-65	-54	-56	-	-
Agriculture																	
RIN 2006. (Mt éq.CO ₂)	48	48	49	51	53	54	56	56	57	57	58	58	58	60	61	SO	SO
Actuel (Mt éq.CO ₂)	49	49	51	52	54	56	58	58	58	59	60	59	58	61	63	63	62
Changement (%)	3	3	2	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	2	2	-	-
Déchets																	
RIN 2006. (Mt éq.CO ₂)	19	19	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	21	21	21	SO	SO
Actuel (Mt éq.CO ₂)	18	18	19	19	19	19	19	19	20	20	20	20	20	20	20	21	21
Changement (%)	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-3	-3	-3	-3	-	-
ATCATF																	
RIN 2006. (Mt éq.CO ₂)	-82	-97	-163	-75	15	194	-78	-125	89	-45	-131	-121	6	-11	81	SO	SO
Actuel (Mt éq.CO ₂)	-106	-83	-131	-50	-65	164	-62	-105	110	-14	-98	-88	51	12	41	-8	31
Changement (%)	30	-15	-19	-34	-537	-16	-20	-16	23	-68	-25	-27	728	-202	-49	-	-

Notes:

1. Les totaux nationaux excluent tous les gaz provenant du secteur ATCATF.

SO = sans objet

9.1.1 Répercussions sur les niveaux d'émissions

Les émissions totales de GES (à l'exclusion du secteur ATCATF) ont été révisées à la baisse de moins de 1 %, sauf pour 2003 et 2004, où les révisions à la baisse dépassent légèrement 1 %. L'année d'inventaire 2004 est celle pour laquelle les changements sont les plus importants (-10 Mt ou -1,4 % des émissions nationales totales). C'est dans les secteurs Énergie et Déchets que les recalculs ont eu les impacts les plus marqués sur les niveaux d'émissions. C'est dans le secteur ATCATF que les nouveaux calculs ont eu l'effet le plus important mais, comme ce secteur n'est pas inclus dans le total canadien, ces modifications n'ont aucun impact sur les émissions totales. Dans le secteur Énergie, les recalculs se sont traduits par une diminution globale des émissions déclarées pour l'ensemble de la série chronologique entre 1990 et 2004. Les révisions varient entre environ -2 Mt (-0,4 %) en 1993 et environ -10 Mt (-1,7 %) en 2004.

Dans le secteur Procédés industriels, les recalculs se sont traduits par une baisse des émissions d'environ -0,06 Mt (-0,10 %) pour 1990. Les émissions révisées ont varié de moins de 1% pour les années 1990-2004. C'est sur les estimations de 1997 que les recalculs ont eu l'impact maximum; les émissions déclarées ont diminué de -0,37 Mt (-0,64%).

Les modifications des émissions annuelles dans le secteur de l'utilisation des solvants et d'autres produits sont comprises entre -0,3 Mt (-68 %) et -0,2 Mt (-48 %).

Dans le secteur Agriculture, les recalculs ont entraîné des changements de l'ordre de +1 Mt (+2 %, en 1990) à +1,4 Mt (+3 %, en 1999) dans les émissions déclarées.

Dans le secteur des déchets, les nouveaux calculs ont entraîné une diminution des émissions déclarées qui varie entre -1,9 Mt (-7 %, 1997) et -1,4 Mt (-5 %, 2004).

Les importantes refontes des calculs pour le secteur ATCATF n'affectent pas les totaux nationaux. On trouvera de plus amples explications à la section 9.6.

9.1.2 Répercussions sur les tendances des émissions

Dans l'ensemble, le recalcul des estimations totales des émissions de GES (à l'exclusion du secteur ATCATF) a eu un effet modéré sur la tendance à long terme (1990-2004), une croissance de 25% au lieu de 27% est maintenant déclarée.

Dans le secteur de l'énergie, la tendance des émissions pour la période 1990-2004 est passée de +30 % à +29 %.

Dans le secteur des procédés industriels, la tendance des émissions pour la période 1990-2004 a légèrement changé, passant de 1,4 % à 1,0 %.

Dans le secteur Utilisation de solvants et autres produits, les recalculs ont augmenté la tendance des émissions pour la période 1990-2004, qui est passée de 15% (version 2006) à 21% (celle-ci).

Dans le secteur Agriculture, la tendance à la hausse des émissions de GES entre 1990 et 2004 a été révisée, passant de 28% (version précédente) à 26%.

Dans le secteur des déchets, la tendance des émissions de 1990 à 2004, après recalcul, est de 11%, comparativement à 12% dans le précédent rapport.

Le solde net des GES dans le secteur ATCATF indique une importante variabilité annuelle causée par la fréquence erratique des perturbations des forêts. Les nouveaux calculs n'ont pas modifié ce comportement de façon significative.

9.2 Recalculs : Secteur de l'énergie

Dans l'ensemble, la révision des données de 2004, telles que publiées par Statistique Canada, ont conduit à recalculer les estimations des émissions attribuables à la combustion fixe et aux transports ainsi que les estimations des émissions fugitives des raffineries de pétrole. La révision des données principales a eu une incidence sur les estimations établies pour les sous-secteurs Industries énergétiques, Transports, Industries manufacturières et construction, et Autres secteurs. Les effets ont été appréciables dans la catégorie de source de Production d'électricité et de chaleur du secteur public à cause des changements apportés dans les types de charbons brûlés. Les nouveaux calculs des données d'activité n'ont pas affecté le secteur des industries énergétiques. La révision des facteurs d'émission pour les combustibles liquides est celle pour laquelle l'effet a été le plus important.

Afin d'améliorer la qualité de l'inventaire des émissions fugitives, on a effectué de nouveaux calculs des émissions fugitives attribuables à l'industrie des sables bitumineux pour toute la série chronologique. Ceci permet de tenir compte des changements de production et de technologie survenus depuis la première étude sur cette industrie, en 1999. Les améliorations sont basées sur une étude conjointe de l'industrie et des gouvernements provincial et fédéral sur l'industrie des sables bitumineux. Une révision des données d'activité relatives au charbon et à la longueur des pipelines et des réseaux de distribution a également entraîné de nouveaux calculs des émissions fugitives. On trouvera par ailleurs dans les sections qui suivent des analyses spécifiques des améliorations apportées au secteur Énergie qui ont donné lieu à des recalculs des émissions ou à une réallocation des déclarations.

9.2.1 Combustion fixe de combustibles fossiles

Les estimations concernant la combustion fixe ont été révisées en raison des facteurs suivants :

Mises à jour du modèle : Le modèle de la combustion fixe des combustibles fossiles a été mis à niveau et converti à un format de logiciel de base de données, ce qui a donné lieu à une révision complète de tous ses aspects, y compris la méthodologie, les données sur les activités et les coefficients d'émission.

Mises à jour de la méthodologie : Le principal impact des recalculs résulte de l'application de nouvelles méthodes et de nouveaux coefficients d'émission aux combustibles utilisés dans les industries de la mise en valeur du bitume et du raffinage du pétrole. Les nouveaux coefficients d'émission pour le coke de pétrole et les gaz de distillation (ou les gaz générés à l'interne, comme les gaz de combustion des raffineries) ont en effet conduit à réviser la méthodologie utilisée pour estimer les émissions dans les deux industries et catégories du Cadre uniformisé de présentation des rapports (CUPR). Les changements d'ordre méthodologique s'expliquent par une amélioration apportée aux hypothèses antérieures qui fait en sorte que ces deux combustibles peuvent à présent également être alloués à la mise en valeur du bitume (Fabrication de combustibles solides et Autres industries énergétiques) alors qu'auparavant, toutes les émissions étaient attribuées au secteur Raffinage du pétrole. Ces raffinements ont eu un impact de l'ordre de 1 à 2 Mt d'éq. CO₂ sur les estimations totales, et un impact encore plus prononcé au niveau du sous-secteur.

Les données de Statistique Canada sur la consommation de combustible : Les données historiques sur les activités ont été obtenues sous forme électronique et à un degré de précision supérieur, ce qui a eu une incidence sur les données, notamment entre 1990 et 1998. Les vérifications d'AQ/CQ ont permis d'identifier des erreurs typographiques dans les données historiques sur la consommation de combustibles. On a obtenu de Statistique Canada des données révisées qui ont surtout affecté l'année 2004 et corrigé une sous-estimation de la consommation de combustibles pour les industries énergétiques. L'impact général sur les estimations antérieures est de l'ordre de +1 à +2 Mt d'éq.

Erreurs typographiques : On a relevé des erreurs typographiques mineures dans la transcription des coefficients d'émission des documents de référence dans le modèle d'estimation. Les corrections ont eu des effets mineurs sur les estimations pour la période 1990-1998.

Recalculs de la quantité de combustible : En plus de revoir la méthode d'estimation relative à la combustion fixe, on a recalculé les estimations des émissions de gaz de distillation pour l'ensemble de la série chronologique en fonction de la consommation déclarée de ces gaz en unités énergétiques, étant donné que les données volumétriques physiques sont déclarées en équivalents combustibles liquides tandis que les coefficients d'émission révisés le sont en équivalents combustibles gazeux.

Utilisation des gaz d'enfouissement : Les émissions associées à la combustion des gaz d'enfouissement ont été incluses dans l'inventaire sur la base des données fournies par le secteur des déchets. Les émissions de CH₄ et de N₂O sont incluses dans la catégorie des industries énergétiques et les émissions de CO₂ sont déclarées séparément comme article pour mémoire dans la section sur la combustion de biomasse.

Attribution des émissions au torchage : Les contrôles de qualité portant sur les émissions de CO₂ et de CH₄ attribuables aux combustibles gazeux dans les catégories Fabrication de combustibles solides et Autres industries énergétiques ont révélé que les émissions attribuables au torchage dans le secteur pétrolier et gazier avaient été comptabilisées deux fois (c'est-à-dire que les émissions fugitives n'ont pas été soustraites du total dans les catégories respectives), ce qui a eu une incidence sur l'ensemble de la série chronologique.

9.2.2 Transport

Les estimations concernant les transports ont été révisées en raison des facteurs suivants :

Données de Statistique Canada sur la consommation de carburant : Deux modifications ont donné lieu à des recalculs. Une série de données électroniques obtenues pour 1990-2003 a fourni une meilleure résolution que les documents papier utilisés jusque là, et on a reçu une série de données révisées pour 2004. Il en est résulté des rajustements mineurs pour toutes les années.

Niveau plus poussé de désagrégation des données sur les activités dans le modèle MEMGES : Les parcs de véhicules employés dans le modèle sont maintenant subdivisés par classe et année de modèle pour toutes les provinces et les territoires. Les autres améliorations apportées aux données du MEMGES concernent le raffinement des hypothèses relatives à la pénétration des technologies, les taux de consommation de carburant et les véhicules-kilomètres parcourus. Ces changements ont permis de redistribuer les émissions liées aux carburants et émissions associées entre les classes de véhicules et les technologies pour toutes les années.

Précision et applicabilité des coefficients d'émission : On a examiné tous les coefficients d'émission des transports pour évaluer leur exactitude par rapport aux références et à la méthode de conversion des unités. Un examen technique de tous les coefficients d'émission de CH₄ et de N₂O des véhicules routiers à moteur diesel et à essence a permis d'assurer l'utilisation du coefficient d'émission le plus approprié. Dans le cadre de cet examen technique, on a vérifié la possibilité d'appliquer des coefficients d'émission de N₂O séparés pour les convertisseurs catalytiques des véhicules neufs et âgés (plus de 20 000 km) de niveau 0. La conclusion en est que l'âge à lui seul n'affecte pas l'efficacité de l'extraction du N₂O par les convertisseurs catalytiques de niveau 0. Dans les estimations 1990-2006, on utilise un coefficient d'émission moyen de N₂O basé sur des véhicules âgés de niveau 0. Il en est résulté des rajustements mineurs pour toutes les années.

Modification de la méthode de répartition du carburant entre les véhicules routiers et hors route : Étant donné l'amélioration des connaissances sur le parc de véhicules, on estime maintenant que la quantité de carburant allouée par le MEMGES au transport routier présente un meilleur degré de certitude. La routine de normalisation des données sur les carburants employée par le MEMGES pour prendre en compte tous les carburants servant au transport a été modifiée en fonction du degré de certitude plus élevé dans les calculs concernant les véhicules hors route (voir l'annexe 2). Cette modification a conduit à réattribuer du carburant du transport routier au transport hors route pour toutes les années.

9.2.3 Sources fugitives

D'importantes améliorations qui ont donné lieu à un recalcul ou à une réallocation des estimations des émissions fugitives ont été apportées en raison des facteurs suivants :

- Révision des estimations pour l'industrie de la valorisation des sables bitumineux et du pétrole lourd fondée sur l'étude de l'Association canadienne des producteurs pétroliers relative à cette industrie (ACPP 2006) pour la période 1990-2003;
- Réallocation des déclarations d'émissions accidentelles et délibérées pour l'industrie pétrolière et gazière pour la période 1990-2004;
- Révision des données sur la production de charbon pour la période 2002-2004;
- Révision des données sur la consommation d'énergie pour le raffinage du pétrole pour la période 1991-1994 et pour 2003 et au-delà;
- Révision de la longueur des pipelines et des réseaux de distribution pour la période 2002-2004.

Les améliorations et les mises à jour effectuées sur le modèle des émissions fugitives pour l'industrie pétrolière et gazière étaient basées sur l'étude de l'industrie du bitume de l'ACPP (intitulée *An Inventory of GHGs, CACs and H2S Emissions by the Canadian Bitumen Industry : 1990-2003*). La réallocation des sources d'émission accidentelles et délibérées a donné lieu à un recalcul pour l'ensemble de la série chronologique, tandis que la révision des données sur les activités relatives au charbon n'a eu d'incidence que sur quelques années (2002 à 2004). Les données sur la consommation d'énergie des raffineries (1991-1994 et 2003 et au-delà), de même que sur la longueur des pipelines et des réseaux de distribution (2002-2004), ont également été revues.

Industrie pétrolière et gazière en amont : On a procédé à un recalcul complet des séries chronologiques des émissions associées à l'industrie de production de bitume et de pétrole lourd

synthétique pour le sous-secteur Émissions fugitives de l'industrie pétrolière et gazière à la lumière des résultats de l'étude sur l'industrie du bitume préparée pour l'ACPP par David Picard, de Clearstone Engineering Ltd. (ACPP 2006). On s'est servi d'un modèle d'extrapolation pour estimer les émissions de la période 2004 et au-delà. Chaque exploitant a utilisé une méthode de niveau 3 du GIEC afin d'élaborer une approche ascendante pour l'estimation des émissions de GES dans son exploitation de production de bitume et pétrole lourd synthétique. Lorsque des lacunes ont été relevées, Clearstone Engineering Ltd. a préparé des estimations et les a soumises à l'examen de chaque exploitant. Les études d'AQ/CQ et une analyse d'incertitude conforme aux recommandations du GIEC (GIEC 2000) ont également été incluses dans l'étude. Pour la période 1990-2003, les émissions fugitives attribuables au dégazage des procédés (comme dans la production d'hydrogène), au torchage, au rejet dans l'atmosphère (y compris depuis les surfaces des mines et des bassins de décantation), aux fuites lors du stockage et de la manutention et aux fuites des équipements associés aux opérations de valorisation des sables bitumineux et du pétrole lourd ont été directement incorporées au modèle des émissions fugitives de l'inventaire national.

On a élaboré un modèle d'extrapolation à partir des résultats de l'étude sur le bitume (ACPP 2006) afin de l'utiliser pour l'estimation des émissions à partir de 2004, en même temps que les renseignements publics sur les activités disponibles à Statistique Canada, à l'Office national de l'énergie et à l'agence Energy Resources Conservation Board (connue autrefois sous les noms d'Alberta Energy Board et Alberta Utilities Board).

Cela a donné lieu au recalcul des émissions estimées pour 1990-2004 dans les catégories suivantes : 1.B.2.a.ii. Production de pétrole; 1B.2.c.i. Évacuation - Pétrole et 1.B.2.c.ii. Torchage-Pétrole. Les nouveaux calculs effectués pour l'année 2004 incluent aussi : (1) la correction des données d'activité provinciales sur le torchage pour l'industrie de production de bitume et pétrole lourd synthétique; (2) la correction des erreurs de référencement des cellules pour l'industrie de production du pétrole brut.

Réallocation des émissions : Pour la période 1990-2004, les émissions fugitives délibérées, comme les émissions des procédés de production d'hydrogène du secteur de l'industrie pétrolière et gazière, ont été transférées respectivement des catégories 1.B.2.a.iv. Raffinage/stockage du pétrole et 1.B.2.b.ii. Production/traitement du gaz naturel aux catégories 1.B.2.c.i. Évacuation - Pétrole et 1.B.2.c.ii. Évacuation-gaz, et vice-versa pour les émissions fugitives non délibérées. Cette réallocation des émissions des procédés de production n'a pas eu d'impact sur le total des émissions fugitives attribuables à l'industrie pétrolière et gazière, puisque la méthodologie, les données d'activité et/ou les coefficients d'émission n'ont pas changé, mais elle a rendu plus uniforme la déclaration des émissions fugitives délibérées et non délibérées.

Extraction du charbon : On a recalculé les émissions attribuables à l'extraction du charbon pour la période 2002-2004 en se servant de données d'activité publiques de Statistique Canada sur l'industrie minière. Auparavant, ce sont les données de 2001 qui servaient à estimer les émissions de GES de cette industrie.

Raffinage du pétrole : Les mises à jour des données sur les activités de raffinage du pétrole, le transport du gaz naturel et la longueur des réseaux de distribution ont aussi donné lieu à des recalculs pour certaines années. Les données annuelles sur les activités qu'utilise le modèle du secteur des raffineries pour interpoler les émissions fugitives pour la période 1991 à 1993 et extrapoler pour la période 2003 et au-delà sont les données sur la consommation de combustibles tirées du modèle de la combustion fixe pour la catégorie Raffinage du pétrole. Les améliorations apportées à la méthode de combustion fixe (tel qu'abordé dans la section Industries énergétiques au chapitre 3 et à l'annexe 2) ont donné lieu à une mise à jour des données sur les activités. Les

émissions de GES associées à l'évacuation, au torchage et au raffinage du pétrole ont été revues pour les périodes 1991-1993 et 2003 et au-delà.

Transport et distribution : Pour le transport et la distribution du gaz naturel, les émissions fugitives ont été établies en recalculant les données pour les années 2002 à 2004 à la lumière des données sur les nouveaux gazoducs et les distances de distribution publiées par Statistique Canada (Statistique Canada no. 57-205-XIB).

9.3 Recalculs : Secteur des procédés industriels

La présente section résume les modifications des estimations d'émissions dans la déclaration de 2008 (à cause de nouveaux calculs) et de leurs effets. Ces modifications résultent surtout de mises à jour des données d'activité et de quelques améliorations méthodologiques.

Les émissions de CO₂ imputables à la production de ciment ont été recalculées à cause d'une mise à jour du coefficient d'émission utilisé. Dans la déclaration de 2008, l'utilisation d'une valeur non arrondie de 0,5071 t CO₂/t clinker (GIEC/OCDE/AIE 1997) a entraîné une augmentation mineure de 0,02 % des estimations des émissions pour la période 1990-2004. Exprimé en unités physiques, l'effet se situe entre 0,88 et 1,4 kt éq. CO₂.

On a recalculé les estimés d'émission de 2004 pour la production de chaux en raison de l'actualisation des données sur la production nationale de la chaux et celle de la chaux hydratée extraites de l'*Annuaire des minéraux du Canada* (RNCAN). Les estimations des émissions pour 2004 ont diminué de 2,4 % ou 44 kt CO₂-e.

Pour la catégorie Utilisation de calcaire et de dolomite, on a révisé l'ensemble de la série chronologique, surtout à cause de l'utilisation de valeurs non arrondies de la source secondaire « autres utilisations chimiques ». On a également considéré que les valeurs pour la quantité de roche utilisée dans les fours à fer ou à acier en 1998 et 1999 étaient anormales et fait appel à une moyenne des valeurs des autres années (y compris celle de 2006) pour estimer de nouveau les émissions de CO₂ pour ces deux années. De plus, l'acquisition de données mises à jour pour 2004 et tirées de l'*Annuaire des minéraux du Canada* a entraîné de plus amples révisions de l'estimation pour 2004. L'effet de ces modifications sur la série chronologique pour la période 1990-2004 se situe entre -14,1 % (-40 kt éq. CO₂) et +0,1 % (+0,32 kt éq. CO₂).

Les émissions de CO₂ résultant de l'utilisation de carbonate de sodium pour 2004 ont été recalculées en fonction des nouvelles données sur les importations. La mise à jour des données d'activité a entraîné une très petite diminution des émissions, de moins de 1 % (0,014 kt éq. CO₂).

L'acquisition de données à jour sur l'utilisation de magnésite en 2004 a entraîné une révision mineure de l'estimation des émissions pour 2004. Celle-ci a diminué de 2,7 % ou 5,1 kt éq. CO₂.

Pour la catégorie Production d'ammoniac, on a estimé à nouveau les émissions pour la période 1990-2004, puisqu'une étude a fourni des données plus précises sur la production d'ammoniac sans reformage catalytique du méthane (Cheminfo Services 2006). Au lieu d'utiliser une valeur constante de 500 kt pour la production sans reformage catalytique du méthane, on a utilisé les données spécifiques à chacune des installations pour recalculer les émissions pour la période 1990-2004. La mise à jour des données d'activité a causé des modifications modérées comprises entre -2,5 % (-177 kt éq. CO₂) et +3,3 % (193 kt éq. CO₂) sur l'ensemble de la série chronologique.

On a révisé à la hausse les estimations des émissions imputables à la production d'acide nitrique pour la période 1990-2004 parce qu'une étude a fourni des données/renseignements spécifiques aux usines sur les technologies de production et de réduction des émissions (Cheminfo Services 2006). Autrefois, on estimait les émissions attribuables à la production d'acide nitrique en se servant de la production nationale totale et en posant des hypothèses sur les technologies de réduction des installations. L'impact de ces modifications varie, pour la série chronologique de 1990 à 2004, entre 25 % (191 kt éq. CO₂) et 62 % (489 kt éq. CO₂).

On a révisé la série chronologique de 1990 à 2004 pour la sidérurgie parce que le coefficient d'émission pour la production d'acier dans des FEA est passé de 4,58 kg CO₂/t acier à 5 kg CO₂/t acier. De légères révisions des données sur la consommation de coke métallurgique pour la période 1990-1998 (Statistique Canada a fourni des données plus précises) ont contribué au recalcul des estimations des émissions pour ces années. Statistique Canada a également fourni une correction des données sur l'utilisation du coke métallurgique pour l'année 2004. Pour la série chronologique de 1990 à 2004, l'impact de ces modifications se situe entre -12 % (959 kt éq. CO₂) et +0,08 % (+6 kt éq. CO₂). On notera que la correction effectuée aux données d'activité est le principal responsable de la différence de 959 kt éq. CO₂ dans l'estimation pour 2004; l'influence de la mise à jour du coefficient d'émission pour la production dans des FEA est très légère.

On a effectué des révisions minimales de la série chronologique de 1990 à 2004 pour la production d'aluminium. Celles-ci varient entre -0,0005 % (-0,041 kt éq. CO₂) et +0,08 % (+7,3 kt éq. CO₂). Les nouveaux calculs globaux de la catégorie ont été causés par la révision des estimations de production de SF₆ pour la période 1990-2004 fournies par une entreprise. Une autre entreprise a elle aussi mis à jour ses estimations d'émission de CO₂ et de PFC pour 2004 (à cause de l'introduction de nouveaux coefficients).

Pour la catégorie Production de magnésium, des données mises à jour pour 1999-2001 (c.-à-d. des données ayant une meilleure résolution) ont été publiées sur le site Web de l'INRP. Les effets des révisions de ces modifications sur les estimations pour cette catégorie varient entre -0,005 % (-0,12 kt éq. CO₂) et 0,004 % (0,07 kt éq. CO₂) pour la période 1999-2001.

On a légèrement revu les estimations des émissions de SF₆ pour la période 1991-2004 pour le moulage du magnésium afin de corriger des erreurs de transcription et d'inclure les données actualisées fournies par les compagnies. L'effet de ces nouveaux calculs varie entre -2,0 % (-5,0 kt éq. CO₂) et +7,8 % (+35 kt éq. CO₂).

On a recalculé les émissions de la catégorie Consommation d'halocarbures pour la période 1996-2004. Des révisions mineures ont été apportées au calcul des halocarbures contenus dans les systèmes existants (réfrigération, air climatisé et mousse) pour la période 1996-2004. La division des GES a également obtenu de nouvelles données, recueillies par la division du contrôle chimique d'Environnement Canada, sur la consommation d'halocarbures en 2004. Ces données ont servi à réviser les estimations pour 2004, qu'on avait établies dans l'inventaire précédent en supposant que les quantités de HFC consommées en 2004 étaient demeurées aux niveaux de 2003. L'effet de ces modifications sur les estimations des émissions imputables aux halocarbures pour la période 1996-2004 se situe entre -2,1 % (-17 kt éq. CO₂) et +0,52 % (+24 kt éq. CO₂).

On a révisé les estimations des émissions de SF₆ par l'équipement électrique pour 2004 à cause de modifications apportées aux données d'activité. Cette révision a entraîné une augmentation des émissions de 3,8 % (30 kt éq. CO₂).

La méthode d'estimation des émissions de SF₆ par le secteur de la fabrication des semiconducteurs est passée du niveau 1 au niveau 2. On a également corrigé une erreur de transcription dans les données sur les ventes en 2004. Ces modifications ont entraîné une révision à la baisse des estimations des émissions pour la période 1990-2004. L'effet des nouveaux calculs se situe entre -74 % (-20 kt éq. CO₂) et -56 % (13 kt éq. CO₂).

On a finalement effectué de nouveaux calculs des séries chronologiques pour la catégorie Autres procédés et procédés indifférenciés. Ceux-ci ont été le résultat d'une mise à jour des données d'activité et de l'utilisation de nouveaux coefficients d'émission et de coefficients corrigés pour les charbons et le coke de pétrole. L'effet de ces modifications sur les estimations d'émission pour la période 1990-2004 est compris entre -7,0 % (-700 kt éq. CO₂) et +4,0 % (+480 kt éq. CO₂).

9.4 Recalculs : Secteur de l'utilisation de solvants et d'autres produits

Les estimations des émissions attribuables à ce secteur pour la période 1990-2004 ont été recalculées à la lumière des nouvelles données actualisées sur les activités (c.-à-d. les données sur les ventes de N₂O) obtenues dans le cadre de l'étude de 2006 de Cheminfo (Cheminfo Services 2006). L'effet de la révision des données d'activité sur les estimations pour la période 1990-2004 se situe entre -68 % (-300 kt éq. CO₂) et -48 % (220 kt éq. CO₂).

9.5 Recalculs : Secteur de l'agriculture

Les nouveaux calculs effectués pour le secteur de l'agriculture depuis la nouvelle présentation de la déclaration de 2006 ont entraîné une hausse globale comprise entre 0,8 Mt éq. CO₂ (1 %) et 1,8 Mt éq. CO₂ (3 %) pour la période 1990-2006.

9.5.1 Recalculs transversaux

Le récent *Recensement de l'agriculture 2006* a fourni des données de population sur les types d'animaux moins importants, comme les chevaux, les chèvres, les bisons et la volaille, pour lesquels les déclarations précédentes avaient gardé constantes les valeurs de 2001. La disponibilité de ces nouvelles données a entraîné des révisions pour toutes les catégories d'animaux. Ces modifications des populations animales ont entraîné de nouveaux calculs des émissions de CH₄ imputables à la fermentation entérique, des émissions de CH₄ et de N₂O imputables à la gestion du fumier et des émissions directes ou indirectes de N₂O par les sols. L'effet de ces modifications des populations animales a été très limité (<0,1 Mt éq. CO₂).

Les tableaux du cadre uniforme exigent maintenant une déclaration du nombre de lamas. Les données sur les populations de lamas et d'alpacas sont disponibles au Canada et sont incluses dans le RIN de 2008. On a utilisé un coefficient d'émission de CH₄ de 8 kg CH₄/an (GIEC 2006). En l'absence de valeurs plus pertinentes, on pose l'hypothèse que le coefficient pour les émissions de CH₄ imputables à la gestion du fumier et d'autres paramètres, comme le N_{EX} et les systèmes de gestion des déchets d'origine animale sont les mêmes que pour les moutons. L'inclusion des lamas et des alpacas dans le RIN de 2008 a affecté la plupart des catégories, mais l'effet sur les émissions de GES est resté minime à cause du faible nombre de ces animaux.

Dans la déclaration de 2007, les taux d'excrétion de l'azote du fumier (N_{EX}) ont été dérivés de données de l'ASAE (2003). Les N_{EX} de cette publication sont peu différents de ceux du plus récent rapport méthodologique du GIEC (tableau 9-2). Dans la déclaration de 2008, on a décidé d'utiliser les N_{EX} du GIEC (2006).

Tableau 9-2 : Comparaison des taux d'excrétion de l'azote par le fumier entre l'ASAE (2003) et le GIEC (2006)

Catégorie d'animaux	N_{EX} utilisé dans le RIN de 2007 (kg N/animal/jour)	GIEC (2006) (kg N/animal/jour)
Bovins non laitiers	0,34	0,31
Bovins laitiers	0,45	0,44
Porcs	0,52	0,50
Volaille	1,02	0,83

Ces modifications des taux d'excrétion de l'azote du fumier (N_{EX}) ont entraîné des nouveaux calculs des émissions de N_2O imputables aux systèmes de gestion du fumier (-0,2 ~ -0,3 Mt éq. CO_2), des émissions de N_2O imputables au fumier produit sur les pâturages et les grands parcours et dans les enclos (-0,2 ~ -0,4 Mt éq. CO_2), des émissions de N_2O imputables à l'azote du fumier épandu (-0,3 Mt éq. CO_2) et des émissions directes et indirectes de N_2O par les sols (toutes ces émissions ont diminué de façon modeste pour toutes les années de la série chronologique).

Dans les RIN précédents, les données climatologiques servant au calcul des rapports entre les précipitations et l'évapotranspiration potentielle (P/EP) étaient basées sur la moyenne à long terme pour la période 1961-1990. On dispose maintenant de données sur 30 ans plus récentes (1971-2000), qui ont été utilisées pour la déclaration de 2008. La mise à jour des données climatologiques à long terme (P/PE) a entraîné une modification du CE_{BASE} pour le N_2O et de $Frac_{LESSIVAGE}$ au niveau des écodistricts (voir section A3.3). Les émissions recalculées sont toutes plus élevées à cause des précipitations plus élevées que la normale de la fin des années 1990 dans la plus grande partie des prairies canadiennes. Les émissions de GES imputables à l'agriculture dans les provinces des Prairies ont donc augmenté d'environ 10 % pour chacune des années de la série chronologique.

La section suivante fournit des renseignements sur les nouveaux calculs effectués pour les différentes catégories depuis la nouvelle présentation du RIN de 2006.

9.5.2 Fermentation entérique

Des révisions intercentraires et l'inclusion des lamas et des alpacas ont entraîné une petite modification des émissions ($\pm 0,3$ Mt éq. CO_2 par an) imputables à la fermentation entérique et n'ont eu aucun effet sur la tendance à long terme.

9.5.3 Gestion des fumiers

Gestion des fumiers -- CH_4

Des révisions intercentraires et l'inclusion des lamas et des alpacas ont entraîné une modification des émissions de CH_4 de 0,03 à 0,05 Mt éq. CO_2 par an et n'ont eu aucun effet sur la tendance à long terme.

Gestion des fumiers - N_2O

Des modifications des taux d'excrétion de l'azote du fumier, des mises à jour des données sur la population animale pour la période intercentraire et l'inclusion des lamas et des alpacas ont

entraîné des modifications de -0,2 à -0,4 Mt éq. CO₂ par an et ont eu un effet léger sur la tendance à long terme.

9.5.4 Émissions directes de N₂O libéré par les sols agricoles

Engrais azotés synthétiques

On a mis à jour les données sur l'utilisation d'engrais azotés synthétiques pour 2004. Les émissions imputables à cette source ont été légèrement ajustées à la hausse à cause de l'augmentation de la consommation de cet engrais cette année-là. Des recalculs ont été effectués sur l'ensemble de la série chronologique pour cette catégorie. La combinaison de la mise à jour des données sur la consommation d'engrais et de la révision du CE_{BASE} pour le N₂O (voir la section 9.5.1) a entraîné une augmentation des émissions de 0,4 Mt éq. CO₂ pour 1990 et de 0,8 Mt éq. CO₂ pour 2004, et a fait passer la tendance à long terme pour la période 1990-2004 de +26 % à +30 %.

Fumier épandu comme engrais

Des révisions intercensitaires des populations animales, des modifications des taux d'excrétion de l'azote et des mises à jour des normales climatologiques ont entraîné une diminution des émissions de N₂O d'environ 0,05 Mt éq. CO₂ pour chaque année après 1990 et ont eu un effet minime sur la tendance à long terme.

Décomposition des résidus de récolte

On a procédé à de nouveaux calculs à cause des révisions des données sur les rendements de culture pour quelques catégories mineures et de modifications apportées au CE_{BASE} pour le N₂O et à cause de mises à jour des données climatiques. Dans l'ensemble, ces recalculs ont fait augmenter de 0,4 Mt éq. CO₂ les émissions de 1990 et de 0,6 Mt éq. CO₂ les émissions de 2004, et la tendance à long terme pour les émissions est passée de 2 % à 5 %.

Texture du sol

Comme la texture du sol joue un rôle crucial dans le contrôle de l'émission de N₂O par dénitrification et par nitrification (Rochette et al. 2008), on l'a incluse dans le calcul des estimations d'émissions pour les sols agricoles. On a modifié le CE_{BASE} à l'aide d'un coefficient pour la texture du sol (CE_{TEXTURE} – voir la section A3.3) basé sur les données disponibles au niveau des écodistricts dans *Pédo-paysages du Canada*. L'ajout de ce CE_{TEXTURE} a modifié la distribution des émissions agricoles des GES des provinces selon leur texture de sol moyenne, mais ceci a eu très peu d'impact sur les estimations des émissions de GES imputables à l'agriculture à l'échelle du pays. L'inclusion de la texture du sol dans le calcul des émissions de N₂O des sols réduit probablement l'incertitude spatiale des estimations des émissions de N₂O.

Adoption de méthodes de culture sans labour et avec travail réduit du sol

La disponibilité d'un coefficient pour le travail du sol (Rochette et al. 2008) en Colombie-Britannique et dans l'Est du Canada a permis d'étendre l'aire géographique des estimations des émissions directes de N₂O par les sols. Cette expansion, combinée aux modifications des taux d'excrétion de l'azote du fumier, à la mise à jour des données sur la population animale et aux changements apportés au CE_{BASE} pour le N₂O, a entraîné de légères modifications aux retraits de

N₂O imputables au travail de conservation du sol, qui passent de 0,31 Mt éq. CO₂ à 0,30 Mt éq. CO₂ en 1990 et de 0,87 Mt éq. CO₂ à 0,86 Mt éq. CO₂ en 2004.

Jachères. Comme les estimations des émissions de N₂O imputables aux jachères sont basées sur l'apport d'azote par les engrais, le fumier et les résidus de culture, on a dû effectuer de nouveaux calculs à cause des changements effectués aux taux d'excrétion de l'azote du fumier, aux données sur les populations animales, aux données climatiques et au CE_{BASE} pour le N₂O. Les émissions de N₂O imputables aux jachères ont augmenté d'environ 0,3 Mt éq. CO₂ pour 1990 et d'environ 0,2 Mt éq. CO₂ pour 2004. Les modifications ont eu peu d'effet sur la tendance à long terme.

Irrigation. Comme les estimations des émissions de N₂O imputables à l'irrigation sont basées sur l'apport d'azote par les engrais, le fumier et les résidus de culture, on a dû effectuer de nouveaux calculs à cause des changements effectués aux taux d'excrétion de l'azote du fumier et aux données sur les populations animales. Globalement, ces recalculs se sont traduits par une hausse des émissions de N₂O de l'ordre de 0,3 ou 0,4 Mt par an sans impact minime sur la tendance à long terme.

Fumier produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos

Sur la base des résultats de l'étude originale de Marinier et al. (2004), on a apporté des changements au pourcentage d'azote des fumiers dans les rubriques Pâturages, grands parcours et enclos, et Stockage du fumier solide et du fumier sec pour les chèvres et les chevaux plutôt qu'à la moyenne des deux, les chèvres et les chevaux, afin qu'ils soient déclarés séparément.

La combinaison des modifications des taux d'excrétion de l'azote du fumier et des données sur les populations animales et de l'inclusion des lamas et des alpacas a entraîné une réduction des émissions de N₂O de 0,2~ 0,4 Mt éq. CO₂ pour chaque année et a eu peu d'effet sur la tendance à long terme.

9.5.5 Émissions indirectes de N₂O des sols

Volatilisation et redépôt d'azote

La méthode de calcul des émissions de N₂O imputables à la volatilisation et au redépôt d'azote a été révisée dans les lignes directrices de la GIEC publiées en 2006 (IPCC 2006). Ces nouvelles lignes directrices prévoient l'ajout du N de NH₃ et du N de NO_x volatilisé par le fumier utilisé comme engrais sur les terres cultivées. On a utilisé cette nouvelle méthode afin de rendre le rapport conforme aux lignes directrices de 2006. L'inclusion de ces nouvelles émissions de N₂O par volatilisation a entraîné une hausse des émissions de N₂O.

On a fait de nouveaux calculs à cause des changements effectués aux taux d'excrétion de l'azote du fumier et aux données sur les populations animales et de la mise à jour des équations utilisées pour l'estimation des émissions (voir l'équation A3-27 de la section A3.3). Les émissions de N₂O ont augmenté de 0,2 ~ 0,3 Mt éq. CO₂ pour chaque année et les modifications ont eu peu d'effet sur la tendance à long terme.

Lessivage, érosion et ruissellement

La quantité d'azote perdue par lessivage qui peut donner lieu à des émissions indirectes de N₂O a été revue pour tenir compte des corrections reliées à la conversion des cultures de plantes fourragères pérennes en cultures annuelles dans la version du rapport de l'année précédente. Les

émissions de N₂O imputables à la minéralisation de la matière organique causée par la conversion de cultures pérennes en cultures annuelles n'ont pas été incluses dans les RIN de 2007 et de 2008, mais les valeurs pour l'azote lessivé figurant dans le RIN de 2007 tiennent compte de la contribution de ce phénomène.

On a fait de nouveaux calculs à cause des changements effectués aux données sur les populations animales, à N_{ex} et à FRAC_{LESSIVAGE} en raison de la mise à jour des normales climatologiques à long terme et de la correction d'une erreur dans la base de données. Globalement, ces recalculs se sont traduits par de faibles changements dans les émissions de N₂O ($\pm 0,1$ Mt d'éq CO₂ par an), sans impact sur la tendance à long terme.

9.6 Recalculs : Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie

Les recalculs effectués depuis la déclaration de 2006 sont importants, et largement imputables à des modifications des données d'activité et des paramètres d'estimation, mais non à des améliorations méthodologiques. Aucune nouvelle catégorie n'est incluse. Les nouveaux calculs ont surtout touché les années 1994 (-80 Mt), 2002 (+45 Mt), 2004 (-40 Mt), 2000 (33 Mt), 2001 (+33 Mt), 1992 (+32 Mt) et 1995 (-31 Mt) – voir la figure 9-1.

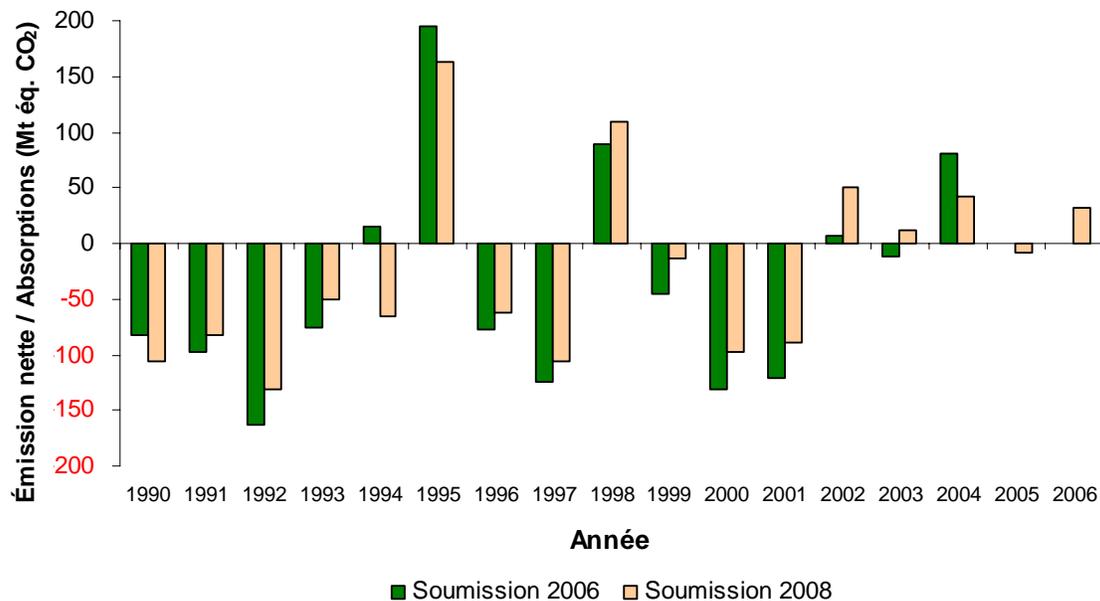


Figure 9-1 : Émissions et absorptions dans les rapports de 2006 et 2008, secteur ATCATF.

Les corrections et les améliorations apportées aux données d'activité consistent en une révision de la superficie des forêts aménagées et de la couverture des échantillons de déboisement et en une intégration des connaissances d'experts en gestion des tourbières. Des activités de CQ et une meilleure harmonisation des données de plusieurs sources ont entraîné des corrections, surtout en ce qui a trait aux superficies des terres inondées.

Le changement le plus important des paramètres d'estimation concerne les taux de décompositions de la nécromasse dans les forêts. Les sections 9.6.1–9.6.4 décrivent en détail les recalculs les plus importants propres à chaque catégorie.

9.6.1 Terres forestières dont la vocation n'a pas changé

Les recalculs effectués pour le secteur ATCATF sont en grande partie imposés par les nouveaux calculs effectués pour la catégorie Terres forestières. On observe des changements importants pour les années 1994 (–80 Mt), 2002 (+43 Mt), 2004 (–42 Mt), 2000 (33 Mt), 1995 (–32 Mt), 2001 (+32 Mt) et 1992 (+31 Mt) (figure 9-2). Ces résultats sont largement dérivés de la correction d'erreurs dans l'estimation de la superficie des forêts aménagées dans le Nord du Canada (Stinson et al. 2006), des matrices des perturbations dues aux incendies, (DeGroot et al. 2007), de la modification des taux de base de transfert du carbone entre les réservoirs aériens et souterrains de MOM lente (Shaw et al. 2007; Smyth et al. 2007), des progrès dans l'allocation spatiale des épisodes d'incendies, et des améliorations apportées aux paramètres des équations volume : biomasse des peuplements. Ces changements, s'ils sont documentés explicitement dans des rapports internes, ne peuvent pas toujours être isolés du contexte, pas plus qu'on ne peut en repérer les effets spécifiques dans le cadre complexe de la modélisation du carbone.

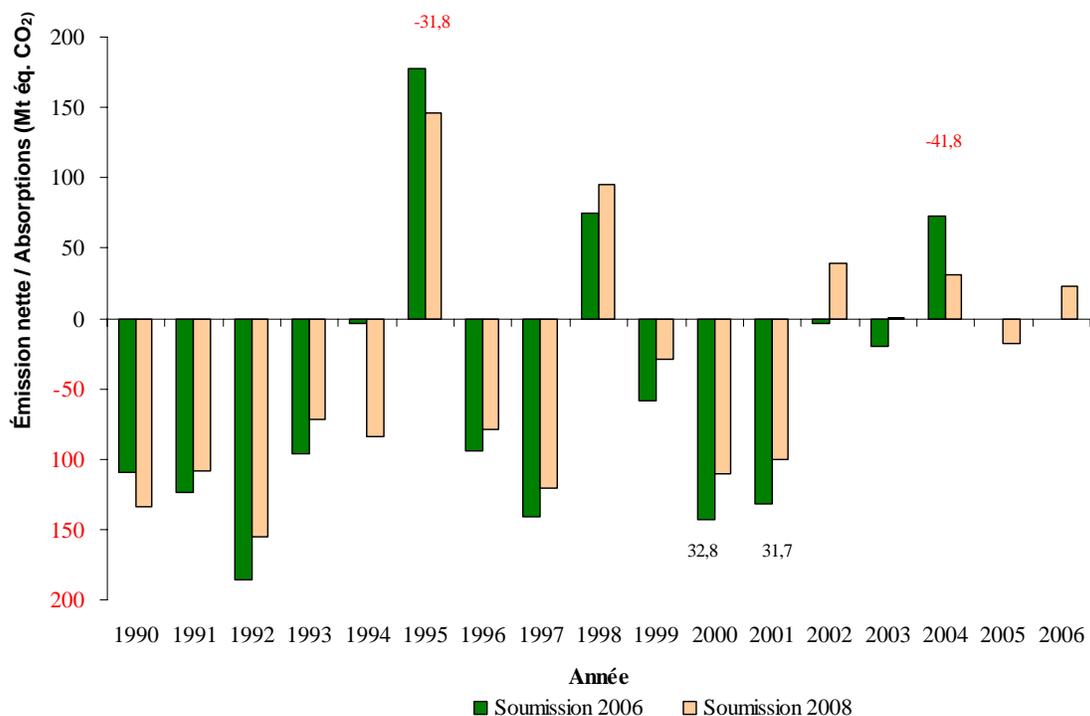


Figure 9-2 : Tendances des émissions dans la catégorie Terres forestières gérées, rapports 2006 et 2008

Le changement le plus évident est une correction à la baisse de 25 Mha de la superficie des forêts aménagées. Dans ce rapport, la superficie des forêts aménagées en 1990 était de 230 682 kha (contre 255 477 kha dans le rapport 2006) (tableau 9-3).

Tableau 9-3 : Estimation des zones forestières gérées pour l'année d'inventaire

Zone de déclaration	Rapport de 2006 (kha)	Rapport de 2008 (kha)
4 - Bouclier de la taïga-est	4 741	1 103
5 - Bouclier boréal-est	56 474	55 692
6 - Maritime de l'Atlantique	15 839	15 945
7 - Plaines à forêts mixtes	2 677	2 742
8 - Plaines hudsoniennes		302
9 - Bouclier boréal-ouest	28 795	28 795
10 - Plaines boréales	36 595	36 531
11 - Prairies subhumides	1 890	1 890
12 - Prairies semi-arides		27
13 - Plaines de la taïga	29 062	20 051
14 - Cordillère montagnarde	37 930	35 500
15 - Maritime du Pacifique	14 914	13 240
16 - Cordillère boréale	18 761	16 623
17 - Cordillère de la taïga	904	412
18 - Bouclier de la taïga-ouest	6 897	1 830
Total	255 477	230 682

Les corrections les plus significatives aux superficies des terres forestières forêts aménagées touchent les zones de déclaration 13 (Plaines de la taïga, 9 Mha), 18 (Bouclier de la taïga-ouest, 5 Mha), 4 (Bouclier de la taïga-est, 3,6 Mha), 14 (Cordillère montagnarde, 2,4 Mha), 16 (Cordillère boréale, 2,1 Mha), 15 (Maritime du Pacifique, 1,7 Mha) et 5 (Bouclier boréal-est, 0,8 Mha).

La suppression de grandes étendues de terres forestières dans certaines zones de déclaration affecte la productivité primaire nette des terres forestières, surtout dans le Bouclier de la taïga-est et le Bouclier de la taïga-ouest (tableau 9-4).

Tableau 9-4 : Moyenne de la productivité primaire nette des terres forestières dans les rapports 2006 et 2008

Zone de déclaration	Rapport 2006 (tC/ha par année)	Rapport 2008 (tC/ha par année)
6 - Maritime de l'Atlantique	3,44	3,35
16 - Cordillère boréale	3,61	3,52
10 - Plaines boréales	3,77	3,57
5 - Bouclier boréal-est	3,08	3,19
9 - Bouclier boréal-ouest	2,20	2,40
8 - Plaines hudsoniennes	-	2,56
7 - Plaines à forêts mixtes	3,90	4,06
14 - Cordillère montagnarde	4,37	4,18
15 - Maritime du Pacifique	6,98	6,89
11 - Prairies subhumides	-	2,64
12 - Prairies semi-arides	3,13	3,38
17 - Cordillère de la taïga	2,76	2,95
13 - Plaines de la taïga	2,37	2,57
4 - Bouclier de la taïga-est	2,04	2,48
18 - Bouclier de la taïga-ouest	1,27	1,91

La réduction de la superficie de forêts aménagées s'est traduite par une baisse des absorptions de carbone tout au long de la période, mais a notamment amené des changements considérables dans la superficie des forêts aménagées dévastées par les incendies certaines années, particulièrement

en 1994, 1995, 1998 et 2004 (tableau 9-5). En conséquence, les émissions immédiates imputables aux feux incontrôlés diminuent de façon substantielle entre la déclaration de 2006 et celle de 2008 (tableau 9-5), surtout pour les années 1994 (-100 Mt), 1995 (-51 Mt) et 2004 (-22 Mt).

Tableau 9-5 : Superficies des forêts aménagées dévastées par les incendies, avec émissions immédiates, dans les rapports de 2006 et 2008

Année d'inventaire	Rapport de 2006		Rapport de 2008	
	ha	Mt d'éq. CO ₂	ha	Mt d'éq. CO ₂
1990	350 880	46 802	268 155	40 821
1991	656 766	71 431	543 617	62 334
1992	123 004	14 455	94 623	14 188
1993	979 005	96 650	766 821	88 680
1994	1 808 272	182 875	514 820	85 700
1995	3 208 936	342 280	2 178 085	290 101
1996	698 715	64 301	530 842	58 426
1997	201 833	19 284	148 056	16 852
1998	1 920 782	224 423	1 501 440	225 667
1999	790 817	89 351	637 890	89 444
2000	192 980	18 163	92 280	11 001
2001	231 645	32 803	191 268	36 283
2002	1 183 211	140 341	1 173 604	167 170
2003	781 522	115 675	754 651	136 012
2004	1 216 888	195 015	748 325	152 666
2005			636 432	74 467
2006			647 500	105 205

Des superficies nettement plus petites (145 à 855 kha) ont aussi été affectées par les infestations d'insectes, mais l'impact immédiat est négligeable. Le rééquilibrage à la baisse des taux de décomposition de la litière fraîche et humidifiée, et la baisse des taux de transfert du carbone de la matière organique souterraine décomposée sous forme de carbone dissous, ont contribué à faire croître l'accumulation de combustible sous forme de matière organique morte (MOM) aérienne. Cela explique l'augmentation de 19 % des taux moyens d'émission de carbone pendant les incendies -- chiffre partiellement compensé les années de révision à la baisse des superficies brûlées. Les émissions immédiates d'éq. CO₂ imputables aux incendies incontrôlés subissent une diminution qui atteint 53 % en 1994. Les autres années, elles augmentent de jusqu'à 22 % (en 2004).

Enfin, une réduction des émissions des sols explique la baisse globale des émissions résiduelles, même si elle est atténuée par une baisse des absorptions nettes dans le réservoir de la biomasse.

9.6.2 Terres cultivées

Aucun changement n'a été apporté aux méthodologies ni aux coefficients associés aux estimations des émissions ou des absorptions en rapport avec les changements de gestion des terres des terres cultivées. Toutefois, les superficies des terres cultivées sujettes à des changements spécifiques de méthodes de gestion sont affectées par les modifications apportées aux règles d'allocation des terres boisées et déboisées (voir plus loin). Ces modifications ont entraîné une réduction des puits de 1,2 Mt en 1990 et de 0,8 Mt en 2005.

Les activités de boisement ont été allouées aux polygones de Pédo-paysages du Canada (PPC) indiquant une réduction nette de la superficie des terres agricoles entre les recensements. Cette pratique est différente de celle adoptée dans les inventaires précédents, dans lesquels le boisement était associé à une diminution des terres utilisées pour des cultures annuelles. Cette modification répond à l'état limité des connaissances dont nous disposons sur les activités de culture (cultures annuelles ou vivaces) qui prévalaient sur les terres reboisées et à l'hypothèse que le boisement représente au moins une partie des pertes de terres agricoles.

Les modifications apportées à l'intégration des données sur le déboisement n'ont affecté que la façon dont les terres déboisées sont allouées dans l'Ouest de Canada. Dans les inventaires précédents, toutes les terres déboisées étaient d'abord allouées à la production de cultures annuelles, puis de cultures vivaces. Dans la présente déclaration, le secteur des terres déboisées de l'Ouest canadien a été directement ajouté au secteur des cultures vivaces, où l'on observe une augmentation nette de la superficie des cultures vivaces entre deux recensements. Ces changements ont entraîné une diminution des sources d'émissions résiduelles d'environ 0,7 Mt en 1990 et 0,8 Mt en 2005.

9.6.3 Terres humides

Après les nouveaux calculs effectués dans cette catégorie, la tendance à la diminution des émissions pour la période 1990-2004 est passée de 79 % (déclaration de 2006) à 51 % (déclaration de 2008). Ceci est surtout dû aux corrections affectant l'année de déclaration de la mise en eau des grands bassins de retenue (voir plus loin). L'approche et les facteurs d'émission n'ont pas été modifiés.

Tourbières

Les recalculs de la superficie défrichée annuellement ont été effectués avec l'aide des experts de l'industrie et des mises à jour des zones déforestées. Les estimations des émissions de 2004 de toutes les tourbières gérées ont été révisées à la hausse, passant de 0,3 Mt à 0,5 Mt.

Terres submergées

Des recalculs ont été effectués dans cette catégorie suite à des améliorations d'ordre méthodologique, à des corrections dans les données sur les activités, à des événements nouveaux et au rapprochement des données améliorées.

Les émissions imputables à la décomposition à long terme de la matière organique dissoute non submergée sont maintenant déclarées dans la catégorie Terres converties en terres humides pour les 10 premières années, et dans la catégorie Terres humides dont la vocation n'a pas changé par la suite.

- Dans le rapport 2006, la superficie du réservoir Laforge 1 (mise en eau achevée en 1995) a été sous-estimée de 600 km², ce qui explique en partie la forte augmentation à la rubrique Autres terres converties en terres humides / terres submergées en 1995 (cela n'a pas affecté la superficie de terres forestières converties en terres humides, qui a été tirée des registres). La mise en eau du réservoir Laforge 2 a été par erreur datée de 1997 dans le rapport 2006, alors qu'en réalité la submersion des terres s'est achevée en 1985, même si la production d'électricité n'a commencé qu'une bonne dizaine d'années plus tard. Ceci entraîne une diminution importante de la superficie des terres converties en terres submergées et des émissions associées à cette conversion pour 1997 et les années subséquentes.

- On a également tenu compte de la submersion des réservoirs de Toulustouc et d'Eastmain 1, qui a été complétée en 2006. L'ajout de ces deux réservoirs entraîne une augmentation de 61 000 ha de la superficie totale des terres submergées.

Une meilleure intégration des données a permis d'éliminer tout double comptage.

Ces révisions ont entraîné une réduction de 1,5 Mt de CO₂ des émissions de 1990 et une augmentation de 0,7 Mt en 2004. La tendance à la baisse des émissions pour les terres submergées est passée de 85 % (déclaration de 2006) à 61 % (déclaration de 2008).

9.6.4 Conversion des terres forestières

Plusieurs améliorations, modifications et corrections à la hausse apportées au chapitre de la conversion des terres forestières ont occasionné des recalculs de l'ensemble de la série chronologique (tableau 9-6).

Tableau 9-6 : Émissions dues au déboisement, dans les rapports de 2006 et 2008

Années d'inventaire	Émissions dues au déboisement (Mt d'éq. CO ₂)	
	Rapport de 2006	Rapport de 2008
1990	27,3	25,7
1991	26,1	24,2
1992	24,1	22,8
1993	22,8	21,2
1994	20,9	19,3
1995	20,1	18,7
1996	19,8	18,1
1997	20,0	17,8
1998	19,5	17,8
1999	19,4	18,1
2000	18,6	17,0
2001	17,3	16,4
2002	17,1	16,7
2003	16,6	17,0
2004	16,4	17,0
2005	-	16,9
2006	-	16,3

Les années pour lesquelles les recalculs ont été significatifs sont 1997 (-2,2 Mt), 1991 (-1,9 Mt), 1998 et 1996 (-1,7 Mt) et 1994 (-1,6 Mt). Ces changements sont dus à une estimation plus précise de la conversion des terres forestières en terres cultivées et à la modification de la date de submersion des terres pour le réservoir La Forge 2. La révision des estimations de la conversion en terres cultivées a été causée par des modifications apportées aux strates de déboisement afin d'améliorer la mise à l'échelle des échantillons. De nouveaux échantillonnages ont également permis de meilleures estimations pour les zones de déclaration 6, 5, 9, 10, 11 et 12. Ces modifications ont entraîné une réduction d'environ 3 kha des superficies de terres forestières converties en terres cultivées pour chacune des années de la série chronologique allant de 1990 à 2006.

9.7 Recalculs : Secteur des déchets

Les mises à jour apportées aux constantes provinciales de taux de production de CH₄ utilisées dans le modèle Scholl Canyon pour modéliser le taux de production de CH₄ des décharges de déchets solides municipaux (DSM) se sont traduites par un virage général à la baisse de l'ordre de 4 % à 6 % comparé aux valeurs resoumises de 2006. La densité de méthane utilisée dans la conversion en unités de masse des volumes de gaz d'enfouissement des DSM captés pour 1990-1996 a été corrigée, ce qui a donné lieu à une légère augmentation des émissions de méthane pour la période. Les quantités de DSM enfouis ont été mises à jour à la lumière du dernier rapport biennal sur la gestion des déchets de Statistique Canada (2000, 2003, 2004, 2007a), ce qui a donné lieu à un recalcul des émissions de CH₄ pour les années 2002, 2003 et 2004. Une correction apportée au modèle d'émission des décharges de déchets ligneux a permis de répartir correctement les émissions de CH₄ des provinces pour l'ensemble de la série chronologique; ce changement n'a toutefois nécessité aucun recalcul des estimations nationales.

L'utilisation de données sur la consommation de protéines par personne au Canada en 2006, qui comprenaient des révisions des données pour les années précédentes, a entraîné une légère augmentation des émissions de N₂O imputables au traitement des eaux usées municipales pour l'ensemble de la série chronologique (Statistique Canada 2007c). La différence en pourcentage dans les émissions de cette catégorie variait de 0,02 % à 0,95 %.

Les émissions de CO₂ et de CH₄ imputables à l'incinération des DSM ont augmenté légèrement en 2003 et 2004 par rapport à la resoumission de la déclaration de 2006. Ceci est dû à la mise à jour des données sur la population utilisée pour extrapoler les quantités de DSM incinérés pendant ces deux années.

Enfin, on a dû procéder à des recalculs mineurs des émissions de CH₄ attribuables aux décharges de DSM et au traitement des eaux usées municipales, de même que des émissions de N₂O attribuables au traitement des eaux usées municipales en raison de la mise à jour des statistiques démographiques par Statistique Canada (2006 et 2007c).

9.8 Améliorations prévues

On trouvera ci-dessous une analyse des activités d'amélioration planifiées fondées sur les recommandations issues de sources internes et de processus d'examen externes, comme des rapports annuels des équipes d'examen composées d'experts (EEE) de la CCNUCC, et de la collaboration avec l'industrie, les ministères, le milieu universitaire et les experts du secteur des inventaires. Lors du dernier examen national, l'EEE a formulé un certain nombre de recommandations sur l'exhaustivité et la transparence de la déclaration initiale du Canada. Ses principales recommandations sont que le Canada :

- (a) accélère la mise en place d'un registre national conforme aux exigences définies dans les décisions 13/CMP.1 et 5/CMP.1 et fournisse des renseignements détaillés sur la mise en place de ce registre dans la prochaine déclaration aux termes du Protocole de Kyoto;
- (b) alloue des ressources suffisantes à la préparation de l'inventaire de façon à maintenir et à améliorer la qualité de l'inventaire des GES;
- (c) améliore le partage des données entre les organismes gouvernementaux et non gouvernementaux qui participent à la préparation de l'inventaire;

- (d) continue à développer les programmes de déclaration obligatoire des exploitants de façon à améliorer et à augmenter l'utilisation de données provenant de l'industrie;
- (e) élabore l'analyse des catégories clés de niveau 2;
- (f) met à jour plus souvent les analyses de l'incertitude et développe les connaissances internes dans ce domaine;
- (g) intègre le secteur des ATCATF dans son analyse de l'incertitude;
- (h) continue à élaborer son plan d'amélioration de façon à renforcer les liens entre les résultats de l'AQ/CQ, les analyses de l'incertitude et des catégories clés et les nouvelles connaissances scientifiques;
- (i) finalise la mise en place des procédures de niveau 2 spécifiques aux catégories et examinées par les pairs et réalise des études d'AQ/CQ spécifiques aux catégories plus souvent qu'une fois tous les sept ans;
- (j) améliore, dans la mesure du possible, les descriptions des méthodologies incluses dans le RIN;
- (k) améliore l'uniformité entre le RIN et le cadre uniformisé (CUPR);
- (l) améliore l'exhaustivité de l'inventaire en y incluant des estimations pour toutes les catégories identifiées pour lesquelles il y a des émissions au Canada, dans la prochaine soumission.

En tant que partie au Système national canadien, on ne cesse d'élaborer des activités et des plans d'amélioration pour accroître la transparence, l'exhaustivité, l'exactitude, la cohérence et la comparabilité des données de l'inventaire canadien des GES. Les activités d'amélioration sont élaborées par des experts de secteurs et classées en ordre de priorité par un comité des priorités et de la planification (CPP) en tenant compte des contributions aux catégories clés, des activités d'AQ/CQ, des évaluations de l'incertitude, de la disponibilité des ressources et des impacts possibles. Le Canada prend au sérieux les recommandations de l'EEE et le CPP, s'il en a le temps et les ressources, classera en ordre de priorité et approuvera toutes les améliorations qui seront réalisables dans les prochaines années. Les améliorations prévues sont décrites dans les sections suivantes.

9.8.1 Système national

Le Programme national d'inventaire des GES est une priorité pour le Canada, et le ministère de l'Environnement s'est engagé à en assurer le financement adéquat.

9.8.2 Registre national

Le 14 février 2008, le Canada a conclu avec Perrin Quarles Associates une entente visant à mettre en place un registre national. Le 23 janvier 2008, on a également complété avec succès les tests d'un réseau privé virtuel. On prévoit compléter l'initialisation avec le Relevé international des transactions (RIT) d'ici la fin de mai 2008. Le registre national devrait commencer à fonctionner conjointement avec le RIT d'ici la mi-juillet 2008. Des renseignements supplémentaires seront fournis dès qu'ils seront disponibles.

9.8.3 Déclaration obligatoire des installations

On élabore en ce moment, dans le cadre du plan canadien de réglementation des GES et des polluants atmosphériques, un système intégré de collecte des données sur les GES et les polluants atmosphériques qui devraient contribuer à augmenter l'utilité des données sur les installations pour l'inventaire national.

9.8.4 Assurance de la qualité/contrôle de la qualité

Le Canada prévoit continuer à mettre en place son plan d'AQ/CQ, décrit à l'annexe 6, en se concentrant sur la réalisation d'évaluations plus complètes au moyen de CQ, d'AQ et de vérifications spécifiques aux catégories. Le Canada désire également améliorer les processus d'AQ/CQ utilisés pour ses partenaires externes (secteur ATCATF et Statistique Canada) et encourager une collaboration plus poussée des provinces par le moyen de meilleures relations de travail.

9.8.5 Incertitudes

Les améliorations prévues dans le domaine de l'incertitude comprennent l'élaboration d'un programme qui permettra au Canada de fournir des évaluations annuelles de l'incertitude. Les détails de ce programme n'ont pas encore été fixés, mais le Canada s'appuiera très probablement sur les méthodes et les bases de données existantes, en utilisant les données et la méthode de simulation de Monte-Carlo élaborées en 2004-2005, c'est-à-dire celles qui sont encore pertinentes.

9.8.6 Catégories clés

Les plans d'amélioration prévoient également l'élaboration d'un modèle d'analyse des catégories clés de niveau 2 conforme aux recommandations du GIEC (GIEC 2000) basé sur les résultats de l'analyse du degré d'incertitude.

9.8.7 Secteur de l'énergie

9.8.7.1 Combustion fixe de combustibles fossiles

L'amélioration la plus significative dans le secteur de la combustion fixe de combustibles fossiles sera la réalisation d'un examen détaillé de la composition du charbon canadien utilisé pour la production d'électricité pendant l'ensemble de la série chronologique de façon à améliorer l'exactitude des coefficients d'émission utilisés pour le charbon. On se penchera aussi sur l'utilisation des gaz d'enfouissement pour la production d'énergie. Les améliorations techniques apportées au modèle de base de données devraient également continuer d'accroître la qualité des estimations et réduire les risques d'erreur de calcul et de transcription. On prévoit par ailleurs améliorer la communication avec l'industrie et avoir avec elle des discussions en vue d'assurer la cohérence de la méthode d'estimation des émissions ainsi que l'exactitude, la transparence et l'uniformité des données.

9.8.7.2 Transport

Le modèle sur les transports (MEMGES) a été mis à niveau entre 2006 et 2008 pour tirer parti de la puissance de la base de données relationnelle qui lui permet de recevoir un nombre croissant de données à plus haute résolution qui deviennent disponibles grâce à des partenariats et à des déclarations.

Les améliorations futures concernent principalement les éléments suivants :

- Développer un modèle de niveau 3a pour estimer les émissions du transport aérien à partir de données origine-destination et des coefficients d'émission propres aux aéronefs. Le nouveau modèle de l'aviation permettra de subdiviser plus précisément les émissions entre l'aviation civile (aviation interne) et les soutes d'aviation (aviation internationale).
- Préciser les caractéristiques du carbone provenant des carburants selon la région et la période. et
- Acquérir des données historiques sur la consommation de biodiesel.

9.8.8 Secteur des procédés industriels

Les améliorations prévues pour le secteur des procédés industriels s'appuient sur les améliorations déjà réalisées dans les domaines des méthodologies et des données d'activité et incluses dans la resoumission de la déclaration de 2006 et la déclaration de 2008. On prévoit :

- mettre à jour les estimations de l'incertitude pour diverses catégories (les dernières estimations de l'incertitude pour ce secteur ont été élaborées pour l'inventaire de 2001);
- réaliser une étude sur les possibilités d'émission de CH₄ imputables aux sources du secteur des procédés industriels;
- séparer les estimations des émissions pour la production pétrochimique de la catégorie Autres procédés et procédés indifférenciés;
- réaliser une nouvelle enquête afin de mettre à jour les données d'activité sur la consommation des PFC;
- étudier la possibilité d'élaborer des taux d'émission spécifiques au Canada pour la catégorie Consommation de HFC;
- mettre en place une méthode de niveau 3 pour les émissions de SF₆ imputables à l'équipement électrique et un système de collecte des données sur les SF₆ directement par les services d'électricité.

Pour en savoir davantage sur les futures améliorations, on peut consulter le chapitre 4.

9.8.9 Secteur de l'agriculture

Selon la méthode actuelle d'estimation des émissions de méthane, l'énergie digestible utilisée pour les bovins laitiers et les bovins de boucherie est fixée au niveau des rations alimentaires de 2001. On cherche à recueillir des données sur les changements survenus avec le temps dans la digestibilité des rations alimentaires pour évaluer la sensibilité des émissions de CH₄. On prévoit aussi mettre à jour les potentiels de production de CH₄ pour divers types de fumier.

Pour ce qui est des émissions de N₂O, on évaluera les effets des pratiques de gestion sur la texture des sols et la minéralisation de la matière organique. On s'efforcera aussi d'améliorer la transparence de la documentation, notamment en publiant des données empiriques.

9.8.10 Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie

Le Canada a adopté une approche progressive pour mettre en œuvre son Système de surveillance, de comptabilisation et de rapports (SSCR) pour l'ATCATF, et chaque version de l'inventaire

incorpore maintenant les améliorations au fur et à mesure plutôt qu'en une seule fois. Par ailleurs, dans le cadre du SSCR, on continue de travailler à l'élaboration d'un système d'information sur l'utilisation des terres compatible avec les exigences des recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'ATCATF (GIEC 2003), en tentant notamment de mettre au point des méthodes pratiques pour traduire les informations sur la couverture des sols en données sur l'utilisation des sols qui permettraient d'utiliser davantage les données de télédétection. On continue enfin d'améliorer l'infrastructure des données. On veut aussi améliorer l'analyse du degré d'incertitude pour la catégorie des terres forestières et d'autres catégories, élaborer d'autres procédures d'AQ/CQ documentées, accroître la transparence et accélérer la publication de rapports revus par les pairs.

9.8.11 Secteur des déchets

En plus de produire un rapport bisannuel sur le captage et l'utilisation des gaz d'enfouissement au Canada, le secteur des déchets prévoit apporter les améliorations suivantes :

- un examen de la méthodologie et une mise à jour des données d'activités reliées aux décharges de déchets de bois de l'industrie canadienne des scieries et des pâtes et papiers;
- une analyse de carence des données les plus récentes tirées d'une étude bisannuelle d'Environnement Canada sur l'utilisation de l'eau et le traitement des eaux usées au Canada, afin de mieux répondre aux besoins de l'inventaire et de compiler des données d'activités sur les incinérateurs pour la période 1990-2005.

Références

Sommaire

Ayotte, A., N. Ouellet, L. Sylvain, C. VanHoutte. 2006-2007. Communication personnelle avec André Ayotte (Coordonnateur principal environnement Amérique du Nord, Alcan), Nancy Ouellet (Gestionnaire de la qualité et de l'environnement, Santé et sécurité, Aluminerie Alouette inc.), Lise Sylvain (gestionnaire régionale, environnement et développement durable, Alcoa), et Christian VanHoutte (président de l'Association de l'aluminium du Canada). Courriels et fichiers électroniques datés de 2006-2007.

CCNUCC. Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. 2006. Données présentées dans les inventaires nationaux de gaz à effet de serre pour la période 1990–2004 et situation en ce qui concerne la notification, octobre, FCCC/SBI/2006/26. Disponible en ligne : <http://unfccc.int/resource/docs/2006/sbi/fre/26f.pdf>

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.html

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2003. Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/lulucf/gp_lulucf_languages.htm

GIEC/OCDE/AIE. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>

McCann, T.J. 1997. Fossil Fuel Energy Trade & Greenhouse Gas Emissions. Rapport non publié préparé pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates.

Neitzert, F., K. Olsen et P. Collas. 1999. Inventaire canadien des gaz à effet de serre, émissions et absorptions de 1997 et tendances, Environnement Canada, avril.

Nyboer, J., J. Peters et P. Mau. 2006. A Review of Energy Consumption and Production Data: Canadian Electricity Production Industry 1990 to 2004. Burnaby (Colombie-Britannique) : Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Centre, Université Simon Fraser.

Nyboer, J., et K. Tu. 2008. GHG Emission Trend Analysis in the Fossil Fuel Production Industries. Rapport préliminaire, Burnaby (Colombie-Britannique) : Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Centre, Université Simon Fraser, Canada..

RÉFÉRENCES

Nyboer, J., et K. Tu. 2008. GHG Emission Trend Analysis in the Fossil Fuel Production Industries, an Update. Burnaby (Colombie-Britannique) : Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Centre, Université Simon Fraser.

RNCan. 2005. Évolution de l'efficacité énergétique au Canada, 1990 à 2003, Office de l'efficacité énergétique, Ressources naturelles du Canada, Ottawa (Ontario), Canada, #M141-1/2003.

Statistique Canada. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, 1991-2008, #57-003-XIB.

Statistique Canada. Statistiques démographiques annuelles, 1990–2008, #91-213-XIB.

Chapitre 1, Introduction

ICF. 2004. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001. Rapport non publié. Contrat # K-2362-3-0060. Présenté à Environnement Canada.

[ICF] 2005. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001—Supplementary Analysis. Rapport final.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. 2007a. Climate Change 2007: The Physical Science Basis, Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor and H.L. Miller (dir.)]. Cambridge (UK): Cambridge University Press. Disponible en ligne : <http://www.ipcc.ch/ipccreports/ar4-wg1.htm>

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. 2007b. Climate Change 2007: Synthesis Report Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [groupe de rédacteurs principaux, Pachauri, R.K et Reisinger, A.(dir.)]. Genève, Suisse. Disponible en ligne : http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr.pdf

CCNUCC. Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. 2007. Données présentées dans les inventaires nationaux de gaz à effet de serre pour la période 1990–2005. Octobre, FCCC/SBI/2006/26. Disponible en ligne : <http://unfccc.int/resource/docs/2006/sbi/fre/26f.pdf>

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 1995. Climate Change 1995: The Science of Climate Change. Contribution du Groupe de travail 1 au deuxième Rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Cambridge, R.-U. Cambridge University Press. (Le rapport principal n'est pas disponible en français.)

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 1996a. Résumé à l'intention des décideurs — Groupe de travail 1, Disponible en ligne : <http://www.ipcc.ch/languageportal/frenchportal.htm> - 2

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.htm/

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2003. Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gpglulucf/gpglulucf_languages.htm

GIEC/OCDE/AIE. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>

ICF. 2005. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001—Supplementary Analysis, Final Report, ICF Consulting.

LCPE. 1999. Loi canadienne sur la protection de l'environnement (LCPE), 1999. Disponible en ligne : http://www.ec.gc.ca/registrelcpe/the_act/default.cfm

OMM. Organisation météorologique mondiale. 2006. Bulletin sur les gaz à effet de serre. Bilan des gaz à effet de serre présents dans l'atmosphère, d'après les observations effectuées à l'échelle du globe en 2005, novembre, no 2, p.1.

Chapitre 2, Tendances des émissions de gaz à effet de serre, 1990–2006

Cheminfo Services. 2006. Improvements and Updates to Certain Industrial Process and Solvent Use-Related Sections in Canada's Greenhouse Gas Inventory. Final Report. Cheminfo Services, Markham, Ontario, Canada.

Environment Canada. 2007. An Inventory of Landfill Gas Recovery and Utilization in Canada 2005. Unpublished report prepared by the Greenhouse Gas Division of Environment Canada with the support of the University of Manitoba.

IPCC [Intergovernmental Panel on Climate Change].2003. Good Practice Guidance for Land Use, Land-Use Change and Forestry. Intergovernmental Panel on Climate Change National Greenhouse Gas Inventories Programme. Available online at <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gpglulucf/gpglulucf.htm>

[NRCAN] Natural Resources Canada. 2005. Energy Efficiency Trends in Canada, 1990 to 2003. Office of Energy Efficiency, Natural Resources Canada. Ottawa, Ontario, Canada. #M141-1/2003.

[NRCAN] Natural Resources Canada. 2005. Canadian Minerals Yearbook (section on Magnesium Production), 1990–2005 (Annual). Minerals and Metals Sector, Natural Resources Canada. Available online at http://www.nrcan.gc.ca/mms/cmty/pref_e.htm

RÉFÉRENCES

[NRCan] Natural Resources Canada. 2006. Canadian Minerals Yearbook (section on Cement Production), 1990–2006 (Annual). Minerals and Metals Sector, Natural Resources Canada. Available online at http://www.nrcan.gc.ca/mms/cmty/pref_e.htm

Ontario Ministry of the Environment. 2006. Backgrounder: The Ontario/Michigan Waste Issue. Available online at <http://www.ene.gov.on.ca/envision/news/2006/083101mb.pdf>

Statistics Canada. 2000, 2003, 2004, 2007. Waste Management Industry Survey: Business and Government Sectors. System of National Accounts, Statistics Canada. #16F0023XIE. Disponible en ligne à : <http://www.statcan.ca/bsolc/english/bsolc?catno=16F0023X&CHROPG=1>

Statistics Canada. 2005. Report on Energy Supply–Demand in Canada (Annual). #57-003-XIB

Statistics Canada. 2007. 2006 Census, Release no. 3, September 12, 2007 – Housing and shelter costs (including dwelling characteristics). Available online at http://www12.statcan.ca/english/census06/release/release_housingshelter.cfm

Statistique Canada. Guide statistique de l'énergie, #57-601-XIF.

Statistique Canada. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, #57-003

Chapitre 3, Énergie

Alberta Energy and Utilities Board. ST-43: Mineable Alberta Oil Sands Annual Statistics. Available online at http://www.ercb.ca/portal/server.pt/gateway/PTARGS_0_0_308_0_0_43/http%3B/ercbContent/publishedcontent/publish/ercb_home/publications_catalogue/publications_available/serial_publications/st43.aspx

Canadian Facts. 1997. Residential Fuelwood Combustion in Canada, Canadian Facts, CF Group Inc., Toronto (Ontario), Canada.

Association canadienne du gaz (ACG). 1997. 1995 Air Inventory of the Canadian Natural Gas Industry. Préparé par Radian International LLC, Calgary (Alberta), Canada.

CAPP. 1999. CH₄ and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry, Vols. 1 and 2. Préparé pour l'Association canadienne des producteurs pétroliers, Calgary (Alberta) : Clearstone Engineering Ltd., Canada, publication no 1999-0010.

CAPP. 2005a. A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H₂S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry, Vols. 1–5. Calgary (Alberta) : Clearstone Engineering Ltd.

CAPP. 2005b. Extrapolation of the 2000 UOG Emission Inventory to 2001, 2002 and 2003. Calgary (AB): Clearstone Engineering Ltd.

CAPP. 2006. An Inventory of GHGs, CACs, and H₂S Emissions by the Canadian Bitumen Industry: 1990 to 2003. Calgary (Alberta) : Clearstone Engineering Ltd.

- CPPI. 2004. *Economic and Environmental Impacts of Removing Sulphur from Canadian Gasoline and Distillate Production*, Calgary (Alberta) : Levelton Consultants Ltd. en association avec Purvin & Gertz Inc.
- Environment Canada. 2007. *Bitumen-Oil Sands Extrapolation Model – Rev 3*. Calgary (AB): Clearstone Engineering Ltd.
- Environnement Canada. 1999. *CAC Division 1995 Criteria Contaminants Emissions Inventory Guidebook, Version 1, Section 2.4*. Ottawa (Ontario) : Groupe de travail sur les émissions et les projections, Environnement Canada.
- EPA. 1995a. *Compilation of Air Pollutant Emission Factors—Vol. I: Stationary Point and Area Sources, AP 42, 5th Edition*, Washington, D.C. : U.S. Environmental Protection Agency, États-Unis, disponible auprès des National Technical Information Services, Springfield, Virginia, États-Unis, publication no PB95-196028.
- EPA. 1995b. *Protocol for Equipment Leak Emission Estimates*, Emission Standards Division, Washington, D.C. : U.S. Environmental Protection Agency. Rapport no EPA-453-/R-95-017.
- EPA. 1996. *Compilation of Air Pollutant Emission Factors—Vol. I: Stationary Point and Area Sources, AP 42, 5th Edition, Supplement B*. Washington, D.C. : U.S. Environmental Protection Agency.
- GIEC. 2000. *Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux*, Groupe d’experts intergouvernemental sur l’évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.htm/.
- GIEC/OCDE/AIE. 1997. *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996*, Groupe d’experts intergouvernemental sur l’évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l’énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>
- ICF. 2004. *Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada’s National GHG Inventory Estimates for 2001*. Rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par ICF Consulting.
- Jaques, A.P. 1992. *Estimation des émissions de gaz provoquant l’effet de serre au Canada en 1990*, Protection de l’environnement, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport no SPE 5/AP/4.
- King, B. 1994. *Management of Methane Emissions from Coal Mines: Environmental, Engineering, Economic and Institutional Implications of Options*. Rapport préparé pour Environnement Canada par Neill and Gunter Ltd.
- McCann, T.J. 1997. *Fossil Fuel Energy Trade & Greenhouse Gas Emissions*. Rapport non publié préparé pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates.
- McCann, T.J. 2000. *1998 Fossil Fuel and Derivative Factors*. Rapport préparé pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates Ltd.

RÉFÉRENCES

Office national de l'énergie. Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada. Disponible en ligne : <http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmrn/sttstc/crdlndptrlmprdct/stmtdprdctn-eng.html>

ORTECH Corporation. 1994. Inventory Methods Manual for Estimating Canadian Emissions of Greenhouse Gases. Rapport non publié préparé pour la Direction générale des affaires réglementaires et de l'intégration des programmes, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport no 93-T61-P7013-FG.

Radke, L.F., D.A. Hegg, P.V. Hobbs, J.D. Nance, J.H. Lyons, K.K. Laursen, R.E. Weiss, P.J. Riggan et D.E. Ward. 1991. Particulate and trace gas emissions from large biomass fires in North America, in J.S. Levine (dir.) *Global Biomass Burning: Atmospheric Climatic and Biospheric Implications*. Cambridge (MA) : Massachusetts Institute of Technology, États-Unis.

Rosland, A., et M. Steen. 1990. *Klimgass-Regnshap for Norge*, Statens Forurensningstilsyn, Oslo, Norvège.

SGA. 2000. Emission Factors and Uncertainties for CH₄ & N₂O from Fuel Combustion. Rapport non publié préparé pour la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par SGA Energy Ltd.

Statistique Canada. 1995. Équipement ménager. Division du revenu et des dépenses des consommateurs. Statistique Canada. No 64-202 au catalogue (publication révolue).

Statistique Canada. Transport et distribution du gaz naturel. No 57-205-XIB au catalogue.

Statistique Canada. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, (annuel), no 57-003-XIB au catalogue.

Chapitre 4, Procédés industriels

AAC. Association de l'aluminium du Canada. 2002a. Entente particulière de réductions volontaires des gaz à effet de serre au Québec, conclue entre le gouvernement du Québec et l'Association de l'aluminium du Canada. Gouvernement du Québec et AAC. Montréal (QC).

AAC. Association de l'aluminium du Canada. 2002b. Calculating Direct GHG Emissions from Primary Aluminium Metal Production, préparée par Alcan, et obtenue auprès de l'Association de l'aluminium du Canada (AAC), Montréal (Québec).

AIA. Association de l'industrie d'aluminium du Québec. 1993. *The Aluminium Industry Today for the Needs of Tomorrow*. Montréal (Québec).

AMEC. 2006. Identifying and Updating Industrial Process Activity Data in the Minerals Sector for the Canadian Greenhouse Gas Inventory, AMEC Earth & Environmental, une division d'AMEC Americas Ltd.

Cheminfo Services. 2002. Review of Canadian SF₆ Emissions Inventory. Markham (Ontario) : Cheminfo Services Inc.

Cheminfo Services. 2005a. *Improving and Updating Industrial Process-Related Activity Data and Methodologies in Canada's Greenhouse Gas Inventory, Sulphur Hexafluoride (SF₆) from Electrical Equipment*, Final Report. Markham (Ontario) : Cheminfo Services Inc.

Cheminfo Services. 2005b. *Improving and Updating Industrial Process-Related Activity Data and Methodologies Used in Canada's Greenhouse Gas Inventory, Sulphur Hexafluoride Emissions from the Magnesium Casting Sector*, Final Report. Markham (Ontario) : Cheminfo Services Inc.

Cheminfo Services. 2005c. *Improving and Updating Industrial Process-Related Activity Data and Methodologies Used in Canada's Greenhouse Gas Inventory, Hydrofluorocarbons (HFCs)*, Final Report. Markham (Ontario) : Cheminfo Services Inc.

Cheminfo Services. 2006. *Improvements and Updates to Certain Industrial Process and Solvent Use-Related Sections in Canada's Greenhouse Gas Inventory*, Final Report. Markham (Ontario) : Cheminfo Services Inc.

CIEEDAC. 2006. *A Review of Energy Consumption in Canadian Oil Refineries 1990, 1994 to 2004*. Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie, Université Simon Fraser, Burnaby, Colombie-Britannique.

CIEEDAC. Canadian Industrial Energy End-Use Data Analysis Centre. 2007. *A Review of Energy Consumption and Related Data: Canadian Cement Manufacturing Industry, 1990 to 2004*. Canadian Industrial Energy End-Use Data Analysis Centre. Burnaby (Colombie-Britannique) : Université Simon Fraser, janvier. Disponible en ligne : <http://www.cieedac.sfu.ca>

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2000. *Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux*, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.htm/

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2006. *Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Vol. 3, Procédés industriels et utilisation des produits*, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol3.htm>

GIEC/OCDE/AIE. 1997. *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996*, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>

GIEC. Intergovernmental Panel on Climate Change National. 2002. *Documents d'information – IPCC Expert Meetings on Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories (section sur les émissions de HFC-23 découlant de la production de HCFC-22)*, Intergovernmental Panel on Climate Change National Greenhouse Gas Inventories Programme. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/gpg-bgp.htm>

RÉFÉRENCES

- Global Trade Information Services. 1995–2005. Données commerciales extraites le 1er octobre 2007, du GTIS World Trade Atlas, Global Trade Information Services, Inc. Disponible en ligne : <http://www.gtis.com>
- HRAI. 2008. HCFC Phase-Out Awareness, Heating, Refrigeration and Air Conditioning Institute of Canada (HRAI). Disponible en ligne : <http://www.hrai.ca/hcfcphaseout/index.html>
- IAI. 2006. The Aluminium Sector Greenhouse Gas Protocol (annexe au protocole sur les GES du WRI/WBCSD), International Aluminium Institute, octobre. Disponible en ligne à : <http://www.world-aluminium.org/?pg=/Downloads/Publications/Full%20Publication&path=344>
- ICF. 2004. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001. Rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par ICF Consulting.
- Jaques, A.P. 1992. Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990, Protection de l'environnement, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport SPE 5/AP/4.
- McCann, T.J. 2000. 1998 Fossil Fuel and Derivative Factors. Préparé pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates.
- Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources. 2007. MINIFILE Mineral Inventory, gouvernement de la Colombie-Britannique. Disponible en ligne : <http://www.em.gov.bc.ca/Mining/Geosurv/Minfile/>
- Ministry of Northern Development and Mines (1989), Limestone Industries and Resources of Central and Southwestern Ontario – Vol. III, a report prepared for the Aggregate Resources Section, Land Management Branch, Ontario Ministry of Natural Resources.
- ORTECH Corporation. 1994. Inventory Methods Manual for Estimating Canadian Emissions of Greenhouse Gases. Rapport non publié préparé pour la Direction générale des affaires réglementaires et de l'intégration des programmes, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport no 93-T61-P7013-FG.
- Øye, H.P., et R. Huglen. 1990. Managing aluminium reduction technology—Extracting the most from Hall-Héroult. *Journal of the Minerals, Metals & Materials Society (JOM)*, 42(11) : 23–28.
- RNCan. Annuaire des minéraux du Canada, 1990–2006, (annuel), Secteur des minéraux et des métaux, Ressources naturelles Canada. Disponible en ligne : http://www.nrca.gc.ca/mms/cmy/pref_f.htm
- SIDEX. 2004. 5th Strategic Diversification Newsletter: Exploration Outlook in Quebec for a Neglected Commodity, Société d'investissement dans la diversification de l'exploration. Mars. Disponible en ligne : <http://www.sidex.ca/Vpub/magnesite/Magnesite-presentation.pdf>
- Statistics Canada. 2007. CANSIM Database Table 303-0060: Production, Shipments and Stocks of Cement, Monthly (Metric Tonnes) 2005. Available from: Statistique Canada. 2007. Tableau 303-0060. Production, livraisons et inventaires de ciment, mensuel (tonnes métriques) 2005 : <http://cansim2.statcan.ca/>

Statistique Canada. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, 1990-2006 #57-003-XIB.

Statistique Canada. Acier, produits tubulaires et fil d'acier, 2004–2005 (mensuel), #41--019-XIF au catalogue.

Statistique Canada. Ciment, 1990–2004 (mensuel), #44-001-XIB.

Statistique Canada. Fer et acier primaire, 1990–2003 (mensuel), #41-001-XIB.

Statistique Canada. Industries des produits minéraux non métalliques (annuel), #44-250-XIF (a cessé de paraître).

Statistique Canada. Produits chimiques industriels et résines synthétiques, 1990–2005 (mensuel), #46-002-XIF.

Université Laval. 1994. Polyfluorocarbons and the Environment (Their Effect on Atmospheric Equilibrium). Étude effectuée pour Environnement Canada par le Groupe de chimie analytique. Québec (Québec) : Université Laval.

Chapitre 5, Utilisation de solvants et autres produits

Cheminfo Services. 2006. Improvements and Updates to Certain Industrial Process and Solvent Use-Related Sections in Canada's Greenhouse Gas Inventory, Final Report. Markham (Ontario) : Cheminfo Services Inc.

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.htm

GIEC/OCDE/AIE. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>.

Statistics Canada. Canadian International Merchandise Trade Database. Available online at: www.statcan.ca/trade/scripts/trade_search.cgi

Statistique Canada. Statistiques démographiques annuelles, 2004- 2006, #91-215-XIB.

Statistique Canada. Statistiques démographiques annuelles, 1990–2004, #91-213-XIB.

Chapitre 6, Agriculture

Beauchemin, K.A., et S.M. McGinn. 2005. Methane emissions from feedlot cattle fed barley or corn diets, *Journal of Animal Science*, 83(3) : 653–661.

RÉFÉRENCES

Boadi, D.A., K.H. Ominski, D.L. Fulawka et K.M. Wittenberg. 2004. Improving Estimates of Methane Emissions Associated with Enteric Fermentation of Cattle in Canada by Adopting an IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) Tier-2 Methodology. Rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, Winnipeg (Manitoba) : Département de zootechnie, Université du Manitoba.

Boadi, D.A., et K.M. Wittenberg. 2002. Methane production from dairy and beef heifers fed forages differing in nutrient density using the sulphur hexafluoride (SF₆) tracer gas technique, *Canadian Journal of Animal Science*, 82 : 201–206.

Boadi, D.A., K.M. Wittenberg et A.D. Kennedy. 2002a. Variation of the sulphur hexafluoride (SF₆) tracer gas technique for measurement of methane and carbon dioxide production by cattle, *Canadian Journal of Animal Science*, 82 : 125–131.

Boadi, D.A., K.M. Wittenberg et W.P. McCaughey. 2002b. Effects of grain supplementation on methane production of grazing steers using the sulphur (SF₆) tracer gas technique, *Canadian Journal of Animal Science*, 82 : 151–157.

Campbell, C.A., R.P. Zentner, H.H. Janzen et K.E. Bowren. 1990. Crop Rotation Studies on the Canadian Prairie, Ottawa (Ontario) : Centre d'édition du gouvernement du Canada.

CANSIM. Système canadien d'information socio-économique [base de données dans Internet]. Statistique Canada. [mis à jour quotidiennement; consulté le 10 janvier 2008]. Disponible en ligne : <http://cansim2.statcan.ca><http://cansim2.statcan.ca/>

GIEC. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.htm

GIEC. 2006. Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Vol. 4, Agriculture, foresterie et autres affectations des terres, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Disponible en ligne : <http://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol4.htm>

GIEC/OCDE/AIE. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>

Gregorich, E.G., P. Rochette, A.J. VandenBygaart et D.A. Angers. 2005. Greenhouse gas contributions of agricultural soils and potential mitigation practices in eastern Canada, *Soil & Tillage Research*, 83: 53–72.

Hutchinson, J.J., P. Rochette, X. Vergé, D. Worth et R. Desjardins. 2007. Uncertainties in Methane and Nitrous Oxide Emissions Estimates from Canadian Agroecosystems Using Crystal Ball. Rapport préliminaire présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par la Direction générale de la recherche, Agriculture et Agroalimentaire Canada.

- ICF. 2004. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001. Rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par ICF Consulting.
- Jambert, C., R. Delmas, D. Serça, L. Thouron, L. Labroue et L. Delprat. 1997. N₂O and CH₄ emissions from fertilized agricultural soils in southwest France, *Nutrient Cycling in Agroecosystems*, 48 : 105–114.
- Janzen, H.H., K.A. Beauchemin, Y. Bruinsma, C.A. Campbell, R.L. Desjardins, B.H. Ellert et E.G. Smith. 2003. The fate of nitrogen in agroecosystems: an illustration using Canadian estimates, *Nutrient Cycling in Agroecosystems*, 67 : 85–102.
- Korol, M. 2003. Consommation, livraison et commerce des engrais au Canada 2002-2003, Unité des intrants agricoles commerciaux, Direction de la politique et des programmes de protection du revenu agricole, Agriculture et Agroalimentaire Canada.
- Liang, B.C., B.G. McConkey, C.A. Campbell, D. Curtin, G.P. Lafond, S.A. Brandt et A.P. Lafond. 2004. Total and labile soil organic nitrogen as influenced by crop rotations and tillage in Canadian prairie soils, *Biology and Fertility of Soils*, 39 : 249–257.
- Marinier, M., K. Clark et C. Wagner-Riddle. 2004. Improving Estimates of Methane Emissions Associated with Animal Waste Management Systems in Canada by Adopting an IPCC Tier 2 Methodology. Rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par le Department of Land Resource Science. Université de Guelph, Guelph (Ontario).
- McCaughey, W.P., K. Wittenberg et D. Corrigan. 1997. Methane production by steers on pasture, *Canadian Journal of Animal Science*, 77 : 519–524.
- McCaughey, W.P., K. Wittenberg et D. Corrigan. 1999. Impact of pasture type on methane production by lactating beef cows, *Canadian Journal of Animal Science*, 79 : 221–226.
- McConkey, B.G., C.A. Campbell, R.P. Zentner, F.B. Dyck et F. Selles. 1996. Long-term tillage effects on spring wheat production on three soil textures in the Brown soil zone, *Canadian Journal of Plant Science*, 76 : 747–756.
- McGinn, S.M., K.A. Beauchemin, T. Coates et D. Colombatto. 2004. Methane emissions from beef cattle: Effects of monensin, sunflower oil, enzymes, yeast, and fumaric acid, *Journal of Animal Science*, 82(11) : 3346–3356.
- McGinn, S.M., T.K. Flesch, L.A. Harper et K.A. Beauchemin. 2006. An approach for measuring methane emissions from whole farms, *Journal of Environmental Quality*, 35(1) : 14–20.
- Rochette, P., et H.H. Janzen. 2005. Towards a revised coefficient for estimating N₂O emissions from legumes, *Nutrient Cycling in Agroecosystems*, 73 : 171–179.
- Rochette, P., D.E. Worth, R.L. Lemke, B.G. McConkey, D.J. Pennock, C. Wagner-Riddle et R.L. Desjardins. 2007. An IPCC Tier II methodology for estimating N₂O emissions from agricultural soils in Canada, *Canadian Journal of Soil Science* (sous presse).

RÉFÉRENCES

Statistics Canada. Farm Environmental Management Survey. Available online at <http://www.statcan.ca/cgi-bin/imdb/p2SV.pl?Function=getSurvey&SDDS=5044&lang=en&db=IMDB&dbg=f&adm=8&dis=2>

Statistics Canada 2006. 2006 Census of Agriculture [Statistics Canada database]. Available online at: <http://www.statcan.ca/english/agcensus2006/index.htm>

Statistique Canada. 2007 Certaines données chronologiques du Recensement de l'agriculture. #95-632.

Statistics Canada. 2007b. Farm Data and Farm Operator Data Tables. #95-629. Available online at <http://www.statcan.ca/english/freepub/95-629-XIE/2007000/livestock.htm#poulinv>

Statistique Canada. 2008. Espèces alternatives de bétail sur les fermes au Canada — Années de recensement 1981, 1986, 1991, 1996, 2001 et 2006, #23-502-X.

Chapitre 7, Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie

Bingemer, H.G., et P.J. Crutzen. 1987. The production of methane from solid wastes. *Journal of Geophysical Research*. 92 : 2181–2187.

Bruce, J.P., M. Frome, E. Haites, H. Janzen, R. Lal et K. Paustian. 1999. Carbon sequestration in soils, *Journal of Soil Water Conservation*, 54 : 382–389.

Campbell, C.A., B.G. McConkey, R.P. Zentner, F. Selles et D. Curtin. 1996. Long-term effects of tillage and crop rotations on soil organic C and total N in a clay soil in southwestern Saskatchewan, *Canadian Journal of Soil Science*, 76 : 395–401.

Cleary, J. 2003. Greenhouse Gas Emissions from Peat Extraction in Canada: A Life Cycle Perspective. Mémoire de maîtrise, Université McGill, Montréal (Québec), Canada, rapport C2GCR no 2003-1.

Coleman, H.W., et J.W.G. Steele. 1999. *Experimentation and Uncertainty Analysis for Engineers*, John Wiley and Sons, New York, N.Y., États-Unis.

CRC Press. 1973. National Waste Composition (1967). Table 1.1-9: Summary of International Refuse Composition, of the Handbook of Environmental Control. Volume II: Solid Waste. CRC Press.

Environnement Canada. 1996b. Évaluation des aspects physiques, économiques et énergétiques de la gestion des déchets solides au Canada, série Perspectives sur la gestion des déchets solides au Canada, vol. I, Préparé pour Environnement Canada par Resource Integration Systems Ltd..

Environment Canada. 1997, 1999b, 2001, 2003a. Inventory of Landfill Gas Recovery and Utilization in Canada. Bureau national de la prévention de la pollution.

Environment Canada. 1999a. Municipal Solid Waste Incineration in Canada: An Update on Operations 1997–1998. Préparé pour Environnement Canada et le Groupe interministériel de recherche et d'exploitation énergétiques par Compass Environmental Inc.

Environnement Canada. 2003b. Inventaire national des gaz à effet de serre, 1990-2001, Division des gaz à effet de serre.

Environnement Canada. 2003c. Municipal Solid Waste Incineration in Canada: An Update on Operations 1999–2001. Préparé pour Environnement Canada par A.J. Chandler & Associates Ltd. en collaboration avec Compass Environmental Inc.

Environnement Canada. 2007. An Inventory of Landfill Gas Recovery and Utilization in Canada 2005. Rapport non publié préparé par la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada avec l'aide de l'Université du Manitoba.

Environnement Canada. 2003. Les terres humides au Canada. Disponible en ligne : http://www.ec.gc.ca/water/fr/nature/wetlan/f_canada.htm

EPA. Environmental Protection Agency. 1990. Air Emissions from Municipal Solid Waste Landfills—Background Information for Proposed Standards and Guidelines. Draft Environmental Impact Statement from Emission Standards Division. U.S. Rapport sans numéro.

Fettes, W. 1994. Communication personnelle entre Senes Consultants et Puitan Bennet.

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.htm

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2003. Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre.. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gpplulucf/gpplulucf_languages.htm

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2006. Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Vol. 4, Agriculture, foresterie et autres affectations des terres, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol4.htm>.

GIEC/OCDE/AIE. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.html>

Groupe de travail national sur les terres humides. 1997. Système de classification des terres humides du Canada. Deuxième édition, B.G. Warner et C.D.A. Rubec (dir.), Centre de recherche sur les terres humides, Université de Waterloo, Waterloo (Ontario). Disponible en ligne : <http://www.portofentry.com/frenchWetlands.pdf>

RÉFÉRENCES

Hélie, R., G.R. Milton, B. Kazmerik, Y. Crevier, M. Grenier, R. Dixon, B. Tedford, K. Smith et J. Hurley. 2003. Building Towards A National Wetland Inventory (Phase 1), 25e Symposium canadien de télédétection et 11e Congrès de l'Association québécoise de télédétection, Université de Montréal, Montréal (Québec), Canada.

Hutchinson, J.J., P. Rochette, X. Verge, R. Desjardins et D. Worth. 2007. Uncertainties in Methane and Nitrous Oxide Emissions Estimates from Canadian Agroecosystems Using Crystal Ball. Rapport préliminaire présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par la Direction générale de la recherche, Agriculture et Agroalimentaire Canada.

ICF. 2004. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001. Rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, d'Environnement Canada, par ICF Consulting.

Janzen, H.H., C.A. Campbell, E.G. Gregorich et B.H. Ellert. 1997. Soil carbon dynamics in Canadian agroecosystems, I R. Lal, J.M. Kimble, R.F. Follett et B.A. Stewart (dir.). Soil Processes and Carbon Cycles, CRC Press, Boca Raton, Floride, États-Unis, p. 57–80.

Janzen, H.H., C.A. Campbell, R.C. Izaurralde, B.H. Ellert, N. Juma, W.B. McGill et R.P. Zentner. 1998. Management effects on soil C storage on the Canadian prairies, *Soil & Tillage Research*, 47 : 181–195.

Leckie, D., D. Paradine, W. Burt, D. Hardman, F. Eichel, S. Tinis et D. Tammadge. 2006a. NIR 2007 Deforestation Area Estimation: Methods Summary, Digital Remote Sensing, Deforestation Monitoring Group, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, Victoria (Colombie-Britannique).

Leckie, D., D. Paradine, D. Hardman et S. Tinis. 2006b. NIR 2006 Deforestation Area Estimation: Methods Summary. Rapport interne, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, Victoria (Colombie-Britannique). 13 p.

Levelton BH. 1991. Inventory of Methane Emissions from Landfills in Canada. Rapport non publié préparé à l'intention d'Environnement Canada par Levelton & Associates.

Marshall, I.B., et P. Shut. 1999. Cadre écologique national pour le Canada - Aperçu, Direction générale de la science des écosystèmes, Environnement Canada et Direction générale de la recherche, Agriculture et Agroalimentaire Canada. Disponible en ligne : <http://sis.agr.gc.ca/siscan/nsdb/ecostrat/intro.html>

Maurice, C., et A. Lagerkvist. 2003. LFG emission measurements in cold climatic conditions: season variations and methane emissions mitigation. *Cold Regions Science and Technology*. 36 : 37–46.

McCann TJ. 1994. Uncertainties in Canada's 1990 Greenhouse Gas Emission Estimates: A Quantitative Assessment. Préparé à l'intention d'Environnement Canada par T.J. McCann and Associates.

McConkey, B., B.C. Liang, C.A. Campbell, D. Curtin, A. Moulin, S.A. Brandt et G.P. Lafond. 2003. Crop rotation and tillage impact on carbon sequestration in Canadian prairie soils, *Soil & Tillage Research*, 74 : 81–90.

- McConkey, B.G., A.J. VandenBygaart, J. Hutchinson, T. Huffman et T. Martin. 2007. *Uncertainty Analysis for Carbon Change—Cropland Remaining Cropland*. Rapport présenté à Environnement Canada par la Direction générale de la recherche, Agriculture et Agroalimentaire Canada.
- NCASI. 2003. *Calculation Tools for Estimating Greenhouse Gas Emissions from Wood Products Manufacturing Facilities*. Rapport préparé par le National Council for Air and Stream Improvement, Inc.
- NRCan. 1997. *National Wood Residue Data Base*. Ressources naturelles Canada (documents de J. Roberts).
- NRCan. 1999. *Canada's Wood Residues : A Profile of Current Surplus and Regional Concentrations*. Préparé à l'intention de la Table de concertation nationale sur les changements climatiques dans le secteur forestier par le Service canadien des forêts, Direction générale de l'industrie, de l'économie et des programmes. Ressources naturelles Canada.
- RNCan. 2005. *Estimation de la production, de la consommation et des surplus de résidus de bois d'usines au Canada en 2004*, rapport national préparé pour Ressources naturelles Canada par l'Association des produits forestiers du Canada.
- RNCan. 2006. *Analyse des possibilités de récupération des ressources au Canada et prévision des retombées sur les émissions de gaz à effet de serre*.
- ORTECH Corporation. 1994 *Inventory. Methods Manual for Estimating Canadian Emissions of Greenhouse Gases*. Rapport non publié préparé pour la Direction générale des affaires réglementaires et de l'intégration des programmes, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport no 93-T61-P7013-FG.
- Pelt, R., R.L. Bass, R.E. Heaton, C. White, A. Blackard, C. Burklin et A. Reisdorph. 1998. *User's Manual Landfill Gas Emissions Model. Version 2.0*. Report prepared for the Control Technology Centre. Office of Research and Development. U.S. Environmental Protection Agency. Radian International and the Eastern Research Group.
- RNCan. 2001. *Inventaire forestier national du Canada*, Ressources naturelles Canada. Disponible en ligne : http://nfi.cfs.nrcan.gc.ca/canfi/data/area-large_f.html.
- RNCan. 2005a. *Initiative de l'Étude de faisabilité sur le boisement comme mode de piégeage du carbone (EFBMPC) : analyse des politiques de boisement*, Service canadien des forêts. Disponible en ligne : <http://scf.nrcan.gc.ca/soussite/analysepolitique/initiativeetude>.
- RNCan. 2005b. *Programme d'évaluation et de démonstration de plantations (EDP) de Forêt 2020 : analyse des politiques de boisement*, Service canadien des forêts. Disponible en ligne : <http://scf.nrcan.gc.ca/soussite/analysepolitique/programmeforet2020>
- Statistique Canada. 2000, 2003, 2004, 2007. *Enquête de l'industrie de la gestion des déchets : secteur des entreprises et des administrations publiques, Système de la comptabilité nationale*, Statistique Canada, #16F0023XIF.
- Statistique Canada. 2006. *Statistiques démographiques annuelles*, #91-213-XIB

RÉFÉRENCES

- Statistique Canada. 2007b. Estimations démographiques annuelles: Canada, provinces et territoires 2007, Révisé. Division de la démographie. #21-020-XIF.
- Statistique Canada. 2007c. Statistiques sur les aliments – 2006 #21-020-XIF.
- Tchobanoglous, G.H., et Vigil S. Theisen. 1993. *Integrated Solid Waste Management*. New York (NY): McGraw Hill, Engineering Principles and Management Issues.
- Thompson S, Sawyer J, Bonam RK, Smith S. 2006. *Recommendations for Improving the Canadian Methane Generation Model for Landfills*. Winnipeg (MB): Natural Resources Institute. Université du Manitoba.
- Thompson, S., et S. Tanapat. 2005. Waste management options for greenhouse gas reduction. *Journal of Environmental Informatics*. 6(1) : 16–24.
- VandenBygaert, A.J., E.G. Gregorich et D.A. Angers. 2003. Influence of agricultural management on soil organic carbon: A compendium and assessment of Canadian studies, *Canadian Journal of Soil Science*, 83 : 363–380.
- VandenBygaert, A.J., B.G. McConkey, D.A. Angers, W. Smith, H. De Gooijer, M. Bentham et T. Martin. 2007. Soil carbon change factors for the Canadian agriculture national greenhouse gas inventory, *Canadian Journal of Soil Science* (en cours d'examen).
- Waddington, J.M., et K.D. Warner. 2001. Restoring the carbon sink function of cut-over peatlands, *Écoscience*, 8(3) : 359–368.
- White, T., et C. Dymond. 2008. NIR 2007 QAQC report. Internal report. Ottawa(ON) : Environment Canada.
- White T, Dymond C. 2008. Summary of methodological changes to LULUCF reporting in the 2008 National Inventory Report 2008. Rapport interne. Victoria (BC) : Service canadien des forêts – Ressources naturelles Canada.
- White, T., et W.A. Kurz. 2005. Afforestation on private land in Canada from 1990 to 2002 estimated from historical records, *The Forestry Chronicle*, 81(4) : 491–497. Chapitre 8, déchets
- White, T., N. Luckai, G.R. Larocque, W.A. Kurz et C. Smyth. 2008. A practical Approach for Assessing the Sensitivity of the Carbon Budget Model of the Canadian Forest Sector (CBM-CFS3). *Ecological Modelling* (sous presse).

Chapitre 8, Déchets

- Bingemer, H.G., et P.J. Crutzen. 1987. The production of methane from solid wastes, *Journal of Geophysical Research*, 92: 2181–2187.
- CRC Press. 1973. *National Waste Composition (1967)*. Table 1.1-9: Summary of International Refuse Composition, of the *Handbook of Environmental Control*. Volume II: Solid Waste. CRC Press. 1973.

- Environnement Canada. 1996a. Évaluation des aspects physiques, économiques et énergétiques de la gestion des déchets solides au Canada, série Perspectives sur la gestion des déchets solides au Canada, vol. I, Préparé pour Environnement Canada par Resource Integration Systems Ltd., mars.
- Environnement Canada. 1997, 1999b, 2001, 2003a. Inventory of Landfill Gas Recovery and Utilization in Canada. Bureau national de la prévention de la pollution.
- Environnement Canada. 1999a. Municipal Solid Waste Incineration in Canada: An Update on Operations 1997–1998. Préparé pour Environnement Canada et le Groupe interministériel de recherche et d’exploitation énergétiques par Compass Environmental Inc.
- Environnement Canada. 2003b. Inventaire national des gaz à effet de serre, 1990-2001, Division des gaz à effet de serre.
- Environnement Canada. 2003c. Municipal Solid Waste Incineration in Canada: An Update on Operations 1999–2001. Préparé pour Environnement Canada par A.J. Chandler & Associates Ltd. en collaboration avec Compass Environmental Inc.
- Environnement Canada. 2007. An Inventory of Landfill Gas Recovery and Utilization in Canada 2005. Rapport non publié préparé par la Division des gaz à effet de serre d’Environnement Canada avec l’aide de l’Université du Manitoba.
- EPA. Environmental Protection Agency. 1995. Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Vol. I, Stationary Point and Area Sources, Chapter 2: Solid Waste Disposal, 5e édition, États-Unis. Disponible en ligne : <http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch02>.
- GIEC. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Groupe d’experts intergouvernemental sur l’évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.htm/
- GIEC/OCDE/AIE. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Groupe d’experts intergouvernemental sur l’évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l’énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>
- ICF. 2004. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada’s National GHG Inventory Estimates for 2001. Rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par ICF Consulting.
- Levelton, B.H. 1991. Inventory of Methane Emissions from Landfills in Canada. Rapport non publié préparé pour Environnement Canada par Levelton & Associates.
- Maurice, C., et A. Lagerkvist. 2003. LFG emission measurements in cold climatic conditions: season variations and methane emissions mitigation, Cold Regions Science and Technology, 36 : 37–46.
- McCann, T.J. 1994. Uncertainties in Canada’s 1990 Greenhouse Gas Emission Estimates: A Quantitative Assessment. Préparé pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates. Mars.

RÉFÉRENCES

NCASI. 2003. Calculation Tools for Estimating Greenhouse Gas Emissions from Wood Products Manufacturing Facilities. Rapport préparé par le National Council for Air and Stream Improvement, Inc.

ORTECH Corporation. 1994. Inventory Methods Manual for Estimating Canadian Emissions of Greenhouse Gases. Rapport non publié préparé pour la Direction générale des affaires réglementaires et de l'intégration des programmes, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport no 93-T61-P7013-FG.

Pelt, R., R.L. Bass, R.E. Heaton, C. White, A. Blackard, C. Burklin et A. Reisdorph. 1998. User's Manual Landfill Gas Emissions Model, Version 2.0. Rapport préparé pour le Control Technology Centre, Office of Research and Development, U.S. Environmental Protection Agency, par Radian International and the Eastern Research Group.

RNCan. 1997. National Wood Residue Data Base. Ressources naturelles Canada (documents de J. Roberts).

RNCan. 1999. Canada's Wood Residues: A Profile of Current Surplus and Regional Concentrations. Préparé à l'intention de la Table de concertation nationale sur les changements climatiques dans le secteur forestier par le Service canadien des forêts, Direction générale de l'industrie, de l'économie et des programmes. Ressources naturelles Canada.

RNCan. 2005. Estimation de la production, de la consommation et des surplus de résidus de bois d'usines au Canada en 2004, rapport national préparé pour Ressources naturelles Canada par l'Association des produits forestiers du Canada.

RNCan. 2006. Analyse des possibilités de récupération des ressources au Canada et prévision des retombées sur les émissions de gaz à effet de serre. Ressources naturelles du Canada.

Statistique Canada. 2000, 2003, 2004, 2007. Enquête de l'industrie de la gestion des déchets : secteur des entreprises et des administrations publiques, Système de comptabilité national, Statistique Canada, #16F0023XIF.

Statistique Canada. 2006a. Statistiques démographiques annuelles, #91-213-XIB.

Statistics Canada. 2006b. Food Statistics – 2005. #21-020-XIE.

Statistique Canada. 2007b. Estimations démographiques annuelles: Canada, provinces et territoires 2007, Révisé. Division de la démographie. #21-020-XIF.

Statistique Canada. 2007c. Statistiques sur les aliments – 2006 #21-020-XIF.

Tchobanoglous, G.H., et S. Vigil Theisen. 1993. Integrated Solid Waste Management, Engineering Principles and Management Issues, McGraw Hill, New York, N.Y., États-Unis.

Thompson, S., J. Sawyer, R.K. Bonam et S. Smith. 2006. Recommendations for Improving the Canadian Methane Generation Model for Landfills, Natural Resources Institute, Université du Manitoba, Winnipeg (Manitoba), Canada.

Thompson, S., et S. Tanapat. 2005. Waste management options for greenhouse gas reduction, Journal of Environmental Informatics, 6(1): 16–24.

Chapitre 9, Recalculs et améliorations

- ASAE. American Society of Agricultural Engineers. 2003. Manure Production and Characteristics in ASAE Standards 2003. St. Joseph (MI): The Society for Engineering in Agricultural, Food, and Biological Systems. 2950 Niles Road, 49085-9659, p. 683-685.
- [CAPP] Canadian Association of Petroleum Producers. 2006. An Inventory of GHGs, CACs, and H₂S Emissions by the Canadian Bitumen Industry: 1990 to 2003. Prepared for the Canadian Association of Petroleum Producers. Calgary (AB): Clearstone Engineering Ltd.
- Cheminfo Services. 2006. Improvements and Updates to Certain Industrial Process and Solvent Use-Related Sections in Canada's Greenhouse Gas Inventory, Final Report. Markham (Ontario) : Cheminfo Services Inc. Septembre.
- De Groot, W., R. Landry, W. Kurz, K.R. Anderson, P. Englefield, R.H. Fraser, R.J. Hall, D. Raymond, V. Decker, T.J. Lynham, E. Banfield et J. Pritchard. 2007. Estimating direct carbon emissions from Canadian wildland fires. *International Journal of Wildland Fire*. Vol. 16 No. 5. Pages 593-606.
- GIEC. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.htm/
- GIEC. 2003. Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gpglulucf/gpglulucf_languages.htm
- GIEC/OCDE/AIE. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>
- GIEC 2006. Guide 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Volume 4 : Agriculture, foresterie et autres utilisations des terres. Disponible en ligne: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol4.html>
- Marinier, M., K. Clark et C. Wagner-Riddle. 2004. Improving Estimates of Methane Emissions Associated with Animal Waste Management Systems in Canada by Adopting an IPCC Tier 2 Methodology. Rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par le Department of Land Resource Science, Université de Guelph, Guelph (Ontario), Canada.
- McCann, T.J. 2000. 1998 Fossil Fuel and Derivative Factors. Report prepared for Environment Canada by T.J. McCann and Associates Ltd.
- [PPC] Pédopaysages du Canada. 2007. Agriculture et Agro-alimentaire Canada. Disponible en ligne à <http://sis.agr.gc.ca/cansis/nsdb/slc/index.html>

RÉFÉRENCES

- [RNCan] Natural Resources Canada. Canadian Minerals Yearbook, 1990–2006 (Annual). Minerals and Metals Sector, Natural Resources Canada. Available online at http://www.nrcan.gc.ca/mms/cmy/pref_e.htm
- Rochette P, Worth DE, Lemke RL, McConkey BG, Pennock DJ, Wagner-Riddle C, Desjardins RL. 2008. An IPCC Tier II methodology for estimating N₂O emissions from agricultural soils in Canada. Canadian Journal of Soil Science (In press)
- Shaw, C., E. Banfield, B. Simpson, C. Smyth et T. Trofymow. 2006. Dead Organic Matter (DOM) Parameters for NIR 2007. Rapport interne. Ottawa(ON): Environnement Canada.
- [SLC] Soil Landscapes of Canada. 2007. Agriculture and Agrifood Canada. Available online at <http://sis2.agr.gc.ca/cansis/>
- Smyth, C.E., J.A. Trofymow, W.A. Kurz et CIDET Working Group (unpub). Decreasing Uncertainty in CBM-CFS3 Estimates of Forest Soil C Sources and Sinks through Use of Long-Term Data from the Canadian Intersite Decomposition Experiment. Présenté en tant que rapport BC-X.
- Statistics Canada. Natural Gas Transportation and Distribution (Annual). #57-205-XIB.
- Statistics Canada. 2000, 2003, 2004, 2007a. Waste Management Industry Survey: Business and Government Sectors. System of National Accounts. Statistics Canada. #16F0023XIE.
- Statistics Canada. 2006. Demographic Statistics (Annual). #91-213-XIB.
- Statistics Canada. 2007b. Annual Demographic Estimates: Canada, Provinces and Territories. Demography Division. Statistics Canada. 2007 – Revised. December 2007. #91-215-X
- Statistics Canada. 2007c. Food Statistics – 2006. #21-020-XIE.

Annexe 1 Catégories clés

A1.1 Catégories clés - méthodologie

Les recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre (GIEC 2000) ainsi que les recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie (GIEC 2003) recommandent les deux d'identifier les catégories clés d'émissions et d'absorptions. Il s'agit d'aider les organismes chargés des inventaires à structurer leurs efforts par priorité afin d'améliorer les estimations globales. Une catégorie clé se définit comme suit : elle est « prioritaire dans le système d'inventaire national, car son estimation a un effet significatif sur l'inventaire total des gaz à effet de serre directs pour ce qui est du niveau absolu des émissions, de la tendance des émissions ou des deux » (GIEC 2000).

La présente annexe décrit l'analyse menée sur ces catégories pour l'inventaire du Canada, selon les approches prônées par le GIEC.

Les bonnes pratiques exigent d'abord que l'on répartisse les inventaires en catégories permettant d'établir les sources clés et les puits, définis selon les lignes directrices suivantes :

- Les catégories du GIEC doivent être utilisées et les émissions doivent être exprimées en équivalent CO₂ d'après chaque potentiel de réchauffement planétaire (PRP) standard.
- Une catégorie doit être indiquée pour *chaque* gaz émis ou éliminé, étant donné que les méthodes, les facteurs d'émission et les incertitudes connexes diffèrent pour chacun.
- Les catégories utilisant les mêmes facteurs d'émission basés sur des hypothèses communes doivent être regroupées avant l'analyse.

En utilisant la méthode de niveau 1 du GIEC, on détermine d'abord les catégories clés par des méthodes quantitatives au moyen d'un seuil déterminé d'émissions cumulatives. Ensuite, les catégories de niveau 1 sont établies par des moyens qualitatifs. On recommande une approche plus détaillée de niveau 2 si l'on dispose d'estimations de l'incertitude : les résultats du niveau 1 sont alors multipliés par l'incertitude relative de la catégorie de source et de puits. Étant donné qu'on ne dispose pas d'estimations actuelles de l'incertitude pour tous les secteurs, on a utilisé une méthode de niveau 1 pour cette analyse.

L'approche quantitative adopte deux angles de vue pour déterminer les catégories clés : leur contribution aux émissions totales et à la tendance des émissions. L'évaluation de niveau analyse la contribution de chaque catégorie d'émissions au total national (avec et sans l'affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie, ou ATCATF). L'analyse de la tendance utilise la contribution relative de chaque catégorie au total des émissions nationales, mais elle attribue un poids plus important aux catégories dont la tendance relative s'écarte de la tendance générale (avec et sans l'ATCATF); dans cette analyse, les tendances sont calculées comme les variations absolues entre l'année de référence et les plus récentes années d'inventaire. On calcule alors la contribution des catégories (en pourcentage) au plan tant des niveaux que des tendances et on trie les résultats obtenus dans l'ordre descendant. On calcule le total cumulatif au moyen des deux méthodes. Un seuil cumulatif de contribution de 95 %, pour les évaluations des niveaux et des tendances, est une approximation raisonnable de l'incertitude de 90 % pour la méthode de

niveau 1 (GIEC 2000). Ce seuil a ainsi été employé dans la présente analyse comme limite supérieure afin de déterminer les catégories clés. Par conséquent, une fois les contributions des sources ou des puits triées dans l'ordre décroissant d'importance, les plus grandes, prises ensemble, contribuent à 95 % du total cumulatif et sont considérées comme des sources ou des puits clés, sur le plan quantitatif.

Le niveau de contribution de chaque source est calculé selon l'équation A1-1, basée sur le GIEC (2000), tandis que l'on emploie l'équation A1-2 pour calculer celui des sources et des puits selon le GIEC (2003) :

Équation A1-1 pour l'évaluation du niveau des catégories de sources :

$$L_{x,t} = E_{x,t}/E$$

où :

- $L_{x,t}$ = évaluation du niveau de la source x au cours de l'année t.
 $E_{x,t}$ = estimation des émissions sous forme d'équivalent CO₂ pour la catégorie de sources x au cours de l'année t.
 E_t = estimation de l'inventaire total (en équivalent CO₂) pour l'année t.

Équation A1-2 pour l'évaluation du niveau des catégories de sources ou de puits :

$$L_{x,t}^* = E_{x,t}^*/E_t^*$$

où :

- $L_{x,t}^*$ = évaluation du niveau de la source ou du puits x au cours de l'année t. L'astérisque (*) indique que les contributions de toutes les catégories (y compris l'ATCATF) sont comptabilisées en valeur absolue
 $E_{x,t}^*$ = $|E_{x,t}|$: valeur absolue de l'estimation des émissions ou des absorptions (éq. CO₂) pour la catégorie de sources ou de puits x au cours de l'année t.
 E_t^* = $\sum_x |E_{x,t}|$: contribution totale, c'est-à-dire la somme des valeurs absolues d'émission et d'absorption (éq. CO₂) pour l'année t, pour la catégorie de sources ou de puits x

La contribution de chaque source à la tendance est calculée avec l'équation A1-3, conformément aux Recommandations du GIEC (2000), et on emploie l'équation A1-4 pour calculer la contribution des sources et des puits à la tendance, conformément aux recommandations du GIEC (2003) :

Équation A1-3 pour l'évaluation de la tendance des catégories de sources :

$$T_{x,t} = L_{x,t} \left| \left\{ \left[\frac{E_{x,t} - E_{x,0}}{E_{x,t}} \right] - \left[\frac{E_t - E_0}{E_t} \right] \right\} \right|$$

où :

$T_{x,t}$	=	contribution de la tendance de la catégorie de sources à la tendance de l'inventaire total (c'est-à-dire l'évaluation de la tendance); la contribution est toujours établie en valeur absolue.
$L_{x,t}$	=	évaluation du niveau de la source x au cours de l'année t (obtenue au moyen de l'équation A1-1).
$E_{x,t}$ et $E_{x,0}$	=	estimation des émissions (éq. CO ₂) pour la catégorie de source x au cours des années t et 0, respectivement.
E_t et E_0	=	estimation de l'inventaire total pour les années t et 0, respectivement.

Équation A1-4 pour l'évaluation de la tendance des catégories de sources et de puits :

$$T_{x,t} = E_{x,t}^*/E_t^* \left| \left\{ \left[\frac{E_{x,t} - E_{x,0}}{E_{x,t}} \right] - \left[\frac{E_t - E_0}{E_t} \right] \right\} \right|$$

où :

$T_{x,t}$	=	évaluation de la tendance, à savoir contribution de la tendance de la catégorie de sources ou de puits à la tendance de l'inventaire total. L'évaluation de la tendance est toujours établie en valeur absolue.
$E_{x,t}^*$	=	$ E_{x,t} $: valeur absolue de l'estimation des émissions ou des absorptions (éq. CO ₂) pour la catégorie de sources ou de puits x au cours de l'année t.
E_t^*	=	$\sum_x E_{x,t} $: contribution totale, c'est-à-dire la somme des valeurs absolues d'émission et d'absorption (éq. CO ₂) pour l'année t.
$E_{x,t}$ et $E_{x,0}$	=	estimation des émissions (éq. CO ₂) pour la catégorie de source x au cours des années t et 0, respectivement.
E_t et E_0	=	$\sum_x E_{x,t}$ et $\sum_x E_{x,0}$ sont les estimations de l'inventaire total (éq. CO ₂) pour les années t et 0, respectivement. E_t diffère de E_t^* dans l'équation A1-2 étant donné que les absorptions ne sont pas indiquées en valeur absolue.

La méthode qualitative renforce l'analyse quantitative présentée ci-dessus en ayant recours à des critères plus subjectifs pour déterminer si une catégorie donnée appartient aux catégories clés. Des catégories supplémentaires considérées comme clés sont ajoutées à la liste. Les deux recommandations mentionnées plus haut (GIEC 2000 et 2003) exposent plusieurs critères généraux aux fins de l'analyse qualitative, nommément :

- *Techniques et technologies d'atténuation* : Permet de déterminer les sources dont les émissions sont réduites de manière significative grâce à l'adoption de techniques ou de technologies d'atténuation.
- *Prévisions de forte croissance* : Permet de déterminer les sources assorties d'une prévision de forte croissance.
- *Haut degré d'incertitude* : Permet de déterminer les sources les plus incertaines afin d'améliorer la précision de l'inventaire.
- *Niveau d'émissions particulièrement bas ou élevé* : Permet de déterminer les erreurs de calcul et les écarts en effectuant des vérifications de l'ordre de grandeur.

- *ATCATF* : Si les sous-catégories affichent des flux de CO₂ élevés qui ont tendance à s'annuler mutuellement, ou si le déboisement est plus important que le niveau de la catégorie clé la plus basse.

L'analyse fait appel à plusieurs sources d'information pour appuyer l'évaluation qualitative, notamment les prévisions d'émissions de Ressources naturelles Canada (RNCan 1999 et 2006), certaines annonces faites par le gouvernement du Canada (2006 et 2007) et l'analyse quantitative de l'incertitude (ICF Consulting 2004).

La détermination de catégories clés vise surtout à établir les meilleures pratiques dans l'établissement de l'inventaire des GES. Il est crucial de bien regrouper les catégories, non seulement pour prendre en compte les sources et les puits réels, mais aussi pour appliquer un processus d'estimation uniforme. Ainsi, bien que les catégories du Cadre uniformisé de présentation des rapports (CUPR) de la CCNUCC fournissent une base pour déterminer les sources et les puits, un certain regroupement des unes et des autres peut se produire quand on emploie les mêmes facteurs d'émission basés sur des hypothèses communes d'estimation. Dans la présente analyse, les grandes catégories comme l'utilisation de combustibles, les émissions fugitives, les procédés industriels, l'agriculture et les déchets sont conformes au CUPR. Au sein de ces catégories, le regroupement de catégories secondaires se produit lorsque les estimations se fondent sur des bases communes : hypothèses sur les facteurs d'émission et données sur les activités. Par exemple, dans la catégorie d'utilisation des combustibles, on combine des émissions provenant de sous-secteurs résidentiels, commerciaux et agricoles.

A1.1.1 Évaluation sommaire

Les catégories clés ont été évaluées pour l'année d'inventaire 2006 en utilisant tous les critères (niveau, tendance et analyse qualitative) et pour l'année de référence en utilisant seulement le critère du niveau.

Il y avait 37 catégories clés de niveau en 1990, alors qu'il y avait 45 catégories clés en 2006 pour tous les critères combinés. En général toutes les catégories « clés » en 1990 le sont demeurés en 2006, bien que les critères aient pu changer. Les résultats en sont présentés au tableau A1-1.

Tableau A1-1 : Sommaire de l'analyse des catégories clés, Inventaire de 2006

Tableau des sources	Catégories du GIEC	Émissions directes de gaz à effet de serre	Catégorie clé (2006/1990)	Critères (2006/1990)
1-A-1-a	Utilisation de combustibles - Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	CO ₂	Oui / Oui	L,T,Q / L
1-A-1-a	Utilisation de combustibles - Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	CH ₄	Non / Non	
1-A-1-a	Utilisation de combustibles - Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	N ₂ O	Non / Non	
1-A-1-b	Utilisation de combustibles - Raffinage du pétrole	CO ₂	Non / Non	
1-A-1-b	Utilisation de combustibles - Raffinage du pétrole	N ₂ O	Oui / Oui	L,T,Q / L
1-A-1-c	Utilisation de combustibles - Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	CO ₂	Oui / Oui	L,T,Q / L
1-A-1-c	Utilisation de combustibles - Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	CH ₄	Non / Non	
1-A-1-c	Utilisation de combustibles - Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	N ₂ O	Non / Non	
1-A-2	Utilisation de combustibles - Industries manufacturières et construction	CO ₂	Oui / Oui	L,T / L

Tableau des sources	Catégories du GIEC	Émissions directes de gaz à effet de serre	Catégorie clé (2006/1990)	Critères (2006/1990)
1-A-2	Utilisation de combustibles - Industries manufacturières et construction	CH ₄	Non / Non	
1-A-2	Utilisation de combustibles - Industries manufacturières et construction	N ₂ O	Non / Non	
1-A-3-a	Utilisation de combustibles - Aviation civile (transport aérien intérieur)	CO ₂	Oui / Oui	L,T,Q / L
1-A-3-a	Utilisation de combustibles - Aviation civile (transport aérien intérieur)	CH ₄	Oui / Non	Q
1-A-3-a	Utilisation de combustibles - Aviation civile (transport aérien intérieur)	N ₂ O	Oui / Non	Q
1-A-3-b	Utilisation de combustibles - Transport routier	CO ₂	Oui / Oui	L,T,Q / L
1-A-3-b	Utilisation de combustibles - Transport routier	CH ₄	Oui / Non	Q
1-A-3-b	Utilisation de combustibles - Transport routier	N ₂ O	Oui / Oui	T,Q / L
1-A-3-c	Utilisation de combustibles - Transport ferroviaire	CO ₂	Oui / Oui	L,T / L
1-A-3-c	Utilisation de combustibles - Transport ferroviaire	CH ₄	Non / Non	
1-A-3-c	Utilisation de combustibles - Transport ferroviaire	N ₂ O	Oui / Non	Q
1-A-3-d	Utilisation de combustibles - Navigation (transport maritime intérieur)	CO ₂	Oui / Oui	L,T,Q / L
1-A-3-d	Utilisation de combustibles - Navigation (transport maritime intérieur)	CH ₄	Oui / Non	Q
1-A-3-d	Utilisation de combustibles - Navigation (transport maritime intérieur)	N ₂ O	Oui / Non	Q
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Autre (véhicules hors route)	CO ₂	Oui / Oui	L,T,Q / L
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Autre (véhicules hors route)	CH ₄	Oui / Non	Q
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Autre (véhicules hors route)	N ₂ O	Oui / Non	Q
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Transport par pipeline	CO ₂	Oui / Oui	L,T / L
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Transport par pipeline	CH ₄	Non / Non	
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Transport par pipeline	N ₂ O	Non / Non	
1-A-4	Utilisation de combustibles - Autres secteurs	CO ₂	Oui / Oui	L,T / L
1-A-4	Utilisation de combustibles - Autres secteurs	CH ₄	Oui / Non	T
1-A-4	Utilisation de combustibles - Autres secteurs	N ₂ O	Non / Non	
1-B-1-a	Émissions fugitives - Extraction du charbon	CH ₄	Oui / Non	T
1-B-2-a	Émissions fugitives - Pétrole	CO ₂	Non / Non	
1-B-2-a	Émissions fugitives - Pétrole	CH ₄	Oui / Oui	L / L
1-B-2-a	Émissions fugitives - Pétrole	N ₂ O	Non / Non	
1-B-2-b	Émissions fugitives - Gaz naturel	CO ₂	Non / Non	
1-B-2-b	Émissions fugitives - Gaz naturel	CH ₄	Oui / Oui	L,T / L
1-B-2-c-1-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Pétrole	CO ₂	Oui / Oui	L,T / L
1-B-2-c-1-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Pétrole	CH ₄	Oui / Oui	L,T / L
1-B-2-c-1-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Pétrole	N ₂ O	Non / Non	
1-B-2-c-1-2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Gaz naturel	CO ₂	Oui / Oui	L,T / L
1-B-2-c-1-2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Gaz naturel	CH ₄	Oui / Oui	L,T / L
1-B-2-c-1-3	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Industries combinées	CO ₂	Non / Non	
1-B-2-c-1-3	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Industries combinées	CH ₄	Non / Non	
1-B-2-c-2-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Pétrole	CO ₂	Oui / Oui	L / L
1-B-2-c-2-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Pétrole	CH ₄	Non / Non	
1-B-2-c-2-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Pétrole	N ₂ O	Non / Non	

Tableau des sources	Catégories du GIEC	Émissions directes de gaz à effet de serre	Catégorie clé (2006/1990)	Critères (2006/1990)
1-B-2-c-2-2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Gaz naturel	CO ₂	Non / Non	
1-B-2-c-2-2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Gaz naturel	CH ₄	Non / Non	
1-B-2-c-2-3	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Industries combinées	CO ₂	Oui / Non	T
1-B-2-c-2-3	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Industries combinées	CH ₄	Non / Non	
2-A-1	Procédés industriels - Production de ciment	CO ₂	Oui / Oui	L,T / L
2-A-2	Procédés industriels - Production de chaux	CO ₂	Non / Non	
2-A-3	Procédés industriels - Utilisation de calcaire et de dolomite	CO ₂	Oui / Non	T
2-A-4	Procédés industriels - Production et utilisation de carbonate de sodium	CO ₂	Non / Non	
2-A-7-2	Procédés industriels - Utilisation de magnésite	CO ₂	Non / Non	
2-B-1	Procédés industriels - Production d'ammoniac	CO ₂	Oui / Oui	L / L
2-B-2	Procédés industriels - Production d'acide nitrique	N ₂ O	Non / Non	
2-B-3	Procédés industriels - Production d'acide adipique	N ₂ O	Oui / Oui	T / L
2-C-1	Procédés industriels - Sidérurgie	CO ₂	Oui / Oui	L,T / L
2-C-3	Procédés industriels - Production d'aluminium	CO ₂	Oui / Oui	L,T / L
2-C-3	Procédés industriels - Production d'aluminium	PFC	Oui / Oui	T / L
2-C-4-1	Procédés industriels - Production d'aluminium	SF ₆	Non / Non	
2-C-4-2	Procédés industriels - Production de magnésium	SF ₆	Oui / Oui	T,Q / L
2-C-5	Procédés industriels - Moulage de magnésium	SF ₆	Non / Non	
2-F	Procédés industriels - Consommation d'halocarbures	HFC	Oui / Non	L,T
2-F	Procédés industriels - Consommation d'halocarbures	PFC	Non / Non	
2-F-8	Procédés industriels - - Consommation de SF ₆ pour le matériel électrique	SF ₆	Oui / /Non	T,Q
2-F-7	Procédés industriels - - Consommation de SF ₆ pour semi-conducteur	SF ₆	Oui / Non	Q
2-G	Procédés industriels - Autres (procédés indifférenciés)	CO ₂	Oui / Oui	L,T,Q / L
3-D	Utilisation de solvants et autres produits	N ₂ O	Non / Non	
4-A	Agriculture - Fermentation entérique	CH ₄	Oui / Oui	L,T / L
4-B	Agriculture - Gestion des fumiers	CH ₄	Non / Non	
4-B	Agriculture - Gestion des fumiers	N ₂ O	Oui / Oui	
4-D-1	Agriculture - Émissions directes des sols agricoles	N ₂ O	Oui / Oui	L,T,Q / L
4-D-2	Agriculture - Épandage de fumier sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos	N ₂ O	Oui / Non	L,T
4-D-3	Agriculture - Émissions indirectes des sols agricoles	N ₂ O	Oui / Oui	L,T,Q / L
5-A.1	ATCATF - Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	CO ₂	Oui / Oui	L,T / L
5-A.1	ATCATF - Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	CH ₄	Oui / Oui	L,T / L
5-A.1	ATCATF - Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	N ₂ O	Oui / Non	L,T
5-A.2	ATCATF - Terres converties en terres forestières	CO ₂	Non / Non	
5-B.1	ATCATF - Terres cultivées dont la vocation n'a pas changé	CO ₂	Oui / Non	L,T,Q
5-B.2	ATCATF - Terres converties en terres cultivées	CO ₂	Oui / Oui	L,T / L
5-B.2	ATCATF - Terres converties en terres cultivées	CH ₄	Non / Non	
5-B.2	ATCATF - Terres converties en terres cultivées	N ₂ O	Non / Non	
5-D.1	ATCATF - Terres humides dont la vocation n'a pas changé	CO ₂	Non / Non	
5-D.2	ATCATF - Terres converties en terres humides	CO ₂	Oui / Oui	T / L
5-D.2	ATCATF - Terres converties en terres humides	CH ₄	Non / Non	
5-D.2	ATCATF - Terres converties en terres humides	N ₂ O	Non / Non	
5-E.2	ATCATF - Zones de peuplement dont la vocation n'a pas changé	CO ₂	Non / Non	
5-E.2	ATCATF - Terres converties en zones de peuplement	CO ₂	Oui / Oui	L,T / L

Tableau des sources	Catégories du GIEC	Émissions directes de gaz à effet de serre	Catégorie clé (2006/1990)	Critères (2006/1990)
5-E.2	ATCATF - Terres converties en zones de peuplement	CH ₄	Non / Non	
5-E.2	ATCATF - Terres converties en zones de peuplement	N ₂ O	Non / Non	
6-A	Déchets - Enfouissement des déchets urbains	CH ₄	Oui / Oui	L,T,Q / L
6-B	Déchets - Épuration des eaux usées	CH ₄	Non / Non	
6-B	Déchets - Épuration des eaux usées	N ₂ O	Oui / Non	Q
6-C	Déchets - Incinération des déchets	CO ₂	Oui / Non	Q
6-C	Déchets - Incinération des déchets	CH ₄	Non / Non	
6-C	Déchets - Incinération des déchets	N ₂ O	Non / Non	

A1.2 Tableaux des catégories clés

A1.2.1 Évaluation du niveau avec et sans l'ATCATF

On trouvera au tableau A1-2 la liste et les données des catégories clés obtenues par l'évaluation du niveau avec et sans l'ATCATF et à la figure A1-1 l'illustration de la contribution de chaque catégorie clé à l'évaluation du niveau.

Tableau A1-2 : Catégories clés de 2006 selon l'évaluation du niveau 1 avec et sans l'ATCATF

Tableau des sources	Catégorie de source du GIEC	Émissions directes GES	1990	2006	Évaluation du niveau		Total cumulatif	
			kt d'éq. CO ₂	ATCATF	Avec ATCATF	Sans ATCATF	Avec ATCATF	
1-A-3-b	Utilisation de combustibles - Transport routier	CO ₂	94 923	129 687	0,178	0,166	0,178	0,166
1-A-1-a	Utilisation de combustibles - Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	CO ₂	94 824	116 254	0,160	0,149	0,338	0,315
1-A-4	Utilisation de combustibles - Autres secteurs	CO ₂	68 795	72 383	0,100	0,093	0,438	0,408
1-A-2	Utilisation de combustibles - Industries manufacturières et construction	CO ₂	62 340	69 516	0,096	0,089	0,534	0,497
1-A-1-c	Utilisation de combustibles - Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	CO ₂	34 089	49 080	0,068	0,063	0,601	0,560
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Autre (véhicules hors route)	CO ₂	19 768	25 926	0,036	0,033	0,637	0,594
4-A	Agriculture - Fermentation entérique	CH ₄	17 984	24 163	0,033	0,031	0,670	0,625
1-B-2-b	Émissions fugitives - Gaz naturel	CH ₄	12 876	21 284	0,029	0,027	0,699	0,652
6-A	Déchets - Enfouissement des déchets urbains	CH ₄	16 983	19 756	0,027	0,025	0,727	0,677
1-B-2-c-1-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Pétrole	CH ₄	9 937	16 954	0,023	0,022	0,750	0,699
1-A-1-b	Utilisation de combustibles - Raffinage du pétrole	CO ₂	15 621	16 112	0,022	0,021	0,772	0,720
4-D-1	Agriculture - Émissions directes des sols agricoles	N ₂ O	13 856	15 040	0,021	0,019	0,793	0,739
2-G	Procédés industriels - Autres (procédés indifférenciés)	CO ₂	8 030	12 454	0,017	0,016	0,810	0,755
5-A.1	ATCATF - Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	CO ₂	-136 941	12 102		0,016		0,770
4-D-3	Agriculture - Émissions indirectes des sols agricoles	N ₂ O	9 024	10 766	0,015	0,014	0,820	0,784
5-B.1	ATCATF - Terres cultivées dont la vocation n'a pas changé	CO ₂	-1 421	-9 564		0,012		0,797
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Transport par pipeline	CO ₂	6 703	9 386	0,013	0,012	0,838	0,809
1-A-3-a	Utilisation de combustibles - Aviation civile (transport aérien intérieur)	CO ₂	6 182	8 194	0,011	0,011	0,849	0,819
5-E.2	ATCATF - Terres converties en zones de peuplement	CO ₂	9 141	7 905		0,010		0,829
5-B.2	ATCATF - Terres converties en terres cultivées	CO ₂	14 570	7 874		0,010		0,839
2-C-1	Procédés industriels - Sidérurgie	CO ₂	7 060	7 757	0,011	0,010	0,860	0,849
1-B-2-c-1-2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Gaz naturel	CO ₂	4 173	7 517	0,010	0,010	0,870	0,859
2-A-1	Procédés industriels - Production de ciment	CO ₂	5 436	7 319	0,010	0,009	0,880	0,868

Tableau des sources	Catégorie de source du GIEC	Émissions directes GES	1990	2006	Évaluation du niveau		Total cumulatif	
			kt d'éq. CO ₂		Sans ATCATF	Avec ATCATF	Sans ATCATF	Avec ATCATF
5-A,1	ATCATF - Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	CH ₄	2 799	7 213		0,009		0,878
2-B-1	Procédés industriels - Production d'ammoniac	CO ₂	4 994	6 575	0,009	0,008	0,889	0,886
1-A-3-c	Utilisation de combustibles - Transport ferroviaire	CO ₂	6 159	5 656	0,008	0,007	0,897	0,893
1-B-2-a	Émissions fugitives - Pétrole	CH ₄	4 055	5 495	0,008	0,007	0,904	0,900
1-A-3-d	Utilisation de combustibles - Navigation (transport maritime intérieur)	CO ₂	4 693	5 376	0,007	0,007	0,912	0,907
2-F	Procédés industriels - Consommation d'halocarbures	HFCs	767	5 274	0,007	0,007	0,919	0,914
2-C-3	Procédés industriels - Production d'aluminium	CO ₂	2 715	5 004	0,007	0,006	0,926	0,920
1-B-2-c-1-2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Gaz naturel	CH ₄	3 198	4 800	0,007	0,006	0,933	0,926
4-B	Agriculture - Gestion des fumiers	N ₂ O	3 450	4 778	0,007	0,006	0,939	0,933
5-A.1	ATCATF - Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	N ₂ O	1 738	4 480		0,006		0,938
1-B-2-c-2-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Pétrole	CO ₂	3 311	4 090	0,005	0,005	0,945	0,944
4-D-2	Agriculture - Épandage de fumier sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos	N ₂ O	2 557	3 838	0,005	0,005	0,950	0,949
1.B.2.c.1.2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Pétrole	CH ₄	1 917	3 715	0,005	0,005		0,953

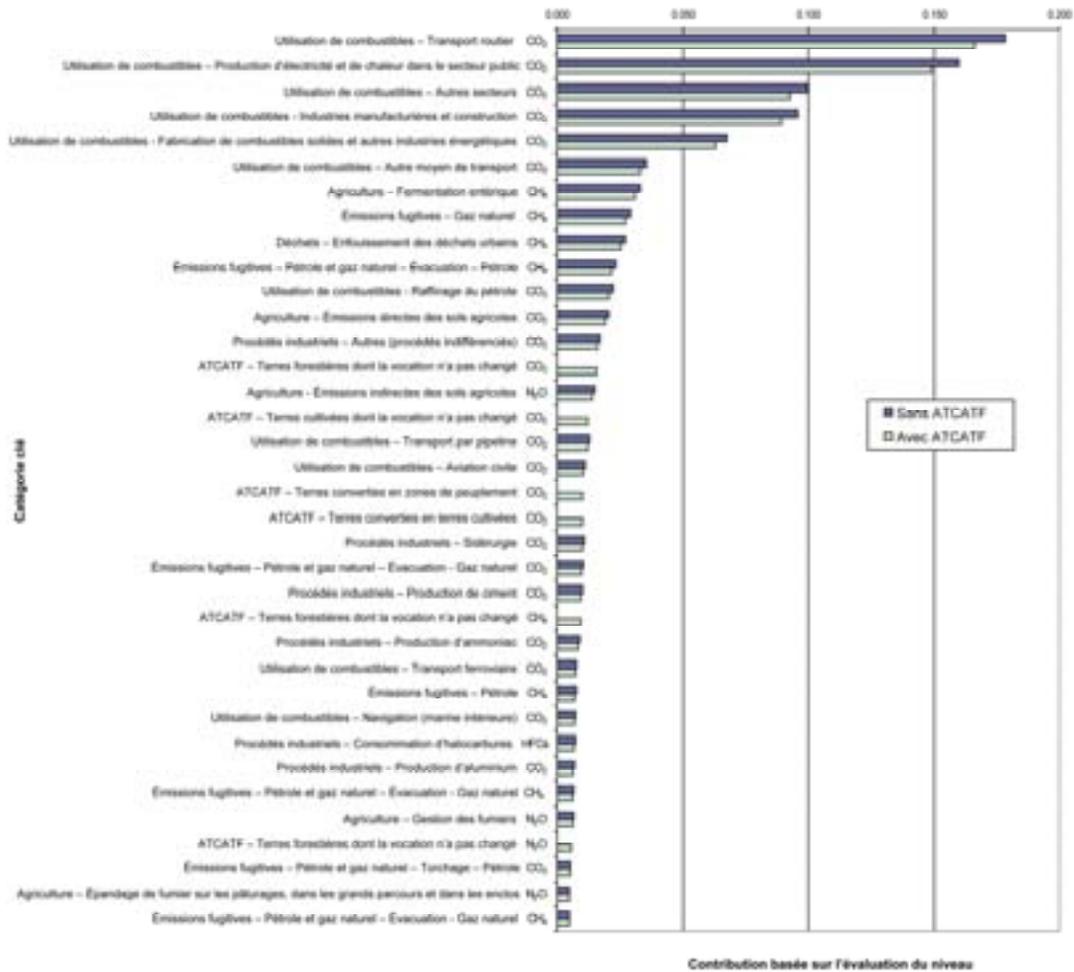


Figure A1-1 : Contributions des catégories clés à l'évaluation du niveau avec et sans l'ATCATF

A1.2.2 Évaluation de la tendance avec et sans l'ATCATF

On trouvera au tableau A1-3 la liste et les données des catégories clés obtenues par l'évaluation de la tendance avec et sans l'ATCATF et à la figure A1-2 l'illustration de la contribution des catégories clés à l'évaluation de la tendance.

Intégrer le secteur de l'ATCATF dans l'évaluation du niveau ajoute de nouvelles catégories clés sans modifier grandement les contributions relatives des différentes catégories. À l'opposé, l'intégrer dans l'évaluation de la tendance modifie considérablement la tendance générale des émissions, ce qui entraîne une redistribution du classement des catégories clés. Une catégorie de l'ATCATF, Terres forestières dont la vocation n'a pas changé, contribue pour presque 50 % à la tendance générale. L'évaluation de la tendance sans l'ATCATF définit 33 catégories clés, alors que la même analyse avec l'ATCATF génère moins de catégories, même si 7 nouvelles catégories sont établies dans le secteur de l'ATCATF. La liste finale comprend toutes les catégories déterminées comme « clés » dans l'une ou l'autre des analyses.

Tableau A1-3 : Catégories clés de 2006 selon l'évaluation de la tendance 1 avec et sans l'ATCATF

Tableau des sources	Catégories de source du GIEC	Émissions directes de GES	1990		2006		Évaluation de la tendance		Contribution à la tendance		Total cumulatif	
			kt d'éq. CO ₂				Sans ATCATF	Avec ATCATF	Sans ATCATF	Avec ATCATF	Sans ATCATF	Avec ATCATF
			1990	2006								
5-A.1	ATCATF - Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	CO ₂	-136 941	12 102	SO	0,186	SO	0,467	SO	0,467		
1-A-4	Utilisation de combustibles - Autres secteurs	CO ₂	68 795	72 383	0,017	0,029	0,133	0,072	0,133	0,539		
1-A-1-a	Utilisation de combustibles - Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	CO ₂	94 824	116 254	0,012	0,026	0,090	0,066	0,223	0,605		
1-A-2	Utilisation de combustibles - Industries manufacturières et construction	CO ₂	62 340	69 516	0,010	0,023	0,078	0,057	0,302	0,662		
1-A-3-b	Utilisation de combustibles - Transport routier	CO ₂	94 923	129 687	0,010	0,015	0,076	0,038	0,377	0,700		
2-B-3	Procédés industriels - Production d'acide adipique	N ₂ O	10 718	1 209	0,010	0,013	0,075	0,032	0,452	0,732		
5-B.2	ATCATF - Terres converties en terres cultivées	CO ₂	14 570	7 874	0,009	0,012	0,073	0,031	0,525	0,763		
1-A-1-b	Utilisation de combustibles - raffinage du pétrole	CO ₂	15 621	16 112	0,005	0,007	0,043	0,017	0,568	0,780		
2-C-3	Procédés industriels - Production d'aluminium	PFC	6 539	2 610	0,005	0,006	0,041	0,016	0,609	0,796		
5-B.1	ATCATF - Terres cultivées dont la vocation n'a pas changé	CO ₂	-1 421	-9 564	0,005	0,006	0,040	0,015	0,649	0,811		
6-A	Déchets - Enfouissement des déchets urbains	CH ₄	16 983	19 756	0,005	0,006	0,039	0,014	0,688	0,825		
4-D-1	Agriculture - Émissions directes des sols agricoles	N ₂ O	13 856	15 040	SO	0,005	SO	0,014	SO	0,838		
5-E.2	ATCATF - Terres converties en zones de peuplement	CO ₂	9 141	7 905	0,003	0,005	0,025	0,013	0,713	0,852		
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Autre (transports hors route)	CO ₂	19 768	25 926	0,003	0,004	0,021	0,010	0,734	0,862		
5-D.2	ATCATF - Terres converties en terres humides	CO ₂	3 648	851	0,003	0,004	0,021	0,010	0,755	0,872		
1-A-1-c	Utilisation de combustibles - Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	CO ₂	34 089	49 080	0,002	0,003	0,019	0,009	0,774	0,880		
2-F	Procédés industriels - Consommation d'halocarbures	HFC	767	5 274	0,002	0,003	0,018	0,008	0,792	0,889		
1-A-3-c	Utilisation de combustibles - Transport ferroviaire	CO ₂	6 159	5 656	0,002	0,003	0,017	0,008	0,809	0,897		
4-A	Agriculture - Fermentation entérique	CH ₄	17 984	24 163	0,001	0,003	0,006	0,008	0,815	0,905		
4-D-3	Agriculture - Émissions indirectes des sols agricoles	N ₂ O	9 024	10 766	0,002	0,003	0,015	0,007	0,831	0,912		
2-C-4-2	Procédés industriels - Production de magnésium	SF ₆	2 870	1 205	SO	0,003	SO	0,007	SO	0,919		
2-C-1	Procédés industriels - Sidérurgie	CO ₂	7 060	7 757	SO	0,003	SO	0,007	SO	0,925		
5-A.1	ATCATF - Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	CH ₄	2 799	7 213	0,002	0,002	0,014	0,006	0,845	0,931		
1-B-1-a	Émissions fugitives - Extraction du charbon	CH ₄	1 914	640	SO	0,002	SO	0,005	SO	0,936		
1-A-3-d	Utilisation de combustibles - Navigation (transport maritime intérieur)	CO ₂	4 693	5 376	0,001	0,002	0,009	0,004	0,854	0,940		

ANNEXE 1

Tableau des sources	Catégories de source du GIEC	Émissions directes de GES	Émissions		Évaluation de la tendance		Contribution à la tendance		Total cumulatif	
			1990	2006	Sans	Avec	Sans	Avec	Sans	Avec
			kt d'éq. CO ₂		ATCATF	ATCATF	ATCATF	ATCATF	ATCATF	ATCATF
5-A.1	ATCATF - Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	N ₂ O	1 738	4 480	0,002	0,001	0,012	0,004	0,866	0,944
1-A-3-b	Utilisation de combustibles - Transport routier	N ₂ O	3 202	3 350	0,002	0,001	0,012	0,003	0,878	0,947
1-A-3-a	Utilisation de combustibles - Aviation civile (transport aérien intérieur)	CO ₂	6 182	8 194	0,002	0,001	0,012	0,003	0,890	0,950
1-B-2-b	Émissions fugitives - Gaz naturel	CH ₄	12 876	21 284	0,006	SO	0,050	SO	0,521	SO
1-B-2-c-1-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Pétrole (CH ₄)	CH ₄	9 937	16 954	0,005	SO	0,044	SO	0,614	SO
2-G	Procédés industriels - Autres (procédés indifférenciés)	CO ₂	8 030	12 454	0,003	SO	0,024	SO	0,706	SO
1-B-2-c-1-2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Gaz naturel (CO ₂)	CO ₂	4 173	7 517	0,003	SO	0,022	SO	0,728	SO
2-C-3	Procédés industriels - Production d'aluminium	CO ₂	2 715	5 004	0,006	SO	0,050	SO	0,571	SO
1-B-2-c-1-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Pétrole (CO ₂)	CO ₂	1 917	3 715	0,002	SO	0,012	SO	0,862	SO
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Transport par pipeline	CO ₂	6 703	9 386	0,001	SO	0,011	SO	0,873	SO
1-B-2-c-2-3	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Industries combinées	CO ₂	275	1 301	0,001	SO	0,009	SO	0,892	SO
1-B-2-c-1-2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Gaz naturel (CH ₄)	CH ₄	3 198	4 800	0,001	SO	0,008	SO	0,908	SO
4-D-2	Agriculture - Épandage de fumier sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos	N ₂ O	2 557	3 838	0,001	SO	0,006	SO	0,914	SO
2-A-3	Procédés industriels - Utilisation de calcaire et de dolomite	CO ₂	734	250	0,001	SO	0,006	SO	0,920	SO
2-A-1	Procédés industriels - Production de ciment	CO ₂	5 436	7 319	0,001	SO	0,006	SO	0,926	SO
2-F-8	Procédés industriels - Consommation de SF ₆ pour le matériel électrique	SF ₆	1 524	1 317	0,001	SO	0,005	SO	0,947	SO
4-B	Agriculture - Gestion des fumiers	N ₂ O	3 450	4 778	0,001	SO	0,005	SO	0,952	SO

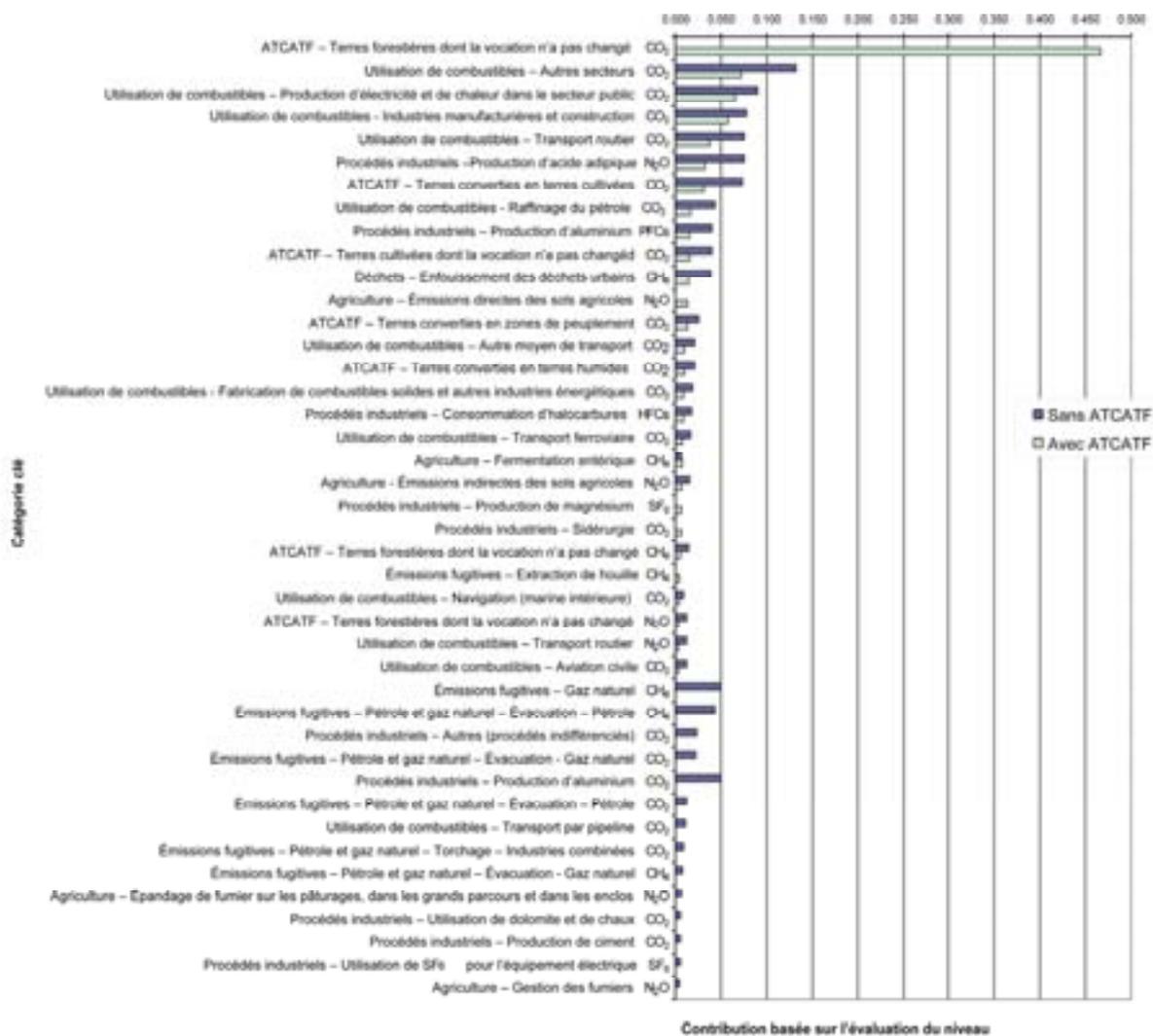


Figure A1-2 : Contributions des catégories clés à l'évaluation de la tendance avec et sans l'ATCATF

A1.2.3 Évaluation qualitative

A1.2.3.1 Techniques et technologies d'atténuation

Les techniques d'atténuation sont importantes pour suivre de bonnes pratiques, surtout si elles ont tendance à entraîner des écarts par rapport à la norme en comparaison de laquelle on évalue les données sur les activités et les facteurs d'émission. Le tableau A1-4 montre les catégories clés indiquées, découlant de l'application de techniques et technologies d'atténuation significatives et qui ont eu (depuis 1990) ou auront une incidence sur les estimations des émissions.

Tableau A1-4 : Catégories clés selon les techniques et technologies d'atténuation importantes

Catégorie clé	GES	Référence(s)	Commentaires
Utilisation de combustibles - Transport routier	CO ₂	Gouvernement du Canada (2006)	Utilisation accrue de biocarburant.
Utilisation de combustibles - Transport routier	N ₂ O	Gouvernement du Canada (2006)	Protocole d'entente entre le gouvernement du Canada et les fabricants automobiles du Canada.
Utilisation de combustibles - Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	CO ₂	Gouvernement du Canada, Initiatives écoÉnergie (2007) RNCan (2006) RNCan(2007)	La déréglementation des services publics continue à ouvrir les marchés et réduit les obstacles au commerce interprovincial. Le secteur industriel recourt de plus en plus à la cogénération afin de réduire ses coûts d'énergie face à la hausse du prix du pétrole. Il existe des programmes provinciaux pour remplacer les centrales à combustible fossile vétustes par des centrales nucléaires et hydroélectriques ou d'autres sources d'énergie. D'importants projets de développement hydroélectrique sont envisagés au Manitoba, en Ontario, au Québec et à Terre-Neuve-et-Labrador. Intérêt et investissement dans le piégeage et le stockage du carbone. Programmes et incitatifs gouvernementaux en faveur de l'efficacité énergétique et de la réduction de la demande.
Déchets - Enfouissement des déchets urbains	CH ₄	Environnement Canada (1999, 2007)	Les sites d'enfouissement récupèrent les émissions de CH ₄ pour produire de la chaleur ou de l'électricité : mesure stratégique.
Procédés industriels - Production de magnésium	SF ₆	Communication personnelle avec J. Laperrière (2004)	Remplacement graduel du SF ₆ par d'autres gaz de couverture dans le moulage et la fonte du magnésium : mesure volontaire.
Terres cultivées dont la vocation n'a pas changé	CO ₂	Voir chap. 7	L'adoption volontaire du système de culture sans labour et la réduction de la superficie de terres en jachère permettent d'accroître les stocks de carbone du sol.

A1.2.3.2 Prévion de forte croissance des émissions

Le tableau A1-5 indique les catégories qui sont classées dans les catégories clés parce qu'on y prévoit une croissance des émissions et/ou de l'activité de plus de 20 % entre 1997 et 2020. Leur désignation de catégories clés laisse prévoir d'importants changements dans le secteur et la nécessité d'établir de saines pratiques d'estimation.

Tableau A1-5 : Catégories clés déterminées à partir de la forte croissance prévue des émissions

Source clé	GES	Référence	Commentaires
Utilisation de combustibles - Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	CO ₂	RNCan (1999)	Production accrue de pétrole lourd
Utilisation de combustibles - raffinage du pétrole	CO ₂	RNCan (1999); NCCS (2000a)	Utilisation accrue de pétrole lourd
Utilisation de combustibles - raffinage du pétrole	CO ₂	CPPI (2004)	Croissance des émissions résultant des initiatives de désulfuration des combustibles liquides (essence, diesel et mazout de chauffage)
Utilisation de combustibles - Transport routier	CO ₂	RNCan (2006)	Croissance du transport routier
Utilisation de combustibles - Transport routier	N ₂ O	RNCan (2006)	Croissance du transport routier
Utilisation de combustibles - Transport routier	CH ₄	RNCan (2006)	Croissance du transport routier
Utilisation de combustibles - Aviation civile	CO ₂	RNCan (2006)	Croissance du transport aérien
Utilisation de combustibles - Aviation civile	N ₂ O	RNCan (2006)	Croissance du transport aérien
Utilisation de combustibles - Aviation civile	CH ₄	RNCan (2006)	Croissance du transport aérien
Utilisation de combustibles - soutes d'aviation	CO ₂	RNCan (2006)	Croissance du transport aérien
Utilisation de combustibles - soutes d'aviation	N ₂ O	RNCan (2006)	Croissance du transport aérien
Utilisation de combustibles - soutes d'aviation	CH ₄	RNCan (2006)	Croissance du transport aérien
Utilisation de combustibles - Navigation (transport maritime)	CO ₂	RNCan (2006)	Croissance du transport maritime
Utilisation de combustibles - Navigation (transport maritime)	N ₂ O	RNCan (2006)	Croissance du transport maritime
Utilisation de combustibles - Navigation (transport maritime)	CH ₄	RNCan (2006)	Croissance du transport maritime
Utilisation de combustibles - soutes maritimes	CO ₂	RNCan (2006)	Croissance du transport maritime
Utilisation de combustibles - soutes maritimes	N ₂ O	RNCan (2006)	Croissance du transport maritime
Utilisation de combustibles - soutes maritimes	CH ₄	RNCan (2006)	Croissance du transport maritime
Utilisation de combustibles - Autre moyen de transport (véhicules hors route)	CO ₂	RNCan (2006)	Croissance du trafic hors-route, surtout due à l'extraction des combustibles fossiles
Consommation d'HFC et de SF ₆	HFC	HRAI (2008)	Hausse résultant du remplacement des CFC

A1.2.3.3 *Haut degré d'incertitude*

Même si l'analyse de l'incertitude entourant les catégories de sources se raffine depuis les premières études sur l'incertitude relatives aux estimations de l'inventaire de 2001 (ICF Consulting 2004, 2005) celles-ci constituent encore les sources les plus courantes d'information sur les niveaux d'incertitude. Dans ces documents, les incertitudes sont réparties en fonction des catégories du CUPR de la CCNUCC. On trouvera au tableau A1-6 la liste des catégories clés

présentant un degré d'incertitude composée relativement élevé, au plan tant de l'activité que des facteurs d'émission (se reporter aux estimations des tableaux de l'annexe 7 et, le cas échéant, aux mises à jour des chapitres 3 à 8).

Tableau A1-6 : Catégories clés associées à un degré élevé d'incertitude composée

Catégorie clé	GES	Référence
Utilisation de combustibles - Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques.	CO ₂	ICF Consulting 2004
Utilisation de combustibles - Raffinage du pétrole	CO ₂	ICF Consulting 2004
Déchets – Enfouissement des déchets urbains	CH ₄	ICF Consulting 2004
Déchets – Incinération des déchets	CO ₂	ICF Consulting 2004
Agriculture - Émissions directes des sols agricoles	N ₂ O	ICF Consulting 2004
Agriculture - Émissions indirectes des sols agricoles	N ₂ O	ICF Consulting 2004
Déchets - Traitement des eaux usées	N ₂ O	ICF Consulting 2004
Utilisation de combustibles - Autre moyen de transport (véhicules hors route à moteur diesel)	N ₂ O	ICF Consulting 2004
Utilisation de combustibles – Transport ferroviaire	N ₂ O	ICF Consulting 2004
Utilisation de combustibles – Transport routier	CO ₂	ICF Consulting 2004
Utilisation de combustibles - Autre moyen de transport (véhicules hors route à moteur diesel)	CO ₂	ICF Consulting 2004
Utilisation de combustibles - Autre moyen de transport (véhicules hors route à moteur à essence)	CO ₂	ICF Consulting 2004
Utilisation de combustibles – Transport maritime (navigation)	N ₂ O	ICF Consulting 2004
Utilisation de combustibles - Aviation	N ₂ O	ICF Consulting 2004
Utilisation de combustibles - Véhicules hors route à essence	CH ₄	ICF Consulting 2004
Procédés industriels - Autres procédés et procédés indifférenciés	CO ₂	ICF Consulting 2004

A1.2.3.4 Autres catégories clés – Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie

Conformément au guide des bonnes pratiques du GIEC (2003) en ce qui concerne l'ATCATF, d'autres critères peuvent servir à la détermination des catégories clés pour l'évaluation qualitative. On a divisé le déboisement entre les différentes catégories de changement d'affectation des terres suivantes : Terres forestières converties en terres cultivées, Terres forestières converties en terres humides et Terres forestières converties en zones de peuplement, aux fins de l'analyse quantitative. Le déboisement constitue une catégorie clé dans l'inventaire national parce qu'il dépasse en valeur la catégorie clé la plus faible établie par l'analyse quantitative.

Références

Environnement Canada. 2007. Guide d'introduction à l'échange d'unités de réduction des émissions de GES provenant des sites d'enfouissement. Disponible en ligne : <http://www.ec.gc.ca/wmd-dgd/default.asp?lang=Fr&n=E67C32AF-1>.

Environnement Canada. 1999. Identification of Potential Landfill Sites for Additional Gas Recovery and Utilization in Canada. Préparé pour Environnement Canada par Conestoga-Rovers & Associates and the Delphi Group.

GIEC. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/>

GIEC. 2003. Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/lulucf/gp_lulucf_languages.htm

Gouvernement du Canada. 2007. Initiatives écoénergie. Disponible en ligne : <http://ecoaction.gc.ca/ecoenergy-ecoenergie/index-fra.cfm>

Gouvernement du Canada. 2006. Le nouveau gouvernement du Canada adopte une nouvelle mesure pour protéger l'environnement au moyen des biocarburants. Disponible en ligne : http://www.agr.gc.ca/cb/index_f.php?s1=n&s2=2006&page=n61220

[HRAI] Heating, Refrigeration and Air Conditioning Institute. 2008. HCFC Phase-Out Awareness. Mississauga, Ontario, Canada: Heating, Refrigeration and Air Conditioning Institute of Canada. Disponible en ligne : <http://www.hrai.ca/hcfcphaseout/phaseoutschedule.html>

ICF. 2004. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001. Rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par ICF Consulting.

ICF. 2005. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001: Supplementary Analysis. Rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par ICF Consulting.

ICPP. 2004. Economic and Environmental Impacts of Removing Sulphur from Canadian Gasoline and Distillate Production. Préparé par Levelton Consultants Ltd. en association avec Purvin & Gertz Inc., Calgary (Alberta), Canada.

[NCCS] National Climate Change Secretariat. 2000. Canada's First National Climate Change Business Plan, Canada's National Climate Change Process. National Climate Change Secretariat.

RNCan. 1999. Perspectives des émissions du Canada : une mise à jour, rapport préparé pour le Groupe de l'analyse et de la modélisation. Processus national sur le changement climatique, Ressources naturelles Canada. Disponible en ligne : <http://www.nrca.gc.ca/es/ceo/francais.htm>

RNCan. 2006. Perspectives énergétiques du Canada : scénario de référence de 2006, Division de l'analyse et de la modélisation, Ressources naturelles Canada. Disponible en ligne : <http://www.nrca.gc.ca/com/resoress/publications/peo/peo-fra.php#sum>

RNCan. 2007. Réseau canadien de la technologie liée à la capture et au stockage du CO₂, Ressources naturelles Canada. Disponible en ligne : <http://www.co2network.gc.ca>

Annexe 2 Méthodologie et données employées pour estimer les émissions dues à la combustion de combustibles fossiles

La présente annexe donne un aperçu de la méthodologie, des données sur les activités et des coefficients d'émission utilisés pour estimer les émissions de dioxyde de carbone (CO₂), de méthane (CH₄) et d'oxyde de diazote (N₂O) issues de l'utilisation de combustibles dans le secteur de l'énergie. Des précisions d'ordre méthodologique et une description des améliorations apportées à la méthode générale se trouvent par ailleurs à la section A2.4.1 (Combustion par les sources fixes), et à la section A2.4.2 (Transports).

A2.1 Méthodologie

En général, on utilise une méthode descendante conforme à l'approche sectorielle de niveau 2 et de niveau 3 des *Lignes directrices révisées du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996* (GIEC/OCDE/AIE 1997) pour estimer les émissions de gaz à effet de serre (GES) dues à la combustion à partir de la quantité disponible de combustibles consommés au sein de la catégorie de sources et de coefficients d'émissions propres au pays. Comme l'illustre l'équation A2-1, on multiplie la quantité de combustibles déclarée à l'échelon national et/ou provincial pour chaque catégorie de sources par un coefficient d'émission donné. Il est question des améliorations et des variantes apportées à la méthode générale d'estimation des émissions de combustion dans les sections de l'annexe portant sur la combustion fixe et les transports, les sections A2.4.1 et A.2.4.2 respectivement. Ces améliorations visent à mieux évaluer et répartir les émissions associées à chaque catégorie de sources lorsqu'on dispose de précisions ou de paramètres supplémentaires; par ailleurs, des questions méthodologiques particulières sont présentées dans la section du rapport consacrée à l'énergie (chapitre 3).

Équation A2-1 Équation générale de calcul des émissions de combustion :

$$E_{\text{Catégorie,G}} = FC_{\text{F,R}} \times EF_{\text{G,F,R,T}}$$

où :

- $E_{\text{Catégorie,G}}$ = quantité d'émissions (E) de gaz à effet de serre par catégorie de sources (Catégorie) et par gaz (G).
- $FC_{\text{F,R}}$ = quantité de combustible consommé (en unités physiques comme le kilo, le litre ou le m³), par type de combustibles (c.-à-d. le gaz naturel, le charbon subbitumineux, le kérosène, etc.) et par région (R).
- $EF_{\text{G,F,R,T}}$ = coefficient d'émission (CE) propre au pays (en unités physiques) du gaz à effet de serre (G), par type de combustible (F), par région pour chaque type de charbon (R) et par technologie [T] (pour les coefficients d'émission des autres gaz que le CO₂).

On utilise surtout des bases relationnelles avec les modèles de calcul des sources fixes et mobiles (transports) pour traiter les données sur les activités et les coefficients d'émission établis au degré de précision national et/ou provincial afin d'estimer les émissions de GES (voir la figure A2-1). Le bilan énergétique national est calculé par Statistique Canada. Les données sur la consommation et l'écoulement de combustibles qui sont déclarées à Statistique Canada par les

secteurs de la production et de la consommation sont exprimées en unités physiques plutôt que sous forme d'unités énergétiques. On estime que ces données sont plus précises et des coefficients d'émission propres au pays ont été formulés en fonction des unités physiques afin de réduire au minimum le nombre de facteurs de conversion supplémentaires requis et limiter l'incertitude associée à l'estimation. Afin de réduire encore davantage cette incertitude et lorsqu'on disposait de coefficients d'émission plus précis à l'échelle régionale, on a utilisé ces données régionales de préférence aux valeurs nationales; pour les coefficients d'émission du charbon, on peut ainsi tenir compte de la teneur en carbone variable de ce combustible selon la région et l'année. Les différences tenant aux technologies de combustion sont par ailleurs prises en compte par les coefficients d'émission des gaz autres que le CO₂.

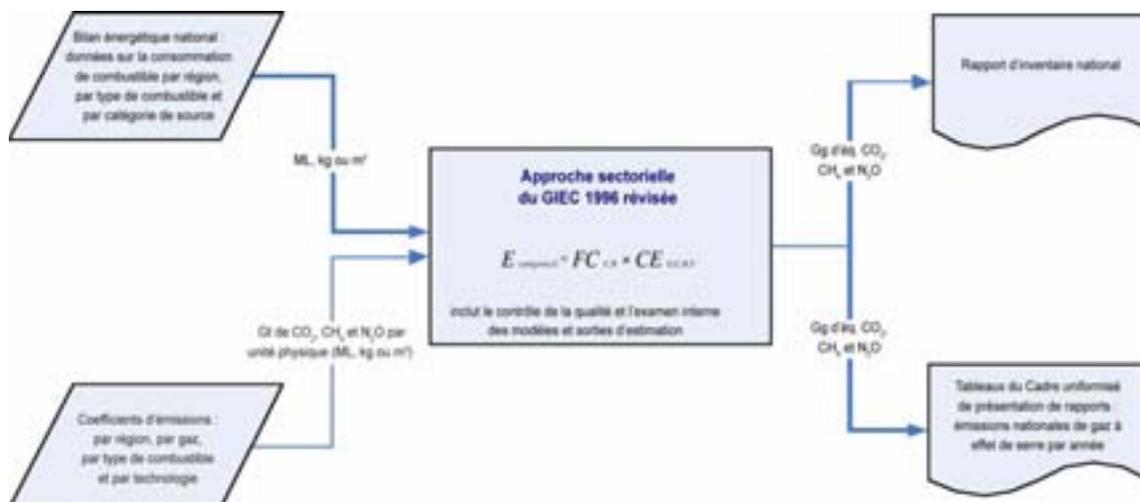


Figure A2-1 : Schéma de la procédure d'estimation des émissions de GES

A2.2 Données sur les activités – Statistique Canada

Le Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (BDEEC, Statistique Canada, #57-003) constitue la principale source de données sur les combustibles fossiles et l'énergie utilisée pour estimer les émissions dues à la combustion. Le BDEEC utilise une démarche descendante pour évaluer l'offre et la demande en matière d'énergie au Canada. La production canadienne de combustibles est comparée à la consommation de combustibles en fonction de grandes catégories comme les importations-exportations, l'autoconsommation, le secteur industriel, le secteur résidentiel, etc. Les données sur la consommation industrielle d'énergie sont ventilées selon les différentes branches d'activité correspondant aux codes de la Classification type des industries (CTI).

Bien que le BDEEC fournisse également des estimations sur la consommation de combustibles à l'échelle provinciale, ces données ne sont pas aussi précises qu'à l'échelle nationale. Statistique Canada recueille habituellement les données du Bulletin sur les combustibles auprès des fournisseurs d'énergie, des ministères provinciaux responsables de l'Énergie et de certains utilisateurs de l'énergie. La précision des données sur les utilisateurs sectoriels finaux est moindre que celle sur l'offre totale d'énergie. Par conséquent, les estimations totales d'émissions pour le Canada sont connues avec plus de certitude que celles provenant de catégories spécifiques. Depuis 1995, Statistique Canada recueille des données sur la consommation énergétique auprès

d'utilisateurs finaux, au moyen de l'Enquête annuelle sur la consommation industrielle d'énergie. Cette approche ascendante pour estimer la consommation industrielle (par opposition à l'approche descendante employée pour le BDEEC) pourra fournir de l'information plus précise par secteur pour les inventaires des années à venir. On trouvera à l'annexe 4 des précisions sur l'élaboration de l'ensemble de données du BDEEC et de cette enquête, notamment sur les activités de Statistique Canada en matière de contrôle et d'assurance de la qualité.

Comme cela a déjà été mentionné, le modèle de combustion utilise la quantité de combustibles fossiles consommée en unités physiques plutôt qu'en unités énergétiques, étant donné que c'est sous cette forme que les installations déclarent leurs données à Statistique Canada conformément à la *Loi sur la statistique*. Les quantités d'énergie fossile consommées sont également présentées en unités de pouvoir calorifique supérieur; on estime cependant que ces valeurs sont moins précises étant donné que Statistique Canada a appliqué un facteur de conversion global à la quantité de combustibles utilisée. Si les émissions sont estimées en unités énergétiques, les résultats seront moins précis car on applique un facteur de conversion global aux différents combustibles pour toutes les catégories de sources et les régions. L'exception à cette approche est la quantité de gaz de distillation déclarée dans le BDEEC. Les unités physiques sont rétrocalculées à partir des valeurs énergétiques déclarées, parce que Statistique Canada utilise des facteurs de conversion énergétique différents pour les gaz de distillation consommés par les raffineries ou les usines de traitement, et des quantités volumétriques différentes (liquide par rapport à gazeux).

D'autres sources de données utilisées pour les modèles de calcul des émissions dues à la combustion de sources fixes et au transport sont indiquées dans les discussions sur les méthodes particulières employées, comme l'information sur les gaz d'enfouissement ou celle sur le parc de véhicules (sections A.2.4.1 et A.2.4.2).

A2.3 Coefficients d'émission des modèles de combustion

On trouvera à l'annexe 12 une description des coefficients d'émission utilisés pour estimer les émissions au moyen des modèles actuels de combustion fossile. En général :

Combustibles de gaz naturel : Les coefficients d'émission varient selon le type de combustible et la technologie de combustion.

Combustibles de produits pétroliers raffinés : Les coefficients d'émission varient selon le type de combustible et la technologie de combustion.

Combustibles du charbon : Les coefficients d'émission pour le CO₂ varient selon les propriétés du charbon, de sorte qu'ils sont attribués à différentes provinces selon les origines du charbon employé. Les coefficients d'émission pour le CH₄ et le N₂O varient selon la technologie de combustion.

A2.3.1 Coefficients d'émission pour le CO₂

Les émissions de CO₂ attribuables à l'usage de combustibles dépendent de la quantité de combustible brûlée, de sa teneur en carbone ainsi que de la fraction du combustible oxydée (Jaques 1992). La base des calculs relative au coefficient d'émission de CO₂ a été traitée dans des publications antérieures (p. ex., Jaques 1992). Les facteurs ont été obtenus et formulés à partir de plusieurs études menées par Environnement Canada, l'EPA des États-Unis et d'autres organisations, tant nationales qu'internationales. Les méthodes de calcul se fondent sur la teneur en carbone des combustibles et la fraction typique de carbone oxydée. On tient compte, dans une certaine mesure, à la fois des hydrocarbures et des particules formés pendant la combustion, mais les émissions de CO figurent dans les estimations d'émissions de CO₂. On présume que le CO de l'atmosphère subit une oxydation complète pour se transformer en CO₂, peu après la combustion (c'est-à-dire de 5 à 20 semaines après le rejet).

Les coefficients d'émission utilisés pour l'inventaire national du Canada se basent sur la quantité physique de combustible brûlé, plutôt que sur sa teneur énergétique. Les coefficients d'émission fondés sur la quantité physique de combustible utilisé fournissent une meilleure estimation des émissions, étant donné que le calcul des résultats exige moins de conversions et que la quantité de combustible consommé est déclarée en unités physiques au bureau de la statistique du Canada, nommément Statistique Canada. Ces coefficients d'émission propres au Canada diffèrent de ceux du GIEC en ce sens qu'ils relient les émissions à la quantité de combustible brûlé et non à son coefficient énergétique. Les facteurs employés pour évaluer les émissions diffèrent selon le type de combustible utilisé et, dans le cas des émissions de N₂O et de CH₄, selon la technologie de combustion utilisée.

A2.3.2 Coefficients d'émission pour les GES autres que le CO₂

Les coefficients d'émission correspondant à tous les GES autres que le CO₂ et provenant d'activités de combustion varient plus ou moins selon :

- le type de combustible;
- la technologie;
- les conditions d'utilisation;
- l'entretien et l'âge de la technologie.

Pendant que brûlent des combustibles à base de carbone, une faible partie demeure non oxydée sous forme de CH₄. Des recherches supplémentaires s'imposent pour mieux établir les coefficients d'émission de CH₄ dans le cas de nombreux procédés de combustion. Les facteurs applicables à l'ensemble sont élaborés d'après des fractionnements typiques de la technologie et les coefficients d'émission disponibles pour le secteur. Dans plusieurs secteurs, on ignore quels sont les coefficients d'émission de CH₄.

Pendant la combustion, une partie de l'azote du combustible et de l'air s'oxyde en N₂O. La production de N₂O dépend de la température de combustion et de la technologie antipollution

utilisée. Des recherches supplémentaires seront nécessaires pour mieux établir les coefficients d'émission de N₂O relatifs à de nombreux procédés de combustion. Les facteurs applicables à l'ensemble sont élaborés d'après les technologies typiques et les coefficients d'émission disponibles dans chaque cas. Pour plusieurs secteurs, les coefficients d'émission de N₂O sont inconnus. Ceux des gaz autres que le CO₂ présentés dans cet inventaire figurent à l'annexe 12.

A2.3.3 Biomasse

Conformément aux exigences de la CCNUCC, les émissions de CO₂ dues aux biocombustibles (y compris les gaz d'enfouissement) ne sont pas incluses dans le total du secteur de l'énergie. Les émissions de CO₂ issues de la combustion de la biomasse sont plutôt comptabilisées dans le secteur de l'ATCATF sous forme de perte de stocks de biomasse (forêts). Le CO₂ produit par la combustion de la biomasse à des fins énergétiques n'est indiqué que dans une note comme poste pour mémoire. Les émissions de CH₄ et de N₂O provenant de la combustion de la biomasse sont déclarées dans le secteur de l'énergie, selon les sous-secteurs appropriés, et inclus dans les totaux établis pour l'inventaire.

A2.4 Méthodologie pour la combustion fixe et le transport

A2.4.1 Combustion par les sources fixes

La méthodologie employée pour estimer les émissions de GES produites par les sources de combustion fixes est conforme à la méthode sectorielle de niveau 2 du GIEC et aux directives sur les coefficients d'émission propres aux pays présentées dans les *Lignes directrices révisées du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996* (GIEC 1997). La méthodologie et les émissions de SF₆ issues du transport de l'électricité produite (catégorie 1.A.1.a) sont prises en compte dans le secteur des procédés industriels.

Les émissions sont calculées à partir des données sur les activités déclarées à l'échelon national, sauf lorsqu'on dispose de coefficients d'émission à l'échelon des provinces ou territoires. À ce moment, les émissions provinciales-territoriales sont alors additionnées pour donner le total national

On trouvera au tableau A2-1 une ventilation par catégorie de sources des modalités d'application des données sur les activités et des coefficients d'émission. Il y est également question des hypothèses sur lesquelles se fondent les méthodes de calcul des émissions pour les sous-secteurs suivants :

- Production d'électricité et de vapeur;
- Industrie des combustibles fossiles;
- Industries manufacturières et construction;
- Autres secteurs;
- Pipelines.

On trouvera des précisions sur des catégories de sources particulières dans les notes accompagnant le tableau A2-1. La complexité du modèle de combustion fixe tient à la difficulté d'allouer et de ventiler les données présentées dans le BDEEC annuel en respectant le cadre de présentation commun de la CCNUCC. Les émissions sont estimées uniquement au moyen de l'équation A2-1, conformément à la méthode de niveau 2 du GIEC.

Le tableau A2-1 présente la méthodologie et les coefficients d'émission utilisés pour les différents types de combustibles énumérés au tableau A2-2. Les combustibles fossiles ont été regroupés selon leur état physique au point de consommation (c.-à-d. solide, liquide et gazeux, sauf pour la biomasse). Ainsi, les gaz naturels liquides (GNL) comme le propane, l'éthane et le butane appartiennent à la catégorie des combustibles gazeux alors que le coke de pétrole est classé dans les combustibles solides

Tableau A2-1 : Méthodologie pour estimer les GES attribuables à la combustion fixe

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
1.A.1.a.i Production d'électricité – secteur public	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 10 – Transformé en autres combustibles : électricité – par les services publics	Le total du Canada pour le CO ₂ correspond à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC. Les totaux du Canada pour le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd, essence à moteur, carburant diesel, essence aviation, carburéacteur	Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 10 – Transformé en autres combustibles : électricité – par les services publics	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation – Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Ligne 10 – Transformé en autres combustibles : électricité – par les services publics	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse (SO)		

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
1.A.1.a.ii Production d'électricité - Industrie	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 11 – Transformé en autres combustibles : électricité – par l'industrie	Le total du Canada pour le CO ₂ correspond à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC. Les totaux du Canada pour le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd, essence à moteur, carburant diesel, essence aviation, carburéacteur	Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 11 – Transformé en autres combustibles : électricité – par l'industrie	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation – Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Ligne 11 – Transformé en autres combustibles : électricité – par l'industrie	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse (SO)		
1.A.1a.iii Production de chaleur et de vapeur	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 14 – Transformé en autres combustibles : production de vapeur	Le total du Canada pour le CO ₂ correspond à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les totaux du Canada pour le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 14 – Transformé en autres combustibles : production de vapeur	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. L'essence à moteur, le carburant diesel, l'essence aviation et le carburéacteur ne sont pas inclus dans ce sous-secteur parce qu'aucune donnée n'apparaît au tableau.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation – Raffineries et autres	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 14 – Transformé en autres combustibles : production de vapeur	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse Gaz d'enfouissement	Utilisation des gaz d'enfouissement fournis par le secteur des déchets	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le secteur des déchets. Les émissions de CO ₂ ne sont pas comprises dans les totaux nationaux mais déclarées comme postes pour mémoire.
1.A.1.b. Raffinage du pétrole (secteurs amont et aval de l'industrie pétrolière et gazière)	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 25 – Raffinage du pétrole Tableau 21 – Données estimées complémentaires de gaz de distillation, de diesel, de coke de pétrole et de pétrole brut	Le total du Canada pour le CO ₂ correspond à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC MOINS les quantités utilisées par les valorisateurs de bitume naturel qui sont déclarées dans le BDEEC. Les totaux du Canada pour le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Combustibles liquides, Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd Essence à moteur, carburant diesel, essence aviation, carburéacteur	Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 25 – Raffinage du pétrole Données sur le torchage du pétrole issues du modèle des émissions fugitives	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir du total national déclaré dans le BDEEC MOINS les émissions liées au torchage. Les données sur les activités déclarées dans le BDEEC incluent la quantité de combustible utilisée pour le torchage. Les émissions de CO ₂ et de CH ₄ issues du torchage sont considérées comme des émissions fugitives conformément aux lignes directrices du GIEC; ces émissions fugitives et les quantités de combustibles utilisées sont donc soustraites des estimations et de la valeur indiquée dans le BDEEC. L'absence de données plus précises sur les activités (soit le rapport entre la quantité torchée par les raffineries et par les valorisateurs) donne parfois un résultat négatif une fois les émissions fugitives soustraites (pour les émissions de CH ₄).., Toutes les autres émissions fugitives sont comptabilisées dans la catégorie Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation – Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Ligne 25 – Raffinage du pétrole Tableau 21 – Données estimées complémentaires de gaz de distillation, de diesel, de coke de pétrole et de pétrole brut	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse (SO)		

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
1.A.1.c. Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Valorisateurs Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 16 – Autoconsommation Tableau 21 – Données estimées complémentaires de gaz de distillation, de diesel, de coke de pétrole et de pétrole brut	Le total du Canada pour le CO ₂ correspond à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national UTILISÉ PAR les valorisateurs qui est déclaré dans le BDEEC. Les totaux du Canada pour le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides	IA	Les combustibles liquides sont comptabilisés ailleurs dans l'inventaire (1.A.1.b).
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation – Valorisateurs Propane, butane, éthane	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Ligne 16 – Autoconsommation Tableau 21 – Données estimées complémentaires de gaz de distillation, de diesel, de coke de pétrole et de pétrole brut Données sur le torchage du gaz naturel et autres gaz issues du modèle des émissions fugitives	Les données sur les activités liées au gaz naturel qui sont déclarées dans le BDEEC incluent la quantité brûlée par torchage. Les émissions dues au torchage et à l'évacuation sont considérées comme une source fugitive; les émissions fugitives et la quantité de combustibles associée au torchage et à l'évacuation sont donc soustraites des estimations et de la valeur déclarée dans le BDEEC afin d'éviter leur double comptabilisation. Les émissions fugitives résiduelles du sous-secteur du raffinage du pétrole sont également prises en compte afin d'éviter leur double comptabilisation.
	Biomasse (SO)		

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
1.A.2.a. Sidérurgie	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 22 - Sidérurgie	Le total du Canada pour le CO ₂ correspond à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC. Les totaux du Canada pour le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions de CO ₂ dues au coke ne sont pas incluses; elles sont plutôt comptabilisées dans la catégorie Procédés industriels. Les émissions de CH ₄ et de N ₂ O sont toutefois déclarées dans cette catégorie. On considère que le CO ₂ fait partie intégrante du processus (en tant qu'agent catalyseur), alors que le CH ₄ et le N ₂ O constituent des sous-produits de la combustion.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 22 - Sidérurgie	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O associés aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont inclus dans le sous-secteur des transports.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation – Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Ligne 22 – Sidérurgie	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse (SO)		

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
1.A.2.b. Métaux non ferreux	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 23 – Fonte et affinage - non ferreux	Le total du Canada pour le CO ₂ correspond à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC. Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 23 – Fonte et affinage - non ferreux	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O associés aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont inclus dans le sous-secteur des transports.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation – Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Ligne 23 – Fonte et affinage - non ferreux	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse (SO)		
1.A.2.c. Produits chimiques	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 26 - Produits chimiques	Le total du Canada pour le CO ₂ correspond à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC. Les totaux du Canada pour le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 26 – Produits chimiques	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O associés aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont inclus dans le sous-secteur des transports.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation – Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Ligne 26 - Produits chimiques	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse (SO)		
1.A.2.d. Pâtes, papiers et imprimerie	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 21 - Pâtes et papiers	Le total du Canada pour le CO ₂ correspond à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC. Les totaux du Canada pour le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 21 - Pâtes et papiers	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O associés aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont inclus dans le sous-secteur des transports.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, Gaz de four à coke Gaz de distillation – Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Ligne 21 - Pâtes et papiers	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Biomasse Liqueur noire, Déchets de bois	Tableau 20 – Déchets de bois et lessive de pâte épuisée, consommation totale	La biomasse totale correspond à la quantité de combustibles ligneux et de déchets solides de bois consommée. Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions de CO ₂ provenant de la biomasse ne sont pas incluses dans les totaux nationaux, mais les émissions de CH ₄ et de N ₂ O le sont.
1.A.2.e. Transformation des aliments, boissons et tabac	Combustibles solides	IA	Les émissions de ce sous-secteur sont comprises dans 1.A.2.f.iv. Autres industries manufacturières.
	Combustibles liquides	IA	Les émissions de ce sous-secteur sont comprises dans 1.A.2.f.iv. Autres industries manufacturières.
	Combustibles gazeux	IA	Les émissions de ce sous-secteur sont comprises dans 1.A.2.f.iv. Autres industries manufacturières.
	Biomasse	IA	Les émissions de ce sous-secteur sont comprises dans 1.A.2.f.iv. Autres industries manufacturières.
1.A.2.f.i. Ciment	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 24 – Ciment	Le total du Canada pour le CO ₂ correspond à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC. Les totaux du Canada pour le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 24 – Ciment	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O associés aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont inclus dans le sous-secteur des transports.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Combustibles gazeux Gaz naturel, Gaz de four à coke Gaz de distillation – Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Ligne 24 – Ciment	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse (SO)		
1.A.2.f.ii. Exploitation minière	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 20 – Total de l'extraction minière, pétrolière et gazière	Le total du Canada pour le CO ₂ correspond à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC. Dans le BDEEC, l'industrie minière inclut le combustible utilisé pour l'exploitation minière et l'extraction de pétrole et de gaz. Les totaux du Canada pour le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 20 – Total de l'extraction minière, pétrolière et gazière	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O associés aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont inclus dans le sous-secteur des transports.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, Gaz de four à coke Gaz de distillation – Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Ligne 20 – Total de l'extraction minière, pétrolière et gazière	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse (SO)		

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
1.A.2.f.iii. Construction	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 30 - Construction	Le total du Canada pour le CO ₂ correspond à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC. Les totaux du Canada pour le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 30 – Construction	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O associés aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont inclus dans le sous- secteur des transports.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation – Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Ligne 30 – Construction	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse (SO)		
1.A.2.f.iv. Autres industries manufacturières	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 27 – Autres industries manufacturières	Le coefficient d'émission pondéré calculé pour les trois GES à partir de la consommation d'essence est appliqué sur une base annuelle.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 27 – Autres industries manufacturières	Le coefficient d'émission pondéré calculé pour les trois GES à partir de la consommation d'essence est appliqué sur une base annuelle. Le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O associés aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont inclus dans le sous- secteur des transports.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation – Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Ligne 27 – Autres industries manufacturières	Le coefficient d'émission pondéré calculé pour les trois GES à partir de la consommation d'essence est appliqué sur une base annuelle. Le coefficient d'émission pondéré calculé pour les trois GES est appliqué sur une base annuelle.
	Biomasse (SO)		
1.A.3.e. Pipelines (transport)	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 39 - Pipelines	Le total du Canada pour le CO ₂ correspond à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les totaux du Canada pour le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd Essence à moteur, carburant diesel, essence aviation, carburéacteur	Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 39 – Pipelines	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation – Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Ligne 39 – Pipelines	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse (SO)		
1.A.4.a.i. Commerces et autres institutions	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 46 – Commercial et institutionnel	Le total du Canada pour le CO ₂ correspond à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les totaux du Canada pour le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 46 – Commercial et institutionnel	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O associés aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont inclus dans le sous-secteur des transports.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation – Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Ligne 46 – Commercial et institutionnel	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse (SO)		
1.A.4.a.ii. Administration publique	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 45 – Administration publique	Le total du Canada pour le CO ₂ correspond à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les totaux du Canada pour le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 45 – Administration publique	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O associés aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont inclus dans le sous-secteur des transports.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation – Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Ligne 45 – Administration publique	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse (SO)		

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
1.A.4.b. Résidentiel	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 44 - Résidentiel	Le total du Canada pour le CO ₂ correspond à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les totaux du Canada pour le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 44 – Résidentiel	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation – Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Ligne 44 – Résidentiel	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse Bois de chauffage résidentiel	Estimation de la consommation de bois de chauffage par le modèle de combustible ligneux résidentiel.	La biomasse totale correspond à la quantité de bois de chauffage résidentiel consommée, qui est calculée à partir des données recueillies par Environnement Canada. Les émissions de CO ₂ ne sont pas incluses dans les totaux nationaux, mais les émissions de CH ₄ et de N ₂ O le sont.
1.A.4.c.i. Foresterie	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 29 – Foresterie	Le total du Canada pour le CO ₂ correspond à la somme des émissions de chaque province ou territoire parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les totaux du Canada pour le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 29 – Foresterie	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O associés aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont inclus dans le sous- secteur des transports.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Combustibles gazeux Gaz naturel, Gaz de four à coke Gaz de distillation – Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Ligne 29 – Foresterie	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse (SO)		
1.A.4.c.ii. Agriculture	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau F – Détails du charbon Ligne 43 – Agriculture	Le total du Canada pour le CO ₂ correspond à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les totaux du Canada pour le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D – Produits pétroliers raffinés Ligne 43 – Agriculture	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O associés aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont inclus dans le sous-secteur des transports.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation – Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Ligne 43 – Agriculture	Les totaux du Canada pour le CO ₂ , le CH ₄ et le N ₂ O sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse (SO)		
1.A.5. Autre information (non incluse ailleurs)	Inclus ailleurs (IA)	IA	Les émissions de ce sous-secteur sont comprises dans 1.A.2.f.iv. Autres industries manufacturières.

Notes :

1. Les catégories du CUPR indiquées sont les sous-secteurs les plus petits du CUPR dont on estime les émissions.
2. La rubrique Données sur les activités renvoie à la section précise où sont présentées les données dans le BDEEC (Statistique Canada #57-003).
3. SO = sans objet
4. IA = inclus ailleurs

Tableau A2-2 : Catégories générales de combustibles reliées à la méthode de calcul des émissions de combustion des sources fixes

Types de combustibles	Combustibles
Combustibles liquides	Essence à moteur Kérosène et pétrole de chauffage Carburant diesel Mazout léger Mazout lourd Essence d'aviation Carburéacteur
Combustibles solides	Coke (charbon) Charbon bitumineux canadien Charbon subbitumineux (étranger et intérieur) Lignite Anthracite Charbon bitumineux étranger Coke de pétrole – Raffineries et autres Coke de pétrole – Valorisateurs
Combustibles gazeux	Gaz naturel Gaz de four à coke Propane Butane Éthane Gaz de distillation – Raffineries et autres Gaz de distillation – Valorisateurs
Biomasse	Déchets de bois Liqueur noire Bois de chauffage résidentiel Gaz d'enfouissement

On trouvera au Tableau A2-3 ci-dessous les sources des données sur les activités utilisées pour calculer les émissions avec le modèle de combustion des sources fixes. Les données sont fournies à Environnement Canada sous forme électronique et peuvent différer légèrement de celles publiées par Statistique Canada, dont les valeurs sont arrondies.

Tableau A2-3 : Références des données sur les activités utilisées pour le modèle

Titre
Statistique Canada – Division de la fabrication, de la construction et de l'énergie, <i>Bulletin sur la disponibilité et écoulement de l'énergie au Canada</i> (BDEEC), #57-003-XPB. Tableau B – Énergie primaire et secondaire Tableau D – Produits pétroliers raffinés Tableau E – Produits pétroliers raffinés non énergétiques Tableau F – Détails du charbon Tableau 17 – Détails des liquides de gaz naturel Tableau 20 – Déchets de bois et liqueur noire résiduaire Tableau 21 – Données estimées complémentaires de gaz de distillation, de diesel, de coke de pétrole et de pétrole brut Modèle des émissions fugitives – Basé sur King, B. (1994), <i>Management of Methane Emissions from Coal Mines: Environmental, Engineering, Economic and Institutional Implications of Options</i> , rapport préparé pour Environnement Canada par Neill and Gunter Ltd. Consommation de bois de chauffage résidentiel – D'après : <i>1995 Criteria Contaminants Emissions Inventory Guidebook</i> , version 1, section 2,4, Groupe de travail sur les inventaires nationaux des émissions polluantes, Environnement Canada, Division des principaux contaminants atmosphériques, mars 1999. Utilisation des gaz d'enfouissement – Voir annexe 3 – Autres méthodologies.

A2.4.1.1 *Production d'électricité et de chaleur (catégorie 1.A.1.a du CUPR)*

Le secteur de la production d'électricité et de vapeur inclut les sous-secteurs suivants : 1.A.1.a.i Production d'électricité, 1.A.1.a.ii Production combinée d'électricité et de chaleur (cogénération), et 1.A.1.a.iii Installations thermiques. Ce secteur devrait inclure toutes les émissions des grands producteurs (anciennement désignés sous le nom de services publics) d'électricité, de chaleur et d'électricité combinés et les installations thermiques. À noter cependant que le BDEEC ne fait pas de distinction entre l'électricité et la chaleur produites par l'industrie pour ses propres besoins et celles destinées à d'autres. Actuellement, les émissions attribuables à la combustion des gaz d'enfouissement sont incluses dans la sous-catégorie 1.A.1.a.iii Installations thermiques.

Les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O sont estimées en appliquant l'équation A2-1 aux données sur les activités et les coefficients d'émission propres à chaque type de combustibles sur une base nationale. Les coefficients d'émission du charbon pour ces secteurs ont été formulés sur une base régionale. Comme nous l'avons déjà mentionné, les données sur les activités fournies à l'échelle nationale sont de meilleure qualité que les données provinciales-territoriales. Afin d'accroître la précision du calcul des émissions de GES, on applique des coefficients d'émission régionaux aux données provinciales-territoriales de cette nature. Pour les autres types de combustibles, les coefficients d'émission sont appliqués aux données déclarées à l'échelle nationale.

A2.4.1.2 *Industrie des combustibles fossiles (catégories 1.A.1.b et 1.a.1.c du CUPR)*

L'industrie des combustibles fossiles inclut les sous-catégories suivantes : 1.A.1.b Raffinage du pétrole et 1.a.1.c Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques. Les émissions totales de l'industrie des combustibles fossiles présentent un degré supérieur de précision en raison de la résolution des données sur les activités. Pour respecter les exigences de déclaration par catégorie du CUPR, des hypothèses ont été appliquées en vue de répartir les données sur les activités de l'ensemble de l'industrie en deux catégories distinctes. Ces catégories incluent les émissions de combustion issues de la production et de la transformation du pétrole brut premièrement, et des combustibles gazeux et solides secondement. Pour calculer les émissions dues à ces secteurs, on applique l'équation A2-1 à l'échelle nationale et l'on soustrait la quantité d'émissions associées au torchage du total des émissions de GES obtenu pour chacune des catégories. Les données sur l'utilisation des combustibles présentées dans le BDEEC incluent les volumes de combustibles brûlés par torchage; toutefois, les émissions dues au torchage sont calculées et déclarées séparément dans la catégorie des émissions fugitives. Les données sur la consommation de combustibles, la teneur énergétique et les émissions associées au torchage sont soustraites afin d'éviter la double comptabilisation des émissions.

Pour déterminer les données sur les activités associées au secteur du raffinage du pétrole, il faut affecter ailleurs certaines des données déclarées dans le BDEEC. Tous les produits pétroliers raffinés que les producteurs ont déclaré avoir consommé eux-mêmes (autoconsommation) sont attribués au secteur du raffinage du pétrole en tenant pour acquis qu'ils ont été consommés par les producteurs. Le calcul des émissions associées aux combustibles énumérés ci-dessous se fait en additionnant les données sur les activités déclarées sous les rubriques raffinage du pétrole et autoconsommation et en appliquant l'équation A2-1 :

ANNEXE 2

- Coke de pétrole;
- Gaz de distillation;
- Kérosène;
- Mazout léger;
- Mazout lourd;
- Propane;
- Butane;
- Éthane.

Pour estimer les émissions du secteur de raffinage du pétrole issues des carburants énumérés ci-dessous, on utilise dans l'équation A2-1 les données sur les activités déclarées sous la rubrique autoconsommation, et les émissions sont incluses dans le secteur Raffinage du pétrole. Les émissions associées à ces combustibles ne sont pas incluses dans le secteur de la fabrication des combustibles solides et des autres industries énergétiques:

- Essence;
- Carburant diesel;
- Essence d'aviation;
- Carburacteur.

On utilise les coefficients d'émission par défaut du GIEC, qui sont basés sur le pouvoir calorique du combustible, pour calculer les émissions de N₂O issues du coke de pétrole et de l'essence à moteur. Le pouvoir calorique supérieur (PCS) du coke de pétrole, indiqué dans le BDEEC, peut changer selon l'année. Ainsi, le coefficient d'émission du coke de pétrole issu des sables bitumineux ou du bitume naturel (production et raffinage) change sur une base annuelle. C'est le Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie (CIEEDAC) qui établit et publie les données à partir desquelles sont formulés les coefficients de conversion entre le PCS et le pouvoir calorique inférieur (PCI).

Pour calculer les émissions de GES du secteur de la fabrication de combustibles solides et des autres industries énergétiques, on a utilisé les données déclarées sous la rubrique Autoconsommation dans le BDEEC pour les combustibles suivants dans l'équation A2-1 :

- Gaz naturel;
- Charbon.

Dans le BDEEC, les combustibles suivants sont déclarés sous la rubrique Autoconsommation par l'industrie de la production des sables bitumineux/du bitume naturel. Ces quantités sont retranchées du secteur du raffinage du pétrole et incluses dans celui de la fabrication des combustibles solides et autres industries énergétiques. La consommation de ces deux carburants est déclarée dans un tableau distinct dans le BDEEC et attribuée à des usines de traitement :

- Coke de pétrole;
- Gaz de distillation;

Comme nous l'avons déjà mentionné précédemment dans la section A2.4.1.1, les émissions dues au charbon sont estimées à l'échelon des provinces et territoires avant d'être regroupées pour l'ensemble du pays. Afin d'éviter la double comptabilisation, les émissions associées au torchage du gaz naturel sont soustraites du total pour ce secteur.

A2.4.1.3 Industries manufacturières et construction (catégorie 1.A.2 du CUPR)

Le secteur Industries manufacturières et construction inclut plusieurs sous-secteurs et industries. Les données sur les activités du BDEEC sont déclarées pour les grandes branches d'activité économique et industrielle de consommation de combustibles. Les améliorations apportées aux futurs BDEEC permettront de subdiviser les données de ces catégories d'industries selon le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN).

On calcule les émissions des catégories suivantes :

- Industrie minière;
- Sidérurgie;
- Métaux non ferreux;
- Produits chimiques;
- Pâtes, papiers et imprimerie;
- Ciment;
- Construction;
- Autres industries manufacturières (y compris la transformation des aliments et les boissons et le tabac).

Les émissions de GES associées au secteur des industries manufacturières et de la construction sont calculées en appliquant l'équation A2-1 aux données sur les activités qui sont déclarées dans le BDEEC et les coefficients d'émission des combustibles particuliers utilisés sur une base nationale. Les émissions dues au charbon sont traitées conformément aux indications de la section A2.4.1.1. Les émissions issues des combustibles utilisés comme matières premières sont

déclarées dans le secteur des procédés industriels, alors que celles générées par l'utilisation de carburant de transport (p. ex. diesel et essence) le sont dans le secteur des transports.

Les émissions de CO₂ associées à l'utilisation de coke métallurgique par l'industrie sidérurgique pour la réduction des oxydes de fer du minerai dans les hauts-fourneaux ont été attribuées au secteur des procédés industriels. Les émissions de CH₄ et de N₂O ont cependant été incluses, car elles constituent des sous-produits de la combustion.

Les émissions de CO₂ associées à la combustion de biomasse dans le secteur Pâtes, papiers et imprimerie ne sont pas incluses dans les totaux nationaux; les émissions de CH₄ et de N₂O le sont cependant. La consommation industrielle de biomasse et de liqueur noire est déclarée dans le BDEEC. On présume que les quantités de déchets solides de bois sont déclarées à l'état humide et que la teneur moyenne en eau est de 50 %.

A2.4.1.4 Autres secteurs (catégorie 1.A.4 du CUPR)

Ce sous-secteur comprend trois catégories : le secteur commercial/institutionnel, le secteur résidentiel et l'agriculture/foresterie/pêches. On calcule les émissions de GES associées à cette catégorie en appliquant l'équation A2-1 aux données sur les activités déclarées dans le BDEEC et aux coefficients d'émissions établis à l'échelle nationale de chaque combustible.

Les émissions de CO₂ associées à la combustion de biomasse dans la catégorie Résidentiel ne sont pas incluses dans le total national; les émissions de CH₄ et de N₂O le sont cependant. On trouvera d'autres précisions sur l'estimation des émissions de CO₂ issues de la biomasse dans la section consacrée au bois de chauffage résidentiel (3.4.2.1) du chapitre 3.

Le secteur Agriculture-foresterie-pêches (catégorie 1.A.4.c du CUPR) inclut seulement les émissions des sources fixes des industries agricoles et forestières. Les émissions proviennent de l'exploitation de la machinerie sur place et du chauffage des installations et sont estimées à partir des données sur l'utilisation de combustibles par l'agriculture et la foresterie qui sont déclarées dans le BDEEC. Les émissions issues des pêches sont déclarées soit dans la catégorie des Transports soit dans celle intitulée Autres industries manufacturières (c.-à-d. la transformation des aliments). Les émissions des sources mobiles associées qui se rattachent à cette catégorie ne sont pas ventilées et sont incluses dans la sous-catégorie Transport hors route ou Transport maritime de la catégorie Transports.

A2.4.2 Transport (catégorie 1.A.3 du CUPR)

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) issues du sous-secteur des transports sont calculées pour les cinq catégories suivantes :

- aviation civile (interne);
- transport routier;
- transport ferroviaire;

- transport maritime (interne);
- autres moyens de transport (hors route et pipelines).

Les estimations sont établies à l'échelon des provinces et territoires, puis elles sont regroupées à l'échelon national.

Les émissions issues de la combustion de carburant par le secteur des transports sont calculées au moyen de diverses variantes de l'équation A2-1.

Les émissions de CO₂ dépendent surtout du type et des caractéristiques du carburant utilisé, alors que celles de N₂O et de CH₄ sont liées au type de carburant et aux technologies antipollution utilisés. On trouvera à l'annexe 12 la liste complète des coefficients d'émission liés aux transports accompagnés de leurs références.

En raison de la complexité du secteur des transports, les émissions sont estimées au moyen du modèle des émissions des gaz à effet de serre de sources mobiles (MEMGES), qui sert à calculer les émissions dues aux transports routier, ferroviaire, maritime et hors route. Les émissions de combustion associées au transport par pipeline sont estimées séparément.

A2.4.2.1 Transport routier (catégorie 1.A.3.b du CUPR)

Les émissions de GES dues au transport routier sont calculées au moyen d'une méthode de niveau 3 détaillée du GIEC.

Étape 1 – Données sur les activités : Parcs de véhicules, pénétration de la technologie, durée de vie utile des catalyseurs, taux pondéré de consommation de carburant et véhicules-kilomètres parcourus

Parcs de véhicules

Les véhicules sont répartis en différentes classes en fonction du type de carburant utilisé, du type de carrosserie (voiture ou camion) et du poids nominal brut du véhicule (PNBV). Le PNBV est le poids maximal autorisé d'un véhicule routier en charge, qui comprend le poids du véhicule, avec le carburant, les passagers, et la cargaison, et d'autres objets divers, y compris les accessoires en option.

Deux bases de données distinctes servent à dresser le profil détaillé du parc automobile. Les données sur les parcs de véhicules et de camions légers pour la période 1990-2002 proviennent du Recensement des véhicules en service au Canada (CVIOC), qui est effectué par la firme DesRosiers Automotive Consultants Inc. Les parcs de véhicules et de camions légers pour la période 2003-2006 ont été estimés à partir des tendances observées. Les données sur les parcs de véhicules lourds ont été obtenues de la firme R.L. Polk & Co. pour la période 1994-2002. Les parcs de véhicules lourds pour les périodes de 1990-1993 et de 2003-2006 ont été estimés à partir des tendances antérieures observées. Les véhicules légers (voitures) et les camions légers

(camionnettes, fourgonnettes, VUS, etc.) ont un PNBV inférieur ou égal à 3 900 kg, et les véhicules lourds un PNBV supérieur à 3 900 kg.

Les données sur les parcs de motocyclettes pour la période de 1990-2006 proviennent du Conseil de l'industrie de la motocyclette et du cyclomoteur (CIMC 2003).

Pénétration de la technologie

Pour tenir compte des effets que les technologies antipollution ont sur les émissions de CH₄ et de N₂O, on a estimé le nombre de véhicules en service équipés de convertisseurs catalytiques et d'autres dispositifs antipollution. La figure A2-2 illustre les divers pourcentages de pénétration des technologies novatrices dans les nouveaux véhicules et camions légers à essence au cours des années automobiles successives. La pénétration relative de la technologie antipollution dans les véhicules lourds à essence, les véhicules lourds à moteur diesel, les véhicules légers à moteur diesel, les camions légers à moteur diesel et les motos est présentée en détail au tableau A2-4 (EPA 2007).

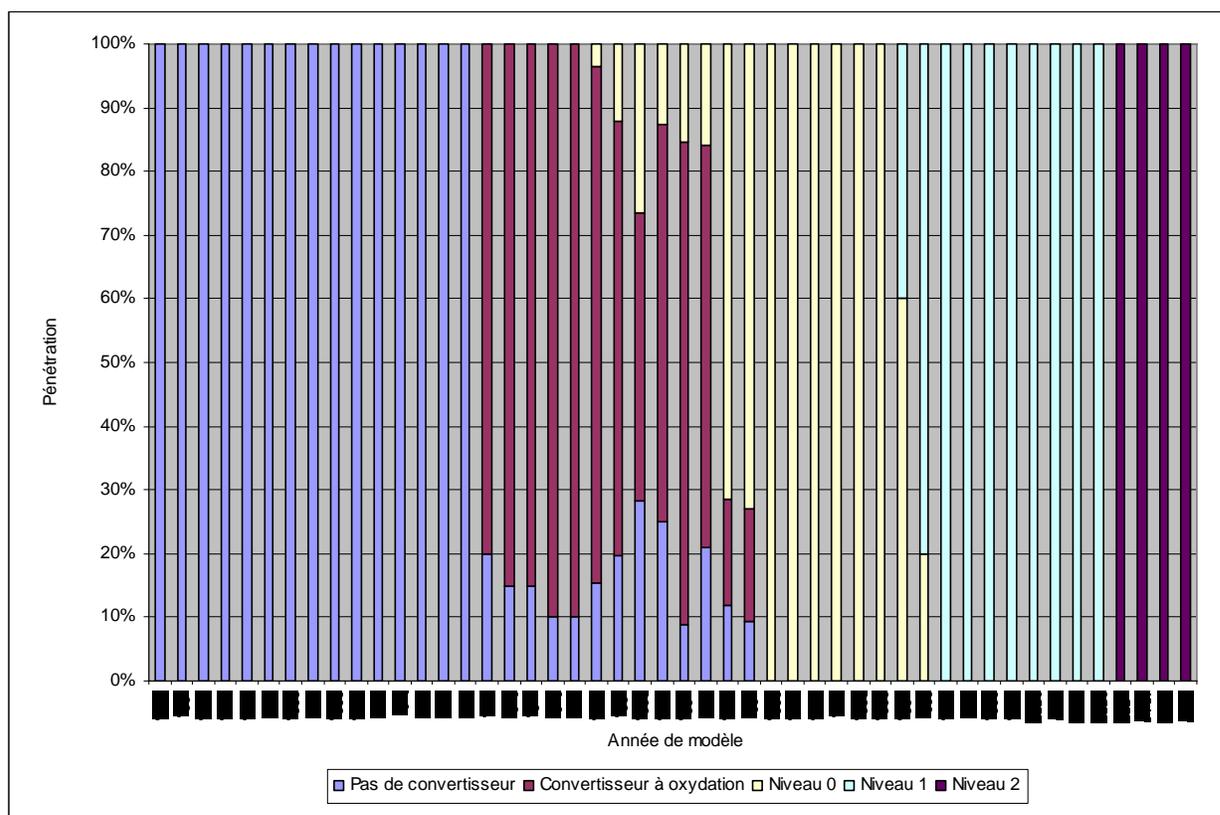


Figure A2-2 : Pénétration de la technologie dans les véhicules et les camions légers à essence

Tableau A2-4 : Pénétration de la technologie antipollution – Véhicules lourds à essence, véhicules lourds à moteur diesel, véhicules et camions légers à moteur diesel et motos

Technologie antipollution	Années automobiles
Véhicules lourds à essence	
Sans dispositif	1960–1984
Dispositif non catalytique	1985–1995
Catalyseur à trois voies	1996–2007
Véhicules lourds à moteur diesel	
Sans dispositif	1960–1982
Réduction modérée	1983–1995
Dispositifs perfectionnés	1996–2007
Véhicules/camions légers à moteur diesel	
Sans dispositif	1960–1982
Réduction modérée	1983–1995
Dispositifs perfectionnés	1996–2003
Niveau 2	2004–2007
Motos	
Sans dispositif	1960–1995
Dispositif non catalytique	1996–2007

Durée de vie utile des convertisseurs

Avec le temps, les convertisseurs catalytiques s'usent, ce qui se répercute sur les émissions d'échappement. On a appliqué le taux de détérioration établi à partir de l'information provenant des spécialistes de l'industrie, au type de convertisseurs présents dans les véhicules et camions légers à essence munis de cette technologie. Pour modéliser l'effet de la détérioration, le pourcentage de véhicules dont les convertisseurs sont détériorés est attribué au groupe sans catalyseur. Pour les provinces dotées de programmes d'inspection et de maintenance (I/M), à savoir l'Ontario et la Colombie-Britannique, la durée de vie utile des convertisseurs n'est pas appliquée aux technologies de niveau 0, de niveau 1 et de niveau 2, étant donné que ces dispositifs antipollution font l'objet d'une inspection et sont réparés ou remplacés s'il y a lieu.

Taux pondéré de consommation de carburant (TPCC)

On dispose des TPCC provinciaux moyens par classe de véhicules et année automobile (d'après les ventes provinciales de véhicules) pour les véhicules et les camions légers à essence (RNCan 2006). Les TPCC des véhicules et des camions légers à moteur diesel (RNCan 2006) et des véhicules lourds à essence (GIEC/OCDE/AIE 1997) sont établis en fonction d'une moyenne calculée par classe de véhicules et année automobile. Les TPCC des véhicules lourds à moteur diesel et des motos sont établis à partir de la moyenne annuelle du parc (RNCan 2006).

Les TPCC théoriques sont mesurés au moyen d'essais normalisés effectués en laboratoire. Toutefois, les recherches révèlent que la consommation réelle est systématiquement supérieure aux données des essais en laboratoire. À la suite d'études réalisées aux États-Unis, les taux de consommation de carburant des véhicules routiers du MEMGES ont été majorés de 25 % par rapport aux taux établis en laboratoire (Maples 1993).

Véhicules-kilomètres parcourus (VKP)

On estime les VKP, qui mesurent le kilométrage annuel parcouru par les voitures et les camions légers, à partir d'un rapport portant sur l'écart des lectures d'odomètres de ce type de véhicules prises au moment des essais d'inspection et de maintenance successifs effectués en Ontario (Stewart Brown Associates, 2004). Comme on ne dispose pas de ces valeurs par classe et âge de véhicules pour les autres provinces et territoires, les données sur les VKP de l'Ontario sont utilisées pour l'ensemble des provinces et des territoires du Canada.

Étape 2 : Calcul de la consommation de carburant par les véhicules routiers

On estime la consommation d'essence et de carburant diesel des véhicules routiers au moyen de l'équation A2-2 :

Équation A2-2 :

$$\text{Consommation de carburant} = \text{Parc} \times \text{VKP} \times \text{TPCC}$$

Dans l'ensemble, ces paramètres diffèrent selon la province, la classe de véhicule, l'année automobile et l'année de l'inventaire. Les véhicules routiers sont regroupés en sept grandes classes de véhicules, identiques à celles utilisées par l'EPA des États-Unis pour son modèle de calcul des coefficients d'émission MOBILE. Ces désignations sont :

- Véhicules légers à essence;
- Camions légers à essence;
- Véhicules lourds à essence;
- Motos;
- Véhicules légers à moteur diesel;
- Camions légers à moteur diesel;
- Véhicules lourds à moteur diesel.

On présume que tout le carburant sous forme de gaz naturel et de propane est consommé par des véhicules légers. On ne dispose pas de données ventilées par classe de véhicules pour les véhicules mus par ce type de carburant.

Étape 3 : Normalisation

Afin d'améliorer la répartition du diesel et de l'essence entre les véhicules routiers et hors route, on a intégré un algorithme compensateur au MEMGES. Cet algorithme vise à tenir compte de l'incertitude associée aux valeurs de consommation de carburant qui sont déclarées par les divers sous-secteurs économiques et les enquêtes indépendantes sur la consommation de carburant.

Essence

La première estimation de la consommation d'essence par les véhicules routiers, calculée à l'étape deux, constitue une estimation « ascendante » basée sur le parc de véhicules, les TPCC et les VKP.

La deuxième estimation se fonde sur le calcul « de type descendant » des ventes d'essence taxées et brutes déclarées par Statistique Canada (Tableau 405-0002 du CANSIM). Cette enquête est effectuée auprès de chaque province pour connaître ses ventes de carburant au détail ou autres. On rajuste la valeur déclarée sous la rubrique Ventes brutes d'essence (sommées des ventes taxées et non taxées) afin d'obtenir le même montant total d'essence disponible pour le transport que celui déclaré dans le BDEEC annuel (Statistique Canada #57-003). On ajuste le volume des ventes taxées d'essence de la même façon; ce montant constitue alors la seconde estimation, de type descendant, de la consommation d'essence par les véhicules routiers.

À l'échelon provincial, les estimations descendantes et ascendantes de la consommation d'essence diffèrent légèrement mais, sur le plan national, on constate une forte corrélation entre les deux estimations. Si l'estimation ascendante est plus élevée que la descendante, on considère que le volume rajusté des ventes taxées constitue l'estimation finale de la consommation d'essence sur route. Dans le cas contraire, c'est la moyenne des deux valeurs qui constitue l'estimation finale de la consommation d'essence sur route.

Carburant diesel

On calcule la première estimation de la consommation de diesel par les véhicules routiers à l'étape deux (ascendante).

La seconde estimation (descendante) se fonde sur les ventes taxées de diesel qui sont déclarées par Statistique Canada (Tableau 405-0002 du CANSIM).

À l'échelon provincial, les estimations descendantes et ascendantes de la consommation de diesel diffèrent légèrement mais, sur le plan national, on constate une forte corrélation entre les deux estimations. Si la première estimation est plus élevée que la seconde, on considère que le volume rajusté des ventes taxées constitue l'estimation finale de la consommation de carburant diesel sur route. Dans le cas contraire, c'est la moyenne des deux valeurs qui constitue l'estimation finale de la consommation sur route.

Étape 4 : Calcul des émissions des véhicules routiers

On estime les émissions en tenant compte du type de carburant, de la quantité totale de carburant consommée et du coefficient d'émission approprié.

On calcule les émissions au moyen de l'équation A2-1.

A2.4.2.2 *Transport hors route (catégorie 1.A.3.e du CUPR)*

Les émissions de GES des véhicules hors route sont calculées au moyen d'une méthode de niveau 1 simple du GIEC.

Étape 1 : Calcul de la consommation de carburant par les véhicules hors route

On calcule la consommation de carburant par les véhicules hors route au moyen de l'équation A2-3 :

Équation A2-3 :

**Consommation de carburant par les véhicules hors route = Carburant disponible pour le transport –
Consommation de carburant par les véhicules routiers**

Étape 2 : Calcul des émissions des véhicules hors route

On estime les émissions en tenant compte du type de carburant, de la quantité totale de carburant consommée et du coefficient d'émission approprié.

On calcule les émissions au moyen de l'équation A2-1.

A2.4.2.3 *Aviation civile interne (catégorie 1.A.3.a du CUPR)*

Les émissions de GES de l'aviation civile interne sont calculées au moyen d'une variante de la méthode de niveau 1 du GIEC.

Ce sous-secteur comprend toutes les émissions de GES issues du transport aérien intérieur (commercial, privé, militaire, agricole, etc.). Même si le GIEC recommande de déclarer dans une autre catégorie les émissions dues au transport aérien militaire, ces données ont été incluses dans la catégorie de l'aviation civile en raison des restrictions liées à la sécurité imposées aux données sur l'aviation militaire. Sont exclues les émissions des carburants utilisés dans les aéroports pour le transport au sol (qui sont déclarées dans la catégorie Autres modes de transport (transport hors route)) ainsi que les émissions de combustion dues aux sources fixes dans les aéroports. Les émissions dues aux vols internationaux relèvent de la catégorie « Soutes » et ne sont pas incluses dans les totaux nationaux, mais elles sont estimées et déclarées séparément dans la catégorie Soutes internationales.

On estime les émissions à partir de la consommation apparente de carburants pour avion (GIEC/OCDE/AIE 1997) et des coefficients d'émission pour chaque type de carburant. Le BDEEC (Statistique Canada #57-003) recense les données de consommation des carburants pour avion (carburacteur et essence aviation) pour les lignes aériennes canadiennes, les lignes aériennes étrangères, les administrations publiques et les commerces et autres institutions.

On a élaboré une méthode pour tenir compte du carburant vendu aux lignes aériennes canadiennes qui est consommé durant les vols internationaux. La méthode intègre l'utilisation des données sur les tonnes-kilomètres réalisées qui ont été déclarées par les lignes canadiennes pour

les vols intérieurs et internationaux, et permet d'attribuer à l'échelle régionale le carburant vendu en utilisant les données sur les activités du trafic passager. Les données sur le trafic passagers (Statistique Canada, #51-005 et 51-203 – Trafic des transporteurs aériens aux aéroports canadiens) et le trafic marchandises, qui inclut le poids des passagers (Statistique Canada #51-206 – Aviation civile canadienne) sont publiées, et illustrent la séparation entre l'activité intérieure et internationale. Le modèle pour l'aviation a été harmonisé avec d'autres modèles de régime de vol plus complexes (SAGE – États-Unis et AERO2K – Royaume-Uni).

Les émissions résultant du carburant vendu aux transporteurs canadiens et consommé durant les vols internationaux ainsi que celles du carburant vendu aux transporteurs étrangers sont déclarées séparément sous la rubrique Soutes internationales.

A2.4.2.4 Navigation maritime interne (catégorie 1.A.3.d du CUPR)

La méthode de calcul des émissions est une version modifiée de la méthode de niveau 1 du GIEC. On multiplie la consommation de carburant marin par les navires canadiens déclarée dans le BDEEC (Statistique Canada #57-003) par les coefficients d'émission propres aux divers carburants (voir l'annexe 12). On présume que les émissions dues au carburant vendu aux navires étrangers ne servent qu'à des voyages internationaux; ils sont déclarés séparément sous la rubrique Soutes internationales.

Certains navires canadiens effectuent des voyages internationaux. On ne dispose pas actuellement de données qui permettraient de distinguer correctement les activités de transport intérieures et internationales réalisées par des navires canadiens.

A2.4.2.5 Transport ferroviaire (catégorie 1.A.3.c du CUPR)

La méthode d'estimation est considérée comme une variante de la méthode de niveau 1 du GIEC. On multiplie la consommation de carburant pour le transport ferroviaire déclarée dans le BDEEC (Statistique Canada #57-003) par les coefficients d'émission propres aux divers carburants (voir l'annexe 12).

Au Canada, les locomotives sont essentiellement alimentées au carburant diesel. Les émissions des trains à vapeur sont considérées comme négligeables, et les émissions des locomotives mues à l'électricité sont comptabilisées sous la rubrique production d'électricité.

A2.4.2.6 Biomasse (catégorie 1.A.3.e du CUPR)

On estime les émissions issues des biocarburants (qui se limitent actuellement à l'éthanol) utilisés dans le sous-secteur du transport avec la même méthode que celle employée pour les véhicules routiers à essence (méthode de niveau 3 détaillée du GIEC) et le transport hors route (méthode de niveau 1 du GIEC).

Au lieu d'établir de nouveaux coefficients d'émission du CH₄ et du N₂O pour les biocarburants, on utilise les coefficients d'émission pour l'essence et le diesel des classes de technologies

équivalentes. Les coefficients d'émission de CO₂ sont formulés à partir des propriétés chimiques du carburant.

A2.4.2.7 Pipelines (catégorie 1.A.3.e du CUPR)

Cette catégorie inclut les moteurs alimentés aux combustibles fossiles utilisés pour faire fonctionner les compresseurs servant au transport des produits du pétrole et du gaz naturel. On utilise surtout du gaz naturel, mais on a recours au diesel pour le transport de certains produits pétroliers raffinés. Les oléoducs utilisent généralement des moteurs électriques pour faire fonctionner les équipements de pompage.

Les émissions de GES associées aux combustibles utilisés par cet équipement sont calculées en appliquant l'équation A2-1 aux données sur les activités et aux coefficients d'émission établis à l'échelle nationale pour chaque combustible.

Références

CIMC. 2003. Rapport sur les statistiques annuelles de l'industrie des motocyclettes et des véhicules tout terrain.

DesRosiers. Canadian Vehicles in Operation Census (CVIOC). Rapports annuels préparés par DesRosiers Automotive Consultants.

Environnement Canada. 1999. 1995 Criteria Contaminants Emissions Inventory Guidebook. Version 1, Section 2.4, Groupe de travail sur les émissions et les projections, Division des principaux contaminants atmosphériques, Environnement Canada.

EPA. 2007. Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990–2005. Washington (DC) : Environmental Protection Agency, États-Unis, rapport #430-R-07-002.

GIEC/OCDE/AIE. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Vol. 1, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs1.htm>

Jaques, A.P. 1992. Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990, Protection de l'environnement, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport SPE 5/AP/4.

King, B. 1994. Management of Methane Emissions from Coal Mines: Environmental, Engineering, Economic and Institutional Implications of Options. Rapport préparé pour Environnement Canada par Neill and Gunter Ltd.

Maples, J.D. 1993. The Light-Duty Vehicle MPG Gap: Its Size Today and Potential Impacts in the Future, University of Tennessee Transportation Centre, Knoxville, Tennessee, États-Unis

NRCan. 2006. Modèle d'utilisation finale pour le secteur des transports. Ressources naturelles Canada

Polk. Vehicles in Operation (VIO) Database. Compilé par R.L. Polk et al., Southfield, Michigan, États-Unis.

Statistique Canada. Aviation civile canadienne, n° 51-206-XIB au catalogue.

Statistique Canada. Base de données CANSIM, tableau 405-0002 : Véhicules automobiles, ventes de carburants, annuel (litres). Disponible en ligne : <http://cansim2.statcan.ca>

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

Statistique Canada. Trafic des transporteurs aériens aux aéroports canadiens, n° 51-005 au catalogue. (publication révolue).

Statistique Canada. Trafic des transporteurs aériens aux aéroports canadiens, n° 51-203-XIE au catalogue. Disponible en ligne : <http://dsp-psd.pwgsc.gc.ca/Collection-R/Statcan/51-203-XIB/51-203-XIB-f.html>

Stewart Brown Associates. 2004. Vehicle Fleet Profiles for Ontario and British Columbia; Annual Kilometer Accumulation Rates; Vehicle-Kilometers Traveled; and I/M Program Effectiveness.

Annexe 3 Autres méthodologies

A3.1 *Méthodologie pour les émissions fugitives attribuables à la production, à la transformation, au transport et à la distribution de combustibles fossiles*

La présente annexe porte sur la méthodologie utilisée pour le calcul des émissions fugitives. La discussion se concentre sur l'industrie pétrolière et gazière et sur celle de la production des combustibles solides.

L'importante industrie canadienne du pétrole et du gaz — une des sources principales d'émissions fugitives — comporte divers types de production allant de l'extraction et du traitement du gaz naturel à l'extraction des sables bitumineux et à la production de pétrole synthétique, en passant par la production de pétrole brut léger, moyen ou lourd. Le chapitre 3 du présent rapport contient une description détaillée des sources d'émissions fugitives.

Toutes les émissions de GES attribuables à la combustion fixe et au transport sont traitées dans les sections du chapitre 3 consacrées à l'énergie (section 3.2.1) et au transport (section 3.2.3), et leurs méthodologies sont décrites à l'annexe 2 (sections A2.4.1 et A2.4.2).

A3.1.1 Combustibles solides

A3.1.1.1 Charbon – Production

Les estimations d'émissions fugitives sont basées sur une étude préparée par B. King pour Neill and Gunter Ltd. (étude de King) et intitulée *Management of Methane Emissions from Coal Mines: Environmental, engineering, economic, and institutional implications of options* (1994). Cette étude présente des coefficients d'émission pour tous les types de charbon et de mines de charbon. Il existe deux types de mines de charbon au Canada : les mines souterraines et les mines à ciel ouvert. La méthode employée par King (1994) pour estimer les taux d'émission de l'extraction du charbon repose sur une méthode modifiée du Conseil consultatif de l'industrie du charbon. Il s'agit d'une version hybride des méthodes de niveau 3 et de niveau 2 du GIEC, selon la disponibilité des données propres à une mine en particulier. L'étude sépare les émissions attribuables aux mines souterraines de celles attribuables aux mines à ciel ouvert et incorpore, dans les deux cas, les émissions des activités post-extraction. On trouvera plus bas une explication de la méthodologie utilisée pour le calcul des émissions des deux types de mines. Pour plus de détails, on consultera l'étude de King.

Mines souterraines

King (1994) a estimé les émissions des mines souterraines pour chaque mine en faisant la somme des émissions du système d'aération, du système de dégazage et des activités post-extraction. Les émissions du système d'aération des puits de mine ont été estimées (en l'absence de données chiffrées) au moyen de l'équation 3-1:

Équation A3-1 :

$$Y = 4.1 + (0.023 \times X)$$

où :

Y	=	mètres cubes (m ³) de CH ₄ par tonne (t) de charbon extrait
X	=	profondeur de la mine en mètres (m)

Les émissions des activités post-extraction ont été estimées en partant de l'hypothèse que 60 % du CH₄ piégé dans le charbon (après extraction de la mine) est rejeté dans l'atmosphère avant la combustion. Lorsqu'on ignorait la teneur en gaz du charbon extrait, on a posé l'hypothèse que la teneur en CH₄ était de 1,5 m³/t (ce qui constitue la teneur moyenne globale en CH₄ des charbons). Les émissions des activités post-extraction sont comprises dans les coefficients d'émission de la production de charbon.

Mines à ciel ouvert

Pour les mines à ciel ouvert, on a présumé que la teneur moyenne en CH₄ des charbons bitumineux ou subbitumineux extraits était de 0,4 m³/t (selon des données chiffrées américaines). On a présumé ensuite que 60 % de ce volume était rejeté dans l'atmosphère avant la combustion (King 1994). Pour le lignite, on a utilisé les valeurs sur la teneur en gaz établies auparavant pour le Canada (Hollingshead 1990).

Les couches non exploitées avoisinantes sont une importante source d'émissions dans les mines à ciel ouvert. On a cherché à les comptabiliser en rajustant les données selon les émanations de CH₄ des gisements attenants non exploités situés jusqu'à une profondeur de 50 m au-dessous de la surface de la mine. On a estimé qu'il fallait majorer de 50 % les coefficients d'émission de base pour l'extraction à ciel ouvert (King 1994). On a ajusté en conséquence les coefficients d'émission du tableau A3-1.

On a utilisé les coefficients d'émission de méthane des mines de charbon de l'étude de King (1994) afin d'estimer les émissions fugitives de méthane des mines de charbon du Canada. Les coefficients d'émission varient selon les régions et selon que les mines sont souterraines ou à ciel ouvert.

On a calculé les émissions des mines de charbons à l'aide de l'équation A3-2:

Équation A3-2 :

$$\text{Émissions}_{i,j} = \text{CE}_{i,j} \times \text{Quantité de charbon}_i \text{ extrait dans la province}_j$$

où:

Émissions _{i,j}	=	Emissions de CH ₄ par extraction du charbon _i dans la province _i , en tonnes
CE _{i,j}	=	coefficient d'émission de l'étude de King (1994) pour le charbon _i dans la province _j
Quantité de charbon _i extrait dans la province _j	=	production minière brute de charbon _i dans la province _j , tonnes de CH ₄ par kt de charbon

On a calculé les émissions pour chaque province, puis on les a additionnées afin d'obtenir une estimation des émissions pour l'ensemble du Canada.

A3.1.1.2 Données d'activité

Les données d'activité requises sont celles de la production minière brute pour chaque type de charbon extrait dans chaque province, selon les *Statistiques du charbon et du coke* de Statistique Canada (#45-002, tableau 2). Toutefois, Statistique Canada a interrompu la publication de ce rapport en 2002, et les données sont désormais transmises directement à Environnement Canada en vertu d'un protocole d'entente. On a estimé les émissions pour 1990–2001 et 2004–2006 à l'aide d'un ensemble cohérent de données. Pour 2002-2003, un modèle d'interpolation a été mis au point afin d'estimer les émissions provinciales à partir des données quantitatives nationales publiées portant sur les quantités de charbon produites par mine (région) et par type de charbon.

A3.1.1.3 Coefficients d'émission

Le tableau A3-1 dresse la liste des coefficients d'émission de l'étude de King (1994) pour les différents types de mines et de charbon.

Tableau A3-1 : Coefficients d'émissions fugitives pour les mines de charbon

Province	Type de charbon	Type de mine	Coefficient d'émission (t CH ₄ / kt charbon extrait)
Nouvelle-Écosse	bitumineux	ciel ouvert	0,13
Nouvelle-Écosse	bitumineux	souterraine	13,79
Nouveau-Brunswick	bitumineux	ciel ouvert	0,13
Saskatchewan	lignite	ciel ouvert	0,06
Alberta	bitumineux	ciel ouvert	0,45
Alberta	bitumineux	souterraine	1,76
Alberta	subbitumineux	ciel ouvert	0,19
Colombie-Britannique	bitumineux	ciel ouvert	0,58
Colombie-Britannique	bitumineux	souterraine	4,1

Source : King (1994).

A3.1.2 Pétrole et gaz naturel

A3.1.2.1 Production de pétrole et de gaz en amont

Le calcul des émissions fugitives attribuables à l'industrie du pétrole et du gaz naturel d'amont (PGA) est basé sur une étude préparée pour l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) par Clearstone Engineering et intitulée *A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H₂S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry* (ACPP 2005a). On a effectué une analyse de niveau 3 afin d'estimer toutes les émissions de GES attribuables au secteur du PGA en 2000, à l'exception de l'extraction minière et du traitement du bitume et des sables bitumineux. On s'est ensuite servi de ce résultat pour estimer les émissions du secteur pendant la période 1990-1999. Les émissions de l'industrie du PGA pour la période 1990-2000 sont tirées directement de l'étude mentionnée ci-dessus (ACPP 2005a).

Les émissions fugitives de l'industrie du PGA mesurées à partir de 2001 sont tirées directement du modèle d'extrapolation des émissions de PGA (ACPP 2005b). L'extrapolation de ces données a également été effectuée pour le compte de l'ACPP par Clearstone Engineering et s'appuie sur les informations contenues dans une étude antérieure de l'ACPP portant sur l'industrie du PGA (ACPP 2005a). Les secteurs et les sources du modèle d'extrapolation correspondent à celles de la même étude.

Le tableau A3-2 dresse une liste des secteurs et des sources estimées dans l'étude PGA (ACPP 2005a) et indique dans quelle catégorie du CUPR ces émissions ont été réparties.

La méthodologie, les coefficients d'émission et les données d'activité utilisées pour estimer les émissions de 1990 à 1999 et de 2001 à 2006 ont été préparées par Clearstone Engineering Ltd. et sont présentées aux sections qui suivent. Pour plus de détails, on consultera l'étude PGA (ACPP 2005a) et le modèle d'extrapolation pour le PGA (ACPP 2005b).

Tableau A3-2 : Répartition des émissions de l'inventaire PGA selon les catégories d'émissions fugitives du CUPR

Secteur	Source	Catégorie d'émissions fugitives du CUPR
Accidents et équipements défectueux	Systèmes de purge des tubages de ciel ouvert et migration des gaz	2.B. Gaz naturel, iii. Autres fuites dans des usines ou des centrales
Accidents et équipements défectueux	Fuites/ruptures de pipeline	2.B. Gaz naturel, iii. Autres fuites dans des usines ou des centrales
Production de pétrole brut classique	Gaz d'échappement des déshydrateurs au glycol	2.C. Évacuation, i. Pétrole
Production de pétrole brut classique	Torchage	2.C. Torchage, i. Pétrole
Production de pétrole brut classique	Fuites fugitives provenant de l'équipement	2.A. Pétrole, ii. Production
Production de pétrole brut classique	Chargement/déchargement	2.A. Pétrole, ii. Production
Production de pétrole brut classique	Évacuation déclarée	2.C. Évacuation, i. Pétrole
Production de pétrole brut classique	Pertes durant le stockage	2.A. Pétrole, ii. Production
Production de pétrole brut classique	Évacuation non déclarée	2.C. Évacuation, i. Pétrole
Forage de pétrole et de gaz	Évacuation déclarée	2.C. Évacuation, ii. Combiné
Production de gaz naturel	Gaz d'échappement des déshydrateurs au glycol	2.C. Évacuation, ii. Gaz naturel
Production de gaz naturel	Torchage	2.C. Torchage, ii. Gaz naturel
Production de gaz naturel	Fuites fugitives provenant de l'équipement	2.B. Gaz naturel, i. Production/traitement
Production de gaz naturel	Évacuation déclarée	2.C. Évacuation, ii. Gaz naturel
Production de gaz naturel	Pertes durant le stockage	2.B. Gaz naturel, i. Production/traitement
Production de gaz naturel	Évacuation non déclarée	2.C. Évacuation, ii. Gaz naturel
Production de gaz naturel	Gaz d'échappement des déshydrateurs au glycol	2.C. Évacuation, ii. Gaz naturel
Production de gaz naturel	Torchage	2.C. Torchage, ii. Gaz naturel
Production de gaz naturel	Fuites fugitives provenant de l'équipement	2.B. Gaz naturel, i. Production/traitement
Production de gaz naturel	Chargement/déchargement	2.B. Gaz naturel, i. Production/traitement
Production de gaz naturel	Rejet du CO ₂ du gisement	2.C. Évacuation, ii. Gaz naturel
Production de gaz naturel	Pertes durant le stockage	2.B. Gaz naturel, i. Production/traitement
Production de gaz naturel	Évacuation non déclarée	2.C. Évacuation, ii. Gaz naturel
Production de pétrole lourd/bitume froid	Gaz d'échappement des déshydrateurs au glycol	2.C. Évacuation, i. Pétrole
Production de pétrole lourd/bitume froid	Torchage	2.C. Torchage, i. Pétrole
Production de pétrole lourd/bitume froid	Fuites fugitives provenant de l'équipement	2.A. Pétrole, ii. Production
Production de pétrole lourd/bitume froid	Chargement/déchargement	2.A. Pétrole, ii. Production
Production de pétrole	Évacuation déclarée	2.C. Évacuation, i. Pétrole

Secteur	Source	Catégorie d'émissions fugitives du CUPR
lourd/bitume froid		
Production de pétrole	Pertes durant le stockage	2.A. Pétrole, ii. Production
lourd/bitume froid		
Production de pétrole	Évacuation non déclarée	2.C. Évacuation, i. Pétrole
lourd/bitume froid		
Exploitations thermiques	Torchage	2.C. Torchage, i. Pétrole
Exploitations thermiques	Fuites fugitives provenant de l'équipement	2.A. Pétrole, ii. Production
Exploitations thermiques	Chargement/déchargement	2.A. Pétrole, ii. Production
Exploitations thermiques	Évacuation déclarée	2.C. Évacuation, i. Pétrole
Exploitations thermiques	Pertes durant le stockage	2.A. Pétrole, ii. Production
Exploitations thermiques	Évacuation non déclarée	2.C. Évacuation, i. Pétrole
Transport de produits liquides	Torchage	2.C. Torchage, i. Pétrole
Transport de produits liquides	Fuites fugitives provenant de l'équipement	2.A. Pétrole, iii. Transport
Transport de produits liquides	Pertes durant le stockage	2.A. Pétrole, iii. Transport
Transport de produits liquides	Évacuation déclarée	2.C. Évacuation, i. Pétrole
Essai des puits	Torchage	2.C. Torchage, iii. Combiné
Essai des puits	Évacuation déclarée	2.C. Évacuation, iii. Combiné

Méthodologie pour les estimations de 2000

On a calculé les émissions pour 2000 en utilisant une approche ascendante à partir des installations individuelles et de leur équipement. Pour ce faire, on s'est servi de données officielles des provinces productrices et de données de sondage sur 1 500 installations fournies par des producteurs de pétrole et de gaz naturel. On a estimé les émissions fugitives provenant des sources suivantes :

- torchage;
- rejet de CO₂ du gisement;
- évacuation;
- fuites fugitives et non intentionnelles (fuites provenant de l'équipement, pertes de stockage et de manutention et fuites accidentelles).

On a ensuite regroupé les émissions afin de déterminer les émissions totales par type d'installation, type d'activité et aire géographique. Les méthodes de base utilisées pour l'estimation des émissions de GES sont les suivantes :

- résultats du contrôle des émissions;
- simulation des sources d'émissions;
- coefficients d'émission;
- rendements de destruction et d'élimination (RDE).

Les données suivantes ont été recueillies et utilisées pour l'élaboration de l'inventaire de 2000 :

- volumes de gaz naturel mesurés à partir des procédés;
- volumes de gaz de combustion évacués et torchés;
- achats de combustibles (propane, carburant diesel, etc.);

- analyses des combustibles;
- résultats du contrôle des émissions;
- conditions d'exploitation des procédés pouvant être utilisées pour déterminer le travail effectué par les dispositifs de combustion (composition des gaz, température, pression et flux, etc.);
- rapports de déversement et d'inspection.

On a aussi utilisé les données suivantes :

- types de procédés utilisés;
- inventaires d'équipements;
- caractéristiques de contrôle des sources d'émissions;
- teneur en soufre des combustibles brûlés et des gaz de combustion torchés;
- composition des flux d'entrée et de sortie.

Ces données ont été recueillies et utilisées afin de calculer l'estimation des émissions fugitives pour l'année 2000. Pour plus de détail, on consultera l'étude PGA (ACPP 2005a).

Méthodologie pour les estimations de la période 1990–1999

Sauf pour la Nouvelle-Écosse, on a estimé les émissions de l'industrie du PGA des différentes provinces pour la période 1990-1999 en se servant des estimations de l'étude PGA de 2000 (ACPP 2005a) et des données annuelles sur la production. En 2000, la Nouvelle-Écosse, qui, jusque là (soit de 1992 à 1999), ne produisait que du pétrole, a abandonné complètement cette production pour passer au gaz naturel. On a estimé les émissions fugitives de cette province en extrapolant les données de l'étude PGA de 1995 de l'ACPP.

Pour plus de détail, on consultera l'étude PGA (ACPP 2005a).

Méthodologie pour les estimations de la période 2001-2006

On a estimé les émissions pour la période 2001-2006 en extrapolant les données de 2000 à l'aide des données d'activité pour chaque source d'émissions de chacun des sous-secteurs. On a calculé onze paramètres d'activité pour chaque province/territoire et année et on les a utilisés pour ventiler les estimations de 2000 de l'étude PGA entre les années 2001-2006:

- production de gaz naturel;
- pétrole brut classique (PC);
- pétrole lourd (PL);
- pétrole brut bitumineux (BN);
- gaz de combustion;
- gaz torchés;
- nombre de puits forés;
- déversements;

ANNEXE 3

- nombre total de puits;
- PC + PL + BN;
- PL + BN.

On a effectué la ventilation à l'aide de l'équation A3-3:

Équation A3-3 :

$$TE_{ij}^k = TE_{ij}^{2000} \cdot (CA_j^k / CA_j^{2000})$$

où :

TE_{ij}^k	=	taux d'émission du composé i, à la source j pendant l'année k (t/an),
TE_{ij}^{2000}	=	taux d'émission du composé i, à la source j pendant l'année k (t/an),
CA_j^k	=	coefficient d'activité pour la source j et l'année k,
CA_j^{2000}	=	coefficient d'activité de l'année de référence pour la source j

Les données d'activité présentées au tableau A3-3 ont servi au calcul des onze paramètres d'activité (nommés ci-dessus) utilisés pour l'extrapolation des émissions de la période 2001–2005. Ces données ont servi d'intrants au modèle. Les extrants sont l'estimation des émissions fugitives de l'industrie du PGA pour une année donnée.

Tableau A3-3 : Données d'activités et sources

Origine	Publication	Données d'activité
Statistique Canada	Tableau 131-0001 : Approvisionnements et utilisations du gaz naturel, données mensuelles	Production originale brute Moins de gaz brûlé sur les chantiers et pertes Emploi et utilisation sur les chantiers Emploi et utilisation, collection et usines de traitement Utilisations dans les usines
	Tableau 126-0001 : Approvisionnement et utilisation du pétrole brut, données mensuelles	Pétrole lourd Pétrole léger et moyen Pétrole synthétique Pétrole brut bitumineux
Saskatchewan Industry and Resources	Monthly Production and Disposition of Crude Oil at the Producer Level ; tableau 2-1-9 <i>Mineral Statistics Yearbook, Miscellaneous Report</i> Rapport annuel 2006-2007; tableau 5-2-4 <i>Mineral Statistics Yearbook</i>	Production de pétrole brut léger et moyen Production totale de pétrole lourd Nombre total de puits exploitables (Saskatchewan)
Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP)	Faits et données de l'industrie par région et par province (http://www.capp.ca/default.asp?V_DOC_ID=6)	Nombre total de puits forés (y compris puits improductifs et puits de service)
Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta	AEUB ST-99 <i>Provincial Surveillance and Compliance Summary</i> AERCB ST-59 <i>Alberta Drilling Activity: Statistiques mensuelles.</i>	Somme des incidents d'éruption (forage, entretien, etc.), venue de gaz et rupture de canalisation. Puits de pétrole et de gaz exploitables (décembre) (Alberta)
Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique	Drilling, Production and Distribution Statistics (années civiles 1990 à 2006)	Somme des puits producteurs de pétrole et de gaz (C.-B.)
Manitoba Science, Technology, Energy and Mines	Manitoba Petroleum Statistics	Puits capables de produire (décembre) (Manitoba)
Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers	Development Wells - Hibernia Development Wells - Terra Nova Development Wells - White Rose	Somme de tous les producteurs de pétrole et stations d'injection de gaz Somme de tous les producteurs de pétrole et stations d'injection de gaz Somme de tous les producteurs de pétrole et stations d'injection de gaz

Le tableau A3-4 présente une liste des coefficients d'activité utilisés pour ventiler les émissions, avec leurs sources.

Tableau A3-4 : Données d'activité utilisées pour ventiler les émissions et leurs sources

Secteur	Source	Coefficients d'activité
Accidents et équipements défectueux	Déversements, ruptures, explosions	Masse totale des déversements, ruptures et explosions
Accidents et équipements défectueux	Systèmes de purge des tubages de surface	Nombre total de puits exploitables
Accidents et équipements défectueux	Migration des gaz	Nombre total de puits exploitables
Production de pétrole moyen/léger	Torchage	Volume des gaz torchés
Production de pétrole moyen/léger	Fuites fugitives provenant de l'équipement	Production de pétrole moyen/léger
Production de pétrole moyen/léger	Gaz d'échappement des déshydrateurs au glycol	Production de pétrole moyen/léger
Production de pétrole moyen/léger	Chargement/déchargement	Production de pétrole moyen/léger
Production de pétrole moyen/léger	Évacuation déclarée	Production de pétrole moyen/léger
Production de pétrole moyen/léger	Pertes durant le stockage	Production de pétrole moyen/léger
Production de pétrole moyen/léger	Évacuation non déclarée	Production de pétrole moyen/léger
Forage des puits	Évacuation	Nombre de puits forés
Production de gaz naturel	Torchage	Volume des gaz torchés
Production de gaz naturel	Fuites fugitives provenant de l'équipement	Production de gaz brut
Production de gaz naturel	Gaz d'échappement des déshydrateurs au glycol	Production de gaz brut
Production de gaz naturel	Chargement/déchargement	Production de gaz brut
Production de gaz naturel	Évacuation déclarée	Production de gaz brut
Production de gaz naturel	Pertes durant le stockage	Production de gaz brut
Production de gaz naturel	Évacuation non déclarée	Production de gaz brut
Traitement de gaz naturel	Torchage	Volume des gaz torchés
Traitement de gaz naturel	Fuites fugitives provenant de l'équipement	Production de gaz brut
Traitement de gaz naturel	Gaz d'échappement des déshydrateurs au glycol	Production de gaz brut
Traitement de gaz naturel	Chargement/déchargement	Production de gaz brut
Traitement de gaz naturel	Rejet du CO ₂ du gisement	Production de gaz brut
Traitement de gaz naturel	Évacuation déclarée	Production de gaz brut
Traitement de gaz naturel	Pertes durant le stockage	Production de gaz brut
Traitement de gaz naturel	Évacuation non déclarée	Production de gaz brut
Production à froid de pétrole lourd/bitume	Torchage	Volume des gaz torchés
Production à froid de pétrole lourd/bitume	Fuites fugitives provenant de l'équipement	Production de pétrole lourd
Production à froid de pétrole lourd/bitume	Gaz d'échappement des déshydrateurs au glycol	Production de pétrole lourd
Production à froid de pétrole lourd/bitume	Chargement/déchargement	Production de pétrole lourd
Production à froid de pétrole lourd/bitume	Évacuation déclarée	Production de pétrole lourd
Production à froid de pétrole lourd/bitume	Pertes durant le stockage	Production de pétrole lourd
Production à froid de pétrole lourd/bitume	Évacuation non déclarée	Production de pétrole lourd
Entretien des puits	Évacuation	Nombre de puits forés
Entretien des puits	Torchage	Nombre de puits forés
Production thermique de pétrole/bitume lourd	Torchage	Volume des gaz torchés
Production thermique de pétrole/bitume lourd	Fuites fugitives provenant de l'équipement	Production de pétrole/bitume lourd
Production thermique de pétrole/bitume lourd	Chargement/déchargement	Production de pétrole/bitume lourd
Production thermique de pétrole/bitume lourd	Évacuation déclarée	Production de pétrole/bitume lourd
Production thermique de pétrole/bitume lourd	Pertes durant le stockage	Production de pétrole/bitume lourd
Production thermique de pétrole/bitume lourd	Évacuation non déclarée	Production de pétrole/bitume lourd
Transport de produits	Torchage	Volume des gaz combustibles
Transport de produits	Fuites fugitives provenant de l'équipement	Production de pétrole léger/moyen, de pétrole lourd et de bitume
Transport de produits	Évacuation	Production de pétrole léger/moyen, de pétrole lourd et de bitume
Transport de produits	Pertes durant le stockage	Production de pétrole léger/moyen, de pétrole lourd et de bitume
Essai des puits	Torchage	Nombre de puits forés
Essai des puits	Évacuation	Nombre de puits forés

Source : Extrapolation of the 2000 UOG Emission Inventory to 2001, 2002 and 2003. ACPP (2005b).

A3.1.2.2 Transport du gaz naturel

Méthodologie

La quasi-totalité du gaz naturel produit au Canada est transporté par gazoduc depuis les usines de transformation jusqu'aux systèmes locaux de distribution. Des émissions peuvent se produire lors du transport du gaz naturel entre l'usine de transformation et la porte d'entrée du système de distribution. La plus grande partie des émissions sont causées par des fuites ou par l'évacuation par une bouche d'aération.

Le calcul des émissions fugitives lors du transport du gaz naturel repose sur deux documents. Le premier, intitulé *CH₄ and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry Draft Report*, a été préparé par Clearstone Engineering pour l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) en juillet 1999. Le second document consiste en une série de tableaux auxiliaires sur les émissions de CO₂, fournis par Brian Ross, de Clearstone Engineering. Le transport du gaz naturel ne produit aucune émission fugitive de N₂O. Les émissions de CO₂ et de CH₄ pour la période 1990–1996 sont tirées directement des deux sources consultées. On estime les émissions de CO₂ et de CH₄ pour la période allant de 1997 à aujourd'hui à l'aide de coefficients d'émission spécifiques à chacune des provinces.

On estime les émissions à l'aide de l'équation A3-4:

Équation A3-4 :

$$\text{Émission (kt)} = \text{Longueur du gazoduc (km)} \times \text{Coefficient d'émission (taux de fuite kt/km)}$$

On calcule les émissions pour chacune des provinces, puisque ces dernières ont des coefficients d'émission uniques, et ensuite on additionne les résultats afin d'obtenir les émissions totales de CO₂ et de CH₄ au Canada. Terre-Neuve, l'Île-du-Prince-Édouard, le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut ne possèdent pas de gazoducs pour le transport du gaz naturel.

Coefficients d'émission

On a élaboré les coefficients d'émission des provinces pour la période commençant en 1997 (tableau A3-5) à partir des données sur les émissions de 1996 et sur les longueurs de pipelines disponibles dans le document *CH₄ and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry*, préparé par Clearstone Engineering pour l'ACPP (1999). En 1998 et 1999, il n'y a pas eu d'émissions fugitives en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, puisqu'il n'y avait pas encore de gazoducs dans ces provinces.

Tableau A3-5 : Coefficients d'émission pour le transport du gaz naturel, 1997-2006

Province	Coefficients d'émission (kt/km)	
	CO ₂	CH ₄
Nouvelle-Écosse	$2,40 \times 10^{-5}$	0,0032
Nouveau-Brunswick	$2,40 \times 10^{-5}$	0,0032
Québec	$7,20 \times 10^{-5}$	0,0096
Ontario	$1,60 \times 10^{-5}$	0,0022
Manitoba	$2,90 \times 10^{-5}$	0,0039
Saskatchewan	$1,50 \times 10^{-5}$	0,0021
Alberta	$2,80 \times 10^{-5}$	0,0038
Colombie-Britannique	$2,90 \times 10^{-5}$	0,0039

Données d'activité

L'estimation des émissions fugitives pour la période 1998-2005 est basée sur des données relatives à la longueur des gazoducs. Ces données sont publiées chaque année par Statistique Canada au tableau 5, *Longueur des conduites de gaz naturel*, selon la province, au 31 décembre, de son document Transport et distribution du gaz naturel (#57-205), sous « Transmission–Transport ».

A3.1.2.3 Raffinage du pétrole

Le modèle de raffinage est basé sur le document intitulé *Economic and Environmental Impacts of Removing Sulphur from Canadian Gasoline and Distillate Production* (étude du raffinage) et préparé en 2004 par la firme Levelton Consultants Ltd. pour l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP), Ressources naturelles Canada (RNCan), Environnement Canada et Industrie Canada (ICCP 2004). Cette étude, fruit d'un sondage effectué auprès de l'industrie du raffinage, utilise les données recueillies ainsi que d'autres données du Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie (CIEEDAC), pour élaborer des estimations des émissions de GES pour 1990 et pour la période 1994-2002.

La présente discussion de la méthodologie utilisée pour les raffineries se divise en trois parties : les émissions fugitives, le torchage et l'évaporation.

Méthodologie

Émissions fugitives

On calcule les émissions fugitives pour la période 1991-1993 et depuis 2003 à l'aide de l'équation A3-5:

Équation A3-5 :

$$\text{Émissions fugitives de GES (t)} = \text{Coefficient d'émission (t/GJ)} \times \text{Consommation annuelle d'énergie des raffineries (GJ)}$$

La consommation annuelle d'énergie des raffineries (GJ) est la somme de l'énergie de tous les carburants consommés par les raffineries et inclus sous la rubrique « consommation par le producteur » dans le BDEEC (Statistique Canada #57-003). La consommation d'énergie est la même que celle du modèle de combustion fixe utilisé à la section 1.A.1.b. Raffinage du pétrole.

On a recours à deux coefficients d'émission (CE), l'un pour les émissions de CO₂ et l'autre pour les émissions de CH₄. Ces coefficients ont été élaborés et utilisés dans l'étude des raffineries (CPPI 2004). On les utilise pour estimer les émissions fugitives pour les années non couvertes par l'étude, soit les années 1991-1993 et la période allant de 2003 à aujourd'hui.

Les coefficients d'émission sont les suivants :

Annexe 1 Dioxyde de carbone : 2,78 tonnes CO₂/GJ

Annexe 2 Méthane : 11,89 tonnes CH₄/GJ

Selon l'étude des raffineries, les émissions de N₂O pour 1990 et pour la période 1994-2002 sont restées constantes à 0,1 kt N₂O/an; toutefois, l'étude des raffineries ne contient pas assez de

données pour permettre d'élaborer un CE pour ces émissions. On garde constantes les émissions de N₂O à 0,1 kt N₂O/an pour les années 1991-1993 et pour la période commençant en 2003.

Émissions des procédés (évacuation)

Les émissions des procédés sont surtout associées à l'évacuation de CO₂ lors de la production d'hydrogène à l'aide de gaz naturel. Ces émissions pour les périodes de 1991 à 1993 et 2003 à aujourd'hui ont été estimées à partir d'un coefficient d'émission moyen et de données sur la consommation d'énergie.

Émissions par torchage

Les émissions par torchage ont été mesurées séparément pour le CO₂, le CH₄ et le N₂O dans l'étude des raffineries (CPPI 2004). Comme cette étude n'a produit aucun coefficient pouvant servir à l'estimation des émissions à partir de 2003, on a élaboré un coefficient d'émission moyen à partir des résultats de l'étude des raffineries. Les émissions par torchage pour les périodes de 1991 à 1993 et 2003 à aujourd'hui ont été estimées à l'aide de ce coefficient d'émission moyen et des données sur la consommation d'énergie.

Données d'activité

On a calculé les émissions fugitives des raffineries à l'aide des données d'activité suivantes :

Statistique Canada

Statistique Canada, BDEEC (publication annuelle), publication #57-003-XIB

- Consommation annuelle d'énergie des raffineries et des producteurs (par raffinerie)

Institut canadien des produits pétroliers (ICPP)

Economic And Environmental Impacts Of Removing Sulphur From Canadian Gasoline And Distillate Production, Levelton Consultants Ltd., 2004

- Émissions fugitives

Tableau 3-2 : Inventaire régional des GES de l'ICPP - détaillé (kilotonnes)

- Émissions attribuables aux procédés

Tableau 3-2 : Inventaire régional des GES de l'ICPP - détaillé (kilotonnes)

- Émissions par torchage

Annexe E — Gaz brûlés

A3.1.2.4 Distribution du gaz naturel

Méthodologie

On calcule les émissions fugitives attribuables à la distribution du gaz naturel en se basant sur un rapport de l'Association canadienne du gaz (ACG) intitulé *1995 Air Inventory of the Canadian Natural Gas Industry*. Pour toutes les années de la période 1990-2005, on estime les émissions à l'aide de données de Statistique Canada et des taux de fuite du rapport. Le système de distribution du gaz naturel n'émet que du CH₄. On établit la relation entre les données et les coefficients de la façon suivante :

Équation A3-6 :

$$\text{Émission}_x \text{ (kt)} = \text{Longueur du gazoduc (km)} \times \text{Coefficients d'émission}_x \text{ (taux de fuite kt/km)}$$

On a d'abord estimé les émissions fugitives attribuables à la distribution du gaz naturel pour chacune des provinces, puis on a additionné ces résultats afin d'obtenir les émissions totales pour le Canada. Pendant la période 1990-2005, il n'y avait aucun gazoduc dans les provinces et territoires suivants : Terre-Neuve, Île-du-Prince-Édouard, Nouvelle-Écosse, Nouveau-Brunswick, Nunavut, Yukon et Territoires du Nord-Ouest.

Coefficients d'émission

Les taux de fuite sont tirés du rapport de l'ACG intitulé *1995 Air Emissions Inventory of the Canadian Natural Gas Industry*. Le tableau A3-6 dresse la liste de ces taux de fuite.

Tableau A3-6 : Coefficients pour les émissions fugitives de CH₄ attribuables à la distribution du gaz naturel

Années	Taux de fuite (kt/km)
1990–1992	0,0008
1993–2005	0,0007

Données d'activité

Les mesures nécessaires aux données sont celles des longueurs de gazoduc par province. Ces données sont publiées chaque année par Statistique Canada au tableau 5 (Longueur des conduites de gaz naturel, selon la province), à la ligne Distribution–Distribution, de son document *Transport et distribution du gaz naturel* (#57-205).

A3.1.2.5 Industrie des sables bitumineux et de la valorisation du pétrole lourd

L'industrie des sables bitumineux et de la valorisation du pétrole lourd (SB/VPL) produit du pétrole brut synthétique et d'autres produits du bitume. Le bitume est une substance visqueuse naturelle formée d'hydrocarbures plus lourds que le pentane et d'autres contaminants, comme des composés soufrés. Dans son état naturel, il ne peut s'écouler dans un réservoir ou sur la surface. Le bitume est au bas de l'échelle des pétroles bruts lourds, et on l'appelle parfois pétrole brut ultra-lourd. Le terme « sables bitumineux » est utilisé par le gouvernement de l'Alberta pour désigner certaines régions de l'Alberta où se trouvent des concentrations des sables bitumineux et des dépôts d'autres types de pétrole lourd brut. Les sables bitumineux sont un mélange non consolidé de sable, d'argile, d'eau et de bitume.

Dans cette région, on extrait le bitume dans des mines de sables bitumineux à ciel ouvert ou dans des installations situées sur place, à l'aide de techniques d'extraction thermique. Les émissions attribuables à l'extraction secondaire et à l'extraction thermique sont calculées dans l'étude PGA (ACPP 2005a. Le rapport intitulé *A National Inventory of GHGs, CACs and H₂S Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry: 1990 to 2003* (rapport sur le bitume 2006) et préparé par Clearstone Engineering Ltd. pour l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) inclut les émissions attribuables à l'extraction, au traitement et à la valorisation du bitume et du pétrole lourd.

Le rapport de 2006 sur le bitume (ACPP 2006) est la source des données utilisées pour le calcul des émissions fugitives provenant de l'extraction et du traitement des sables bitumineux pour la période 1990-2003.

À partir de 2004, les émissions sont estimées à l'aide d'un modèle d'extrapolation mis au point par Clearstone Engineering Ltd. pour la version 3 du modèle d'extrapolation d'Environnement Canada pour le bitume et les sables bitumineux en 2007. Ce modèle utilise les résultats du rapport

sur le bitume (ACPP 2006) ainsi que les données de production annuelle publiées par l'AEUB et l'ONE. On trouvera plus bas une brève description de la méthodologie, du modèle et des données utilisées. Pour plus de détails, on consultera le rapport de 2006 sur le bitume (ACPP 2006).

Les principales sources d'émissions de l'industrie des SB/VPL sont :

- Annexe 3 les émissions attribuables au procédé de reformage à la vapeur du gaz naturel afin produire de l'hydrogène pour la valorisation;
- Annexe 4 le méthane présent dans les dépôts de sables bitumineux et émis lors de l'extraction, de l'assèchement des puits de mine et de la manutention du minerai;
- Annexe 5 la volatilisation des hydrocarbures provenant des sables bitumineux exposés et causée par le transport et la manutention des sables bitumineux;
- Annexe 6 la formation de gaz biogène (surtout du méthane) dans certains bassins de résidus;
- Annexe 7 la volatilisation et la décomposition du bitume résiduel et du diluant, qui persistent jusqu'aux bassins de résidus;
- Annexe 8 les fuites attribuables à l'équipement, au dégazage, au torchage et aux pertes durant le stockage dans les installations de préparation, d'extraction et de valorisation du minerai et leurs usines de génération et de cogénération;
- Annexe 9 les déversements et les émissions accidentelles;
- Annexe 10 les sources secondaires, comme les installations de traitement des effluents, les sites d'enfouissement, les chantiers, les activités manufacturières, les parcs de véhicules, les avions d'affaire, ainsi que les bateaux et les dragues utilisés sur les bassins de résidus miniers.

Le tableau A3-7 montre comment on a regroupé ces émissions selon les sources et les zones d'opérations.

Tableau A3-7 : Sources et zones d'opérations utilisées dans le rapport sur le bitume (ACPP 2006)

Catégorie de sources	Zone d'opération
Torchage	Toutes
Fugitives	Séparateur API (American Petroleum Institute) Fuites d'équipement Sables bitumineux exposés Bassins Autres Cuves de stockage
Émissions attribuables au procédé	Désulfuration des gaz de combustion CO ₂ provenant de gaz naturel acide Usine H ₂ Source ponctuelle de non combustion

Rapport sur le bitume : estimation des émissions pour la période 1990-2003

Le rapport de 2006 sur le bitume (ACPP 2006) compile les inventaires de niveau 3 des installations de l'industrie des SB/VPL : Syncrude Canada Ltd. (exploitation minière et installations d'extraction et de valorisation de Mildred Lake et exploitation minière et installation

d'extraction Aurora North), Suncor Energy (exploitation minière et installations d'extraction et de valorisation); Husky Energy (installations de valorisation de Lloydminster); Consumers' Co-operative Refineries Limited (installations de valorisation de Regina); Albian Sands Energy (exploitation minière et installations d'extraction de la rivière Muskeg); Shell Canada Limited (installations de valorisation de Fort Saskatchewan). On y détermine les limites géographiques des installations de façon à prendre en compte toutes les émissions, y compris celles des usines de cogénération.

Dans la mesure du possible, le rapport sur le bitume se base sur les données d'émissions contenues dans les rapports des différentes installations. Ces données ont été comparées à celles des inventaires et aux données transmises à Alberta Environment. Sinon, on a estimé les émissions en se basant sur les données d'activité disponibles et sur les coefficients d'émission. On a estimé les émissions de deux façons. La première méthode, celle des coefficients d'émission, utilise les données d'activité et des coefficients d'émission normalisés. Dans les cas où les données d'activité n'étaient pas disponibles, on a utilisé la méthode de l'indice de coefficient d'émission. Pour plus de détails sur ces méthodes, on consultera le rapport sur le bitume (ACPP 2006).

Les sources des données d'activité utilisées pour estimer les émissions selon la première méthode sont les suivantes :

- exploitants;
- statistiques sur l'énergie de l'AEUB;
- résultats de la surveillance des émissions à la source transmis à Alberta Environment;
- données des rapports des compagnies aux Mesures volontaires et Registre (MVR);
- Inventaire national des rejets de polluants d'Environnement Canada (INRP);
- dossiers des évaluations d'environnementales réalisées lors de demandes récentes de développement énergétique dans l'industrie des SB/VPL;
- littérature.

Pour plus de détails, on consultera le rapport sur le bitume (CAPP 2006).

Modèle d'extrapolation : estimation des émissions depuis 2004

Le modèle d'extrapolation permet d'estimer les émissions de GES attribuable à la production de pétrole lourd par méthode thermique ainsi qu'à l'exploitation minière, à l'extraction et à la valorisation des sables bitumineux au Canada. Ce modèle, élaboré à partir des résultats du rapport sur le bitume (ACPP 2006), de données d'activité publiques et de données sur les émissions provenant des différentes compagnies, permet d'estimer les émissions depuis 2004. Il permet d'obtenir le même niveau de désagrégation des émissions par catégories de sources que celui des inventaires. En 2006, les émissions provenant des nouvelles installations d'exploitation des sables bitumineux UTS Fort Hills de Pétro-Canada ont été estimées à partir de coefficients d'émission dérivés de l'exploitation Muskeg River de la société Albian. Pour en savoir plus sur la méthodologie, on consultera le rapport sur le modèle d'extrapolation.

Méthodologie d'extrapolation

Le modèle d'extrapolation permet d'estimer les émissions attribuables à l'industrie des SB/VPL depuis 2004 en appliquant des coefficients d'émission spéciaux et des coefficients de calcul proportionnel dérivés des inventaires des installations (1990–2003) à des données d'activité publiques pour une année en particulier. On extrapole les émissions à l'aide de l'équation A3-7:

Équation A3-7 :

$$ER_i = CE_i \times (A_1 + A_2)$$

où :

ER_i	=	coefficient d'émission de la substance i, tonnes par année
CE_i	=	coefficient d'émission de la substance i
A_1, A_2	=	données d'activité pertinentes au coefficient d'émission

Coefficients d'émission

On a élaboré des coefficients d'émission pour chacune des installations de SB/VPL de l'Alberta et de la Saskatchewan en mettant en corrélation les données les plus récentes (pour une période de trois ou quatre ans) du rapport sur le bitume (ACPP 2006) sur les émissions de l'installation et les données disponibles sur la comptabilité de production du site. On trouvera les coefficients d'émission dans le rapport sur le modèle d'extrapolation (Environnement Canada 2007).

Données d'activité

Les données d'activité utilisées pour l'extrapolation des émissions proviennent de deux sources. Pour l'Alberta, elles sont tirées du document ST-43 *Mineable Alberta Oil Sands Annual Statistics* de l'Alberta Energy and Utilities Board. Pour la Saskatchewan, on utilise les données sur la quantité de pétrole lourd produit publiées dans les tableaux de l'Office national de l'énergie (ONE) disponibles sous la rubrique « Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada ». Les données sont inscrites au tableau A3-8.

Tableau A3-8 : Données d'activité utilisées pour le modèle d'extrapolation

Données sur les émissions albertaines tirées du rapport ST-43 de l'EUB		
Exploitant	Site	Paramètres
Albian Sands	Rivière Muskeg	Production de bitume Sables bitumineux exploités
Petro-Canada UTS	Fort Hills	Production de bitume Sables bitumineux exploités
Shell	Valorisateur de Scotford	Gaz de procédé torché/perdu Production de brut synthétique
Suncor	Tar Island	Naphte torché/perdu Naphte transformé Production de naphte Soufre torché/perdu Brut synthétique en carburant/utilisé Production de brut synthétique
Syncrude	Mildred Lake	Sables bitumineux exploités Production de bitume Production d'hydrocarbures intermédiaires
		Sables bitumineux exploités Brut synthétique en carburant/utilisé Production de brut synthétique
		Sables bitumineux exploités Brut synthétique en carburant/utilisé
	Aurora	Production de bitume Sables bitumineux exploités Brut synthétique en carburant/utilisé
Données de l'ONE sur les émissions de la Saskatchewan		
Type de brut	Sous-catégorie de brut	Province
Brut lourd	SK CONV	Saskatchewan

A3.2 Méthodologie pour les procédés industriels

Le secteur des procédés industriels englobe les émissions de GES issues d'activités industrielles sans rapport avec l'énergie. Les procédés dont il est question dans ce secteur sont la production et l'utilisation de produits minéraux, la production de produits chimiques, la production de métaux, la consommation d'halocarbures et de SF₆, ainsi que d'autres procédés industriels ou procédés indifférenciés. Chacun de ces procédés peut être subdivisé en diverses catégories – par exemple, les émissions de CO₂ attribuables à la sidérurgie ou les émissions de SF₆ issues du moulage du magnésium – comme on le mentionne au chapitre 4. Cette section-ci de l'annexe 3 a pour but de décrire en détail les méthodologies (c'est-à-dire, les équations précises, les données sur les activités et les coefficients d'émission) ayant servi à établir les estimations qui s'appliquent aux catégories suivantes du secteur des procédés industriels :

- les émissions de CO₂ attribuables à d'autres procédés industriels ou à des procédés indifférenciés;
- les émissions de CO₂ attribuables à la production d'ammoniac.

A3.2.1 Émissions de CO₂ attribuables à d'autres procédés industriels ou à des procédés indifférenciés

A3.2.1.1 Méthodologie

Les émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation d'hydrocarbures à des fins non énergétiques sont déclarées dans la catégorie « Autres procédés industriels et procédés indifférenciés ». Ces émissions proviennent principalement des activités de production pétrochimique, même si certaines utilisations non énergétiques comme la consommation de carburant dans le secteur des mines et d'autres secteurs de l'industrie chimique (par exemple, production de noir de carbone) en produisent de petites quantités. Les combustibles fossiles peuvent être groupés en trois types : gazeux, solides et liquides. Les estimations des émissions découlant de chaque type de combustible sont analysées séparément dans les sections qui suivent.

Combustibles gazeux

Le seul combustible gazeux pris en considération dans cette catégorie est le gaz naturel utilisé à des fins non énergétiques. Bien qu'on puisse l'utiliser dans la production de méthanol et de noir de carbone thermique, une bonne partie est en fait destinée au reformage du CH₄ à la vapeur en vue de produire l'hydrogène dont ont besoin les installations de fabrication de l'ammoniac. Pour estimer les émissions de CO₂, on a multiplié l'utilisation du gaz naturel à des fins non énergétiques dans chaque province ou territoire par un coefficient d'émission égal à 1 522 g CO₂/m³ (Cheminfo Services 2005). La totalisation de l'ensemble des émissions provinciales-territoriales donne l'estimation nationale. À l'échelon national, les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du gaz naturel à des fins non énergétiques sont rajustées pour tenir compte des émissions de CO₂ liées à la production de l'ammoniac. Plus précisément, le CO₂ attribuable à la production de l'ammoniac, à l'échelon national, est soustrait de la quantité totale de CO₂ issu de l'utilisation du gaz naturel à des fins non énergétiques afin d'éviter tout comptage en double. À noter aussi que les émissions dues à l'utilisation du gaz naturel à des fins non énergétiques en vue de la production d'hydrogène dans les industries du raffinage du pétrole et du bitume sont allouées au secteur de l'énergie de l'inventaire.

Combustibles solides

Les émissions provenant des utilisations de combustibles solides à des fins non énergétiques sont incluses dans la catégorie « Autres procédés industriels et procédés indifférenciés » :

- charbon bitumineux canadien;
- charbon subbitumineux;
- charbon bitumineux étranger;
- lignite;
- anthracite;
- coke métallurgique.

Pour déterminer, pour chacune des provinces, les émissions de CO₂ provenant de ces six combustibles solides, on a appliqué des coefficients d'émission par combustible, par province et par année (Jaques 1992; McCann 2000), donnés au tableau A12-5 et à l'annexe 12, aux quantités de consommation déclarées comme utilisées à des fins non énergétiques. L'estimation des

émissions nationales concernant l'utilisation des combustibles solides à des fins non énergétiques est le total de l'ensemble des émissions provinciales-territoriales.

Les coefficients d'émission utilisés pour estimer les rejets de CO₂ dus à l'utilisation du charbon et des produits du charbon à des fins non énergétiques sont les mêmes que pour la combustion, parce que l'on présume que le carbone présent dans ces produits finira par s'oxyder et par être rejeté sous forme de CO₂.

Combustibles liquides

Outre les émissions provenant de l'utilisation des combustibles solides et gazeux mentionnées ci-dessus, les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation non énergétique des combustibles liquides comme le coke de pétrole, les principaux LGN, les charges d'alimentation pétrochimiques du raffinage du pétrole et les lubrifiants sont également incluses dans la catégorie « Autres procédés industriels et procédés indifférenciés ».

Pour estimer ces émissions dans chacune des provinces et territoires, on multiplie les quantités de chacun des produits pétroliers raffinés et LGN utilisés à des fins non énergétiques par son coefficient d'émission, tel que montré aux tableaux A12-3 de l'annexe 12 pour le coke de pétrole et A3-9 pour les autres combustibles liquides. La totalisation des estimations provinciales-territoriales donne l'estimation des émissions nationales.

Il convient de noter qu'en raison de la façon dont les statistiques sur l'énergie sont actuellement établies au Canada, d'autres utilisations des combustibles liquides (p. ex., mazout lourd) à des fins non énergétiques ont été déclarées dans la catégorie des utilisations à des fins énergétiques. Ces dernières émissions sont donc allouées au secteur de l'énergie.

Dans le cas de l'utilisation de LGN à des fins non énergétiques, les coefficients qui tiennent compte des émissions susceptibles de survenir lorsque la totalité du carbone est oxydé sont donnés dans l'étude de McCann (2000). *Les lignes directrices pour les inventaires nationaux des gaz à effet de serre, version révisée de 1996* (GIEC/OCDE/AIE 1997) fournissent une valeur par défaut pour la fraction du carbone pouvant être stockée dans des produits fabriqués à partir de propane, de butane ou d'éthane. Les coefficients d'émission potentiels de McCann (2000) sont multipliés par la fraction de carbone stocké de 0,8 (GIEC) afin d'obtenir les coefficients d'émission des trois LGN utilisés à des fins non énergétiques.

Tableau A3-9 : Coefficients d'émission de CO₂ pour les liquides de gaz naturel

	Fraction de carbone stocké dans les produits	Coefficients d'émission (g CO ₂ /L)	Sources
Propane	0,8	303	GIEC/OCDE/AIE (1997); McCann (2000)
Butane	0,8	349	GIEC/OCDE/AIE (1997); McCann (2000)
Éthane	0,8	197	GIEC/OCDE/AIE (1997); McCann (2000)

L'utilisation à des fins non énergétiques des produits pétroliers provenant des raffineries (p. ex., charges d'alimentation pétrochimiques, naphte, lubrifiants, graisses et autres produits pétroliers) engendre également des émissions de CO₂ qui sont incluses dans la catégorie « Autres procédés industriels et procédés indifférenciés ». Ces produits non énergétiques peuvent être utilisés dans divers secteurs : consommation du producteur, exploitation minière, fabrication, exploitation forestière, construction, transport, agriculture, administration publique et secteur commercial et institutionnel. Leurs coefficients de carbone (masse de carbone émise par volume de produit

utilisé) proviennent de Jaques (1992). Ces coefficients sont ensuite multipliés par le ratio du poids moléculaire CO₂-carbone, 44/12, et par (1 - fraction de carbone stockée) pour donner les coefficients d'émission de CO₂ utilisés pour l'estimation des émissions. Comme dans le cas des LGN, des valeurs par défaut de la fraction de carbone stockée figurent dans les *Lignes directrices pour les inventaires nationaux des gaz à effet de serre, version révisée de 1996* (GIEC/OCDE/AIE 1997). Les calculs utilisés pour obtenir les coefficients d'émission relatifs aux combustibles utilisés à des fins non énergétiques sont donnés au tableau A3-10. Pour estimer les émissions aux échelons national et provincial-territorial, le volume du produit non énergétique utilisé est multiplié par son coefficient d'émission.

Tableau A3-10 : Coefficients d'émission de CO₂ pour les produits pétroliers non énergétiques

Produits non énergétiques	Facteur du carbone (g C/L)	Rapport entre le poids moléculaire du CO ₂ et celui du carbone	Fraction de carbone stockée (valeur par défaut du GIEC)	Coefficient d'émission de CO ₂ résultant (g CO ₂ /L)
	A	B	C	D = A × B × (1 - C)
Matières premières pétrochimiques	680	44/12	0,8	500
Naphtes	680	44/12	0,75	625
Graisses et huiles de lubrification	770	44/12	0,5	1410
Pétrole utilisé pour d'autres produits	790	44/12	0,5	1450

Le total « brut » des émissions du sous-secteur des « Autres procédés industriels et procédés indifférenciés » est égal à la somme des estimations des émissions attribuables à l'utilisation non énergétique des combustibles gazeux, liquides et solides. Pour calculer les totaux d'émissions « nets » (c.-à-d. les estimations d'émissions déclarées) du pays dans son entier et de chacune des provinces, on soustrait des totaux « bruts » toutes les émissions prises en compte dans d'autres catégories. Ainsi, les émissions de CO₂ attribuables à la production d'aluminium, à la production d'ammoniac et à la consommation des électrodes des FEA sont déclarées dans d'autres sous-secteurs; on les soustrait donc des totaux « bruts » des émissions du sous-secteur des « Autres procédés industriels et procédés indifférenciés » afin d'éviter une double comptabilisation. On notera toutefois que, à l'échelle des provinces, les émissions de CO₂ attribuables à la production d'ammoniac sont incluses dans les estimations d'émissions du sous-secteur des « Autres procédés industriels et procédés indifférenciés ».

A3.2.1.2 Sources de données

Le BDEEC (Statistique Canada #57-003) est la source des données sur les activités relatives à la catégorie « Autres procédés industriels et procédés indifférenciés ». Le présent rapport expose les données par type de combustible ainsi que par secteur d'application (c'est-à-dire, l'utilisation à des fins énergétiques par opposition à des fins non énergétiques).

A3.2.2 Émissions de CO₂ attribuables à la production d'ammoniac

A3.2.2.1 Méthodologie

On a calculé les émissions attribuables à la production d'ammoniac à l'aide d'un coefficient d'émission de 1,56 t CO₂/t NH₃ produit. Ce coefficient d'émission, tiré de l'étude *Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990* (Jaques 1992), est établi à partir de la quantité de gaz naturel nécessaire à la production d'une tonne d'ammoniac liquéfié. Les

renseignements sur les besoins en matières premières du processus de reformage du méthane à la vapeur proviennent de l'ouvrage *Industrial Chemicals*, de F. Lowenheim et M. Moran (Lowenheim et Moran 1980). Le tableau A3-11 donne en détail le processus de calcul du coefficient d'émission du NH₃ (1,56 t CO₂/t NH₃).

Tableau A3-11 : Calcul du coefficient d'émission pour la production d'ammoniac

Composition du gaz naturel	Nombre d'atomes de carbone	Émissions possibles de CO ₂ par mole de composant (g/mol)	Présence dans le gaz naturel (%) par volume	Volume de chaque composant dans 812 m ³ de gaz naturel (m ³)	Nombre de moles de chaque composant dans 812 m ³ de gaz naturel (mol)	Émissions de CO ₂ attribuables à chaque composant (t)
Méthane (CH ₄)	1	44	92	747	31 554	1,39
Éthane (C ₂ H ₆)	2	88	3,6	29	1 235	0,11
Propane (C ₃ H ₈)	3	132	1,0	8	343	0,05
Butane (C ₄ H ₁₀)	4	176	0,3	2	103	0,02
Azote	0	0	3,1	25	1 063	0,00
Coefficient d'émission (t CO₂ / t NH₃)						1,56

Notes :

Base de calcul : 1 tonne de NH₃.

Volume de gaz naturel nécessaire à la fabrication de 1 tonne de NH₃ : 812 m³ (A).

Volume molaire du gaz naturel à 15 °C : 0,02365 m³/mol (B).

Comme l'hydrogène requis pour le processus Haber-Bosch peut être obtenu à l'aide d'autres méthodes que le reformage du méthane à la vapeur (RMV), la production d'ammoniac n'entraîne pas nécessairement d'émissions de CO₂. On doit donc multiplier par le coefficient uniquement la production nette d'ammoniac qui est source d'émissions de CO₂. Les données sur la production associée aux émissions de CO₂ utilisées dans les calculs peuvent soit provenir directement des usines de production d'ammoniac, soit être estimées à l'échelle nationale.

Certaines usines de production d'ammoniac n'ont pas fourni leurs données d'exploitation pour la période 1990–2006. Afin d'estimer la partie non déclarée de la production d'ammoniac émettant du CO₂, on a soustrait la quantité d'ammoniac produite à partir d'hydrogène obtenu en sous-produit et celle produite à partir d'hydrogène obtenu par reformage du méthane à la vapeur, telles que déclarées par les usines, de la production nationale totale d'ammoniac, telle que publiée par Statistique Canada dans Produits chimiques industriels et résines synthétiques (#46-002). On a ensuite multiplié la production totale non déclarée par la taille relative de chacune des usines n'ayant pas soumis de déclaration afin d'obtenir une estimation de la production non déclarée de chacune d'entre elles. On notera que toutes les usines utilisant de l'hydrogène obtenu en sous-produit ont déclaré leur production et leurs émissions; les absences de déclaration ne touchent donc que les usines émettant du CO₂. En multipliant la production déclarée et la production non déclarée d'ammoniac associée à des émissions de CO₂ par le coefficient d'émission de 1,56 t CO₂/t NH₃, on a obtenu le total du CO₂ émis. Pour estimer la contribution de chaque province aux émissions de CO₂ attribuables au reformage du méthane à la vapeur, on a regroupé les productions déclarées et estimées des usines selon leur emplacement. Une fois calculée la production totale par province, on a multiplié celle-ci par le coefficient d'émission. Toutefois, aux fins de l'inventaire, on a inclus les estimations d'émissions de CO₂ attribuables à la production

d'ammoniac par province dans la catégorie des « Autres procédés industriels et procédés indifférenciés ».

À signaler également que la quantité de gaz naturel utilisée pour produire de l'hydrogène dans la production d'ammoniac est consignée par Statistique Canada avec toutes les autres utilisations du gaz naturel à des fins non énergétiques. C'est pourquoi, pour éviter toute double comptabilisation à l'échelle nationale, on a soustrait les émissions de CO₂ attribuables à la production d'ammoniac des émissions totales de CO₂ attribuables de l'utilisation des combustibles fossiles à des fins non énergétiques.

La technique d'estimation (émission = production d'ammoniac x coefficient d'émission) décrite dans la présente section est l'une des méthodes suggérées dans les Lignes directrices du GIEC révisée en 1996 (GIEC/OCDE/AIE 1997). On notera toutefois que le coefficient d'émission de 1,56 t CO₂/t NH₃ produit est une valeur nationale moyenne. Les questions de méthodologie qui se rattachent au calcul des émissions de CO₂ résultant de la production d'ammoniac ne sont pas abordées expressément dans les Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux (GIEC 2000).

A3.2.2.2 Sources de données

Les données sur la production d'ammoniac proviennent, autant que possible, des usines. Les données sur la production pour la période 1990–2004 ont été recueillies ou estimées en 2006 dans l'étude de Cheminfo (Cheminfo Services 2006). Pour 2005-2006, les compagnies les ont transmises de façon volontaire à la division des GES. La publication *Produits chimiques industriels et résines synthétiques* (#46-002) de Statistique Canada fournit des données sur la production nationale totale d'ammoniac.

A3.3 Méthodologie pour le secteur agricole

La présente section de l'annexe 3 décrit les méthodologies d'estimation, les équations, les données d'activités et les coefficients d'émission utilisés pour estimer les émissions de gaz à effet de serre (GES) pour le secteur agricole :

- les émissions de CH₄ dues à la fermentation entérique;
- les émissions de CH₄ et de N₂O attribuables à la gestion des fumiers;
- les émissions de N₂O des sols agricoles (émissions directes, émissions indirectes et émissions du fumier animal laissé sur les pâturages, les grands parcours et dans les enclos).

Nous examinons d'abord à la section A3.3.1 les données sur les populations animales que l'on trouve facilement dans les sources de documentation agricoles, et nous caractérisons ensuite en A3.3.2 les populations de bovins. Les méthodes d'estimation des GES d'origine agricole sont décrites dans les sections A3.3.3 à A3.3.6. Il convient de noter que les sols agricoles émettent et capturent également le CO₂, mais ces sources ou puits de carbone sont pris en compte dans l'étude du secteur de l'utilisation des sols, des modifications survenues dans l'utilisation des sols et de la foresterie (ATCATF) (voir section A3.4).

A3.3.1 Sources de données sur les populations animales

Les données annuelles sur la population d'animaux d'élevage et de volaille à l'échelon provincial ont été utilisées pour établir les estimations des émissions. Les données sur les populations de bétail et de volaille correspondant à chacune des catégories ou sous-catégories ont été obtenues

pour chaque province auprès de Statistique Canada (tableau A3-12). La base CANSIM (sans date) est une base de données en ligne de Statistique Canada dans laquelle on peut trouver les données statistiques canadiennes les plus à jour. Les données sur les populations de bétail et de volailles sont établies sur une base annuelle, même si les données sont tirées du recensement quinquennal de l'agriculture ainsi que d'études semi-annuelles ou trimestrielles portant sur des catégories importantes d'animaux.

Pour annualiser les données sur les populations de bovins, de moutons, d'agneaux et de porcs qui sont établies à partir du recensement de l'agriculture et des autres études, nous procédons au calcul de moyennes simples. Les populations de chevaux, chèvres, bisons, lamas, alpacas et volailles sont estimées tous les 5 ans, uniquement par le recensement de l'agriculture. Ces populations sont annualisées par interpolation linéaire afin d'éviter de trop grandes variations annuelles. Par ailleurs, comme il n'y a pas eu de recensement des bisons en 1986, on a utilisé pour 1990 la population établie en 1991.

Tableau A3-12 : Sources de données sur les populations animales

Espèce animale	Sources/Notes
Bovins	Données téléchargées de la base CANSIM en janvier 2008
Moutons et agneaux	Données téléchargées de la base CANSIM en janvier 2008
Porcins	Données téléchargées de la base CANSIM en janvier 2008
Volaille	Certaines données chronologiques du Recensement de l'agriculture, section 2 – Une vision agricole de sept recensements, Canada et provinces : années de recensement 1976 à 2006, tableau 2.16 (Statistique Canada 2007, no 95-632 au catalogue) : http://www.statcan.ca/francais/freepub/95-632-XIF/2007000/histmenu-fr.htm#ii Tableaux de données sur les exploitations et les exploitants agricoles : http://www.statcan.ca/francais/freepub/95-629-XIF/2007000/livestock_f.htm#poulinv Regard sur certains produits, Canada et provinces : années de recensement 1976 à 2006, tableau 4.4 : http://www.statcan.ca/francais/freepub/95-632-XIF/2007000/histmenu-fr.htm#ii
Chèvres, chevaux, lamas et alpacas et bisons	Statistique Canada. 2008. Espèces alternatives de bétail sur les fermes au Canada : Années recensées - 1981, 1986, 1991, 1996, 2001 et 2006 (Statistique Canada, n° 23-502-X au catalogue)

A3.3.2 Caractérisation des bovins

Pour les bovins laitiers et de boucherie, nous avons opté pour l'analyse de niveau 2 du GIEC (IPCC 2000) afin d'estimer les coefficients d'émission de CH₄ provenant de la fermentation entérique et de la gestion des fumiers. À cette fin, on a caractérisé la population bovine selon l'espèce animale, l'état physiologique, l'âge, le sexe, le poids, le taux de croissance, le niveau d'activité et le milieu d'élevage.

Lorsqu'elles étaient disponibles, les données recueillies dans le cadre des enquêtes sur les méthodes d'élevage et de gestion publiées dans des revues scientifiques ont été utilisées pour décrire le milieu d'élevage et le rendement connexe des espèces animales. Comme cette information n'était pas disponible pour toutes les catégories de bétail, on a réalisé une enquête sur les pratiques d'élevage des vaches laitières et des bovins de boucherie auprès de spécialistes régionaux et provinciaux dans tout le pays. Des renseignements supplémentaires ont été obtenus de chercheurs universitaires et fédéraux, de groupes spécialisés provinciaux et nationaux et d'organismes provinciaux et régionaux de contrôle du rendement (Boadi et al. 2004).

Les pratiques d'alimentation des bovins laitiers et de boucheries sont examinées en détail dans la présente section.

A3.3.2.1 Bovins laitiers

Méthodes d'élevage et rendement

Les méthodes de production ont varié dans tout le pays en raison de différences dans la valeur des terrains, le climat, la disponibilité de fourrage et l'accès aux marchés. Les pratiques prédominantes dans chaque province sont prises en compte par des coefficients spécifiques à chacune des provinces dans les équations de l'analyse de niveau 2 du GIEC.

Le tableau A3-13 présente un résumé du rendement de l'élevage du cheptel laitier canadien.

Tableau A3-13 : Caractéristiques de la production laitière au Canada en 2001

Espèce animale/Paramètres	Caractéristiques de la production ¹	Sources ²
Vaches laitières		
Poids moyen (kg)	634 (51)	Okine et Mathison (1991); Kononoff et al. (2000); Petit et al. (2001)
Poids à l'âge adulte (kg)	646 (55)	
Taux de conception (%)	59,2 (7,3)	
Veaux		
Poids à la naissance (kg)	41 (3,3)	
Poids moyen (kg)	186 (18,5)	
Poids à l'âge adulte (kg)	330,5 (37,6)	
Gain de poids quotidien (kg/jour)	0,7 (0,3)	
Croît du troupeau de bovins ³ (%)	93 (6)	
Génisses nécessaires à la relève		
Poids moyen (kg)	461,6 (24,7)	
Poids de début, 1 an (kg)	327,8 (31,0)	
Poids à l'âge adulte au moment du vêlage (kg)	602,1 (45,9)	
Poids à l'âge adulte (kg)	646,1 (54,9)	
Gain de poids quotidien (kg/jour)	0,77 (0,14)	
Taux de relève (%)	32,3 (3,2)	Western Canadian Dairy Herd Improvement Services (2002)

Notes :

1. Les nombres entre parenthèses représentent l'écart-type.
2. Les valeurs sans références sont tirées de consultations d'experts (voir Boadi et al., 2004).
3. Le croît du troupeau de bovins correspond au pourcentage de vaches ayant survécu à la saison hivernale et ayant produit un veau.

Les données sur les bovins Holstein de l'Ontario n'indiquent pas si le poids vif des vaches laitières est resté stable de 1990 à 2006. On choisit donc d'utiliser pour le poids vif des vaches et des génisses laitières la valeur correspondant à 2001 estimée par Boadi et al. (2004).

Données sur la production laitière et la matière grasse du lait

Le coefficient d'émission calculé pour les vaches laitières reflète la hausse de la productivité laitière observée avec le temps (tableau A3-14). Les données sur la production laitière moyenne des différentes provinces pour la période 1995-2006 proviennent des *Statistiques sur l'amélioration des bovins laitiers* (Agriculture et Agroalimentaire Canada 2005b) et de *L'industrie laitière canadienne en chiffres* (Agriculture et Agroalimentaire Canada 2005a). Elles ont servi au calcul de l'énergie nette pour la lactation, exprimée sous la forme $EN_{\text{lactation}}$ (EN_l).

La production laitière moyenne annuelle provinciale par jour a été calculée en divisant la production moyenne provinciale par le nombre de jours de lactation par année et par province (Boadi et al. 2004). Il convient de noter que, pour les années 1990 à 1994 inclusivement, seules les données nationale sur le rendement laitier ont été publiées; les estimations de la production provinciale sont donc dérivées en divisant la production nationale moyenne par le nombre de jours de lactation par année dans chacune des provinces. Comme il n'existe pas de données sur la productivité laitière à Terre-Neuve, nous avons utilisé pour cette province la valeur calculée pour la Nouvelle-Écosse. Les données sur la matière grasse du lait (%) ont elles aussi été obtenues des publications d'Agriculture et Agroalimentaire Canada mentionnées précédemment.

Tableau A3-14 : Production laitière moyenne de 1990 à 2006 et nombre de jours de lactation à l'échelon provincial

Année	Production laitière moyenne (kg/vache par jour) ¹									
	T.-N.	I.-P.-É.	N.-É.	N.-B.	QC	ON	MB	SK	AB	C.-B.
1990	24,2	25,0	24,7	24,5	24,5	24,5	25,3	25,4	25,1	24,6
1991	24,6	25,3	25,1	24,9	24,8	24,8	25,7	25,8	25,5	25,0
1992	25,5	26,3	26,0	25,8	25,7	25,7	26,6	26,7	26,4	25,9
1993	26,1	26,9	26,6	26,5	26,4	26,4	27,3	27,4	27,1	26,5
1994	26,5	27,3	27,0	26,8	26,7	26,7	27,7	27,8	27,5	26,9
1995	26,4	27,2	26,9	26,7	26,2	27,0	28,2	28,5	30,1	30,0
1996	26,6	27,4	27,2	27,0	26,8	27,7	28,7	29,2	30,6	30,3
1997	27,0	27,8	27,5	27,4	27,2	27,9	29,0	29,7	30,9	29,9
1998	27,4	28,3	28,0	27,8	28,2	28,7	29,3	30,6	31,5	30,7
1999	28,4	29,2	28,9	28,7	29,2	29,3	30,1	31,1	32,1	31,5
2000	30,0	29,9	30,6	29,9	30,0	29,7	31,2	31,9	32,8	32,4
2001	30,3	30,3	30,9	30,9	30,5	29,6	32,3	32,8	33,5	32,8
2002	30,3	31,1	30,9	31,2	31,1	30,9	31,8	33,8	34,4	33,9
2003	30,6	31,3	31,2	30,9	31,0	30,8	32,1	34,0	34,7	34,3
2004	30,5	30,9	31,1	30,7	30,9	30,5	32,3	34,0	34,2	34,3
2005	30,5	31,3	31,1	30,6	30,6	30,6	31,5	34,0	33,7	34,0
2006	30,4	31,8	31,0	30,5	30,9	31,0	31,0	33,8	33,8	33,6
Jours de lactation par année ²	306	297	300	302	303	303	293	292	295	301

Notes :

1. Agriculture et Agroalimentaire Canada (2006).

2. Boadi et al. (2004).

Durée du séjour en milieu d'élevage

Il a été présumé que les vaches taries durant les mois d'été étaient au pâturage, et que les vaches taries durant le reste de l'année étaient confinées. En outre, on a présumé que les génisses nécessaires à la relève vèlaient à 24 mois, même si elles pouvaient, dans certaines circonstances, avoir plus de 24 mois à ce moment-là.

Pourcentage de vaches en gestation

On a estimé le pourcentage de vaches en gestation dans le troupeau à tout moment d'après des informations fournies par J. C. Plaizier (Université du Manitoba, communication personnelle, sans référence) et à l'aide de la formule suivante :

$$\text{Pourcentage de vaches en gestation} = \frac{(\text{durée de la gestation/intervalle de parturition} \times 100) - \text{pourcentage de vaches improductives éliminées du troupeau}}{\text{troupeau}}$$

Énergie digestible par ration

Les valeurs de l'énergie digestible (ED) du fourrage déterminées par Christensen et al. (1977) pour le fourrage récolté dans les prairies ont été utilisées pour estimer l'ED par ration pour l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba. Pour la Colombie-Britannique et les provinces de l'Est, on s'est servi des données du National Research Council des Etats-Unis (NRC 2001). On a présumé que les rations alimentaires mixtes destinées au bétail se composaient principalement de fourrage et de céréales, parce qu'on n'avait que des renseignements limités sur les autres ingrédients nutritifs. Il a été présumé aussi que les vaches en lactation alimentées au pâturage étaient nourries également de céréales et, par conséquent, que les valeurs de l'ED étaient semblables à celles des rations administrées aux troupeaux en claustration.

A3.3.2.2 *Bovins non laitiers*

Pratiques d'élevage et rendement

Les pratiques de production varient d'une région à l'autre du pays. L'étude de Boadi et al. (2004) décrit les pratiques prédominantes en 2001 dans chaque province en fonction du type d'animal, de l'état physiologique, de l'âge, du gain de poids, du degré d'activité et du milieu de production. Les valeurs présentées au tableau A3-15 représentent une moyenne pour l'ensemble des provinces.

Tableau A3-15 : Caractéristiques de la production bovine au Canada en 2001

Espèce animale/Paramètres	Caractéristiques de la production¹	Sources²
Vaches de boucherie		
Poids moyen (kg)	603 (36)	Kopp et al. (2004)
Poids à l'âge adulte (kg)	619 (52)	AAFRD (2001)
Lait (kg/jour)	7,3 (1,2)	Kopp et al. (2004)
Matières grasses du lait (%)	3,6 (0,6)	Kopp et al. (2004)
Taux de conception (%)	93,7 (1,3)	Agriculture, Alimentation et Initiatives rurales Manitoba 2000; AAFRD 2001
Génisses nécessaires à la relève		
Poids moyen (kg)	478 (34)	
Poids à l'âge adulte (kg)	620 (51)	
Gain de poids quotidien (kg/jour)	0,64 (0,14)	
Taux de relève (%)	14,4 (3,1)	Agriculture, Alimentation et Initiatives rurales Manitoba 2000
Taureaux		
Poids des animaux d'un an (kg)	541 (18)	
Poids moyen (kg)	940 (98)	
Poids à l'âge adulte (kg)	951 (112)	
Gain de poids quotidien (kg/jour)	1,0 (0,17)	
Veaux (y compris les veaux de race laitière)		
Poids à la naissance (kg)	40 (3)	AAFRD (2001)
Poids moyen (kg)	258,4 (19,1)	Small and McCaughey (1999)
Âge au sevrage (jours)	215 (15)	
Gain de poids quotidien (kg/jour)		
- Génisses nécessaires à la relève	0,67 (0,13)	Kopp et al. (2004)
- Bovins semi-finis	0,98 (0,17)	
- Bovins de finition	1,37 (0,12)	
Croît du troupeau de bovins (%)	95 (2,3)	
Génisses et bouvillons de long engraissement		
Poids moyen (kg)	411 (47)	Kopp et al. (2004)
Poids à l'âge adulte (kg)	620 (51)	
Gain de poids quotidien (kg/jour)	0,98 (0,16)	
Proportion d'animaux envoyés au parc d'engraissement (%)	65 (30)	
Animaux gardés au parc d'engraissement		
Poids moyen (kg)		
- Finition directe	540 (25)	
- Engraissement des animaux semi-finis	562 (64)	
Poids à l'âge adulte (kg)	630 (46)	
Poids au terme de l'engraissement (kg)	609 (28)	
Gain de poids quotidien (kg/jour)	1,37 (0,12)	

Notes :

1. Les nombres entre parenthèses représentent l'écart-type.
2. Les valeurs sans références sont tirées de consultations d'experts (voir Boadi et al. 2004).

Les données sur le poids des carcasses sont recueillies par l'Agence canadienne de classement du bœuf (ACCB) et publiées par Agriculture et Agroalimentaire Canada (AAC 1990 à 2006). Ces données, présentées à la figure A3-1, montrent une nette augmentation du poids des carcasses des vaches de boucherie, des génisses destinées à l'abattage, des bouvillons et des taureaux de 1990 à 2006.

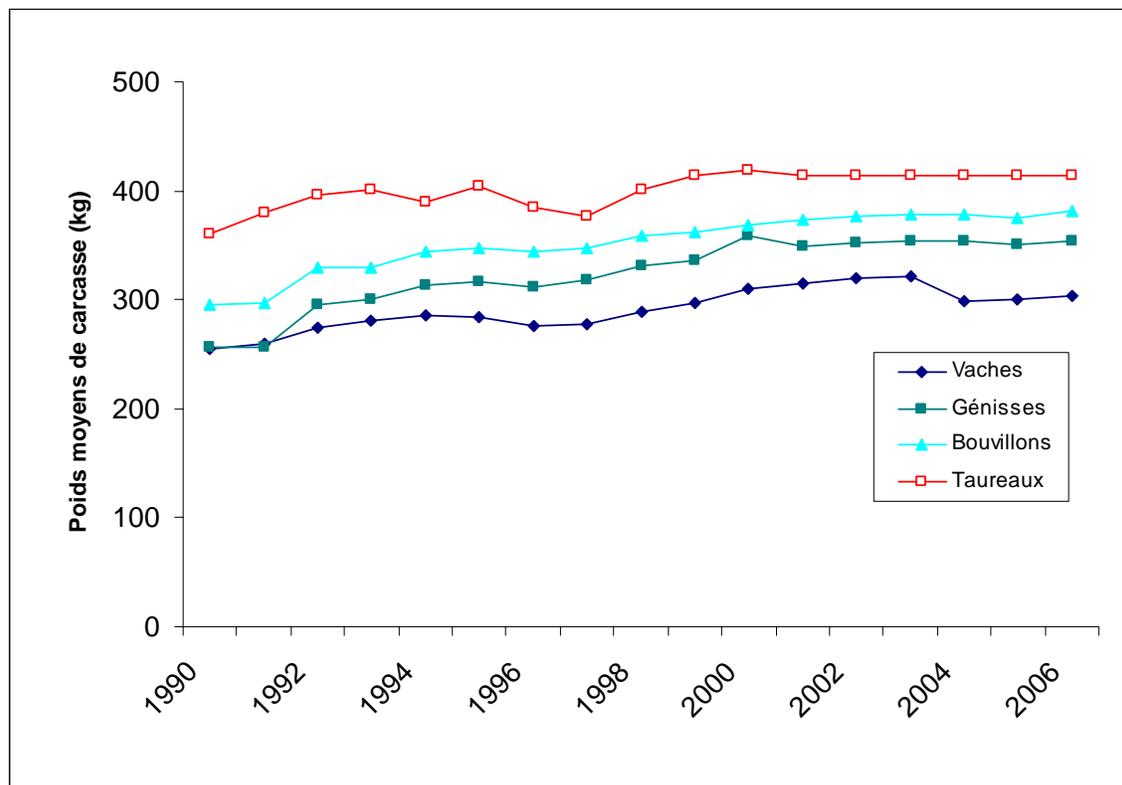


Figure A3-1 : Poids des carcasses de bovins non laitiers, d'après les données recueillies par l'ACCB et publiées par AAC.

On a donc choisi d'utiliser les tendances affichées par le poids des carcasses à titre d'indicateurs du poids vif en utilisant les poids vifs de référence établis pour l'année 2001 par Boadi et al. (2004) (tableau A3-16). À partir de 2003, l'industrie canadienne du bœuf de boucherie a été frappée par une épidémie d'encéphalopathie spongiforme bovine (ESB) qui a conduit à une interruption des exportations de bœuf aux États-Unis. Le système de production entier a été touché : les animaux plus vieux ont été retenus au Canada, augmentant ainsi la population bovine. Ces animaux ont par ailleurs reçu des rations de moindre qualité, ce qui a influé sur leur poids moyen et, probablement, sur les coefficients d'émission y afférents. Comme il n'existe pas de données fiables sur les changements apportés aux pratiques de production et que cette situation était jugée temporaire, nous avons maintenu les données du poids vif des bovins aux niveaux mesurés en 2002 pour toute la durée de la crise.

Tableau A3-16 : Poids des carcasses utilisé comme indicateur de changement du poids vif des bovins non laitiers

Sous-catégorie de bétail	Tendance du poids vif utilisé
Vaches de boucherie	Tendances du poids des carcasses de vaches de boucherie utilisé comme indicateur du poids vif de 1990 à 2006
Génisses destinées à l'abattage	Tendances du poids des carcasses de génisses destinées à l'abattage utilisé comme indicateur du poids vif de 1990 à 2006
Génisses de boucherie	Tendances du poids des carcasses de génisses de boucherie utilisé comme indicateur du poids vif de 1990 à 2006
Bouvillons	Tendances du poids des carcasses de bouvillons utilisé comme indicateur du poids vif de 1990 à 2006
Taureaux	Tendances du poids des carcasses de taureaux comme indicateur du poids vif de 1990 à 2002; de 2003 à 2006, le poids vif demeure le même qu'en 2002
Veaux	Aucun changement
Génisses laitières ^a	Aucun changement

Notes :

a. Comme le poids des vaches laitières n'a pas augmenté avec le temps, on a présumé que celui des génisses laitières n'augmentait pas non plus.

Durée du séjour en milieu d'élevage

On a également présumé que les génisses nécessaires à la relève et âgées de plus de 15 mois étaient soit fécondées, soit en gestation. Tous les animaux de relève (taureaux reproducteurs, jeunes génisses et génisses nécessaires à la relève âgés de plus de 12 mois) ont été considérés comme accédant au troupeau d'élevage (taureaux reproducteurs, vaches laitières et vaches de boucherie) à l'âge de 24 mois.

Énergie digestible par ration

Nous avons utilisé les valeurs d'énergie digestible (ED) des rations calculées par Christensen et al. (1977) pour les fourrages utilisées dans les Prairies afin d'estimer les valeurs d'ED correspondant à la Saskatchewan et au Manitoba. Les données fournies par l'AAFRD et la University of Alberta (2003) ont été utilisées pour l'Alberta, et celles établies par le NRC des États-Unis (2001) ont servi à estimer les valeurs d'ED des rations utilisées en Colombie-Britannique et dans les provinces de l'Est.

On a posé l'hypothèse que les veaux avaient un rumen non fonctionnel, ou ne consommaient que de très faibles quantités de nourriture sèche de la naissance jusqu'à l'âge de deux ou trois mois. Par conséquent, les émissions de CH₄ attribuables à la fermentation entérique au cours des premiers mois ont été considérées comme nulles.

A3.3.3 Les émissions de CH₄ dues à la fermentation entérique

Les rejets de CH₄ attribuables à la fermentation entérique de diverses catégories d'animaux d'élevage au Canada sont calculés à l'aide de l'équation A3-8. Les émissions de CH₄ provenant de la fermentation entérique chez les bovins sont estimées à l'aide des coefficients d'émission spécifiques au pays (tableau A3-17). Pour les autres catégories d'animaux, on utilise l'analyse de niveau 1 du GIEC et des coefficients d'émission par défaut (voir annexe 12).

Équation A3-8 :

$$CH_{4CE} = \sum_T (N_T \times CE_{(CE)T})$$

où :

- CH_{4CE} = émissions résultant de la fermentation entérique pour toutes les catégories animales
 N_T = population animale pour la T^{ième} catégorie ou sous-catégorie animale par province
 $CE_{(CE)T}$ = coefficient d'émission pour la T^{ième} catégorie ou sous-catégorie animale (tableau A3-17 pour les bovins; pour les autres catégories d'animaux, voir l'annexe 12).

A3.3.3.1 Coefficients d'émission de CH₄ attribuables à la fermentation entérique

Les coefficients d'émission ont été établis à l'aide d'équations de niveau 2 du GIEC pour différentes catégories de bétail (vaches laitières, génisses laitières, vaches de boucherie, génisses de boucherie, taureaux, veaux, génisses nécessaires à la relève, génisses et bouvillons de plus d'un an) en prenant pour base des stades d'élevage différents. Les émissions du bétail laitier, par exemple ont été estimées pour deux catégories d'élevage - les vaches tarées et les vaches en lactation. Le temps passé par un animal dans une catégorie de production donnée peut varier; on a donc calculé une moyenne pondérée du coefficient d'émission. Au nombre des critères de pondération figuraient la durée de séjour dans la catégorie visée et le pourcentage de population à chaque stade de l'élevage. Les coefficients d'émission provinciaux ont ensuite été pondérés en fonction de la population provinciale d'animaux par rapport à la population nationale afin d'établir un coefficient d'émission national pour chaque catégorie, et ce pour l'ensemble des séries chronologiques (tableau A3-17).

Tableau A3-17 : Coefficients d'émission de CH₄ pour la fermentation entérique – vaches laitières – de 1990 à 2006

Année	Coefficients d'émission, ou $CE_{(CE)T}$, (kg CH ₄ /animal/an)							
	Vaches laitières ¹	Génisses laitières	Taureaux	Vaches de boucherie	Génisses de boucherie	Génisses destinées à l'abattage	Bouvillons	Veaux
1990	116,0	73	85,5	78,2	71,8	58,9	54,6	48,6
1991	117,7	73	88,2	78,9	72,4	59,0	54,8	48,5
1992	120,3	73	90,3	81,2	73,4	61,7	57,0	48,4
1993	122,3	73	91,0	82,2	73,8	62,4	56,6	48,4
1994	123,0	73	89,5	83,1	74,4	63,2	57,7	48,5
1995	123,8	73	91,6	82,7	74,2	63,4	57,4	48,5
1996	125,6	73	89,0	81,2	73,2	63,4	57,6	48,4
1997	126,1	73	87,9	81,6	74,0	64,1	58,3	48,4
1998	128,0	73	91,2	83,3	75,0	65,4	59,4	48,5
1999	130,1	73	93,0	84,4	75,8	66,2	60,0	48,4
2000	132,1	73	93,8	86,4	76,9	67,6	60,6	48,5
2001	132,9	73	93,1	86,9	77,4	67,1	60,6	48,5
2002	135,2	73	93,1	87,5	78,0	67,3	60,8	48,5
2003	135,3	73	93,0	87,7	77,9	66,9	60,5	48,4
2004	134,8	73	92,9	84,2	75,2	66,8	60,1	48,4
2005	134,8	73	92,9	84,3	75,0	66,7	59,8	48,3
2006	135,2	73	92,9	84,8	75,3	67,0	60,4	48,3

Note :

1. Les coefficients d'émission relatifs aux vaches laitières sont calculés à partir de Boadi et al. (2004) pour la fermentation entérique.

A3.3.3.2 Coefficients d'émission de CH₄ pour la fermentation entérique des animaux autres que les bovins

Pour les catégories d'animaux autres que les bovins, nous avons utilisé les coefficients d'émission de niveau 1 du GIEC (voir annexe 12).

A3.3.4 Émissions de CH₄ attribuables à la gestion des fumiers

L'analyse de niveau 2 du GIEC sert à estimer les coefficients d'émission de CH₄ provenant des systèmes de gestion des fumiers (GIEC 2000). On a calculé les émissions de CH₄ attribuables à la gestion des fumiers de diverses catégories d'animaux d'élevage au Canada à l'aide de l'équation A3-9. Les sources de données sur la population animale sont les mêmes que celles qui ont été utilisées pour les estimations de la fermentation entérique. Elles sont présentées au tableau A3-12.

Équation A3-9 :

$$CH_{4MM} = \sum_T (N_T \times CE_{(MM)T})$$

où :

- CH_{4MM} = émissions résultant de la gestion des fumiers pour toutes les catégories animales
- N_T = population animale pour la T^{ième} catégorie ou sous-catégorie animale par province
- CE_{(MM)T} = coefficient d'émission pour la T^{ième} catégorie ou sous-catégorie animale (tableaux A3-23 et A3-13)

Les coefficients d'émission de CH₄ propres à chaque pays résultant de la gestion des fumiers résultent de leurs données d'entrée et prend en compte le régime alimentaire du bétail, le type et la distribution des stocks de fumier, ainsi que le climat. L'équation suivante représente une estimation de niveau 2 du GIEC des coefficients d'émission de CH₄ liés aux systèmes de gestion des fumiers :

Équation A3-10 :

$$CE_{(MM)T} = SV_T \times 365 \text{ jours/année} \times B_{0T} \times 0,67 \text{ kg/m}^3 \times \sum_{ij} (FCM_{ij} \times GF_{Tij})$$

où :

- CE_{(MM)T} = coefficient d'émission annuel en kg par tête-année pour la population T
- SV_T = solides volatils excrétés quotidiennement en kg par jour pour un animal appartenant à la population T
- B_{0T} = potentiel maximal de production de CH₄, en m³/kg SV, pour le fumier produit par un animal appartenant à la population T
- FCM_{ij} = facteur de conversion du CH₄ pour chaque système de gestion des fumiers i par région climatique j
- GF_{Tij} = facteur de distribution du système, défini comme la fraction des fumiers de la catégorie animale T qui est traitée à l'aide du système de gestion du fumier i dans la région climatique j (GIEC 2000, équation 4.17, p. 4.34)

Les sections suivantes portent sur les valeurs d'entrée pour les variables ED, CENDRES, MSI et SV de l'équation A3-3.

A3.3.4.1 Solides volatils (SV)

Les SV représentent la portion organique des solides totaux du fumier; on peut les estimer à partir d'échantillons de fumier, ou encore en utilisant la méthode du GIEC fondée sur l'énergie digestible (ED), l'énergie brute (EB) et la teneur en cendre, avec l'équation A3-11 (GIEC 2006). S'agissant de l'énergie brute, l'équation A3-12 montre qu'elle dépend de nombreux facteurs, et notamment du poids vif, du stade de lactation et de l'époque de l'année.

Il convient de mentionner que, dans le cas des sous-catégories de bovins, l'énergie brute a été estimée au moment de calculer les émissions de CH₄ provenant de la fermentation entérique à l'aide de l'analyse de niveau 2 du GIEC. En conséquence, les solides volatils ont été déterminés de la même manière : SV provinciaux pour diverses catégories de bovins fondés sur le stade de production, de 1990 à 2006.

Les sections suivantes traitent des sources de données permettant d'estimer les SV pour les catégories clés animales.

Équation A3-11 :

$$SV = EB \times (1 \text{ kg-dm}/18,45 \text{ MJ}) \times (1 - ED/100) \times (1 - CENDRE/100)$$

où

SV	=	excrétion de solides volatils (kg/tête par jour)
EB	=	énergie brute (MJ/jour)
ED	=	énergie digestible d'une ration (%)
CENDRE	=	teneur en minéraux du fumier (%)

Équation A3-12 :

$$EB = \{[(ENE + ENa + ENl + ENG)/(ENae/ED)] + [ENc/(ENac/ED)]\}/(ED/100)$$

où

EB	=	énergie brute (MJ/jour)
EN _e	=	énergie nette requise pour l'entretien (MJ/jour)
EN _a	=	énergie nette requise pour les activités (MJ/jour)
EN _l	=	énergie nette requise pour la lactation (MJ/jour)
EN _g	=	énergie nette requise pour la gestation (MJ/jour)
EN _{ae} /ED	=	rapport entre l'énergie nette disponible dans un régime d'entretien et l'énergie digestible
EN _c	=	énergie nette nécessaire à la croissance (MJ/jour)
EN _{ac} /ED	=	rapport entre l'énergie nette disponible dans un régime de croissance et l'énergie digestible consommée
ED	=	énergie digestible d'une ration (%)

Énergie digestible (ED) et matière sèche ingérée (MSI)

Les valeurs de l'ED pour les bovins laitiers et non laitiers sont examinées en détail aux sections A3.3.2.1 et A3.3.2.2 respectivement.

D'importantes variations régionales dans la composition des rations ont été relevées pour les moutons, les chevaux et les porcs. Aucune variation régionale n'a été prise en compte pour les chèvres ou la volaille, car on ne disposait pas de données à cet égard.

En général, les rations des animaux brouteurs se composent de céréales ou de fourrage. La digestibilité du régime alimentaire variera selon la composition, les céréales ayant une plus haute digestibilité que le fourrage. La distribution des régimes alimentaires à base de céréales et de fourrage a été estimée pour les moutons et les chevaux dans chaque province. On a obtenu une estimation pondérée de l'ED à partir de l'ED approximative des céréales et du fourrage pour chaque type d'animal et de la distribution de la consommation de céréales et de fourrage par province (tableau A3-18). À noter que cette méthode ne tient pas compte des suppléments alimentaires qui peuvent augmenter ou réduire la digestibilité. Les intervalles de valeurs qui s'appliquent à la MSI ont été déterminés en consultant des spécialistes et en se fondant sur des valeurs publiées (tableau A3-19).

Tableau A3-18 : Énergie digestible approximative (ED) pour certains animaux d'élevage et sources de données

Espèce animale	ED (%)	Sources ¹
Chèvres	65	W. Whitmore, Agriculture, Alimentation et Initiatives rurales Manitoba
Poules pondeuses	80	S. Leeson, Université de Guelph; D. Korver, Université de l'Alberta
Poulets	80	S. Leeson, Université de Guelph; D. Korver, Université de l'Alberta
Dindons	78	S. Leeson, Université de Guelph
Porcs	87	C.F. deLange, Université de Guelph
Alimentation à base de céréales		
Moutons	74	Weston (2002)
Chevaux	70	L. Warren, Université de l'État du Colorado
Alimentation à base de fourrage		
Moutons	65	W. Whitmore, Agriculture, Alimentation et Initiatives rurales Manitoba
Chevaux	60	L. Warren, Université de l'État du Colorado

Note :

1. Marinier et al., 2004, renvoient à des consultations d'experts.

Tableau A3-19 : Matière sèche ingérée par certains animaux d'élevage

Espèce animale	MSI (kg/tête par jour)	Sources
Moutons et agneaux		
Brebis	1,2–2,8	NRC (1985)
Béliers	2,1–3,0	Communication personnelle avec W. Whitmore, Agriculture, Alimentation et Initiative rurales
Agneaux destinés à la relève	1,2–1,5	NRC (1985)
Agneaux de marché	1,3–1,6	NRC (1985)
Chevaux		
Chevaux adultes oisifs	7,4–11	NRC (1989); Communication personnelle avec L. Warren, Université de l'état du Colorado
Chevaux adultes actifs	7,4–13,7	NRC (1989) et L. Warren, Université de l'état du Colorado
Animaux sevrés	3,6–6,3	NRC (1989)
Porcs		
Jeunes (5-20 kg)	0,55–0,72	C. Wagner-Riddle, Université de Guelph
Adultes (20-60 kg)	1,4–2,1	J. Patience, Prairie Swine Centre
Prêts pour l'abattage (60-110 kg)	2,1–3,3 ¹	M. Nyachoti, Université du Manitoba; C. Pomar, Agriculture et Agroalimentaire Canada
Truies	2,28	C. Wagner-Riddle, Université de Guelph
Verrats	2,0–2,5	Communication personnelle avec M. Nyachoti, Université du Manitoba; NCR (1998)
Chèvres		
Chèvre	1,2–2,8	NRC (1981)
Bouc	1,4–2,3	CRAAQ (1999)
Chevreaux	1,4	CRAAQ (1999)
Volaille		
Poules pondeuses	0,072–0,11	Communications personnelles avec S. Leeson, Université de Guelph et avec D. Korver, University de l'Alberta
Poulets à griller	0,085–0,088	S. Leeson, Université de Guelph; D. Korver, Université de l'Alberta
Dindes	0,023–0,53	Hybrid Turkeys (2001)

Note :

1. Évalué à 3,5 % de la masse corporelle.

Teneur en cendres des fumiers (CENDRES)

La teneur en cendres des fumiers représente la portion inorganique de ceux-ci. Le tableau A3-20 contient les valeurs recommandées, qui ont été obtenues de diverses sources.

Tableau A3-20 : Teneur en cendres des fumiers pour certains animaux d'élevage et sources de données

Espèce animale	CENDRES (%)	Sources
Bovins	8	IPCC (2000)
Moutons	8	IPCC (2000)
Chèvres	8	IPCC (2000)
Chevaux	4	IPCC (2000)
Poules pondeuses	10	Marinier et al. (2004)
Poulets	7	Marinier et al. (2004)
Dindons	5	Marinier et al. (2004)
Porcs	5	Marinier et al. (2004)

Évaluation de l'incertitude - Calcul et évaluation des erreurs de calcul pour les SV

Les valeurs applicables à la MSI, à l'ED et aux CENDRES ont servi à calculer les SV pour les catégories d'animaux d'élevage autres que du bétail par province. On a utilisé la méthode de Monte-Carlo à l'aide de Crystal Ball® (Decisioneering, 2000) et assigné une distribution théorique à chacune des données d'entrée MSI, ED et CENDRES. L'équation A3-11 a été calculée 10 000 fois en utilisant des données d'entrée se situant à l'intérieur des limites de distribution établies. On a ainsi obtenu des SV moyens et un intervalle de confiance de 95 % (tableau 3-21).

Tableau A3-21 : SV moyens et intervalles de confiance de 95 % exprimés en pourcentage de la moyenne pour la catégorie autre que du bétail par province

	SV moyen ¹ (kg/tête par jour)									
	C.-B.	AB	SK	MB	ON	QC	N.-B.	N.-É.	Î.-P.-É	T.-N.-L.
Moutons										
Brebis	0,6 (42)	0,62 (42)	0,6 (42)	0,62 (42)	0,6 (41)	0,6 (41)	0,6 (42)	0,6 (42)	0,6 (42)	0,6 (41)
Béliers	0,8 (20)	0,8 (20)	0,8 (20)	0,8 (20)	0,8 (20)	0,8 (20)	0,8 (20)	0,8 (20)	0,8 (20)	0,8 (20)
Agneaux destinés à la relève	0,4 (20)	0,4 (20)	0,4 (20)	0,4 (19)	0,4 (19)	0,4 (20)	0,4 (19)	0,4 (19)	0,4 (19)	0,4 (19)
Agneaux de marché	0,5 (13)	0,5 (13)	0,4 (15)	0,5 (13)	0,5 (13)	0,4 (15)	0,5 (13)	0,4 (14)	0,5 (13)	0,5 (13)
Chevaux										
Chevaux adultes	3,2 (15)	3,2 (15)	3,3 (16)	3,2 (15)	3,2 (15)	3,1 (16)	3,2 (15)	3,2 (15)	3,2 (16)	3,2 (15)
Porcs										
Jeunes (5-20 kg)	0,08 (80)	0,08 (80)	0,08 (80)	0,08 (100)	0,08 (80)	0,08 (80)	0,08 (80)	0,08 (80)	0,08 (80)	0,08 (80)
Adultes (20-60 kg)	0,23 (35)	0,23 (35)	0,23 (35)	0,20 (40)	0,22 (36)	0,22 (36)	0,23 (35)	0,23 (35)	0,23 (35)	0,23 (35)
Prêts pour l'abattage (60-110 kg)	0,36 (33)	0,36 (33)	0,36 (33)	0,31 (39)	0,34 (35)	0,34 (35)	0,36 (33)	0,36 (33)	0,36 (33)	0,36 (33)
Truies	0,28 (53)	0,28 (53)	0,28 (53)	0,28 (57)	0,28 (56)	0,28 (56)	0,28 (53)	0,28 (53)	0,28 (53)	0,28 (53)
Verrats	0,29 (27)	0,29 (27)	0,29 (27)	0,25 (32)	0,28 (29)	0,28 (29)	0,29 (27)	0,29 (27)	0,29 (27)	0,29 (27)
Chèvres										
Toutes les chèvres	0,64 (41)	0,64 (41)	0,64 (41)	0,64 (41)	0,64 (41)	0,64 (41)	0,64 (41)	0,64 (41)	0,64 (41)	0,64 (41)
Volaille										
Poules pondeuses	0,02 (26)	0,02 (26)	0,02 (26)	0,02 (26)	0,02 (26)	0,02 (26)	0,02 (26)	0,02 (26)	0,02 (26)	0,02 (26)
Poulets	0,02 (16)	0,02 (16)	0,02 (16)	0,02 (16)	0,02 (16)	0,02 (16)	0,02 (16)	0,02 (16)	0,02 (16)	0,02 (16)
Dindes	0,06 (28)	0,06 (28)	0,06 (28)	0,06 (28)	0,06 (28)	0,06 (28)	0,06 (28)	0,06 (28)	0,06 (28)	0,06 (28)

Note :

1. Les chiffres entre parenthèses sont un intervalle de confiance de 95 % exprimé en pourcentage de la moyenne.

A3.3.4.2 *Potentiel de production maximale de CH₄ (B₀)*

Le B₀ est défini comme le volume maximal de CH₄ qui peut être produit à partir d'un kilogramme de SV chargé dans un système de gestion des fumiers. Il s'exprime sous la forme suivante : m³/kg SV chargé. Comme il s'agit d'une mesure de la production maximale de CH₄, le B₀ ne subit pas l'influence de la température de digestion du fumier (Hashimoto et al. 1981). Au nombre des facteurs qui ont une incidence sur le B₀ figurent le régime alimentaire, l'âge du fumier, la quantité de matières étrangères et l'espèce animale. Le potentiel de production maximale de CH₄ (B₀) a été déterminé à partir de plusieurs études portant sur la digestion anaérobie (Hashimoto et al. 1981; Safely et al. 1992). Le fumier de porc est celui qui a le potentiel de production de CH₄ le plus élevé. Il est suivi par ceux de volaille, de bovins de boucherie et de cheptel laitier. Il n'a été mené que très peu de recherches pour déterminer le B₀ des chevaux, et aucune recherche n'a pu être trouvée sur le fumier de mouton et de chèvre. À cause du manque de données disponibles au Canada, on a utilisé les valeurs par défaut du GIEC (annexe 12). Pour les bisons, nous avons utilisé les valeurs correspondant aux bovins non laitiers.

A3.3.4.3 *Facteur de conversion en méthane (FCM)*

Le FCM représente la proportion du B₀ qui se matérialise, et il fluctue en fonction du système d'entreposage (pour le bétail et les porcs) ainsi que de la région climatique. On a utilisé les valeurs par défaut du GIEC (annexe 12). Pour les bisons, nous avons utilisé les valeurs correspondant aux bovins non laitiers.

A3.3.4.4 *Facteur de distribution du système de gestion des fumiers (SGF)*

Le facteur de distribution du système de gestion des fumiers (SGF) est la distribution proportionnelle des systèmes de gestion des fumiers à l'intérieur d'une région donnée pour une catégorie de bétail. Rien n'a été publié sur la distribution des systèmes de gestion du fumier au Canada. Même si chaque ministère provincial de l'Agriculture possède des renseignements sur les pratiques de gestion des fumiers, on n'a pas trouvé de renseignements uniformes et systématiques sur la répartition de ces pratiques entre les provinces.

Un sondage a été mené par Marinier et al. (2004) auprès de spécialistes en 2003-2004 dans le cadre de l'étude de niveau 2. Les résultats en sont présentés au tableau A3-22. Pour les bovins de boucherie, les bovins laitiers, les porcs et la volaille, ces valeurs ont été calculées en utilisant une moyenne pondérée, fondée sur la population. Pour les chevaux, les moutons, les agneaux et les chèvres, ces valeurs correspondent à une moyenne simple des résultats du sondage. Aucune donnée précise n'était disponible pour les cuves à déjections et les biodigesteurs couverts; on présume qu'ils font partie de la catégorie des Autres systèmes.

Tableau A3-22 : Pourcentage de fumier traité par les SGF (%) (Marinier et al. 2004)

Espèce animale	Systèmes liquides (N _L)	Stockage du fumier solide et du fumier sec	Pâturages, grands parcours et enclos	Autres systèmes (N _O)
Bovins non laitiers	1	47	48	4
Bovins laitiers	42	40	18	0
Volaille	10	88	2	0
Moutons et agneaux	0	38	62	0
Lamas et alpacas ¹	0	38	62	0
Porcs	96	3	0	1
Chèvres	0	40	60	0
Chevaux	0	43	57	0
Bison ²	0	43	57	0

Notes :

1. On pose l'hypothèse que le fumier N des lamas et alpacas traité par des SGF est égal à celui des moutons et des agneaux.
2. On pose l'hypothèse que le fumier N traité par les SGF est égal à celui des buffles et des chevaux.

A3.3.4.5 *Coefficients d'émission de CH₄ attribuables à la gestion des fumiers de bovins*

Nous présentons au tableau A3-23 les coefficients d'émission de CH₄ utilisés pour la catégorie de gestion des fumiers des bovins. Ces coefficients sont inspirés de Marinier et al. (2004), mais ils ont subi des changements visant à en accroître la cohérence avec le modèle de fermentation entérique et à prendre en compte les informations scientifiques les plus récentes tirées des *Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre*. On a ainsi établi des séries chronologiques de coefficients d'émission pour les bovins afin de prendre en compte i) la hausse de la productivité des vaches laitières et ii) l'augmentation du poids vif des bovins non laitiers dont il a été question à la section A3.3.2.2.

Tableau A3-23 : Coefficients d'émission de CH₄ pour la gestion des fumiers des bovins laitiers et non laitiers de 1990 à 2006

Année	Coefficients d'émission CE _{(MM)T} (kg CH ₄ par animal, par année)							
	Vaches laitières	Génisses laitières	Taureaux	Vaches de boucherie	Génisses de boucherie	Génisses destinées à l'abattage	Bouvillons	Veaux
1990	25,7	15,4	3,3	3,0	2,6	1,8	1,7	2,1
1991	25,9	15,4	3,4	3,1	2,6	1,8	1,7	2,1
1992	26,5	15,4	3,5	3,1	2,6	1,9	1,8	2,1
1993	26,9	15,4	3,5	3,3	2,6	2,0	1,7	2,1
1994	27,1	15,4	3,5	3,2	2,6	2,0	1,8	2,1
1995	27,3	15,4	3,6	3,2	2,6	2,0	1,8	2,1
1996	27,4	15,4	3,4	3,1	2,6	2,0	1,8	2,1
1997	27,6	15,4	3,4	3,2	2,6	2,0	1,8	2,1
1998	27,9	15,4	3,5	3,2	2,7	2,1	1,9	2,1
1999	28,2	15,4	3,6	3,3	2,7	2,1	1,9	2,1
2000	29,0	15,4	3,6	3,3	2,7	2,1	1,9	2,1
2001	29,3	15,4	3,6	3,4	2,8	2,1	1,9	2,1
2002	29,6	15,4	3,6	3,4	2,8	2,1	1,9	2,1
2003	29,7	15,4	3,6	3,4	2,8	2,1	1,9	2,1
2004	29,6	15,4	3,6	3,2	2,7	2,1	1,9	2,1
2005	29,7	15,4	3,6	3,3	2,7	2,1	1,9	2,1
2006	29,6	15,4	3,6	3,3	2,7	2,1	1,9	2,1

A3.3.4.6 Coefficients d'émission de CH₄ attribuables à la gestion des fumiers non-bovins

Les coefficients d'émission attribuables à la gestion des fumiers pour les catégories d'animaux autres que les bovins, présentés au tableau A3-24, sont dérivés de Marinier et al. (2004) et modifiés conformément aux instructions du GIEC (2000).

Tableau A3-24 : Coefficients d'émission de CH₄ pour la gestion des fumiers des bovins non laitiers

Catégories autres que les bovins	Coefficients d'émission pour gestion des fumiers CE _(MM) (kg CH ₄ par animal, par année)
Porcins	
Verrats	6,4
Truies	6,3
Porcs <20 kg	1,8
Porcs 20-60 kg	5,1
Porcs >60 kg	7,9
Autres animaux d'élevage	
Moutons	0,3
Agneaux	0,2
Chèvres	0,3
Chevaux	2,3
Buffle	2,0
Volaille	
Poulets	0,03
Poules	0,03
Dindes	0,08

A3.3.5 Émissions d'oxyde de diazote (N₂O) attribuables à la gestion des fumiers

On a estimé les émissions de N₂O attribuables à la gestion des fumiers à l'aide de la méthode de niveau 1 du GIEC et de l'équation A3-13. Trois facteurs ont été nécessaires pour estimer les émissions de N₂O attribuables à la gestion des fumiers : (i) les taux d'excrétion d'azote pour les divers types et catégories d'animaux, (ii) les types de système de gestion des fumiers et (iii) les coefficients d'émission associés à chacun des systèmes de gestion des fumiers.

Le tableau A3-22 résume la distribution des systèmes de traitement des fumiers, par catégorie d'animal, au Canada. Les émissions de N₂O provenant des fumiers épandus sur les pâturages, dans les parcours et dans les enclos ne sont pas prises en compte ici puisqu'on en traite dans la section A3.3.6.2 sur les sols agricoles. Les données sur les populations animales ont été examinées en détail à la section A3.3.1.

Équation A3-13 :

$$N_2O_{SGF} = \sum_{SGF,T} (N_t \times N_{SGF} \times N_{EX,T} \times CE_{SGF}) \times \frac{44}{28}$$

où :

N_2O_{SGF}	=	émissions de N_2O pour tous les SGF, sauf le fumier présent dans les pâturages, les grands parcours et les enclos
NT	=	population pour la catégorie ou sous-catégorie d'animaux T (section A3.3.1)
N_{SGF}	=	pourcentage d'azote produit par chaque système de gestion des fumiers (voir tableau A3-22)
$N_{EX,T}$	=	taux d'excrétion d'azote de la T ^{ième} catégorie ou sous-catégorie d'animal (voir le tableau A3-25 pour les non-bovins et le tableau A3-26 pour les bovins)
CE_{SGF}	=	Coefficients d'émission de N_2O attribuables à la gestion des fumiers pour chaque SGF particulier (annexe 12)
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N_2O et celui du N_2

A3.3.5.1 Taux d'excrétion d'azote pour diverses espèces d'animaux d'élevage

La production annuelle d'azote provenant du fumier excrété est estimée en multipliant le taux d'excrétion correspondant à une catégorie d'animal donnée par le poids corporel moyen des animaux de cette catégorie. Comme il n'existe pas de données sur les taux d'excrétion moyens d'azote provenant du fumier au Canada, nous avons utilisé les valeurs par défaut des *Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre* pour les catégories non bovines et pour le poids corporel moyen (tableau A3-25), sauf pour les bisons, auxquels on a attribué le même poids moyen que les bouvillons. Pour les populations de bovins, les valeurs annuelles du poids vif (voir section A3.3.2) ont été multipliées par le taux d'excrétion d'azote par défaut du GIEC pour donner une série chronologique de taux d'excrétion d'azote provenant du fumier (tableau A3-26).

Tableau A3-25 : Taux d'excrétion de l'azote par le fumier pour les espèces non bovines

Catégories animales	Taux d'excrétion N ¹ (kg N-1000 kg ⁻¹ -jour ⁻¹)	Poids vif moyen (kg)	Taux d'excrétion annuel de l'azote par le fumier (kg CH ₄ par animal, par année)
Porcs	0,50	61	11,1
Moutons	0,42	27	4,1
Agneaux	0,42	27	4,1
Chèvres	0,45	64	10,5
Chevaux	0,30	450	49,3
Lamas et alpacas	0,42	112	17,2
Bisons	0,32	4 68 ²	54,7
Poules	0,83	1,8	0,5
Poulets à griller	1,1	0,9	0,4
Dindes	0,74	6,8	1,8

Note :

1. Source des données : GIEC (2006).

2. On a présumé que le poids vif moyen des bisons était égal à celui des bouvillons.

Tableau A3-26 : Séries chronologiques d'excrétion de l'azote par le fumier pour les espèces bovines (kg N/animal/année)¹

Année	Vaches laitières	Vaches de boucherie	Taureaux	Génisses	Bouvillons	Veaux
1990	105,9	57,2	69,1	43,0	50,6	32,0
1991	105,9	58,2	72,7	43,3	50,9	31,9
1992	105,9	61,5	75,8	45,8	56,4	31,9
1993	105,9	62,8	76,8	46,2	56,5	31,9
1994	105,9	64,0	74,6	47,3	59,1	31,9
1995	105,9	63,6	77,4	47,3	59,5	31,9
1996	105,9	61,6	73,6	46,4	58,8	31,9
1997	105,9	62,2	72,1	47,1	59,4	31,9
1998	105,9	64,6	76,6	48,7	61,6	31,9
1999	105,9	66,3	79,0	49,6	62,2	31,9
2000	105,8	69,3	80,2	51,9	63,6	31,9
2001	105,9	70,4	79,2	51,7	64,1	31,9
2002	105,8	71,3	79,1	52,1	64,8	31,9
2003	106,0	71,6	79,3	52,1	65,0	31,9
2004	105,9	66,7	79,3	50,9	64,6	31,8
2005	105,9	67,1	79,2	50,9	64,2	31,8
2006	105,9	67,9	79,3	51,4	65,3	31,9

Note :

1. Le taux d'excrétion d'azote pour les bovins laitiers est de 0,44 kg N-1000 kg⁻¹-jour⁻¹ (GIEC 2006 tableau 10.10); le taux d'excrétion d'azote pour les autres espèces de bovin est de 0,31 kg N-1000 kg⁻¹-jour⁻¹ (GIEC 2006 tableau 10.10); Source des données : GIEC (2006), volume 4, Agriculture, Forestry and Other Land Uses, tableau 11.1.IPCC (2006), tableau 11.1.

A3.3.5.2 Coefficients d'émission associés aux SGF

Le type de SGF a une incidence considérable sur les émissions de N₂O. Les systèmes moins aérés, comme les systèmes liquides, génèrent peu de N₂O, tandis que le stockage solide et le fumier des pâturages et des enclos en produisent davantage. Cependant, on ne dispose au Canada que de fort peu de données scientifiques sur le volume des émissions de N₂O associées à un système quelconque de gestion des fumiers. Nous avons donc utilisé les coefficients d'émission par défaut du GIEC énumérés à l'annexe 12 pour estimer ces émissions.

A3.3.6 Émissions d'oxyde de diazote (N₂O) des sols agricoles

Les émissions de N₂O provenant des sols agricoles se composent d'émissions directes et indirectes, ainsi que d'émissions provenant du fumier présent dans les pâturages, les grands parcours et les enclos. Les émissions de N₂O provenant des apports anthropiques d'azote empruntent des voies directes (à partir des sols auxquels on ajoute de l'azote) et indirectes (soit i) par le biais de la volatilisation de l'azote des engrais de synthèse et des fumiers sous forme de NH₃ et de NO_x et de leur dépôt subséquent, soit ii) par le biais de la lixiviation et du ruissellement de l'azote).

A3.3.6.1 Émissions directes de N₂O des sols

Les sources directes sont les engrais de synthèse, le fumier épandu à titre d'engrais, la décomposition des résidus de culture, la modification des pratiques de travail du sol, les jachères, l'irrigation et la culture des histosols. Les méthodes retenues pour estimer les émissions de N₂O provenant de la plupart des sources d'émissions directes des sols agricoles sont particulières aux pays et s'inspirent des analyses de niveau 2 du GIEC.

On sait déjà que le régime d'humidité et le paysage influent sur les émissions de N₂O (Rochette et al., 2008). Nous avons donc utilisé les données sur les valeurs climatologiques normales à long terme et les caractéristiques topographiques pour élaborer un coefficient d'émission de N₂O de base (CE_{BASE}).

Coefficient d'émission de N₂O de base (CE_{BASE})

On a évalué l'influence des conditions climatiques locales en déterminant les coefficients d'émission régionaux attribuables aux engrais (CE_{BASE}). On a procédé de la même façon que pour la détermination du coefficient d'émission de niveau 1 du GIEC par Bouwman (1996), c'est-à-dire que l'élément CE_{BASE} est égal à la pente de la relation entre les émissions de N₂O et le taux d'engrais N. On a estimé l'élément CE_{BASE} pour les trois régions où l'on dispose de mesures du N₂O sur le terrain : Québec-Ontario, zones de sol brun-brun foncé; zones de sol gris-noir. Le rapport « CE_{BASE} sur l'azote provenant des engrais » calculé pour la région Québec-Ontario présente une pente (0,012 kg N₂O-N/kg N, en excluant les émissions survenant pendant l'hiver et le dégel printanier) (Gregorich et al. 2005) et un ajustement ($r^2 = 0,43$) similaires à ceux du coefficient de niveau 1 du GIEC calculé par Bouwman (1996) à partir de données mondiales. Dans la région des Prairies, on a mesuré des émissions de N₂O faibles et variables pour toute la plage des taux d'engrais azotés (sols brun-brun foncé = 0,0016 kg N₂O/kg N; sols noirs = 0,008 kg N₂O/kg N). Il ressort de ces observations que la production de N₂O attribuable aux sols dans la région des Prairies n'est pas restreinte par la disponibilité d'azote minéral, mais plutôt par la faible activité de dénitrification dans des conditions de sol sec et bien aéré.

Le N₂O étant principalement produit lors de la dénitrification, il est fortement influencé par l'état de l'oxygène dans le sol. C'est ainsi qu'il a été montré que, dans des conditions limitées d'humidité, les coefficients d'émission de N₂O augmentent de pair avec l'intensification des chutes de pluie (Dobbie et al. 1999), et que des coefficients d'émission variables selon le climat ont été utilisés dans l'inventaire du N₂O présent dans le sol (Flynn et al. 2005). La présente méthodologie propose d'adopter une approche similaire et d'estimer les coefficients d'émission au niveau de l'écodistrict comme une fonction du rapport entre les normales à long terme (base de données archivées d'AAC, S. Gameda, communication personnelle, sans référence) des précipitations et l'évapotranspiration potentielle (P/EP) de mai à octobre (Rochette et al. 2008). Malgré l'incertitude que présente la détermination de coefficients d'émission dans la région des Prairies, cette approche semble être valable pour comptabiliser les émissions de N₂O limitées par l'influence des quantités limitées d'eau dans cette région. Pour tenir compte de l'effet topographique, un CE_{BASE} a été estimé à un P/EP = 1 (0,017 kg N₂O-N/kg N) pour les sections inférieures des paysages. La fraction du paysage à laquelle cette condition s'appliquait diffère selon les types de paysage.

On a intégré les données sur la segmentation des paysages au calcul des estimations nationales des émissions de N₂O, en se basant sur le fait que les émissions de N₂O sont supérieures dans les sections inférieures du paysage des Prairies, où le sol est saturé par intermittence, ce qui encourage la dénitrification (Corre et al. 1996, 1999; Pennock et Corre 2001; Izaurralde et al.

2004). La fraction du paysage occupée par ces sections inférieures, ou F_{TOPO} , a été appliquée aux portions concaves du paysage (c'est-à-dire, les positions inférieures et dépressionnaires du paysage), où les sols sont probablement régulièrement saturés pendant de longues périodes, et où ils sont drainés de façon imparfaite, et comportent des marbrures⁶⁴ à moins de 50 cm de la surface. MacMillan et Pettapiece (2000) se sont servis de modèles altimétriques numériques pour caractériser l'étendue areale des portions supérieures, médianes, inférieures et dépressionnaires du paysage ainsi que leurs caractéristiques connexes (pente et longueur). Leurs résultats ont servi à calculer les proportions de topographies dans le fichier des caractéristiques des pédo-paysages du Canada (PPC) afin de déterminer la proportion du paysage à laquelle appliquer la valeur F_{TOPO} pour l'estimation des émissions de N_2O (Rochette et al. 2008).

Pour calculer un coefficient d'émission de base (CE_{BASE}) de N_2O pour un écodistrict, l'équation suivante a été utilisée :

Équation A3-14 :

$$\text{CE}_{\text{CT}} = \text{CE}_{\text{CT}, P/EP=1} \times F_{\text{TOPO}} + \text{CE}_{\text{CT}} \times (1 - F_{\text{TOPO}})$$

où:

CE_{CT}	=	coefficient d'émission, estimé à un P/EP réel en tenant compte du climat et de la topographie dans un écodistrict, en kg $\text{N}_2\text{O-N/kg N}$ (Figure A3-2)
$\text{CE}_{\text{CT}, P/EP=1}$	=	coefficient d'émission estimé à un P/EP = 1, fraction de 0,012 kg $\text{N}_2\text{O-N/kg N}$
F_{TOPO}	=	fraction de la superficie de l'écodistrict dans la section inférieure de la toposéquence Voir Rochette et al. (2008)
P	=	précipitations moyennes à long terme de mai à octobre dans un écodistrict, en mm
EP	=	évapotranspiration potentielle moyenne à long terme, de mai à octobre, en millimètres

64. Les marbrures sont le produit de cycles intermittents d'oxydation ou de réduction du fer (en général) présent dans le profil du sol. La fréquence, la taille et la couleur des marbrures dénotent que les matières du sol sont saturées de façon intermittente pendant de longues périodes.

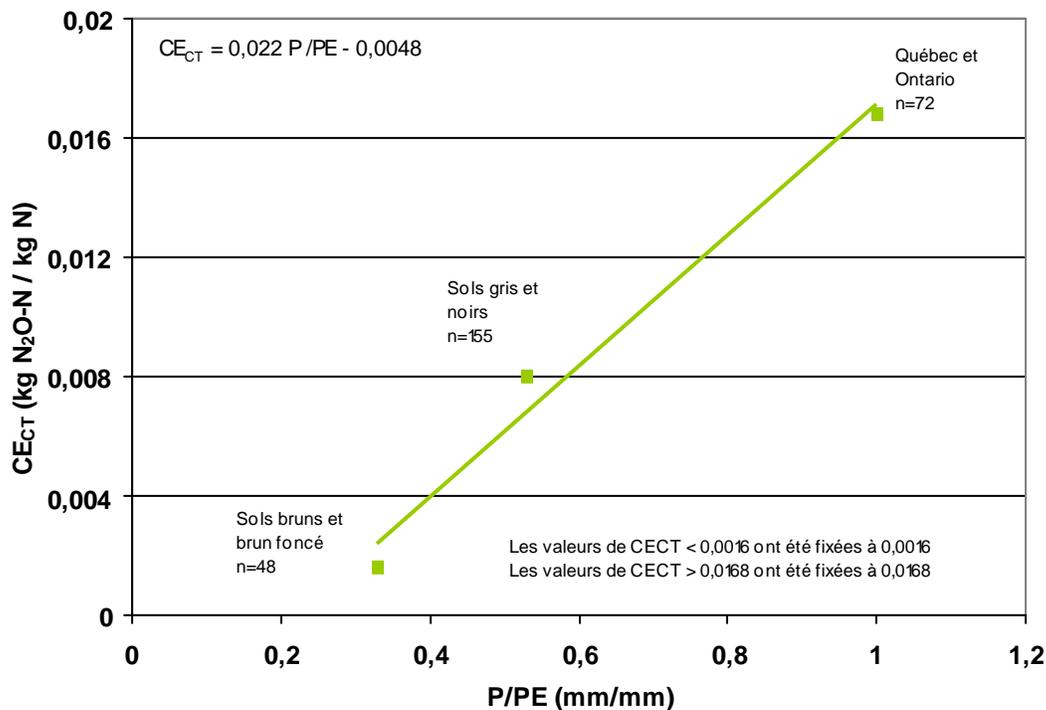


Figure A3-2 : Émissions de N₂O en tant que fonction du ratio à long terme des précipitations à l'évaporation potentielle (P/EP), de 1971 à 2000

Émissions de N₂O pendant l'hiver et le dégel printanier

Dans l'est du Canada, les chutes de neige annuelles moyennes varient de 1 m à 4,5 m (Environnement Canada 2002). L'eau de la fonte des neiges crée des conditions d'humidité qui stimulent souvent la production de N₂O dans les sols (Wagner-Riddle et Thurtell 1998). L'intensité du gel des sols en hiver influe également, semble-t-il, sur le taux d'émission au printemps (Wagner-Riddle et al. 2007). Ainsi, les résultats d'études micrométéorologiques montrent que les émissions de N₂O peuvent atteindre des niveaux élevés pendant l'hiver et le dégel printanier en Ontario (Wagner-Riddle et Thurtell 1998; Grant et Pattey 1999), et la décision de limiter les estimations d'émissions aux périodes exemptes de neige conduit donc à sous-estimer les émissions annuelles totales de N₂O dans cette région. Rochette et al (2008) font état de taux moyens d'émission de N₂O pendant l'hiver et le dégel printanier atteignant 1,2 kg N₂O-N ha⁻¹ dans le sud de l'Ontario (Wagner-Riddle et al. 2007; Wagner-Riddle et Thurtell, 1998); ces émissions ont été prises en compte dans le calcul du rapport entre CE_{CT} et P/EP illustré à la figure A3-2.

Des émissions printanières peuvent également survenir dans les Prairies, mais elles sont habituellement moins importantes que celles observées dans l'est du Canada (Lemke et al. 1999). Les mesures de flux en enceinte utilisées pour estimer l'élément CE_{CT} dans les Prairies comprennent les émissions du dégel printanier, car la faible accumulation de neige dans cette région permet d'installer des enceintes au cours de cette période. Par conséquent, il n'est pas nécessaire de rajuster l'élément CE_{CT} pour tenir compte des émissions du dégel printanier dans les Prairies.

Texture du sol et émissions de N₂O

La texture du sol n'influe pas directement sur la production de N₂O dans le sol. Il existe toutefois une corrélation entre ce paramètre et divers autres paramètres physiques et chimiques qui influent sur la production et le transport du N₂O dans le profil du sol (Arrouays et al. 2006; da Silva et Kay, 1997; Minasny et al. 1999). Ainsi, on observe souvent une corrélation entre les variables liées à la texture du sol et les émissions de N₂O dans les sols agricoles (Hénault et al. 1998; Corre et al. 1999; Chadwick et al. 1999; Bouwman et al. 2002; Freibauer, 2003).

Nous avons estimé l'incidence de la texture du sol sur les émissions de N₂O à partir des sols agricoles à l'aide d'un coefficient de rapport (CR_{TEXTURE}) correspondant au ratio des émissions de N₂O de sols appartenant à une classe de texture donnée sur la moyenne des émissions des sols de toutes textures. Nous avons attribué les valeurs de 0,8 à la classe CR_{TEXTURE-GROSSIÈRE}, de 1,0 à la classe CR_{TEXTURE-MOYENNE} et de 1,2 à la classe CR_{TEXTURE-FINE} (Rochette et al., 2008). Nous n'avons pas été en mesure de calculer les valeurs de CR_{TEXTURE} dans les régions autres que le Québec, l'Ontario et les provinces de l'Atlantique. On peut s'attendre à ce que la texture du sol n'ait qu'un effet limité sur les émissions de N₂O (CR_{TEXTURE} = 1) sous les climats secs qui caractérisent par exemple la région des Prairies, où la teneur en humidité du sol conduit à de faibles émissions de N₂O, quelle que soit la texture du sol.

Équation A3-15 :

$$CR_{TEXTURES,i} = (CR_{TEXTURE-FINE,i} \times FRAC_{TEXTURE-FINE,i}) + (CR_{TEXTURE-GROSSIÈRE,i} \times FRAC_{TEXTURE-GROSSIÈRE,i}) + (CR_{TEXTURE-MOYENNE,i} \times FRAC_{TEXTURE-MOYENNE,i})$$

où :

CR _{TEXTURE,i}	=	coefficient de rapport pondéré de la texture du sol sur les émissions de N ₂ O pour un écodistrict i de l'Ontario, du Québec ou des provinces de l'Atlantique
CR _{TEXTURE-FINE, i}	=	coefficient de rapport des émissions de N ₂ O pour les sols à texture fine dans un écodistrict i donné
FRAC _{TEXTURE-FINE, i}	=	fraction des sols à texture fine dans un écodistrict i
CR _{TEXTURE-GROSSIÈRE, i}	=	coefficient de rapport des émissions de N ₂ O pour les sols à texture grossière dans un écodistrict i donné
FRAC _{TEXTURE-GROSSIÈRE, i}	=	fraction des sols à texture grossière dans un écodistrict
CR _{TEXTURE-MOYENNE, i}	=	coefficient de rapport des émissions de N ₂ O pour les sols à texture moyenne dans un écodistrict i donné
FRAC _{TEXTURE-MOYENNE, i}	=	fraction des sols à texture moyenne dans un écodistrict i

Engrais azotés synthétiques

La méthode du Canada pour estimer les émissions de N₂O résultant de l'épandage d'engrais synthétiques sur les sols agricoles tient compte des régimes climatiques locaux ainsi que des conditions topographiques locales. On estime les émissions de N₂O par écodistrict au moyen de l'équation A3-16⁶⁵. On obtient les émissions provinciales et nationales en additionnant les estimations par écodistrict.

65. Un « écodistrict » est une partie d'écorégion caractérisée par un assemblage distinct de reliefs, de modelés, de formations géologiques, de sols, de végétation, de plans d'eau et d'animaux (http://gcmd.nasa.gov/records/CANADA-CGDI_Canada_AAFC_Eco.html)

Équation A3-16 :

$$N_2O_{ESA} = \sum (N_{FERT,i} \times CE_{BASE,i} \times RF_{TEXTURE,i}) \times \frac{44}{28}$$

où :

N_2O_{ESA}	=	émissions provenant des engrais synthétiques azotés, kg N_2O /an
$N_{FERT,i}$	=	consommation totale d'engrais synthétiques dans chaque écodistrict i, kg N/an. Le N_{ENG} au niveau d'un écodistrict est estimé à l'aide de l'équation A3-20
$CE_{BASE,i}$	=	une moyenne pondérée de coefficients d'émission au niveau d'un écodistrict i, qui est fonction du climat (précipitations/évapotranspiration potentielle) et des reliefs locaux, kg N_2O -N/kg N par an
$RF_{TEXTURE,i}$	=	coefficient de rapport pondéré de la texture du sol sur les émissions de N_2O pour un écodistrict i donné
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N_2O et celui du N_2

Les données relatives aux ventes d'engrais contenant de l'azote synthétique sont disponibles par province seulement et ont dû être désagrégées au niveau des écodistricts. L'approche est fondée sur l'hypothèse que la quantité potentielle d'engrais épandu contenant de l'azote synthétique (N_{APPL}) est égale à la différence entre les taux d'azote recommandés (N_{RCMD}) et l'azote de fumier disponible pour être épandu sur des terres cultivées (FUM-D,TC) :

Équation A3-17 :

$$N_{APPL,i} = N_{RCMD,i} - N_{FUM-D,TC,i}$$

où :

$N_{APPL,i}$	=	quantité totale d'engrais azoté potentiellement épandu dans un écodistrict _i , kg N/an
$N_{RCMD,i}$	=	épandage recommandé d'engrais dans un écodistrict _i , kg N/an
$N_{FUM-D,TC,i}$	=	azote disponible du fumier épandu sur les terres en culture dans un écodistrict _i , kg N/an

L'élément N_{RCMD} a été estimé comme la somme des produits de chaque type de culture et du taux recommandé d'épandage d'engrais pour cette culture dans cet écodistrict (Yang et al. 2007):

Équation A3-18 :

$$N_{RCMD,i} = \sum (CROPA_{ij} \cdot N_{RECR,j})$$

où :

$CROPA_{ij}$	=	superficie du type de culture j dans un écodistrict i, en ha
$N_{RECR,j}$	=	taux recommandé d'épandage d'azote pour le type de culture j dans un écodistrict i, en kg N/ha par an

L'élément $N_{FUM-D,TC}$ a été calculé comme la somme de la totalité de l'azote provenant du fumier de tous les animaux de ferme se trouvant dans l'écodistrict:

Équation A3-19 :

$$N_{\text{FUM-AV,CROPS},i} = \sum_{j,k} [(\text{AnimalNo}_{ji} \cdot N_{\text{EX},j}) (1 - N_{\text{PRP}j}) (1 - \text{FRAC}_{(\text{PerteSF})jk} - \text{UNAV})]$$

où :

AnimalNo_{ji}	=	population animale de la catégorie j dans un écodistrict i, nombre de têtes (section A3.3.1)
$N_{\text{EX},j}$	=	taux annuel d'excrétion d'azote pour la catégorie d'animal j, kg N/sujet-année (voir tableau A3-25 et tableau A3-26)
$N_{\text{PRP}j}$	=	fraction de l'azote de fumier qui est déposé sur les pâturages par des animaux qui broutent, pour la catégorie d'animaux j (voir tableau A3-22)
$\text{FRAC}_{(\text{PerteSF})jk}$	=	fraction de l'azote qui est perdue lors du stockage et de la manutention de fumier dans le système de gestion du fumier k pour la catégorie d'animaux j (voir tableau A3-27)
UNAV	=	fraction de l'azote qui est, soit sous forme organique soit non disponible pour les cultures : 0,35 (Yang et al. 2007)

Tableau A3-27 : Pertes totales d'azote, de NH₃-N et de NO_x-N, pour divers animaux d'élevage et systèmes de gestion des fumiers¹

Espèce animale	Système de gestion du fumier	Perte totales d'azote de fumier (%) ²	Perte de NH ₃ -N et de NO _x -N (%) ²
		(FRAC _(PerteSF))	(FRAC _{GASM})
Vaches laitières	Liquide	40 (15–45)	40 (15–45)
	Stockage solide	35 (10–55)	25 (10–40)
	Pâturages et enclos		20 (5–50)
Bovins non laitiers	Liquide	40 (15–45)	40 (15–45)
	Stockage solide	40 (20–50)	30 (20–50)
	Pâturages et enclos		20 (5–50)
Porcs	Liquide	48 (15–60)	48 (15–60)
	Stockage solide	50 (20–70)	45 (10–65)
Moutons, agneaux, lamas et alpacas	Stockage solide	15 (5–20)	12 (5–20)
	Pâturages et enclos		20 (5–50)
Chèvres et chevaux	Stockage solide	15 (5–20)	12 (5–20)
	Pâturages et enclos		20 (5–50)
Volaille	Liquide	50	50
	Stockage solide	53 (20–80)	48 (10–60)
	Pâturages et enclos		20 (5–50)

Notes :

1. Les chiffres entre parenthèses indiquent une plage de valeurs.
2. Source des données : Hutchings et al. (2001); EPA (2004); Rotz (2004).

Comme il importe d'assurer la concordance de la quantité potentielle d'engrais et de la quantité totale de cet engrais vendue dans la province (N_{VENTES}) pour estimer la quantité effectivement épanchée (N_{FERT}), nous ajustons comme suit la valeur de N_{APPL} dans chaque écodistrict :

Équation A3-20 :

$$N_{\text{FERT},i} = N_{\text{APPL},i} (\sum_{ip} N_{\text{APPL},p} / N_{\text{VENTES},p})$$

où :

$N_{\text{FERT},i}$	=	quantité totale d'engrais azoté effectivement épandue sur l'ensemble des cultures dans un écodistrict i, en kg
$N_{\text{APPL},i}$	=	quantité totale d'engrais azoté potentiellement épandue sur l'ensemble des cultures dans un écodistrict i, en kg
$\sum_{ip} N_{\text{APPL},p}$	=	somme de la totalité des engrais azotés potentiellement épandus dans une province p, en kg
$N_{\text{VENTES},p}$	=	quantité totale d'engrais azotés vendue dans une province p, en kg

Dans les écodistricts où $N_{\text{FUM-D, TC}}$ excédait N_{RCMD} , l'élément N_{FERT} a été fixé à 0. Pour les années situées entre deux années de recensement consécutives (p. ex. 1991 et 2001), on a interpolé l'élément N_{RCMD} de façon linéaire afin d'estimer successivement les valeurs annuelles de N_{APPL} et de N_{ENG} à l'échelle de l'écodistrict.

L'Unité des marchés de l'agrofourmiture de la Direction sur les politiques d'adaptation et de revenu agricole d'Agriculture et Agro-alimentaire Canada a recueilli des données annuelles sur la consommation d'engrais azotés à l'échelon provincial et publié un document intitulé *Consommation, livraison et commerce des engrais au Canada de 1990 à 2002* (Korol 2003). L'Institut canadien des engrais (ICE) recueille et publie depuis 2003 des données sur les engrais azotés⁶⁶.

On dénombre 958 stations météorologiques dans la base de données météorologiques archivées d'AAC. Les données de ces stations (80°00'N–41°55'N, 139°08'W–52°40'W) du Canada (758 stations) et des États-Unis (200 stations) ont servi à interpoler les valeurs mensuelles des précipitations et de l'évapotranspiration potentielle de mai à octobre, entre 1970 et 2000, aux centroïdes des écodistricts. Les données météorologiques archivées d'AAC ont été fournies par le Service météorologique du Canada d'Environnement Canada.

Fumier épandu comme engrais

Les émissions de N_2O émanant du fumier épandu comme engrais comprennent le N_2O résultant de l'épandage de fumier sur les sols agricoles sous forme sèche, liquide et selon d'autres systèmes de gestion des déchets. Comme pour les émissions de N_2O attribuables aux engrais synthétiques, on utilise une méthode de niveau 2 propre au Canada pour estimer des émissions de N_2O attribuables au fumier épandu comme engrais. La méthode est fondée sur la quantité d'azote du fumier produit par les animaux d'élevage et sur le CE_{BASE} propre à chaque pays, en tenant compte des conditions topographiques et de l'humidité du climat régional (au niveau de l'écodistrict). Les estimations des émissions de N_2O attribuables à cette source sont calculées à l'aide de l'équation A3-21.

66. Consultable en ligne à l'adresse : http://www.cfi.ca/Publications/Statistical_Documents.asp

Équation A3-21 :

$$N_2O_{MAN} = \sum (N_{FUM,CROP,i} \times CE_{BASE,i} \times RF_{TEXTURE,i}) \times \frac{44}{28}$$

où :

N_2O_{MAN}	=	émissions provenant du fumier animal épandu sur les terres cultivables en tant qu'engrais, en kg N_2O /an
$N_{FUM,CROPS,i}$	=	quantité totale d'azote de fumier animal épandu comme engrais sur des terres cultivables dans un écodistrict i, en kg N/an (<i>voir l'équation A3-22</i>)
$CE_{BASE,i}$	=	coefficient d'émission moyen pondéré pour un écodistrict i, en tenant compte du climat et de la topographie, en kg N_2O -N/kg N par an
$RF_{TEXTURE,i}$	=	moyenne pondérée du coefficient de rapport de la texture du sol sur les émissions de N_2O dans un écodistrict, i
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N_2O et celui de l'azote

Équation A3-22 :

$$N_{FUM,CROPS,i} = \sum_T [(N_T \times N_{EX,T}) \times (1 - N_{PRP,T}) \times (1 - FRAC_{(PerteM,T)})]$$

où :

$N_{FUMCROP,i}$	=	fumier animal épandu comme engrais azoté sur les terres cultivables dans un écodistrict i, en kg N/an
N_T	=	population pour la catégorie ou sous-catégorie d'animaux T (<i>section A3.3.1</i>)
$N_{EX,T}$	=	taux d'excrétion d'azote pour la T ^{ième} catégorie ou sous-catégorie d'animal (<i>tableau A3-25 et tableau A3-26</i>)
$N_{PRP,T}$	=	fraction de l'azote du fumier épandu dans les pâturages, les grands parcours et les enclos pour chaque catégorie d'animaux T dans un écodistrict i (<i>Tableau A3-22</i>)
$FRAC_{(PerteM,T)}$	=	fraction des pertes totales d'azote du fumier pour chaque catégorie d'animaux T, à l'exclusion des pâturages, des grands parcours et des enclos dans un écodistrict i (<i>Tableau A3-27</i>)

Les données sur la population d'animaux et sur les rajustements de population sont détaillées à la section A3.3.1.

Fixation de l'azote biologique

La fixation de l'azote biologique par l'association légumineuses-rhizobiums, une source importante de N_2O dans la méthodologie des *Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre* (GIEC/OCDE/AIE 1997), n'est pas incluse dans les Lignes directrices de 2006 du GIEC (GIEC 2006). Cette décision est étayée par les découvertes de Rochette et Janzen (2005), selon laquelle il n'existe aucune preuve que des quantités mesurables de N_2O soient produites pendant le processus de fixation de l'azote lui-même. Le Canada a donc décidé de déclarer cette source comme « ne survenant pas ». Toutefois, la contribution de l'azote des légumineuses aux émissions de N_2O est incluse en tant que source d'émissions de N_2O attribuables à la décomposition des résidus de récolte sur les sols agricoles (NRES).

Décomposition des résidus de récolte

Les transformations (nitrification et dénitrification) de l'azote libéré lors de la décomposition des résidus de récolte laissés sur place rejettent du N₂O dans l'atmosphère. On a estimé les émissions de N₂O attribuables à la décomposition des résidus de récolte à l'aide d'une nouvelle méthodologie de niveau 2 propre au Canada et semblable à celle utilisée pour les engrais et le fumier épandu comme engrais. Cette méthode repose sur les équations A3-23, A3-24 et A3-25:

Équation A3-23 :

$$N_2O_{RES} = \sum (N_{RES,i} \times CE_{BASE,i} \times RF_{TEXTURE,i}) \times \frac{44}{28}$$

où :

N ₂ O _{RES}	=	émissions attribuables à la décomposition des résidus de récolte, en kg N ₂ O/an
CE _{BASE,i}	=	moyenne pondérée des coefficients d'émission pour un écodistrict i, en kg N ₂ O-N/kg N par an
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N ₂ O et celui de l'azote
N _{RES,i}	=	quantité totale d'azote des résidus de récolte qui sont laissés sur place chaque année pour un écodistrict i, en kg N/an, calculée selon l'équation A3-24
RF _{TEXTURE,i}	=	moyenne pondérée du coefficient de rapport de la texture du sol sur les émissions de N ₂ O pour un écodistrict, i

Équation A3-24 :

$$N_{RES,i} = \sum_T [P_{T,i} \times FRAC_{RENEW,T,i} \times (R_{AG,T} \times N_{AG,T} + R_{BG,T} \times N_{BG,T})]$$

où :

FRAC _{RENEW,T,i}	=	fraction de la superficie totale cultivée T qui est renouvelée chaque année dans un écodistrict i
R _{AG,T}	=	rapport entre les résidus en surface pour une culture T, en kg de matières sèches (MS)/kg
N _{AG,T}	=	teneur en azote des résidus en surface pour une culture T, en kg N/kg MS
R _{BG,T}	=	rapport entre les résidus souterrains et le rendement récolté d'une culture T, en kg/kg MS
N _{BG,T}	=	teneur en azote des résidus souterrains pour une culture T, en kg N/kg MS
T	=	type de culture/fourrage
P _{T,i}	=	production totale du type de culture T qui est renouvelée annuellement dans un écodistrict i, calculée comme suit (équation A3-25), en kg MS/an.

Équation A3-25 :

$$P_{T,i} = \frac{A_{T,i} \times Y_{T,i}}{\sum_{i=1}^N (A_{T,i} \times Y_{T,i})} \times P_{T,p} \times (1 - H_2O_T)$$

où

$A_{T,i}$	=	superficie d'une culture de type T dans un écodistrict i, en ha
$Y_{T,i}$	=	rendement moyen d'une culture de type T dans un écodistrict i, en kg/ha par année
H_2O_T	=	teneur en eau d'une culture récoltée de type T, en kg/kg
$P_{T,p}$	=	production totale d'une culture de type T dans une province p, en kg MS/an

Statistique Canada (2006) (Statistique Canada #22-002) recueille et publie des données annuelles par province sur les grandes cultures : blé, orge, maïs, avoine, seigle, céréales mélangées, graines de lin, colza, sarrasin, graines de moutarde, graines de tournesol, graines de l'alpiste des Canaries, maïs fourrager, betterave à sucre, foin cultivé, pois secs, soya, haricots blancs secs, haricots de couleur, pois chiches et lentilles. La superficie et la production de chaque culture sont déclarées au niveau de la région du Recensement de l'agriculture et au niveau provincial, et les rendements ont été attribués aux polygones des pédo-paysages du Canada (PPC) au moyen de recouvrements de zone effectués par Agriculture et Agro-alimentaire Canada. Les paramètres qui s'appliquent à chaque type de culture sont énumérés par Janzen et al. (2003).

Culture des sols organiques (histosols)

La culture des sols organiques (histosols) destinés aux récoltes annuelles produit du N_2O . On a estimé les émissions de N_2O attribuables au travail des sols organiques à l'aide de la méthode de niveau 1 du GIEC et de l'équation A3-26.

Équation A3-26 :

$$N_2O_H = \sum (A_{os,i} \times CE_{HIST}) \times \frac{44}{28}$$

où :

N_2O_H	=	Émissions de N_2O provenant des histosols cultivés, en kg N_2O -N/an
$A_{os,i}$	=	superficie totale des sols organiques cultivés dans chaque province, en ha
CE_{HIST}	=	Coefficient d'émission par défaut du GIEC pour les sols organiques situés à une latitude moyenne, 8,0 kg N_2O -N/ha par an (GIEC 2000)
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N_2O et celui de l'azote

À l'échelle provinciale, les superficies d'histosols cultivées ne sont pas couvertes par le Recensement de l'agriculture. Selon des consultations avec de nombreux spécialistes des sols et des cultures dans tout le Canada, la superficie totale des sols organiques travaillés entre 1990 et 2006 au Canada est de 16 200 ha (G. Padbury et G. Patterson, AAC, communication personnelle, sans référence).

Émissions ou absorptions de N₂O dues à la réduction ou à l'élimination du travail du sol

Cette catégorie est spécifique au Canada. Elle ne découle pas d'un apport additionnel d'azote (provenant d'engrais, de fumier ou de résidus de culture), mais reflète comment les changements des pratiques de travail du sol influent sur les émissions de N₂O. Par exemple, comparativement aux techniques de travail du sol classiques ou intensives (TI), l'ensemencement direct ou pratiques sans travail du sol (ST) de même que les techniques de travail réduit (TR) ont une incidence sur la décomposition des matières organiques présentes dans les sols, la disponibilité d'azote et de carbone dans les sols, la densité apparente des sols et la teneur en humidité et donc sur les émissions de NO₂.

Des études réalisées sur le terrain au Québec et en Ontario ont montré que les pratiques de travail du sol ont conduit à une augmentation des émissions de N₂O, alors que l'inverse s'est produit dans les Prairies. Pour quantifier l'incidence des pratiques de travail du sol sur les émissions de N₂O, on utilise un coefficient de rapport (F_{TILL}) correspondant au ratio des flux moyens de N₂O dans les sols ST ou TR sur les flux moyens de N₂O dans les sols TI (N₂O_{NT}/N₂O_{IT}) comme suit (Rochette et al., 2008) :

Équation A3-27 :

$$N_2O_{TILL} = \sum \left[(N_{FERT,i} + N_{FUM,CROPS,i} + N_{RES,i}) \times (CE_{BASE,i} \times FRAC_{ST-TR,i} \times (F_{TILL} - 1)) \right] \times \frac{44}{28}$$

où :

N ₂ O _{TILL}	=	réduction des N ₂ O attribuable à l'adoption des pratiques ST et TR, en kg N ₂ O/an
N _{FERT,i}	=	consommation totale d'engrais synthétiques dans chaque écodistrict i, kg N/an
N _{FUM,CROPS,i}	=	quantité totale d'azote de fumier animal épandu comme engrais sur les terres cultivables dans un écodistrict i, en kg N/an
N _{RES,i}	=	quantité totale d'azote des résidus de culture qui est laissée chaque année sur les terres cultivables pour un écodistrict i, en kg N/an
CE _{BASE,i}	=	moyenne pondérée des coefficients d'émission pour un écodistrict i, en kg N ₂ O-N/kg N par an
FRAC _{ST-TR,i}	=	fraction des terres cultivables touchées par ST et TR dans un écodistrict i, %
F _{TILL}	=	facteur rajustant le CE _{BASE} en raison de l'adoption de ST et de TR : FTS = 1,0 dans l'est du Canada et la Colombie-Britannique; FTS = 0,8 dans les Prairies (Rochette et al. 2008)
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N ₂ O et celui de l'azote

La fraction des terres cultivées soumises aux pratiques ST et TR (FRAC_{ST-TR}) dans chacun des écodistricts provient du Recensement de l'agriculture (Statistique Canada 1992, 1997, 2002) et est identique à celle utilisée dans la catégorie ATCATF des « terres cultivées dont la vocation n'a pas changé », en ce qui a trait aux pratiques ST et TR. Les données sont publiées à l'échelon de la région agricole du recensement, du secteur de recensement, à l'échelon provincial et à l'échelon national. La FRACTS-TR annuelle entre les deux années de recensement consécutives est rajustée par interpolation.

Émissions de N₂O imputables aux jachères

La jachère est une méthode agricole couramment utilisée dans la région des Prairies pour conserver l'humidité du sol en laissant celui-ci non ensemencé pendant toute une saison de

croissance dans le cadre de la rotation des cultures. Durant l'année de jachère, plusieurs facteurs, comme l'augmentation de la teneur en humidité du sol, la température et le carbone et l'azote disponibles, peuvent contribuer à une augmentation des émissions de N₂O par rapport à une situation de culture (Campbell et al. 1990). Des études expérimentales ont révélé que les émissions de N₂O dans les champs en jachère étaient analogues aux émissions des champs qui sont constamment cultivés (Rochette et al. 2008). Pour prendre en compte ces émissions qui n'interviennent pas dans la méthode par défaut du GIEC fondée sur l'apport, nous utilisons la méthode suivante particulière au pays pour estimer l'effet de la jachère sur les émissions de N₂O en supposant que, pendant une année agricole, les émissions directes de N₂O provenant d'un champ donné se résument comme suit :

Équation A3-28 :

$$N_2O_{REC} = N_2O_{BASE} + N_2O_{ESA} + N_2O_{FUM} + N_2O_{RES}$$

où les éléments N₂O_{ESA}, N₂O_{FUM} et N₂O_{RES} ont été définis aux sections précédentes. N₂O_{BASE} désigne les émissions de base de N₂O du sol qui ne sont pas dues à l'azote des résidus de culture, à l'azote des engrais ou à celui provenant des épandages de fumier.

Au cours d'une année de jachère, aucun engrais ou fumier n'est épandu. En l'absence d'apports externes d'azote, les émissions de N₂O au cours de l'année de jachère (N₂O_{JACHÈRE}) peuvent être considérées comme formées de : (i) les émissions de base qui auraient eu lieu malgré la jachère (N₂O_{BASE}) et (ii) les émissions attribuables aux modifications de l'environnement du sol par la jachère (N₂O_{EFFET-JACHÈRE}) :

Équation A3-29 :

$$N_2O_{JACHÈRE} = N_2O_{BASE} + N_2O_{EFFET-JACHÈRE}$$

Comme on suppose que les émissions de N₂O sont les mêmes pendant les années de jachère et les années de culture (N₂O_{REC} = N₂O_{JACHÈRE}) et que la valeur de N₂O_{BASE} est la même en situation de culture ou de jachère, on peut estimer la valeur de N₂O_{EFFET-JACHÈRE} comme suit :

Équation A3-30 :

$$N_2O_{ESA} + N_2O_{FUM} + N_2O_{RES} = N_2O_{EFFET-JACHÈRE}$$

On calcule ainsi les émissions de N₂O découlant de la pratique de la jachère pour chacun des écodistricts en appliquant les émissions dues aux apports d'azote aux cultures annuelles (résidus de culture, engrais et fumier) à la superficie de ces écodistricts mise en jachère :

Équation A3-31 :

$$N_2O_{JACHÈRE} = \sum \left[(N_2O_{ESA,i} + N_2O_{FUM,i} + N_2O_{ESA,i}) \times FRAC_{JACHÈRE,i} \right]$$

où :

$N_2O_{JACHÈRE}$	=	émissions attribuables à l'effet de la jachère
$N_2O_{SFN,i}$	=	émissions attribuables aux engrais azotés de synthèse dans un écodistrict i, en kg N ₂ O-N
$N_2O_{ESA,i}$	=	émissions attribuables à la décomposition des résidus de récolte, en kg N ₂ O/an, pour l'écodistrict i
$N_2O_{FUM,i}$	=	émissions attribuables au fumier épandu sur les terres cultivées dans un écodistrict i, en kg N ₂ O-N
$FRAC_{JACHÈRE,i}$	=	fraction des terres cultivées d'un écodistrict i qui est en jachère, %

Les estimations de N_2O_{ESA} et de N_2O_{FUM} à l'échelon d'un écodistrict sont celles qui sont dérivées des catégories d'engrais synthétiques, de fumier utilisé comme engrais et de résidus de cultures. L'élément $FRAC_{JACHÈRE}$ est dérivé du *Recensement de l'agriculture pour chaque écodistrict* (Statistique Canada 1992; 1997; 2002) et est identique à celle qui est utilisée dans la catégorie « terres cultivées dont la vocation n'a pas changé » du secteur ATCATF pour les jachères. L'élément $FRAC_{JACHÈRE}$ annuel entre deux années de recensement consécutives est rajusté par interpolation.

Émissions de N₂O attribuables à l'irrigation

L'augmentation de la teneur en eau lors de l'irrigation peut, à cause d'une plus grande activité biologique et d'une aération réduite des sols, entraîner une augmentation des émissions de N₂O (Jambert et al. 1997). Ainsi, des études ont montré que les plus fortes émissions de N₂O de sols agricoles du nord-ouest des États-Unis (Liebig et al. 2005) et de l'ouest du Canada (Hao et al. 2001) ont été observées sur les terres irriguées, suivies des terres non irriguées et des pâturages. Il n'existe aucune étude sur le terrain comparant les émissions de N₂O des terres irriguées et des terres non irriguées au Canada. On a donc posé l'hypothèse que : 1) l'eau d'irrigation stimule la production de N₂O de la même manière que l'eau de pluie; 2) le volume d'irrigation permet d'éviter le manque d'eau comme « les précipitations + l'eau d'irrigation = l'évapotranspiration potentielle » On a donc tenu compte de l'effet de l'irrigation sur les émissions de N₂O des terres agricoles à l'aide d'un CE_{BASE} estimé avec un P/EP = 1 (p. ex. $CE_{BASE} = 0,017$ N₂O-N kg-1 N) pour les zones irriguées d'un écodistrict :

Équation A3-32 :

$$N_2O_{IRRI} = \sum \left[(N_{FERT,i} + N_{FUM-CROPS,i} + N_{RES,i}) \times (0,017 - CE_{BASE,i}) \times FRAC_{IRRI,i} \right] \times \frac{44}{28}$$

où

N_2O_{IRRI}	=	émission attribuables à l'irrigation, kg N_2O /an
$N_{FERT,i}$	=	consommation totale d'engrais synthétiques azotés dans chaque écodistrict i , kg N/an
$N_{FUM,CROPS,i}$	=	quantité totale d'azote de fumier animal épandu comme engrais sur les terres cultivables dans un écodistrict i , en kg N/an
$N_{RES,i}$	=	quantité totale d'azote des résidus de culture qui est laissée chaque année sur les terres cultivables pour un écodistrict i , en kg N/an
0,017	=	valeur attribuée à EF_{BASE} pour les terres irriguées, en kg N_2O -N/kg N-année
$CE_{BASE,i}$	=	moyenne pondérée des coefficients d'émission pour un écodistrict i , en kg N_2O -N/kg N par an
$FRAC_{IRRI,i}$	=	fraction des terres cultivables irriguées dans l'écodistrict i , %
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N_2O et celui de l'azote

L'élément $FRAC_{IRRI}$ est dérivé des données du Recensement de l'agriculture pour chacun des écodistricts (Statistique Canada 1992, 1997, 2002). Entre deux années de recensement, on rajuste cet élément par interpolation.

A3.3.6.2 *Fumier épandu sur les pâturages, les grands parcours et les enclos réservés par les animaux au pacage*

On estime les émissions de N_2O attribuables au fumier laissé sur les pâturages, les grands parcours et les enclos à l'aide de la méthode par défaut de niveau 1 du GIEC. La méthodologie du GIEC est fondée sur la quantité d'azote de fumier produite par les animaux d'élevage dans les pâturages, les grands parcours et les enclos et on calcule les émissions de N_2O à l'aide de l'équation A3-33.

Équation A3-33 :

$$N_2O_{PRP} = \sum_T (N_T \times N_{EX,T} \times N_{PRP,T} \times CE_{PRP,T}) \times \frac{44}{28}$$

où :

N_2O_{PRP}	=	émissions attribuables au fumier laissé dans les pâturages, les grands parcours et les enclos par les animaux au pacage, en kg N_2O /an
N_T	=	population pour la catégorie ou sous-catégorie d'animaux T (<i>section A3.3.1</i>)
$N_{EX,T}$	=	taux annuel d'excrétion d'azote pour la catégorie d'animal T , en kg N/sujet-année (<i>tableau A3-25 et tableau A3-26</i>)
$N_{PRP,T}$	=	fraction de l'azote du fumier excrété sur les pâturages, dans les parcours et dans les enclos par les animaux de la catégorie T (<i>voir tableau A3-22</i>).
$CE_{PRP,T}$	=	coefficient d'émission de l'azote de fumier laissé par des animaux dans les pâturages, les grands parcours et les enclos : 0,02 kg N_2O -N/kg N pour le bétail laitier, le bétail non laitier, les buffles, les porcs et la volaille, et 0,01 kg N_2O -N/kg N pour les moutons, les lamas, les alpacas, les agneaux, les chèvres et les chevaux (GIEC 2006)
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N_2O et celui de l'azote

Les sources des données sur les populations d'animaux sont présentées en détail à la section A3.3.1.

A3.3.6.3 Émissions indirectes de N₂O des sols

Volatilisation et redépôt d'azote

La méthode de niveau 1 du GIEC est utilisée pour estimer les émissions indirectes de N₂O attribuables à la volatilisation et au redépôt de l'azote des engrais et du fumier épandus sur les sols agricoles. On calcule les émissions à l'aide de l'équation A3-34:

Équation A3-34 :

$$N_2O_{VD} = \sum \left[(N_{FERT,i} \times FRAC_{GASF}) + (N_{MAN,CROPS,i} \times FRAC_{GASM}) + N_{FUM-VOLAT,i} \right] \times CE_{VD} \times \frac{44}{28}$$

où :

N_2O_{VD}	=	émissions attribuables à la volatilisation et au redépôt de l'azote, en kg N ₂ O/an
$N_{FERT,i}$	=	consommation d'engrais azotés synthétiques dans un écodistrict i, kg N/an
$FRAC_{GASF}$	=	fraction de l'azote d'engrais synthétiques épandus sur les sols qui se volatilise sous forme de NH ₃ -N et de NO _x -N : 0,1 kg (NH ₃ -N + NO _x -N)/kg N (GIEC 2006)
$N_{MAN,CROPS,i}$	=	quantité totale d'azote de fumier animal épandu comme engrais sur les terres cultivables dans un écodistrict i, en kg N/an
$FRAC_{GASM}$	=	fraction volatilisée de l'azote du fumier épandu sur les terres cultivées : 0,2 kg (NH ₃ -N + NO _x -N)/kg N (IPCC 2006)
CE_{VD}	=	coefficient d'émission attribuable à la volatilisation et au redépôt : 0,01 kg N ₂ O-N/kg N (GIEC/OCDE/AIE 1997)
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N ₂ O et celui de l'azote
$N_{FUM-VOLAT,i}$	=	quantité totale d'azote de fumier perdue sous forme de NH ₃ -N et de NO _x -N par suite des excréments du bétail dans un écodistrict i, en kg N, calculée comme suit :

Équation A3-35 :

$$N_{FUM-VOLAT,i} = \sum_{mT} (N_T \times N_{EX,T} \times SGF_{m,T} \times FRAC_{GASMm,T})$$

où :

N_T	=	population de la catégorie d'animaux T, têtes
$N_{EX,T}$	=	excrétion d'azote par les animaux de la catégorie T, en kg N/année (section A3.3.5.1.)
$SGF_{m,T}$	=	fraction de l'azote de fumier provenant de la catégorie d'animaux T gérée dans le cadre d'un système de gestion des fumiers m Tableau A3-22
$FRAC_{GASMm,T}$	=	fraction d'azote de fumier excrété par une catégorie d'animaux T et gérée dans le cadre d'un système de gestion des fumiers m qui se volatilise sous forme de NH ₃ -N et de NO _x -N (Tableau A3-27)

Les sources des données utilisées pour estimer les valeurs N_{FERT} et $N_{FUM-VOLAT}$ à l'échelon d'un écodistrict ont été présentées plus haut (section 3.3.6.1 et tableau A3-27).

Lessivage, érosion et ruissellement

On estime les émissions indirectes de N₂O attribuables au lessivage, au ruissellement et à l'érosion de l'azote d'engrais, de l'azote de fumier et de l'azote de résidus de culture présents dans les sols agricoles à l'aide d'une méthode de niveau 1 modifiée du GIEC :

Équation A3-36 :

$$N_2O_L = \sum \left[(N_{FERT,i} + N_{FUM,CROPS,i} + N_{PRP,i} \times N_{RES,i}) \times FRAC_{LESSIVAGE} \times CE_{LESSIVAGE} \right] \times \frac{44}{28}$$

où :

N ₂ O _L	=	émissions attribuables au lessivage et au ruissellement, en kg N ₂ O/an
N _{FERT,i}	=	engrais azotés synthétiques épandus dans un écodistrict i, en kg N
N _{FUM,CROPS,i}	=	azote de fumier épandu comme engrais dans un écodistrict i, en kg N
N _{PRP,i}	=	azote de fumier dans les pâturages, les grands parcours et les enclos dans un écodistrict i, en kg N
N _{RES,i}	=	azote de résidus de culture dans un écodistrict i, en kg N
FRAC _{LESSIVAGE,i}	=	fraction de l'azote perdue par lessivage et ruissellement dans un écodistrict i, comme défini ci-dessous
CE _{LESSIVAGE}	=	coefficient d'émission attribuable au lessivage/ ruissellement : 0,025 kg N ₂ O-N/kg N (GIEC 2000)
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N ₂ O et celui de l'azote

Détermination de la fraction d'azote perdue par lessivage (FRAC_{LESSIVAGE}) à l'échelon de l'écodistrict au Canada

Au Canada, les pertes d'azote par lessivage varient considérablement d'une région à l'autre. Des apports d'azote élevés dans des conditions humides peuvent mener à des pertes supérieures à 100 kg N/ha dans certains systèmes agricoles du sud de la Colombie-Britannique (Paul et Zebarth 1997; Zebarth et al. 1998). Cependant, ces pertes ne représentent qu'une petite fraction des agroécosystèmes canadiens. En Ontario, Goss et Goorahoo (1995) ont prévu des pertes par ruissellement de 0-37 kg N/ha-1, soit de 0 à 20 % des apports d'azote attribuables à l'ensemencement, aux engrais, au fumier, aux animaux, à la fixation de l'azote et aux dépôts atmosphériques. Il est possible que les pertes par ruissellement dans la plus grande partie des Prairies soient inférieures, les précipitations et les apports d'azote moins importants par unité de surface. Une étude de longue durée menée au centre de l'Alberta par Nyborg et al. (1995) indique que les pertes par ruissellement sont minimales. De plus, Chang et Janzen (1996) n'ont relevé aucune preuve de lessivage de l'azote dans des parcelles non irriguées et à fort épandage de fumier, et ce malgré d'importantes accumulations de nitrate dans le profil du sol.

Dans les *Lignes directrices pour les inventaires nationaux des gaz à effet de serre, version révisée de 1996* (GIEC/OCDE/AIE 1997), l'élément FRAC_{LESSIVAGE} a une valeur par défaut de 0,3. L'élément FRAC_{LESSIVAGE} peut baisser jusqu'à 0,05 dans les régions où les chutes de pluie sont nettement inférieures à l'évapotranspiration potentielle (GIEC 2006), comme dans la région des Prairies canadiennes. On pose donc l'hypothèse que l'élément FRAC_{LESSIVAGE} varie, selon l'écodistrict, entre un minimum de 0,05 et un maximum de 0,3.

Pour les écodistricts où la valeur des précipitations et de l'évapotranspiration potentielle (P/EP) pendant la saison de croissance (de mai à octobre) est égale ou supérieure à 1, on a attribué la valeur maximale de FRAC_{LESSIVAGE} recommandée dans les *Lignes directrices du GIEC pour les*

inventaires nationaux de gaz à effet de serre (GIEC, 2006), soit 0,3. Pour les écodistricts affichant la plus faible valeur P/EP (0,23), une valeur minimale $FRAC_{LESSIVAGE}$ de 0,05 a été attribuée. Pour les écodistricts où la valeur P/EP variait entre 0,23 et 1, on a estimé l'élément $FRAC_{LESSIVAGE}$ à l'aide de la fonction linéaire qui relie les points $(P/EP, FRAC_{LESSIVAGE}) = (1,0,3; 0,23, 0,05)$ (figure A3-3).

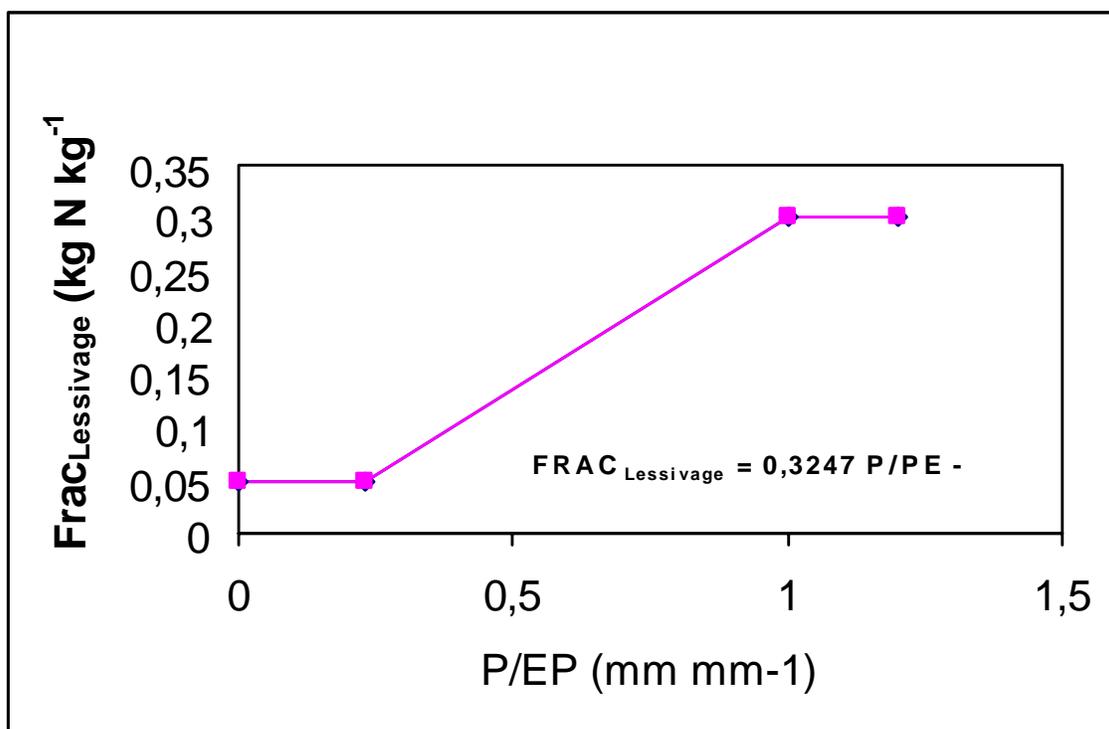


Figure A3-3 : Détermination des valeurs de $FRAC_{LESSIVAGE}$ pour l'Écodistrict

Les sources des données utilisées pour le calcul des valeurs de N_{FERT} (section A3.3.6.1), $N_{FUM,TC}$ (section A3.3.6.1), N_{PRP} (section A3.3.6.2) et N_{RES} (section A3.3.6.1) au niveau de l'écodistrict sont indiquées dans les sections précédentes.

On a calculé l'élément $FRAC_{LESSIVAGE}$ à l'échelon d'un écodistrict en se servant des normales à long terme des précipitations et de l'évapotranspiration potentielles mensuelles, de mai à octobre, entre 1971 et 2000 (base de données archivées d'AAC, S. Gameda, communication personnelle, sans référence).

A3.4 Méthodologie relative à l'affectation des terres, au changement d'affectation des terres et à la foresterie

Le secteur Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie (ATCATF) de l'inventaire englobe les émissions/absorptions de GES liées aux terres aménagées et à la conversion de certaines terres à des catégories différentes.

Comme au chapitre 7, la structure de cette annexe cherche à préserver les catégories de déclaration fondées sur les terres, tout en regroupant les méthodologies connexes de collecte des

données et d'établissement des estimations. La section A3.4.1 résume le cadre spatial d'établissement des estimations et de rapprochement des secteurs. La méthode générale d'estimation des fluctuations des stocks de carbone, des émissions et des absorptions dans toutes les catégories liées aux forêts, y compris aux forêts aménagées, à la conversion de terres à d'autres usages et aux terres converties en forêts, est brièvement décrite à la section A3.4.2. Les sections A3.4.3 à A3.4.6 contiennent des renseignements analogues au sujet des terres cultivées, des prairies, des terres humides et des zones de peuplement.

Plusieurs méthodes d'estimation des émissions différées imputables au stockage du carbone dans les produits ligneux récoltés (PLR) sont brièvement décrites à la section A3.4.7, de même que les répercussions pour le Canada.

A3.4.1 Cadre spatial d'établissement des estimations et de rapprochement des secteurs dans le secteur ATCATF

La complexité croissante de l'établissement d'estimations et de la participation active de plusieurs groupes de scientifiques et d'experts crée un cadre institutionnel complexe au sein duquel la collaboration étroite est indispensable. En même temps, les démarches, les méthodes, les instruments et les données qui sont disponibles et qui sont le mieux adaptés à la surveillance d'une activité ne conviennent pas toujours à une autre. Il existe d'importantes différences dans le cadre spatial utilisé par chaque groupe, d'où le risque que les données sur les activités et les estimations deviennent incohérentes sur le plan spatial. Un cadre spatial hiérarchique a donc été adopté par tous les partenaires du Système de surveillance, de comptabilisation et de rapports (SSCR) du secteur national ATCATF pour maximiser l'uniformité et l'intégrité spatiale de l'inventaire des GES.

Au niveau de résolution spatiale le plus élevé se trouvent les unités analytiques, qui sont propres à chaque système d'estimation. Dans les forêts aménagées, les unités analytiques sont les unités d'aménagement figurant dans les inventaires forestiers des provinces et des territoires. Pour les besoins de notre évaluation, les forêts aménagées ont été classées en 577 unités analytiques dans 12 provinces et territoires (tableau A3-28). Les unités analytiques résultent généralement du recoupement de secteurs administratifs utilisés pour l'aménagement du bois d'œuvre et des frontières écologiques.

Tableau A3-28 : Unités analytiques spatiales des forêts aménagées

Province/Territoire	Nombre d'unités analytiques
Terre-Neuve-et-Labrador	25
Nouvelle-Écosse	12
Île-du-Prince-Édouard	1
Nouveau-Brunswick	1
Québec	151
Ontario	52
Manitoba	70
Saskatchewan	45
Alberta	69
Colombie-Britannique	98
Yukon	13
Territoires du Nord-Ouest	40
Canada	577

Le cadre spatial le mieux adapté à la surveillance des GES émis par les terres agricoles (terres cultivées et prairies) est la Banque de données nationales sur les sols du Système d'information sur les sols du Canada⁶⁷ et les pédo-paysages. L'éventail complet des attributs qui décrivent un type distinctif de sol et les paysages qui l'accompagnent, comme le modelé de la surface, la déclivité, la teneur caractéristique en carbone du sol dans les utilisations des terres agricoles originales et dominantes, la profondeur de la nappe phréatique, s'appelle un pédo-paysage. Les paysages des sols sont liés spatialement aux polygones des PPC (les unités analytiques) qui peuvent contenir un ou plusieurs éléments distinctifs du pédo-paysage. À noter que les emplacements précis de pédo-paysages particuliers dans un polygone, de peuplements forestiers particuliers dans une unité analytique d'aménagement des forêts ou de phénomènes de conversion des forêts dans une unité analytique de déboisement ne sont pas définis ni spatialement explicites; par convention, l'expression « à référence spatiale » désigne les données locationnelles qui se rattachent aux limites de ces unités spatiales. Les polygones des PPC sont de l'ordre de 1 000 à 1 000 000 hectares et conviennent à l'établissement de cartes à l'échelle de 1:1 million.

Les polygones de PPC sont également les unités de base du Cadre écologique national pour le Canada, qui est un système hiérarchique spatialement uniforme au sein duquel les écosystèmes à divers niveaux de généralisation peuvent être décrits et surveillés, et faire l'objet de rapports (Marshall et Schut 1999). Les 12 353 polygones de PPC sont emboîtés dans le niveau de généralisation des écodistricts (1 021), qui sont ensuite regroupés en 194 écorégions et 15 écozones.

Les unités analytiques qui ont servi à estimer les superficies de forêts converties à d'autres usages reposent sur les taux et les caractéristiques de déboisement prévus, de même que sur les frontières administratives.

Le secteur ATCATF de l'inventaire des GES déclare des données dans 18 zones de déclaration (chapitre 7, figure 7-2). Ces zones de déclaration sont essentiellement identiques aux écozones du Cadre écologique national, à trois exceptions près : les écozones du bouclier boréal et du bouclier de la taïga sont découpées en parties est et ouest pour créer quatre zones de déclaration, tandis que l'écozone des Prairies est subdivisée en une zone semi-aride et une zone subhumide. Ces subdivisions ne modifient pas la nature hiérarchique du cadre spatial. Le tableau A3-29 indique les superficies de terre et d'eau de chaque zone de déclaration, ainsi que la superficie estimée des forêts gérées et des terres cultivées pour l'année d'inventaire 2006. Les méthodes qui ont servi à la collecte de ces données et la provenance des données sont décrites dans McGovern (2007).

67. Voir <http://sis2.agr.gc.ca/cansis/>

Tableau A3-29 : Estimations de la superficie des terres, des plans d'eau, des forêts aménagées et des terres agricoles en 2006.

Nom et numéro de la zone de déclaration	Superficie totale (ha)	Superficie totale des terres (ha)	Superficie totale d'eau douce (ha)	Forêts aménagées (ha)	Superficie des terres agricoles (ha)
1 Cordillère arctique	24 277 684	23 991 749	285 935		
2 Haut-Arctique	151 022 874	142 416 424	86 06 450		
3 Bas-Arctique	84 636 177	74 608 974	10 027 203		
4 Bouclier de la taïga-est	74 834 455	65 668 565	9 165 890	1 102 862	
5 Bouclier boréal-est	111 056 710	99 129 131	11 927 579	55 575 314	680 161
6 Écozone maritime de l'Atlantique	20 938 606	19 736 815	1 201 791	15 927 782	1 167 667
7 Plaines à forêts mixtes	16 780 897	11 014 617	5 766 280	2 721 688	5 401 380
8 Plaines hudsoniennes	37 371 084	36 393 778	977 306	302 259	
9 Bouclier boréal-ouest	83 951 074	71 111 613	12 839 461	28 769 212	207 311
10 Plaines boréales	73 611 950	67 185 834	6 426 116	36 181 296	11 487 126
11 Prairies subhumides	22 341 203	21 598 791	742 412	1 823 554	16 720 367
12 Prairies semi-arides	23 966 465	23 493 794	472 671	24 170	14 023 832
13 Plaines de la taïga	65 803 607	58 218 579	7 585 028	20 043 380	10 308
14 Cordillère montagnarde	48 470 844	47 226 428	1 244 416	35 439 899	1 175 103
15 Écozone maritime du Pacifique	20 809 934	20 487 877	322 057	13 223 977	119 977
16 Cordillère boréale	46 785 399	45 841 568	943 831	16 618 191	372
17 Cordillère de la taïga	26 530 375	26 373 796	156 579	412 084	
18 Bouclier de la taïga-ouest	63 167 721	52 178 220	10 989 501	1 829 553	

Il est impossible d'harmoniser les données sur les activités provenant de sources différentes au niveau des unités analytiques, étant donné que les unités utilisées dans différentes catégories de terres se recoupent souvent et qu'on ignore l'emplacement exact des phénomènes, des peuplements forestiers ou des activités au sein d'une unité. Le rapprochement spatial se fait dans 60 unités de rapprochement, qui sont issues de l'intersection spatiale des zones de déclaration et des limites des provinces et des territoires (figure 7-1). Les procédures de CQ et d'AQ sont menées au niveau des unités analytiques (durant l'établissement des estimations) et des unités de rapprochement (à l'étape de la compilation des estimations).

A3.4.2 Terres forestières et changement d'affectation des terres d'ordre forestier

A3.4.2.1 Modélisation du carbone

Pour estimer les fluctuations des stocks de carbone, les émissions et les absorptions des forêts aménagées, la conversion de terres forestières à d'autres affectations et la conversion de terres en forêts, on a utilisé la version 3 du Modèle du bilan du carbone pour le secteur forestier canadien (MBC-SFC3), qui est le plus récent d'une famille de modèles dont l'élaboration remonte à la fin des années 1980 (Kurz et al. 1992). Ce modèle intègre les données de l'inventaire forestier (âge des forêts, superficie et composition taxinomique), des banques de données sur les courbes du volume marchand en fonction de l'âge, des équations de conversion du volume marchand des peuplements en biomasse totale, des données sur les perturbations naturelles et anthropiques, ainsi que des simulations des transferts de carbone entre réservoirs associés aux processus des écosystèmes, aux échanges avec l'atmosphère et aux pertes au profit des produits forestiers.

Les processus de l'écosystème modélisés par le MBC-SFC3 pour établir les estimations présentées ici sont la croissance, le dépôt de la litière, la mortalité naturelle des arbres et la décomposition. Les événements modélisés sont les activités d'aménagement, les incendies de

forêts et infestations d'insectes, et la conversion des forêts. Au nombre des activités d'aménagement représentées figurent l'éclaircie commerciale (depuis 2000), la coupe rase, la coupe partielle et la coupe de récupération⁶⁸. Différentes pratiques de conversion des forêts sont également modélisées, notamment le brûlage dirigé.

Les réservoirs de carbone représentés dans le MBC-SFC3 peuvent être appariés aux réservoirs de carbone forestiers du GIEC (tableau A3-30). Les réservoirs de la biomasse vivante sont ensuite subdivisés en deux ensembles, pour les essences feuillues et les essences résineuses. Les 16 premiers réservoirs du carbone ont été adoptés aux fins de l'estimation nationale.

Tableau A3-30 : Réservoirs de carbone forestier selon le GIEC et le MBC-SFC3

Réservoirs de carbone du GIEC		Noms des réservoirs selon le MBC-SFC3
Biomasse vivante	Biomasse aérienne	Bois de tige marchand Autres (bois de tige marchand secondaire, cimes, branchages, souches, arbres invendables) Feuillage
	Biomasse souterraine	Radicelles Racines grossières
Matière organique morte (MOM)	Bois mort	Bois mort aérien rapide Bois mort souterrain rapide Moyen Chicot de tiges de résineux Chicot de branches de résineux Chicot de tiges de feuillu Chicot de branches de feuillu
	Litière	Litière aérienne très rapide Litière aérienne lente
Sols	Matière organique du sol	Souterrain très rapide ¹ Souterrain lent Carbone noir ² Tourbe ²

Notes :

1. Le réservoir « souterrain très rapide » comprend les radicelles mortes et en décomposition, qui, dans la pratique, sont inséparables du sol.
2. Actuellement, le carbone noir et la tourbe ne sont pas représentés.

Les transferts de carbone entre réservoirs tels qu'ils sont illustrés à la figure A3-4 sont simulés comme deux procédés distincts : les procédés annuels et les phénomènes de perturbation.

Les processus annuels englobent la croissance, le dépôt de la litière, la mortalité et la décomposition; ils sont simulés sous formes de transferts de carbone simultanés qui ont lieu à chaque pas de temps (annuel), dans chaque relevé d'inventaire. Pendant les processus annuels, le carbone est capté dans le réservoir de biomasse et une partie de cette biomasse est transférée à des réservoirs de matière organique morte (MOM). La décomposition de cette MOM entraîne le transfert du carbone qu'elle contient à un autre réservoir de MOM (p. ex., chicots de tiges et bois mort moyen), à un réservoir de sol lent ou à l'atmosphère. On trouvera d'autres précisions sur la structure des réservoirs et les taux de décomposition dans Kurz et al. (en cours de préparation). On définit les rythmes de transfert du carbone pour chaque bassin, en fonction des taux de renouvellement propres au réservoir (pour les réservoirs de biomasse) ou des taux de

68. La coupe de récupération désigne l'enlèvement du bois d'œuvre marchand qui reste après une perturbation naturelle. Dans la mesure du possible, on établit une distinction entre la coupe de récupération et les opérations de récolte classiques afin de ne pas surévaluer la superficie totale touchée par l'association des perturbations naturelles et anthropiques.

décomposition (réservoirs de matière organique morte). Les taux de renouvellement peuvent être très élevés (par exemple 95 % pour le feuillage des feuillus) ou très lents (par exemple <1 % pour le bois de tige). Les taux de décomposition annuels sont définis en fonction d'une température annuelle moyenne de référence de 10 °C; ils varient entre 50 % (pour les réservoirs de MOM très rapides, comme les radicules mortes) et 0,0032 % (pour les réservoirs de sol lents).

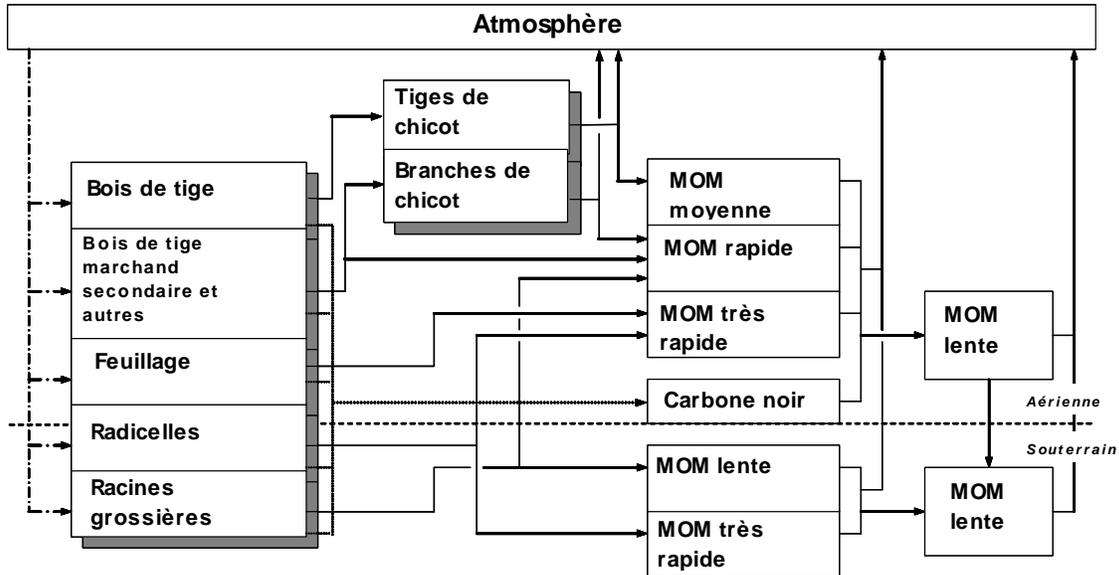


Figure A3-4 : Les transferts de carbone entre les réservoirs à chaque pas de temps annuel tels qu'ils sont modélisés dans le MBC-SFC3

La croissance est simulée comme processus annuel. Chaque relevé de l'inventaire forestier utilisé dans chacune des 577 unités analytiques est associé à une courbe de croissance qui définit la dynamique du volume marchand dans le temps. L'affectation d'un relevé de l'inventaire à la courbe de croissance appropriée repose sur un ensemble de facteurs de classification qui englobe la province, la strate écologique, les essences dominantes, la classe de productivité et plusieurs autres éléments de classification qui diffèrent entre les provinces et les territoires. Les ensembles de courbes de croissance pour chaque province et territoire du Canada sont extraits de parcelles d'échantillonnage permanentes ou provisoires ou d'autres données des inventaires forestiers.

La conversion des courbes du volume marchand en courbes de la biomasse aérienne s'effectue au moyen d'un ensemble d'équations conçues pour l'Inventaire forestier national du Canada (Boudewyn et al. 2007). Élaborées pour chaque province ou territoire, chaque écozone, chaque essence dominante ou type de forêt, ces équations estiment la biomasse aérienne de chaque élément de peuplement à partir du volume du bois de tige marchand (par hectare). Enfin, les réservoirs de biomasse souterraine sont estimés au moyen d'équations de régression (Li et al. 2003). On ne se sert pas des accroissements annuels moyens dans les estimations.

Les perturbations déclenchent différentes combinaisons de transferts de carbone, selon le type et la gravité de la perturbation, l'écosystème forestier touché et la région écologique. Pour les besoins de la modélisation, les diverses pratiques de conversion des forêts sont également représentées comme des perturbations. L'impact d'une perturbation est défini dans une matrice des perturbations, qui précise pour un ou plusieurs types de perturbation la proportion de chaque réservoir de l'écosystème qui est transférée vers d'autres réservoirs, rejetée dans l'atmosphère

(dans divers GES) ou transférée dans les PLR. La figure A3-5 illustre une de ces matrices, qui simule la conversion des forêts dans le Bouclier boréal-ouest, au cours de laquelle le bois est récolté et les résidus (rémanents) sont brûlés. Dans la déclaration de 2008, l'impact des incendies de forêts et des infestations d'insectes a été simulé pour 15 types de perturbation différents. Les activités d'aménagement sont simulées pour 15 types de perturbation et les pratiques de changement d'affectation des terres pour 31 types. Si on prend en compte le rajustement des valeurs des paramètres pour les écozones, la simulation de l'impact des perturbations utilise au total 236 matrices de perturbations. Le nombre de matrices des perturbations dépend de l'existence de données sur les activités (par exemple la résolution spatiotemporelle des sources des données utilisées pour illustrer les perturbations) et des connaissances nécessaires pour paramétrer les matrices des perturbations.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	CO ₂	CH ₄	CO	Produits		
1.Bois de résineux marchand																	0.027	0.003							0.150	0.018	0.002	0.800	
2.Feuillage de résineux													0.320					0.010								0.600	0.064	0.006	
3.Autres composantes de résineux															0.320			0.010								0.600	0.064	0.006	
4.Bois de résineux marchand secondaire															0.600											0.350	0.045	0.005	
5.Racines grossières de résineux															0.500	0.500													
6.Radicelles de résineux													0.401	0.401												0.180	0.018		
7.Bois de feuillu marchand																	0.027	0.003								0.150	0.018	0.002	0.800
8.Feuillage de feuillu													0.320					0.010								0.600	0.064	0.006	
9.Autres composantes de feuillu															0.320			0.010								0.600	0.064	0.006	
10.Bois de feuillu marchand secondaire															0.600											0.350	0.045	0.005	
11.Racines grossières de feuillu															0.500	0.500													
12.Radicelles de feuillu													0.401	0.401												0.180	0.018		
13.C de MOM aérienne très rapide													0.800													0.180	0.018	0.002	
14.C de MOM souterraine très rapide														0.800												0.180	0.018	0.002	
15.C de MOM aérienne rapide															0.800											0.180	0.018	0.002	
16.C de MOM souterraine rapide																0.800										0.180	0.018	0.002	
17.C de MOM moyenne																	0.900									0.090	0.009	0.001	
18.Bassin de C MOM aérienne lente																		1.000											
19.C de MOM souterraine lente																				1.000									
20.Chicot de tiges de résineux																	0.900									0.090	0.009	0.001	
21.Chicot de branches de résineux															0.800											0.180	0.018	0.002	
22.Chicot de tiges de feuillu																	0.900									0.090	0.009	0.001	
23.Chicot de branches de feuillu															0.800											0.180	0.018	0.002	

Figure A3-5 : Matrice des perturbations simulant les transferts de carbone liés à la conversion des forêts avec la récolte et le brûlage des rémanents, appliquée à la conversion des forêts dans la zone de déclaration 9 (Bouclier boréal-ouest)

Il n'y a cependant pas de coefficients d'émission de CO₂ qui s'appliquent à tous les incendies, car la proportion de CO₂-C émis par chaque réservoir, illustrée dans chaque matrice des perturbations, peut être propre au réservoir, aux types de forêt et de perturbation ainsi qu'à la zone écologique. À quelques exceptions près, la proportion de carbone total émise dans chaque réservoir de carbone contenant des GES (CO₂, CO et CH₄) est constante : 90 % du carbone est émis sous forme de CO₂, 9 % sous forme de CO et 1 % sous forme de CH₄ (B. Stocks, communication personnelle adressée à W. Kurz, sans référence).

Même si le MBC-SFC3 peut modéliser les flux du carbone à diverses échelles spatiales, pour établir des estimations nationales, il a fallu harmoniser, intégrer et ingérer de vastes quantités de données provenant de nombreuses sources. La section suivante illustre les principales sources de données utilisées pour ce rapport.

A3.4.2.2 Sources de données

Terres forestières aménagées

Les gouvernements provinciaux et territoriaux du Canada, dont le champ de compétence englobe la gestion des ressources naturelles, ont fourni des données essentielles, notamment des données détaillées sur les inventaires forestiers et, lorsqu'elles étaient disponibles, des précisions sur les activités et les méthodes d'aménagement des forêts, les perturbations et leur prévention ou leur maîtrise, des tableaux de rendement régionaux (courbe de volume/âge) pour les essences dominantes et les indices de qualité de station de même qu'une expertise régionale (tableau A3-31). On a utilisé les données de l'Inventaire forestier du Canada (IFC 2001) pour le Labrador, la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick, le Manitoba, la Saskatchewan, l'Alberta, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest. Des données d'inventaire plus récentes et à résolution plus élevée ont été fournies par l'Île-du-Prince-Édouard, le Québec, l'Ontario, la Colombie-Britannique et Terre-Neuve. Il a fallu déployer des efforts considérables pour harmoniser, formater et présenter les données détaillées d'inventaire sous forme de données d'entrée pour le MBC-SFC3. Une série de « documents méthodologiques » décrivent le processus de compilation pour chaque inventaire forestier provincial ou territorial. Comme les données des inventaires forestiers n'ont pas toutes été recueillies la même année, il a fallu ajouter des étapes pour synchroniser les données d'inventaire de l'année 1990 (Stinson et al. 2006a).

Tableau A3-31 : Principales sources d'informations et de données sur les forêts aménagées

Description	Source	Résolution spatiale	Couverture temporelle	Référence
Données sur les incendies	Système canadien d'information sur les feux de végétation	Base de données sur les gros incendies au Canada	2004 et 2006	Expert http://cwfis.cfs.nrcan.gc.ca/
	Base de données sur les gros incendies au Canada	Expert	1959-2003	feu.scf.nrcan.gc.ca/research/climate_change/lfdb_f.htm
Inventaires forestiers	Inventaire forestier canadien	IFC) Maille de l'IFC	1949-2004	http://scf.nrcan.gc.ca/soussite/canfi/home
	Alberta	Unités analytiques	ND	Courbes de croissance des experts provinciaux
	Colombie-Britannique	Unités analytiques	2000	Expert provincial
	Terre-Neuve	Unités analytiques	2000	Expert provincial
	Ontario	Unités analytiques	2000	Expert provincial
Île-du-Prince-Édouard	Unités analytiques	2000	Expert provincial	
Québec	Unités analytiques	2000	Expert provincial	
Données sur la récolte	Base nationale de données sur les forêts	Limites provinciales	1990-2004	http://nfdp.ccfm.org/
	Alberta	Unités analytiques	2003-2005	Expert provincial
	Colombie-Britannique	Unités analytiques	2003-2005	Expert provincial
	Terre-Neuve	Unités analytiques	1990-2005	Expert provincial
	Manitoba	Unités analytiques	2003-2005	Expert provincial
	Nouveau-Brunswick	Unités analytiques	2003-2005	Expert provincial
	Territoires du Nord-Ouest	Unités analytiques	2003-2005	Expert territorial
	Nouvelle-Écosse	Unités analytiques	2003-2005	Expert provincial
	Ontario	Unités analytiques	2000-2005	Expert provincial
	Île-du-Prince-Édouard	Unités analytiques	2000-2005	Expert provincial
	Québec	Unités analytiques	1990-2005	Expert provincial
Saskatchewan	Unités analytiques	2003-2005	Expert provincial	
Yukon	Unités analytiques	2003-2005	Expert territorial	
Données sur les insectes	Relevé des insectes et des maladies des arbres	Base de données sur les gros incendies au Canada	1990-2000	Centre de foresterie de l'Atlantique
	Système d'aide à la prise de décisions sur la tordeuse des bourgeons de l'épinette	Unités de rapprochement	1970-2003	Expert
	Colombie-Britannique	Base de données sur les gros incendies au Canada	1990-2005	Expert provincial
	Saskatchewan	Base de données sur les gros incendies au Canada	1990-2002	Expert provincial
Données climatiques	SCF	Unités de rapprochement	Normales de 1961-1990	McKenney (2005)

Note : ND = Non disponibles

Pour estimer la superficie de forêts aménagées, il a fallu procéder à la délimitation spatiale et à la combinaison des limites de plusieurs zones d'aménagement forestier, y compris toutes les unités d'aménagement forestier exploitées, les zones d'approvisionnement en bois d'œuvre, les concessions de fermes forestières, les terres boisées industrielles en franche tenure, les terres boisées privées et toutes les autres forêts faisant l'objet d'un aménagement actif des ressources en bois d'œuvre et autres, de même que les zones forestières faisant l'objet de mesures de protection intensive contre les perturbations naturelles. Toutes ces couches sont regroupées et recoupées avec les données d'inventaire forestier sous-jacentes. Ce procédé est documenté dans Stinson et al. (2006b). La figure A3-6 illustre l'emplacement des forêts aménagées et non aménagées du

Canada, aux fins de l'estimation et de la déclaration des GES. En 2006, la superficie totale de forêts aménagées était de 229 995kha, dont 67 % se trouvent dans les quatre zones de déclaration suivantes : secteur Bouclier boréal-est, cordillère montagnarde, plaines boréales et secteur Bouclier boréal-ouest (tableau A3-29).

Les activités d'aménagement forestier sont illustrées dans la Base de données nationales sur les forêts; d'autres renseignements sur des activités bien précises ont été obtenus directement auprès des organismes provinciaux et territoriaux responsables de l'aménagement des forêts.

Les données historiques sur les secteurs perturbés par des feux de végétation sont extraites de la Base de données canadiennes sur les gros incendies. Elles sont complétées par les données provinciales et territoriales pour les années 1990 à 2003 et par le Système canadien d'information sur les feux de végétation pour les années 2004 et 2006 (tableau A3-31).

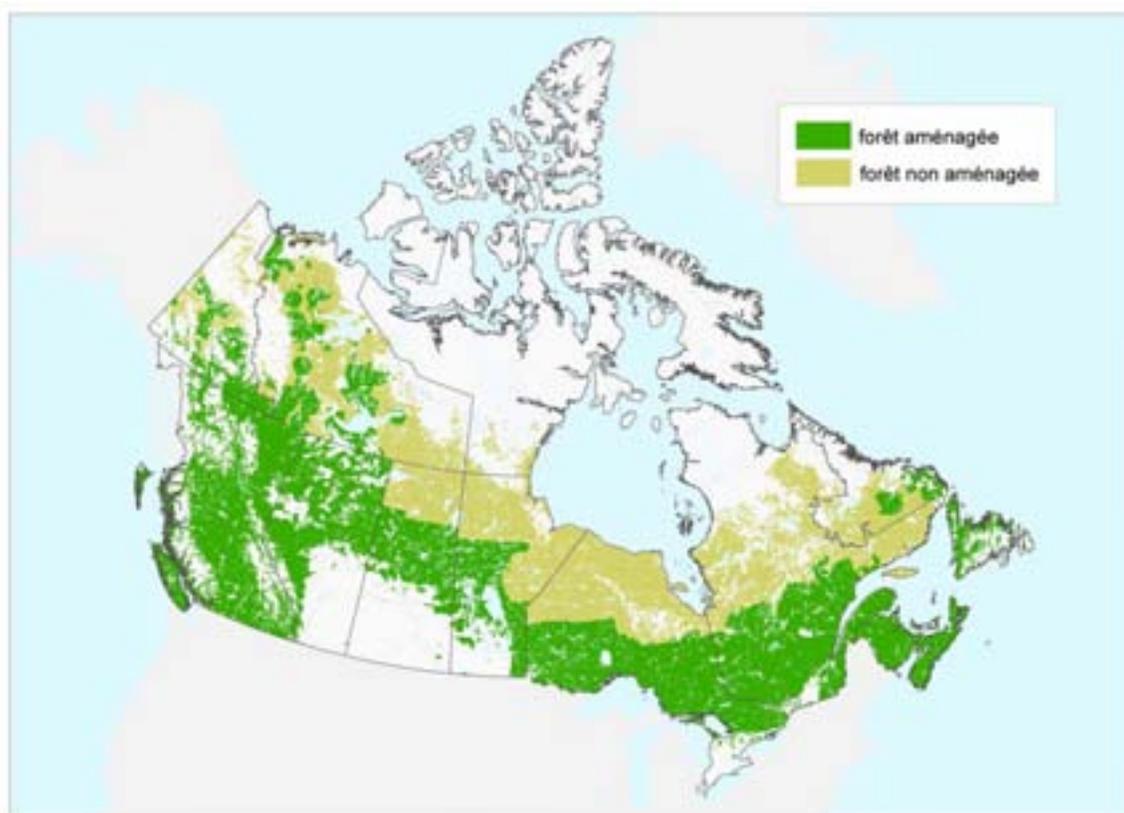


Figure A3-6 : Forêts aménagées et non aménagées du Canada

Les perturbations par les insectes sont surveillées lors de relevés aériens (tableau A3-31). Les superficies annuelles brutes sont converties en superficies d'impact effectif, qui représentent la superficie perturbée nette des secteurs boisés non touchés (secteurs non arborés ou secteurs arborés ne contenant pas d'essences hôtes). Les superficies d'impact effectif sont affectées à des unités analytiques, puis ventilées selon la gravité de l'impact : mortalité justifiant le remplacement du peuplement, mortalité partielle et baisse de l'accroissement.

Conversion des forêts

Pour tenir compte des effets résiduels durables de la conversion des forêts, on a estimé les taux de conversion à compter de 1970. La méthode d'estimation des superficies de forêt converties à d'autres affectations – ou « superficies déboisées » – repose sur trois sources d'information principales : l'échantillonnage systématique ou représentatif d'images de télédétection, les registres et le jugement/avis d'experts. Les méthodes de base ont été testées dans le cadre de divers projets pilotes (SCF 2006a); elles permettent désormais d'obtenir des estimations cohérentes des activités de déboisement.

La méthode de base consiste à cartographier par télédétection le déboisement sur des échantillons d'images Landsat datant de 1975, 1990 et 2000. Les accentuations des changements survenus entre deux dates d'images aident à mettre en relief les superficies défrichées et à déterminer les éventuels phénomènes de déboisement (c.-à-d. les phénomènes candidats). Les images sont ensuite interprétées pour déterminer si la couverture terrestre du phénomène candidat était à l'origine une forêt (au moment 1) et si elle représente un changement de couverture terrestre ou un changement d'affectation des terres au moment 2 (Leckie et al. 2002; Paradine et al. 2004). Cette procédure d'interprétation du déboisement est fortement appuyée par d'autres données de télédétection, notamment par des photographies aériennes numérisées; les images Landsat d'hiver avec manteau neigeux et arbres dénudés; des images Landsat secondaires provenant d'autres dates et années; des données auxiliaires, comme les cartes routières, les zones de peuplement, les terres humides, la couverture boisée et l'emplacement des mines et des gravières; et enfin des bases de données spécialisées qui indiquent l'emplacement des oléoducs et des gazoducs ainsi que des plates-formes d'exploration (Leckie et al. 2006). Lorsqu'elles sont facilement accessibles, on utilise également les données détaillées des inventaires forestiers.

Chaque phénomène de déboisement identifié dans les images comme étant supérieur à un hectare a été délimité à la main. On a interprété le grand type de forêt avant le déboisement⁶⁹ et consigné l'affectation des terres après le déboisement (« postclasse »). Les intervalles de confiance relatifs à l'affectation des terres au moment 1 et au moment 2 sont utilisés dans les procédures subséquentes de CQ et de validation sur le terrain.

69. Voir au chapitre 7 les paramètres définissant la « forêt ».

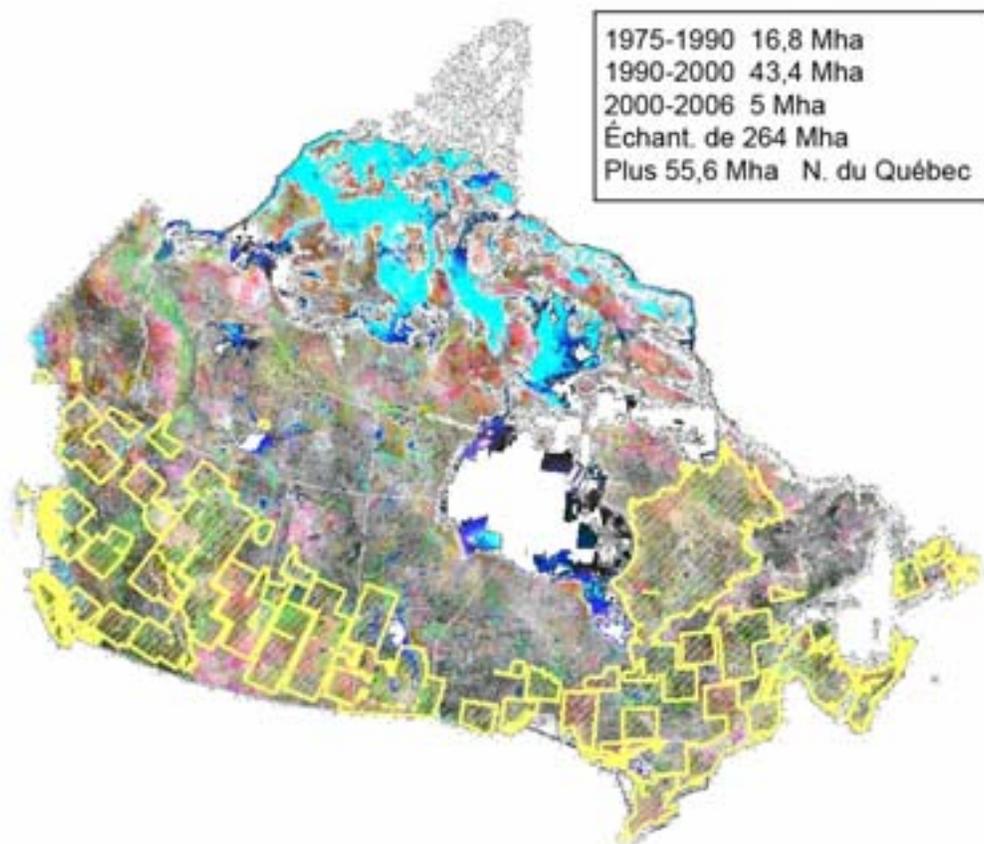


Figure A3-7 : Strates de déboisement et zones échantillonnées pour les estimations des rapports de 2006 et de 2007

Les zones boisées du Canada ont été stratifiées en régions de niveau prévu de conversion des forêts et de cause dominante, ce qui a déterminé l'intensité de l'échantillonnage. Selon le profil spatial escompté et les taux des phénomènes de conversion des forêts, les méthodes d'échantillonnage ont varié d'une cartographie détaillée à un échantillonnage systématique sur toute l'unité spatiale d'intérêt à la sélection représentative de cellules d'échantillonnage dans une maille systématique. Par exemple, dans les zones peuplées du sud du Québec et à la limite des prairies, on a atteint en général un taux d'échantillonnage de 12,3 %, avec des mailles de 3,5 × 3,5 km sur une grille systématique de 10 km (figure A3-8). En pratique, les contraintes de ressources limitent la taille de l'échantillon de télédétection qui a servi à estimer le déboisement. Les superficies totales, qu'elles fassent l'objet d'une cartographie détaillée ou d'un échantillonnage, couvrent environ 320 millions d'hectares, dont plus de 16 millions d'hectares cartographiés pour 1975-1990 et 43 millions d'hectares cartographiés pour 1990-2000.

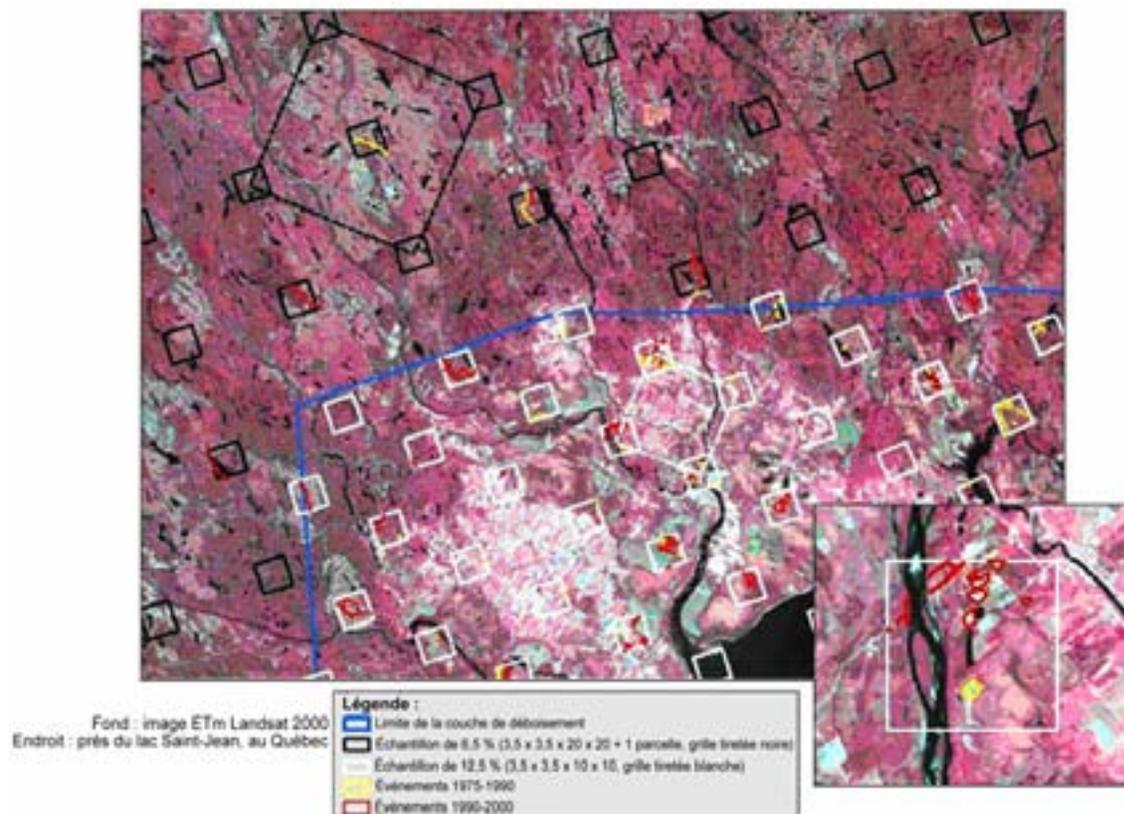


Figure A3-8 : Grilles d'échantillonnage sur des images de cartes de conversion des forêts et de phénomènes délimités de conversion des forêts

Des échantillons représentatifs sont utilisés dans les secteurs où le déboisement prévu était modéré (par exemple les boisés de l'Est dans les Maritimes; les Cantons de l'Est au Québec; le Lower Mainland en Colombie-Britannique; la zone agricole du Sud des Prairies). La strate d'activité forestière est une vaste région du Canada à faible densité de population; les principales activités économiques sont la foresterie et l'exploitation d'autres ressources naturelles. À nouveau, on s'est servi d'une méthode d'échantillonnage représentatif, que l'on a étoffée au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique par d'autres échantillons (comme des études pilotes). Les cas spéciaux d'activités de déboisement connues, localisées et vastes ont également été identifiés, comme les réservoirs hydroélectriques et l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta. Ces cas ont été traités comme des phénomènes isolés, avec une cartographie spatialement détaillée⁷⁰. L'étendue des forêts touchées par la submersion des terres est estimée en multipliant la superficie de terres submergées par la proportion de couverture forestière dans la région entourant le réservoir, selon une carte du couvert forestier fondée sur la classification des images Landsat (Wulder et al. 2004).

On a rassemblé les registres lorsqu'ils existaient. Pour la plupart, il s'agit de données sur les chemins forestiers, les lignes de transport d'électricité, les infrastructures pétrolières et gazières et les réservoirs hydroélectriques (Leckie et al. 2006). La couverture temporelle, la disponibilité et

70. Dans le cas des réservoirs hydroélectriques, certaines données servent également à déterminer les superficies inondées.

la pertinence de ces registres sont les critères utilisés pour prendre des décisions sur la provenance des données (registres ou images) sur lesquelles on s'est finalement basé. On a utilisé les registres de six provinces pour les chemins forestiers, et les registres de trois pour les lignes de transport d'électricité. L'évaluation de la conversion des forêts en Alberta imputable aux oléoducs et aux gazoducs repose sur une base de données SIG commerciale de pipelines et de plates-formes d'exploitation et sur une base de données distincte concernant la largeur des couloirs des pipelines⁷¹. Environ 95 % des emprises de pipelines ont une largeur inférieure à 20 m, et la plupart n'atteignent que de 14 à 16 m de largeur. Les autres ont une largeur de 20 m ou un peu plus. Dans la plupart des cas, les registres n'indiquent que la superficie totale de terres converties en couloirs à pipeline, quelle que soit la catégorie de terres avant la conversion. Pour établir des estimations uniformes, on a attribué à toutes les emprises des pipelines une largeur de 20 mètres; 5 % de la superficie ainsi obtenue a été déclarée secteur potentiel de conversion des forêts. Lorsqu'on ignore quelle est l'affectation des terres avant la conversion, on se sert des registres de l'Inventaire forestier national du Canada (IFC 1991) pour déterminer la superficie de terres converties en couloirs à pipeline qui était auparavant de la forêt.

On a sollicité l'avis d'experts lorsque les données des registres étaient non disponibles ou de piètre qualité ou que l'échantillon de télédétection était insuffisant. On a également fait appel au jugement d'experts pour rapprocher les différences entre les registres et les données de télédétection, et résoudre les grands écarts entre les estimations de la superficie en 1975-1990 et celles de 1990-2000. Dans ces cas, on a regroupé les avis d'experts et les sources de données, examiné les données de télédétection et les données des registres et pris des décisions (SCF 2006b). La plupart des estimations, au moins celles des catégories de changement d'affectation des terres qui ont eu les impacts les plus profonds, proviennent directement des échantillons de télédétection.

Les données sur le déboisement sont recueillies et résumées en fonction des strates de déboisement et des unités de rapprochement. Tous les phénomènes de déboisement sont réunis dans une vaste base de données sur les phénomènes de déboisement. Un système de compilation résume les phénomènes pour chaque strate de déboisement et de regrouper les taux de déboisement en fonction des unités de rapprochement. Cette compilation a également fait appel à l'insertion de données des registres et de jugements d'experts. Pendant ces procédures, on a compilé chaque phénomène de déboisement pour générer un taux de déboisement local (ha/an) selon l'intervalle de temps qui s'est écoulé entre les images. Étant donné que les images disponibles n'étaient pas forcément datées de 1975, 1990 ou 2000, les taux de déboisement couvrent différentes périodes de temps. À la phase de compilation des données, chaque phénomène de conversion des forêts est affecté à l'une des deux périodes de temps (1975-1990 ou 1990-2000) et le taux de déboisement correspondant à cette période. Par exemple, un phénomène de 7,0 hectares constaté sur les images datant de la période 1975-1989 génère un taux de 0,5 ha/an (7,0 ha/14 ans) et est ensuite attribué à la période 1975-1990. La superficie totale interprétée dans une strate pour cette période de temps a ensuite servi à calculer un taux de déboisement relatif ((ha/an)/km² interprété) pour tous les phénomènes du même type. Les taux de déboisement relatifs sont mis à l'échelle pour chaque strate. Les données sont ensuite groupées par classe d'utilisation postérieure au déboisement (post-classe) (p. ex., zones cultivées ou zones résidentielles rurales) et sont enfin résumées en catégories plus larges lorsqu'elles sont à nouveau compilées par unité de rapprochement.

71. En Colombie-Britannique et en Saskatchewan, où les activités pétrolières et gazières sont également importantes, la méthode de base de télédétection a été utilisée parce que les registres étaient de piètre qualité.

Les données de télédétection proviennent d'images datant d'environ 1975, 1990 et 2000, alors que les données des registres sont des données annuelles ou des données résumées sur plusieurs périodes de temps. Comme nous l'avons vu plus haut, la méthode de télédétection de base donne deux taux distincts de conversion des forêts, l'un pour 1975-1990 et l'autre pour 1990-2000, mais aucune estimation annuelle de ces taux. La préparation des taux annuels de conversion des forêts pour la période 1970-2005 a nécessité l'application simultanée de deux procédures : i) l'extrapolation des taux annuels avant 1975 et après 2000; ii) l'interpolation entre les données pour 1975-1990 et 1990-2000. En l'absence de procédures documentées et éprouvées, la méthode la plus simple consiste à attribuer le taux de 1975-1990 à chaque année qui s'est écoulée entre 1970 et 1983 et le taux de 1990-2000 à chaque année qui s'est écoulée entre 1995 et 2005 (l'extrapolation). Une interpolation linéaire a été appliquée entre les deux points d'ancrage temporels (1983 et 1995), ce qui a donné une estimation du taux annuel de déboisement pour chaque année intermédiaire. La procédure est illustrée à la figure A3-9. Les exceptions notables à cette procédure sont les grands phénomènes individuels comme les réservoirs hydroélectriques, dont on connaît l'année de submersion, et quelques phénomènes fondés sur les registres.

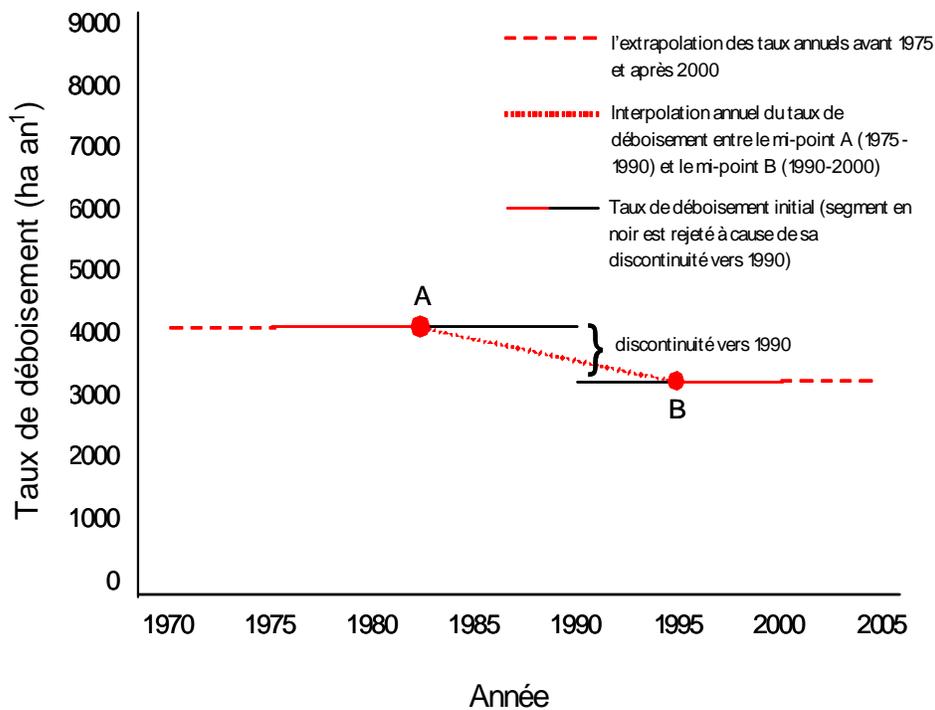


Figure A3-9 : Procédure d'établissement d'une série chronologique cohérente des taux de conversion des forêts

La figure A3-10 illustre les taux annuels de conversion des forêts selon certaines utilisations : Forêts converties en terres cultivées (FCTC), Forêts converties en zones de peuplement (FZPE), Forêts converties en terres humides (FCTH). Les forêts converties en zones de peuplement comprennent les chemins forestiers, l'aménagement de toutes les infrastructures, l'exploitation minière, pétrolière et gazière, ainsi que les zones urbaines, commerciales, industrielles et récréatives. À noter que ces figures diffèrent de celles que l'on trouve dans les tableaux du CUPR, qui illustrent les secteurs cumulatifs des catégories de « terres converties en... ».

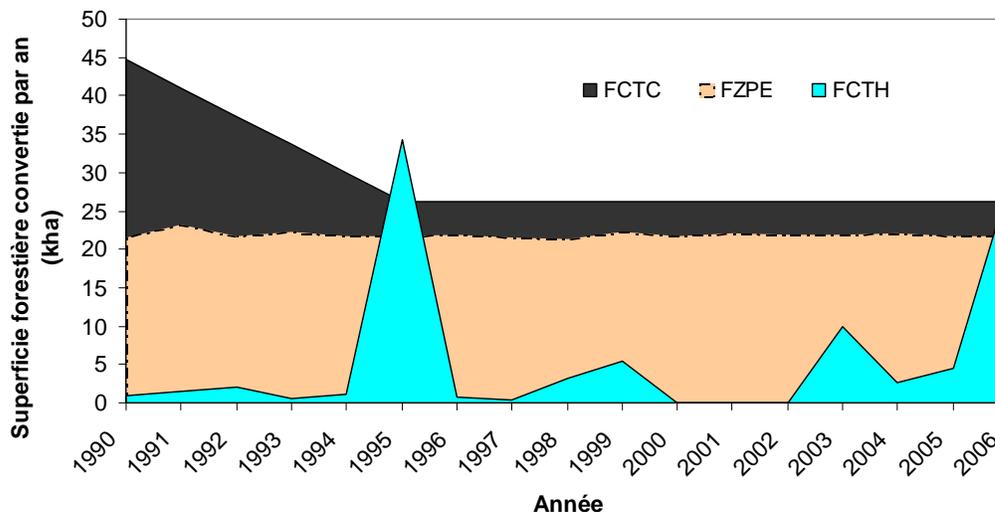


Figure A3-10 : Taux annuels de conversion des forêts au Canada

AQ/CQ des données sur la conversion des forêts

On s'est attaché avec soin à comprendre les données des registres, leur pertinence et leurs limites. On a examiné la provenance des données des registres, interrogé les personnes qui ont pris part à la gestion et à la mise en œuvre du système de collecte et de stockage des données et, lorsqu'ils étaient disponibles, on a vérifié les chiffres par rapport à des sources de données indépendantes et aux attentes des experts.

L'interprétation des données de télédétection est faite selon des pratiques (Paradine et al. 2004) définies par divers organismes, dont des groupes de foresterie ou de géomatique des gouvernements provinciaux, des entreprises de télédétection ou de cartographie, des instituts de recherche et développement et les experts internes du gouvernement. La procédure de CQ de base comprend les contrôles de qualité effectués au sein de l'organisme ou entreprise de cartographie par un employé de rang supérieur; l'AQ en temps réel a été réalisée par des spécialistes du Service canadien des forêts durant l'interprétation, une rétroaction étant donnée dans les jours qui suivaient l'interprétation d'un secteur; enfin, une AQ finale de l'interprétation des données a été réalisée par le SCF. On a procédé à des vérifications sur le terrain dans le cadre de projets pilotes établis. Chaque point de CQ et révision a été documenté dans les bases de données SIG sur les phénomènes de déboisement. On a procédé à une AQ indépendante sur un vaste échantillon d'interprétations.

Les rapports de décision quant aux données utilisées, au jugement d'experts et à la conciliation des données contradictoires ont été documentés (SCF 2006b) et mis à jour pour le rapport de 2008. La provenance et les limites des données ont été consignées, et les données et les interprétations de télédétection archivées. Les calculs et le jugement des experts sont retraçables grâce au système de compilation.

Degré d'incertitude des données sur la conversion des forêts

Il y a trois grandes sources d'incertitude dans les estimations de la superficie de forêts converties en d'autres catégories de terres :

- omission et inclusion erronée;
- erreur d'échantillonnage;
- erreur de délimitation.

La procédure de cartographie du déboisement comporte trois autres sources d'incertitude qui influent sur les estimations des émissions :

1. type de forêt éliminé;
2. catégorie de terre après la conversion;
3. moment de survenue du phénomène.

Dans cette section, nous analyserons les trois premières sources d'incertitude. Les travaux en cours visant à estimer le degré d'incertitude des émissions porteront sur les trois derniers facteurs. Les résultats complets seront présentés dans les rapports futurs.

Dans les estimations établies à partir des données de télédétection, la quantification des erreurs d'omission (on manque des phénomènes de conversion de forêts) et des erreurs d'inclusion erronée (on inclut des phénomènes qui ne sont pas de la conversion de forêts) tient compte de toute la procédure de cartographie, y compris de l'interprétation des images, des procédures de CQ, de la validation sur le terrain et d'autres activités d'examen détaillé. Les principales sources d'incertitude dans les phénomènes de conversion des forêts entre 1975 et 1990 au fait que les images de 1975 ont une résolution plus faible et sont de moins bonne qualité et que l'on manque de données auxiliaires. Sur toute la série chronologique, les omissions sont généralement de taille réduite, alors que les erreurs d'inclusion erronée résultent généralement d'une mauvaise interprétation plutôt que d'un oubli et sont donc moins tributaires de la taille. Les erreurs d'inclusion erronée résultent du fait qu'une zone a été à tort soit désignée comme forêt au moment 1 (par exemple si la couverture végétale avant le changement ne répondait pas à la définition de « forêt ») soit désignée comme terre « non forestière » au moment 2 (par exemple après une récolte). Pendant tout le processus, les erreurs d'inclusion erronée sont plus probables que les erreurs d'omission; c'est pourquoi l'estimation de la superficie forestière totale convertie d'après l'interprétation des images est plus susceptible d'être surestimée que sous-estimée. Les registres, qui sont utilisés principalement pour les chemins et les lignes de transport d'électricité, sont plus susceptibles d'omettre des phénomènes que de les inclure par erreur. Selon le jugement des experts, un éventail de $\pm 20\%$ constitue une estimation acceptable et prudente du degré total d'incertitude attribuable aux erreurs d'omission/inclusion erronée.

L'échantillonnage est un mélange de cartographie détaillée, d'échantillons systématiques qui recouvrent complètement certaines régions, d'échantillons prélevés dans des secteurs représentatifs et d'une cartographie complète de secteurs locaux choisis. Dans certains secteurs, la couverture et la conception de l'échantillon diffèrent entre 1975–1990 et 1990–2000. Le degré d'incertitude attribuable à l'échantillonnage est donc variable sur le plan régional et, étant donné que certains types de conversion des forêts sont plus fréquents selon la région, le degré d'incertitude par type est lui aussi complexe et variable. On n'a pas estimé les incertitudes d'échantillonnage selon la région ou le type de conversion des forêts, mais plutôt à l'échelle mondiale, en faisant appel au jugement d'experts et en tenant compte des différences régionales dans les activités de conversion des forêts et l'intensité d'échantillonnage. L'erreur d'échantillonnage pour toute la superficie forestière convertie a été estimée à $\pm 25\%$.

Une erreur de délimitation désigne le déplacement du tracé par rapport à la limite réelle, ce qui se solde par une estimation inexacte de la superficie. La superficie peut être surestimée ou sous-

estimée, selon les profils spatiaux du paysage. Faute de preuves quantitatives, on a présumé que les erreurs de délimitation n'entraînaient aucun biais positif ni négatif et qu'une fourchette de ± 20 % représentait le mieux le degré d'incertitude lié à ce type d'erreur.

Le degré d'incertitude global est une combinaison des erreurs de délimitation, d'omission/inclusion erronée et d'échantillonnage. Les estimations simplifiées du degré d'incertitude établies pour chacune ont été regroupées au moyen d'une méthode simple de propagation de l'erreur : $(0,2^2 + 0,2^2 + 0,25^2)^{1/2} = 0,38$.

Ce degré d'incertitude de ± 38 % de l'estimation de la superficie forestière totale convertie chaque année au Canada situe la valeur vraie de cette superficie en 2006 entre 35 kha et 77 kha, avec un intervalle de confiance de 95 %.

En raison de l'inexistence des sources de données et de l'intensité plus faible de l'échantillonnage cartographique du déboisement, on s'attend à un degré d'incertitude plus élevé dans les estimations relatives à la période 1970-1990 que pour celles de la période 1990-2005, et il est possible qu'on ait tendance à surestimer le déboisement de 1970 à 1990. Une telle tendance affecterait la plage d'incertitude pour ces années et les années ultérieures. Il faut donc faire preuve de prudence lorsqu'on applique la fourchette de 38 % à la superficie cumulative de terres forestières converties à une autre catégorie depuis 20 ans (superficies déclarées dans le CUPR). Cette question sera abordée dans l'avenir.

Améliorations prévues à la conversion des forêts

En général, les améliorations se feront par paliers, et auront pour but de réduire le degré d'incertitude et d'améliorer certaines estimations. Les stratégies d'amélioration associent une plus grande couverture de télédétection, la compilation d'un nombre accru de registres, des activités de CQ plus détaillées et des vérifications sur le terrain. On s'emploie actuellement à obtenir et à assembler des images correspondant à une date cible de 2006 aux fins du calcul d'estimations à jour correspondant à une période postérieure à 2000 environ. De nouvelles données portant sur la période débutant vers 2008 s'ajouteront aux données cartographiques et de registres au fil de la production des rapports.

Terres converties en terres forestières

Les registres des conversions de terres en terres forestières au Canada étaient disponibles pour 1990-2002 grâce à l'initiative de l'Étude de faisabilité sur le boisement comme mode de piégeage du carbone EFBMPC (White et Kurz 2005)⁷². Les activités de conversion pour 1970-1989 et 2003-2005 ont été estimées en fonction des taux d'activités observés dans les données de l'EFB MPC. D'autres données provenant du Programme d'évaluation et de démonstration de plantations de Forêt 2020 sont comprises pour 2004 et 2005⁷³. Chaque phénomène, quels qu'en soient la date, la source, le type ou l'emplacement, a été converti en un relevé d'inventaire pour les besoins de l'analyse du carbone. Tous les phénomènes ont été regroupés en un seul ensemble de données sur les activités de boisement au Canada entre 1970 et 2005.

Pour 1990-2002, la superficie plantée a été stratifiée par écozone, province et essence. La superficie totale plantée par province et par écozone, parallèlement à la proportion d'essences

72. <http://cfs.nrcan.gc.ca/subsite/afforestation/feasibilityafforestation>

73. <http://cfs.nrcan.gc.ca/subsite/afforestation/forest2020pda/forest2020pda>

plantées dans chaque province, a servi à calculer la superficie plantée par essence, ce qui a donné des estimations de la superficie convertie en forêts, par essence, pour chaque unité de rapprochement.

Les courbes de rendement ne sont pas toujours disponibles pour certaines essences de plantation ou conditions de croissance (niveau de charge ou historique de la station); les courbes utilisées pour estimer les paliers d'accroissement proviennent d'une diversité de sources, et le plus souvent directement d'experts provinciaux. Lorsque des essences n'avaient pas leur propre courbe de rendement, on leur a attribué celle d'une autre essence présentant des caractéristiques de croissance semblables ou de l'essence qui était le plus susceptible d'être présente dans ce secteur. Les fluctuations des stocks de carbone dans le sol sont hautement incertaines, en raison des difficultés qu'il y a à trouver des données sur les stocks de carbone avant la plantation. On a présumé que l'écosystème accumulerait généralement lentement le carbone dans le sol; compte tenu de l'échéancier limité de cette analyse et de l'ampleur des activités concernant d'autres activités d'affectation des terres et de changement d'affectation des terres, on peut en déduire que l'impact de ce degré d'incertitude, s'il existe, est minime.

A3.4.2.3 Estimation des fluctuations des stocks de carbone, des émissions et des absorptions

Au début de chaque pas de temps annuel, le MBC-SFC3 commence par affecter les activités de changement d'affectation des terres aux relevés d'inventaire et à redistribuer ces relevés pour faire en sorte que les incidences du changement d'affectation des terres (conversion en forêts et conversion de forêts) soient déclarées dans la nouvelle catégorie de terres. Les perturbations de la forêt ne sont simulées qu'après l'établissement des conversions d'affectation de terres. La sélection des peuplements forestiers touchés par les perturbations imputables au changement d'affectation des terres et à d'autres facteurs repose sur des règles d'admissibilité documentées (Kurz et al., en préparation).

Après avoir calculé l'effet immédiat des perturbations sur tous les peuplements forestiers, le modèle applique les ensembles de transferts de carbone liés aux processus annuels à tous les registres (forêts aménagées, terres converties en forêts et terres forestières converties à d'autres utilisations), ce qui englobe à la fois les peuplements boisés et non boisés. Comme nous l'avons vu plus haut, les processus annuels sont la croissance, le renouvellement et la décomposition, appliqués à la superficie totale des forêts aménagées. Les extrants sont le bilan net de GES des forêts aménagées, y compris la croissance; les émissions immédiates attribuables aux perturbations (fluctuations des stocks de carbone, déperditions de carbone dans l'atmosphère et dans les produits forestiers); et la décomposition à la fois de la MOM et de la matière organique du sol, notamment dans les peuplements affectés par des perturbations. À cette étape, les relevés d'inventaire qui se trouvaient dans une catégorie de « terres converties en.. » depuis 20 ans sont convertis dans la catégorie « dont la vocation n'a pas changé ».

Les mêmes données sont disponibles pour les terres forestières converties (à l'exception de la croissance), même si elles sont déclarées dans la nouvelle catégorie de terre – par exemple les terres converties en terres cultivées (tableau 5.B du CUPR, rangée 2), en terres humides (tableau 5.D du CUPR, rangée 2) et en zones de peuplement (tableau 5.E du CUPR, rangée 2). Les estimations des émissions de la matière organique du sol dans les terres forestières converties en terres cultivées et en tourbières ont été établies séparément; les méthodes sont décrites à la section A3.4.3.3 et A3.4.5.1. De même, les méthodes d'estimation des émissions (par opposition aux fluctuations des stocks de carbone) des terres forestières converties en terres inondées sont décrites à la section A3.4.5.2.

À noter que l'effet immédiat des perturbations est décelable dans les ensembles de données de sortie pour l'année de la perturbation. Les années ultérieures, les émissions et les absorptions postérieures à la perturbation sont simulées comme des processus annuels. Le MBC-SFC3 ne fait pas la distinction entre les rejets attribuables à la décomposition de la MOM qui s'est accumulée avant ou durant une perturbation; d'où l'impossibilité de parfaitement identifier l'incidence à long terme des perturbations.

Le tableau A3-32 illustre les estimations de 2006 des grands éléments du bilan des GES dans les forêts aménagées générées par le MBC-SFC3. Les flux les plus importants sont l'absorption du carbone et son rejet par la décomposition de la biomasse et de la MOM. Le premier est fortement influencé par la répartition des classes d'âge des forêts aménagées; la décomposition de la matière organique dépend du dépôt de litière, de la mortalité et des perturbations survenues avant l'année d'inventaire. Les perturbations par les insectes ont une incidence immédiate très limitée; toutefois, selon la gravité des infestations et des dégâts causés par les insectes, elles peuvent entraîner d'importants transferts de carbone de la biomasse à la MOM et ainsi influencer sur la dynamique à long terme de la décomposition de la matière organique (voir le chapitre 7). Les émissions du réservoir de MOM représentent 76 % de toutes les émissions des feux de végétation.

Tableau A3-32 : Émissions/absorptions de GES des forêts aménagées, 2006

Processus/ phénomène	Bilan des GES (Gg d'éq. CO ₂)				Bilan net de l'écosystème
	Biomasse	MOM	Sol	N ₂ O	
Processus annuels	-2 939 473	2 077 267	616 966	0	-245 239
Récolte	148 230	15 600	0	0	163 830
Feux de végétation	19 011	81 714	0	4 480	105 205
Insectes ¹	0	0		0	0
Total	-2 772 232	2 174 581	616 966	4 480	23 795

Notes :

1. « 0 » émissions signifie que les insectes ne consomment ni n'épuisent de carbone comme les feux et les récoltes. Au lieu de cela, ils tuent de la biomasse qui est transférée à la MOM.

Le carbone dans les émissions de CH₄ et de CO est compris dans l'évaluation de chaque réservoir, mais les émissions de N₂O sont calculées séparément des émissions totales de CO₂ (annexe 13).

A3.4.2.4 Degré d'incertitude

Des contraintes de temps et de moyens continuent d'empêcher d'établir à temps des estimations officielles du degré d'incertitude pour la catégorie des terres forestières. On trouvera ci-après une analyse des grandes sources d'incertitude au sujet des estimations relatives aux terres forestières restant terres forestières.

Superficie de forêts aménagées

Malgré les nombreux efforts fournis pour obtenir, harmoniser et intégrer les données les plus exactes des inventaires forestiers qui existent à travers le pays, d'importantes incertitudes persistent. Les gouvernements établissent les inventaires et les tiennent à jour dans d'autres buts que l'estimation et la déclaration des GES, soit principalement aux fins de la planification de l'approvisionnement en bois d'œuvre. Les méthodes, normes, définitions et niveaux de qualité diffèrent d'une instance à l'autre, selon les objectifs de l'inventaire. Tous les inventaires utilisés ont été élaborés avant l'adoption par le Canada d'une définition normalisée d'une forêt, soit une superficie de 1 hectare, une fermeture du couvert de 25 % et une hauteur minimale de 5 m à maturité. Bien que les différentes techniques et procédures d'inventaire utilisées à travers le pays soient généralement documentées, il est rare que cette documentation contienne une évaluation quantitative de l'incertitude.

L'approche actuelle assure la cohésion entre les estimations de GES et les statistiques générées par chaque instance aux fins de la planification et de la reddition de comptes en matière d'aménagement forestier. Malgré ce soin et cette attention, il subsiste deux domaines d'incertitude :

L'exhaustivité : Les inventaires forestiers sont centrés sur les données nécessaires pour planifier l'approvisionnement en bois d'œuvre et peuvent contenir moins d'information sur des peuplements qui, bien qu'ils répondent à la définition de « forêt » utilisée pour la comptabilisation des GES, ne présentent aucun intérêt à des fins de planification de l'approvisionnement en bois d'œuvre. On a réduit cette incertitude en prenant en compte d'autres sources de données lorsqu'elles existaient.

L'exactitude : Les données d'inventaire forestier coûtent cher à rassembler, et leur collecte peut s'étaler sur plusieurs années. Leur préparation se fait généralement sur un cycle de dix ans ou plus et, en général, met l'accent sur la prospective. À cet égard, l'incertitude porte principalement sur l'âge des données de l'industrie et sur le fait qu'elles n'ont peut-être pas été mises à jour depuis pour tenir compte de la décroissance.

Les méthodes utilisées pour rapprocher et recueillir les données des inventaires forestiers en vue d'établir des estimations des GES ne permettent pas actuellement de quantifier les incertitudes sur les forêts aménagées.

Paramètres et hypothèses clés du modèle

Les émissions et les absorptions sont sensibles aux hypothèses concernant la répartition des classes d'âge des forêts aménagées et les paramètres de la modélisation du renouvellement, des transferts et de la dégradation dans chaque réservoir de carbone. Par exemple, l'incertitude liée à la classe d'âge d'un peuplement forestier (ou à la structure des classes d'âge d'un paysage forestier) peut affecter la productivité simulée du peuplement (ou du paysage), selon la forme de la courbe de croissance et l'emplacement particulier d'une catégorie d'âge donnée sur cette courbe (ou de l'âge moyen au sein d'une région sur la courbe de croissance moyenne de la région). De même, la classe d'âge (ou l'incertitude qui s'y rattache) d'un peuplement tué par un feu peut influencer sur la quantité de biomasse et de MOM touchée (ou sur son incertitude) et sur les émissions qui en résultent.

Les réservoirs du sol et de la MOM à décomposition lente contiennent un volume considérable de carbone. Même si les taux de décomposition de la matière organique du sol modélisés par les

processus annuels sont infimes, en raison de la taille des réservoirs et des superficies boisées, ils influent fortement sur les émissions attribuables aux processus annuels. De même, les transferts de carbone entre la MOM et l'atmosphère modélisés dans les matrices de perturbation et appliqués sur les vastes superficies touchées par les perturbations, constituent des émissions significatives. Le rééchantillonnage des taux de décomposition de la matière organique morte aux fins du rapport 2007 a eu une incidence sur la taille de tous les réservoirs de matière organique morte et de carbone du sol, sur les émissions immédiates des feux de végétation et sur les émissions résiduelles après perturbations, ce qui illustre la complexité du système.

Les dimensions initiales des réservoirs du sol et de la MOM sont elles aussi sensibles aux hypothèses sur les régimes de perturbation historiques. Des travaux sont en cours pour améliorer la capacité à quantifier la sensibilité de la dynamique de la MOM du MBC-SFC3 aux hypothèses formulées sur les perturbations historiques et pour raffiner les hypothèses elles-mêmes.

A3.4.3 Terres cultivées

Les méthodes décrites dans la présente section s'appliquent aux variations des stocks de carbone dans les sols minéraux soumis à la gestion des terres cultivées, à la conversion des forêts et des prairies en terres cultivées, aux émissions et à l'extraction du CO₂ provenant du chaulage et aux variations de cultures d'espèces vivaces ligneuses, ainsi qu'aux émissions de N₂O causées par la perturbation des sols consécutive à la conversion en terres cultivées. La méthode d'estimation des fluctuations des stocks de carbone et des émissions de GES des réservoirs de biomasse et de MOM au moment de la conversion des terres forestières en terres cultivées est décrite à la section A3.4.2.3.

A3.4.3.1 Terres cultivées dont la vocation n'a pas changé

On trouvera une description détaillée des méthodes utilisées pour cette catégorie dans McConkey et al. (2007a).

Fluctuations des stocks de carbone dans les sols minéraux

Évolution des pratiques d'aménagement

La quantité de carbone organique retenue dans le sol représente l'équilibre entre les taux d'introduction dus à la production primaire agricole et les pertes dues à la décomposition du carbone organique dans le sol (COS). La façon dont le sol est aménagé détermine l'augmentation ou la baisse de la quantité de carbone organique stocké dans un sol. La démarche du GIEC (2003), qui a orienté l'élaboration de la méthode d'estimation du CO₂, part du principe que les fluctuations des stocks de carbone du sol au cours d'une certaine période surviennent après des changements dans les méthodes de gestion du sol qui influent sur les taux d'ajout de carbone ou de déperdition du carbone du sol. Si aucun changement n'est survenu dans les pratiques de gestion, les stocks de carbone sont présumés être en état d'équilibre, et leur taux de fluctuation être nul.

On sait qu'un certain nombre de pratiques d'aménagement augmentent le COS dans les terres cultivées travaillées, comme une réduction de l'intensité de travail du sol, l'intensification des systèmes cultureux, l'adoption de pratiques d'augmentation du rendement et le rétablissement d'une végétation pérenne (Janzen et al. 1997; Bruce et al. 1999). L'adoption de pratiques de travail réduit du sol (TRS) ou de culture sans travail (CSL) peut entraîner une accumulation sensible du COS comparativement à ce qu'on obtient avec les techniques de travail intensif (TI) (Campbell et al. 1995; 1996a; 1996b; Janzen et al. 1998; McConkey et al. 2003). Il est possible

d'intensifier de nombreux systèmes cultureux en rallongeant la durée de l'activité photosynthétique par réduction des jachères (Campbell et al. 2000, 2005; McConkey et al. 2003) et utilisation accrue de plantes fourragères pérennes (Biederbeck et al., 1984; Bremer et al., 1994; Campbell et al., 1998). L'intensification des systèmes cultureux non seulement augmente la quantité de carbone qui pénètre dans le sol, mais également réduit les taux de décomposition en refroidissant le sol par ombrage et en l'asséchant. À l'inverse, le fait de passer de systèmes de travail du sol classiques à des systèmes conservateurs ou de systèmes intensifs à des systèmes extensifs a pour effet de réduire les apports de carbone et d'augmenter le taux de décomposition, ce qui réduit le COS.

VandenBygaart et al. (2003) ont rassemblé les données publiées dans des études de longue durée menées au Canada et visant à évaluer l'effet des pratiques de gestion agricole sur le COS. Cette compilation, de même que l'existence de données sur les activités provenant du Recensement de l'agriculture, ont permis d'identifier les principales pratiques d'aménagement et leurs changements, qui ont été utilisés pour estimer les fluctuations des stocks de carbone dans le sol. Les taux d'émission et d'extraction du CO₂ à partir des sols minéraux ont été estimés pour chacun des changements d'aménagement des terres (CAT) suivants :

1. Changement dans la gamme des cultures :
2. Augmentation des cultures pérennes
3. Augmentation des cultures annuelles
4. Changement des pratiques de travail du sol :
5. TI à TRS
6. TI à CSL
7. TRS à TI
8. TRS à CSL
9. CSL à TI
10. CSL à TRS
11. Changement dans la superficie en jachère
12. Augmentation de la superficie des jachères
13. Diminution de la superficie des jachères

Lorsque les éléments nutritifs sont d'importants facteurs de limitation, une fertilisation adéquate peut augmenter le COS; en pareil cas, toutefois, on utilise généralement déjà l'épandage d'engrais ou d'autres pratiques d'augmentation des éléments nutritifs. L'irrigation de terres dans les régions semi-arides peut affecter le COS, mais l'impact manque de clarté, et la superficie de terres irriguées est toujours demeurée relativement constante au Canada. C'est pourquoi on a présumé que les CAT choisis constituaient les influences les plus importantes et les plus uniformes affectant la teneur de COS dans les sols minéraux.

Coefficient de variation des stocks de carbone

Pour estimer les émissions ou les absorptions de carbone, on multiplie un coefficient de variation des stocks de COS propre à chaque combinaison de polygone PPC (l'unité d'analyse) et de changement d'aménagement par la superficie de changement. Le coefficient est le taux moyen de fluctuation du COS par an et par unité de superficie de CAT.

Équation A3-37 :

$$\Delta C = F \times A$$

où

- ΔC = variation du stock de COS pour l'année d'inventaire, en Mg de C
 F = fluctuation annuelle moyenne du COS soumis à un CAT, en Mg C/ha par an
 A = superficie touchée par le CAT, en ha

Les superficies de CAT (c.-à-d. les changements dans les méthodes de culture, le type de récolte et les jachères) proviennent du Recensement de l'agriculture. Les données du Recensement fournissent des éléments sur les fluctuations nettes de la superficie durant les périodes quinquennales du Recensement. Dans la pratique, les terres sont assujetties et soustraites à une pratique d'aménagement, et il se produit des combinaisons de changement d'aménagement. Toutefois, étant donné qu'on ne dispose que de données sur les changements nets, deux hypothèses ont été formulées : l'additivité et la réversibilité des coefficients de COS. La réversibilité présume que le coefficient lié à un CAT de A à B est l'opposé de celui d'un CAT de B à A. L'additivité présume que les fluctuations du carbone attribuables à chaque CAT qui survient sur la même parcelle de terrain sont indépendantes et par conséquent qu'elles s'additionnent. Cette hypothèse est corroborée par les constatations de McConkey et al. (2003), qui affirment que l'impact du travail du sol et de la rotation des cultures sur le COS est généralement additif.

Il existe un ensemble relativement important d'observations canadiennes sur les fluctuations à long terme du COS attribuables au CAT, comme l'adoption de la CSL et la fréquence réduite des jachères (VandenBygaart et al. 2003; Campbell et al. 2005). Cependant, même cet ensemble de données relativement important ne couvre pas toute l'étendue géographique de l'agriculture canadienne. De plus, les données de mesure présentent divers problèmes : i) les traitements varient souvent entre les stations de recherche, ce qui rend les comparaisons difficiles; ii) il est difficile de déterminer la durée des effets; iii) il est difficile d'estimer le degré d'incertitude total à partir de l'éventail des interactions avec l'état initial du sol et la combinaison de différentes pratiques; iv) il est difficile de déterminer la variabilité des fluctuations du carbone sans changement d'aménagement des terres.

En raison de ces limites, un modèle bien étalonné et validé de la dynamique du carbone du sol, le modèle CENTURY (Parton et al. 1987, 1988) a été utilisé pour calculer les coefficients de carbone pour les changements survenus entre la CSL et le TI, le TRS et le TI, le TRS et la CSL, les cultures annuelles et vivaces et la superficie des jachères. On a souvent utilisé le modèle CENTURY pour simuler le changement de COS dans les conditions propres au Canada (Voroney et Angers 1995; Liang et al. 1996; Monreal et al. 1997; Bolinder 2004; Campbell et al. 2000, 2005; Pennock et Frick 2001; Carter et al. 2003).

Smith et al. (1997, 2000, 2001) ont conçu une approche fondée sur le modèle CENTURY pour estimer les fluctuations du carbone dans les terres agricoles du Canada. Le modèle a été soumis à une procédure soignée d'étalonnage et de validation. Pour estimer les fluctuations de carbone, il a fallu établir une description généralisée de l'affectation et de l'aménagement des terres à partir de 1910 sur les terres cultivées pour un échantillon de types de sols et de conditions climatiques dans tout le Canada. Ces scénarios sont extraits d'une combinaison de connaissances d'experts et de statistiques agricoles sur l'aménagement des terres, notamment les types de cultures, les jachères, les engrais épandus (Smith et al. 1997 2000). Ils ont été utilisés pour les

premières évaluations détaillées des fluctuations du carbone du sol dans les terres agricoles, dans le cadre d'une évaluation élargie de l'état de santé des sols (McCrae et al. 2000).

Le COS initial en 1910 a été estimé à 1,25 fois le COS dans la base de données des attributs des polygones PPC (système d'information sur le sol du Canada). Les valeurs du COS dans la base de données proviennent des mesures prises dans le cadre de relevés pédologiques et d'études sur les ressources pédologiques (Tarnocai 1997), et on a présumé qu'elles représentaient la moyenne de COS dans les terres cultivées en 1985. On a estimé les coefficients de fluctuation du COS à partir de la différence dans les stocks du carbone du sol entre la simulation d'une affectation généralisée des terres et un scénario d'aménagement avec et sans le CAT d'intérêt (Smith et al. 2001).

Un régime de culture et travail sur 10 ans (RCT) a été établi pour chaque unité d'analyse et année du Recensement, au moyen des données du Recensement de l'agriculture. Le RCT se cristallise sur sept cultures et types de cultures (céréales, oléagineux, légumineuses, luzerne, cultures racines, cultures vivaces et jachère) et trois méthodes de travail du sol (TI, TRS et CSL). Essentiellement, chaque RCT représente une combinaison spatiale de cultures et de pratiques de travail du sol sous la forme d'une combinaison temporelle de cultures et de pratiques de travail. Dans ce système, un polygone comptant 20 % de terres plantées de céréales et 20 % de terres de CSL équivaut à 2 ans sur 10 de céréales et 2 ans sur 10 de CSL. Des séquences temporelles des pratiques culturales et de travail du sol ont été établies à partir d'ensembles de règles définies par des experts, comme « une jachère ne suit jamais une jachère » et « la culture du blé suit généralement celle du soja ». Ainsi, un RCT de base et des remplacements des CAT dans le RCT peuvent être facilement saisis dans le modèle CENTURY.

Le coefficient de fluctuation du COS a été choisi comme Coefficient = C pour RCT avec remplacements du CAT – C pour RCT de base) / [(Fraction du RCT remplacé par le CAT) * (Durée considérée)]. Si un système de gestion des terres est défini comme une combinaison particulière de pratiques culturales et de travail du sol sur une superficie donnée, la variation du COS due à un CAT (ΔC_{CAT}) peut être assimilée à la différence du stock de COS entre deux systèmes de gestion des terres, divisée par la valeur proportionnelle du CAT entre les deux systèmes de gestion :

Équation A3-38 :

$$\Delta C_{CAT}(t) = \Delta C / p_{CAT}$$

où

$$\begin{aligned} \Delta C_{CAT}(t) &= \text{différence du COS entre les systèmes de gestion d'une année à l'autre (Mg COS/ha)} \\ p_{CAT} &= \text{proportion de la superficie soumise à un système de gestion donné sous réserve du CAT} \end{aligned}$$

Cette proportion représente la proportion du AT particulier dans le système de base, diminué du volume de CAT dans le nouveau régime après le CAT, c'est-à-dire :

Équation A3-39 :

$$P_{CAT} = P_{ATbase} - P_{ATnouveau}$$

où

- P_{ATbase} = proportion du régime d'aménagement des terres de base
 $P_{ATnouveau}$ = proportion du nouveau régime d'aménagement des terres

On trouvera ci-après un exemple de séquences d'utilisation du modèle CENTURY pour un loam de Lethbridge (tchernoziom brun foncé d'orthite) dans l'écozone de déclaration des prairies semi-arides. On a effectué une passe du modèle à l'aide d'une combinaison de base de 10 ans de cultures reposant sur le Recensement de l'agriculture de 1996 et de données météorologiques fondées sur celles de 1951-2001. On a procédé à des simulations du COS avec le modèle CENTURY en remplaçant les sept cultures annuelles par des cultures vivaces dans la combinaison de base. À titre d'exercice séparé, quatre années de TI dans la combinaison de base ont été remplacées par la CSL (figure A3-11). L'étape suivante consiste à calculer la fonction $\Delta C_{CAT}(t)$ en soustrayant les valeurs simulées de COS pour la combinaison de base de celles imposées par le CAT (figure A3-12). Enfin, on calcule la valeur de $\Delta C_{CAT}(t)$ qui correspond à la proportion de la superficie soumise au système cultural divisée par p_{LMC} (équation A3-39). Les valeurs respectives de p_{CAT} pour la transition du TI à la CSL et l'ajout des cultures vivaces ont été de 4/10 et de 7/10.

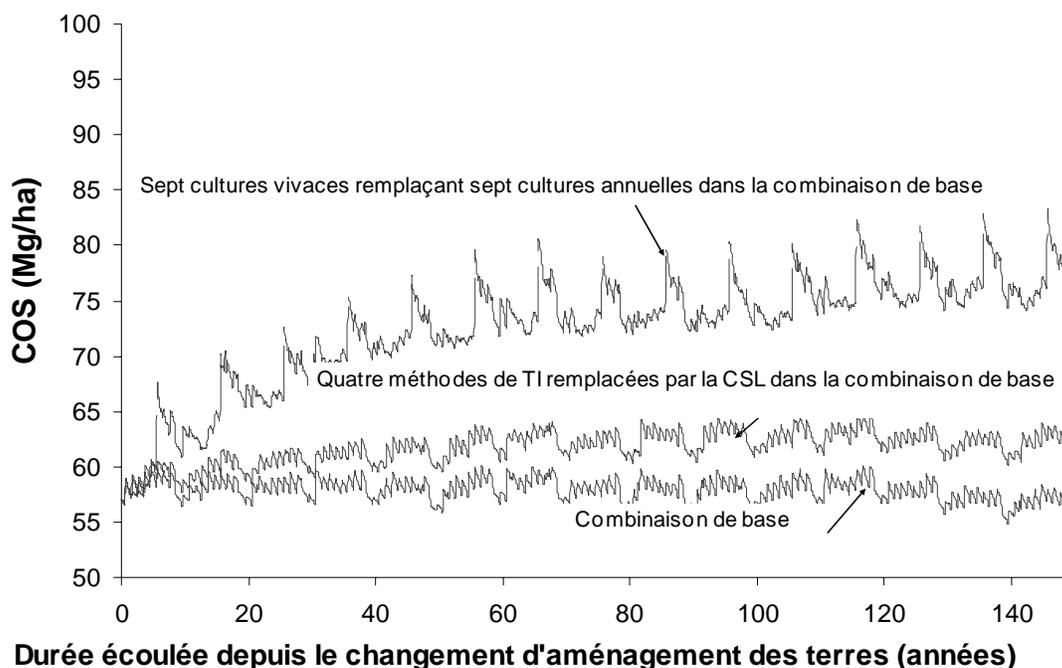


Figure A3-11 : Carbone organique du sol pour une combinaison de cultures de base et le remplacement de cultures annuelles (blé) par une culture vivace (luzerne) et le remplacement du travail intensif (TI) par une culture sans labour (CSL), en fonction de passes du modèle CENTURY pour un loam à Lethbridge

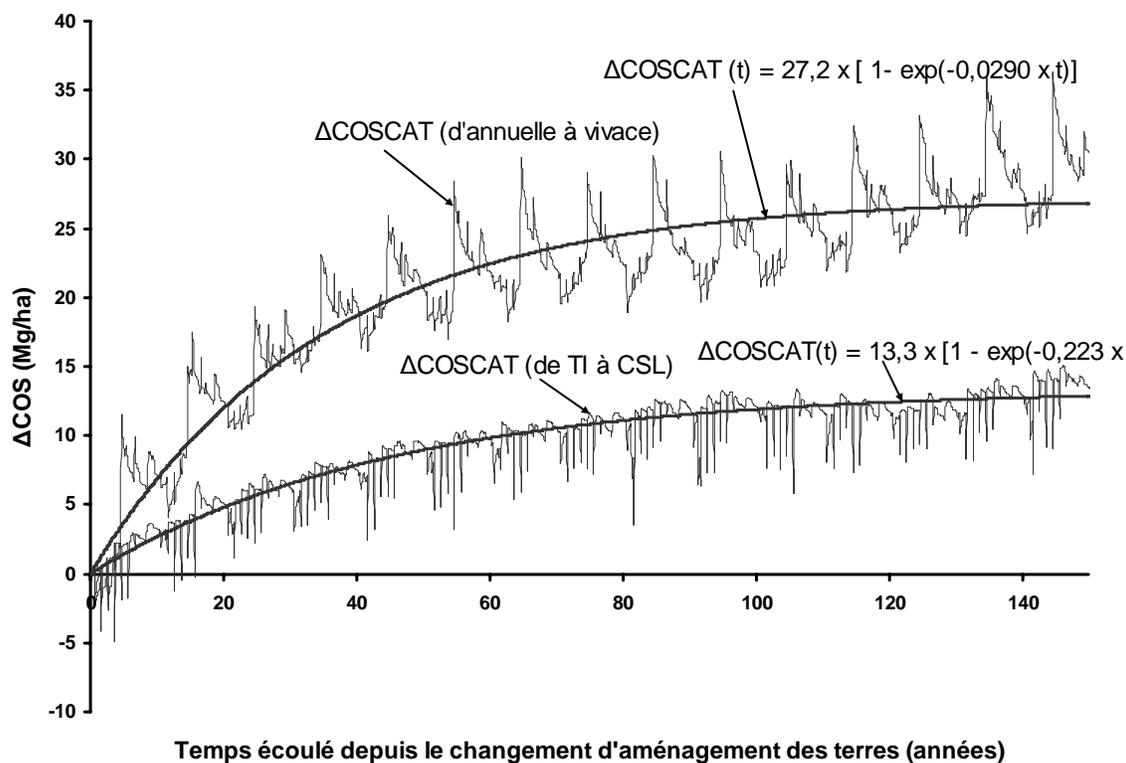


Figure A3-12 : Fluctuations du COS dans le cadre de simulations avec remplacements par rapport à des simulations sur la combinaison de cultures de base

On assimile la dynamique du COS à un phénomène cinétique de premier ordre; la variation de C peut donc s'exprimer comme suit :

Équation A3-40 :

$$\Delta C_{\text{CAT}}(t) = \Delta C_{\text{CATmax}} \times [1 - \exp^{-k \times t}]$$

où :

ΔC_{CATmax}	=	variation maximale du COS induite par le CAT
k	=	constante de taux
t	=	année

Dans la pratique, les équations exponentielles sont rajustées statistiquement à l'aide d'un logiciel standard d'analyse statistique selon les méthodes des moindres carrés. La pente de l'équation exponentielle a des unités de Mg C/ha par an et représente la valeur instantanée des facteurs. Comme l'estimation est fondée sur des variations annuelles, l'équation utilisée pour l'estimation du facteur de variation annuelle par rapport à l'année précédente (de l'an $t-1$ à l'an t) est :

Équation A3-41 :

$$F_{\text{CAT}}(t) = \Delta C_{\text{CATmax}} \times [\exp^{-k \times [t-1]} - \exp^{-k \times t}]$$

Comme on ne parvient jamais à un état d'équilibre parfait, l'équation exponentielle doit théoriquement s'appliquer pour toujours. Dans la pratique toutefois, l'équation exponentielle a été tronquée lorsque la valeur $F_{CAT}(t)$ a chuté à 25 kg C/ha par an. Ce taux est inférieur à une limite de mesure pratique (figure A3-13).

Estimation des valeurs moyennes de k et de ΔC_{CATmax} aux fins des calculs des coefficients pratiques

Les paramètres ΔC_{CATmax} et k ont été calculés pour la totalité des 11 602 échantillons de sol. Ces échantillons de sol représentent un vaste éventail d'états initiaux du COS et de combinaisons de cultures de base et de volumes de remplacement. Les valeurs des paramètres ont été estimées pour chaque zone de déclaration comme étant la moyenne entre ces échantillons de sol, pondérée par la superficie agricole sur chaque échantillon (tableau A3-33). On a utilisé la moyenne géométrique pour k , étant donné que sa distribution est désaxée vers la droite. Ces moyennes ont été calculées pour trois classes générales de textures du sol (sablonneux, loameux et argileux) et appliquées à chaque échantillon de sol en fonction de sa classe de texture. À l'occasion, des valeurs de k inférieures à 0 ou supérieures à 0,15 ont résulté de l'ajustement par rapport à la valeur ΔC_{CAT} ; les valeurs de k et de ΔC_{CATmax} résultant de ces rajustements ont été exclues des moyennes des zones de déclaration.

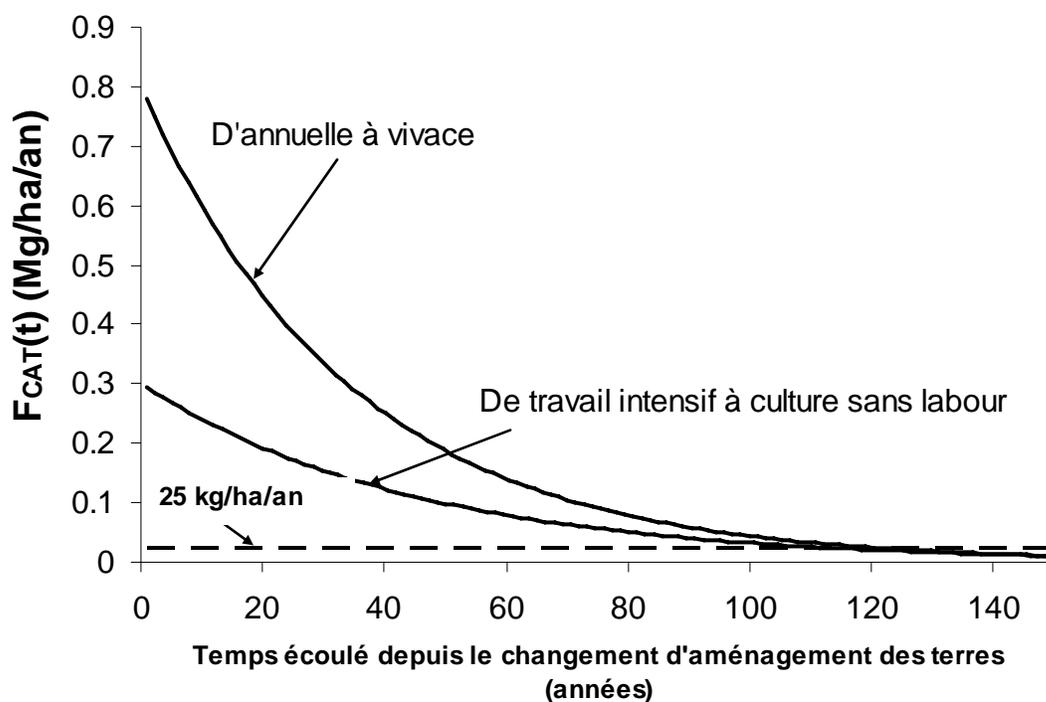


Figure A3-13 : F_{CAT} résultant de l'équation exponentielle

Tableau A3-33 : Valeurs généralisées des paramètres relatifs à $F_{CAT(t)} = \Delta C_{CATmax} \times [1 - \exp(-k \times t)]$ pour prévoir les fluctuations résultant du changement d'affectation des terres (CAT) et les coefficients linéaires efficaces de fluctuations du COS

Zone ¹	CAT ²	k (/année)	ΔC_{CATmax} (Mg/ha)	Dernière année d'effet après le CAT ³	Coefficient linéaire moyen annuel de durée de l'effet du CAT (Mg/ha par an)	Coefficient linéaire moyen annuel pour les 20 premières années après le CAT (Mg/ha par an)
Est de l'Atlantique	TI à CSL	0,0216	3,5	52	0,05	0,06
	TI à TRS	0,0251	2,4	36	0,04	0,05
	TRS à CSL	0,0233	1,1	1	0,03	0,00
	Diminution des jachères	0,0305	13,1	91	0,14	0,30
	Augmentation des vivaces	0,0217	43,4	167	0,25	0,77
Centre-Est	TI à CSL	0,0250	5,0	65	0,06	0,10
	TI à TRS	0,0261	1,9	25	0,04	0,04
	TRS à CSL	0,0255	3,2	46	0,05	0,06
	Diminution des jachères	0,0305	13,1	91	0,14	0,30
	Augmentation des vivaces	0,0247	38,2	147	0,25	0,74
Forêts-parcs	TI à CSL	0,0286	6,5	70	0,08	0,14
	TI à TRS	0,0242	2,8	41	0,04	0,05
	TRS à CSL	0,0263	3,7	51	0,05	0,07
	Diminution des jachères	0,0305	13,1	91	0,14	0,30
	Augmentation des vivaces	0,0233	29,4	142	0,20	0,55
Prairies semi-arides	TI à CSL	0,0261	4,9	63	0,06	0,10
	TI à TRS	0,0188	2,3	30	0,03	0,04
	TRS à CSL	0,0222	2,5	37	0,04	0,05
	Diminution des jachères	0,0305	13,1	91	0,14	0,30
	Augmentation des vivaces	0,0281	26,1	120	0,21	0,56
Ouest	TI à CSL	0,0122	4,8	69	0,04	0,05
	TI à TRS	0,0116	0,8	0	0,00	0,00
	TRS à CSL	0,0119	3,9	53	0,03	0,04
	Diminution des jachères	0,0305	13,1	91	0,14	0,30
	Augmentation des vivaces	0,0155	34,4	198	0,17	0,46

Notes :

1. Résumé pondéré par zone : « Est de l'Atlantique » est la zone de déclaration maritime de l'Atlantique plus la zone de déclaration du bouclier boréal à Terre-Neuve-et-Labrador; « Centre-Est » est la zone de déclaration des plaines de forêts mixtes plus la section Est de la zone de déclaration du bouclier boréal en Ontario et au Québec; « Forêts-parcs » désigne les zones des Prairies subhumides, du Bouclier boréal-ouest et des plaines boréales plus les régions des zones de la cordillère montagnarde où des activités agricoles sont attenantes aux activités agricoles dans le reste de la zone des forêts-parcs; enfin, « Ouest » désigne la zone maritime du Pacifique plus la cordillère montagnarde, à l'exception de la portion de cette dernière comprise dans la zone des forêts-parcs décrite ci-dessus.

2. Pour les changements d'aménagement des terres dans le sens opposé à celui qui est énuméré, la valeur F_{CATmax} est l'inverse additif de la valeur indiquée.

3. Aucune autre fluctuation du carbone dès lors que la valeur absolue du taux de fluctuation est inférieure à 25 kg C/ha par an.

La dynamique des fluctuations du COS en fonction des changements de la jachère a été abondamment étudiée au Canada. C'est pourquoi, au lieu d'utiliser la valeur de ΔC_{CATmax} tirée des simulations du modèle CENTURY, on a fixé la valeur de ΔC_{CATmax} de manière à ce que F soit de 150 C/ha par an (Campbell et al. 2005) à 20 ans selon une valeur p_{CAT} de 0,5 (par exemple,

passage d'une proportion des superficies en jachère de 50 % à zéro). La valeur k a été établie à partir des simulations du modèle CENTURY, comme nous l'avons vu plus haut.

En général, on peut s'attendre à ce que les déperditions de COS lors d'un CAT soient supérieures aux gains de COS lors d'un CAT inverse. Toutefois, cet effet dépend dans une large mesure de la quantité relative de COS au moment du CAT. On tient pour acquis que les coefficients sont réversibles. La réversibilité présuppose que l'effet d'un CAT sur le COS dans un sens est exactement l'inverse de l'effet du changement de pratique sur le COS dans le sens opposé.

Validation des coefficients associés au carbone au sol

On a comparé les coefficients d'évolution du COS applicables aux CAT utilisés dans l'inventaire aux coefficients empiriques que donnent VandenBygaert et al. (2008). Cette comparaison révèle que les données empiriques comparant les fluctuations du COS entre le TI et la CSL étaient très variables, notamment pour l'Est du Canada. Néanmoins, les facteurs modélisés demeuraient dans la fourchette dérivée des données empiriques. Le coefficient TI-CSL moyen des expériences menées dans la région des Prairies subhumides était quatre fois plus élevé que celui des Prairies semi-arides. Le coefficient moyen dérivé du modèle CENTURY pour la région des Prairies semi-arides était environ 30 % plus faible que celui tiré des expériences sur le terrain. Toutefois, le coefficient TI-CSL dérivé du modèle CENTURY pour la zone de déclaration des Prairies subhumides était inférieur d'environ 30 % au coefficient dérivé à partir des expériences sur le terrain. Si on considère le passage de cultures annuelles à des cultures vivaces, le coefficient empirique moyen était de 0,59 Mg C/ha/an, ce qui se compare favorablement à la fourchette de 0,46 à 0,56 Mg COS/ha/an des facteurs modélisés dans les zones pédologiques de l'Ouest canadien. Dans l'Est du pays, il n'existait que deux facteurs de fluctuation empiriques, mais ils semblaient correspondre aux valeurs modélisées (valeurs empiriques : 0,60-1,07 Mg COS/ha/an; valeurs modélisées : 0,74-0,77 Mg C/ha/an). Pour ce qui est de la conversion de l'alternance culture-jachère à la culture continue, le taux de stockage du C (0,33 Mg/ha/an) dépassait le double du taux moyen de $0,15 \pm 0,06$ Mg/ha/an dérivé de deux études documentaires indépendantes. Cet écart a conduit à décider d'utiliser des facteurs empiriques pour évaluer les fluctuations de la jachère d'été dans l'inventaire. Les coefficients de fluctuation du carbone du sol pour les terres cultivées au Canada connaîtraient une nette amélioration si on réduisait la forte variabilité généralement associée aux données empiriques et qu'on améliorait la simulation du modèle CENTURY dans diverses conditions d'aménagement et de COS initial.

Estimations des changements des stocks de carbone du sol

Les changements du carbone du sol résultant d'un CAT ont été déclarés pour la période 1990-2006. Compte tenu de l'effet de la diminution des CAT avec le temps, une année ou une période où le changement est censé être survenu est attribuée à chaque CAT. Le coefficient de changement du carbone a été multiplié par la superficie sujette à un CAT et additionné entre les échantillons de sol afin d'obtenir une estimation des changements de COS pour le polygone PPC. Il s'agit de la plus petite unité géoréférencée des stocks de carbone organique des sols et des changements des stocks de carbone, la comptabilisation reposant sur une méthode de niveau 2 du GIEC comme suit :

Équation A3-42 :

$$\Delta C_{LMC,t} = \sum_{t1,t2} \sum_{ALLSLC} (\Delta C_{TILL} + \Delta C_{SF} + \Delta C_{CROPPING})$$

où :

$\Delta C_{LMC,t}$	=	changement des stocks de COS attribuable au CAT d'une année donnée (t2) depuis 1951 (t1)
ΔC_{TILL}	=	changement des stocks de COS attribuable à un changement des méthodes de travail du sol dans chaque PPC, étant donné que chaque pratique de travail change
ΔC_{SF}	=	changement des stocks de COS attribuable au changement des jachères dans chaque PPC
$\Delta C_{CROPPING}$	=	changement des stocks de carbone attribuable au changement des cultures annuelles et vivaces dans chaque PPC

Des données sur l'aménagement des terres provenant du Recensement de l'agriculture existent pour les années 1951, 1961, 1971, 1976, 1981, 1986, 1991, 1996 et 2001. Les données sur l'aménagement des terres entre les années du Recensement ont été estimées par interpolation linéaire. Entre 2002 et 2006, les données sur l'aménagement des terres ont été fixées au même niveau qu'en 2001.

Sources de données

Deux types de données sont utilisées pour calculer les coefficients de carbone (modélisation) et établir les estimations effectives des changements des stocks de carbone. Parmi les données qui servent essentiellement à la modélisation des coefficients du carbone figurent les PPC, les systèmes de cultivation et de labour tirés des données du Recensement de l'agriculture ainsi que les rendements des cultures, les données climatologiques et les données sur les activités provenant d'autres relevés et bases de données.

Informations sur les terres et activités

Les pédo-paysages du Canada (PPC) sont une base de données spatiales nationales qui décrit les types de sols associés à la topographie et présentés comme polygones

à une échelle voulue de représentation de 1:1 million⁷⁴. L'avantage qu'il y a à utiliser la version 3.0 des PPC pour le secteur ATCATF est que tous les polygones des PPC sont « emboîtés » dans le Cadre écologique national pour le Canada de 1995, ce qui permet d'augmenter ou de réduire l'échelle des données et des estimations selon les besoins.

Dans toutes les provinces situées dans la région agricole du Canada, on a utilisé les données détaillées des relevés pédologiques (échelles de carte supérieures à 1:1 million) pour délimiter les polygones des PPC et constituer les fichiers des bases de données connexes. Les fichiers de composante, de nom de sol et de couche de sol des PPC ont constitué les données d'entrée spécifiques (teneur en carbone du sol, texture du sol, pH, densité apparente et propriétés hydrauliques du sol) pour modéliser les coefficients de carbone avec le modèle CENTURY. Les polygones des PPC sont le fondement spatial qui permet d'allouer les pratiques d'aménagement des terres (pratiques de travail du sol, systèmes cultureux provenant du Recensement de

74. Voir <http://sis.agr.gc.ca/cansis/nsdb/slc/v1/intro.html>.

l'agriculture) ainsi que les terres forestières et les prairies converties en terres cultivées aux coefficients du carbone modélisés.

Unités analytiques

On dénombre 3 264 polygones des PPC où sont menées des activités agricoles. Étant donné que les polygones des PPC comportent plusieurs éléments des pédo-paysages, la résolution spatiale la plus fine pour l'analyse des activités agricoles est constituée par 11 602 combinaisons uniques de composantes du sol dans les polygones des PPC. Ces combinaisons uniques représentent les unités analytiques de base. L'emplacement des composantes de gestion des terres et des sols n'est pas spatialement explicite, mais renvoie plutôt spatialement aux polygones des PPC.

On a élaboré une procédure permettant d'attribuer les activités agricoles aux PPC en tenant compte du caractère approprié de chacune des composantes d'un polygone de sol. Les composantes des sols ont différentes propriétés intrinsèques qui les rendent plus ou moins susceptibles d'avoir différents types d'activités agricoles. Chaque composante d'un sol dans le fichier des attributs des PPC a une cote de probabilité élevée, modérée ou faible de porter des cultures agricoles annuelles. Les cultures agricoles annuelles sont liées à ces composantes avec une cote de probabilité élevée de porter des cultures agricoles annuelles. En cas de superficie insuffisante assortie d'une cote élevée de probabilité de porter des cultures agricoles annuelles pour la superficie des cultures annuelles, les cultures agricoles annuelles restantes ont été liées aux composantes présentant une probabilité modérée de porter des cultures agricoles annuelles et, au besoin, à des composantes assorties d'une cote faible. Après avoir lié la superficie des cultures agricoles annuelles, on a lié la superficie plantée de plantes fourragères pérennes et de pâturages ensemencés aux composantes résiduelles de la même façon, en commençant par les composantes les plus susceptibles de porter des cultures annuelles et en terminant par les moins susceptibles de porter des cultures.

Rendements des cultures

Les rendements des cultures au niveau des écodistricts ont été calculés à partir des sondages de Statistique Canada. Statistique Canada mène des sondages annuels auprès de jusqu'à 31 000 agriculteurs, stratifiés par région, afin d'établir des estimations de la superficie, du rendement, de la production et des stocks des principales plantes de grande culture cultivées au Canada. Huit publications sont diffusées à des moments stratégiques de la campagne agricole; le premier rapport sectoriel contient les intentions de plantation des producteurs, alors que les estimations de juin sont établies après la fin de la majeure partie de l'ensemencement. Les rendements et les niveaux de production par province sont estimés à deux reprises, selon les attentes à la fin de la récolte, alors que l'estimation du mois de novembre est publiée après la récolte. Les données sont diffusées au niveau des régions agricoles du Recensement, et font état des rendements des cultures d'environ 70 unités spatiales au pays. Les limites des régions agricoles du Recensement recoupent les limites des PPC dans un SIG, et l'on a attribué une valeur de rendement de chaque culture dans chaque polygone des sols en fonction d'une proportion majoritaire. Les données qui ont servi à la comptabilisation englobent les données sur le rendement de 1975 à 2006 pour le blé, l'orge, l'avoine, le maïs, le soja, les pommes de terre et le canola. Ces rendements ont servi à étalonner le sous-modèle de croissance des cultures CENTURY.

Données climatiques

On dénombre 958 stations météorologiques dans la base de données météorologiques archivées d'AAC. On a utilisé les normales à long terme des températures mensuelles maximales et minimales (en °C) et des précipitations (en mm) de 1951 à 2001 pour tous les écodistricts afin de

modéliser les coefficients du carbone. Les données météorologiques archivées d'AAC ont été fournies par le Service météorologique du Canada d'Environnement Canada.

Recensement de l'agriculture

La comptabilisation des données sur les terres agricoles dont la vocation n'a pas changé se fonde principalement sur les données provenant du Recensement de l'agriculture (Statistique Canada 1992 et 1997a, 2002). Le plus petit secteur pour lequel Statistique Canada est prêt à divulguer des données à l'extérieur, pour des raisons de confidentialité, est le secteur de diffusion/dénombrement (environ 52 000 au Canada). AAC a reconfiguré les données du Recensement relatives à 1981, 1986, 1991, 1996 et 2001 des secteurs de diffusion en polygones des PPC (et en unités d'écostratification de niveau supérieur) à l'aide d'une procédure qui prévoit des recouvrements géographiques des fichiers des limites pertinentes.

Les données sur les pratiques de travail du sol sont extraites du Recensement selon les catégories suivantes : i) TI – travail qui incorpore la majeure partie des débris végétaux dans le sol; ii) TRS – travail qui maintient la majeure partie des débris végétaux à la surface du sol; iii) CSL – culture sans labour ou semis direct. Pour ce qui est des jachères les catégories étaient : i) CSL – superficie sur laquelle on a utilisé seulement des produits chimiques pour lutter contre les mauvaises herbes; ii) TI – superficie sur laquelle uniquement le travail du sol a été étiqueté; iii) TRS – superficie sur laquelle on a utilisé une combinaison de travail et de produits chimiques. Les données du Recensement présentent deux limites relatives aux pratiques de travail du sol qui se sont soldées par des incertitudes : i) les données de Statistique Canada et les avis d'experts révèlent que les composantes de conservation sont généralement sous-estimées; ii) les distributions du travail du sol telles qu'elles sont déclarées pour une région doivent être appliquées de manière égale à toutes les cultures au sein de cette région.

Degré d'incertitude

L'estimation du degré d'incertitude s'est faite au moyen de l'analyse de l'incertitude analytique (Coleman et Steele 1999). Les incertitudes associées aux estimations des émissions ou absorptions de CO₂ comportent principalement des estimations des incertitudes associées à la superficie et aux coefficients du carbone correspondant aux changements d'aménagement des terres entre la jachère, le travail du sol et les cultures annuelles et vivaces (McConkey et al. 2007b).

On a déterminé le degré d'incertitude relative à la superficie du changement à l'échelle des écodistricts (un niveau d'agrégation spatiale au-dessus du PPC), et la superficie moyenne de terres agricoles par écodistrict est de 138 kha. On a jugé que les écodistricts étaient assez vastes pour qu'on puisse considérer la superficie de chaque type d'aménagement comme indépendante des superficies du même type d'aménagement dans les autres écodistricts, y compris les écodistricts attenants. On a supposé que les erreurs dans la superficie des pratiques d'aménagement de chaque écodistrict représentaient une incertitude inhérente qui ne subissait pas l'influence du degré d'incertitude associé à la même pratique d'aménagement dans les autres écodistricts. De plus, la superficie de chaque écodistrict est assez vaste pour qu'on puisse présumer que la déclaration d'une activité nulle signifie que cette activité n'a pas cours dans l'écodistrict. En conséquence, le degré d'incertitude relative à la superficie peut être considéré d'une manière plus fiable en termes relatifs pour un écodistrict que pour un polygone de PPC.

Le degré d'incertitude de la superficie sujette à une pratique d'aménagement à un moment précis pour un écodistrict moyen est fondé sur la proportion relative de la superficie sujette à cette

pratique d'aménagement, comparativement à la superficie totale des terres agricoles de cet écodistrict. Le degré d'incertitude relative de la superficie sujette à une pratique (exprimé sous forme d'écart-type par rapport à une population présumée normale) a chuté de 10 % de la superficie à 1,25 % de la superficie à mesure que la superficie relative sujette à cette pratique augmentait (T. Huffman, communication personnelle, sans référence).

Les hypothèses relatives aux degrés d'incertitude associés aux coefficients de fluctuation du carbone pour les terres en jachère, en travail du sol et en cultures annuelles et vivaces ont deux sources d'influence principales : 1) l'incertitude des processus associée aux changements du carbone, attribuable à l'inexactitude des prédictions relatives aux changements du carbone, même si la situation de la pratique d'aménagement était définie à la perfection; 2) l'incertitude situationnelle associée aux changements du carbone, attribuable à la variation de la situation de la pratique d'aménagement.

L'incertitude des processus comprend l'effet du degré d'incertitude du modèle, lequel englobe l'incertitude des prédictions du modèle découlant de paramètres incertains et celle qui découle d'une représentation inexacte ou incomplète de tous les processus pertinents par le modèle. Lorsqu'on utilise des données empiriques, l'incertitude des processus peut comprendre des insuffisances des techniques de mesure, des erreurs d'analyse, une piètre représentativité des mesures et des composantes des changements du carbone non prises en compte. Pour estimer la marge d'erreur des processus, on s'est servi de l'écart par rapport aux changements du carbone mesurés dans le cadre d'expériences contrôlées. On a supposé que cet écart représente le degré d'incertitude inhérent, même lorsque la situation est décrite avec précision. Comme les modèles de la dynamique du COS sont validés et étalonnés en fonction de ces données, on a également supposé que cette variabilité donne une estimation de la marge d'erreur des processus du modèle. Les coefficients de mise à l'échelle associés à l'incertitude des processus pour le travail du sol et la jachère ont été dérivés pour le Canada des données de VandenBygaard et al. (2003).

L'incertitude situationnelle comprend l'effet de l'incertitude inhérente à la situation telle qu'elle est décrite, ce qui peut englober l'effet des interactions avec les changements passés ou simultanés de l'utilisation ou de l'aménagement des terres, la variabilité des conditions météorologiques ou des propriétés du sol, la variabilité de l'aménagement des cultures et la continuité des changements de pratiques d'aménagement. Les coefficients de mise à l'échelle associés à l'incertitude situationnelle pour les changements d'aménagement des terres en jachère, en travail du sol et en cultures annuelles et vivaces ont été estimés à partir de la variabilité observée des changements du carbone simulés dans le modèle CENTURY pour toutes les combinaisons composantes du sol – aménagement – climat de l'unité de conciliation. La teneur initiale en COS était fondée sur des valeurs mesurées tirées de bases de données, lesquelles traduisaient à leur tour l'effet de la gamme des antécédents sur le carbone du sol. On a calculé les changements du carbone pour un grand nombre de combinaisons d'aménagements. On a également inclus un éventail de conditions météorologiques historiques par écodistrict aux simulations du modèle CENTURY. L'incertitude situationnelle inclut aussi la variabilité additionnelle des facteurs régionaux introduits par l'imposition de la réversibilité des changements du carbone. Des coefficients de mise à l'échelle moyens du degré d'incertitude situationnelle ont été dérivés pour le Canada (McConkey et al. 2007b).

Bien qu'on s'attende à une interaction entre l'incertitude de processus et l'incertitude situationnelle, étant donné la complexité du grand nombre d'interactions possibles entre les écarts attribuables à l'incertitude des processus et ceux qui sont attribuables à l'incertitude situationnelle, il est impossible de décrire leurs relations. On a donc supposé que l'écart total des changements du carbone était la somme des écarts associés aux incertitudes des processus et

situationnelle. On trouvera dans McConkey et al. (2007b) des renseignements détaillés sur le calcul des estimations de l'incertitude.

Émissions de CO₂ imputables à l'application de chaux agricole

Le calcaire (CaCO₃) et la dolomite (CaMg(CO₃)₂) sont souvent utilisés pour neutraliser les sols acides, accroître l'assimilabilité des éléments nutritifs du sol, en particulier le phosphore, réduire la toxicité des métaux lourds comme l'aluminium et améliorer le milieu de croissance des cultures. Durant le processus de neutralisation, du CO₂ est rejeté lors des réactions d'équilibre du bicarbonate qui ont lieu dans le sol.

Le taux de rejet varie selon l'état du sol et les types de produits que l'on épand. Dans la plupart des cas où l'on épand de la chaux, l'épandage est répété à intervalles de quelques années. Ainsi, pour les besoins de l'inventaire, on présume que le taux d'ajout de chaux est pratiquement en état d'équilibre avec la consommation de chaux épandue les années précédentes. Les émissions liées à l'utilisation de chaux sont calculées à partir de la quantité et de la composition de la chaux épandue chaque année.

La quantité de carbone rejetée par l'épandage de calcaire est calculée au moyen de la méthode de niveau 1 par défaut du GIEC :

Équation A3-43 :

$$C = \sum (A_i \times 12 / 100)$$

où :

A_i = consommation annuelle du calcaire dans la province i (Mg/an)
 12/100 = rapport entre le poids moléculaire du carbone et celui du calcaire

De même, la quantité de carbone rejetée à la suite de l'épandage de dolomite est calculée de la manière suivante :

Équation A3-44 :

$$C = \sum (A_i \times 12 / 184.3)$$

où :

A_i = consommation annuelle de chaux dolomitique dans la province i (Mg/an)
 12/184 = rapport entre le poids moléculaire du carbone et celui de la dolomite

Si l'on ne connaît pas le type de chaux, on présume que la chaux se compose à 50 % de chaux calcitique et à 50 % de chaux dolomitique.

Il n'existe pas de source unique de données sur l'épandage de chaux sur les sols agricoles. La quantité de chaux utilisée dans l'agriculture n'est pas une donnée que recueillent Statistique Canada ou l'Association canadienne des engrais. Les données sur l'utilisation de chaux ont été fournies par les associations de producteurs d'engrais de l'Ouest du Canada, de l'Atlantique, de l'Ontario et du Québec.

Degré d'incertitude

Les limites de l'intervalle de confiance à 95 % se rattachant aux données sur la consommation annuelle de chaux ont été estimées à ± 50 % (B. McConkey, communication personnelle, sans référence). On a supposé que ce degré d'incertitude comprenait l'incertitude des ventes de chaux, l'incertitude de la proportion entre chaux dolomitique et chaux calcitique, l'incertitude quant au moment où la chaux vendue est réellement épandue et l'incertitude quant au moment des émissions découlant de l'épandage de la chaux. On n'a pas tenu compte de l'incertitude du coefficient d'émission parce que la conversion chimique est supposée être finie et on a utilisé la valeur maximale de ce coefficient.

Émissions et absorptions de CO₂ imputables à la biomasse ligneuse

Les vignobles, les vergers à fruits et les plantations d'arbres de Noël font l'objet d'un aménagement intensif afin d'assurer leur rendement soutenu. Les plants de vigne sont taillés chaque année, ne laissant que le tronc et les tiges âgées d'un an. De même, les arbres fruitiers sont taillés chaque année pour préserver la forme et la taille voulues du couvert. Les vieux sont remplacés par roulement pour empêcher les maladies, améliorer les matériels ou introduire de nouvelles variétés. En général, les arbres de Noël sont récoltés vers l'âge de 10 ans. Pour ces trois récoltes, en raison des pratiques de rotation et des impératifs de rendement soutenu, on a présumé que la répartition des classes d'âge dans les exploitations était généralement uniforme. C'est pourquoi il ne devrait pas y avoir de hausse ou de baisse nettes du carbone de la biomasse dans les exploitations existantes, car le carbone perdu à l'occasion de la récolte ou du remplacement des arbres est équilibré par les gains attribuables à la croissance des nouveaux végétaux. La méthode s'est donc limitée à déceler les changements survenus dans les superficies portant des plants de vigne, des vergers à fruits ou des plantations d'arbres de Noël et à estimer les changements des stocks de carbone correspondantes dans la biomasse totale.

Aucune étude n'a été réalisée au Canada sur la dynamique du carbone aérien ou souterrain dans les vignobles ou les vergers à fruits. Toutefois, on peut estimer que les résultats d'autres études sont valables dans la mesure où les variétés, les techniques de production et même les porte-greffes sont souvent les mêmes. On utilise la littérature canadienne sur les plantations d'arbres de Noël dans la mesure du possible.

D'après les travaux de Mailvaganam (2002), on a présumé qu'en moyenne, les plants de vigne étaient remplacés à l'âge de 28 ans et que l'âge moyen d'un plant de vigne était donc de 14 ans. En raison de la taille intensive, la biomasse des pousses et des feuilles est fixée à la valeur constante de 4 Mg/ha, alors que les taux linéaires d'accumulation de biomasse aérienne et souterraine dans les troncs et les racines sont respectivement de 0,4 et de 0,3 Mg/ha par an (Nendel et Kersebaum 2004). Ces taux ont été convertis en valeurs du carbone en utilisant une teneur de la biomasse en carbone de 50 %. En cas de diminution de la superficie d'un vignoble, on présume une déperdition instantanée de 6,9 Mg C/ha, ce qui équivaut à la biomasse sur pied moyenne de plants de vigne âgés de 14 ans (McConkey et al. 2007a).

Même si la biomasse moyenne d'un arbre parvenu à maturité varie entre 18 kg pour un pommier et 72 kg pour un pêcher, en raison de densités de plantation standard différentes, la fourchette de biomasse sur pied par superficie est plus étroite, se situant entre 36 et 40 Mg/ha (McConkey et al. 2007a). Cette similitude n'a rien d'étonnant étant donné que, quelles que soient la taille des arbres et la densité de plantation, la forme et le couvert des arbres sont modifiés de manière à maximiser la photosynthèse nette par superficie. On a calculé le taux annuel de piégeage du carbone sur une période de croissance de 12 ans, ce qui a donné 1,6 Mg C/ha par an. Le même taux, multiplié par

un rapport système racinaire/système foliacé de 0,40 (Bartelink 1998), a été utilisé pour estimer le taux de piégeage du carbone dans la biomasse souterraine. On a présumé que, dans les nouveaux vergers, les arbres accumulent de la biomasse à un taux linéaire pendant 10 ans (l'âge moyen des arbres d'une plantation). La déperdition instantanée de carbone lors d'une diminution des vergers équivaut à 50 % de la biomasse totale d'un arbre âgé de 10 ans (22,4 Mg C/ha).

En général, les arbres de Noël sont commercialisés à l'âge d'environ 10 ans (Mc Conkey et al. 2007a). Le bois représente environ 70 % de la biomasse d'un arbre de Noël, et le bois vert a un taux d'humidité de 60 à 80 %. Avec un espacement type et une masse marchande prévue de 10 kg, une plantation d'arbres marchands a une densité de biomasse aérienne de 17,1 Mg/ha. Avec un rapport de système racinaire/système foliacé de 0,3, le carbone total de la biomasse d'une plantation d'arbres marchands est donc estimé à 11,1 Mg C/ha. Le piégeage du carbone dans la biomasse de nouvelles plantations d'arbres de Noël est calculé pour cinq ans à des taux de 0,85 et 0,26 Mg C/ha respectivement pour la biomasse aérienne et la biomasse souterraine. Une diminution de la superficie de plantation provoque la déperdition immédiate de 5,6 Mg C/ha.

Degré d'incertitude

Les plants qui poussent mal sont régulièrement enlevés et remplacés. Souvent, les arbres fruitiers et les vignes sont irrigués afin de maintenir la croissance désirée au cours des périodes de sécheresse. En conséquence, la variabilité des changements des stocks de carbone devrait être moindre que pour les autres activités agricoles.

En ce qui concerne la perte de superficie, on suppose que tout le carbone de la biomasse ligneuse est émis immédiatement. Il n'existe pas de données particulières au Canada sur cette incertitude. On a donc utilisé le degré d'incertitude par défaut de ± 75 % pour la biomasse ligneuse sur les terres cultivées, tiré des recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques (GIEC 2003). Si on estime que la perte de superficie d'arbres fruitiers, de vignes ou d'arbres de Noël s'est faite au profit de cultures annuelles, on présume également une certaine conversion des cultures vivaces au profit des cultures annuelles, associée à son propre degré d'incertitude quant à ces changements du carbone, qui contribue à l'incertitude globale des changements du carbone pour une zone de déclaration donnée.

Travail des sols organiques

Le travail des histosols pour les cultures agricoles annuelles comprend généralement des opérations de drainage, de labour et de fertilisation. Toutes ces pratiques ont pour effet d'accélérer la décomposition du COS et par conséquent de rejeter du CO₂ dans l'atmosphère.

Méthodologie

La méthode de niveau 1 du GIEC repose sur le taux de carbone rejeté par unité de superficie :

Équation A3-45 :

$$C = \sum (A_i \times CE)$$

où :

- A_i = superficie (en ha) de sols organiques travaillés pour les cultures agricoles annuelles dans la province i
- CE = coefficient d'émission de carbone, perte de t C/ha par an. On a utilisé un CE propre à chaque pays de 5,0 Mg C/ha par an (GIEC 2006).

Sources de données

Les superficies d'histosols travaillés à l'échelle provinciale ne sont pas comprises dans le Recensement de l'agriculture, qui est réalisé à intervalles réguliers de cinq ans par Statistique Canada. Faute de ces données, on a consulté de nombreux spécialistes des sols et des cultures du Canada. D'après ces consultations, la superficie totale de sols organiques travaillés au Canada est de 16 200 ha (G. Padbury et G. Patterson, Agriculture et Agroalimentaire Canada, communication personnelle, sans référence).

Degré d'incertitude

Le degré d'incertitude associé aux émissions de cette source provient des incertitudes liées aux estimations de la superficie pour les histosols cultivés ainsi qu'au coefficient d'émission. La limite de confiance à 95 % associée à l'estimation de la superficie des histosols cultivés est évaluée à ± 50 % (Hutchinson et al. 2007). La limite de confiance à 95 % du coefficient d'émission proposée dans les recommandations du GIEC (GIEC 2006) est de ± 90 %.

A3.4.3.2 Prairies converties en terres cultivées

La conversion de prairies indigènes en terres cultivées entraîne généralement des déperditions de carbone organique et d'azote, ce qui a pour effet de rejeter du CO_2 et du N_2O dans l'atmosphère.

Un certain nombre d'études sur les changements du COS et de l'azote organique du sol dans les prairies converties en terres cultivées ont été menées dans les zones de sol brun, brun foncé et noir des Prairies du Canada, et ces résultats sont résumés par McConkey et al. (2007a).

Déperditions de carbone organique du sol

La déperdition moyenne de COS fondée sur les observations de terrain s'établit à 22 % (McConkey et al. 2007a). Bon nombre des études comportaient des comparaisons dans les 30 ans suivant la mise en culture, alors que d'autres étaient réalisées 70 ans ou plus après la mise en culture. Étant donné que beaucoup de ces études ne précisaient pas le délai écoulé depuis la mise en culture, on présume qu'une déperdition de 22 % du COS correspond à un intervalle d'environ 50 à 60 ans après la mise en culture.

Le modèle CENTURY (version 4.0) est utilisé pour estimer la dynamique du COS résultant de la conversion des prairies en terres cultivées pour les tchernoziomes bruns et brun foncé (figure A3-14). Peu après la mise en culture, on constate une augmentation de la matière organique du sol, étant donné que la biomasse souterraine des herbes fait maintenant partie du COS. Au bout de quelques années, le COS baisse en deçà de la quantité de COS qui existait dans les conditions de prairie. Le taux de diminution du COS ralentit progressivement avec le temps. Si l'on ne tient pas

compte de l'augmentation initiale du COS attribuable au carbone qui est ajouté par les racines mortes depuis peu, cette dynamique du COS est décrite par l'équation suivante :

Équation A3-46 :

$$\Delta\text{COS}(t) = \Delta\text{COS}_{\text{Bmax}} \times \left[1 - \exp^{(-k_B \times [t - t_{\text{lag}}])} \right]$$

où :

- $\Delta\text{COS}(t)$ = variation du COS pour la $t^{\text{ième}}$ année après la conversion, en Mg C/ha
- $\Delta\text{COS}_{\text{Bmax}}$ = le changement ultime maximal du COS des prairies à la terre cultivée, MgC/ha
- k_B = vitesse constante qui décrit la décomposition
- t = temps écoulé depuis la mise en culture des prairies, en années
- t_{lag} = temps écoulé avant que ΔSOC ne devienne négatif, en années

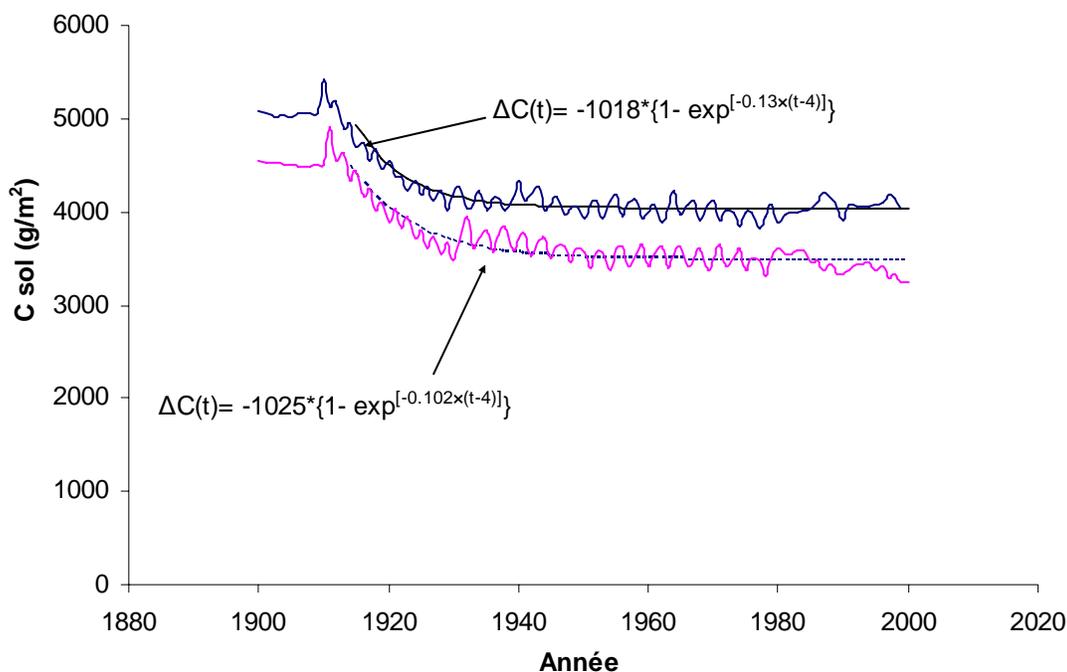


Figure A3-14 : Dynamique du COS simulée sur un siècle après conversion de prairies en terres agricoles pour des sols tchernoziémiques bruns (rose) et foncés (noir)

Si on suppose que la perte de 22 % survenue environ 50 à 60 ans après la mise en culture initiale représentait la perte totale, la valeur de $\Delta\text{COS}_{\text{max}}$ s'établit alors à $0,22/(1-0,22) = 28 \%$ du COS stabilisé sous des conditions de culture. Étant donné l'incertitude de la dynamique réelle, nous n'avons pas présumé de décalage dans la déperdition de COS depuis la mise en culture des prairies jusqu'au déclin immédiat suivant la mise en culture. Compte tenu de ces hypothèses, l'équation générale qui permet de prédire la déperdition de COS à partir de la mise en culture des prairies devient la suivante :

Équation A3-47 :

$$\Delta\text{COS}(t) = 0,28 \times \text{COS}_{\text{agric}} \times [1 - \exp^{(-0,12 \times t)}]$$

où

$\Delta\text{COS}(t)$	=	variation du COS pour la t ^{ième} année après la conversion, en Mg C/ha
t	=	temps écoulé depuis la mise en culture, en années
$\text{COS}_{\text{agric}}$	=	COS de 0 à 30 cm de la Base de données nationales sur les sols de SISCan pour le profil pédologique des terres agricoles (terres cultivées) Mg C/ha

C'est ainsi que les déperditions totales de COS dans les prairies converties en terres cultivées ont été calculées à l'aide de la méthode de niveau 2 du GIEC :

Équation A3-48 :

$$\Delta\text{C}_{\text{GL-CL}} = \sum_{1951-2006} \sum_{\text{PPC}} \sum_t (\Delta\text{COS}_t \times \text{AREA}_{\text{GL-CL}})$$

où :

$\Delta\text{C}_{\text{GL-CL}}$	=	déperditions de COS attribuables à la conversion des prairies en terres cultivées depuis 1951, en Mg C
PPC	=	tous les polygones du sol qui contiennent des prairies
t	=	temps qui s'est écoulé depuis la conversion de la prairie, en années
ΔCOS_t	=	variation du COS pour la t ^{ième} année après la conversion, en Mg C/ha
$\text{AREA}_{\text{GL-CL}}$	=	superficie des prairies converties en terres cultivées, en ha

Déperditions de l'azote organique du sol et émissions de N₂O

On estime que la variation de la concentration en azote organique du sol correspond à une proportion fixe des pertes de carbone. Lorsqu'on a déterminé les fluctuations de l'azote organique du sol et du COS, on peut affirmer que la fluctuation moyenne de l'azote organique du sol a été de 0,06 kg N perdu/kg C perdu (McConkey et al. 2007a). Ainsi, les émissions de N₂O dans les prairies converties en terres cultivées ont été calculées au moyen de la méthode de niveau 2 du GIEC :

Équation A3-49 :

$$\text{N}_2\text{O}_{\text{GL-CL}} = \sum_{1951-2006} \sum_{\text{PPC}} \sum_t (\Delta\text{COS}_t \times \text{AREA}_{\text{GL-CL}} \times 0,06 \times \text{CE}_{\text{BASE}}) \times \frac{44}{28}$$

où :

$\text{N}_2\text{O}_{\text{GL-CL}}$	=	émissions de N ₂ O attribuables à la conversion des prairies en terres cultivées depuis 1951, en kt
PPC	=	tous les polygones du sol qui contiennent des prairies
t	=	temps qui s'est écoulé depuis la conversion de la prairie, en années
ΔCOS_t	=	variation du COS pour la t ^{ième} année après la conversion, en Mg C/ha
$\text{AREA}_{\text{GL-CL}}$	=	superficie des prairies converties en terres cultivées, en ha
0,06	=	conversion du carbone en azote
CE_{BASE}	=	coefficient d'émission de base, défini comme une fonction des normales climatiques à long terme (précipitation mensuelle divisée par l'évapotranspiration potentielle de mai à octobre; P/EP) au niveau d'un écodistrict (Voir la section A3.3 de l'annexe 3)
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N ₂ O et celui du N ₂

Sources de données

Pour les années de recensement 1981, 1986, 1991, 1996 et 2001, les pâturages non bonifiés au niveau des PPC proviennent de la base de données « reconfigurée » du Recensement de l'agriculture vers les polygones SLC. Pour 1951, 1961 et 1971, les totaux provinciaux des pâturages non bonifiés ont été subdivisés selon les PPC en fonction de la répartition en vigueur en 1981. Dans un PPC, les pâturages non bonifiés ont été affectés aux composantes du sol cotées « faibles » en ce qui concerne les « probabilités d'être cultivées ». Une fois attribuées aux polygones des PPC, les superficies totales des pâturages non bonifiés ont été regroupées au niveau de l'écodistrict ou de la zone de déclaration, comme cela est prescrit chaque année depuis 1990.

Degré d'incertitude

La conversion de prairies agricoles en terres cultivées est permise, mais la conversion dans l'autre sens ne l'est pas. En conséquence, l'incertitude de la superficie soumise à cette conversion dans un écodistrict donné ne peut pas être plus grande que l'incertitude de la superficie définitive des terres cultivées ou de la superficie initiale de prairie. Par conséquent, on a établi le degré d'incertitude de la superficie de conversion au moindre du degré d'incertitude de la superficie des terres cultivées et des prairies. On a présumé que le coefficient de mise à l'échelle était le même que pour les conversions entre cultures annuelles et vivaces (McConkey et al. 2007b).

A3.4.3.3 Forêts converties en terres cultivées

Émissions de CO₂ et de N₂O des sols

Le défrichage des forêts pour accroître la superficie de terres agricoles est en baisse, mais reste important au Canada. La présente section décrit la méthode d'estimation des changements des émissions de CO₂ et de N₂O se rattachant aux perturbations du sol. La méthode d'estimation des émissions de la biomasse au moment de la conversion est présentée à la section A3.4.2.3. Pour les changements du COS, il faut faire la distinction entre l'Est et l'Ouest du pays.

Est du Canada

Il existe quantité d'observations qui comparent le COS dans les terres couvertes de forêts et les terres agricoles attenantes dans l'Est du Canada. La déperdition moyenne de carbone était de 20,3 % à une profondeur d'environ 30 cm (McConkey et al. 2007a). Cette valeur est comparable à celle obtenue de la base de données des sols de SISCan (tableau A3-34), qui montre qu'en moyenne le COS dans la couche supérieure de 30 cm des sols affectés à l'agriculture était inférieur de 20,5 % au carbone dans les sols couverts de forêts.

Tableau A3-34 : COS dans les terres forestières et agricoles de l'Est et de l'Ouest du Canada selon le Système d'information sur les sols du Canada (profondeur de sol de 0 à 30 cm)

Texture du sol	Carbone organique du sol (Mg C/ha)		Différence (%)
	Terre forestière ¹	Terre cultivée ¹	
Est du Canada			
Grossière	85 (26)	68 (42)	-19
Moyenne	99 (38)	77 (35)	-22
Fine	99 (58)	78 (36)	-21
Ouest du Canada			
Grossière	73 (39)	74 (38)	0
Moyenne	66 (30)	73 (30)	4
Fine	74 (38)	77 (25)	1

Note :

1. L'écart-type est entre parenthèses.

Même si le COS des terres boisées du tableau A3.34 représente le carbone dans la couche de litière au-dessus du sol minéral, dans la pratique, il y a toujours un degré d'incertitude qui se rattache à la quantification du carbone dans la couche de litière et du carbone dans les débris du sol (Paul et al. 2002). L'érosion du sol, dont on présume généralement qu'elle augmente dans les sols affectés à l'agriculture, a pour effet également de réduire le COS mesuré dans les sols agricoles.

On a utilisé le modèle CENTURY (version 4.0) pour estimer la dynamique du COS résultant de la conversion des forêts. La figure A3-15 donne un exemple d'une telle dynamique. Au cours des premières années qui suivent le déboisement, on constate une augmentation de la matière organique du sol, car la litière et la MOM aérienne et souterraine deviennent partie intégrante du COS. Au bout de quelques années, le COS baisse en deçà de la quantité qui existait avant le déboisement. Le taux de diminution du COS ralentit progressivement avec le temps.

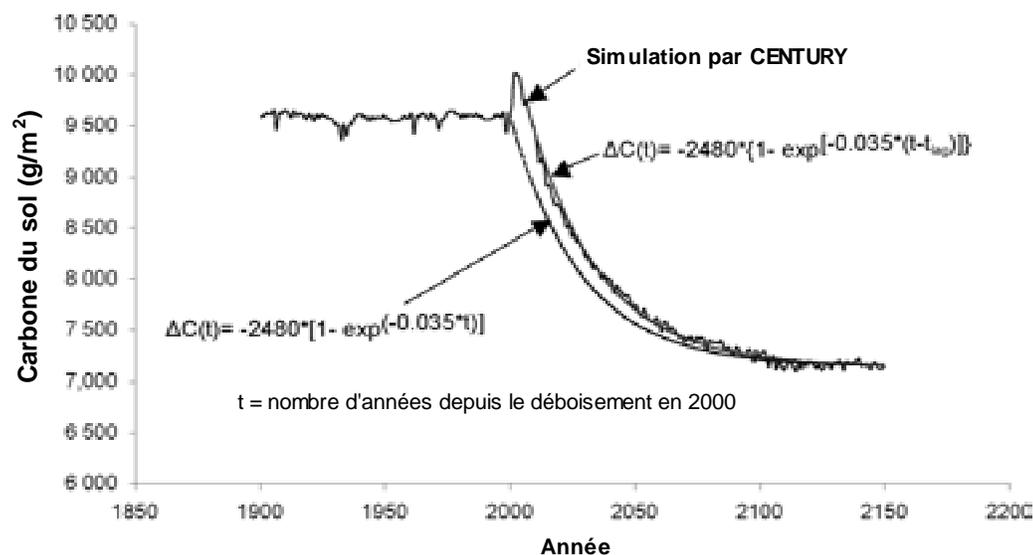


Figure A3-15 : COS simulé selon le modèle CENTURY après le déboisement d'une forêt caducifoliée de longue durée convertie en terres cultivées

L'équation suivante a été ajustée aux résultats du modèle CENTURY dans la figure A3-15, en négligeant l'augmentation initiale du COS :

Équation A3-50 :

$$\Delta\text{COS}(t) = \Delta\text{COS}_{\text{Dmax}} \times \left[1 - \exp^{(-k_D \times [t - t_{\text{lag}}])} \right]$$

where:

$N_2\text{OGL-CL}$	=	émissions de $N_2\text{O}$ attribuables à la conversion des prairies en terres cultivées depuis 1951, en kt
$\Delta\text{COS}(t)$	=	variation du COS pour la $t^{\text{ième}}$ année après la conversion, en Mg C/ha
$\Delta\text{COS}_{\text{Dmax}}$	=	changement ultime du COS depuis le déboisement jusqu'à l'agriculture, Mg C/ha
k_D	=	constante qui décrit la décomposition, par année
t	=	temps écoulé depuis le déboisement, en années
t_{lag}	=	temps écoulé avant que ΔCOS ne devienne négatif, en années

Pour l'exemple illustré à la figure A3-15, 25 % du carbone est perdu dans les 20 ans qui suivent le déboisement et 90 %, dans les 100 ans. Compte tenu de l'incertitude de la dynamique réelle, on a présumé qu'il n'y avait pas de décalage dans la déperdition du COS depuis le déboisement, de sorte que le carbone du sol commence à régresser immédiatement après le déboisement; c'est-à-dire que l'on utilise la déperdition de COS rajustée (équation A3-50) pour estimer la déperdition de COS avec un décalage fixé à 0 après rajustement. Le rajustement de l'équation A3-50 en fonction des simulations illustrées à la figure A3-15 donne une valeur moyenne de k_D de 0,0262/an. Si l'on utilise cette valeur, on constate que 92,7 % de la déperdition de COS survient 100 ans après le déboisement.

On a supposé que la perte moyenne de 20,5 % de COS découlant du déboisement des terres au profit de l'agriculture dans l'est du Canada, estimée à partir des données du système SISCan, correspondait à la période d'environ 100 ans écoulée depuis le déboisement. Ainsi, la valeur de $\Delta\text{COS}_{\text{Dmax}}$ s'établit à 1/0,927 fois cette valeur, c'est-à-dire à 22,1 % du COS des zones forestières à long terme. Comme la base de données SISCan contient plus de données sur le COS dans les conditions de culture à long terme que sur le COS dans des conditions forestières à long terme où on trouve des terres cultivées, les pertes maximales de COS ont été calculées par rapport à un COS de terres cultivées stabilisées (perte = $0,221/(1-0,221) \times \text{COS}$, ou = $0,284 \times \text{COS}$ sous des conditions de culture). C'est ainsi que l'équation finale qui permet d'estimer la déperdition de COS attribuable au déboisement au profit de l'agriculture dans l'Est du Canada est la suivante :

Équation A3-51 :

$$\Delta\text{COS}(t) = 0,284 \times \text{COS}_{\text{agric}} \times [1 - \exp^{(-0,0262 \times t)}]$$

où :

$\Delta\text{COS}(t)$	=	variation du COS pour la $t^{\text{ième}}$ année après la conversion, en Mg C/ha
$\text{COS}_{\text{agric}}$	=	COS de 0 à 30 cm, d'après les données de SISCan pour un profil de terre cultivée, en Mg C/ha
-0.0262	=	constante qui décrit la décomposition, par année
t	=	temps écoulé depuis le déboisement, en années

Ainsi, la quantité totale de COS perdu des terres forestières converties en terres cultivées est estimée de la manière suivante :

Équation A3-52 :

$$\Delta C_{\text{FL-CL}} = \sum_{\text{ALLSLC}} \sum_{t1,t2} \sum_{t1+1,t2} (\Delta \text{COS}_t \times \text{AREA}_{\text{FL-CL},t})$$

où :

$\Delta C_{\text{FL-CL}}$	=	perte totale de carbone dans les terres forestières converties en terres cultivées chaque année depuis 1970 (t1), Mg C/ha
t_2	=	année la plus récente
ΔCOS_t	=	variation du COS pour la t ^{ième} année après la conversion, en Mg C/ha (Équation A3-51)
$\text{AREA}_{\text{FL-CL},t}$	=	perte totale de carbone dans les terres forestières converties en terres cultivées chaque année depuis 1970, ha

Il convient de noter que la perte de COS définie par l'équation A3-52 s'ajoute aux variations du stock de carbone dans la biomasse ligneuse et dans les MOM ligneuses qui existait dans la forêt au moment du déboisement.

En s'appuyant sur les observations effectuées sur le terrain, on a établi la variation moyenne de la concentration d'azote dans l'est du Canada à -5,2 %, soit 0,4 Mg N/ha (McConkey et al. 2007a). Pour les comparaisons où l'on a déterminé à la fois la déperdition d'azote et de carbone, la déperdition correspondante de carbone est de 19,9 Mg C/ha, et la déperdition de carbone est 50 fois supérieure à celle d'azote. Par souci de simplicité, on a présumé que la déperdition d'azote était fixée à une valeur constante de 2 % de la déperdition de carbone. Ainsi, les émissions de N₂O des terres forestières converties en terres cultivées sont estimées de la manière suivante :

Équation A3-53 :

$$\text{N}_2\text{O}_{\text{FL-CL}} = \sum_{1951-2006} \sum_{\text{PPC}} \sum_t (\Delta \text{COS}_t \times \text{AREA}_{\text{FL-CL}} \times 0,02 \times \text{CE}_{\text{BASE}}) \times \frac{44}{28}$$

où :

$\text{N}_2\text{O}_{\text{FL-CL}}$	=	émissions de N ₂ O attribuables à la conversion des forêts en terres cultivées depuis 1951, en kt
PPC	=	tous les polygones du sol qui contiennent des forêts converties
t	=	temps qui s'est écoulé depuis la conversion des forêts, en années
ΔCOS_t	=	variation du COS pour la t ^{ième} année après la conversion, en mg C/ha
$\text{AREA}_{\text{FL-CL}}$	=	superficie des forêts converties en terres cultivées, en ha
0,02	=	conversion du carbone en azote
CE_{BASE}	=	coefficient d'émission de base, défini en fonction des normales climatologiques à long terme (précipitation mensuelle divisée par l'évapotranspiration potentielle de mai à octobre; P/EP) au niveau d'un écodistrict (Voir la section 3.3.6 de l'annexe 3)
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N ₂ O et celui du N ₂

Ouest du Canada

Une bonne part des sols agricoles actuels de l'Ouest du Canada étaient des prairies avant d'être cultivés. C'est ainsi que le déboisement a concerné principalement les forêts attenantes aux prairies. On constate également le déboisement limité des forêts de seconde venue qui ont poussé sur d'anciennes prairies depuis la suppression des feux de végétation grâce au développement agricole. Étant donné que le déboisement a été moins important que dans l'Est du Canada, il existe moins de comparaisons entre le COS dans les sols forestiers et dans les sols agricoles dans la documentation.

Ce sont les données du SISCAN qui autorisent les comparaisons les plus nombreuses du COS dans les sols forestiers et dans les sols agricoles (tableau A3-34). En moyenne, ces données indiquent qu'il n'y a pas de déperdition de COS attribuable au déboisement. Cela révèle qu'à long terme, l'équilibre entre les apports de carbone et la minéralisation du COS demeure semblable dans les sols agricoles et dans les sols forestiers. Il est important de savoir que la périphérie nord des secteurs agricoles de l'Ouest du Canada, où se produit la majeure partie du déboisement, est marginale pour ce qui est de l'agriculture arable; les pâturages et les cultures fourragères sont les principales utilisations agricoles après le défrichage. En général, la déperdition de carbone des forêts converties en terres cultivées sont moindres lorsque les terres agricoles portent des fourrages et des pâturages.

Pour l'Ouest du Canada, on n'a présumé aucune déperdition de COS à long terme résultant de la conversion des terres forestières en terres cultivées. C'est pourquoi la déperdition de carbone résultant du déboisement dans l'Ouest du Canada est attribuable aux pertes de carbone dans la biomasse aérienne et souterraine des arbres et dans la MOM ligneuse grossière qui existait dans la forêt au moment du déboisement. De même, les changements moyens de l'azote organique dans l'Ouest du Canada aux stations déboisées depuis au moins 50 ans étaient de +52 % (McConkey et al. 2007a), ce qui traduit l'ajout appréciable d'azote aux systèmes agricoles par rapport à la situation des forêts. Toutefois, considérant le degré d'incertitude qui entache la dynamique du ratio carbone-azote dans les sols en conditions de déboisement, on a présumé que les terres forestières converties en terres cultivées n'étaient pas une source de N₂O provenant du réservoir pédologique. Des émissions de N₂O sont déclarées chaque fois que la conversion s'accompagne d'une combustion de biomasse (voir section A3.4.2.1).

Sources de données

La méthode qui a servi à estimer la superficie de terres forestières converties en terres cultivées est décrite à la section A3.4.2.2. La conversion annuelle de terres forestières par unité de rapprochement a été subdivisée en polygones des PPC en fonction des changements simultanés qui surviennent dans la superficie des terres cultivées dans les polygones des PPC. Seuls les polygones qui affichaient une hausse de la superficie des terres cultivées au cours de la période voulue ont été affectés au déboisement, et la quantité affectée équivalait à la proportion de l'augmentation totale des terres cultivées de ce polygone au sein de l'unité de rapprochement.

Degré d'incertitude

On a estimé différemment le degré d'incertitude des changements du carbone dans chaque zone de déclaration dans l'Est et dans l'Ouest du Canada en raison d'écarts entre les méthodes d'estimation (McConkey et al. 2007b). Dans l'Ouest du Canada, on a estimé un degré d'incertitude des changements du COS même si la valeur moyenne du coefficient était de zéro. L'hypothèse était que le degré d'incertitude des changements du COS après la conversion de

forêts en terres cultivées dans l'Ouest du Canada suivrait une tendance similaire à celle de l'Est du Canada.

A3.4.4 Prairies

Les prairies agricoles sont des « pâturages non bonifiés » qui servent à l'alimentation du bétail domestique dans les régions géographiques où les prairies ne retournent pas naturellement à l'état de forêt si elles sont abandonnées, soit le Sud de la Saskatchewan et l'Alberta et une petite partie du Sud de la Colombie-Britannique. Ces prairies se sont développées au cours de millénaires de broutage par de grands animaux comme les bisons et de brûlage périodique. Essentiellement, les prairies agricoles peuvent être définies comme des grands parcours naturels aménagés de manière extensive.

Les principales activités humaines directes menées sur les prairies agricoles du Canada sont le brûlage, l'ajout de nouvelles espèces végétales dans les prairies et le volume, la durée et le moment du broutage par les animaux domestiques.

A3.4.4.1 Sources de données

Les données sur les activités proviennent de diverses sources, notamment du Recensement de l'agriculture, qui recense toutes les exploitations agricoles tous les cinq ans, et d'autres données recueillies par les gouvernements et les associations industrielles. La superficie des « prairies aménagées » peut se définir comme les terres que les agriculteurs dans les polygones identifiés des PPC appellent « pâturages non bonifiés » lorsqu'ils participent au Recensement. L'existence de prairies indigènes restant prairies dans les polygones des PPC en dehors de l'écozone des Prairies repose sur la présence de certains types de sols déterminée par des experts. La présence de tchernozioms, de brunisols sombriques et de brunisols mélaniques dans le fichier des composantes des PPC, essentiellement en Colombie-Britannique, est considérée comme indiquant des superficies de prairies indigènes.

Pour 1981, 1986, 1991, 1996 et 2001, on a obtenu les valeurs des pâturages non bonifiés des PPC dans la base de données du Recensement de l'agriculture. Pour 1951, 1961 et 1971, les totaux provinciaux des pâturages non bonifiés ont été subdivisés en PPC reposant sur la distribution en 1981. Au sein d'un PPC, les pâturages non bonifiés ont été attribués aux composantes du sol identifiées comme présentant de faibles probabilités d'être cultivées. Une fois affectées aux polygones des PPC, les superficies totales des pâturages non bonifiés ont été regroupées à l'échelle d'un écodistrict ou d'une zone de déclaration, comme cela est prescrit chaque année depuis 1990.

A3.4.4.2 Démarche générale et méthodes

État des prairies

L'Administration du rétablissement agricole des Prairies (2000) a procédé à une évaluation des grands parcours dans l'écozone des Prairies en s'appuyant sur l'avis d'organismes responsables des terres publiques et d'experts en grands parcours, et a indiqué qu'environ la moitié des grands parcours du Canada était en mauvais état. On a également constaté que les systèmes d'aménagement des grands parcours s'étaient améliorés depuis plusieurs décennies, et que la principale difficulté était d'améliorer les grands parcours dont l'état est mauvais à bon plutôt que d'en empêcher la dégradation de se poursuivre. Les avantages d'un bon état sont une productivité accrue sur le plan du broutage et une amélioration de la biodiversité. L'envahissement des prairies par des espèces herbacées cultivées est un grave problème pour les prairies canadiennes

(Administration du rétablissement agricole des Prairies 2000) en raison de ses effets néfastes sur la biodiversité (Bai et al. 2001). Toutefois, il n'existe pas de rapport net entre l'état d'un parcours, l'invasion des prairies par des graminées cultivées et le COS (McConkey et al. 2007a).

Selon les recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie (GIEC 2003), les prairies des régions tempérées et boréales dont l'état est dégradé comptent 95 % du COS que l'on trouve dans ceux dont l'état est intact, ce qui démontre la possibilité de modifier le COS en modifiant l'état des prairies. Toutefois, cette estimation porte essentiellement sur les types des prairies, en particulier les pâturages cultivés, qui ne sont pas représentatifs des prairies canadiennes telles qu'elles sont définies pour les besoins de l'inventaire des GES. Une bonne partie des gains possibles de COS résultant de la gestion du broutage sur les grands parcours provient d'une augmentation du broutage sur des pâturages qui, auparavant, n'ont jamais été broutés ou ne l'ont été que légèrement (Conant et al. 2001; Schuman et al. 2002; Liebig et al. 2005), même si cette possibilité est faible au Canada, car les pâturages agricoles y sont déjà abondamment broutés (Lynch et al. 2005). Bruce et al. (1999) ont estimé qu'il n'était pas possible d'accroître la quantité de COS découlant d'une amélioration de la gestion du broutage sur les grands parcours faisant l'objet d'une gestion extensive en Amérique du Nord.

Effet de l'aménagement des prairies sur le COS

Un certain nombre d'études ont été réalisées sur les effets du broutage par opposition au non-broutage sur le COS. Les effets du broutage par rapport à ceux du non-broutage manquent d'homogénéité (McConkey et al. 2007a). Bien que la productivité des pâturages fortement broutés soit inférieure, ce qui peut se traduire par une dégradation de l'état du parcours, cela est sans rapport avec les baisses du COS (Biondini et Manske 1996). L'effet du régime de broutage est complexe, en raison de ses effets sur la phytocénose et des apports de carbone dans le sol attribuables à la croissance aérienne et souterraine des végétaux (Schuman et al. 2002; Liebig et al. 2005). Une autre influence du régime de broutage est la restitution accrue de carbone dans les matières fécales à mesure qu'augmente le taux de charge (Baron et al. 2002). Dormaar et al. (1997) ont conclu que les sols en prairies indigènes sont très résistants aux pressions du broutage en ce qui concerne la quantité totale de COS.

Avant le développement de l'agriculture, les prairies brûlaient régulièrement, mais le brûlage fait aujourd'hui l'objet d'une forte suppression. Le brûlage des parcours a contribué à faire augmenter la quantité de COS au Canada (Anderson et Bailey 1980). Cet effet a été abondamment observé à l'échelle planétaire, comme en témoigne le fait que la production de « carbone noir » est relativement stable (Gonzalez-Perez et al. 2004). Toutefois, en raison de la stabilité de ce carbone noir, qui est responsable des hausses nettes du COS résultant du brûlage périodique, il se peut que la suppression actuelle des incendies empêche toute autre augmentation du COS. Aucune évidence ne permet cependant de conclure que la suppression des incendies entraîne une baisse importante du COS. Les flux annuels de CO₂ indiquent que les pâturages broutés sans brûlage semblent n'être ni une source ni un puits de CO₂ à long terme (Frank 2002).

L'ajout de fertilisants organiques et d'engrais inorganiques a pour effet d'améliorer la productivité des herbages indigènes (Smoliak 1965), ce qui incite à penser que ces pratiques pourraient accroître la quantité de COS grâce à des apports supérieurs de carbone. Néanmoins, ces pratiques présentent essentiellement un intérêt académique, car les seules options de gestion pratiques sur le plan économique en ce qui concerne les prairies semi-arides sont de modifier le régime de broutage, de pratiquer le brûlage et d'introduire de nouvelles espèces végétales (Liebig et al. 2005).

Il n'existe pas de données détaillées exhaustives sur les activités relatives aux changements de gestion des prairies agricoles du Canada. Toutefois, même si ces données existaient, rien n'indique que ces prairies perdront ou gagneront du COS en réponse à des activités humaines directes. C'est la raison pour laquelle le Canada a décidé de ne pas estimer les changements du carbone sur ses prairies agricoles.

A3.4.5 Terres humides

A3.4.5.1 Tourbières

Environ 16 kha de tourbières sont actuellement aménagés au Canada pour la production de tourbe horticole. La superficie cumulative de tourbières jamais aménagées à cette fin se chiffre à 19 kha, l'écart étant les tourbières qui ne produisent plus. La production consiste uniquement en tourbe horticole; le Canada ne produit pas de tourbe destinée à servir de combustible.

Pratiquement toute l'extraction de tourbe au Canada se fait par des moyens pneumatiques. Néanmoins, de nombreuses tourbières abandonnées étaient jadis exploitées au moyen de la méthode des blocs de coupe, qui influe sur la dynamique de la repousse de la végétation après l'abandon.

En raison des techniques d'extraction et des propriétés souhaitées de la tourbe de sphaigne, au moment de la sélection du site, on accorde la préférence, entre autres choses, aux tourbières qui comportent peu de végétation ligneuse, mais qui répondent néanmoins à la définition de « forêt » aux fins de la déclaration des GES (Association canadienne de tourbe de sphaigne)⁷⁵.

Démarche générale et méthodes

On n'estime que les émissions de CO₂ des terres converties en terres humides (tourbières) et des tourbières dont la vocation n'a pas changé. L'estimation englobe les sources suivantes : défrichage et décomposition subséquente de la végétation, décomposition des sols organiques aux sites drainés au cours de l'année d'inventaire et dans les champs exploités, tas de tourbe, champs de tourbe abandonnés et tourbières remises en état. On trouvera une description de la démarche dans Waddington et al. (en préparation)

Au cours d'une année d'inventaire donnée, les émissions des terres converties pour l'extraction de tourbe sont exprimées par l'équation A3-54 :

75. Voir <http://www.peatmoss.com/pm-harvest.php>

Équation A3-54 :

$$\text{CO}_2\text{-C}_{L_Tourbe} = \text{CO}_2\text{-C}_{Biomasse} + \text{CO}_2\text{-C}_{MOM \text{ résiduelle}} + \text{CO}_2\text{-C}_{SOLS \text{ drainés}} + \text{CO}_2\text{-C}_{SOLS \text{ extraction}} + \text{CO}_2\text{-C}_{SOLS \text{ tas}}$$

où :

$\text{CO}_2\text{-C}_{L_Tourbe}$	=	émissions totales de carbone sous forme de CO_2 des terres converties en terres humides (pour l'extraction de tourbe)
$\text{CO}_2\text{-C}_{BIOMASSE}$	=	émissions de carbone sous forme de CO_2 imputables à la déperdition de carbone au profit des produits forestiers lors du défrichage
$\text{CO}_2\text{-C}_{MOM \text{ résiduelle}}$	=	émissions de carbone sous forme de CO_2 imputables à la décomposition de la végétation défrichée 20 ans ou moins avant l'année d'inventaire
$\text{CO}_2\text{-C}_{SOLS \text{ drainés}}$	=	émissions de carbone sous forme de CO_2 imputables à l'oxydation de la matière organique du sol dans les tourbières drainées durant l'année d'inventaire
$\text{CO}_2\text{-C}_{SOLS \text{ extraction}}$	=	émissions de carbone sous forme de CO_2 imputables à l'oxydation de la matière organique du sol dans les tourbières converties il y a 20 ans ou moins
$\text{CO}_2\text{-C}_{SOLS \text{ tas}}$	=	émissions de carbone sous forme de CO_2 imputables à l'oxydation de la tourbe entassée dans les tourbières converties il y a 20 ans ou moins

On estime la quantité de biomasse avant la conversion (ou de biomasse défrichée) à une moyenne de 20 t C/ha. Au moment du défrichage, tout le carbone de la biomasse est transféré dans des produits forestiers ou dans la MOM, laquelle commence à se décomposer la même année, suivant une courbe de décomposition exponentielle.

Dans les terres humides dont la vocation n'a pas changé (tourbières), les émissions sont exprimées selon l'équation A3-55:

Équation A3-55 :

$$\text{CO}_2\text{-C}_{Tourbe} = \text{CO}_2\text{-C}_{MOM \text{ résiduelle}} + \text{CO}_2\text{-C}_{SOLS \text{ extraction}} + \text{CO}_2\text{-C}_{SOLS \text{ tas}} + \text{CO}_2\text{-C}_{SOLS \text{ abandonnés}} + \text{CO}_2\text{-C}_{SOLS \text{ rétablis}}$$

où :

$\text{CO}_2\text{-C}_{Tourbe}$	=	émissions totales de carbone sous forme de CO_2 imputables aux terres humides dont la vocation n'a pas changé (tourbières)
$\text{CO}_2\text{-C}_{MOM \text{ résiduelle}}$	=	émissions de carbone sous forme de CO_2 imputables à la décomposition de la biomasse défrichée 20 ans ou moins avant l'année d'inventaire
$\text{CO}_2\text{-C}_{SOLS \text{ extraction}}$	=	émissions de carbone sous forme de CO_2 imputables à l'oxydation de la matière organique du sol dans les tourbières converties il y a plus de 20 ans
$\text{CO}_2\text{-C}_{SOLS \text{ tas}}$	=	émissions de carbone sous forme de CO_2 imputables à l'oxydation de la tourbe entassée dans les tourbières converties il y a plus de 20 ans
$\text{CO}_2\text{-C}_{SOLS \text{ abandonnés}}$	=	émissions/absorptions de carbone sous forme de CO_2 imputables à la production nette des tourbières abandonnées dans l'écosystème
$\text{CO}_2\text{-C}_{SOLS \text{ rétablis}}$	=	émissions/absorptions de carbone sous forme de CO_2 imputables à la production nette des tourbières rétablies dans l'écosystème

Les émissions du sol d'une tourbière en production « $\text{CO}_2\text{-C}_{SOLS \text{ extraction}}$ » sont estimées au moyen d'un seul coefficient d'émission qui reflète les taux d'oxydation de la tourbe. Les émissions des tas de tourbe sont calculées suivant une courbe de décomposition exponentielle.

Les tourbières abandonnées demeurent une source persistante de CO₂ atmosphérique (Waddington et McNeil 2002), jusqu'à ce que l'absorption du carbone par la végétation qui repousse dépasse le taux de décomposition du sol et de la MOM résiduelle. Dans le modèle actuel, le coefficient d'émission dans les tourbières abandonnées est réduit d'un montant annuel fixe qui reflète l'effet de l'établissement progressif de la végétation et la lente diminution des émissions sur plusieurs décennies.

Les pratiques actuelles de remise en état consistent à obstruer les fossés de drainage, à semer le champ de spores de mousse fraîche et à étaler une couche de paille sur les tourbières abandonnées (pour en empêcher le dessèchement). Les premières années de remise en état, la décomposition de la paille peut accroître les émissions de CO₂, jusqu'à ce que la végétation se soit rétablie. Le piégeage net du carbone dans les tourbières remises en état est présumé survenir au bout de cinq ans, et son taux est par la suite maintenu constant.

On présume que la saison de non-croissance dure six mois. Durant cette période, les émissions représentent 15 % des émissions annuelles totales de CO₂ de l'écosystème, et la production brute primaire est nulle durant la saison de non-croissance. Le tableau A3-35 indique les principales valeurs appliquées à l'établissement des estimations. Les estimations du degré d'incertitude proviennent du jugement d'experts.

Tableau A3-35 : Paramètres et coefficients d'émission permettant d'estimer les émissions de CO₂-C des terres humides (tourbières)

Coefficient d'émission/paramètre	Unité	Valeur	Incertitude (%)
Biomasse défrichée	t C/ha	20	100
Constante exponentielle de décomposition, MOM		0,05	75
Coefficient d'émission dans les champs récemment drainés	g CO ₂ -C/m ² par an	351	75
Coefficient d'émission dans les champs en production	g CO ₂ -C/m ² par an	1 019	75
Constante exponentielle de décomposition, tas		0,05	75
Diminution annuelle du coefficient d'émission, champs abandonnés			
Extraction pneumatique	g CO ₂ -C/m ² par an	15	75
Blocs de coupe	g CO ₂ -C/m ² par an	35	75
Coefficient d'émission, tourbières remises en état			
Première année	g CO ₂ -C/m ² par an	1 753	75
>cinq ans	g CO ₂ -C/m ² par an	-8E+01	75

Sources de données

On dispose de peu d'informations sur la superficie affectée à la production de tourbe au Canada. L'Association canadienne de tourbe de sphaigne a confirmé que 14 000 ha étaient en production en 2004 (dérivé de Cleary 2003) et que 18 000 ha au total étaient soit actifs, soit abandonnés. On a pris comme point de départ une augmentation de 76 % de la production de tourbe depuis 1990 pour rétrocalculer les superficies en production des années précédentes au moyen d'une régression linéaire simple. On a présumé que la superficie annuelle drainée pour l'extraction de tourbe était égale à la différence dans les superficies totales affectées à la production plusieurs années de suite, diminuée des tourbières abandonnées et remises en état. Avec la technique d'extraction pneumatique, la durée de vie moyenne d'un champ de tourbe en production est

d'environ 35 ans (Cleary 2003). Par défaut, les terres converties il y a plus de 20 ans sont déclarées dans la catégorie des terres humides (tourbières) dont la vocation n'a pas changé.

Degré d'incertitude

Les coefficients d'émission proviennent des mesures des flux effectuées essentiellement dans des tourbières abandonnées, ce qui introduit un degré d'incertitude important lorsqu'on l'applique aux tourbières actives et aux tas de tourbe. Toutes les mesures ont été prises dans l'Est du Canada, ce qui ajoute un degré d'incertitude aux estimations relatives à l'Ouest du Canada. On a supposé une seule estimation de la densité du carbone de la biomasse avant la conversion (20 t C/ha) correspondant aux peuplements forestiers de piètre qualité.

A3.4.5.2 Terres submergées

Démarche générale et méthodes

Conformément aux Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie (GIEC 2003), on a estimé les émissions des terres converties en terres humides (création de terres submergées, à savoir des réservoirs) pour tous les réservoirs dont on sait qu'ils sont submergés depuis moins de 10 ans. Seules les émissions de CO₂ sont déclarées. On a utilisé la méthode de niveau 2 du GIEC, alors que des coefficients d'émission de CO₂ propres à chaque pays ont été établis en fonction des mesures décrites ci-après. On trouvera des détails dans Blain et al. (2007). On estime que la méthode par défaut, qui présume que tout le carbone de la biomasse est émis au moment de la submersion, a pour effet de surestimer les émissions associées au déboisement immédiat résultant de la création d'un réservoir, étant donné que la majeure partie de la biomasse de la végétation submergée ne se décompose pas avant longtemps.

Deux méthodes complémentaires d'estimation ont servi à comptabiliser les flux de GES des terres submergées, selon les pratiques de conversion des terres. Lorsqu'il y avait des preuves de déboisement ou de brûlage avant la submersion, on a estimé les émissions immédiates et résiduelles de tous les réservoirs de carbone comme pour tous les phénomènes de conversion des forêts depuis 1970, au moyen du MBC-SFC3 (voir la section A3.5.2.1 ci-dessus). Il est à noter que les émissions associées au déboisement en vue de l'aménagement d'infrastructures sont déclarées au titre de la conversion de forêts en établissements.

En l'absence de telles preuves, on a supposé que la totalité de la végétation était simplement submergée, conduisant à l'émission — sous forme de CO₂ — d'une fraction du carbone submergé à partir de la surface du réservoir. La proportion de la superficie submergée qui était auparavant boisée a été utilisée pour attribuer les émissions soit aux « terres forestières converties en terres humides », soit aux « autres terres converties en terres humides ».

Depuis 1993, des mesures des flux de CO₂ ont été prises au-dessus de 57 réservoirs hydroélectriques dans 4 provinces différentes : le Québec, le Manitoba, la Colombie-Britannique et Terre-Neuve-et-Labrador (Duchemin 2006). Dans la plupart des études, les réservoirs étaient situés dans des bassins hydrographiques peu touchés par l'activité humaine, à l'exception notoire du Manitoba. Dans presque tous les cas, on a uniquement mesuré les flux diffusifs de CO₂, de CH₄ ou de N₂O (par ordre de fréquence). Les études sur l'ébullition, les émissions de dégazage et les émissions hivernales sont rares et insuffisantes pour justifier l'établissement de coefficients d'émission intérieurs. Sur les réservoirs qui ont fait l'objet de mesures, un sous-ensemble de 25 a été retenu pour tracer deux courbes séparées d'émissions régionales pour la période de 20 ans qui a suivi la construction du barrage. Pour les écozones de la taïga, boréales et des plaines

hudsoniennes (zones de déclaration 4, 5, 8 et 10), une courbe d'émission a été tracée à partir de neuf réservoirs et d'un total de 17 mesures (figure A3-16a). La courbe d'émission pour la cordillère montagnarde (zone de déclaration 14) a été tracée à partir de 16 réservoirs et d'un total de 16 mesures (figure A3-16b). Il importe de signaler que chacune de ces mesures (données simples à la figure A3-16) représente en moyenne l'intégration d'entre 8 et 28 échantillons de flux par réservoir.

On a eu recours à l'analyse de régression non linéaire pour paramétrer les courbes d'émission sous la forme suivante :

Équation A3-56 :

$$\text{CO}_2 \text{ taux } L_{\text{réservoir}} = b_0 + b_1 \times \ln(t)$$

où :

$\text{CO}_2 \text{ taux } L_{\text{réservoirs}}$	=	taux des émissions de CO_2 des terres converties en terres humides (réservoirs), en mg/m^2 par jour
b_0, b_1	=	paramètres de courbe, sans unités
t	=	temps écoulé depuis la submersion, en années

Les rapports entre les flux diffus de CO_2 et l'âge des réservoirs étaient plus faibles et moins significatifs pour l'écozone de la cordillère montagnarde. Il faut signaler qu'il n'y avait que 2 mesures des flux de moins de 20 ans dans le modèle rajusté en fonction de la cordillère montagnarde.

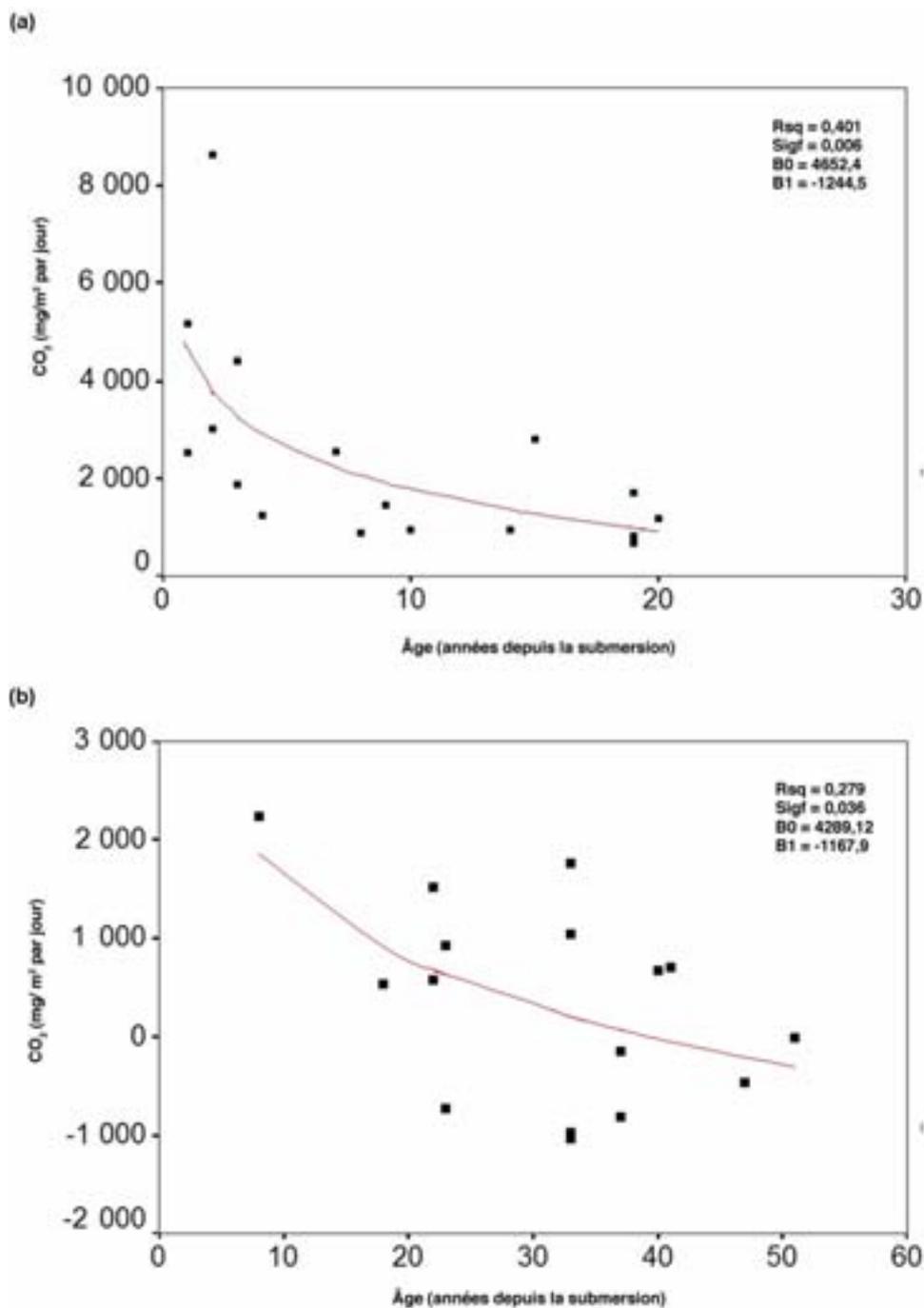


Figure A3-16 : Courbe logarithmique rajustée en fonction a) des réservoirs de l'écozone de la taïga/boréale/plaine hudsonienne et b) des réservoirs de la cordillère montagnarde

Note :

Les paramètres des courbes sont indiqués, de même que les coefficients de détermination et leur importance.

Les émissions totales de CO₂ de la surface des réservoirs ont été estimées comme étant la somme de toutes les émissions des réservoirs submergés depuis 10 ans ou moins :

Équation A3-57 :

$$CO_{2L_réservoirs} = \sum_{réservoirs} (CO_2 \text{taux}_{L_réservoirs} \times A_{réservoir} \times \text{Jours}_{sans_glace} \times 10^{-8})$$

où :

$CO_2 L_réservoirs$	=	émissions des terres converties en terres submergées (réservoirs), en Gg CO ₂ /an
$CO_2 \text{taux}_{L_réservoirs}$	=	taux des émissions de CO ₂ de chaque réservoir, en Mg/m ² par jour
$A_{réservoir}$	=	superficie du réservoir, en ha
$\text{Jours}_{sans_glace}$	=	nombre de jours sans glace, en jours

Le paramètre $A_{réservoir}$ a servi de meilleure estimation disponible de la superficie convertie en terres humides aménagées (réservoirs), même si, en réalité, les réservoirs peuvent contenir des îles, c'est-à-dire des terres émergées. La période sans glace se définit comme le nombre moyen de jours entre la date observée de prise des glaces et la date de bris de la glace sur un plan d'eau (Magnuson et al. 2000). Dans le cas des réservoirs hydroélectriques, les emplacements ont été cartographiés et les estimations de la période sans glace ont été établies à partir de la carte d'isoglines de la période sans glace des lacs du Canada (Ressources naturelles Canada 1974).

Les émissions ont été calculées à partir de l'année où s'est achevé le remplissage du réservoir par submersion. Les réservoirs mettent au minimum un an à se remplir après l'achèvement d'un barrage, à moins d'indication contraire.

Sources de données

Les deux principales sources de données qui ont servi à estimer la superficie sont : i) les renseignements reçus sur la conversion des forêts attribuable à la construction des réservoirs dans les zones de déclaration 4 et 5 (voir section A3.4.2.2, Conversion des forêts); ii) la Base de données canadienne sur les réservoirs (Duchemin 2002). Cette dernière contient 421 relevés des réservoirs hydroélectriques qui remontent à 1876. Sur ces réservoirs, 110 ont une superficie totale connue de 3 452 786 ha. La taille moyenne d'un réservoir est de 31 kha. La distribution de la superficie des réservoirs est faussée puisque 25 % des réservoirs les plus importants représentent plus de 95 % de toute la superficie des réservoirs de la base de données.

Étant donné que les émissions de CO₂ provenant de la surface des réservoirs ne sont déclarées que pour les 10 ans qui ont suivi la construction des réservoirs, tous les phénomènes de submersion postérieurs à 1980 ont été recensés. On a consulté les données des services publics hydroélectriques provinciaux et privés afin d'actualiser la base de données et de contre-vérifier la date de construction des réservoirs et la superficie totale de tous ces réservoirs. Dans certains cas, la base de données déclarait comme nouvelles installations certains sites de petite taille réaffectés à la production d'hydroélectricité dans la province de Québec qui sont entrés en service sous une nouvelle administration. C'est pourquoi une catégorie distincte a été ajoutée à la base de données pour illustrer à la fois la construction originale et l'entrée en service d'un barrage et la date à laquelle une installation hydroélectrique a été remise en état sans qu'aucun changement ne survienne dans la superficie du réservoir.

La dynamique de la superficie submergée est caractérisée par deux périodes distinctes (figure A3-17). La première, soit avant 1994, est marquée par une submersion à grande échelle survenue au début des années 1980 qui figure toujours comme terres converties en terres humides dans les années d'inventaire 1990 à 1993. Après 10 ans, ces réservoirs ont été retirés de la comptabilisation, et il y a eu une baisse correspondante de la superficie qui a atteint un plancher

en 1994. Entre 1994 et 2005, il y a eu une augmentation restreinte mais uniforme de la superficie des nouveaux réservoirs, avec la survenue de plusieurs cas de submersion de petite à moyenne échelle. Trois réservoirs (Toulnostouc, Péribonka et Eastmain-1) ont récemment été créés; la mise en eau de Péribonka et d'Eastmain-1 a été achevée en 2006. On a commencé à prendre en compte les émissions du réservoir de Toulnostouc en 2006; le rapport de 2008 prend en compte les émissions attribuables au déboisement et à l'immersion de ces trois sites.

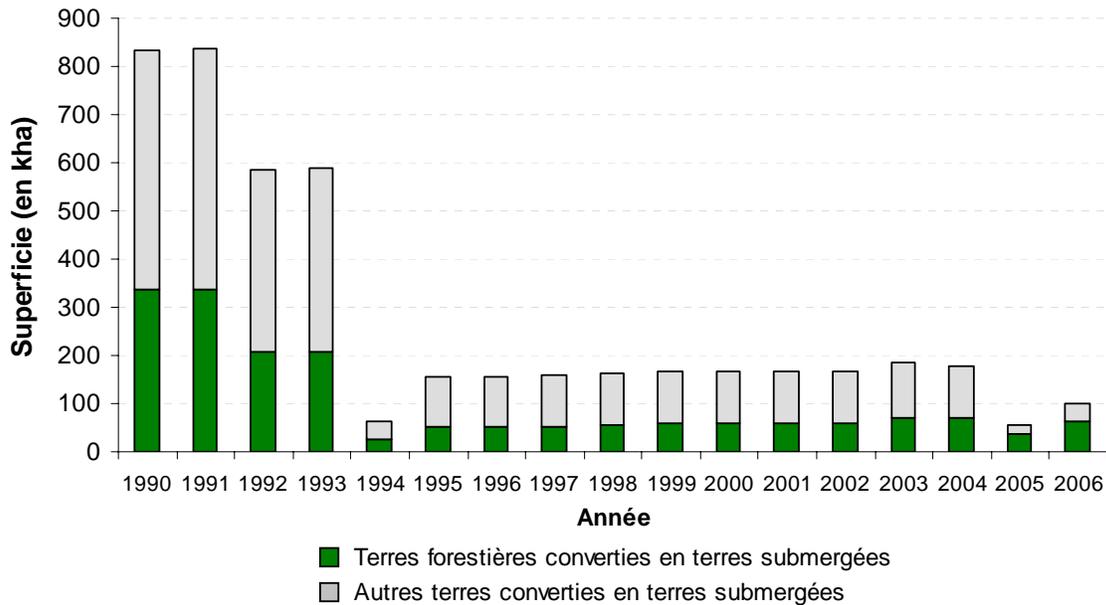


Figure A3-17 : Superficies cumulatives de la catégorie Terres converties en terres humides (terres submergées)

Il importe de signaler que les changements de la superficie des terres converties en terres humides (réservoirs) déclarés dans les tableaux du CUPR ne sont pas indicatifs de changements dans les taux de conversion actuels, mais reflètent plutôt la différence entre les superficies converties récemment (il y a moins de 10 ans) en réservoirs et les réservoirs plus âgés (plus de 10 ans), dont les superficies ont été retirées de la comptabilisation. Le système de déclaration n'englobe pas la superficie de tous les réservoirs du Canada, laquelle est observée séparément dans la Base de données canadienne sur les réservoirs.

Degré d'incertitude

Une courbe temporelle reflète mieux la tendance à la baisse des émissions après la construction d'un barrage qu'un coefficient d'émission unique. C'est ainsi que la démarche intérieure devrait réduire le degré d'incertitude des coefficients d'émission. Toutefois, parmi les importantes sources résiduelles d'incertitude, il faut mentionner :

L'utilisation de deux courbes d'émission pour représenter tous les réservoirs récemment submergés au Canada. Alors que, dans l'Est du Canada, le temps qui s'est écoulé depuis la submersion explique près de 80 % de la variabilité entre réservoirs dans les émissions de CO₂, dans l'Ouest, le même paramètre ne représente que 50 % de la variabilité (Duchemin 2006). Toutefois, la contribution relative des réservoirs de l'Ouest aux émissions totales représente moins de 2 % du total des émissions durant la période de déclaration.

Variabilité saisonnière. Certains réservoirs présentent une variabilité saisonnière marquée des flux de CO₂, dont on ne tient pas compte dans l'établissement des estimations. Selon certaines indications anecdotiques, la prolifération d'algues au printemps pourrait expliquer cette variabilité, en particulier dans les réservoirs qui reçoivent des éléments nutritifs d'origine humaine.

L'omission de facteurs potentiellement importants d'émission de CO₂, comme le dégazage.

Améliorations prévues

Les améliorations prévues comprennent la production d'estimations améliorées de la biomasse sur pied antérieure à la conversion, une meilleure connaissance des pratiques de conversion tant pour l'extraction de la tourbe que pour la mise en eau des réservoirs, et l'intégration à la courbe des nouvelles mesures des émissions à mesure qu'elles deviennent disponibles.

A3.4.6 Zones de peuplement

Dans cette catégorie, les émissions et les absorptions comprennent les émissions imputables à la croissance des arbres urbains (zones de peuplement dont la vocation n'a pas changé) et les émissions découlant de la conversion des terres en zones de peuplement. La présente version fait état des émissions résultant de la conversion de terres forestières et de la toundra en zones de peuplement.

Pour estimer le très petit réservoir formé par la croissance des arbres en milieu urbain, on a utilisé une méthode de niveau 1 calculant pour chaque année de la période 1990-2005 une croissance moyenne de 0,05 t biomasse/ha/an appliquée à 1 800 kha de superficie urbaine non bâtie (Statistique Canada, 1997b).

Les démarches, les méthodes et la provenance des données utilisées pour estimer les émissions résultant de la conversion des terres forestières en zones de peuplement sont abordées à la section A3.5.2. Cette section décrit l'établissement des estimations résultant de la conversion des terres non forestières en zones de peuplement dans l'Arctique et le Bas-Arctique canadien.

A3.4.6.1 Démarche générale et méthodes

Les régions nordiques du Canada (Arctique et Bas-Arctique) couvrent près de la moitié de la masse continentale du pays et englobent cinq catégories de terres (GIEC 2003), à l'exception des terres cultivées. Cette évaluation a porté sur une superficie d'environ 359 millions d'hectares et a englobé les zones de déclaration 1, 2, 3 et 17 ainsi que les zones de déclaration 13 et 18 au nord du 60° degré de latitude Nord. La difficulté a été de saisir les changements d'affectation des terres et d'estimer les émissions connexes dans ce paysage aussi vaste qu'éloigné. Une démarche a été conçue expressément pour cette tâche, laquelle comporte les éléments suivants :

Cartographier le changement d'affectation des terres non forestières dans l'Arctique/Bas-Arctique du Canada avant et jusqu'en 1990 et entre 1990 et 2000.

Estimer les émissions annuelles de GES (uniquement la biomasse aérienne) résultant du changement d'affectation des terres non forestières dans l'Arctique/Bas-Arctique du Canada pour la période 1990-2000.

Il est manifeste qu'une analyse détaillée et exhaustive d'une telle superficie était peu pratique, car il faudrait près de 100 photos satellites du Landsat pour chaque date. De même, un

échantillonnage aléatoire ne saurait sans doute pas un nombre suffisant d'événements de changement d'affectation des terres pour permettre une évaluation fiable. En revanche, des ensembles de données SIG indiquant la survenue d'activités de développement culturel, minier et autres activités humaines ont permis de réduire et d'optimiser le champ d'enquête, en signalant les secteurs qui présentent de fortes probabilités d'être l'objet d'un changement d'affectation des terres. Ces secteurs présentant un potentiel concentré de changement d'affectation des terres ont été ciblés pour l'analyse de la détection des changements (analyse vectorielle des changements; Johnson et Kasischke, 1998) au moyen de 23 images Landsat datant approximativement de 1985, 1990 et 2000. Les photos en question couvrent plus de 8,7 millions d'hectares, soit 56 % du secteur potentiel de changement d'affectation des terres déterminé à l'aide des ensembles de données SIG, ou 70 % du secteur potentiel de changement d'affectation des terres si l'on exclut les levés sismiques⁷⁶. Les 23 photos ont été prises dans les régions de l'Ouest de l'Arctique et du Bas-Arctique.

On a conçu un Système de cartographie des changements d'affectation des terres dans le Nord du Canada (Butson et Fraser 2005), que l'on peut décrire comme une méthode hybride de détection des changements reposant sur deux techniques bien distinctes : l'analyse vectorielle des changements pour déterminer les secteurs ayant fait l'objet de changements et l'extension de signature limitée pour étiqueter ces changements (Olthof et al. 2005). On trouvera dans Fraser et al. (2005) une description détaillée de la façon dont le Système de cartographie des changements d'affectation des terres dans le Nord du Canada a servi à saisir les changements d'affectation des terres non forestières dans le Nord du Canada. Le taux moyen de changement d'affectation des terres entre 1985 et 2000 dans le secteur évalué a été de 666 ha/an, et 70 % des secteurs ayant fait l'objet d'un changement d'affectation des terres sont situés dans la zone de déclaration 13. L'absence d'images a empêché l'utilisation du système après l'an 2000; c'est pourquoi le même taux annuel de changement d'affectation des terres a été appliqué aux années 2001 à 2005.

On a tracé une série de cartes de la biomasse aérienne en 2000 pour les principaux secteurs ayant fait l'objet d'un changement d'affectation des terres, à l'aide des rapports entre les données sur la biomasse aérienne et les données de télédétection établies à partir des mesures étalonnées et des mesures au sol (figure A3-18). Ces cartes ont été utilisées pour déterminer les émissions de CO₂ imputables à l'enlèvement de la biomasse aérienne.

Les types de couverture dominants dans les deux régions étudiées sont la roche, le lichen, les arbustes, les herbes et les boisés épars.

76. Les lignes sismiques récentes à faible impact ont un couloir étroit d'environ 2 m de large, par opposition aux lignes classiques, beaucoup plus larges (~8 m). Les lignes sismiques à faible impact ont été largement adoptées depuis 10 ans, et réduisent considérablement l'impact environnemental de l'exploration sismique.



Figure A3-18 : Régions étudiées pour déterminer la biomasse aérienne

Des régressions multiples ont été effectuées entre $\ln_{(\text{biomasse aérienne})}$ et une combinaison de signaux d'image pour toutes les couvertures végétales confondues (herbes, arbustes, boisés épars). La meilleure moyenne quadratique minimale avait un $r^2 = 0,72\text{--}0,78$, selon les méthodes utilisées, un écart moyen quadratique relatif de 75–80 % et une valeur moyenne du pourcentage d'erreur absolu de 33 à 53 %. Les régressions de la biomasse ont été appliquées à l'image préconversion dans tous les secteurs ayant subi un changement d'affectation des terres pour obtenir une estimation de la biomasse enlevée. Toutes les activités de changement d'affectation des terres étaient des conversions de la végétation de la toundra en zones de peuplement, et on a estimé que tout le carbone de la biomasse avant la conversion était émis au moment du défrichage.

Depuis la déclaration de 2007, on a analysé d'autres données d'imagerie au moyen de la méthode de détection des changements utilisée pour estimer la superficie déboisée. La zone de déclaration 4 et une partie de la zone 8 ont fait l'objet d'une cartographie complète de la conversion des terres forestières et non forestières en zones de peuplement; on a ainsi ajouté 55 Mha à la superficie déjà cartographiée. La biomasse aérienne de la végétation non forestière a été dérivée d'une recherche documentaire et estimée à 6 kt/ha (ou 3 Mg C/ha). Pour cette région, on observe un taux de changement d'affectation des terres non forestières de 133 ha/an pour la période 1990-2006.

Si l'on ne tient compte que de la biomasse aérienne, on peut estimer que les activités de changement d'affectation des terres dans le Grand Nord du Canada ont rejeté 152 kt d'éq. CO₂ par année entre 1990 et 2005.

A3.4.6.2 *Degré d'incertitude*

Le degré d'incertitude lié à la superficie de changement d'affectation des terres visée par les 23 photos du satellite Landsat est évalué à environ 20 % (Fraser et al. 2005). Les équations sur la

biomasse établies à partir des mesures sur le terrain dans la région étudiée de Dawson City ont été validées par les autres régions étudiées de Yellowknife et de la mine de Lupin. Les valeurs moyennes du pourcentage d'erreur absolu dans l'estimation de la biomasse aérienne dans les deux régions étudiées étaient de 33 à 53 %.

On a utilisé une méthode de simulation de Monte Carlo pour quantifier l'erreur globale des émissions de carbone résultant du degré d'incertitude lié à la superficie de changement d'affectation des terres et à l'estimation de la biomasse. À l'intervalle de confiance de 95 %, le pourcentage d'erreur varie de 218 %, s'il n'y a qu'un seul site ayant fait l'objet d'un changement d'affectation des terres dans une zone de déclaration, à 15 %, si une zone de déclaration compte au moins 75 sites ayant fait l'objet d'un changement d'affectation des terres. L'erreur de l'estimation des fluctuations des stocks de carbone dans la biomasse aérienne totale, si on ne considère qu'une zone de déclaration, est d'environ 15 %. Une analyse détaillée du degré d'incertitude est proposée par Chen et al. (2005).

A3.4.7 Estimation des émissions différées de CO₂ des produits ligneux récoltés (PLR)

Outre la méthode par défaut, on a proposé quatre autres méthodes de comptabilisation du carbone dans les PLR : changements des stocks, production, flux atmosphérique et décomposition simple. L'encadré A3-1 donne une brève description de chaque méthode. Même si ces méthodes donnent en général le même échange net de carbone avec l'atmosphère si elles sont appliquées à l'échelle planétaire, elles divergent à l'échelle nationale dans la façon dont elles rendent compte du moment et du lieu des émissions.

À titre de comparaison, les émissions annuelles de carbone dans le bois récolté sont estimées au moyen de la méthode par défaut et de trois autres méthodes. Lorsque c'est justifié, on inclut les émissions différées de la consommation intérieure de bois (fluctuation des stocks et flux atmosphérique) ou de la production intérieure (production et décomposition) depuis 1960. Ces émissions des récoltes (ER) sont calculées comme suit :

Méthode par défaut du GIEC :

$$ER_{\text{Défaut}} = BI + \text{Bois de chauffage}$$

Fluctuations des stocks :

$$ER_{\text{Fluctuations des stocks}} = BI + \text{Bois de chauffage} - \text{Produits intérieurs de longue durée} + \text{Émissions héritées de la consommation de biens de longue durée}$$

Production :

$$ER_{\text{Production}} = BI + \text{Bois de chauffage} - \text{Production de biens de longue durée} + \text{Émissions héritées de la production des biens de longue durée}$$

Flux atmosphérique :

ERFlux atm. = Bois de chauffage + Déchets de transformation + Émissions héritées de la consommation des produits de longue durée

où :

ER	=	carbone émis à l'extérieur des forêts aménagées durant l'année d'inventaire par les matières récoltées et/ou consommées les années précédentes et courante
BI	=	carbone du bois industriel et du bois de chauffage récolté durant l'année d'inventaire
Bois de chauffage	=	carbone dans le bois de chauffage résidentiel consommé durant l'année d'inventaire en cours
Consommation	=	production + importations – exportations
Production	=	production intérieure
Déchets de transformation	=	Consommation totale de la biomasse ligneuse industrielle - Production de biens

Au Canada, en 2006, les émissions de CO₂ à l'extérieur des forêts aménagées qui résultent des PLR consommés ou produits à l'échelle nationale varient entre 176 Mt (méthode par défaut du GIEC), 92 Mt (flux atmosphérique), 136 Mt (production), ou 159 Mt (changement d'inventaire) selon la méthode retenue.

À noter que le décalage dans les émissions de carbone attribuables au stockage des PLR est pris en considération uniquement pour les produits de longue durée (>5 ans). Le carbone stocké dans les produits de courte durée, y compris les combustibles ligneux et le bois de chauffage, est censé être émis au moment de la récolte. À ce jour, les calculs n'ont porté que sur les produits semi-transformés (par exemple bois débité, bois de pâte, panneaux dérivés du bois, papier et carton et autre bois industriel). Il est impossible pour l'instant de concevoir un système qui permettrait de surveiller les voies du carbone stocké dans les PLR (C-PLR) depuis la récolte jusqu'aux produits de consommation.

On envisage de raffiner ces méthodes en tenant compte des Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie (GIEC 2003) et des *Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre* (GIEC 2006). En 2007, on a amorcé des travaux visant à mettre à jour le module Secteur des produits forestiers du Modèle de budget du carbone.

Encadré A3-1 : Aperçu des méthodes de comptabilisation du carbone stocké dans les produits ligneux récoltés

La **méthode par défaut du GIEC** précise que seuls les changements nets des stocks de carbone forestier sont comptabilisés. Les émissions des récoltes sont traitées comme si elles étaient rejetées entièrement dans l'atmosphère sous forme de CO₂ durant l'année de la récolte et dans le pays de la récolte. Le stockage du carbone dans les produits ligneux n'est pas pris en considération.

La **méthode du flux atmosphérique** suit les émissions et les absorptions de carbone liées à la récolte, à la fabrication et à la consommation des produits ligneux dans les limites du pays. Son objet est identique à la méthode générale d'estimation des émissions des combustibles fossiles et elle reflète plus fidèlement le moment et le lieu où se produisent réellement les émissions de la récolte.

La **méthode des changements des stocks** comptabilise seulement les changements nets des stocks de carbone dans le réservoir intérieur des produits ligneux, par exemple le C-PLR dans les biens de longue durée dans les limites du territoire national, après les importations et les exportations. La différence entre les changements des stocks et la comptabilisation du flux atmosphérique tient au traitement des produits exportés (qui sont importants au Canada). Dans la méthode des changements des stocks, le carbone qui se trouve dans tous les produits ligneux et les biens exportés sort des stocks intérieurs et est donc considéré comme une émission dans l'atmosphère.

La **méthode de production** comptabilise les changements des stocks de carbone des produits ligneux récoltés et des biens intérieurs qui en sont dérivés, quel qu'en soit l'emplacement. Les limites de comptabilisation englobent par conséquent l'ensemble des marchés d'exportation.

La **méthode de la décomposition simple** tient compte également des émissions différées de tout le C-PLR du bois récolté à l'échelle nationale, mais de façon simplifiée, en appliquant les courbes de décomposition normalisées selon les catégories de produits.

A3.5 Méthodologie pour les déchets

Le secteur des déchets comprend trois sources d'émissions : l'enfouissement des déchets solides dans le sol (décharges), le traitement des eaux usées et l'incinération des déchets. La présente section de l'annexe 3 décrit les méthodes de comptabilisation détaillées qu'on utilise pour évaluer les émissions de GES qui s'appliquent aux catégories suivantes du secteur des déchets :

- Émissions de CH₄ attribuables à l'enfouissement des déchets solides dans le sol;
- les émissions de CH₄ et de N₂O attribuables au traitement des eaux usées; et
- les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'incinération des déchets.

A3.5.1 Émissions de CH₄ attribuables à l'enfouissement des déchets solides dans le sol

A3.5.1.1 Méthodologie

Les émissions sont estimées pour deux types de décharges au Canada :

- les décharges de déchets solides municipaux (DSN);
- les décharges de déchets ligneux.

Le modèle Scholl Canyon sert à estimer la production de CH₄ des décharges à l'aide de l'équation de décomposition de premier ordre ci-dessous (GIEC/OCDE/AIE 1997) :

Équation A3-58 :

$$Q_{T,x} = kM_x L_0 e^{-k(T-x)}$$

où :

- $Q_{T,x}$ = quantité de méthane produit durant l'année en cours (T) par le déchet M_x , kt CH₄/an
 x = année d'enfouissement des déchets
 M_x = quantité de déchets enfouis durant l'année x , Mt
 k = constante de production du méthane, /an
 L_0 = potentiel de production de CH₄, kg de CH₄/t de déchets
 T = année en cours

Équation A3-59 :

$$Q_T = \sum Q_{T,x}$$

où :

- Q_T = quantité de méthane produit durant l'année en cours (T), kt CH₄/an

Le modèle Scholl Canyon présume que la production de CH₄ atteint son niveau maximum dans la phase initiale, puis diminue lentement et progressivement d'une année à l'autre, comme l'illustre la figure A3-19. Le modèle canadien présume que le délai initial durant lequel les conditions anaérobies sont établies est négligeable, comme l'illustre la figure A3-19.

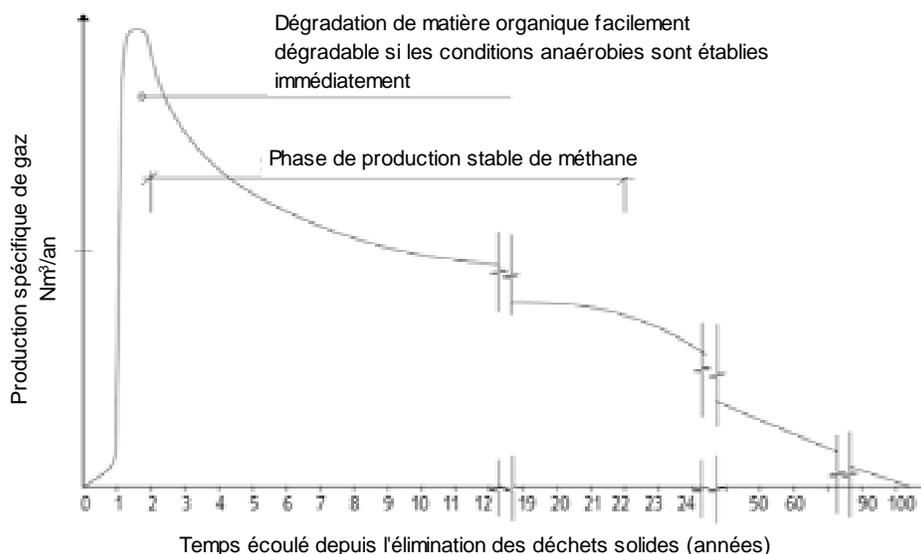


Figure A3-19 : Représentation de la dégradation d'une décharge selon le modèle Scholl Canyon

Note :

Ce graphique tiré de Jensen et Pipatti (2003) a été reproduit tel quel.

Pour estimer les émissions de CH₄ attribuables aux décharges, il est nécessaire d'avoir des informations sur plusieurs des facteurs décrits ci-dessus. Pour calculer les émissions nettes d'une année en particulier, il faut faire la somme des $Q_{T,x}$ pour chaque section de déchets enfouis durant les années antérieures, soustraire la quantité de gaz capté et ajouter la quantité de CH₄ émis par suite de la combustion incomplète de la portion du gaz capté éliminée par torchage. Un modèle informatisé a été mis au point afin d'estimer les émissions globales à une échelle régionale au Canada.

Déchets enfouis chaque année (M_x)

Décharges de DSM

Deux sources principales sont utilisées pour obtenir des données sur les décharges en vue de l'inventaire des GES. La quantité de DSM enfouis entre les années 1941 et 1990 a été estimée par Levelton (1991). Pour les années 1998, 2000, 2002 et 2004, les données sont tirées de l'*Enquête sur l'industrie de la gestion des déchets*, que mène Statistique Canada tous les deux ans (Statistique Canada 2000, 2003, 2004a, 2007a). On obtient les valeurs d'enfouissement de DSM pour les années impaires subséquentes (1999, 2001 et 2003) en établissant la moyenne des années paires adjacentes. Dans les données de Statistique Canada, l'enfouissement englobe à la fois l'incinération des déchets et les déchets envoyés aux décharges. Par conséquent, pour obtenir la quantité de déchets enfouis, il faut soustraire les déchets incinérés des valeurs d'enfouissement de Statistique Canada pour 1998, 2000, 2002 et 2004. En outre, les déchets exportés sont soustraits des données d'enfouissement de Statistique Canada pour 2000, 2002 et 2004, car la quantité de déchets exportés est comprise dans les valeurs relatives à l'élimination des déchets pour l'année d'enquête 2000 de Statistique Canada et les années subséquentes (Marshall 2006 2007).

Pour ce qui est des années 1991-1997 et 2005, à l'exception de l'Île-du-Prince-Édouard, du Nunavut, des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, les valeurs relatives aux décharges de DSM sont estimées en ajustant une fonction polynomiale aux valeurs de Levelton (1991) et de Statistique Canada (2000, 2003, 2004a, 2007a) concernant les décharges de DSM. Les données de 2006 ont été estimées à partir de la tendance affichée par les valeurs antérieures de la quantité de déchets. Pour estimer les coefficients de la fonction polynomiale, on a recours à une application de régression linéaire multiple (outil statistique LINEST de Microsoft Excel). Le choix du nombre de coefficients à utiliser pour la fonction polynomiale est fonction de la mesure dans laquelle les données s'ajustent bien aux fonctions polynomiales d'ordre inférieur. En général, l'ajustement s'améliore à mesure que l'on augmente le nombre de coefficients. Une fonction polynomiale d'ordre 13 est utilisée dans l'estimation des DSM. Cette méthode d'estimation (régression linéaire multiple) est compatible avec la méthode d'interpolation du GIEC (GIEC 2000). Le tableau A3-36 illustre les coefficients polynomiaux générés par la méthode de régression linéaire multiple pour chacune des provinces.

Tableau A3-36 : Coefficients polynomiaux de régression linéaire multiple utilisés pour estimer la quantité de DSM enfouis de 1991 à 1997 et en 2005

	T.-N.-L.	N.-É.	N.-B.	QC	ON	MB	SK	AB	C.-B.
C	6,87E+09	8,60E+09	-1,87E+10	2,18E+11	-2,91E+10	-8,47E+09	3,96E+10	-4,35E+11	1,70E+12
C ₁	-1,97E+06	-3,22E+06	4,22E+06	-4,70E+08	-2,37E+07	3,28E+06	6,20E+06	4,13E+08	-1,17E+09
C ₂	3,14E+03	-1,02E+04	-7,88E+02	8,18E+05	2,49E+04	5,10E+03	-1,39E+04	-4,96E+04	2,53E+04
C ₃	1,62E+00	2,65E+00	2,26E+00	-3,18E+02	1,50E+01	-5,77E-01	-1,75E+01	-3,04E+01	-1,65E+02
C ₄	8,20E-06	-1,59E-03	1,30E-03	-2,15E-01	-5,96E-03	-1,51E-03	3,28E-03	-4,42E-03	8,23E-02
C ₅	-9,81E-08	2,46E-06	-5,70E-07	4,76E-05	-1,68E-06	-2,78E-07	3,72E-06	2,21E-05	1,52E-06
C ₆	-1,63E-10	8,20E-10	3,21E-10	4,16E-08	1,13E-09	1,51E-10	7,74E-10	-1,55E-08	3,39E-08
C ₇	-8,88E-14	-2,11E-13	-2,43E-14	5,93E-12	-3,00E-14	2,72E-13	-4,58E-13	-1,02E-12	-5,11E-12
C ₈	-6,34E-17	-1,50E-16	-1,09E-16	6,56E-15	-8,94E-16	-7,69E-17	8,21E-17	4,03E-15	-2,76E-15
C ₉	5,40E-20	-2,03E-19	-2,03E-20	-5,89E-18	-2,33E-19	-5,56E-20	7,12E-20	-1,61E-18	-2,24E-19
C ₁₀	-1,48E-24	3,34E-24	-1,30E-23	-1,91E-21	2,36E-22	1,74E-23	-1,54E-22	4,04E-22	3,44E-22
C ₁₁	-6,62E-28	2,48E-26	9,41E-27	1,61E-25	1,08E-25	8,89E-27	6,66E-26	8,76E-26	-9,63E-25
C ₁₂	3,03E-30	2,21E-29	2,63E-30	5,53E-28	-2,26E-29	-3,09E-30	-2,86E-29	-9,54E-29	3,59E-28
C ₁₃	-1,32E-33	-7,77E-33	-3,92E-34	-1,00E-31	-1,03E-32	-6,66E-35	7,64E-33	1,57E-32	-6,11E-33

Note :

Les coefficients ayant été arrondis, il est possible qu'ils ne donnent pas un résultat total exact pour ce qui est des DSM enfouis.

Les quantités de DSM enfouis de 1991 à 1997 et en 2005 sont calculées au moyen de l'équation suivante :

Équation A3-60 :

$$M_X = (C_{13} \times X^{13}) + (C_{12} \times X^{12}) + (C_{11} \times X^{11}) + (C_{10} \times X^{10}) + (C_9 \times X^9) + (C_8 \times X^8) + (C_7 \times X^7) + (C_6 \times X^6) + (C_5 \times X^5) + (C_4 \times X^4) + (C_3 \times X^3) + (C_2 \times X^2) + (C_1 \times X) + C$$

où :

M _X	=	quantité de DSM enfouis durant l'année X, t
C _i	=	coefficient d'ordre i (voir le tableau A3-36)
X	=	année d'intérêt

On ne dispose pas de données de Statistique Canada sur l'élimination des DSM pour l'Île-du-Prince-Édouard, le Nunavut, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest. Pour obtenir les valeurs d'enfouissement des DSM dans cette province et ces territoires de 1991 à 2006, on doit corrélérer les tendances des données d'enfouissement historiques avec celles de la population provinciale ou territoriale pour la période de 1971 à 2006 (Statistique Canada 2006b, 2007b). Trois sources de données sur l'enfouissement sont utilisées pour estimer la quantité de DSM enfouis de 1991 à 2006. La première, pour la période de 1971 à 1990, provient de Levelton (Levelton 1991). La deuxième, concernant les déchets enfouis en 1992, est fournie par la Direction des déchets dangereux d'Environnement Canada (Environnement Canada 1996b). On obtient la troisième série de données en multipliant le pourcentage de déchets enfouis en 1992 à l'Î.-P.-É., aux Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et au Yukon (Environnement Canada 1996b) par l'excédent des déchets enfouis, tiré des données de Statistique Canada pour 1998, 2000, 2002 et 2004 (Statistique Canada 2000, 2003, 2004, 2007a). Pour calculer l'excédent des déchets enfouis pour 1998, 2000, 2002 et 2004, on soustrait la somme des valeurs d'enfouissement provinciales du total des déchets enfouis au Canada. Le tableau A3-37 montre la quantité de DSM enfouis de 1990 à 2006.

Tableau A3-37 : DSM enfouis de 1990 à 2006⁴

Année	Déchets enfouis (t)											
	T.-N.-L.	Î.-P.-É.	N.-É.	N.-B.	QC	ON	MB	SK	AB	C.-B.	T.N.-O. et NU	YN
1990 ¹	366 004	51 293	493 010	462 391	3 699 833	5 957 104	696 174	638 942	1 577 585	1 760 621	34 493	16 608
1991	400 159	68 830	540 341	489 539	4 073 027	6 287 557	741 706	720 035	1 790 701	1 990 162	37 237	18 975
1992	402 670	74 800	533 426	488 826	4 152 266	6 390 940	755 034	729 362	1 837 539	2 012 191	35 300	17 200
1993	403 918	72 414	523 456	485 805	4 230 976	6 479 872	767 869	736 993	1 881 860	2 028 235	39 284	20 578
1994	403 775	74 900	510 179	480 262	4 309 123	6 552 824	780 167	742 752	1 923 350	2 037 746	40 600	19 846
1995	402 110	76 834	493 335	471 972	4 386 673	6 608 214	791 881	746 453	1 961 687	2 040 161	41 768	20 676
1996	398 783	79 457	472 655	460 706	4 463 598	6 644 405	802 966	747 906	1 996 538	2 034 895	42 597	21 713
1997	393 651	80 155	447 861	446 225	4 539 872	6 659 708	813 373	746 914	2 027 558	2 021 350	42 682	22 165
1998 ²	366 280	104 825	407 095	425 626	4 568 910	5 963 525	855 666	780 700	1 874 276	1 789 252	49 469	24 104
1999	369 650	80 520	357 703	387 656	4 799 511	6 283 801	875 695	741 743	2 006 801	1 843 849	42 646	21 043
2000 ²	373 020	92 586	308 311	349 685	5 030 113	6 604 076 ³	895 724	702 786	2 139 327	1 898 445	43 694	21 290
2001	364 808	81 254	306 310	354 002	5 057 840	6 554 891	857 145	711 293	2 193 015	1 882 903	43 858	20 326
2002 ²	356 595	82 280	304 309	358 318	5 085 567	6 505 705 ³	818 566	719 801	2 246 704	1 867 362	38 830	18 920
2003	367 700	82 528	309 104	366 047	5 290 543	6 346 012	839 021	734 066	2 346 984	1 993 321	45 883	20 818
2004 ²	378 804	91 318	313 899	373 776	5 495 519	6 186 319 ³	859 475	748 331	2 447 264	2 119 281	43 095	20 998
2005	375 542	84 213	306 272	373 734	5 807 178	5 964 694	864 443	747 396	2 551 536	2 117 746	46 990	21 346
2006	373 680	83 898	277 339	353 289	5 835 975	6 230 720	845 984	730 523	2 633 941	2 150 407	47 043	21 523

Notes :

1. Données de Levelton (1991).

2. Données d'enfouissement de Statistique Canada (Statistique Canada 2000, 2003, 2004a, 2007a).

3. DSM exportés soustraits des données d'enfouissement de Statistique Canada (Pope 2006, 2007).

4. Les données représentées ci-dessus ont été choisies à partir d'années particulières. Les données relatives aux DSM enfouis entre 1941 et 1990 (Levelton 1991) ont été utilisées pour estimer la quantité de DSM enfouis de 1991 à 2006, à l'aide de la méthode d'estimation par régression linéaire multiple.

Décharges de déchets ligneux

Pour estimer la quantité de déchets ligneux enfouis à l'échelle nationale entre 1970 et 1992, on utilise la base de données sur les résidus du bois (RNCan 1997). Les données concernant les années 1998 et 2004 sont extraites de publications ultérieures (RNCan 1999, 2005). On effectue une analyse des tendances par régression linéaire afin d'interpoler la quantité de résidus ligneux enfouis au cours des années 1993-1997, 1999-2003 et 2005 et 2006. Cette méthode d'interpolation est celle qui convient le mieux à la distribution des données.

La ventilation de la quantité de résidus ligneux éliminés (définis comme les résidus qu'on n'utilise plus, ni dans un produit, ni comme source de carburant, ni pour les convertir en produits chimiques) par l'industrie des produits en bois massif et l'industrie des pâtes et papiers est estimée à partir des informations tirées d'une étude sur les déchets d'usine de pâtes et papiers (MWA Consultants Paprican 1998). La proportion de l'élimination des déchets ligneux indique une proportion estimative de 80 % pour les produits en bois massif et de 20 % pour les usines de pâtes et papiers.

La ventilation de la partie des résidus ligneux acheminés dans les décharges à partir des opérations de l'industrie des produits en bois massif et de l'industrie des pâtes et papiers est établie à partir de la Base de données sur les résidus du bois (RNCan 1997). L'allocation des déchets ligneux enfouis dans des décharges privées est estimée à 15 % pour l'industrie des produits en bois massif et à 86 % pour l'industrie des pâtes et papiers. Pour éviter tout doublement, étant donné que les émissions des décharges publiques sont déjà prises en compte dans les émissions des décharges de DSM, le ratio des déchets ligneux enfouis dans des décharges privées à ceux enfouis dans des décharges publiques, obtenus auprès du RNCan (1997), sert à isoler le volume enfoui dans des décharges privées spéciales. On présume que cette même proportion vaut pour la période de 1970 à 2005. Le tableau A3-38 illustre la quantité de déchets ligneux éliminés et enfouis pour la période de 1990 à 2006.

Tableau A3-38 : Déchets ligneux produits et enfouis au Canada de 1990 à 2006

Années	Déchets ligneux éliminés (tonnes anhydres)		Déchets ligneux enfouis (tonnes anhydres)		
	Pâtes et papiers	Industrie des produits en bois massif	Pâtes et papiers	Industrie des produits en bois massif	Total
1990	1 811 062	7 244 248	1 557 513	1 086 637	2 644 151
1991	1 811 062	7 244 248	1 557 513	1 086 637	2 644 151
1992	1 811 062	7 244 248	1 557 513	1 086 637	2 644 151
1993	1 537 557	6 150 226	1 322 299	922 534	2 244 833
1994	1 447 245	5 788 981	1 244 631	868 347	2 112 978
1995	1 356 934	5 427 736	1 166 963	814 160	1 981 124
1996	1 266 623	5 066 491	1 089 296	759 974	1 849 269
1997	1 176 311	4 705 246	1 011 628	705 787	1 717 415
1998	1 080 000	4 320 000	928 800	648 000	1 576 800
1999	995 689	3 982 755	856 292	597 413	1 453 706
2000	905 378	3 621 510	778 625	543 227	1 321 851
2001	815 066	3 260 265	700 957	489 040	1 189 997
2002	724 755	2 899 020	623 289	434 853	1 058 142
2003	634 444	2 537 775	545 622	380 666	926 288
2004	547 561	2 190 244	470 902	328 537	799 439
2005	453 821	1 815 284	390 286	272 293	662 579
2006	363 510	1 454 039	312 618	218 106	530 724

Constante de vitesse de production de CH₄ (k)

La constante de vitesse de production de CH₄ (k) représente le taux de premier ordre auquel le CH₄ est produit après l'enfouissement des déchets. La valeur k est régie par quatre facteurs : la teneur en humidité, la disponibilité des nutriments, le pH et la température. Cependant, lorsque l'on calcule les taux de décomposition provinciaux, la température ambiante ne devrait pas entrer en ligne de compte, car la température des décharges est indépendante de la température ambiante à des profondeurs de plus de 2 m. La teneur en humidité devrait être le seul paramètre pris en considération (Maurice et Lagerkvist 2003; Thompson et Tanapat 2005).

Décharges de DSM

Les valeurs k utilisées pour estimer les émissions attribuables aux décharges de DSM sont tirées d'une étude menée par l'Université du Manitoba, qui s'est servie des données provinciales relatives aux précipitations de 1971 à 2000 (Thompson et al. 2006). Les emplacements provinciaux qui ont été utilisés pour estimer les précipitations annuelles moyennes ont été fondés sur ceux choisis par Levelton (1991). Les valeurs de décomposition par défaut de l'EPA (2001) ont été utilisées de pair avec les données sur les précipitations annuelles d'Environnement Canada afin de tracer un graphique illustrant la relation linéaire entre les précipitations annuelles et le taux de décomposition. L'EPA attribue une valeur de décomposition par défaut de 0,02/an aux endroits où les précipitations annuelles sont inférieures à 635 mm et de 0,04/an aux endroits où les précipitations annuelles sont supérieures à 635 mm. Cette relation a servi à calculer les taux provinciaux de décomposition dans les décharges (Thompson et al. 2006).

Le tableau A3-39 illustre les précipitations annuelles moyennes et les valeurs de décomposition attribuées à chacune des décharges provinciales choisies par Levelton (1991).

Tableau A3-39 : Estimation des valeurs k relatives aux précipitations annuelles moyennes et aux décharges de DSM dans les décharges provinciales

Régions	Précipitations annuelles moyennes (mm)	Constante cinétique k (/an)
Terre-Neuve-et-Labrador		
Carbonear	ND	ND
Corner Brook	1 270,8	0,048
St. John's	1 513,7	0,055
<i>Moyenne</i>	<i>1 392,3</i>	<i>0,052</i>
Île-du-Prince-Édouard		
Charlottetown	1 173,3	0,045
Summerside	1 078,0	0,042
<i>Moyenne</i>	<i>1 125,7</i>	<i>0,044</i>
Nouvelle-Écosse		
Dartmouth	ND	ND
Halifax	1 452,2	0,054
Lunenburg	ND	ND
New Glasgow	ND	ND
Sydney	1 504,9	0,055
Truro	1 202,1	0,046
<i>Moyenne</i>	<i>1 386,4</i>	<i>0,056</i>
Nouveau-Brunswick		
Bathurst	1 058,6	0,042
Campbellton	ND	ND
Edmundston	ND	ND
Fredericton	1 143,3	0,044

Régions	Précipitations annuelles moyennes (mm)	Constante cinétique k (/an)
Moncton	1 143,5	0,044
Saint John	1 390,3	0,052
<i>Moyenne</i>	<i>1 184,0</i>	<i>0,046</i>
Québec		
Montréal	1 064,6	0,042
Québec	1 230,3	0,047
Rimouski	915,0	0,037
Saint-Étienne	ND	ND
Saint-Tite-des-Caps	ND	ND
Sainte-Cécile	ND	ND
Sainte-Sophie	ND	ND
<i>Moyenne</i>	<i>1 070,0</i>	<i>0,042</i>
Ontario		
Barrie	938,5	0,038
Belleville	891,6	0,037
Brantford	892,3	0,037
Brockville	983,4	0,040
Cornwall	1 002,0	0,040
Guelph	923,2	0,038
Hamilton	910,1	0,037
Kingston	968,4	0,039
Kitchener	ND	ND
London	987,1	0,040
North Bay	1 007,7	0,040
Oshawa	877,9	0,036
Ottawa-Hull	ND	ND
Peterborough	840,3	0,035
St. Catharines	873,6	0,036
Sarnia	846,8	0,035
Sudbury	899,3	0,037
Thunder Bay	711,6	0,031
Timmins	831,3	0,035
Toronto	834,0	0,035
Windsor	918,3	0,038
<i>Moyenne</i>	<i>902,0</i>	<i>0,037</i>
Manitoba		
Brandon	472,0	0,024
Portage La Prairie	514,5	0,025
Thompson	517,4	0,026
Winnipeg	513,7	0,025
<i>Moyenne</i>	<i>504,4</i>	<i>0,025</i>
Saskatchewan		
Moose Jaw	365,1	0,021
Prince Albert	424,3	0,023
Regina	388,1	0,022
Saskatoon	350,0	0,021
Swift Current	377,1	0,021
Yorkton	450,9	0,024
<i>Moyenne</i>	<i>392,6</i>	<i>0,022</i>
Alberta		
Calgary	412,6	0,022
Edmonton	482,7	0,024
Fort McMurray	455,5	0,024
Lethbridge	386,3	0,022

Régions	Précipitations annuelles moyennes	Constante cinétique k
	(mm)	(/an)
Medicine Hat	333,8	0,020
Red Deer	487,2	0,025
<i>Moyenne</i>	<i>426,4</i>	<i>0,023</i>
Colombie-Britannique		
Campbell River	1 451,5	0,054
Chilliwack	1 501,3	0,055
Courtney	ND	ND
Kamloops	305,1	0,019
Matsqui	ND	ND
Port Alberni	1 910,7	0,067
Prince Rupert	2 593,6	0,088
Vancouver	1 199,0	0,046
Vernon	409,9	0,022
Victoria	883,3	0,036
<i>Moyenne</i>	<i>1 280,7</i>	<i>0,048</i>
Yukon		
Whitehorse	267,4	0,018
<i>Moyenne</i>	<i>267,4</i>	<i>0,018</i>
Territoires du Nord-Ouest et Nunavut		
Yellowknife	280,7	0,018
<i>Moyenne</i>	<i>280,7</i>	<i>0,018</i>

Note : ND = Non disponible

Les valeurs k utilisées pour estimer les émissions des décharges de DSM à l'échelle provinciale sont calculées à partir de la moyenne des estimations de la valeur de k applicables à chaque province (Thompson et al. 2006). Ces valeurs sont indiquées au tableau A3-40.

Tableau A3-40 : Estimation des valeurs de k pour les sites d'enfouissement des DSM par province ou territoire

Valeur de k (/an)											
T.-N.-L.	Î.-P.-É.	N.-É.	N.-B.	QC	ON	MB	SK	AB	C.-B.	YN	T.N.-O. et NU
0,052	0,044	0,056	0,046	0,042	0,037	0,025	0,022	0,023	0,048	0,018	0,018

Décharges de déchets ligneux

En se fondant sur la valeur par défaut recommandée par le National Council for Air and Stream Improvement, Inc. pour estimer les émissions de méthane provenant des décharges de déchets ligneux de l'industrie des produits du bois, on a choisi une valeur de k de 0,03/an pour représenter la constante de production de méthane de toutes les décharges de déchets ligneux du Canada (NCASI 2003).

Potentiel de production de CH₄ (L₀)

Décharges de DSM

Le potentiel de production de CH₄ (L₀) représente la quantité de CH₄ qui pourrait être produite, en théorie, par tonne de déchets enfouis. L'équation suivante, présentée dans les Lignes directrices du GIEC, sert à calculer le potentiel de production de CH₄ pour les décharges de DSM (GIEC/OCDE/AIE 1997) :

Équation A3-61 :

$$L_0 = \text{FCM} \times \text{COD} \times \text{COD}_F \times F \times \frac{16}{12} \times 1000 \frac{\text{kgCH}_4}{\text{tCH}_4}$$

where:

L_0	=	potentiel de production de CH_4 , kg de CH_4 /t de déchets
FCM	=	facteur de correction du CH_4 , fraction
COD	=	carbone organique dégradé, t de C/t de déchets
COD_F	=	fraction de COD dissimilé
F	=	fraction de CH_4 dans les gaz d'enfouissement
16/12	=	coefficient de stoechiométrie

Le facteur de correction du CH_4 (FCM) représente le rapport entre le nombre de décharges de déchets solides gérées et non gérées. Les décharges non gérées produisent moins de CH_4 , car une fraction plus importante des déchets se décompose par voie aérobie dans les couches supérieures du site. La valeur par défaut que le GIEC a établie pour le FCM applicable aux décharges gérées a été retenue pour représenter le FCM des décharges de DSM, car on présume que toutes les décharges visées par les données recueillies sont des décharges à écran d'étanchéité artificiel. Les valeurs par défaut que le GIEC a fixées pour le FCM sont indiquées au tableau A3-41 (GIEC/OCDE/AIE 1997).

Tableau A3-41 : Facteurs de correction du CH_4 présent dans les décharges de déchets solides

Type de décharge	Valeur par défaut du FCM
Gérée	1,0
Non gérée : profonde (≥ 5 m de déchets)	0,8
Non gérée : peu profonde (< 5 m de déchets)	0,4
Valeur par défaut : décharge de déchets solides non catégorisée	0,6

La valeur par défaut du GIEC, pour ce qui est de la fraction du CH_4 présent dans les gaz d'enfouissement (F), varie entre 0,4 et 0,6. Cette valeur peut varier en fonction de certains facteurs, dont les effets de la composition des déchets, leur âge et de la dilution potentielle de l'air, lesquels peuvent réduire la concentration réelle du CH_4 dans les gaz d'enfouissement. La valeur de 0,5 est retenue pour la fraction du CH_4 dans les gaz d'enfouissement.

La fraction du carbone organique dégradé dissimilé (COD_F) représente la quantité de carbone organique qui a été ultimement dégradé et rejeté par la décharge de déchets solides. La valeur COD_F représente le fait qu'une partie du carbone organique ne se dégrade pas, sinon très lentement. Une valeur de 0,6 a été choisie de la gamme de COD_F par défaut du GIEC correspondant aux déchets contenant de la lignine, qui s'étend de 0,5 à 0,6 (GIEC/OCDE/AIE 2000). Cette valeur, tirée de l'extrémité supérieure de la plage (déchets plus facilement dégradables), représente le plus fidèlement la situation canadienne où la majeure partie des déchets ligneux — qui contiennent par définition des concentrations élevées de lignine — proviennent de scieries et d'usines de pâtes et papiers et sont éliminés dans des décharges privées spéciales.

La fraction du carbone organique dégradé (COD), qui représente la quantité de carbone organique disponible pour la décomposition biochimique, est fondée sur la composition des déchets. Les pourcentages de composition des déchets de l'ensemble du Canada sont utilisés pour calculer les valeurs de COD provinciales à l'aide de l'équation suivante (GIEC/OCDE/AIE 1997) :

Équation A3-62 :

$$\% \text{ COD (en poids vert)} = (0,4 \times A) + (0,17 \times B) + (0,15 \times C) + (0,3 \times D)$$

où :

- A = % de DSM constitué de papier et de textiles
 B = % de DSM constitué de déchets de jardin ou de parc
 C = % de DSM constitué de déchets alimentaires
 D = % de DSM constitué de bois ou de paille

Les valeurs provinciales et territoriales du COD ont été calculées à partir des valeurs de la composition des déchets enfouis au cours de trois périodes distinctes : 1941-1975, 1976-1989 et 1990-2006. À partir des données sur la composition des déchets issues de l'étude réalisée par Ressources naturelles Canada (RNCAN) et qui correspondaient à l'année 2002 (RNCAN 2006), nous avons dérivé les valeurs du COD et supposé qu'elles étaient invariables au cours de la période 1990-2004. Comme les incidences des programmes de détournement des déchets étaient négligeables avant 1990, nous avons établi une deuxième série de valeurs du COD pour représenter la composition des déchets enfouis de 1976 à 1989 en ajoutant les données du CNRC aux données de 2004 de Statistique Canada portant sur la composition de déchets recyclés (Statistique Canada 2007a). Une troisième série de valeurs du COD a été établie à partir des résultats d'une étude nationale réalisée en 1967 pour couvrir la période 1941-1975 (CRC Press 1973). Le tableau A3-42 résume les valeurs du COD et de L_0 des provinces et des territoires.

Tableau A3-42 : Valeurs provinciales et territoriales de potentiel de production de CH_4 (L_0)

Province/Territoire	Détournement ^a des déchets organiques en 2002 (%)	1941 à 1975		1976 à 1989		1990 à aujourd'hui	
		COD	L_0 (kg CH_4 /t déchets)	COD	COD	L_0 (kg CH_4 /t déchets)	COD
Colombie-Britannique	23,3	0,28	111,86	0,17	69,89	0,16	63,71
Alberta	16,7	0,39	157,63	0,26	104,46	0,18	71,87
Saskatchewan	4,3	0,36	143,92	0,22	86,39	0,22	86,75
Manitoba	4,9	0,33	131,37	0,19	76,82	0,19	76,59
Ontario	16,4	0,36	143,74	0,21	82,75	0,21	83,00
Québec	13,7	0,36	144,45	0,21	82,52	0,20	81,23
Nouveau-Brunswick	19,8	0,23	93,91	0,16	65,91	0,16	63,22
Nouvelle-Écosse	29,7	0,25	100,89	0,16	62,35	0,16	64,10
Île-du-Prince-Édouard	ND	0,27	108,74	0,17	67,19	0,16	64,63
Terre-Neuve	ND	0,28	112,62	0,18	73,28	0,18	73,35
Territoires (YN, T.N.-O. et NU)	ND	0,22	87,59	0,15	58,54	0,16	65,13

Notes :

Sources : Tableau fondé sur les données recueillies auprès de RNCAN (2006), Statistique Canada (2007a) et CRC Press (1973).

a. Thompson et al (2006).

Les données correspondant à chaque catégorie standard de déchets provenant des secteurs résidentiel et du secteur industriel, commercial et institutionnel (ICI) tirées du document du RNCAN (2006) ont été additionnées pour refléter la véritable composition des déchets enfouis dans les décharges de DSM. Ainsi, grâce à cette méthode, la biodégradabilité des déchets ICI et celle des déchets résidentiels sont prises en compte dans la composition des déchets de DSM. Le rapport du RNCAN utilise une méthode uniforme pour estimer la composition des déchets de DSM acheminés dans des décharges pour toutes les provinces et territoires.

Comme les résultats des projets de détournement des déchets n'ont réellement commencé à se faire sentir qu'au début des années 1990 au Canada, tel que le laissent conclure le présent document et l'opinion exprimée par les experts en la matière, ces valeurs provinciales et territoriales du COD sont utilisées pour estimer les valeurs de L_0 et, enfin, les données sur la production provinciale et territoriale d'émissions de méthane pour la période 1990-2006 inclusivement.

Pour la période 1976-1989, les valeurs de COD ont été calculées à partir de l'hypothèse que la composition des déchets enfouis pourrait être assimilée à la composition des déchets produits au cours de l'année 2002. On a additionné les quantités de déchets de DSM (résidentiels et ICI) (RNCAN 2006) acheminés aux décharges pour chacune des catégories de déchets aux quantités recyclées des catégories correspondantes pour chaque province et territoire. Ces dernières données ont été tirées du rapport de Statistique Canada intitulé *Enquête sur l'industrie de la gestion des déchets : secteur des entreprises et des administrations publiques, 2004* (Statistique Canada 2008). Les lacunes des données de ce rapport dues à des problèmes de confidentialité ont été comblées par l'utilisation de coefficients régionaux (provinces de l'ouest, du centre et de l'Atlantique et territoires du Nord).

La période 1941-1975 est couverte par un L_0 calculé à partir d'un troisième ensemble de valeurs de COD fondées sur les compositions nationales de déchets énumérées au tableau 1.1-9 de CRC Press (1973). Les données de ce tableau sont tirées d'un article intitulé « World Survey Finds Less Organic Matter » (Anon. 1967a). Les données de DSM du tableau 1 (Waste Composition Data for Ontario) du rapport intitulé *Residential Waste Composition Study, Volume 1* réalisé dans le cadre de l'étude ontarienne sur la composition des déchets (ministère de l'Environnement de l'Ontario 1991) fournit pour les études de contrôle des déchets réalisées en 1976, 1978 et 1980 des pourcentages moyens respectifs de 40, 2,6, 22, 3,4 et 13 % pour le papier, le bois, les déchets alimentaires, les déchets textiles et les résidus de jardin; ces valeurs sont comparables à celles tirées des estimations produites en 2002 et utilisées pour la période 1976-1989. Les données de l'article de 1967 (Anon. 1967a) présentent des contributions respectives de 70 et 10 % pour le papier et la matière organique. En conséquence, on a jugé que la période 1975-1976 constituait un point de transition approprié pour faire le lien entre les séries de données sensiblement différentes de 1967 et celles de 2002 sans détournement des déchets pour représenter la composition des déchets de la fin des années 1970 et 1980. La ventilation du pourcentage de matière organique (10 %) obtenue à partir du tableau 1.1-9 en déchets alimentaires et en résidus de jardin est fondée sur les compositions respectives (10,2 et 8,6 %) fournies pour Montréal (Québec) dans le même document de CRC Press (1973), dans le tableau 1.1-10, dont les données proviennent d'un article distinct de 1967 (Anon. 1967b). L'information sur le pourcentage de bois (2,4 %) est tirée d'un article de la American Public Works Association (1964), présenté dans le tableau 1.1-2.8 : Composition and Analysis of Average Municipal Refuse (CRC Press 1973).

Nous avons élaboré un profil provincial à partir de la moyenne nationale de 1967 en établissant un calcul proportionnel de chacune des catégories de déchets de COD afin qu'elles correspondent aux profils provinciaux équivalents établis pour la période 1976-1989. Le tableau A3-43 présente les valeurs de la composition des déchets enfouis réparties selon les catégories définies par le GIEC pour les provinces et territoires, telles qu'elles sont établies à partir des sources de données.

Tableau A3-43 : Valeurs provinciales et territoriales de potentiel de production de CH₄ (L₀)

Colombie-Britannique	Paramètres COD de 1941 à 1975 (%)	Paramètres COD de 1976 à 1989 (%)	Paramètres COD de 1990 à ce jour (%)
A	61,4	28,4	20,8
B	4,1	13,4	15,5
C	5,1	16,4	19,0
D	6,5	4,6	7,1
COD	0,280	0,175	0,159
L ₀	111,9	69,9	63,7

Alberta	Paramètres COD de 1941 à 1975 (%)	Paramètres COD de 1976 à 1989 (%)	Paramètres COD de 1990 à ce jour (%)
A	87,4	40,4	27,0
B	7,5	24,6	17,0
C	9,3	30,0	20,7
D	6,0	4,2	3,9
COD	0,394	0,261	0,180
L ₀	157,6	104,5	71,9

Saskatchewan	Paramètres COD de 1941 à 1975 (%)	Paramètres COD de 1976 à 1989 (%)	Paramètres COD de 1990 à ce jour (%)
A	84,3	39,0	37,1
B	4,8	15,9	18,1
C	6,0	19,5	22,2
D	1,7	1,2	1,4
COD	0,360	0,216	0,217
L ₀	143,9	86,4	86,7

Manitoba	Paramètres COD de 1941 à 1975 (%)	Paramètres COD de 1976 à 1989 (%)	Paramètres COD de 1990 à ce jour (%)
A	76,7	35,5	32,7
B	3,8	12,6	15,1
C	4,8	15,4	18,4
D	2,7	1,9	2,4
COD	0,328	0,192	0,191
L ₀	131,4	76,8	76,6

Ontario		Paramètres COD de 1941 à 1975	Paramètres COD de 1976 à 1989	Paramètres COD de 1990 à ce jour
		(%)	(%)	(%)
	A	83,2	38,5	37,2
	B	4,2	13,9	14,8
	C	4,1	13,4	14,2
	D	4,4	3,1	4,1
	COD	0,359	0,207	0,207
	L ₀	143,7	82,7	83,0

Québec		Paramètres COD de 1941 à 1975	Paramètres COD de 1976 à 1989	Paramètres COD de 1990 à ce jour
		(%)	(%)	(%)
	A	84,7	39,2	35,0
	B	4,2	13,8	17,2
	C	4,1	13,2	16,6
	D	3,0	2,1	3,0
	COD	0,361	0,206	0,203
	L ₀	144,4	82,5	81,2

Nouveau- Brunswick		Paramètres COD de 1941 à 1975	Paramètres COD de 1976 à 1989	Paramètres COD de 1990 à ce jour
		(%)	(%)	(%)
	A	53,2	24,6	26,4
	B	6,3	20,7	16,0
	C	6,2	19,8	15,4
	D	0,7	0,5	0,7
	COD	0,235	0,165	0,158
	L ₀	93,9	65,9	63,2

Nouvelle-Écosse		Paramètres COD de 1941 à 1975	Paramètres COD de 1976 à 1989	Paramètres COD de 1990 à ce jour
		(%)	(%)	(%)
	A	59,6	27,5	32,3
	B	4,4	14,6	9,9
	C	4,3	14,0	9,5
	D	0,0	0,0	0,0
	COD	0,252	0,156	0,160
	L ₀	100,9	62,4	64,1

île du Prince-Édouard	Paramètres COD de 1941 à 1975	Paramètres COD de 1976 à 1989	Paramètres COD de 1990 à ce jour
	(%)	(%)	(%)
A	64,2	29,7	34,2
B	4,8	15,7	7,9
C	4,7	15,1	7,6
D	0,0	0,0	0,0
COD	0,272	0,168	0,162
L ₀	108,7	67,2	64,6

Terre-Neuve-et-Labrador	Paramètres COD de 1941 à 1975	Paramètres COD de 1976 à 1989	Paramètres COD de 1990 à ce jour
	(%)	(%)	(%)
A	64,7	29,9	30,9
B	5,9	19,3	18,0
C	5,7	18,5	17,3
D	1,4	1,0	1,1
COD	0,282	0,183	0,183
L ₀	112,6	73,3	73,4

Territoires	Paramètres COD de 1941 à 1975	Paramètres COD de 1976 à 1989	Paramètres COD de 1990 à ce jour
	(%)	(%)	(%)
A	50,7	23,5	26,1
B	5,1	16,7	18,6
C	5,0	16,1	17,9
D	0,0	0,0	0,0
COD	0,219	0,146	0,163
L ₀	87,6	58,5	65,1

Sources de données : CRC Press (1973), RNCAN (2006), Statistique Canada (2007a)

Décharges de déchets ligneux

L'équation A3-58, présentée dans les lignes directrices du GIEC, sert à calculer le potentiel de production de CH₄ des décharges de déchets ligneux (GIEC/OCDE/AIE 1997). La valeur par défaut établie par le GIEC pour le FCM applicable aux décharges profondes et non gérées (0,8) a été choisie pour représenter le FCM, car c'est celle qui représente le mieux les pratiques de l'industrie.

La valeur de 0,5 est retenue pour la fraction du CH₄ dans les gaz d'enfouissement (F) à partir de la plage de valeurs par défaut du GIEC (0,4 à 0,6).

La fraction du carbone organique dégradé dissimilé (COD_F) représente la quantité de carbone organique qui a été ultimement dégradé et rejeté par la décharge de déchets solides. La valeur COD_F représente le fait qu'une partie du carbone organique ne se dégrade pas, sinon très lentement. Les lignes directrices du GIEC prévoient des valeurs par défaut de l'ordre de 0,5–0,6

pour les décharges qui comportent de la lignine. Pour bien représenter le fort pourcentage de lignine dans les déchets ligneux, on utilise 0,5, la valeur minimale de cette plage, pour calculer le potentiel de production de CH₄ (GIEC/OCDE/AIE 1997).

La fraction du carbone organique dégradable (COD) représente la quantité de carbone organique qui est disponible pour la décomposition biochimique. L'équation A3-62 sert à calculer la valeur du COD présent dans les déchets de bois à l'échelle nationale, en supposant que les déchets sont composés à 100 % de bois ou de paille (GIEC/OCDE/AIE 2000).

En se basant sur ces considérations, on obtient un L₀ de 80 kg CH₄/t de déchets ligneux.

Gaz d'enfouissement captés

Dans plusieurs grandes décharges de DSM, on capte les gaz d'enfouissement en vue de les éliminer par torchage, de les utiliser ou les deux. Grâce à leur teneur relativement élevée en CH₄, on peut brûler les gaz d'enfouissement pour produire de l'électricité ou de la chaleur. Dans une moindre mesure, depuis quelques années, le gaz capté est simplement recueilli et évacué. Les gaz d'enfouissement captés mais non utilisés sont éliminés par torchage. Aux fins de l'inventaire, les gaz captés comprennent uniquement les gaz éliminés par torchage ou utilisés. Pour calculer les émissions nettes de CH₄ des décharges, on soustrait la quantité de CH₄ captée du volume de CH₄ produit d'après le modèle Scholl Canyon, puis on additionne cette valeur à la portion de méthane émise lors du torchage. Les émissions de GES attribuables à l'utilisation de gaz d'enfouissement pour la récupération d'énergie sont comptabilisées dans le secteur de l'énergie. Le calcul des émissions nettes de CH₄ est illustré dans l'équation suivante :

Équation A3-63 :

$$\text{CH}_{4(\text{NET})} = \text{CH}_{4(\text{generated})} - \text{CH}_{4(\text{captured})} + \text{CH}_{4(\text{emitted-F})}$$

où :

CH _{4(NET)}	=	émissions nettes de CH ₄ provenant des décharges de DSM, t
CH _{4(generated)}	=	émissions de CH ₄ produites par les décharges de DSM, t
CH _{4(captured)}	=	émissions de CH ₄ captées par les décharges de DSM, t
CH _{4(emitted-F)}	=	CH ₄ (E-torchage) = émissions de CH ₄ libérées par suite du torchage des gaz d'enfouissement de DSM absorbés, t

Pour déterminer la quantité de CH₄ émise par torchage, on utilise un pourcentage d'efficacité de contrôle des émissions attribuables au torchage de 99,7 %. Cette valeur est tirée du tableau 2.4-3 du chapitre 2.4 du document AP 42 de l'EPA (1995). La quantité de CH₄ émise par torchage des gaz d'enfouissement est calculée comme suit :

Équation A3-64 :

$$\text{CH}_{4(\text{emitted-F})} = \text{CH}_{4(\text{flared})} \times (1 - \text{Eff}_{(\text{flare-control})})$$

où :

CH _{4(emitted-F)}	=	émissions de CH ₄ libérées par suite du torchage des gaz d'enfouissement de DSM, t/an
CH _{4(flared)}	=	CH ₄ éliminé par torchage, t/an
Eff _(flare-control)	=	efficacité du contrôle des émissions dues au torchage, fraction

Les quantités de CH₄ recueillies entre 1983 et 1996 proviennent d'enquêtes ponctuelles réalisées par Environnement Canada (Perkin, communication personnelle 1998); pour la période de 1997 à 2003, les données ont été recueillies directement auprès d'exploitants de décharges particuliers, tous les deux ans, par le Bureau national de la prévention de la pollution d'Environnement Canada (Environnement Canada 2003a). Les données de 2005 sur le captage du CH₄ sont tirées d'une étude réalisée pour le compte d'Environnement Canada (Environnement Canada 2007). On suppose que les valeurs de 2006 sont les mêmes qu'en 2005. Comme les données relatives au captage du CH₄ sont recueillies à chaque année impaire, les données qui s'appliquent aux années paires subséquentes sont établies, aux fins de l'inventaire national de GES, en faisant la moyenne des années impaires adjacentes, à compter de 1997. Cette étude biennale est désormais prise en charge directement par la Division des gaz à effet de serre. Le tableau A3-44 illustre la quantité de CH₄ capté et éliminé par torchage entre 1990 et 2006⁷⁷.

Tableau A3-44 : Quantité estimative de CH₄ produit par les DSM capté, éliminé par torchage et libéré de 1990 à 2006

Année	CH ₄ produit (kt)	CH ₄ capté (kt)	CH ₄ éliminé par torchage (kt)	CH ₄ libéré par torchage (kt)	CH ₄ libéré (kt)
1990	880,870	192,661	23,614	0,071	688,280
1991	897,620	195,641	27,175	0,082	702,061
1992	914,518	204,782	35,291	0,106	709,842
1993	931,455	209,390	44,461	0,133	722,199
1994	948,332	223,362	56,729	0,170	725,139
1995	965,038	243,442	69,355	0,208	721,804
1996	981,460	264,551	78,672	0,236	717,146
1997	997,469	267,803	81,001	0,243	729,909
1998	1 009,810	271,817	90,797	0,272	738,266
1999	1 023,478	275,830	100,593	0,302	747,950
2000	1 038,543	294,287	117,904	0,354	744,610
2001	1 052,941	312,743	135,214	0,406	740,603
2002	1 066,726	312,561	137,063	0,411	754,577
2003	1 080,945	312,378	139,342	0,418	768,985
2004	1 095,585	312,950	146,918	0,441	783,076
2005	1 110,204	313,523	154,493	0,463	797,145
2006	1 125,208	313,523	154,493	0,463	812,149

77. En date de février 2007, les installations de captage des gaz d'enfouissement suivantes n'avaient pas fourni de données : Highway 101 Landfill (N.-É.), Bestan inc. (QC), Eastview Road Landfill Site (ON), Aurora Landfill (ON) et Cottonwood Landfill (C.-B.). Ainsi, on a supposé que les données de l'inventaire réalisé en 2003 n'avaient pas varié lors de la réalisation de l'inventaire de 2005.

A3.5.1.2 Sources de données

Les données portant sur l'élimination des déchets proviennent d'une enquête sur les déchets que mène tous les deux ans Statistique Canada (2000, 2003, 2004a, 2007a). Les données de Statistique Canada sur l'élimination des déchets en 1998, 2000, 2002 et 2004 servent à estimer les quantités de DSM pour l'inventaire national des GES.

Les données relatives au captage et au torchage des gaz d'enfouissement pour la période de 1997 à 2003 ont été recueillies directement auprès d'exploitants de décharge particuliers, tous les deux ans, par le Bureau national de la prévention de la pollution d'Environnement Canada (Environnement Canada 2003a). Les données de 2005 sur le captage du CH₄ sont tirées de l'étude intitulée « An Inventory of Landfill Gas Recovery and Utilization in Canada » et réalisée pour le compte d'Environnement Canada (Environnement Canada 2007).

A3.5.2 Émissions de CH₄ attribuables au traitement des eaux usées

A3.5.2.1 Méthodologie

Traitement des eaux usées municipales

La méthode par défaut proposée par le GIEC pour calculer les émissions de CH₄ attribuables au traitement des eaux usées domestiques ne peut être utilisée parce que les données requises (volume d'eau usée traitée) ne sont pas disponibles. En revanche, on utilise une méthode mise au point pour Environnement Canada (ORTECH Corporation 1994) afin de calculer un coefficient d'émission. Cette méthode présume que le taux de production du CH₄ attribuable à la décomposition anaérobie des matières organiques présentes dans les eaux usées est de 0,22 kg CH₄/kg DBO₅ (demande biochimique en oxygène sur cinq jours) et que le taux quotidien de charge de DBO₅ par habitant est de 0,050 kg DBO₅/personne/jour. En prenant pour base ces deux hypothèses, on estime que les eaux usées traitées par voie anaérobie sont susceptibles d'émettre 4,015 kg CH₄/personne par année. Le coefficient d'émission du CH₄ se calcule comme suit.

Équation A3-65 :

$CE_{CH_4}(\text{kg CH}_4/\text{personne par an}) = (\text{taux de charge de DBO}_5 \text{ par personne}) \% (\text{taux de production de CH}_4)$

$$= \left(\frac{0,05 \text{ kg DBO}_5}{\text{personne} \cdot \text{jour}} \right) \times \left(\frac{365 \text{ jours}}{\text{an}} \right) \times \left(0,22 \frac{\text{kg CH}_4}{\text{kg DBO}_5} \right)$$

$$= \left(4,015 \frac{\text{kg CH}_4}{\text{personne} \cdot \text{jour}} \right)$$

Le pourcentage des eaux usées traitées par voie aérobie (traitement des eaux usées primaire et secondaire) et par voie anaérobie (traitement en bassin de stabilisation) est tiré de la base de données sur l'utilisation des eaux municipales pour les années suivantes : 1983, 1986, 1989, 1991, 1994, 1996 et 1999 (Environnement Canada 1983–1999). Étant donné la forte corrélation entre le débit volumétrique des effluents municipaux et la population, on peut estimer les données manquantes correspondant à la période de 1983 à 1999 en reliant les données sur l'utilisation des eaux (Environnement Canada, 1983–1999) aux données démographiques provinciales pour cette période (Statistique Canada, 2006, 2007a). Cette méthode d'estimation est compatible avec la méthode de substitution du GIEC (GIEC 2000). Pour estimer le pourcentage des eaux usées

traitées de 2000 à 2006, on applique aux valeurs de la base de données sur l'utilisation des eaux de 1983 à 1999 une fonction de croissance basée sur les populations provinciales de 1983 à 2006 (Statistique Canada, 2006b 2007b). Cette méthode d'estimation est compatible avec la méthode d'extrapolation du GIEC (GIEC 2000).

Pour calculer les émissions de CH₄, on multiplie les coefficients d'émission par la population de leurs provinces respectives (Statistique Canada 2006b, 2007b) et par la fraction d'eaux usées ayant fait l'objet d'un traitement anaérobie.

Équation A3-66 :

$$\text{CH}_{4(x)} = \text{CE}_{\text{CH}_4} \times \text{P}_x \times \text{Frac}_{\text{AN}(x)}$$

où

CH _{4(x)}	=	émissions de CH ₄ provenant du traitement des eaux usées dans la province x, t/an
CE _{CH₄}	=	coefficient d'émission de CH ₄ pour le traitement des eaux usées, t/personne/année
P _x	=	population de la province x
Frac _{AN(x)}	=	fraction des eaux usées traitées par voie anaérobie dans la province x

Les émissions de CH₄ sont également calculées à l'aide de la méthode de contrôle du GIEC concernant les émissions de CH₄ attribuables au traitement des eaux usées domestiques (GIEC 2000). Le calcul de la méthode de contrôle est le suivant :

Équation A3-67 :

$$\text{WM} = \text{P} \times \text{D} \times \text{SBF} \times \text{CE} \times \text{FTA} \times 365 \times 10^{-12}$$

où

WM	=	émissions de CH ₄ , par pays, des eaux usées domestiques, Tg
P	=	population du pays
D	=	charge organique de la demande biochimique en oxygène par personne, g DBO/personne par jour : 60 g DBO/personne par jour est la valeur utilisée (tableau 6.5 des lignes directrices du GIEC; GIEC/OCDE/AIE, 1997)
SBF	=	fraction de la DBO qui se stabilise facilement : valeur par défaut = 0,5
CE	=	coefficient d'émission, g CH ₄ /g DBO : valeur par défaut = 0,6
FTA	=	fraction de la DBO présente dans les boues qui se dégradent par voie anaérobie : valeur par défaut = 0,8

La méthode de contrôle du GIEC prescrit que, pour les pays qui recourent exclusivement à des procédés aérobies, la fraction de la DBO dans les boues qui se dégradent par voie anaérobie (FTA) serait nettement inférieure ou égale à zéro. Le GIEC recommande d'utiliser dans ces cas la méthode intégrale qui est exposée dans ses recommandations (GIEC 2000). Le Canada se range dans cette catégorie. Cependant, comme il manque certaines des données requises, on utilise la méthode de contrôle pour vérifier l'exactitude de la méthode d'ORTECH Corporation (1994). On détermine la FTA à partir de la moyenne pondérée du pourcentage de personnes desservies par un traitement anaérobie, comme suit :

Équation A3-68 :

$$FT_i = \sum_x \frac{\%AN_{x,i} \times P_{x,i}}{P_{tot,i}}$$

où :

FT _i	=	fraction de la DBO présente dans les boues qui se dégradent par voie anaérobie pour une année i
%AN _{x,i}	=	pourcentage de la population desservi par le traitement des eaux usées par voie anaérobie dans la province x dans une année i
P _{x,i}	=	population de la province x pour une année i
P _{tot,i}	=	population du Canada pour une année i

La différence dans les émissions de CH₄ entre la méthode de contrôle du GIEC et la méthode d'ORTECH Corporation (1994) est principalement attribuable au choix du coefficient d'émission. Le coefficient d'émission par défaut du GIEC est de 0,6 g CH₄/g DBO. Le coefficient d'émission utilisé dans la méthode d'ORTECH Corporation (1994) (0,22 g CH₄/g DBO) est tiré d'une étude menée par Thorneloe (1993).

Il est possible qu'il y ait une part de traitement anaérobie dans la catégorie du traitement des eaux usées secondaires. Cependant, bien que le pourcentage d'eaux usées au stade du traitement secondaire qui sont traitées par voie anaérobie ne soit pas quantifié dans la base de données sur l'utilisation des eaux municipales (Environnement Canada 1983–1999), on ne s'attend pas à ce qu'il soit significatif.

Le tableau A3-45 illustre le pourcentage des eaux usées traitées par voie anaérobie (bassins de stabilisation) pour la période de 1983 à 2006. Le reste des eaux usées reçoit un traitement aérobie (traitement primaire et secondaire). On présume que les bassins de stabilisation des déchets (lagunes facultatives) sont anaérobies, puisqu'il s'agit de systèmes principalement anaérobies dont la couche supérieure aérobie revient à des conditions anaérobies au cours de la nuit (Rich 2005).

Tableau A3-45 : Pourcentage des eaux usées traitées par voie anaérobie (par province et territoire)

Année	Traitement des eaux usées (% anaérobie)											YN
	T.-N.-L.	Î.-P.-É.	N.-É.	N.-B.	QC	ON	MB	SK	AB	C.-B.	T.N.-O. et NU	
1983	2,4	18,6	16,8	37,2	10,2	2,1	10,9	22,6	20,8	9,0	46,4	100,0
1986	2,3	13,6	16,9	37,1	8,5	2,2	11,1	20,9	20,6	8,4	43,0	100,0
1989	3,8	11,2	9,6	41,5	13,0	3,1	11,2	19,7	13,4	8,8	83,7	100,0
1990	2,7	10,4	10,1	41,9	13,3	3,2	11,2	21,8	10,2	8,7	83,7	100,0
1991	12,9	15,8	4,8	32,5	10,1	2,7	10,1	21,2	12,5	9,6	95,6	100,0
1992	7,7	11,7	6,1	37,7	12,4	3,1	10,8	21,7	7,9	9,3	100,0	100,0
1993	7,6	10,0	5,0	37,7	12,7	3,2	10,8	21,5	6,1	9,4	100,0	100,0
1994	11,0	15,8	14,3	29,5	13,8	2,4	9,9	18,8	12,2	5,6	97,5	100,0
1995	5,4	10,7	6,8	35,6	13,3	3,1	10,5	20,8	5,8	7,8	100,0	100,0
1996	19,8	13,8	11,6	28,9	16,3	2,2	9,2	20,0	12,7	6,1	97,7	91,2
1997	19,7	11,2	7,2	34,2	14,3	3,0	10,1	20,5	5,2	7,0	97,9	97,7
1998	25,3	11,3	7,3	34,5	14,5	3,0	10,0	20,5	3,1	6,9	97,6	98,0
1999	40,0	12,3	13,4	39,1	18,3	2,2	11,0	17,6	11,6	5,8	97,7	90,4
2000	36,3	11,2	7,9	35,1	15,6	2,9	10,1	20,9	3,0	6,5	98,1	89,5
2001	39,2	11,2	8,1	35,2	15,9	3,0	10,0	21,5	1,8	6,4	98,6	86,0
2002	40,4	11,1	7,8	35,1	16,4	3,0	9,9	21,8	0,3	6,3	99,0	86,1
2003	40,9	10,9	7,6	35,0	16,8	3,0	9,9	21,9	0,0	6,2	99,3	91,0
2004	41,4	10,7	7,4	34,9	17,3	3,0	9,7	21,9	0,0	6,1	99,5	93,3
2005	42,9	10,6	7,6	35,0	17,7	3,1	9,7	22,2	0,0	5,9	99,5	94,4
2006	44,7	10,6	7,8	35,3	18,1	3,1	9,6	22,4	0,0	5,7	99,6	95,2

Traitement des eaux usées industrielles

Il n'existe à l'heure actuelle aucune estimation des émissions de ce sous-secteur. Toutefois, nous utiliserons la méthode suivante lorsque les données sur l'activité de ce sous-secteur deviendront disponibles.

Pour calculer les émissions de CH₄ dues au traitement des eaux usées industrielles, on adopte une approche descendante modifiée, inspirée des lignes directrices du GIEC et décrite à la figure 5.4 des recommandations du GIEC (GIEC 2000). Comme le CH₄ provenant des eaux usées industrielles ne fait actuellement pas partie des principales catégories de sources, on utilise la case 1 de l'arbre de décision illustré à la figure 5.4 comme méthode de calcul des émissions de CH₄ (GIEC 2000).

La valeur par défaut de 0,25 kg CH₄/kg demande chimique en oxygène (DCO) proposée par le GIEC est utilisée pour estimer les émissions de CH₄ attribuables au traitement des eaux usées industrielles (GIEC 2000). Le volume des eaux usées industrielles traitées est tiré d'enquêtes menées par Environnement Canada pour les années 1986, 1991 et 1996 (Environnement Canada,

1986, 1991, 1996a). Pour prévoir le volume des eaux usées industrielles traitées durant la période de 1997 à 2006, on applique une fonction de croissance aux valeurs de la Base de données sur l'utilisation des eaux pour 1986, 1991 et 1996. Cette méthode de prévision est compatible avec la méthode d'extrapolation de tendances du GIEC (GIEC 2000). Les années manquantes correspondantes pour la période de 1987 à 1996 sont estimées en ajustant une fonction polynomiale aux données d'Environnement Canada (1986, 1991, 1996a) ainsi qu'aux données prévisionnelles (1997–2006). Pour estimer les coefficients de la fonction polynomiale, on utilise une méthode de régression linéaire multiple. C'est une fonction polynomiale d'ordre 6 qui offre le meilleur ajustement. Le tableau A3-46 illustre les coefficients polynomiaux produits par la méthode de régression linéaire multiple pour chacun des groupes industriels.

Tableau A3-46 : Coefficients polynomiaux établis par régression linéaire multiple et utilisés pour estimer la quantité des eaux usées industrielles traitées pour 1987–1990 et 1992–1995

	C	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆
Aliments	5,05E+07	0	0	0	-4,75E-05	3,80E-08	-7,93E-12
Boissons	-4,11E+06	0	0	0	3,86E-06	-3,09E-09	6,43E-13
Produits du caoutchouc	1,02E+06	0	0	0	-9,58E-07	7,67E-10	-1,60E-13
Produits du plastique	2,50E+05	0	0	0	-2,35E-07	1,88E-10	-3,92E-14
Textiles (total)	-1,73E+07	0	0	0	1,64E-05	-1,31E-08	2,74E-12
Papier et produits connexes	-7,56E+07	0	0	0	7,17E-05	-5,76E-08	1,20E-11
Produits du pétrole et du charbon	-5,54E+06	0	0	0	5,23E-06	-4,19E-09	8,75E-13
Produits chimiques	1,54E+07	0	0	0	-1,46E-05	1,17E-08	-2,44E-12

Note : Les coefficients ayant été arrondis, il est possible qu'ils ne donnent pas un résultat total exact pour ce qui est du volume des eaux usées industrielles traitées.

Les quantités d'eaux usées industrielles traitées durant les années 1987–1990 et 1992–1995 se calculent à l'aide de l'équation suivante :

Équation A3-69 :

$$V_x = (C_6 \times X^6) + (C_5 \times X^5) + (C_4 \times X^4) + (C_3 \times X^3) + (C_2 \times X^2) + (C_1 \times X) + C$$

où :

- V_x = Volume des eaux usées traitées durant l'année x, (millions de mètres cubes)
- C_i = coefficient d'ordre i
- X = année d'intérêt

Le tableau A3-47 illustre la quantité d'eaux usées industrielles traitées par groupe d'industries pour la période de 1986 à 2006.

Tableau A3-47 : Volume d'eaux usées traitées par type d'industrie de 1986 à 2006

Année	Volume des eaux usées traitées (millions de mètres cubes)							
	Aliments	Boissons	Produits du caoutchouc	Produits du plastique	Textile (total)	Papier et produits connexes	Produits du pétrole et du charbon	Produits chimiques
1986	352	15	5	7	25	2 286	33	208
1987	295,3	20,1	4,2	6,7	36,2	2 287,0	36,7	199,0
1988	251,0	24,4	3,6	6,5	42,5	2 260,2	38,8	194,9
1989	214,6	28,0	3,2	6,3	46,6	2 226,3	40,2	192,8
1990	185,2	30,9	3,0	6,2	48,8	2 186,5	40,9	192,6
1991	147,5	33,9	2,3	6	58,3	2 214,3	44	183,9
1992	144,8	35,3	2,8	6,0	48,2	2 093,6	40,8	196,5
1993	132,3	36,8	2,8	5,9	46,1	2 042,8	40,0	200,2
1994	123,9	37,9	2,9	5,9	43,0	1 990,5	39,0	204,9
1995	118,9	38,7	3,1	5,9	39,2	1 938,0	37,7	210,1
1996	128,6	38,4	3,6	5,9	28,3	1 847,5	34,4	220,9
1997	125,1	39,4	3,9	5,9	24,5	1 781,8	32,7	229,1
1998	121,7	40,4	4,3	5,9	21,2	1 718,4	31,2	237,7
1999	118,4	41,4	4,7	5,8	18,3	1 657,3	29,7	246,6
2000	115,2	42,4	5,2	5,8	15,9	1 598,3	28,3	255,8
2001	112,1	43,5	5,6	5,8	13,7	1 541,5	26,9	265,3
2002	109,1	44,6	6,2	5,8	11,9	1 486,6	25,6	275,3
2003	106,1	45,7	6,7	5,8	10,3	1 433,7	24,4	285,5
2004	103,3	46,9	7,4	5,7	8,9	1 382,7	23,2	296,2
2005	100,5	48,1	8,1	5,7	7,7	1 333,6	22,1	307,3
2006	97,8	49,3	8,8	5,7	6,7	1 286,1	21,0	318,7

Les émissions de CH₄ se calculent en multipliant le volume des eaux usées traitées pour chaque type d'industrie par la valeur de demande chimique en oxygène (DCO) correspondante, suivie du coefficient d'émission par défaut de 0,25 kg CH₄/kg DCO (GIEC 2000) et de la fraction des eaux usées traitée par voie anaérobie. Avant 2006, selon les informations disponibles, aucune industrie importante ne procédait au traitement anaérobie de ses eaux usées (Hicke, communication personnelle 2006; Flynn, communication personnelle 2006). Toutefois, nous savons maintenant que de telles installations fonctionnaient en 2006, mais aucune information quantitative n'est actuellement disponible à ce sujet. On utilise les valeurs par défaut de la DCO proposées par le GIEC (GIEC 2000) dans la mesure du possible, soit lorsque les secteurs industriels du GIEC correspondent aux secteurs industriels inclus dans les enquêtes d'Environnement Canada. Les groupes industriels figurant au tableau A3-47 ont été choisis parmi l'ensemble des groupes à la source de déchets industriels mentionnés dans le rapport d'Environnement Canada (Environnement Canada 1986, 1991, 1996a) en raison de la disponibilité de valeurs de DCO pour un certain nombre de groupes industriels (GIEC 2000). Le tableau A3-48 présente les secteurs industriels inclus dans les enquêtes d'Environnement Canada (Environnement Canada, 1986, 1991 et 1996a) ainsi que les valeurs de DCO par défaut correspondantes choisies par le GIEC pour représenter les secteurs industriels (GIEC 2000).

Tableau A3-48 : Valeurs de DCO utilisées dans l'estimation des émissions de CH₄, par type d'industrie

Groupe industriel	Type d'industrie du GIEC	Composant organique dégradable du GIEC – DCO (g/L)
Aliments	Légumes, fruits et jus	5,0
Boissons	Boissons gazeuses	2,0
Produits du caoutchouc	Produits chimiques organiques	3,0
Produits du plastique	Plastiques et résines	3,7
Textiles primaires et produits textiles	Textiles (naturels)	0,9
Produits du bois	ND	ND
Papier et produits connexes	Pâtes et papiers (combinés)	9,0
Métaux de première fusion	ND	ND
Produits métalliques ouvrés	ND	ND
Matériel de transport	ND	ND
Produits minéraux non métalliques	ND	ND
Produits du pétrole et du charbon	Raffineries de pétrole	1,0
Produits chimiques	Produits chimiques organiques	3,0

Notes :

Sources : GIEC (2000), sauf le groupe Industriel qui provient d'Environnement Canada (1986, 1991, 1996a).

ND = Non disponible

Les émissions de CH₄ qui s'appliquent au traitement des eaux usées industrielles sont calculées à l'échelle nationale comme suit :

Équation A3-70 :

$$\text{CH}_4(\text{IndustryType}) = V_{(\text{IndustryType})} \times \text{DCO}_{(\text{IndustryType})} \times \text{CE}_{\text{CH}_4} \times \text{Frac}_{(\text{Anaerobic})}$$

where:

- CH₄(IndustryType) = émissions de CH₄ produites par type d'industrie, t/an
V_(IndustryType) = volume des eaux usées traitées, L/an
DCO_(IndustryType) = demande chimique en oxygène par type d'industrie, kg/L
CE_{CH₄} = coefficient d'émission de CH₄ : valeur par défaut du GIEC = 0,000 25 t CH₄/kg DCO
Frac_(Anaerobic) = fraction des eaux usées traitées par voie anaérobie

A3.5.2.2 Sources de données

Les pourcentages des eaux usées traitées par voie aérobie (traitement des eaux usées primaire et secondaire) et par voie anaérobie (traitement en bassin de stabilisation) sont tirés de la base de données sur l'utilisation des eaux municipales pour les années suivantes : 1983, 1986, 1989, 1991, 1994, 1996 et 1999 (Environnement Canada 1983-1999).

Le volume des eaux usées industrielles traitées provient d'enquêtes menées par Environnement Canada pour les années 1986, 1991 et 1996 (Environnement Canada 1986, 1991, 1996).

A3.5.3 Émissions de N₂O attribuables au traitement des eaux usées

A3.5.3.1 Méthodologie

Les émissions de N₂O attribuables au traitement des eaux usées municipales se calculent à l'aide de la méthode par défaut du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997). Cette méthode estime les émissions en prenant pour base la quantité d'azote présente dans les déchets et en présumant qu'une quantité de 0,01 kg N₂O-N/kg d'azote de déchets sera produite.

Pour estimer la quantité d'azote présente dans les déchets, on présume que les protéines renferment 16 % d'azote (GIEC/OCDE/AIE 1997). La consommation canadienne de protéines est tirée des statistiques sur l'alimentation publiées annuellement (Statistique Canada 2005, 2006a) et illustrées au tableau A3-49. Les données sont fournies pour les années 1991, 1996 et 2001 à 2006. Une application de régression linéaire multiple permet d'estimer les données des autres années à partir des données de Statistique Canada.

Tableau A3-49 : Consommation canadienne de protéines

Année	Consommation de protéines (g/personne/jour)
1990	70,53
1991 ^a	68,48
1992	71,26
1993	71,64
1994	72,02
1995	72,39
1996 ^a	71,22
1997	73,09
1998	73,40
1999	73,67
2000	73,91
2001 ^a	75,94
2002 ^a	75,44
2003 ^a	74,43
2004 ^a	75,10
2005 ^a	74,47
2006 ^b	72,34

Sources :

a. Statistique Canada (2005). Les données tiennent compte des pertes qui surviennent dans les points de vente au détail, dans les ménages, lors de la cuisson ou dans l'assiette.

b. Statistique Canada (2006a). Les données tiennent compte des pertes qui surviennent dans les points de vente au détail, dans les ménages, lors de la cuisson ou dans l'assiette.

Le coefficient d'émission du N₂O se calcule comme suit :

Équation A3-71 :

$$CE_{N_2O} = PC \times CE_{N_2O-N} \times \text{Frac}_{NPR} \times \frac{44}{28}$$

où :

CE _{N₂O}	=	coefficient d'émission, kg N ₂ O/personne/an
PC	=	absorption annuelle de protéines par habitant, kg/personne/an (Statistique Canada, 2005 et 2006a)
CE _{N₂O-N}	=	coefficient d'émission : valeur par défaut de 0,01 (0,002–0,12) kg N ₂ O-N/kg d'azote de déchets produit
Frac _{NPR}	=	fraction de l'azote présent dans les protéines : valeur par défaut = 0,16 kg N/kg de protéines
44/28	=	coefficient stoechiométrique utilisé pour convertir l'azote en N ₂ O

Les émissions sont calculées en multipliant le coefficient d'émission par la population de chaque province (Statistique Canada 2006b et 2007a) :

Équation A3-72 :

$$N_2O_s = CE_{N_2O} \times NR_{PEOPLE}$$

où :

N ₂ O _s	=	émissions de N ₂ O attribuables aux déchets humains, en kg N ₂ O-N/an
CE _{N₂O}	=	coefficient d'émission, kg N ₂ O/personne/an (équation A3-71)
NR _{PEOPLE}	=	coefficient d'émission, kg N ₂ O/personne/an

A3.5.3.2 Sources de données

Les données de la consommation canadienne de protéines sont tirées des statistiques sur l'alimentation publiées annuellement (Statistique Canada 2005 et 2006a).

Les données démographiques provinciales sont tirées de Statistique Canada (Statistique Canada 2006b, 2007a).

A3.5.4 Émissions de CO₂ attribuables à l'incinération des déchets municipaux

A3.5.4.1 Méthodologie

L'arbre de décision du GIEC, illustré à la figure 5.5 pour les émissions de CO₂ attribuables à l'incinération des déchets, définit ce qui constitue une bonne pratique dans l'adaptation des méthodes proposées par les recommandations du GIEC (GIEC 1997). Comme on ne dispose pas de données ventilées par pays sur la teneur en carbone, on choisira la case 2 de l'arbre de décision de la figure 5.5 (GIEC) comme méthode de calcul des émissions de CO₂.

Les trois étapes de la méthode mise au point pour estimer les émissions de CO₂ attribuables à l'incinération des déchets sont les suivantes :

Calcul de la quantité de déchets incinérés : La quantité de déchets incinérés chaque année est fondée sur deux sources principales. La quantité de DSM incinérés en 1992 a été estimée à partir d'une étude menée par la Direction générale des déchets dangereux d'Environnement Canada (Environnement Canada 1996b). Quant à la quantité de DSM incinérés durant les années 1999, 2000 et 2001, elle a été estimée à partir de l'étude intitulée « Municipal Solid Waste Incineration in Canada: An Update on Operations 1999–2001 » menée par A.J. Chandler & Associates Ltd. pour le compte d'Environnement Canada (Environnement Canada 2003b). Une équation polynomiale d'ajustement de courbe permet d'estimer la quantité de DSM incinérés de 1991 à 1998 à partir des valeurs fournies par A.J. Chandler & Associates Ltd. et Environnement Canada. Pour estimer les coefficients de la fonction polynomiale, on a recours à une application de régression linéaire multiple (outil pour une série statistique LINEST de Microsoft Excel). C'est une fonction polynomiale d'ordre 13 qui offre le meilleur ajustement. Cette méthode d'estimation (régression linéaire multiple) est compatible avec la méthode d'interpolation du GIEC (GIEC 2000). Pour estimer la quantité de DSM incinérés de 2002 à 2006, on effectue une extrapolation des tendances en utilisant les valeurs d'incinération des DSM d'A.J. Chandler & Associates Ltd. et d'Environnement Canada pour toutes les provinces visées à l'exception du Québec et de l'Ontario, où seule la première source est utilisée. En Ontario, une des usines d'incinération a fermé ses portes à la fin de 2001. La quantité de déchets incinérés dans cette province pour la période de 2002 à 2006 a donc été estimée en corrélant les valeurs d'incinération d'A.J. Chandler & Associates Ltd. pour 1999-2001 avec les données démographiques (Statistique Canada 2006b et 2007b) et en présumant que l'usine d'incinération de l'Ontario était fermée durant cette période.

Le tableau A3-50 illustre les valeurs estimées relativement à l'incinération des DSM pour la période de 1990 à 2006.

Tableau A3-50 : Estimation des DSM incinérés (par province) de 1990 à 2006

Année	DSM incinérés					
	T.-N.-L.	Î.-P.-É.	N.-É.	QC	ON	C.-B.
1990	0	32 000	76 500	619 522	258 700	239 752
1991	0	32 000	53 458	564 219	266 361	252 214
1992	35 500	29 800	56 700	541 100	277 000	257 500
1993	0	32 000	57 953	530 107	255 272	262 964
1994	0	32 000	57 564	508 308	251 779	265 179
1995	0	32 000	55 924	483 314	249 873	265 668
1996	0	32 000	53 421	455 098	249 719	264 723
1997	0	32 000	50 443	423 631	251 484	262 637
1998	0	32 000	47 385	388 882	255 337	259 705
1999	0	32 212	45 000	298 904	258 429	254 800
2000	0	33 000	42 000	303 887	270 811	256 400
2001	0	32 224	42 000	303 910	281 671	246 700
2002	0	32 687	41 965	307 941	165 943 ¹	251 783
2003	0	32 870	40 013	311 166	180 435 ¹	251 401
2004	0	33 122	38 606	314 743	194 675 ¹	250 937
2005	0	33 274	40 522	317 975	207 781 ¹	250 397
2006	0	33 199	41 436	321 466	220 410 ¹	249 823

Note :

1. Usine d'incinération de l'Ontario fermée à la fin de 2001.

Établissement des coefficients d'émission : Les coefficients provinciaux d'émission de CO₂ ont été mis au point à partir d'une étude menée par la Direction générale des déchets dangereux d'Environnement Canada (Environnement Canada 1996b). Ces coefficients sont fondés sur l'hypothèse que le carbone contenu dans les déchets subit une oxydation complète et se transforme entièrement en CO₂.

La ventilation par province des types de déchets incinérés en 1992 a été estimée par la Direction générale des déchets dangereux d'Environnement Canada (Environnement Canada 1996b). La quantité de déchets incinérés a été divisée en trois catégories : le papier, le plastique et les matières organiques. Conformément aux recommandations du GIEC, l'estimation des émissions tient compte uniquement des émissions de CO₂ qui résultent de l'incinération du carbone présent dans les déchets d'origine fossile (p. ex. les plastiques, certains textiles, le caoutchouc, les solvants liquides et les huiles usées) (GIEC 2000). Pour mettre au point un coefficient d'émission qui exclut les émissions résultant de l'incinération de la biomasse, il faut donc estimer la proportion de matière d'origine fossile dans les déchets. On obtient une ventilation estimative de la composition organique en calculant la moyenne des données de composition des déchets tirées de trois documents publiés (Environnement Canada 1994, 1995a, 1995b). Le tableau A3-51 illustre la ventilation de la composition organique ainsi obtenue.

Tableau A3-51 : Composition organique estimative des DSM

Composant	% des matières organiques totales
Déchets de jardin	41
Déchets alimentaires	31
Déchets ligneux	16
Textiles	10
Caoutchouc	2
Autres	0
Total des matières organiques	100

La quantité de carbone à base de combustibles fossiles disponible dans les déchets incinérés est déterminée à l'aide des valeurs caractéristiques de teneur en carbone en pourcentage du poids total. Les valeurs de quantité de carbone et de teneur en humidité sont tirées de Tchobanoglous et al. (1993) et de Peavy et al. (1985). Pour estimer la quantité de carbone par tonne de déchets, on soustrait la teneur en humidité de la masse des déchets d'origine fossile et on multiplie le résultat par la teneur en carbone du type de déchet. On détermine la portion des déchets organiques d'origine fossile en multipliant la quantité de déchets organiques par le pourcentage de la composition d'origine fossile, comme suit :

Équation A3-73 :

$$\text{WasteType}_{\text{Fossil-Origin}} = M_{\text{Total}} \times (1 - \% \text{Organic}_{\text{Comp}})$$

où :

- WasteType_{Fossil-Origin} = quantité de déchets à base de combustibles fossiles incinérés, t (données de 1992 d'Environnement Canada) (1996b)
- M_{Total} = quantité de déchets incinérés, t (données de 1992 provenant d'Environnement Canada)
- %Organic_{Comp} = pourcentage de composition organique par type de déchets (Environnement Canada 1994; Environnement Canada 1995a; Environnement Canada 1995b)

Pour convertir la quantité de carbone d'origine fossile en tonnes de CO₂ par tonne de déchets, on la multiplie par le rapport entre la masse moléculaire du CO₂ et celle du carbone. La dérivation du coefficient d'émission de CO₂ est illustrée dans les équations suivantes :

Équation A3-74 :

$$C_{\text{Avail}(y)} = (\text{WasteType}_{\text{Fossil-Origin}}) \times (1 - \% \text{Moisture}) \times \% C_{\text{WasteType}}$$

où :

$C_{\text{Avail}(y)}$	=	carbone disponible par type de déchets dans la province y, t
$\text{WasteType}_{\text{Fossil-Origin}}$	=	quantité de déchets à base de combustibles fossiles incinérés, t (données de 1992 d'Environnement Canada)
$\% \text{Moisture}$	=	pourcentage de la teneur en humidité par type de déchets (Tchobanoglous et al. 1993)
$\% C_{\text{WasteType}}$	=	pourcentage de carbone par type de déchets (poids sec) (Tchobanoglous et al. 1993)

Équation A3-75 :

$$CE_{\text{CO}_2-1992(y)} = \left(\frac{\sum C_{\text{Avail}(y)}}{M_{\text{Inc}(y)}} \right) \times \frac{44}{12}$$

où :

$CE_{\text{CO}_2-1992(y)}$	=	coefficient d'émission de CO ₂ provincial en 1992 pour l'incinération des déchets pour une province y, t CO ₂ /t de déchets incinérés
$C_{\text{Avail}(y)}$	=	carbone disponible par type de déchets dans la province y, t (Équation A-74)
$M_{\text{Inc}(y)}$	=	masse totale de déchets incinérés en 1992 dans la province y, t
44/12	=	coefficient stoechiométrique utilisé pour convertir le carbone en CO ₂ .

Calcul des émissions de CO₂ : Les émissions sont calculées à l'échelle provinciale en multipliant la quantité de déchets incinérés par les coefficients d'émission applicables.

Équation A3-76 :

$$\text{CO}_2(x) = CE_{\text{CO}_2-1992} \times (M_{\text{INC}(X)/\text{PROVINCE}})$$

où :

$\text{CO}_2(x)$	=	émissions de CO ₂ attribuables à l'incinération des déchets durant une année x, t/province par année
CE_{CO_2-1992}	=	coefficient d'émission de CO ₂ provincial en 1992 pour l'incinération des déchets, t CO ₂ /t de déchets incinérés
$M_{\text{Inc}(x)/\text{province}}$	=	masse de déchets incinérés par province dans une année x, t/an

A3.5.4.2 Sources de données

La quantité de DSM incinérés en 1992 a été estimée par la Direction des déchets dangereux d'Environnement Canada (Environnement Canada 1996b). Quant à la quantité de DSM incinérés

durant les années 1999, 2000 et 2001, elle a été estimée à partir d'une étude menée par A.J. Chandler & Associates Ltd. pour le compte d'Environnement Canada (Environnement Canada 2003c).

La quantité de carbone à base de combustibles fossiles disponible dans les déchets incinérés est déterminée à l'aide des constantes caractéristiques du carbone en pourcentage du poids total. Les constantes du carbone et la teneur en humidité proviennent de Tchobanoglous et al. (1993) et de Peavy et al. (1985).

A3.5.5 Émissions de N₂O attribuables à l'incinération des déchets

A3.5.5.1 Méthodologie

Incinération des déchets solides municipaux

Les émissions de N₂O attribuables à l'incinération des DSM sont estimées en présumant que les cinq coefficients relatifs aux incinérateurs déterminés par le GIEC sont les plus représentatifs. Le coefficient d'émission de N₂O moyen pour la gamme définie comme étant les valeurs par défaut pour les cinq incinérateurs de DSM est de 0,148 kg/t de déchets incinérés (GIEC/OCDE/AIE 1997). Pour estimer les émissions, on multiplie le coefficient ainsi calculé par la quantité de déchets incinérés dans chaque province. On détermine ensuite les valeurs des émissions nationales en faisant la somme de ces émissions pour l'ensemble des provinces.

Équation A3-77 :

$$N_2O_{MSW} = M_{MSW} \times CE_{N_2O-MSW}$$

où :

N_2O_{MSW}	=	émissions de N ₂ O attribuables à l'incinération des déchets solides municipaux, t/an
M_{MSW}	=	masse des déchets solides municipaux incinérés, t/an
CE_{N_2O-MSW}	=	coefficient d'émission de N ₂ O des DSM (0,148 kg N ₂ O/t DSM incinérés/1 000 kg/t)

Incinération des boues d'épuration

Les émissions de N₂O attribuables à l'incinération des boues d'épuration sont estimées à l'aide du coefficient d'émission par défaut du GIEC pour les lits fluidisés, soit 0,8 kg/t de boues d'épuration séchées incinérées (GIEC 2000). Pour estimer les émissions, on multiplie le coefficient ainsi calculé par la quantité de déchets incinérés dans chaque province. On détermine ensuite les valeurs des émissions nationales en faisant la somme de ces émissions pour l'ensemble des provinces.

Équation A3-78 :

$$N_2O_{SS} = M_{SS} \times CE_{N_2O-SS}$$

where:

N_2O_{SS}	=	émissions de N ₂ O attribuables à l'incinération des boues d'épuration, t/an
M_{SS}	=	masse des boues d'épuration séchées incinérées, t/an
CE_{N_2O-SS}	=	coefficient d'émission de N ₂ O des boues d'épuration (0,8 kg N ₂ O/t de boues sèches incinérées/1 000 kg/t)

A3.5.5.2 Sources de données

Les sources de données sur l'incinération des DSM sont énumérées à la section A3.5.4.2.

Les émissions de la quantité de solides séchés dans les boues d'épuration incinérées au cours des années 1990–1992 sont fondées sur une étude menée en 1994 (Fettes, communication personnelle 1994). Les données relatives aux années 1993–1996 ont été obtenues au moyen de sondages téléphoniques auprès d'installations qui incinèrent des boues d'épuration (Environnement Canada 1997). Les données relatives aux années 1997 et 1998 sont fondées sur une étude menée par Compass Environmental Inc. pour le compte d'Environnement Canada (Environnement Canada 1999). Les données sur les activités des années 1999, 2000 et 2001 proviennent d'une étude réalisée par A.J. Chandler & Associates Ltd. pour Environnement Canada (Environnement Canada 2003b).

A3.5.6 Émissions de CH₄ attribuables à l'incinération des déchets

A3.5.6.1 Méthodologie

Il est présumé que les émissions de CH₄ attribuables à l'incinération de DSM sont négligeables. Cependant, l'incinération des biosolides découlant du traitement des eaux usées municipales produit, elle, des émissions de CH₄. Le GIEC ne propose aucune méthode pour calculer les émissions de CH₄ résultant de l'incinération des déchets, mais recommande que les experts nationaux emploient des méthodes existantes ayant fait l'objet de publication (GIEC 2000).

Les émissions de CH₄ sont estimées en prenant pour base des coefficients d'émission publiés par l'EPA (1995). Les coefficients d'émission sont établis à 1,6 t/kt de solides séchés totaux pour les incinérateurs de déchets à lit fluidisé et à 3,2 t/kt de solides séchés pour les incinérateurs à soles étagées, ces deux types d'incinérateurs étant équipés d'épurateurs de type Venturi. On présume que tous les incinérateurs sont du type à lit fluidisé.

Les émissions de CH₄ attribuables à l'incinération des boues d'épuration sont fonction de la quantité de solides séchés incinérés. Pour calculer les émissions de CH₄, la quantité de solides séchés incinérés est multipliée par un coefficient d'émission approprié. Les émissions de la quantité de solides séchés dans les boues d'épuration incinérées au cours des années 1990–1992 sont fondées sur une étude menée en 1994 (Fettes, communication personnelle 1994). Les données relatives aux années 1993–1996 ont été obtenues au moyen de sondages téléphoniques auprès d'installations qui incinèrent des boues d'épuration (Environnement Canada 1997). Les données relatives aux années 1997 et 1998 sont fondées sur une étude menée par Compass Environmental Inc. pour le compte de EC (1999). Les données sur les activités des années 1999, 2000 et 2001 proviennent d'une étude réalisée par A.J. Chandler & Associates Ltd. pour Environnement Canada (2003b). Pour estimer la quantité de boues d'épuration incinérées de 2002 à 2006, on a effectué une analyse de régression linéaire à l'aide des valeurs d'incinération de DSM établies par A.J. Chandler & Associates Ltd. et Compass Environmental Inc.

Vu le nombre relativement restreint d'installations qui incinèrent des boues d'épuration au Canada, nous croyons que toutes les installations concernées ont été jointes et nous nous attendons à ce que les données sur les activités recueillies auprès des trois sources d'information soient complètes. Cela étant, la méthode que nous avons suivie pour estimer la quantité de boues d'épuration incinérées au cours des années de la série chronologique est uniforme.

Les estimations concernant l'incinération des boues d'épuration pour la période de 1990 à 2006 sont présentées au tableau A3-52.

Tableau A3-52 : Estimation de la quantité de boues d'épuration incinérées de 1990 à 2006

Année	Boues d'épuration incinérées (t, poids sec)				
	QC	ON	SK	AB	Total (Canada)
1990	49 200	222 795	1 840	0	273 835
1991	59 400	222 795	1 840	0	284 035
1992	79 800	222 795	1 840	0	304 435
1993	64 833	129 125	71	0	194 029
1994	100 181	93 072	59	0	193 311
1995	101 356	113 985	152	0	215 493
1996	93 276	112 697 ¹	70	0	206 043
1997	15 424	0	0	4 885	20 310
1998	18 341	0	0	4 951	23 292
1999	22 032	0	0	0	22 032
2000	24 651	0	0	0	24 651
2001	27 960	0	0	0	27 960
2002	31 096	0	0	0	31 096
2003	34 234	0	0	0	34 234
2004	37 373	0	0	0	37 373
2005	40 511	0	0	0	40 511
2006	43 649	0	0	0	43 649

Note :

1. On observe un changement radical de la quantité de boues d'épuration incinérées en Ontario entre 1996 et 1997. Cela est attribuable à deux projets pilotes qui ont été approuvés au milieu des années 1990 pour l'élimination de déchets non incinérables de boues d'épuration. Le premier projet consistait à épandre les boues d'épuration traitées sur les champs d'agriculteurs à l'extérieur de Toronto, et le second à transporter les boues d'épuration en vue de les épandre sur des résidus miniers. Les deux projets se sont toutefois heurtés à des difficultés, en raison de problèmes d'odeur et de la quantité considérable de déchets qu'il fallait épandre dans les champs. Entre 1996 et 2000, les boues de Toronto étaient stockées durant les périodes où il était impossible d'utiliser les déchets excédentaires pour les épandre sur des terres. En 2001, un nouveau contrat a débuté; il consistait à épandre les biosolides sur les champs d'agriculteurs de l'Ontario et à expédier les biosolides excédentaires à des décharges situées aux États-Unis.

Les émissions de CH₄ sont calculées comme suit :

Équation A3-79 :

$$\text{CH}_{4(s)} = S_{\text{Inc}} \times \text{CE}_{\text{CH}_4 - \text{FB}}$$

où :

CH _{4(s)}	=	émissions de CH ₄ attribuables à l'incinération de déchets, t/an
S _{Inc}	=	boues d'épuration séchées incinérées t/an
CE _{CH₄-FB}	=	coefficient d'émission de CH ₄ pour les incinérateurs à lit fluidisé : 1,6 t CH ₄ /kt de boues d'épuration incinérées/1 000 kg/t

A3.5.6.2 Sources de données

Les émissions de la quantité de solides séchés dans les boues d'épuration incinérées au cours des années 1990-1992 sont fondées sur une étude menée en 1994 (Fettes, communication personnelle 1994). Les données relatives aux années 1993-1996 ont été obtenues au moyen de sondages téléphoniques auprès d'installations qui incinèrent des boues d'épuration (Environnement Canada 1997). Les données relatives aux années 1997 et 1998 sont fondées sur une étude menée par

Compass Environmental Inc. pour le compte d'Environnement Canada (1999). Les données sur les activités des années 1999, 2000 et 2001 proviennent d'une étude réalisée par A.J. Chandler & Associates Ltd. pour Environnement Canada (2003b).

Références

A3.1, MÉTHODOLOGIE POUR LES ÉMISSIONS FUGITIVES ATTRIBUABLES À LA PRODUCTION, À LA TRANSFORMATION, AU TRANSPORT ET À LA DISTRIBUTION DE COMBUSTIBLES FOSSILES

AEUB. Alberta Energy and Utilities Board. EUB Provincial Surveillance and Compliance Summary 2006: ST99-2007. http://www.ercb.ca/docs/products/STs/st99_2007.pdf

AEUB. Alberta Energy and Utilities Board. *ST-43: Mineable Alberta Oil Sands Annual Statistics*. http://www.ercb.ca/portal/server.pt/gateway/PTARGS_0_0_308_0_0_43/http%3B/ercbContent/publishedcontent/publish/ercb_home/publications_catalogue/publications_available/serial_publications/st43.aspx

Association canadienne du gaz (ACG). 1997. 1995 Air Emissions Inventory of the Canadian Natural Gas Industry. Calgary (Alberta) : Radian International LLC.

AEUB. Alberta Energy and Utilities Board. 2006. Alberta Drilling Activity: Monthly Statistics. <http://www.ercb.ca/docs/products/STs/st59/st59-2006.pdf>

Association canadienne du gaz (ACG). 1997. 1995 Air Inventory of the Canadian Natural Gas Industry. Oil and Gas Production and Activity in British Columbia: Statistics and Resource Potential 1996-2006. http://www.em.gov.bc.ca/subwebs/oilandgas/pub/5839_OilnGas_Bro.pdf

Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board. 2006. Development Wells-Hibernia. Disponible en ligne : <http://www.cnlopb.nl.ca/>

Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board. 2006. *Development Wells-Terra Nova*. Disponible en ligne : <http://www.cnlopb.nl.ca/>

Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board. 2006. Development Wells-White Rose. Disponible en ligne : <http://www.cnlopb.nl.ca/>

CAPP. 1999. CH₄ and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry, Vol. 1 et 2. Préparé pour l'Association canadienne des producteurs pétroliers. Calgary (Alberta): Clearstone Engineering Ltd. Publication #1999-0010.

CAPP. 2005a. A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H₂S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry, Vol. 1-5. Calgary (Alberta) : Clearstone Engineering Ltd. Janvier. CAPP. 2005b. Extrapolation of the 2000 UOG Emission Inventory to 2001, 2002 and 2003. Calgary (Alberta) : Clearstone Engineering Ltd.

CAPP. 2006. An Inventory of GHGs, CACs, and H₂S Emissions by the Canadian Bitumen Industry: 1990 to 2003. Calgary (Alberta) : Clearstone Engineering Ltd.

- CAPP. 2007. Industry Facts and Information by Region and Province 2006. http://www.capp.ca/default.asp?V_DOC_ID=6 Environment Canada. 2007. Bitumen-Oil Sands Extrapolation Model – 3e version. Calgary (Alberta) : Clearstone Engineering Ltd.
- Hollingshead, B. 1990. Methane Emissions from Canadian Coal Operations: A Quantitative Estimate. Devon (Alberta) : Coal Mining Research Company. Rapport CI 8936.
- ICPP. 2004. Economic and Environmental Impacts of Removing Sulphur from Canadian Gasoline and Distillate Production. Calgary (Alberta) : Levelton Consultants Ltd. en collaboration avec Purvin & Gertz Inc. Août.
- King, B. 1994. Management of Methane Emissions from Coal Mines: Environmental, Engineering, Economic and Institutional Implications of Options. Rapport préparé pour Environnement Canada par Neill and Gunter Ltd.
- Manitoba Science, Technology, Energy and Mines. Manitoba Petroleum Statistics. <http://www.gov.mb.ca/iedm/petroleum/stats/index.html>
- Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique. Estimated Production of Canadian Crude Oil and Equivalent. <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmntn/sttstc/crdlndptrlmprdct/stmtdprctn-eng.html>
- Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada. Monthly Production and Disposition of Crude Oil at the Producer Level, Ending Month 12. <http://www.er.gov.sk.ca/adx/asp/adxGetMedia.aspx?DocID=3732,3620,3384,5460,2936,Documents&MediaID=19527&Filename=2006+Monthly+Production+and+Disposition+of+Crude+Oil.pdf>
- Production estimative de pétrole et d'équivalents au Canada. 2006-2007. 2006-2007 Annual Report. Disponible en ligne : <http://www.em.gov.bc.ca/subwebs/oilandgas/pub/oilgasstats2005.pdf?DN=4157,3087,2936,Documents>
- Statistique Canada. Base de données CANSIM, tableau 126-0001 : Approvisionnement et utilisation du pétrole brut, mensuel (mètres cubes). Disponible en ligne : <http://cansim2.statcan.ca/>
- Statistique Canada. Base de données CANSIM, tableau 131-0001 : Approvisionnements et utilisations du gaz naturel, mensuel (mètres cubes). <http://cansim2.statcan.ca/>
- Statistique Canada. Communication confidentielle avec Statistique Canada.
- Statistique Canada. Report on Energy Supply – Demand in Canada (rapport annuel). #57-003-XIB au catalogue.
- Statistique Canada. Statistiques du charbon et du coke, #45-002-XIB au catalogue.
- Statistique Canada. Transport et distribution du gaz naturel, #57-205-XIB au catalogue.

A3.2, MÉTHODOLOGIE POUR LES PROCÉDÉS INDUSTRIELS

Cheminfo Services. 2005. Improvements to Canada's Greenhouse Gas Emissions Inventory Related to Non-Energy Use of Hydrocarbon Products, Final Report, Markham (Ontario), Canada.

Cheminfo Services. 2006. Improvements and Updates to Certain Industrial Process and Solvent Use-Related Sections in Canada's Greenhouse Gas Inventory. Rapport final, Markham (Ontario), Canada.

GIEC. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Economic and Environmental Impacts of Removing Sulphur from Canadian Gasoline and Distillate Production.

GIEC/OCDE/AIE. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>

Jaques, A.P. 1992. Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990, Protection de l'environnement, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport SPE 5/AP/4.

Lowenheim, F.A., et M. Moran. 1980. (Faith, Keyes and Clark's) Industrial Chemicals, J. Wiley & Sons, New York, N.Y., États-Unis.

McCann, T.J. 2000. 1998 Fossil Fuel and Derivative Factors, préparé pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates.

Statistique Canada. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (rapport annuel), #57-003-XIB au catalogue.

Statistique Canada. Produits chimiques industriels et résines synthétiques, 1990–2005 (mensuel), no 46-002-XIF au catalogue.

A3.3, AGRICULTURE

AAFRD. 2001. Alberta Cow–Calf Audit, 1997/1998 Production Indicators and Management Practices over the Last 10 Years, Alberta Agriculture, Food and Rural Development, Edmonton (Alberta), Canada.

AAFRD and University of Alberta. 2003. Development of a Farm-Level Greenhouse Gas Assessment: Identification of Knowledge Gaps and Development of a Science Plan, Alberta Agriculture, Food and Rural Development and University of Alberta, Alberta Agricultural Research Institute (AARI), no de projet 2001J204.

Agriculture et Agroalimentaire Canada. 1990-2006. *Cédule de la revue du marché des bestiaux*. Disponible en ligne : http://www.agr.gc.ca/redmeat/almrcalendar_f.htm

- Agriculture et Agroalimentaire Canada. 2005a. L'industrie laitière canadienne en chiffres, Section des produits laitiers, Division des productions animales, Agriculture et Agroalimentaire Canada.
- Agriculture et Agroalimentaire Canada. 2005b. Statistiques sur l'amélioration des bovins laitiers, Section des produits laitiers, Division des productions animales, Agriculture et Agroalimentaire Canada.
- Agriculture, Alimentation et Initiatives rurales Manitoba. 2000. Manitoba Cattle on Feed 1999/2000, Market Analysis and Statistics Section, Program and Policy Analysis Branch, Manitoba Agriculture and Food.
- Arrouays, D., N. Saby, C. Walter, B. Lemerrier et C. Schvartz. 2006. Relationships between particle-size distribution and organic carbon in French arable topsoils. *Soil Use Manag.* 22:48-51.
- Boadi, D.A., K.H. Ominski, D.L. Fulawka et K.M. Wittenberg. 2004. Improving Estimates of Methane Emissions Associated with Enteric Fermentation of Cattle in Canada by Adopting an IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) Tier-2 Methodology, rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par le Département de zootechnie, Université du Manitoba, Winnipeg (Manitoba), Canada.
- Bouwman, A.F. 1996. Direct emission of nitrous oxide from agricultural soils, *Nutrient Cycling in Agroecosystems*, 46: 53-70.
- Bouwman, A.F., L.J.M. Boumans et N.H. Batjes. 2002. Emissions of N₂O and NO from fertilized fields: Summary of available data. *Global Biogeochem. Cycles* 16:doi:10.1029/2001GB001811.
- Campbell, C.A., R.P. Zentner, H.H. Janzen et K.E. Bowren. 1990. Crop Rotation Studies on the Canadian Prairie, Centre d'édition du gouvernement du Canada, Ottawa (Ontario), Canada.
- CANSIM. Système canadien d'information socio-économique [base de données dans Internet], Statistique Canada. [mis à jour quotidiennement; consulté le 10 janvier 2008]. Disponible en ligne : <http://cansim2.statcan.ca/>
- Chadwick, D.R., R.W. Sneath, V.R. Phillips et B.F. Pain. 1999. A UK inventory of nitrous oxide emissions from farmed livestock. *Atmos. Environ.* 33:3345-3354.
- Chang, C., et H.H. Janzen. 1996. Long-term fate of nitrogen from annual feedlot manure applications, *Journal of Environmental Quality*, 25: 785-790.
- Christensen, D.A., G. Steacy et W.L. Crowe. 1977. Nutritive value of whole crop cereal silages, *Canadian Journal of Animal Science*, 57: 803-805.
- Corre, M.D., C. van Kessel et D.J. Pennock. 1996. Landscape and seasonal patterns of nitrous oxide emissions in a semiarid region, *Soil Science Society of America Journal*, 60: 1806-1815.
- Corre, M.D., D.J. Pennock, C. Van Kessel et D.K. Elliott. 1999. Estimation of annual nitrous oxide emissions from a transitional grassland-forest region in Saskatchewan, Canada, *Biogeochemistry*, 44: 29-49.

CRAAQ. 1999. Chèvres laitières—Budget : production laitière, Centre de référence en agriculture et agroalimentaire du Québec, Agdex 435/821, Comité de références économiques en agriculture du Québec, Groupe GRÉAGRI inc.

da Sylva, A.P., et B.D. Kay. 1997. Estimating the least limiting water range of soils from properties and management. *Soil Science Society of America Journal* 61:877-883.

Decisioneering. 2000. Crystal Ball®, Decisioneering Inc., Denver, Colorado, États-Unis. Disponible en ligne : <http://www.crystalball.com>

Dobbie, K.E., I.P. McTaggart et K.A. Smith. 1999. Nitrous oxide emissions from intensive agricultural systems: Variations between crops and seasons, key driving variables and mean emission factors, *Journal of Geophysical Research*, 104: 26891–26899.

Environnement Canada. 2002. Normales climatiques au Canada—Précipitations. Disponible en ligne : http://www.climate.weatheroffice.ec.gc.ca/prods_servs/cdcd_iso_f.html?&&

EPA. 2004. National Emission Inventory—Ammonia Emissions from Animal Husbandry Operations, rapport provisoire, U.S. Environmental Protection Agency, Washington, D.C., États-Unis.

Flynn, H.C., J.O. Smith, K.A. Smith, J. Wright, P. Smith et J. Massheder. 2005. Climate- and crop-responsive emission factors significantly alter estimates of current and future nitrous oxide emissions from fertilizer use, *Global Change Biology*, 11: 1522–1536.

Freibauer, A. 2003. Regionalized inventory of biogenic greenhouse gas emissions from European agriculture. *Europ. J. Agron.* 19:135-160.

GIEC. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.htm/

GIEC. 2006. Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Volume 4 - Agriculture, foresterie et autres affectations des terres, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol4.htm>. Janzen, H.H., C.A. Campbell, E.G. Gregorich et B.H. Ellert. 1997

GIEC/OCDE/AIE. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>

Goss, M.J., et D. Goorahoo. 1995. Nitrate contamination of groundwater: measurement and prediction, *Fertilizer Research*, 42: 331–338.

Grant, R., et E. Pattey. 1999. Mathematical modeling of nitrous oxide emissions from an agricultural field during spring thaw. *Glob. Biogeochem. Cycles* 13: 679-694.

- Gregorich, E.G., P. Rochette, A.J. VandenBygaart et D.A. Angers. 2005. Greenhouse gas contributions of agricultural soils and potential mitigation practices in eastern Canada, *Soil & Tillage Research*, 76: 1–20.
- Hao, X., C. Chang, J.M. Carefoot, H.H. Janzen et B.H. Ellert. 2001. Nitrous oxide emissions from an irrigated soil as affected by fertilizer and straw management, *Nutrient Cycling in Agroecosystems*, 60: 1–8.
- Hashimoto, A.G., V.H. Varel et Y.R. Chen. 1981. Ultimate methane yield from beef cattle manure: effect of temperature, ration constituents, antibiotics and manure age, *Agricultural Wastes*, 3: 241–256.
- Hénault, C., X. Devis, S. Page, E. Justes, R. Reau et J.-C. Germon. 1998. Nitrous oxide emissions under different soil and land management conditions. *Biology and Fertility of Soils* 26:199-207.
- Hutchings, N.J., S.G. Sommer, J.M. Andersen et W.A.H. Asman. 2001. A detailed ammonia emission inventory for Denmark, *Atmospheric Environment*, 35: 1959–1968.
- Hybrid Turkeys. 2001. Hybrid Converter—Commercial Hens and Toms. Disponible en ligne : <http://www.hybridturkeys.com/Pages/converter.html>.
- Izaurrealde, R.C., R.L. Lemke, T.W. Goddard, B. McConkey et Z. Zhang. 2004. Nitrous oxide emissions from agricultural toposequences in Alberta and Saskatchewan, *Soil Science Society of America Journal*, 68: 1285–1294.
- Jambert, C., R. Delmas, D. Serça, L. Thouron, L. Labroue et L. Delprat. 1997. N₂O and CH₄ emissions from fertilized agricultural soils in southwest France, *Nutrient Cycling in Agroecosystems*, 48: 105–114.
- Janzen, H.H., K.A. Beauchemin, Y. Bruinsma, C.A. Campbell, R.L. Desjardins, B.H. Ellert et E.G. Smith. 2003. The fate of nitrogen in agroecosystems: an illustration using Canadian estimates, *Nutrient Cycling in Agroecosystems*, 67: 85–102.
- Kononoff, P.J., A.F. Mustafa, D.A. Christensen et J.J. McKinnon. 2000. Effects of barley silage particle length and effective fiber on yield and composition of milk from dairy cows, *Canadian Journal of Animal Science*, 80: 749–752.
- Kopp, J.C., K.M. Wittenberg et W.P. McCaughey. 2004. Management strategies to improve cow-calf productivity on meadow bromegrass pastures, *Canadian Journal of Animal Science*, 84(3): 529–535.
- Korol, M. 2003. Consommation, livraison et commerce des engrais au Canada 2002-2003, Unité des intrants agricoles commerciaux, Direction de la politique et des programmes de protection du revenu agricole, Agriculture et Agroalimentaire Canada.
- Lemke, R.L., R.C. Izaurrealde, M. Nyborg et E.D. Solberg. 1999. Tillage and N-source influence soil-emitted nitrous oxide in the Alberta Parkland Region, *Canadian Journal of Soil Science*, 79: 15–24.

- Liebig, M.A., J.A. Morgan, J.D. Reeder, B.H. Ellert, H.T. Gollany et G.E. Schuman. 2005. Greenhouse gas contributions and mitigation potential of agricultural practices in northwestern USA and western Canada, *Soil & Tillage Research*, 83: 25–52.
- MacMillan, R.A., et W.W. Pettapiece. 2000. Alberta Landforms: Quantitative Morphometric Descriptions and Classification of Typical Alberta Landforms, Semiarid Prairie Agricultural Research Centre, Research Branch, Agriculture and Agri-Food Canada, Swift Current, Saskatchewan, Canada, Technical Bulletin No. 2000-2E, 118 p.
- Marinier, M., K. Clark et C. Wagner-Riddle. 2004. Improving Estimates of Methane Emissions Associated with Animal Waste Management Systems in Canada by Adopting an IPCC Tier-2 Methodology, rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par le département des ressources terrestres de l'Université de Guelph, Guelph (Ontario), Canada.
- Minasny, B., A.B. McBratney et K.L. Bristow. 1999. Comparison of different approaches to the development of pedotransfer functions for water-retention curves. *Geoderma* 93:225-253.
- NRC. 1981. Nutrient Requirements of Goats, National Research Council, National Academy Press, Washington, D.C., États-Unis
- NRC. 1985. Nutrient Requirements of Sheep, 6th Revised Edition, National Research Council, National Academy Press, Washington, D.C., États-Unis
- NRC. 1989. Nutrient Requirements of Horses, 5th Revised Edition, National Research Council, National Academy Press, Washington, D.C., États-Unis
- NRC. 1998. Nutrient Requirements of Swine, 10th Revised Edition, National Research Council, National Academy Press, Washington, D.C., États-Unis
- NRC. 2001. Nutrient Requirements of Dairy Cattle, 7th Revised Edition, National Research Council, National Academy Press, Washington, D.C., États-Unis
- Nyborg, M., E.D. Solberg, R.C. Izaurralde, S.S. Malhi et M. Molina-Ayala. 1995. Influence of long-term tillage, straw and N fertilizer on barley yield, plant-N uptake and soil-N balance, *Soil & Tillage Research*, 36: 165–174.
- Okine, E.K., et G.W. Mathison. 1991. Effects of feed intake on particle distribution, passage of digesta, and extent of digestion in the gastrointestinal tract of cattle, *Journal of Animal Science*, 69: 3435–3445.
- Paul, J.W., et B.J. Zebarth. 1997. Denitrification and nitrate leaching during the fall and winter following dairy cattle slurry application, *Canadian Journal of Soil Science*, 77: 231–240.
- Pennock, D.J., et M.D. Corre. 2001. Development and application of landform segmentation procedures, *Soil & Tillage Research*, 58: 151–162.
- Petit, H.V., R.J. Dewhurst, J.G. Proulx, M. Khalid, W. Haresign et H. Twagiramungu. 2001. Milk production, milk composition, and reproductive function of dairy cows fed different fats, *Canadian Journal of Animal Science*, 81: 263–271.

- Rochette, P., et H.H. Janzen. 2005. Towards a revised coefficient for estimating N₂O from legumes, *Nutrient Cycling in Agroecosystems*, 73: 171–179.
- Rochette, P., D.E. Worth, R.L. Lemke, B.G. McConkey, D.J. Pennock, C. Wagner-Riddle et R.L. Desjardins. 2008. An IPCC Tier II methodology for estimating N₂O emissions from agricultural soils in Canada, *Canadian Journal of Soil Science* (sous presse).
- Rotz, C.A. 2004. Management to reduce nitrogen losses in animal production, *Journal of Animal Science*, 82(Suppl.): E119–E137.
- Safely, L.M., Jr., M.F. Casada, J.W. Woodbury et K.F. Roos. 1992. Global Methane Emissions from Livestock and Poultry Manure, Research Report, U.S. Environmental Protection Agency, Washington, D.C., États-Unis
- Small, J.A., et W.P. McCaughey. 1999. Beef cattle management in Manitoba, *Canadian Journal of Animal Science*, 79: 539–544.
- Statistique Canada. 2005. Profil agricole du Canada, 1991, Recensement de l’agriculture, #93-350 au catalogue.
- Statistique Canada. 2005. Profil agricole du Canada, 1996, Recensement de l’agriculture, #93-356 au catalogue.
- Statistique Canada. 2005. Profil Agricole du Canada, 2001, Recensement de l’agriculture, #95F0301XIF au catalogue.
- Statistique Canada. 2005. Field Crop Reporting Series, 1990-2006 (rapport annuel). #22-002 au catalogue.
- Statistique Canada. 2005. Certaines données chronologiques du Recensement de l’agriculture, #95-632-XWF au catalogue.
- Statistique Canada. 2005. Espèces alternatives de bétail sur les fermes au Canada. Années de recensement 1981, 1986, 1991, 1996, 2001 et 2006, #23-502-X au catalogue.
- Statistique Canada. 2005. Recensement du Canada de 1986 – Agriculture Canada, #96-102 au catalogue.
- Statistique Canada. 2005d. Série de rapports sur les grandes cultures, 1990–2005 (irrégulier), #22-002 au catalogue.
- Wagner-Riddle, C., A. Furon, N.L. McLaughlin, I. Lee, J. Barbeau, S. Jayasundara, G. Parkin, P. von Bertoldi et J. Warland. 2007. Intensive measurement of nitrous oxide emissions from a corn soybean wheat rotation under two contrasting management systems over 5 years. *Global Change Biol.* 13:1722-1736.
- Wagner-Riddle, C., et G.W. Thurtell. 1998. Nitrous oxide emissions from agricultural fields during winter and spring thaw as affected by management practices, *Nutrient Cycling in Agroecosystems*, 52: 151–163.

Western Canadian Dairy Herd Improvement Services. 2002. 2002 Herd Improvement Report, Edmonton (Alberta), Canada, 16 p.

Weston, R.H. 2002. Constraints on feed intake by grazing sheep, dans : M. Freer and H. Dove (éd.) *Sheep Nutrition*, CSIRO Publishing, Collingwood, Australie.

Yang, J.Y., R. De Jong, C.F. Drury, E. Huffman, V. Kirkwood et X.M. Yang. 2007. Development of a Canadian agricultural nitrogen model (CANB v2.0): simulation of the nitrogen indicators and integrated modeling for policy scenarios, *Canadian Journal of Soil Science*, 87: 153–165.

Zebarth, B.J., B. Hii, H. Liebscher, K. Chipperfield, J.W. Paul, G. Grove et S.Y. Szeto. 1998. Agricultural land use practices and nitrate contamination in the Abbotsford aquifer, Colombie-Britannique, Canada, *Agriculture, Ecosystems & Environment*, 69: 99–112.

A3.4, ATCATF

Administration du rétablissement agricole. 2000. Paysages agricoles des prairies, Administration du rétablissement agricole, Agriculture et Agroalimentaire Canada, Régina (Saskatchewan), Canada.

Anderson, H.G., et A.W. Bailey. 1980. Effects of annual burning on grassland in the aspen parkland of east-central Alberta, *Canadian Journal of Botany*, 58(8): 985–996.

Bai, Y., Z. Abouguendia et R.E. Redmann. 2001. Relationship between plant species diversity and grassland condition, *Journal of Range Management*, 54: 177–183.

Baron, V.S., E. Mapfumo, A.C. Dick, M.A. Naeth, E.K. Okine et D.S. Chanasyk. 2002. Grazing intensity impacts on pasture carbon and nitrogen flow, *Journal of Range Management*, 55(6): 535–541.

Bartelink, H.H. 1998. A model of dry matter partitioning in trees, *Tree Physiology*, 18(2): 91–101.

Biederbeck, V.O., C.A. Campbell et R.P. Zentner. 1984. Effect of crop rotation and fertilization on some biological properties of a loam in southwestern Saskatchewan, *Canadian Journal of Soil Science*, 64: 355–367.

Biondini, M.E., et L. Manske. 1996. Grazing frequency and ecosystem processes in a northern mixed prairie, USA, *Ecological Applications*, 6(1): 239–256.

Blain, D., E. Seed et M. Lindsay. 2007. Forest Land and Other Land Conversion to Wetlands (Reservoirs) Estimation and Reporting of CO₂ Emissions, rapport provisoire, Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada.

Bolinder, M.A. 2004. Contribution aux connaissances de la dynamique du C dans les systèmes sol-plante de l'est du Canada, Ph.D. Thèse, Université Laval, Ste-Foy (Québec), Canada.

Boudewyn, P., M.D. Gillis et A. Song (en cours d'examen). Methods to Produce Biomass Estimates for Canada's National Forest Inventory, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada.

- Bremer, E., H.H. Janzen et A.M. Johnston. 1994. Sensitivity of total, light fraction and mineralizable organic matter to management practices in a Lethbridge soil, *Canadian Journal of Soil Science*, 74: 131–138.
- Bruce, J.P., M. Frome, E. Haites, H. Janzen, R. Lal et K. Paustian. 1999. Carbon sequestration in soils, *Journal of Soil Water Conservation*, 54: 382–389.
- Butson, C., et R. Fraser. 2005. Mapping land cover change and terrestrial dynamics over northern Canada using multi-temporal Landsat imagery, dans : *Proceedings of MultiTemp 2005, The Third International Workshop on the Analysis of Multi-temporal Remote Sensing Images*, May 16–18, 2005, Biloxi, Mississippi, États-Unis, Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- Campbell, C.A., H.H. Janzen, K. Paustian, E.G. Gregorich, L. Sherrod, B.C. Liang et R.P. Zentner. 2005. Carbon storage in soils of the North American Great Plains: Effect of cropping frequency, *Agronomy Journal*, 97: 349–363.
- Campbell, C.A., B.G. McConkey, R.P. Zentner, R.P. Dyck, F. Selles et D. Curtin. 1995. Carbon sequestration in a Brown Chernozem as affected by tillage and rotation, *Canadian Journal of Soil Science*, 75: 449–458.
- Campbell, C.A., B.G. McConkey, R.P. Zentner, F. Selles et D. Curtin. 1996a. Long-term effects of tillage and crop rotations on soil organic C and total N in a clay soil in southwestern Saskatchewan, *Canadian Journal of Soil Science*, 76: 395–401.
- Campbell, C.A., B.G. McConkey, R.P. Zentner, F. Selles et D. Curtin. 1996b. Tillage and crop rotation effects on soil organic matter in a coarse-textured Typic Haploboroll in southwestern Saskatchewan, *Soil & Tillage Research*, 37: 3–14.
- Campbell, C.A., F. Selles, G.P. LaFond, B.G. McConkey et D. Hahn. 1998. Effect of crop management on C and N in long-term crop rotations after adopting no-tillage management: Comparison of soil sampling strategies, *Canadian Journal of Soil Science*, 78: 155–162.
- Campbell, C.A., R.P. Zentner, B.C. Liang, G. Roloff, E.G. Gregorich et B. Blomert. 2000. Organic C accumulation in soil over 30 years in semiarid southwestern Saskatchewan—Effect of crop rotations and fertilizers, *Canadian Journal of Soil Science*, 80: 179–192.
- CanFI. 1991. Inventaire forestier national du Canada, version 1994. Voir Low et al. (1994).
- CanFI. 2001. Inventaire forestier national du Canada. Disponible en ligne : <http://scf.rncan.gc.ca/soussite/canfi/home>. Voir aussi Power et al. (2006).
- Carter, M.R., H.T. Kunelius, J.B. Sanderson, J. Kimpinski, H.W. Platt et M.A. Bolinder. 2003. Trends in productivity parameters and soil health under long-term two-year potato rotations, *Soil & Tillage Research (Special Issue)*, 72: 153–168.
- Chen, W., D. Blain, J. Li, R. Fraser, Y. Zhang, S. Leblanc, K. Keohler, Y. Zhang, C. Butson, I. Olthof, J. Oraziotti, G. Girouard, J. Wang, G. Pavlic, M. McGovern et E.D. Seed. 2005. Estimation of Greenhouse Gas Removals/Emissions due to Land Use Changes over Canada's North during 1985–1990 and 1990–2000, Summary Report, présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada.

- Cleary, J. 2003. Greenhouse Gas Emissions from Peat Extraction in Canada: A Life Cycle Perspective, mémoire de maîtrise, Université McGill, Montréal (Québec), Canada, rapport C2GCR no 2003-1.
- Coleman, H.W., et J.W.G. Steele. 1999. Experimentation and Uncertainty Analysis for Engineers, John Wiley and Sons, New York, N.Y., États-Unis
- Conant, R.T., K. Paustian et E.T. Elliott. 2001. Grassland management and conversion into grassland: Effects on soil carbon, *Ecological Applications*, 11(2): 343–355.
- Dormaar, J.F., A.M. Johnston et S. Smoliak. 1977. Seasonal variation in chemical characteristics of soil organic matter of grazed and ungrazed mixed prairie and fescue grassland, *Journal of Range Management*, 30(3): 195–198.
- Duchemin, É. 2002. Canadian Reservoir Database / Répertoire des réservoirs canadiens (fichier informatique), Environnement Canada et DREXenvironnement (distributeur).
- Duchemin, É. 2006. Émissions de gaz provoquant l'effet de serre à partir des terres inondées au Canada, rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada.
- Frank, A.B. 2002. Carbon dioxide fluxes over a grazed prairie and seeded pasture in the Northern Great Plains, *Environmental Pollution*, 116: 397–403.
- Fraser, R., I. Olthof, G. Girouard, G. Pavlic, A. Clouston, D. Pouliot et W. Chen. 2005. Remote Sensing Based Estimate of Land Use Change Area in Canada's Arctic/Sub-Arctic, ébauche du rapport final présentée à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada.
- GIEC. 2003. Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gpplulucf/gpplulucf_languages.htm
- GIEC. 2006. Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Volume 4 - Agriculture, foresterie et autres affectations des terres, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Disponible en ligne : <http://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol4.htm>
- Gonzalez-Perez, J.A., F.J. Gonzalez-Vila, G. Almendros et H. Knicker. 2004. The effect of fire on soil organic matter—a review, *Environment International*, 30(6): 855–870.
- Hutchinson, J.J., P. Rochette, X. Vergé, D. Worth et R. Desjardins. 2007. Uncertainties in Methane and Nitrous Oxide Emissions Estimates from Canadian Agroecosystems Using Crystal Ball. Rapport préliminaire soumis à la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada par la Direction générale de la recherche, Agriculture and Agri-Food Canada.
- Janzen, H.H., C.A. Campbell, E.G. Gregorich et B.H. Ellert. 1997. Soil carbon dynamics in Canadian agroecosystems, dans : R. Lal, J.M. Kimble, R.F. Follett et B.A. Stewart (éd.) *Soil Processes and Carbon Cycles*, CRC Press, Boca Raton, Florida, États-Unis, p. 57–80.

- Janzen, H.H., C.A. Campbell, R.C. Izaurrealde, B.H. Ellert, N. Juma, W.B. McGill et R.P. Zentner. 1998. Management effects on soil C storage in the Canadian prairies, *Soil & Tillage Research*, 47: 181–195.
- Johnson, R.D., et E.S. Kasischke. 1998. Change vector analysis: a technique for the multispectral monitoring of land cover and condition, *International Journal of Remote Sensing*, 19: 411–426.
- Kurz, W.A. et al. (en préparation). Operational-Scale Carbon Budget Model of the Canadian Forest Sector (CBM-CFS3) Version 1.0: Scientific Description, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada.
- Kurz, W.A., M.J. Apps, T.M. Webb et P.J. McNamee. 1992. The Carbon Budget of the Canadian Forest Sector: Phase 1, Centre de foresterie du Nord, Forêts Canada, Edmonton (Alberta), Canada, rapport d'information NOR-X-326.
- Leckie, D.G., M.D. Gillis et M.A. Wulder. 2002. Deforestation estimation for Canada under the Kyoto Protocol: A design study, *Canadian Journal of Remote Sensing*, 28(5): 672–678.
- Leckie, D.G., M.D. Gillis et M.A. Wulder. 2002. Tinis. 2006. NIR 2006 Deforestation Area Estimation: Methods Summary. Rapport interne, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, Victoria (Colombie-Britannique), Canada. 13 p.
- Li, Z., W.A. Kurz, M.J. Apps et S.J. Beukema. 2003. Belowground biomass dynamics in the Carbon Budget Model of the Canadian Forest Sector: recent improvements and implications for the estimation of NPP and NEP, *Canadian Journal of Forest Research*, 33: 126–136.
- Liang, B.C., E.G. Gregorich et A.F. MacKenzie. 1996. Modelling the effects of inorganic and organic amendments on organic matter in a Quebec soil, *Soil Science*, 161: 109–114.
- Liebig, M.A., J.A. Morgan, J.D. Reeder, B.H. Ellert, H.T. Gollany et G.E. Schuman. 2005. Greenhouse gas contributions and mitigation potential of agricultural practices in northwestern USA and western Canada, *Soil & Tillage Research*, 83(1): 25–52.
- Litton, C.M., M.G. Ryan, D.B. Tinker et D.H. Knight. 2003. Belowground and aboveground biomass in young postfire lodgepole pine forests of contrasting tree density, *Canadian Journal of Forest Research*, 33(2): 351–363.
- Lynch, D.H., R.D.H. Cohen, A. Fredeen, G. Patterson et R.C. Martin. 2005. Management of Canadian prairie region grazed grasslands: Soil C sequestration, livestock productivity and profitability, *Canadian Journal of Soil Science*, 85(2): 183–192.
- Magnuson, J.L., D.M. Robertson, B.J. Benson, R.H. Wynne, D.M. Livingstone, T. Arai, T.A. Assel, R.G. Barry, V. Card, E. Kuusisto, N.G. Granin, T.D. Prowse, K.M. Stewart et V.S. Vuglinski. 2000. Historical trends in lake and river ice cover in the northern hemisphere, *Science*, 289: 1743–1746.
- Mailvaganam, S. 2002. 2001 Ontario Grape Vine Survey, ministère de l'Agriculture et de l'Alimentation de l'Ontario. Disponible en ligne : <http://www.omafra.gov.on.ca/english/stats/hort/grapevine01/ogvs01.html>

Marshall, I.B., et P. Shut. 1999. Cadre écologique national pour le Canada - Aperçu, préparé par Environnement Canada et Agriculture et Agroalimentaire Canada. Disponible en ligne : <http://sis.agr.gc.ca/siscan/nsdb/ecostrat/intro.html>

McConkey, B., D. Angers, M. Bentham, M. Boehm, T. Brierley, D. Cerkowniak, B.C. Liang, P. Collas, H. de Gooijer, R. Desjardins, S. Gameda, B. Grant, T. Huffman, J. Hutchinson, L. Hill, P. Krug, T. Martin, G. Patterson, P. Rochette, W. Smith, B. VandenBygaart, X. Vergé et D. Worth. 2007a. CanAG-MARS Methodology and Greenhouse Gas Estimates for Agricultural Land in the LULUCF Sector for NIR 2006. Rapport présenté à la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada par la Direction générale de la recherche, Agriculture et Agroalimentaire Canada, avril.

McConkey, B.G., B.C. Liang, C.A. Campbell, D. Curtin, A. Moulin, S.A. Brandt et G.P. Lafond. 2003. Crop rotation and tillage impact on carbon sequestration in Canadian prairie soils, *Soil & Tillage Research*, 74: 81–90.

McConkey, B.G., B. VandenByGaart, J. Hutchinson, T. Huffman et T. Martin. 2007b. Martin 2007b. Uncertainty Analysis for Carbon Change—Cropland Remaining Cropland. Rapport présenté à Environnement Canada par la Direction générale de la recherche, Agriculture et Agroalimentaire Canada

McCrae, T., C.A.S. Smith et L.J. Gregorich. 2000. L'agriculture écologiquement durable au Canada : rapport sur le Projet des indicateurs agroenvironnementaux. Agriculture et Agroalimentaire Canada, Ottawa (Ontario), Canada, Publication 2022/F.

McGovern, M. 2007. Reporting Zones – GHG Spatial Reporting Structure for Canada, Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada.

McKenney, D. 2005. Modélisation du climat à l'échelle régionale, nationale et internationale, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, Ottawa (Ontario), Canada. Disponible en ligne : <http://scf.rncan.gc.ca/soussite/cfagl-climat>

Monreal, C.M., R.P. Zentner et J.A. Robertson. 1997. An analysis of soil organic matter dynamics in relation to management, erosion and yield of wheat in long-term crop rotation plots, *Canadian Journal of Soil Science*, 77: 553–563.

Nendel, C., et K.C. Kersebaum. 2004. A simple model approach to simulate nitrogen dynamics in vineyard soils, *Ecological Modelling*, 177: 1–5.

Olthof, I., C. Butson et R. Fraser. 2005. Signature extension through space for northern landcover classification: a comparison of radiometric correction methods, *Remote Sensing of Environment*, 95: 290–302.

Paradine, D., D. Leckie et S. Tinis. 2004. Deforestation Interpretation Guide KP 3.7 V1.0, document interne, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, Victoria (Colombie-Britannique), Canada.

Parton, W.J., D.S. Schimel, C.V. Cole et D.S. Ojima. 1987. Analysis of factors controlling soil organic matter levels in Great Plains grasslands, *Soil Science Society of America Journal*, 51: 1173–1179.

Parton, W.J., J.W.B. Stewart et C.V. Cole. 1988. Dynamics of C, N, P and S in grassland soils: a model, *Biogeochemistry*, 5: 109–131.

Paul, K.I., P.J. Polglase, J.G. Nyakuengama et P.K. Khanna. 2002. Change in soil carbon following afforestation, *Forest Ecology and Management*, 168(1–3): 241–257.

Pennock, D.J., et A.H. Frick. 2001. The role of field studies in landscape-scale applications of process models: an example of soil redistribution and soil organic carbon modeling using CENTURY, *Soil & Tillage Research*, 58(3/4): 183–191.

Power, K., M.D. Gillis et P. Boudewyn. 2006. Inventaire forestier du Canada, 2001, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, Rapport d'information PFC-X-### (en cours d'examen).

Ressources naturelles Canada. 1974. Lacs-Glace de mer [carte], 1:35,000,000, dans : Atlas national du Canada, 4e édition. Disponible en ligne : http://atlas.nrcan.gc.ca/site/francais/maps/archives/4thedition/environment/water/013_14/archive/map_view?w=2&h=2&l=2&r=0&c=0

SCF. 2006a. Deforestation Monitoring Pilot Project Reports, rapport interne, Centre de foresterie du Pacifique, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, Victoria (Colombie-Britannique), Canada.

SCF. 2006b. NIR 2006 Deforestation Area Estimation: Records of Decision, rapport interne, Centre de foresterie du Pacifique, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, Victoria (Colombie-Britannique), Canada.

Schuman, G.E., H.H. Janzen et J.E. Herrick. 2002. Soil carbon dynamics and potential carbon sequestration by rangelands, *Environmental Pollution*, 116: 391–396.

Schuman, G.E., J.D. Reeder, J.T. Manley, R.H. Hart et W.A. Manley. 1999. Impact of grazing management on the carbon and nitrogen balance of a mixed-grass rangeland, *Ecological Applications*, 9: 65–71.

Smith, W.N., R.L. Desjardins et B. Grant. 2001. Estimated changes in soil carbon associated with agricultural practices in Canada, *Canadian Journal of Soil Science*, 81: 221–227.

Smith, W.N., R.L. Desjardins et E. Pattey. 2001. Pattey 2000. The net flux of carbon from agricultural soils in Canada 1970–2010, *Global Change Biology*, 6(5): 558–568.

Smith, W.N., P. Rochette, C. Monreal, R.L. Desjardins, E. Pattey et A. Jaques. 1997. The rate of carbon change in agricultural soils in Canada at the landscape level, *Canadian Journal of Soil Science*, 77: 219–229.

Smoliak, S. 1965. Effects of manure, straw and inorganic fertilizers on Northern Great Plains ranges, *Journal of Range Management*, 18: 11–14.

Statistique Canada. 1997a. Profil agricole du Canada, 1996, Recensement de l'agriculture, #93-356.

Statistique Canada. 1997b. Éconnexions : pour lier l'environnement et l'économie : indicateurs et statistiques détaillées 1997, Division des comptes nationaux et de l'environnement, Statistique Canada, Ottawa (Ontario), Canada, #16-200-XKF.

Statistique Canada. 2005. Profil agricole du Canada, 1991, Recensement de l'agriculture, #93-350.

Statistique Canada. 2005. Profil Agricole du Canada, 2001, recensement de l'agriculture, #95F0301XIF.

Stinson, G., T. White, W.A. Kurz et C. Dymond. 2006b. Delineating Canada's Managed Forest for NIR 2007, rapport interne, Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, Ottawa (Ontario), Canada.

Stinson, G., G. Zhang, G. Rampley, C. Dymond, T. White et W.A. Kurz. 2006a. Forest Inventory Rollback Tool for CBM-CFS3, rapport interne, Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, Ottawa (Ontario), Canada.

Tarnocai, C. 1997. The amount of organic carbon in various soil orders and ecological provinces in Canada, dans : R. Lal, J.M. Kimble, R.F. Follett et B.A. Stewart (éd.) *Soil Processes and the Carbon Cycle*, CRC Press, Boca Raton, Floride, États-Unis, p. 81–92.

VandenBygaart, A.J., E.G. Gregorich et D.A. Angers. 2003. Influence of agricultural management on soil organic carbon: A compendium and assessment of Canadian studies, *Canadian Journal of Soil Science*, 83: 363–380.

VandenBygaart, A.J., E.G. Gregorich et D.A. Angers. 2003. Martin. 2008. Soil carbon change factors for the Canadian agriculture national greenhouse gas inventory, *Canadian Journal of Soil Science* (en cours d'examen).

Voroney, R.P. et D.A. Angers. 1995. Analysis of the short-term effects of management on soil organic matter using the CENTURY model, dans : R. Lal, J. Kimble, E. Levine et B.A. Stewart (éd.) *Soil Management and the Greenhouse Effect*, Springer-Verlag, New York, N.Y., États-Unis, p. 113–120.

Waddington, J.M., D. Blain et E.D. Seed (en préparation). Practices of Peatland Management and Greenhouse Gas Emissions and Removals in Canada.

Waddington, J.M. et P. McNeil. 2002. Peat oxidation in an abandoned cutover peatland, *Canadian Journal of Soil Science*, 82: 279–286.

White, T. et W.A. Kurz. 2005. Afforestation on private land in Canada from 1990 to 2002 estimated from historical records, *The Forestry Chronicle*, 81(4): 491–497.

White, T., N. Luckai, G.R. Larocque, W.A. Kurz et C. Smyth. 2008. A practical Approach for Assessing the Sensitivity of the Carbon Budget Model of the Canadian Forest Sector (CBM-CFS3). *Ecological Modelling* (sous presse).

Wulder, M., M. Cranny, J. Dechka et J. White. 2004. An Illustrated Methodology for Land Cover Mapping of Forests with Landsat-7 ETM+ Data: Methods in Support of EOSD Land Cover,

Version 3, Centre de foresterie du Pacifique, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, Victoria (Colombie-Britannique), Canada, 35 p.

Xiao, C.W. et R. Ceulemans. 2004. Allometric relationships for below- and aboveground biomass of young Scots pines, *Forest Ecology and Management*, 203(1–3): 177–186.

A3.5, DÉCHETS

CRC Press. 1973. National Waste Composition (1967), Table 1.1-9: Summary of International Refuse Composition of the Handbook of Environmental Control, Volume II : Solid Waste; Table 1.1-10: Composition of Household Garbage and Table 1.1-28: Composition and Analysis of Average Municipal Refuse.

Environnement Canada. 1995a. Estimation des effets de diverses stratégies de gestion des déchets urbains sur les émissions de gaz à effet de serre : rapport sommaire, rapport SPE 2/AP/1.

Environnement Canada. 1995b. Le Programme d'analyse, d'échantillonnage, d'essais et d'évaluation des déchets (programme WASTE) : effet des caractéristiques du flux de déchets sur l'incinération des déchets solides urbains : devenir et comportement des métaux traces, vol. I, rapport SPE 3/HA/10.

Environnement Canada. 1999, 2007. L'utilisation de l'eau dans l'industrie canadienne, préparé par D. Scharf et al., Direction de l'économie environnementale, Environnement Canada.

Environnement Canada. 1999, 2007. Utilisation de l'eau par les municipalités – base de données. Disponible en ligne : http://www.ec.gc.ca/water/fr/manage/use/f_data.htm

Environnement Canada. 2003a. Inventory of Landfill Gas Recovery and Utilization in Canada, Bureau national de la prévention de la pollution, Environnement Canada.

Environnement Canada. 2003b. Municipal Solid Waste Incineration in Canada: An Update on Operations 1999–2001, préparé pour Environnement Canada par A.J. Chandler & Associates Ltd. en collaboration avec Compass Environmental Inc.

Environnement Canada. 2007. Options for Managing Emissions from Solid Waste Landfills, préparé par Hickling pour Environnement Canada en collaboration avec Emcon Associates.

Environnement Canada. 2007. Perspectives sur la gestion des déchets solides au Canada, vol. 1. Évaluation des aspects physiques, économiques et énergétiques de la gestion des déchets solides au Canada, rédigé par Resource Integration System Ltd.

Environnement Canada. 2007. Sondage téléphonique mené par Environnement Canada.

Environnement Canada. 2007. Municipal Solid Waste Incineration in Canada: An Update on Operations 1997–1998, Préparé pour Environnement Canada et le Groupe interministériel de recherche et d'exploitation énergétique par Compass Environmental Inc.

Environnement Canada. 2007. An Inventory of Landfill Gas Recovery and Utilization in Canada 2005, rapport non publié préparé par la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada avec le soutien de l'Université du Manitoba.

- EPA. 1995. *Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Vol. I—Stationary Point and Area Sources*, AP 42, 5th Edition, Chapter 2, Solid Waste Disposal, U.S Environmental Protection Agency. Disponible en ligne : <http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch02>.
- EPA. 2001. *Conventional and Emerging Technology Applications for Utilizing Landfill Gas*. U.S. Environmental Protection Agency.
- Fettes, W. 1994. communication personnelle entre Senes Consultants et Puitan Bennet, février.
- Flynn, F. 2006. Personal communication. Service de l'assainissement des eaux, Direction des politiques du secteur industriel, Ministère de l'Environnement du Québec.
- GIEC. 2000. *Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux*, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. *Economic and Environmental Impacts of Removing Sulphur from Canadian Gasoline and Distillate Production*.
- GIEC/OCDE/AIE. 1997. *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996*, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>.
- Hicke, K. 2006. communication personnelle (courriel daté du 8 mars 2006), agent de gestion de l'environnement, ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique.
- Jensen, E.F., et R. Pipatti. 2003. *Émissions de CH₄ provenant des sites de décharge de déchets solides*, février. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/5_Waste_FR.pdf.
- Levelton, B.H. 1991. *Inventory of Methane Emissions from Landfills in Canada*, rapport non publié préparé pour Environnement Canada par Levelton & Associates.
- Marshall, J. 2006. communication personnelle (février 2006), gestionnaire de l'Enquête sur l'industrie de la gestion des déchets : secteur des entreprises et des administrations publiques, 2002, Statistique Canada.
- Marshall, J. 2007. communication personnelle (courriel daté du 21 février 2006), gestionnaire de l'Enquête sur l'industrie de la gestion des déchets : secteur des entreprises et des administrations publiques, 2004, Statistique Canada.
- Maurice, C., et A. Lagerkvist. 2003. *LFG emission measurements in cold climatic conditions: seasonal variations and methane emissions mitigation*. *Cold Regions Science and Technology*, 36: 37–46.
- MWA Consultants Paprican. 1998. *Increased Use of Wood Residue for Energy: Potential Barriers to Implementation*, ébauche finale, préparée pour l'Association canadienne des producteurs pétroliers (document interne confidentiel).
- NCASI. 2003. *Calculation Tools for Estimating Greenhouse Gas Emissions from Wood Products Manufacturing Facilities*, National Council for Air and Stream Improvement, Inc.

NRCan. 2006. Analyse des possibilités de récupération des ressources au Canada et prévision des retombées sur les émissions de gaz à effet de serre, Ressources naturelles Canada. Mars 2006.

ORTECH Corporation. 1994. Inventory Methods Manual for Estimating Canadian Emissions of Greenhouse Gases, rapport non publié préparé pour la Direction générale des affaires réglementaires et de l'intégration des programmes, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport no 93-T61-P7013-FG.

Peavy, H.S., D.R. Rowe et G. Tchobanoglous. 1985. Environmental Engineering, McGraw Hill Book Company, New York, N.Y., États-Unis

Perkin, M.E. 1998. Communication personnelle (lettre datée de juillet 1998), Bureau national de la prévention de la pollution, Environnement Canada.

Pope, B. 2006. Communication personnelle (février 2006). Waste Management Analyst, ministère de l'Environnement de l'Ontario.

Pope, B. 2007 Communication personnelle (janvier 2006). Waste Management Analyst, ministère de l'Environnement de l'Ontario.

Rich, L.G. 2005. Technical Note Number 8, Facultative Lagoons: A Different Technology, Clemson University, Clemson, South Carolina, États-Unis Disponible en ligne: <http://www.ces.clemson.edu/ees/rich/technotes/technote8.htm>

[RNCan] Ressources naturelles Canada. 1997. National Wood Residue Data Base, Ressources naturelles Canada (imprimé de J. Roberts).

[RNCan] Ressources naturelles Canada. 1999. Canada's Wood Residues: A Profile of Current Surplus and Regional Concentrations, préparé pour la Table du secteur forestier du Processus national sur les changements climatiques du Canada par la Direction de l'industrie, de l'économie et des programmes, Service canadien des forêts, Ressources naturelles du Canada, mars.

[RNCan] Ressources naturelles Canada. 2005. Estimation de la production, de la consommation et des surplus de résidus de bois d'usines au Canada en 2004, rapport national préparé pour Ressources naturelles Canada par l'Association des produits forestiers du Canada.

Statistique Canada. 2000, 2003, 2004, 2007a. Enquête de l'industrie de la gestion des déchets : secteur des entreprises et des administrations publiques, Système de la comptabilité nationale, Statistique Canada. #16F0023XIF au catalogue.

Statistique Canada. 2005. Statistiques sur les aliments. #21-020-XIF au catalogue. Octobre 2006.

Statistique Canada. 2006a. Food Statistics #21-020-XIE au catalogue. Mai 2007

Statistique Canada. 2006b. Statistiques démographiques annuelles. #91-213-XIB au catalogue.

Statistique Canada. 2007b. Estimations démographiques annuelles : Canada, provinces et territoires. 2007, Révisé. #91-215-X au catalogue.

Tchobanoglous G, Theisen H, Vigil S. 1993. Integrated Solid Waste Management, Engineering Principles and Management Issues. New York (NY): McGraw Hill.

Thompson, S., et S. Tanapat. 2005. Waste management options for greenhouse gas reduction, *Journal of Environmental Informatics*, 6(1): 16–24.

Thompson, S., J. Sawyer, R.K. Bonam et S. Smith. 2006. Recommendations for Improving the Canadian Methane Generation Model for Landfills, Natural Resources Institute. Université du Manitoba, Winnipeg (Manitoba). Canada.

Thorneloe SA. 1993. Methane emissions originating from the anaerobic waste stabilization ponds case study: Izmir Wastewater Treatment System. *Chemosphere*. 26(1–4): 633–639.

Annexe 4 Comparaison entre la méthode sectorielle et la méthode de référence

La présente annexe traite de l'énergie et des résultats du calcul des émissions de CO₂ obtenus avec la méthode de référence (MR), et on y compare les résultats obtenus à ceux provenant de la méthode sectorielle (MS). Elle comprend aussi un résumé du bilan énergétique national, qui constitue la principale source de données pour les deux méthodes.

A4.1 Comparaison entre la méthode de référence et la méthode sectorielle

Les résultats de la MR ont été comparés à ceux obtenus par la MS dans le cadre d'une vérification de l'énergie consommée et des émissions de CO₂ provenant de la combustion des combustibles fossiles. La procédure a été effectuée sur toutes les années, de 1990 à 2006, et elle fait partie intégrante du rapport présenté à la CCNUCC.

Quand les résultats de la MR sont comparés directement avec ceux de la MS, on obtient un écart considérable étant donné que, dans la MS, le total des émissions et de l'énergie associées à la combustion de combustibles fossiles n'inclut pas le CO₂ provenant des utilisations non énergétiques des combustibles et des matières premières, tel que présenté au tableau A4-1. Quand on compare directement les résultats obtenus au moyen des deux méthodes, on constate un écart de 8,73 % à 10,38 % dans l'énergie et un écart de 6,65 % à 9,04 % dans les émissions.

Au Canada, on utilise de grandes quantités de combustibles fossiles comme matière première dans des procédés industriels comme la production d'aluminium, d'ammoniac et d'éthylène et la sidérurgie. Les émissions de ces procédés sont déclarées dans le secteur des procédés industriels, tandis que les émissions de CO₂ produites par les activités de torchage pour la production et la transformation pétrolière et gazière figurent dans les tableaux du CUPR des émissions fugitives du secteur du pétrole et du gaz naturel. En raison de ces écarts, la comparaison préétablie de l'énergie et des émissions utilisée ne convient pas pour le Canada, étant donné que les méthodes de référence et sectorielle ne comparent pas des sources d'émissions semblables. Cependant, cela peut être corrigé en excluant les émissions de sources autres que la combustion liées à l'énergie consommée en tant que matières premières et ses émissions correspondantes.

Lorsque l'on corrige la quantité d'énergie établie par la MR pour en exclure l'usage à des fins non énergétiques de combustibles fossiles, l'écart entre la MS et la MR ajustée varie de -3,64 % à -1,72 % alors que les émissions totales se situent entre -0,78% et 1,91%. On trouvera une comparaison des résultats obtenus avec la MR ajustée et la MS au tableau A4-1.

Tableau A4-1 : Comparaison entre la méthode de référence ajustée et la méthode sectorielle pour le Canada

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Comparaison globale de l'énergie																		
Valeur de la méthode de référence (PJ)	7 153	7 017	7 228	7 265	7 485	7 668	7 919	8 090	8 137	8 431	8 757	8 704	8 819	9 129	9 136	8 979	8 843	
Valeur de la méthode sectorielle (PJ)	6 508	6 368	6 605	6 614	6 834	6 996	7 192	7 326	7 441	7 699	8 054	7 919	8 085	8 369	8 281	8 191	8 011	
Pourcentage (%) de différence non rajusté	9,9	10,2	9,4	9,8	9,5	9,6	10,1	10,4	9,4	9,5	8,7	9,9	9,1	9,1	10,3	9,6	10,4	
Valeur de la méthode de référence rajustée, incluant l'utilisation à des fins non énergétiques de combustibles fossiles et de matières premières (PJ)	6 396	6 241	6 436	6 467	6 689	6 851	7 032	7 172	7 239	7 515	7 882	7 763	7 849	8 151	8 031	7 923	7 719	
Pourcentage (%) de différence rajusté - 100% x (MR-MS)/MS	-1,72	-1,99	-2,55	-2,22	-2,12	-2,11	-2,23	-2,11	-2,71	-2,39	-2,13	-1,97	-2,92	-2,60	-3,02	-3,27	-3,64	
Utilisation non énergétique de combustibles fossiles et de matières premières																		
Utilisation non énergétique de combustibles liquides (PJ)	427	403	416	415	418	433	494	525	500	510	504	540	571	576	680	665	706	
Utilisation non énergétique de combustibles solides (PJ)	125	139	140	138	134	138	137	132	135	142	148	141	139	142	146	152	156	
Utilisation non énergétique de combustibles gazeux (PJ)	207	233	235	244	244	246	256	261	263	263	222	260	260	259	279	239	262	
Comparaison globale des émissions																		
Valeur de la méthode de référence (Gg CO ₂)	449 657	440 528	451 014	449 888	462 114	474 046	487 992	501 100	505 120	521 837	544 990	539 843	541 618	564 399	560 527	550 564	535 763	
Valeur de la méthode sectorielle (Gg CO ₂)	414 038	403 996	417 476	414 504	427 105	438 375	449 779	460 795	467 677	483 888	506 429	500 623	507 836	527 403	522 635	515 686	501 499	
Pourcentage (%) de différence non rajusté	8,59	9,04	8,03	8,54	8,20	8,14	8,50	8,75	8,01	7,84	7,61	7,83	6,65	7,01	7,25	6,76	6,83	
Valeur de la méthode de référence rajustée, incluant l'utilisation à des fins non énergétiques et des matières premières (Gg CO ₂)	422 012	410 973	421 387	419 036	431 143	442 123	454 864	467 427	470 479	488 111	511 322	507 087	508 465	530 053	523 708	514 038	497 564	
Pourcentage de différence rajusté - 100 % x (MR-MS)/MS	1,91	1,73	0,94	1,09	0,95	0,85	1,13	1,44	0,60	0,87	0,97	1,29	0,12	0,50	0,21	-0,32	-0,78	
Emissions de dioxyde de carbone de l'utilisation non énergétique de combustibles fossiles et de matières premières																		
Liquide (Gg CO ₂)	8 636	8 434	8 579	9 307	9 505	10 069	11 092	11 740	12 772	11 129	11 241	11 427	12 402	12 951	14 664	14 465	15 588	
Solide (Gg CO ₂)	11 314	12 631	12 758	12 593	12 383	12 598	12 527	12 049	12 285	13 024	13 653	13 101	12 947	13 382	13 676	14 299	14 592	
Gazeux (Gg CO ₂)	7 695	8 490	8 290	8 951	9 083	9 256	9 509	9 884	9 584	9 573	8 774	8 228	7 805	8 013	8 478	7 762	8 020	
Détails particuliers sur les émissions de dioxyde de carbone provenant de l'utilisation non énergétique de combustibles fossiles et de matières premières																		
Combustibles liquides																		
Valeur de la méthode de référence (Gg CO ₂)	191 831	179 292	177 097	179 409	183 464	184 855	191 357	199 855	200 340	203 528	207 036	210 334	203 760	219 492	228 889	219 801	210 945	
Valeur de la méthode de référence rajustée, incluant l'utilisation à des fins non énergétiques et des matières premières (Gg CO ₂)	183 195	170 857	168 518	170 102	173 959	174 786	180 265	188 115	187 568	192 399	195 795	198 908	191 359	206 541	214 225	205 336	195 357	
Emissions de dioxyde de carbone de l'utilisation non énergétique de combustibles fossiles et de matières premières																		
Consommation non énergétique de éthane	1 194	1 194	1 194	1 238	1 269	1 195	1 195	1 283	1 187	1 218	1 278	1 816	1 965	1 903	2 498	2 739	2 828	
Consommation non énergétique de naphthes	165	174	159	125	97	72	78	95	74	72	130	82	65	66	60	44	41	
Consommation non énergétique de bitume	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Consommation non énergétique de lubrifiants	1 305	1 211	1 202	1 259	1 386	1 412	1 410	1 539	1 480	1 492	1 534	1 436	1 676	1 717	1 668	1 718	1 576	
Consommation non énergétique de matières premières pétrochimiques	1 879	1 751	1 914	1 896	1 809	2 164	2 278	2 252	2 270	2 412	2 255	2 100	2 287	2 196	2 549	1 910	2 303	
Consommation non énergétique d'autres produits	507	623	560	931	1 040	1 136	1 745	1 995	1 573	1 346	1 472	1 697	1 556	2 089	2 937	3 169	3 450	
Torchage lié à la production et à la transformation du pétrole (activités pétrolières et gazeuses confondues)	3 585	3 481	3 550	3 857	3 905	4 089	4 385	4 576	6 189	4 590	4 572	4 295	4 852	4 980	4 953	4 886	5 389	
Valeur de la méthode sectorielle (Gg CO ₂)	177 356	166 584	167 182	168 159	172 735	173 784	177 828	184 464	189 171	190 946	194 444	195 570	194 284	207 652	212 589	210 688	203 353	
Pourcentage de différence rajusté - 100 % x (MR-MS)/MS	3,29	2,57	0,80	1,16	0,92	0,58	1,37	1,98	-0,85	0,76	0,69	1,71	-1,51	-0,53	0,77	-2,54	-3,93	
Combustibles solides																		
Valeur de la méthode de référence (Gg CO ₂)	103 168	106 866	110 453	103 279	107 148	109 880	111 220	116 894	122 862	124 006	133 147	132 642	131 052	134 352	130 029	127 793	124 066	
Valeur de la méthode de référence rajustée, incluant l'utilisation à des fins non énergétiques et des matières premières (Gg CO ₂)	91 854	94 235	97 695	90 686	94 764	97 282	98 693	104 844	110 577	110 982	119 494	119 541	118 105	120 970	116 352	113 494	109 474	
Emissions de dioxyde de carbone de l'utilisation non énergétique de combustibles fossiles et de matières premières																		
Utilisation non énergétique d'antracite	173	132	172	198	197	232	278	278	274	257	273	187	149	163	158	153	141	
Utilisation non énergétique de bitumineux canadien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	464	211	
Utilisation non énergétique du coke (sidérurgie et autre)	8 056	9 273	9 219	8 882	8 194	8 522	8 308	8 107	8 317	8 514	8 521	7 928	7 771	7 705	7 877	7 694	8 409	
Utilisation non énergétique de bitumineux étranger	467	418	372	399	438	486	472	487	503	458	521	419	504	572	612	513	580	
Utilisation non énergétique de lignite	123	127	123	196	151	167	186	189	154	119	197	204	200	215	238	267	267	
Utilisation non énergétique du coke de pétrole	2 495	2 681	2 873	2 918	3 402	3 191	3 283	2 988	3 038	3 676	4 141	4 362	4 322	4 728	4 791	5 208	4 984	
Valeur de la méthode sectorielle (Gg CO ₂)	91 779	94 143	97 617	90 620	94 725	97 231	98 654	104 798	110 596	111 012	119 551	119 633	118 194	121 044	116 446	113 631	109 589	
Pourcentage de différence rajusté - 100 % x (MR-MS)/MS	0,08	0,10	0,08	0,07	0,04	0,05	0,04	0,04	-0,02	-0,03	-0,05	-0,08	-0,07	-0,06	-0,08	-0,12	-0,10	
Combustibles gazeux																		
Valeur de la méthode de référence (Gg CO ₂)	154 658	154 371	163 464	167 199	171 502	179 311	185 415	184 352	181 918	194 303	204 807	196 866	206 806	210 555	201 609	202 970	200 752	
Valeur de la méthode de référence rajustée, incluant l'utilisation à des fins non énergétiques et des matières premières (Gg CO ₂)	146 963	145 881	155 175	158 248	162 419	170 055	175 906	174 468	172 334	184 730	196 033	188 638	199 001	202 542	193 131	195 208	192 733	
Emissions de dioxyde de carbone de l'utilisation non énergétique de combustibles fossiles et de matières premières																		
Consommation non énergétique de gaz naturel	6 339	7 062	6 713	7 498	7 668	7 714	7 889	8 334	8 035	8 202	7 616	6 381	5 947	6 199	6 569	6 282	6 260	
Consommation non énergétique de butane	275	381	392	437	432	514	604	527	563	358	273	1 137	977	1 109	1 182	813	915	
Consommation non énergétique de propane	314	314	426	249	165	129	104	108	181	343	116	79	373	141	200	169	349	
Torchage lié aux activités de production et de transformation du gaz naturel	767	733	760	768	817	899	911	915	805	670	769	631	507	563	528	498	496	
Valeur de la méthode sectorielle (Gg CO ₂)	144 962	143 269	152 677	155 726	160 005	167 360	173 297	171 533	167 909	181 930	192 434	185 421	195 358	198 707	193 600	191 366	188 556	
Pourcentage de différence rajusté - 100 % x (MR-MS)/MS	1,38	1,82	1,64	1,62	1,51	1,61	1,51	1,71	2,64	1,54	1,87	1,74	1,87	1,93	-0,24	2,01	2,21	

A4.2 Méthodologie relative à la méthode de référence

La méthode de référence suit essentiellement la méthode dite de référence du GIEC et utilise les facteurs de conversion énergétique propres au pays (en pouvoir calorifique supérieur [PCS]/) et les coefficients d'émission. Au Canada, comme aux États-Unis, on se sert du PCS pour enregistrer la teneur énergétique des combustibles. Les quantités de combustibles tirées du BDEEC sont déclarées en unités physiques, sauf pour les soutes internationales. Une analyse des données sur les soutes internationales est présentée dans les sections suivantes : 3.4.1 Combustibles de soute internationaux, A2.4.2.3 Aviation civile interne et A2.4.2.4 Navigation interne. Pour les combustibles primaires (pétrole brut, charbon et gaz naturel), les données sur les changements des stocks ont été ajustées pour tenir compte des transferts entre les produits, de la variation des stocks et d'autres ajustements, et elles ont été transformées pour d'autres combustibles afin de déterminer la consommation apparente du combustible. Les données de changement des stocks de combustibles secondaires tiennent compte des importations, des exportations, des soutes internationales, des variations des stocks et d'autres ajustements.

Une fois la consommation apparente établie, on applique les facteurs de conversion énergétique et les coefficients d'émission de carbone propres au pays pour calculer la teneur en carbone et les émissions. Ces facteurs sont tirés de quatre sources : le rapport annuel de Statistique Canada sur l'offre et la demande d'énergie (BDEEC Catalogue #57-003), les documents *Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990* (Jaques 1992), *1998 Fossil Fuel and Derivative Factors* (McCann 2000) et Mesures Canada, une agence d'Industrie Canada. Pour la majorité des combustibles fossiles, les coefficients d'émission et les facteurs d'oxydation utilisés proviennent de McCann 2000, Jaques 1992 et des données implicites du GIEC.

Le tableau A4-2 présente les coefficients d'émission, les facteurs de conversion énergétique, la valeur d'oxydation et l'attribution des combustibles utilisés dans la MR. Les facteurs de conversion énergétique sont tirés directement du BDEEC, sauf pour le pétrole brut, le gaz naturel, le coke de pétrole et le gaz de distillation, dont les facteurs globaux ont été élaborés pour tenir compte de la quantité et de la variation de la teneur énergétique au point de consommation, comme pour l'utilisation commerciale ou l'utilisation à l'interne. Par exemple, il y a deux coefficients d'émission pour le gaz naturel, c'est-à-dire le gaz naturel marchand et non marchand, qui est consommé directement par les producteurs de gaz naturel.

Pour ajuster la MR afin qu'elle puisse être comparée à la MS, l'énergie associée à des utilisations non énergétiques de combustibles et de matières premières ainsi que le dioxyde de carbone émis correspondant doivent être calculés d'après les facteurs de stockage et les coefficients d'émission pour les processus industriels, tels que présentés à l'annexe 12 du Rapport d'inventaire national.

Tableau A4-2 : Approche de référence pour la conversion de l'énergie et des coefficients d'émission pour le Canada

Types de combustibles		Facteur de conversion énergétique, PCS			Coefficient d'émission de carbone, (t C/TJ PCS)		Facteurs d'oxydation (valeurs par défaut du GIEC)	Commentaires		
		Valeur 2006	Unité	Référence	Valeur 2006	Référence				
Fossile liquide	Combustibles primaires	Pétrole brut	38,52	TJ/ML	Voir les commentaires	19,8	Voir les commentaires	0,99	1) Valeurs énergétiques associées aux GPL (pour le butane et le propane), les gaz de distillation de raffinerie et le coke de pétrole étant placés dans la catégorie Fossile gazeux et solide. 2) Les facteurs de conversion énergétiques et coefficients d'émission pondérés sont basés sur des paramètres propres au pays pour les types de combustibles, la quantité de combustible consommée et la teneur en énergie ou en carbone du combustible liquide.	
		Orimulsion	SO	-	-	SO	-	0,99		
		Liquides de gaz naturel	17,22	TJ/ML	4	15,61	2	0,99		
	Combustibles secondaires	Essence	35	TJ/ML	4	18,02	2	0,99	1) Utilisation déclarée d'éthane du gaz naturel liquéfié. 2) L'utilisation de butane et de propane a été placée dans la catégorie Fossile gazeux.	
		Kérosène (avion à réaction)	37,4	TJ/ML	4	18,67	2	0,99	Utilisation de combustible pour moteur à réaction.	
		Kérosène (autres)	37,68	TJ/ML	4	18,53	2	0,99		
		Huile de schiste	SO	-	-	SO	-	-		
		Gaz-oil ou carburant diesel	38,3	TJ/ML	4	19,06	2	0,99	Utilisation de carburant diesel.	
		Mazout résiduaire	42,5	TJ/ML	4	20,28	2	0,99	Utilisation de mazout lourd.	
		GPL	IA	-	-	IA	-	-	Le propane et le butane des raffineries ont été placés dans la catégorie Fossile gazeux.	
		Éthane	17,22	TJ/ML	4	15,61	2	0,995	1) Utilisation d'éthane du GNL. 2) La totalité de l'éthane disponible est consommée comme matière première de procédés industriels.	
		Naphte	35,17	TJ/ML	4	19,33	3	0,99		
		Bitume	44,46	TJ/ML	4	21,11	3	0,99	Utilisation d'asphalte.	
		Lubrifiants	39,16	TJ/ML	4	19,66	3	0,99		
		Coke de pétrole	IA	-	-	AC	-	-	Placé dans la catégorie Fossile solide.	
		Matières premières pour raffineries	35,17	TJ/ML	4	19,33	3	0,99	Utilisation de matière première pétrochimique dans les procédés industriels.	
		Pétrole (autre)	38,8	TJ/ML	4	19,35	2	0,99	Utilisation de mazout léger.	
		Autres combustibles liquides	Essence aviation	33,52	TJ/ML	4	19,25	2	0,99	
			Autres matières premières	39,82	TJ/ML	4	19,84	3	0,99	
		Fossile solide	Combustibles primaires	Anthracite	27,7	TJ/kt	4	23,74	3	0,99
Charbon cokéifiable	28,83			TJ/kt	4	23,69	2	0,99		
Autre charbon bitumineux	26,5			TJ/kt	4	21,03	2	0,99	1) Utilisation de charbon bitumineux canadien. 2) Facteurs de conversion énergétiques et coefficients d'émission pondérés en raison de valeurs propres à la province pour le charbon bitumineux.	
Charbon subbitumineux	19,15			TJ/kt	4	25,31	2	0,99		
Lignite	15			TJ/kt	4	26,31	2	0,99		
Pyroschiste	SO			-	-	SO	-	-		
Tourbe	SO			-	-	SO	-	-		
Combustibles secondaires	BC et carburant breveté		SO	-	-	SO	-	-		
	Gaz de four à coke		IA	-	-	IA	-	-	Placé dans la catégorie Fossile gazeux.	
Autres combustibles solides	Coke de pétrole (raffineurs et valorisateurs)		34,59	TJ/ML	4	29,74	6	0,99	Coefficients d'émission pondérés propres au pays basés sur les coefficients d'émission disponibles pour le raffinage et la valorisation (des sables bitumineux au brut de synthèse).	
	Charbon bitumineux étranger		29,82	TJ/kt	4	22,05	2	0,99		
Fossile gazeux	Autres combustibles gazeux		Gaz naturel	38,26	TJ/GL	4	14,12	2	0,995	Coefficients d'émission pondérés propres au pays basés sur la proportion de gaz naturel commercialisable et non commercialisable.
			Propane	25,31	TJ/ML	4	16,35	2	0,995	Inclut la consommation de propane de GNL et de propane de GPL.
		Gaz de four à coke	19,14	TJ/ML	4	23,03	2	0,99		
		Butane	28,44	TJ/ML	4	16,67	2	0,995	Inclut la consommation de butane de GNL et de butane de GPL.	
		Gaz de distillation (raffineurs et valorisateurs)	38,97	TJ/ML	4	13,48	6	0,99	Coefficients d'émission pondérés propres au pays basés sur les coefficients d'émission disponibles pour le raffinage et la valorisation (des sables bitumineux au brut de synthèse).	
Biomasse	Biomasse solide	Biomasse solide	18	TJ/kt	4	28,41	7	0,99	1) Se compose de la consommation industrielle et résidentielle de biomasse. 2) Oxydation présumée de 99 %.	
		Biomasse liquide	14	TJ/kt	4	19	3	0,95	1) Se compose de la liqueur de pâte épuisée. 2) Oxydation présumée de 95 %.	
		Biomasse gazeux	29,37	TJ/1000m ³	1,5	16,36	1,5	0,99	1) Se compose de l'éthanol et du gaz d'enfouissement. 2) Oxydation présumée de 99 %.	

Références : (1) IPCC/OECD/IEA (1997); (2) McCann (2000); (3) Jaques (1992); (4) Statistique Canada, #57-003 (données 2003); (5) Chaleur de combustion, consulté le 12 avril 2006, à l'adresse : http://www.webmo.net/curriculum/heat_of_combustion/heat_of_combustion

SO = Sans objet; BC = briquettes de charbon; GNL = gaz naturel liquéfié; GPL = gas de pétrole liquéfié

A4.3 Bilan énergétique national

Statistique Canada, le bureau de la statistique du Canada, fournit à Environnement Canada une grande partie des données sur les activités afin que le Ministère puisse estimer les émissions de gaz à effet de serre pour les secteurs de l'énergie et des procédés industriels. La Division de la fabrication, de la construction et de l'énergie (DFCE) de Statistique Canada est responsable de la collecte, de la compilation et de la diffusion du bilan énergétique dans sa publication annuelle intitulée *Bulletin sur la disponibilité et écoulement de l'énergie au Canada* (BDEEC, Statistique Canada #57-003). Cette division a pour objectif de faire en sorte que l'information recueillie en vertu de la Loi sur la statistique et utilisée pour calculer le bilan énergétique respecte les critères suivants de qualité : exhaustivité, uniformité, cohérence et exactitude. Le système de gestion de la qualité du bilan énergétique inclut également un processus d'examen interne et externe. La DFCE a établi un cadre d'assurance de la qualité et ses rapports méthodologiques sont accessibles en consultant la base intégrée de métadonnées de Statistique Canada.

Le bilan énergétique comptabilise toutes les formes d'énergie disponibles au Canada à partir des activités d'importation et d'exportation et de la production et consommation à l'échelon national (on trouvera à la figure A4-1 un schéma de la circulation de l'énergie). Les données sur l'énergie et les combustibles fossiles sont recueillies au moyen de diverses méthodes comme des enquêtes annuelles ou mensuelles et certains relevés de l'industrie, des organismes fédéraux (comme l'Office national de l'énergie, l'agence albertaine Energy Resources Conservation Board (ERCB) et l'Alberta Utilities Commissions (AUC), anciennement l'Alberta Energy Utilities Board), des ministères provinciaux responsables de l'Énergie et du Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie (CIEEDAC). On trouvera à la figure A4-2 un exemple des données d'entrée sur l'énergie et les combustibles fossiles qui sont transmises à la DFCE et du type d'information fourni pour chaque source de données ou répondant. L'information sur le pétrole et le gaz naturel qui est transmise par l'agence ERCB est extrêmement précise, car elle est liée aux permis d'exploitation pétrolière et gazière et aux régimes de redevances fédéraux et provinciaux.

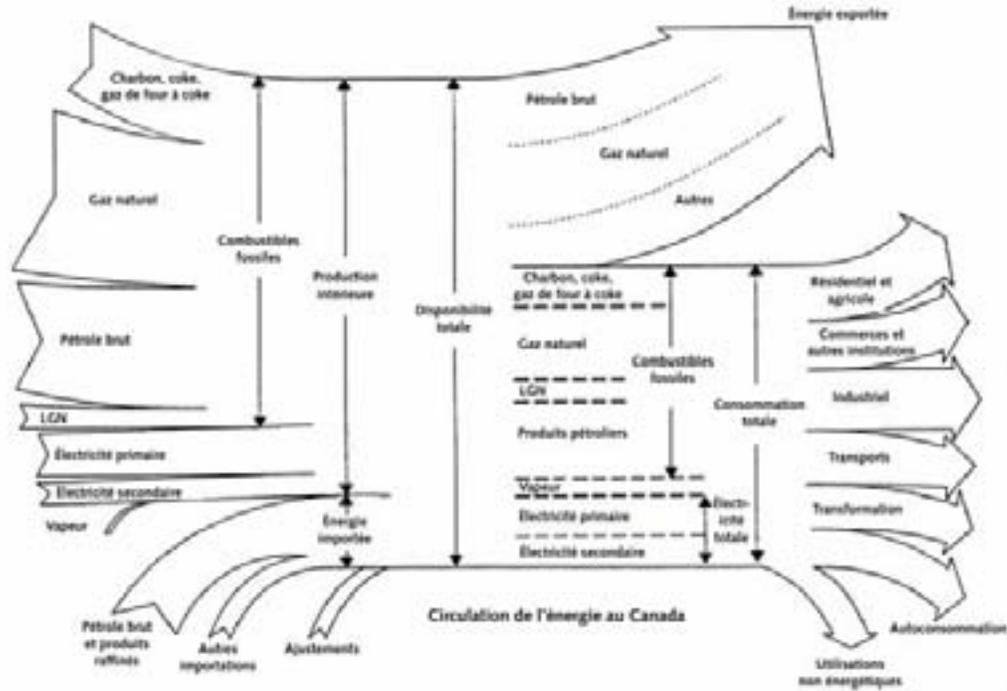


Figure A4- 1 : Schéma de circulation de l'énergie au Canada

Il existe aussi d'autres vérifications internes de la qualité des données recueillies auprès des ministères provinciaux de l'énergie et lors de diverses enquêtes réalisées sur la disponibilité, l'écoulement et la consommation. Par exemple, on compare la valeur des expéditions de pétrole brut déclarées par le producteur et les arrivages des compagnies de pipeline; l'information déclarée par celles-ci est ensuite comparée aux quantités reçues par les raffineries. La Division de la fabrication, de la construction et de l'énergie combine une méthode descendante basée sur les enquêtes sur la disponibilité et l'écoulement et une méthode ascendante basée sur l'enquête sur la consommation industrielle d'énergie pour vérifier la qualité des données du secteur manufacturier, y compris l'industrie du raffinage du pétrole. En outre, on recueille de l'information technique sur les caractéristiques énergétiques afin de vérifier les quantités de combustibles déclarées en unités physiques et énergétiques.

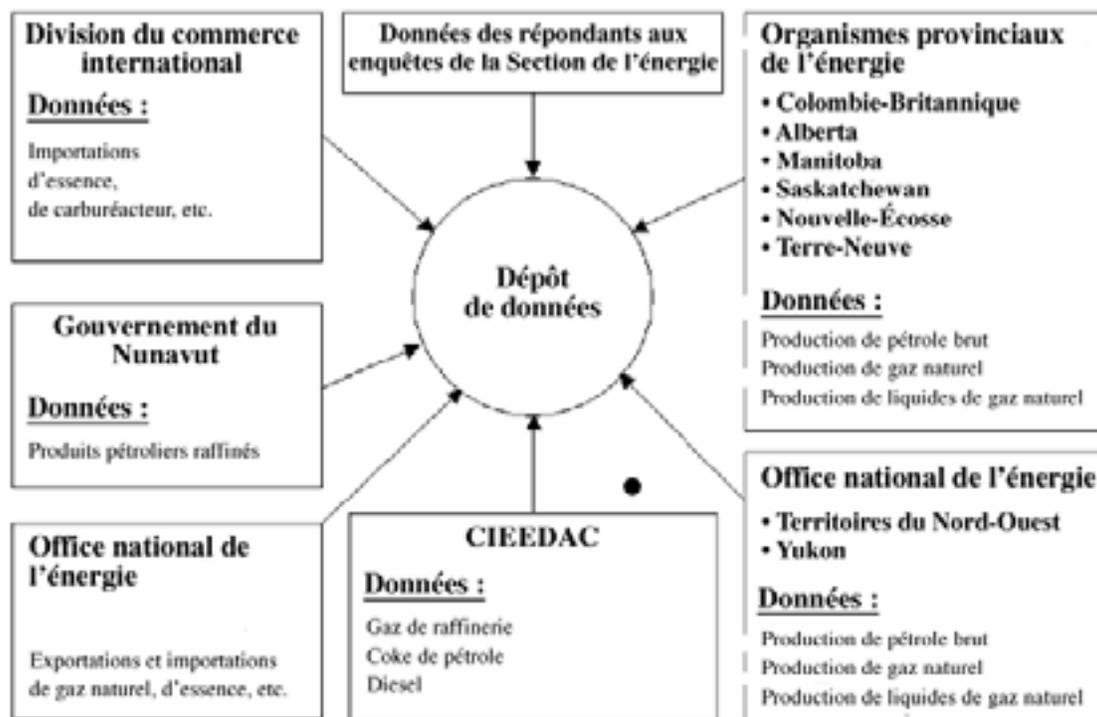


Figure A4-2 : Apports de données sur les combustibles fossiles et l'énergie

Le bilan énergétique est fait d'éléments d'information sur le pétrole brut, le gaz naturel, le charbon, les produits pétroliers raffinés, l'électricité, la vapeur, l'utilisation non énergétique des combustibles fossiles, les matières premières, et les autres formes d'énergie secondaire pour tous les secteurs industriels du Canada et d'autres utilisations de l'énergie comme les transports et les secteurs résidentiel et commercial.

Les données sur la consommation des produits énergétiques par l'industrie et le bilan énergétique sont utilisées par divers ministères fédéraux dans le cadre des programmes sur l'efficacité énergétique, pour la formulation de politiques, la rédaction des rapports soumis à l'Agence internationale de l'énergie, la prévision des émissions et de l'utilisation de l'énergie et les déclarations présentées à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. À cet effet, la DFCE a établi des partenariats avec divers ministères fédéraux, des ministères provinciaux de l'énergie, des associations industrielles et des centres d'excellence afin de contribuer à leurs processus d'assurance de la qualité.

Ainsi, un examen des « travaux en cours » a été mis sur pied avec Environnement Canada et Ressources naturelles Canada afin d'examiner les estimations relatives à la consommation d'énergie par l'industrie et le bilan énergétique avant leur publication officielle. Des représentants de l'industrie canadienne participent également à l'examen des données sur l'industrie au sein du groupe du Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne (PEEIC). Le Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie (CIEEDAC) prend part lui aussi à l'examen des données des raffineries et des statistiques sur l'énergie de l'industrie.

En raison de la complexité des données sur l'énergie, un groupe de travail sur les statistiques énergétiques a été constitué afin de fournir des conseils, une orientation et des recommandations. Ce groupe est formé de spécialistes de Statistique Canada, d'Environnement Canada et de Ressources naturelles Canada, et il est chargé de repérer et de traiter les problèmes liés à la collecte d'un ensemble complet de données sur l'énergie pour divers secteurs économiques et d'améliorer les statistiques actuelles sur l'énergie.

Références

[CIEEDAC] Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Centre. 2003. A Review of Energy Consumption in Canadian Oil Sands Operations, Heavy Oil Upgrading, 1990, 1994 to 2001. Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Centre, Simon Fraser University, Burnaby, Colombie-Britannique, Canada.

[CIEEDAC] Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Centre. 2006. A Review of Energy consumption in Canadian Oil Refineries, 1990, 1994 to 2004. Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Centre. Simon Fraser University, Burnaby, Colombie-Britannique, Canada.

[EPA] United States Environmental Protection Agency 1996. Compilation of Air Pollutant Emission Factors - Vol.I: Stationary Point and Area Sources, AP 42, 5th Edition, Supplement B, U.S. Environmental protection Agency. Washington DC, États-Unis.

GIEC/OCDE/AIE. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>.

Jaques, A.P. 1992. Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990, Protection de l'environnement, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport SPE 5/AP/4.

McCann, T.J. 2000. 1998 Fossil Fuel and Derivative Factors, rapport préparé pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates Ltd.

Statistique Canada. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (rapport annuel), #57-003-XIB.

Annexe 5 Évaluation de l'exhaustivité de l'inventaire

Même si le présent rapport d'inventaire sert à évaluer en détail les émissions et absorptions anthropiques de gaz à effet de serre (GES) au Canada, certaines catégories n'y ont pas été incluses ou ont été ajoutées à d'autres pour des raisons expliquées dans les tableaux du CUPR et dans la présente annexe.

A5.1 *Énergie*

Dans l'ensemble, le secteur de l'énergie de l'inventaire national présente une estimation complète de toutes les grandes sources. La liste suivante expose celles qui ne sont pas actuellement évaluées et pourraient exister dans leur sous-secteur particulier, mais qui ne modifient pas le caractère complet de l'inventaire parce que leurs contributions sont relativement faibles.

A5.1.1 Émissions produites par la combustion de combustibles résiduaire

Les émissions produites par les combustibles résiduaire brûlés à des fins énergétiques dans des installations industrielles ne sont pas incluses. Un examen des sources de données devrait être fait sous peu, et on prévoit que les combustibles résiduels seront inclus dans le futur. On trouvera au chapitre 9 des détails sur les améliorations prévues.

A5.1.2 Utilisation de combustibles - Transport

Faute de données fiables sur la consommation antérieure de biodiesel comme carburant au Canada, les émissions dues au biodiesel (1.A.3.e Autre moyen de transport) ne sont pas estimées, mais on prévoit qu'elles seront minimales. Le gouvernement canadien a récemment réglementé la teneur annuelle moyenne en carburant renouvelable de l'essence et du diesel. Il n'existe pas pour l'instant de procédure de suivi de la consommation canadienne de biocarburants dans le secteur des transports (même si, comme l'indique la section 3.4.2.3 du chapitre 3, on évalue les émissions issues de l'utilisation d'éthanol). En outre, toutes les émissions dues aux opérations multilatérales (1.C2) sont déclarées au sein de leur catégorie de sources civiles respective (aviation et navigation) en raison des restrictions imposées pour des raisons de sécurité à la désagrégation des données sur la consommation de carburant par le secteur militaire.

A5.2 *Procédés industriels*

Dans l'ensemble, le secteur des procédés industriels de l'inventaire national présente une évaluation détaillée de toutes les principales sources. Les sous-sections suivantes concernent des sources qui ne sont pas évaluées actuellement et qui pourraient constituer une source dans leur sous-secteur particulier. On présume cependant qu'elles sont faibles et n'affectent pas l'exhaustivité d'ensemble de l'inventaire des GES.

A5.2.1 Produits minéraux

Les émissions provenant du papier de couverture asphalté, de l'asphaltage des routes et de la production de verre (hormis celles qui touchent l'utilisation du calcaire et du carbonate de sodium dans ces procédés) ne sont pas évaluées et sont considérées comme négligeables. Au Canada, on a produit du carbonate de sodium jusqu'en 2001. Le procédé Solvay qui servait à fabriquer ce produit dégage une certaine quantité de CO₂, mais puisque celui-ci est également un composant nécessaire aux réactions, il est essentiellement récupéré et réutilisé. Par conséquent, la quantité de CO₂ récupéré est incluse dans l'inventaire de cette année pour les années 1990 à 2001, mais la quantité nette de CO₂ non récupéré (émis) issue de la fabrication de carbonate de sodium n'est pas évaluée et elle est considérée comme étant minime.

A5.2.2 Production chimique

Les émissions de N₂O associées à la production de produits chimiques autres que les acides nitrique et adipique ne sont pas évaluées. Ces produits peuvent constituer une source de N₂O, mais il faut mener des recherches plus poussées pour en évaluer la quantité.

De même, on manque de données pour évaluer les émissions de CH₄ produites par les procédés de fabrication chimiques au Canada, bien que l'on les considère comme négligeables.

Les émissions de CO₂ issues des procédés de fabrication d'acide adipique ne sont pas répertoriées (c.-à-d. évaluées) et sont considérées comme négligeables.

A5.2.3 Production de métal

Les processus d'émissions de CH₄ associées à la production de métaux ne sont pas évaluées et sont jugées négligeables.

A5.2.4 Production et consommation d'halocarbures et de SF₆

Puisqu'on ne dispose pas actuellement des données sur les PFC employés dans les aérosols, les émissions qui leur sont associées ne sont pas répertoriées (c.-à-d. estimées). Les émissions de HFC produites par les industries électroniques sont déclarées sous la catégorie 2.F.5 Solvants, et non sous 2.F.9 Autres (Émissions ponctuelles et fugitives de l'industrie électronique), dans le logiciel de déclaration du CUPR, car il est impossible ici de séparer la consommation de HFC comme solvants dans les industries électroniques des autres types d'usage de solvants. L'industrie électronique émet aussi certains PFC, qui sont également pris en compte dans la catégorie 2.F.9. Il est indiqué dans l'inventaire que les émissions de HFC et de PFC issues du matériel électrique ne sont pas estimées parce qu'il n'y aurait aucun usage connu de ces halocarbures pour l'isolation thermique et le trempage à l'arc dans le matériel employé par l'industrie électrique.

La mention NE (non estimées) est indiquée pour les émissions potentielles de SF₆ parce qu'il n'existe actuellement aucune information sur les exportations de SF₆ en gros et comme constituant de produits ni sur la destruction du SF₆.

A5.2.5 Autres procédés ou procédés indifférenciés

On estime les émissions de CO₂ issues de l'utilisation des hydrocarbures à des fins non énergétiques (FNE) à l'aide de deux types de coefficients d'émission. Le premier type a été élaboré en convertissant uniquement la teneur en carbone nationale pour les types de combustibles utilisés à des fins non énergétiques en coefficients d'émission de GES, alors que le second type a été obtenu en combinant la teneur en carbone nationale et la proportion de carbone stocké par défaut du GIEC. Les proportions de carbone stocké par défaut du GIEC tiennent compte de la libération de carbone due à l'utilisation ou à la destruction des produits fabriqués à court terme uniquement. Les émissions de CO₂ provenant de la combustion des combustibles résiduels provenant de l'utilisation des hydrocarbures à des FNE, doivent être mieux étudiées afin de comprendre dans quelle mesure les proportions de carbone stocké par défaut du GIEC représentent bien la quantité de carbone libéré par l'utilisation ou la destruction du produit à court terme (comparativement au long terme). Voir les commentaires à la section A5.1 à ce sujet.

A5.3 Utilisation des solvants et d'autres produits

Dans ce secteur, seules les émissions de N₂O associées à des utilisations comme anesthésique et agent propulseur sont évaluées. Les émissions issues de l'utilisation des solvants pour le nettoyage à sec, l'imprimerie, le dégraissage des pièces métalliques et diverses autres applications industrielles et domestiques ne sont pas estimées parce que, selon les *Lignes directrices pour les inventaires nationaux des gaz à effet de serre, version révisée de 1996* (GIEC/OCDE/AIE 1997), les quantités de GES provenant de ces utilisations ne sont pas importantes.

A5.4 Agriculture

Dans l'ensemble, le secteur de l'agriculture de l'inventaire national donne une estimation complète de toutes les principales sources. La liste suivante inclut les sources qui ne sont pas estimées actuellement. On estime qu'il s'agit de sources mineures.

A5.4.1 Fermentation entérique et gestion des fumiers

Certaines catégories mineures d'animaux plus petits, comme le cerf d'élevage, le sanglier, le wapiti, le lama, l'alpaca, le lièvre, l'autruche et les canards n'ont pas encore été incluses. On ne dispose pas de coefficients d'émission par défaut complets du GIEC ni de paramètres pour ces catégories, dont les populations sont relativement petites. Les mules et les ânes ne sont pas inclus dans l'inventaire, car on ne dispose d'aucune donnée sur leur activité.

A5.4.2 Combustion de résidus

La combustion de résidus est pratiquée dans une faible mesure au Canada et concerne surtout le lin. Cette catégorie est considérée comme une source mineure d'émissions. Agriculture et Agro-alimentaire Canada et Statistique Canada ont mené une Enquête sur la gestion agroenvironnementale (EGA) en 2001 (Korol 2004), et l'on a constaté que, cette année-là, 2,2 % des résidus de récoltes en superficie étaient brûlés, surtout au Manitoba et en Saskatchewan. Une opinion de spécialiste suggère qu'à l'échelle nationale, la combustion au champ des résidus de

récolte a baissé depuis le début des années 1990. Cependant, à cause de la rareté des données et de l'absence de mécanismes de collecte de données, on ne dispose d'aucune série chronologique.

A5.4.3 Riziculture

Les émissions de CH₄ provenant de la riziculture ne sont pas répertoriées car il n'y a pas de production au Canada.

A5.5 *Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie*

L'exhaustivité de l'inventaire de la catégorie ATCATF s'est considérablement accrue à la suite d'importantes améliorations méthodologiques qui ont été effectuées pour le rapport de 2006; on peut donc mieux évaluer les réservoirs de carbone et disposer de données sur les activités plus précises.

A5.5.1 Terres forestières

Les estimations relatives aux terres forestières sont fournies à la fois pour celles dont la vocation n'a pas changé et pour les terres converties en terres forestières. Ces estimations englobent les changements dans le stock de carbone et les émissions provenant de tous les réservoirs (biomasse, matière organique morte et sol) dans les forêts aménagées; ces changements sont causés par la croissance et la mortalité, les incendies et les insectes, ainsi que par les activités d'aménagement. Les émissions de CO₂, CH₄, CO et N₂O sont évaluées, contrairement à celles des NO_x. Le CO n'est dégagé que pendant la combustion de la biomasse; ces gaz sont répertoriés parmi les émissions de CO₂ dans les tableaux sur la combustion de la biomasse du CUPR. On tient pour acquis que les changements de la quantité de carbone stocké et les émissions déclarés pour les sols forestiers englobent les sols minéraux et organiques étant donné qu'on ne dispose pas directement de données propres aux sols organiques. Les émissions associées à la combustion des résidus d'exploitation ne sont actuellement pas comprises en raison du manque de sources de données fiables; elles sont considérées comme mineures. Des estimations concernant les incertitudes sont en cours de préparation.

A5.5.2 Terres cultivées

Les estimations pour les terres cultivées dont la vocation n'a pas changé englobent celles des sols et d'une partie de la biomasse. Les estimations pour les sols minéraux tiennent compte des grands changements d'aménagement des sols (diversité des cultures, travail du sol et jachère). D'autres pratiques comme l'irrigation, l'épandage de fumier et la fertilisation, qui ont également des effets positifs quoique peu marqués sur le carbone organique du sol (COS), ne sont pas comptabilisées. Les estimations actuelles pour les terres converties en terres cultivées comprennent les émissions de CO₂ provenant de tous les réservoirs, attribuables à la conversion des forêts et des prairies en terres cultivées. Les émissions autres que le CO₂ (CH₄, CO, N₂O) provenant de la combustion de la biomasse lors de la conversion des terres sont également déclarées; les émissions de NO_x n'ont pas été évaluées. Les émissions et absorptions de GES provenant de la conversion des terres humides et des zones de peuplement en terres cultivées ne l'ont pas été non plus en raison de l'insuffisance des données.

A5.5.3 Prairies

Les émissions et absorptions dues aux prairies dont la vocation n'a pas changé ne sont pas estimées. Selon les définitions des catégories de terres du secteur de l'ATCATF du Canada (se reporter au chapitre 7), les prairies excluent les pâturages bonifiés, qui sont comptabilisés dans la catégorie des terres cultivées. Le fait qu'il n'existe aucune donnée détaillée et complète sur les changements des modes de gestion des prairies qui permettrait d'utiliser la méthodologie du GIEC constitue un défi. De plus, rien n'indique s'il y a eu gain ou perte de carbone organique à la suite d'une activité humaine. En outre, selon les définitions, il n'y a pas de conversion des forêts et des terres cultivées en prairies. Les émissions provenant de la conversion de terres humides dans les prairies n'ont pas été évaluées.

A5.5.4 Terres humides

Les émissions de GES produites par les terres converties en terres inondées, les terres converties en tourbières (aménagées), ainsi que les tourbières (aménagées) dont la vocation n'a pas changé, ont été répertoriées, mais ne peuvent figurer séparément dans les tableaux du CUPR. Les émissions de CO₂ ont été estimées pour toutes les catégories; les estimations des autres gaz comme le CH₄, le CO et le N₂O associés à la combustion de la biomasse sont déclarées dans la catégorie des forêts converties en terres inondées. Les émissions de NO_x n'ont pas été évaluées. Les terres cultivées et les prairies converties en terres humides n'ont pas été estimées, mais les émissions des terres converties en terres inondées incluraient celles provenant de la submersion des terres humides et des prairies (tundra) non aménagées qui sont déclarées sous la catégorie « Autres terres converties en terres humides ». Des estimations concernant les incertitudes sont en cours de préparation.

A5.5.5 Peuplements humains

Les estimations actuelles applicables aux terres converties en zones de peuplement englobent la perte de forêt au profit de ces zones, ainsi que la conversion de la tundra en zones de peuplement dans le Nord canadien. Les émissions autres que le CO₂ (CH₄, CO et N₂O) ne sont déclarées que lorsque la combustion de la biomasse s'est produite pendant les activités de conversion. Les émissions de NO_x n'ont pas été évaluées. Il en est de même quant aux émissions et absorptions provenant de la conversion de terres cultivées, de pâturages agricoles, de terres humides et d'autres terres en zones de peuplement. Les estimations de CO₂ correspondant aux zones de peuplement dont la vocation n'a pas changé ne comprennent que la séquestration nette de carbone dans la biomasse aérienne des arbres de milieux urbains. Des estimations concernant les incertitudes sont en cours de préparation.

A5.6 Déchets

Cette catégorie est essentiellement complète, à l'exception des éléments suivants.

A5.6.1 Les décharges non gérées de déchets solides

Dans les précédentes présentations, la mention « sans objet » était utilisée pour qualifier les émissions provenant de décharges non gérées, car la majorité des grandes décharges sont des décharges gérées à écran d'étanchéité artificiel. Habituellement, même les petites communautés sont desservies par une décharge gérée puisque les règlements provinciaux exigent une certaine forme de gestion. On présume que les décharges non gérées sont peu profondes, c'est-à-dire qu'il y a biodégradation aérobie, et qu'on n'y dépose qu'une quantité relativement négligeable de déchets. Ainsi, leur contribution aux émissions serait négligeable comparativement à celles des décharges gérées. La présente méthode permet d'obtenir une estimation conservatrice, étant donné que l'on présume que tous les déchets enfouis sont placés dans des décharges gérées. Cependant, pour respecter le principe d'exhaustivité, on attribue la mention « non estimé » (NE) à cette source. Les données actuelles sur les décharges non gérées ne sont ni facilement disponibles ni fiables; en outre, les données historiques requises à leur égard sont inexistantes.

A5.6.2 Eaux usées domestiques et commerciales

Les émissions de N₂O provenant des eaux domestiques et commerciales sans déchets humains reçoivent la mention IA (inclus ailleurs) dans les tableaux du CUPR et sont déclarées dans le sous-secteur des eaux-vannes. On attribue la mention NE pour déclarer le CH₄ récupéré par l'épuration des eaux usées et inclus dans la sous-catégorie Eaux usées (sans déchets humains) du CUPR. On ne pense pas qu'il est possible de récupérer ce gaz lors du traitement, mais cela reste à confirmer. Les émissions de CH₄ et de N₂O de la sous-catégorie des boues portent la mention NE car on ne dispose pas pour l'instant de données permettant d'évaluer les quantités captées dans des sites particuliers. Il serait possible de récupérer une partie du méthane produit par les digesteurs anaérobies fermés, mais celle-ci n'a pas encore été quantifiée.

A5.6.3 Eaux usées industrielles

La confirmation de méthodes de traitement des eaux usées industrielles en vue de préparer le rapport d'inventaire national de 2007 a été obtenue directement auprès des associations industrielles et des fonctionnaires des gouvernements provinciaux. Il n'existe pas encore de mécanisme efficace de collecte des données pour cette source d'émissions. On a communiqué avec les ministères de l'Environnement de l'Ontario, du Québec et de la Colombie-Britannique, où se trouvent la plupart des installations visées. On nous a confirmé que, à l'exception peut-être d'un abattoir au Québec, les industries considérées comme les plus grandes consommatrices d'eau d'après les données sur l'eau de traitement, n'utilisaient pas le traitement anaérobie de leurs eaux usées. Ces industries sont les pâtes et papiers, les aliments et boissons, les produits du caoutchouc, les produits chimiques, les produits du pétrole, les textiles et le plastique. Étant donné que l'abattoir mentionné plus haut capte et brûle le CH₄ produit par la digestion anaérobie, on présume que les émissions de ce gaz sont négligeables à l'échelle nationale, de sorte que la mention Inexistantes a été utilisée. Nous savons que quelques installations récentes de traitement anaérobie étaient en opération en 2006; cependant, leurs émissions n'ont pas été quantifiées en raison du manque de données sur l'activité. Par conséquent, la mention a été changée pour NE. Cette mention est aussi utilisée pour le CH₄ et le N₂O des boues des eaux usées industrielles. On étudie actuellement divers mécanismes permettant d'assurer une collecte plus complète des données sur les activités et d'aider à formuler une méthodologie plus précise d'estimation des

émissions imputables à ce sous-secteur pour les prochains inventaires. Cependant, pour des raisons de confidentialité, on prévoit que ces données ne seront pas facilement accessibles.

A5.6.4 Incinération des déchets

Les émissions de CH₄ provenant de l'incinération des résidus urbains sont considérées comme négligeables et n'ont pas été évaluées. Environ moins de cinq pour cent de tous les déchets urbains sont incinérés au Canada. On ne pense donc pas que les émissions de CH₄ issues de cette source contribuent de façon importante à l'inventaire national et elles sont donc déclarées avec la mention NE. Nous prévoyons être en mesure de quantifier ces émissions ou au moins de pouvoir confirmer qu'elles sont négligeables en effectuant des études pour améliorer la collecte des données sur les activités à l'échelon des installations et en établissant des facteurs d'émission fiables pour cette source, qui sont inexistantes pour le moment.

Références

[GIEC] Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2003. Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre.. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gpplulucf/gpplulucf_languages.htm.

[GIEC/OCDE/AIE. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996.] Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>.

Korol, M. 2004. Enquête sur la gestion agroenvironnementale des fermes au Canada, La gestion des engrais et des pesticides au Canada, vol. 1, n° 3, Statistique Canada.

Annexe 6 Assurance et contrôle de la qualité

Les procédures d'AQ/CQ font partie intégrante des processus de production et de présentation de l'inventaire. Elles permettent de faire en sorte que le Canada puisse respecter les exigences de la CCNUCC en matière de transparence, d'uniformité, de comparabilité, d'exhaustivité et de précision. Le gouvernement du Canada s'est engagé à améliorer les données et les méthodes en collaboration avec l'industrie, les provinces et territoires, le milieu universitaire et la communauté internationale afin de produire un inventaire crédible et valable qui satisfasse à ses obligations internationales.

On a nommé en 2006 un coordonnateur d'AQ/CQ afin d'assurer la formulation et la mise en œuvre complètes du système canadien de contrôle de la qualité. Alors que l'examen et la révision du système de gestion de la qualité, y compris la révision du plan d'AQ/CQ, était un grand projet en 2006, on a mis principalement l'accent en 2007 sur la mise en œuvre de ce plan. Celle-ci était axée sur la transition à partir d'une approche officieuse d'AQ/CQ vers une approche officiellement définie et constante dans l'ensemble des secteurs. De plus, on a mis sur pied en 2006 un comité d'établissement des priorités et de planification, qui a, au cours de l'année d'inventaire actuelle, centralisé la prise de décision sur l'inventaire, en particulier sur les approches liées à l'AQ et aux améliorations prévues.

A6.1 Caractéristiques du plan d'AQ/CQ de l'inventaire national

Le plan constitue une démarche intégrée pour gérer la qualité de l'inventaire et viser une amélioration continue des estimations des émissions et des absorptions. Il est conçu pour permettre l'application des procédures d'AQ/CQ tout au long du processus d'élaboration de l'inventaire, de la collecte des données initiales à la publication en passant par le calcul des estimations des émissions et des absorptions. Des mises à jour mineures ont été apportées au plan en 2007, y compris des révisions visant à faire en sorte que le plan d'AQ/CQ soit complémentaire des nouvelles lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre (GIEC 2006).

Le plan intègre des mécanismes d'amélioration continue qui incluent, sans toutefois s'y limiter, des procédures d'intégration des leçons acquises dans le cycle de production de l'inventaire, l'utilisation de méthodes d'AQ/CQ et d'autres outils afin d'identifier et de prioriser les améliorations ainsi que des processus qui assurent l'intégration des améliorations cernées aux procédures d'exploitation.

Le plan comprend également un calendrier de mise en œuvre pluriannuelle, qui permet de soumettre à un contrôle de la qualité de niveau 1 toutes les catégories clés (et les catégories où d'importants changements méthodologiques ont été effectués) d'une année de rapport. Certaines activités de CQ, d'AQ et de vérification de niveau 2 seront réalisées chaque année, selon un calendrier pluriannuel, afin de fournir des évaluations de la qualité plus complètes pour l'ensemble de l'inventaire sur une période de sept ans. On prévoit que la mise en œuvre de ce cycle pluriannuel s'accéléra au cours des prochaines années. En attendant que l'objectif soit atteint, des cibles annuelles provisoires sont établies chaque année par le comité d'établissement

des priorités et de planification. En outre, ce dernier est responsable d'approuver toutes les modifications méthodologiques significatives, d'assurer la disponibilité de ressources adéquates et de faire preuve de diligence raisonnable.

La description des procédures d'AQ/CQ est au cœur du système. On utilise des listes de vérification types pour décrire de façon uniforme et systématique toutes les activités d'AQ/CQ réalisées au cours de la préparation et de la présentation de l'inventaire annuel. Des vérifications de CQ sont effectuées durant chaque démarche annuelle de préparation de l'inventaire national et les résultats sont archivés avec les autres documentations des procédures et des méthodologies, par catégorie d'inventaire et année de présentation.

Le plan prévoit la coordination des activités d'AQ/CQ avec les organismes et les organisations de l'extérieur qui fournissent des données sur les activités et/ou réalisent des estimations des émissions et des absorptions de GES pour Environnement Canada.

A6.2 Processus de production de l'inventaire annuel

L'inventaire se construit au moyen d'un processus continu d'améliorations méthodologiques, de collecte de données, de perfectionnements et d'examen. On trouvera à la figure A6-1 l'illustration d'un cycle type de production de l'inventaire canadien.

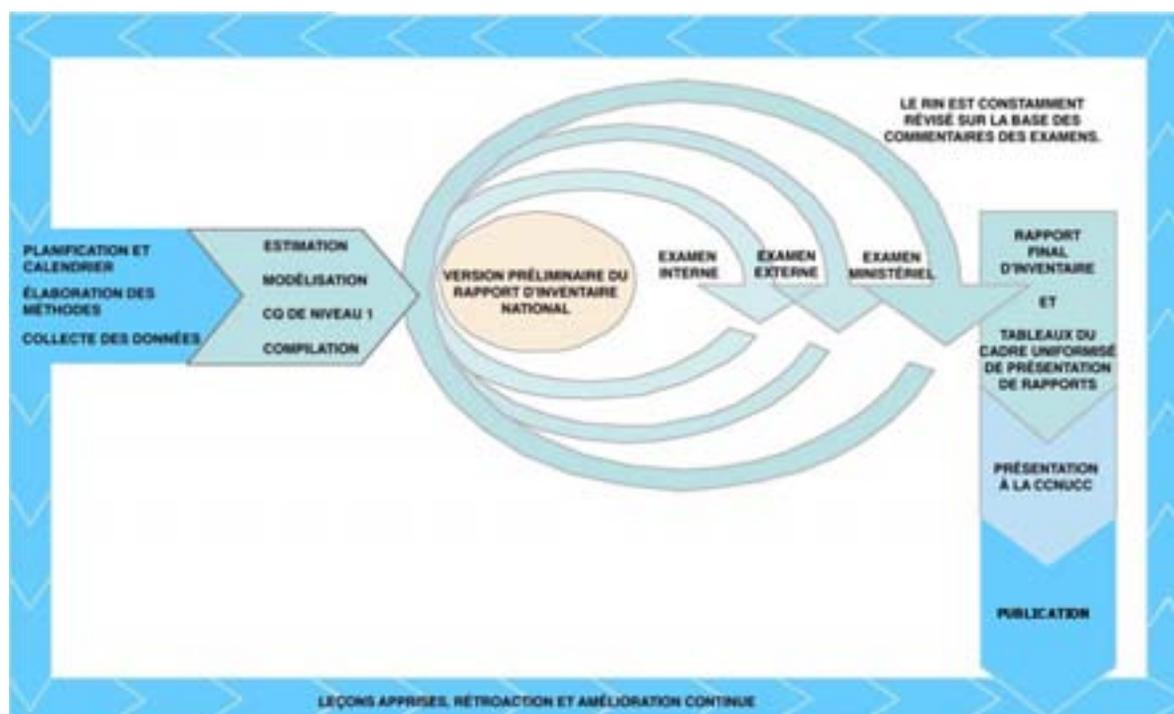


Figure A6-1 : Procédure type de production de l'inventaire

Dans les premiers temps du cycle du projet (de mai à octobre), on amorce la collecte des données requises pendant que le calendrier de production du nouvel inventaire est établi. À la fin d'octobre, les méthodologies sont parachevées et le processus de collecte des données presque terminé.

Entre novembre et janvier, les estimations et le texte du RIN sont produits par les spécialistes des secteurs. Les émissions sont calculées par les spécialistes (responsables d'un secteur particulier), et les vérifications de CQ sont effectuées et approuvées par les gestionnaires fonctionnels, puis les totaux nationaux et le rapport sont établis. Ce processus comporte l'évaluation des catégories clés, des recalculs, d'analyses de l'incertitude, des activités d'AQ/CQ et la préparation de la documentation.

Au cours de février et mars, l'inventaire produit est revu à l'interne, et certains de ses volets font l'objet d'un examen externe par des experts, des organismes gouvernementaux et des gouvernements provinciaux et territoriaux. Les commentaires reçus sont analysés et, s'il y a lieu, intégrés, à la version définitive. Après avoir été approuvé par la haute direction, l'inventaire est présenté aux responsables de la CCNUCC le 15 avril au plus tard. L'inventaire national est archivé, et le RIN est alors édité, traduit et publié.

Le cycle de l'inventaire est alors complété par des réunions de formation, qui ont lieu chaque année en avril. Ces réunions sont tenues à l'interne et avec les partenaires pour examiner les procédures en vue d'améliorer continuellement le processus.

A6.3 Procédures de CQ

Le contrôle de qualité a pour objectif de procéder à des vérifications techniques systématiques afin de mesurer et de contrôler la qualité de l'inventaire, d'assurer l'uniformité, l'intégrité, l'exactitude et l'exhaustivité des données et de déceler les erreurs et les omissions et d'y remédier. Il couvre tout un éventail de processus d'inventaire, depuis l'acquisition et la manipulation des données ou l'application des procédures et des méthodes approuvées jusqu'au calcul des estimations et à leur documentation.

A6.3.1 Contrôle de la qualité de niveau 1

Le personnel de l'organisme responsable de l'inventaire vérifie systématiquement chaque année toutes les catégories clés au minimum et des segments intersectoriels en appliquant une procédure de CQ de niveau 1. Cette procédure est conforme aux recommandations en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux (GIEC 2000) et inclut (sans s'y limiter) :

- la prévention des erreurs de données faciles à éviter, p. ex. durant la circulation des données, l'utilisation des unités appropriées, les calculs de base;
- le contrôle de la cohérence entre les données utilisées dans plusieurs secteurs;
- l'analyse des tendances de base, la comparaison avec les estimations précédentes;

- la documentation adéquate des hypothèses, des critères de sélection des coefficients d'émission, des paramètres et des méthodologies et des titres de compétences des experts; et
- les contrôles d'exhaustivité.

On vérifie la documentation et tous les renseignements requis pour produire les estimations des émissions nationales sont archivés, en se concentrant sur les catégories clés. Les vérifications de CQ incluent un registre de toutes les mesures correctrices adoptées et un renvoi à la documentation justificatrice. Des vérifications transversales officielles des produits finaux sont réalisées et documentées avant le dépôt du rapport.

A6.3.2 Contrôle de la qualité de niveau 2

L'évaluation du contrôle de la qualité de niveau 2 est une occasion d'examiner et d'étudier l'amélioration d'une ou de plusieurs catégories. Il est nécessaire d'effectuer une évaluation complète pour faire en sorte que la catégorie visée demeure actuelle et pertinente pendant un certain nombre d'années après celle de l'analyse. L'étude est large et utilise diverses approches, dont :

- des évaluations de l'applicabilité des méthodes, des coefficients d'émission, des données sur l'activité, de l'incertitude, etc.;
- la compréhension de la circulation de l'information, des données secondaires et de l'entrée de données, ainsi que la capacité de suivre les entrées jusqu'à leurs sources;
- le tri et la mise à jour de la documentation (non assurés par les contrôles de la qualité de niveau 1); et
- la mise en place des fondements pour les activités à venir, y compris l'élaboration et la priorisation des recommandations pour l'amélioration et la préparation en vue des assurances de qualité ultérieures.

La documentation des contrôles de la qualité de niveau 2 peut être faite en suivant une liste de vérification normalisée ou en menant une étude en profondeur pour effectuer une évaluation complète.

A6.4 Procédures d'AQ

L'AQ comporte généralement des examens réalisés par des experts indépendants afin de faire en sorte que l'inventaire offre les meilleures estimations possibles des émissions et absorptions et de renforcer l'efficacité du programme de CQ. Tout comme pour le CQ, une AQ est effectuée chaque année sur des volets de l'inventaire. Les membres d'un groupe de travail officiel formé d'experts provinciaux et territoriaux en matière d'émissions revoient les sections pertinentes de l'inventaire préliminaire. Les sections sont également revues parallèlement par des experts et des scientifiques d'autres ministères.

De plus, les données et les méthodes sous-jacentes sont évaluées indépendamment chaque année par divers groupes ou spécialistes de l'industrie, du milieu universitaire et des gouvernements. On effectue une AQ pour évaluer les données sur les activités, la méthodologie et les coefficients d'émission utilisés pour calculer les estimations et avant de décider de mettre en œuvre un changement de méthodologie.

A6.5 *Vérification*

La vérification consiste à utiliser l'information d'un tiers pour confirmer la véracité de l'inventaire. Par exemple, si on dispose de données adéquates dans le cadre du programme de déclaration des GES par les grands émetteurs, on compare les données de l'analyse ascendante à celles de l'analyse descendante.

A6.6 *Principales réalisations en matière d'AQ/CQ pour le rapport de 2008*

Durant l'année civile 2006, un coordonnateur d'AQ/CQ a été nommé pour donner suite à la priorité stratégique de la Division des GES de revoir et remanier le cadre de gestion de la qualité. La mise en œuvre d'un cadre de travail d'AQ/CQ était un élément important pour l'année 2007.

Les réalisations en matière d'AQ/CQ pour 2007 comprennent :

- réalisation d'une analyse des leçons tirées afin de déterminer les améliorations et risques possibles pour l'inventaire;
- embauche d'un nouveau gestionnaire de projet pour gérer le calendrier de l'inventaire et l'élaboration d'un plan d'exécution pour l'inventaire;
- réalisation d'une vérification interne afin d'assurer l'exhaustivité et la transparence des listes de vérification du QC;
- mise en œuvre d'une nouvelle structure de stockage électronique et création d'une bibliothèque de référence sur papier;
- mise sur pied d'un groupe de travail pour le CQ de niveau 1, menant à la révision des listes de vérification de niveau 1 et à l'élaboration d'un nouveau guide;
- mise en place d'activités officielles de niveau 2 et d'AQ dans les secteurs des Procédés industriels et de l'Énergie, et lancement de documents d'orientation de niveau 2 et d'AQ; et
- élaboration d'un nouveau processus et de la documentation requise avant la mise en œuvre de changements méthodologiques.

Pour la présentation de 2008, des procédures de CQ de niveau 1 ont été appliquées et les résultats ont été documentés pour les estimations de ces catégories. On a également procédé à des contrôles horizontaux du RIN et du CUPR avant la présentation de l'inventaire.

Références

GIEC. 2000. *Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux*, Programme du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible au : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.html.

GIEC. 2006. *Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre*, Programme du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible au : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/french/index.html>.

Annexe 7 Incertitude

A7.1 Introduction

Pour définir et prioriser les améliorations à apporter à l'inventaire, il est utile de répertorier les sources d'incertitude associées aux estimations des émissions et des absorptions dans l'inventaire des GES et d'en quantifier l'ampleur. Les estimations quantitatives de l'incertitude peuvent également servir à évaluer l'importance relative des paramètres d'entrée (tels que les données sur les activités et les coefficients d'émission) selon leur contribution relative à l'incertitude des estimations des diverses catégories de sources. Cette information permet d'établir un ordre de priorité pour l'affectation des ressources à la réduction de l'incertitude des estimations de l'inventaire.

Les lignes directrices de la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) encadrant la présentation des rapports d'inventaire annuels précisent que les Parties visées à l'Annexe I doivent estimer quantitativement les incertitudes dans les données utilisées pour toutes les catégories de sources et de puits en leur appliquant la méthode de niveau 1 dont il est question dans les Recommandations du GIEC (GIEC 2000). Les Parties visées à l'Annexe I peuvent également utiliser la méthode de niveau 2 du même document (GIEC 2000) pour s'affranchir des limites techniques de la méthode de niveau 1.

En 1994, le Canada a évalué l'incertitude de ses estimations de 1990 (McCann 1994). En 2003-2004, il a entrepris une étude complète en vue d'effectuer une évaluation de l'incertitude de niveau 2 associée aux catégories de sources de son inventaire de GES de 2001 (les dernières estimations accessibles au moment de l'étude). Le rapport d'étude pour cette première phase a été publié en septembre 2004 (ICF Consulting 2004). L'évaluation d'ICF ne tient pas compte du secteur de l'ATCATF puisque, à cette époque, la méthodologie d'estimation était en cours de transformation majeure.

Depuis la présentation du RIN de 2003 (Environnement Canada 2003), qui contenait des estimations des émissions de l'année 2001, on a actualisé les méthodes et les données relatives à l'activité de certaines catégories de sources (pour un examen plus approfondi, voir les chapitres 3-8 du rapport ainsi que le chapitre mentionné à la section A7.4 de la présente annexe). On croit que ces changements ont permis de réduire l'incertitude dans ces catégories, mais seule une analyse actualisée pourra le confirmer. L'objectif du Canada est de mettre à jour l'évaluation de l'incertitude en vue du RIN de 2009.

En matière d'incertitude, on prévoit certaines améliorations, notamment l'élaboration d'un programme pour garantir la capacité du Canada de produire chaque année une évaluation de l'incertitude. Bien que certains détails du programme restent à préciser au moment de la rédaction du présent rapport, tout indique que le Canada s'inspirera des méthodes et des bases de données des années précédentes, notamment des données de 2004-2005 et des méthodes de simulation de Monte Carlo utilisées cette année-là.

A7.2 Incertitude générale de l'inventaire de 2001 (déclaré dans le RIN de 2003)

Le tableau A7-1 donne un aperçu de l'incertitude générale du niveau et des tendances pour l'inventaire canadien des GES en 2001 (faisant l'objet du RIN de 2003) pour chacun des gaz et pour la totalité de l'inventaire, en Gg d'équivalent CO₂. Cette évaluation n'a pas tenu compte du secteur ATCATF.

L'incertitude de l'inventaire des GES du Canada associée au niveau se situe actuellement dans la plage de -3 à $+6$ % pour tous les GES confondus. En ce qui concerne les différents gaz, c'est au N_2O qu'est associé la plus large plage d'incertitude dans l'inventaire national (de -8 à $+80$ %), puis aux HFC, (de -22 à $+60$ %). L'incertitude reliée au CO_2 varie de -4 à 0 %. L'estimation de l'incertitude globale de l'inventaire canadien se situe dans les limites des incertitudes déclarées par les autres Parties visées à l'Annexe I. Les résultats ne tiennent pas compte de l'incertitude associée au potentiel de réchauffement de la planète, puisque la CCNUCC n'exige pas qu'il soit inclus dans les rapports. D'autres résultats de l'étude, sectoriels et catégoriels, sont présentés en détail dans les tableaux A7-3 à A7-8 de la section A7.4.

Tableau A7-1 : Évaluation quantitative des incertitudes de niveau 2 des émissions de GES et des tendances de l'inventaire national général de 2001, par gaz¹

Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990)	Émissions pour l'année t (2001) ² (Gg d'éq CO ₂)	Incertitude des émissions de l'année t en % des émissions du gaz		% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
			% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)		% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)
CO ₂	472 000	566 000	-4	0	20	18	24
CH ₄	73 000	93 000	-5	35	27	0	75
N ₂ O	50 000	50 000	-8	80	-3	-35	55
HFCs	0	900	-22	60	NA	NA	NA
PFCs	6 000	6 000	-70	-60	3	-70	-60
SF ₆	2 870	2 020	-1	1	-30	-30	-29
Total des émissions de GES	608 000	720 000	-3	6	19	12	27

Notes :

1. N'inclut pas le secteur ATCATF.

2. Selon le RIN de 2003.

Sources : ICF Consulting (2004, 2005).

SO = Sans objet.

A7.3 Portée de l'étude de l'incertitude de 2004-2005

En ce qui concerne l'étude réalisée par ICF Consulting, une approche de niveau 2 a été adoptée (GIEC 2000) pour les motifs suivants : (i) les distributions de probabilité à la base des estimations sont non gaussiennes; (ii) la méthodologie d'estimation de l'inventaire est complexe et comprend plusieurs variables d'entrée; (iii) l'incertitude entourant les variables d'entrée est grande; (iv) les variables sont corrélées d'une catégorie de sources à l'autre ou au sein d'une même catégorie. L'analyse de l'incertitude de niveau 1 n'a pas été faite, faute de temps et de moyens, mais le sera dans l'avenir.

On a calculé les intervalles d'incertitude pour les 2,5^e et 97,5^e percentiles (intervalle de confiance de 95 %) pour toutes les catégories de sources. Dans les cas où les méthodes utilisées pour obtenir les données sur les activités et la méthodologie de calcul des estimations n'ont pas changé, on a présumé que les plages d'incertitude de bon nombre des catégories de sources examinées dans l'étude d'ICF Consulting (2004, 2005) demeureraient applicables aux estimations de l'inventaire courant des GES. Pour l'estimation de l'incertitude de la tendance, on a présumé que les intervalles d'incertitude ne s'appliquaient qu'aux estimations de l'inventaire de 2001. En effet, les estimations de l'incertitude de la tendance sont plus sensibles aux valeurs de l'inventaire de l'année de référence et de l'année en cours.

A7.3.1 Concepts généraux

L'incertitude peut avoir plusieurs sources, dont la conceptualisation, les modèles, les données d'entrée et les hypothèses. On peut la représenter comme une erreur aléatoire (manque de précision) ou systématique (manque d'exactitude ou biais). Les bonnes pratiques exigent qu'on évite autant que possible de commettre des erreurs systématiques, en ayant recours par exemple à des procédures d'AQ/CQ appropriées. On doit ensuite corriger les biais dans la mesure du possible, après quoi l'analyse de l'incertitude peut porter sur la quantification des erreurs aléatoires. Le GIEC donne des directives utiles pour estimer l'incertitude associée à la fois aux estimations annuelles des émissions et des absorptions et aux tendances des émissions et des absorptions, et pour en faire rapport (GIEC 2000). Bien que les méthodes décrites dans les directives du GIEC visent à estimer l'incertitude dans le cadre de l'inventaire national, il est important de reconnaître que certaines incertitudes ne peuvent pas être prises en compte par les méthodes statistiques, notamment celles qui découlent d'omissions, de doubles comptages ou d'autres erreurs conceptuelles, ou d'une compréhension insuffisante des processus susceptibles d'entraîner des inexactitudes dans les estimations obtenues par modélisation. C'est pourquoi il faut considérer l'analyse de l'incertitude d'abord et avant tout comme un moyen d'aider à prioriser les efforts déployés au niveau national pour réduire l'incertitude entachant les inventaires à venir, et d'orienter les décisions quant au choix de méthodologies.

A7.3.2 Données d'entrée du modèle de calcul de l'incertitude

Avec la méthode de Monte-Carlo d'estimation de l'incertitude, il faut préciser les distributions de probabilité sous jacentes de chaque paramètre d'entrée servant à l'estimation de l'inventaire pour chaque catégorie de sources. La crédibilité des estimations de l'incertitude obtenues par la méthode de Monte-Carlo dépend essentiellement de l'exactitude de la caractérisation de ces fonctions de distribution de probabilité. Parce que les valeurs d'un grand nombre de paramètres d'entrée utilisés pour l'estimation des GES étaient des estimations ponctuelles, les intervalles d'incertitude associés aux estimations de l'inventaire des variables d'entrée ont été obtenus plus tard de diverses sources des meilleures données disponibles, conformément aux Recommandations du GIEC (GIEC 2000). Les deux principales sources de données sur l'incertitude ont été les suivantes :

- ouvrages publiés, données d'enquête, statistiques d'échantillon et autres rapports non publiés; et
- opinions d'experts.

Parmi les publications et auteurs qui ont le plus contribué au calcul de l'incertitude des variables d'entrée figurent : McCann (2000), SGA (2000), les Recommandations du GIEC (GIEC 2000), les Lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997), et le RIN de 2003 (Environnement Canada 2003) :

Pour beaucoup d'autres variables, on a obtenu les données sur l'incertitude permettant de caractériser les variables d'entrée en consultant des experts. Cette consultation a été menée suivant des protocoles établis, calqués sur le protocole bien connu de Stanford/SRI International (Morgan et Henrion 1990; GIEC 2000). Lors du processus de consultation, on a obtenu des jugements d'expert sur les estimations de l'incertitude liée aux données d'entrée auprès de différents spécialistes provenant de milieux divers comme l'industrie, les associations industrielles, les gouvernements, les universités et les firmes de consultants. On trouvera la liste complète des spécialistes consultés dans le rapport de 2004 d'ICF Consulting.

En ce qui concerne les autres variables d'entrée, sur l'incertitude desquelles on ne possédait pas de données issues des consultations d'experts, on a estimé cette incertitude à partir des plages recommandées par le GIEC et associées aux facteurs d'émission et/ou aux données sur les activités. Quand aucune de ces sources ne fournissait de données pertinentes sur l'incertitude, Environnement Canada a formulé des estimations au mieux des connaissances disponibles.

A7.3.3 Niveau d'agrégation adopté pour l'analyse de l'incertitude

Pour chaque catégorie, le niveau de désagrégation a été déterminé par Environnement Canada de concert avec l'ICF. La désagrégation a généralement été effectuée au niveau où on estimait pouvoir obtenir de manière fiable des données sur l'incertitude associées aux variables d'entrée de l'inventaire. Le tableau A7-2 précise le niveau adopté pour l'analyse d'incertitude dans le cadre de ce projet.

Tableau A7-2 : Niveau de regroupement adopté pour l'analyse de l'incertitude, par catégorie de sources (inventaire de 2001 présenté en 2003)¹

Catégorie de source	Catégorie de source du GIEC	GES émis directement	Critères de détermination ²	Niveau de regroupement
1.A.1.a	Utilisation de combustibles - Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	CO ₂	Niveau, tendance et qualité	Niveau provincial pour le charbon et niveau national pour les autres combustibles
1.A.1.b	Utilisation de combustibles – Raffinage du pétrole	CO ₂	Niveau, tendance et qualité	Niveau national
1.A.1.c	Utilisation de combustibles - Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	CO ₂	Niveau, tendance et qualité	Niveau provincial pour le charbon et niveau national pour les autres combustibles
1.A.2	Utilisation de combustibles - Industries manufacturières et construction	CO ₂	Niveau et tendance	Niveau provincial pour le charbon et niveau national pour les autres combustibles
1.A.3.a	Utilisation de combustibles – Aviation civile	CO ₂	Niveau	Niveau national, par type de combustible
1.A.3.b	Utilisation de combustibles – Transport routier	CO ₂	Niveau, tendance et qualité	Niveau national, par catégorie de véhicule et type de combustible
1.A.3.b	Utilisation de combustibles – Transport routier	N ₂ O	Niveau, tendance et qualité	Niveau national, par catégorie de véhicule et type de combustible
1.A.3.c	Utilisation de combustibles – Transport ferroviaire	CO ₂	Niveau et tendance	Niveau national, par type de combustible
1.A.3.e	Utilisation de combustibles – Autre moyen de transport	CO ₂	Niveau	Niveau national, par type de combustible
1.A.3.f	Utilisation de combustibles – Transport par pipeline	CO ₂	Niveau, tendance et qualité	Niveau national, par type de combustible
1.A.4	Utilisation de combustibles – Autres secteurs	CO ₂	Niveau et tendance	Niveau provincial pour le charbon et niveau national pour les autres combustibles
1.B.1.a	Émissions fugitives – Extraction du charbon	CH ₄	Niveau	Niveau national, par type de mine
1.B.2.(a+b)	Émissions fugitives – Pétrole et gaz naturel	CH ₄	Niveau, tendance et qualité	Niveau national, par activité économique
1.B.2.c	Émissions fugitives – Pétrole et gaz naturel – Évacuation et torchage	CO ₂	Niveau, tendance et qualité	Niveau national
1.B.2.c	Émissions fugitives – Pétrole et gaz naturel – Évacuation et torchage	CH ₄	Qualité	Niveau national
2.A.1	Procédés industriels – Production de ciment	CO ₂	Niveau et qualité	Niveau national
2.B.1	Procédés industriels – Production d'ammoniac	CO ₂	Niveau	Niveau national
2.B.3	Procédés industriels – Production d'acide adipique	N ₂ O	Niveau, tendance et qualité	Niveau national
2.C.1	Procédés industriels – Sidérurgie	CO ₂	Niveau	Niveau national
2.C.3	Procédés industriels – Production d'aluminium	PFC	Niveau et qualité	Niveau national, par type de technologie
2.C.4	Procédés industriels – Production de magnésium	SF ₆	Niveau et qualité	Niveau national
2.F	Procédés industriels – Autres (procédés indifférenciés)	CO ₂	Niveau	Niveau national, par type de combustible d'alimentation
4.A	Agriculture – Fermentation entérique	CH ₄	Niveau	Niveau national, par type de bétail
4.B	Agriculture - Gestion des fumiers	CH ₄	Niveau	Niveau national, par type de bétail
4.D	Agriculture – Émissions directes des sols agricoles	N ₂ O	Niveau	Niveau national, avec détails au niveau du sous-secteur
6.A	Déchets – Enfouissement des déchets urbains	CH ₄	Niveau et qualité	Niveau national, par catégorie de déchets

Notes :

1. Ce tableau a été adapté du tableau A1-1 du RIN de 2003.

2. Les mentions niveau, tendance et qualité renvoient aux critères utilisés pour la détermination des catégories clés.

A7.3.4 Analyse de sensibilité

On a réalisé une analyse de sensibilité pour déterminer la contribution relative des différentes catégories de sources ou des principales variables d'entrée à l'incertitude globale (ICF Consulting 2005). Dans cette étude, on a choisi les coefficients de corrélation de rang (valeurs « r ») comme moyen de mesurer l'importance de l'incertitude : une valeur de $r = 0,0$ indique l'absence de toute relation entre la variable d'entrée et la variable de sortie correspondante, tandis qu'une valeur de $r = 1,0$ signifie que la variable de sortie réagit totalement à la variation de la variable d'entrée.

L'analyse de sensibilité de l'incertitude globale des émissions totales de l'inventaire indique que c'est l'incertitude associée à la catégorie des sources d'émission de N_2O par les sources mobiles du sous-secteur des transports qui exerçait la plus grande influence sur l'incertitude globale de l'inventaire (avec un coefficient de corrélation r de 0,47), bien que les émissions de CO_2 attribuables à l'utilisation de combustibles fossiles dans des foyers fixes aient été à l'origine des trois quarts des émissions totales de GES du Canada en 2001. Les autres variables d'entrée significatives sont l'incertitude associée aux émissions de CH_4 par l'utilisation de combustibles fossiles dans les foyers fixes ($r = 0,37$), au N_2O dégagé par les sols agricoles ($r = 0,36$), au CH_4 du secteur des déchets ($r = 0,31$) et au CO_2 dégagé par les foyers fixes de combustion ($r = 0,30$).

Une analyse plus poussée révèle que les incertitudes respectives qui sont associées aux émissions globales de l'inventaire, gaz par gaz, ont été très influencées par les incertitudes touchant la catégorie de sources associées aux secteurs suivants :

Dans le cas de l'incertitude associée aux émissions globales de CO_2 , les catégories de sources clés sont d'abord les foyers fixes de combustion, puis les sources mobiles, les procédés industriels et les émissions fugitives.

Dans le cas de l'incertitude associée aux émissions globales de CH_4 , les catégories de sources clés sont d'abord les foyers fixes de combustion, puis le secteur des déchets et les émissions fugitives.

Dans le cas de l'incertitude associée aux émissions globales de N_2O , les catégories de sources clés sont d'abord les sources mobiles, puis les sols agricoles et les foyers fixes de combustion.

Dans le cas des émissions de perfluorocarbures (PFC), le CF_4 des sources industrielles est la catégorie de sources la plus importante, suivie du C_2F_6 libéré par les procédés industriels.

Dans le cas des émissions d'hydrofluorocarbures (HFC), la catégorie de sources Utilisation des halocarbures est la catégorie clé importante, puisque c'était la seule source d'émission d'HFC au Canada, en 2001.

De même, le SF_6 des procédés industriels est la seule catégorie de sources à avoir contribué aux émissions de SF_6 au Canada en 2001.

A7.4 Sommaire des incertitudes sectorielles

Le Canada a adopté le tableau 6.2 du GIEC (2000) pour présenter ses estimations de l'incertitude concernant l'inventaire des GES de 2001, comme le montrent les tableaux A7-3 à A7-8. D'après les résultats de l'étude d'ICF Consulting, les tableaux fournissent la catégorie de sources, suivie des estimations arrondies de l'inventaire pour l'année de référence (1990) et pour l'année d'inventaire 2001, déclarées dans la présentation du RIN pour 2003, suivie de l'intervalle d'incertitude du niveau, en pourcentage de l'estimation de l'inventaire pour 2001. La sensibilité

de l'incertitude du niveau est alors présentée comme une corrélation ordonnée (valeur « r »). Enfin, pour ce qui concerne l'incertitude de la tendance, les valeurs présentées dans les tableaux en donnent une image pour 2001. Les éléments saillants des résultats de l'analyse d'incertitude des divers secteurs de sources sont présentés à la fin de la présente rubrique avec un résumé des modifications apportées aux données sur l'activité ou aux coefficients d'émission et aux estimations de l'incertitude qui ont touché certaines catégories depuis l'étude de l'incertitude de l'inventaire de 2001. Pour connaître les détails des constatations, on devrait consulter les passages consacrés à l'incertitude dans les chapitres 3 à 8.

Tableau A7-3 : Présentation de l'incertitude de niveau 2 - Énergie (combustion fixe)¹

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg d'éq CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			inférieur (2,5 centile)	supérieur (97,5 centile)
1. Combustion de source fixe	CO ₂	276 000	335 000	-4E+00	1	0,30	21	20	23
	CH ₄	4 000	5 000	-2E+01	700	0,37	25	-2E+00	45
	N ₂ O	2 000	2 000	-1E+01	650	0,24	20	-5E+01	190
1.A.1. Industries énergétiques	CO ₂	144 000	201 000	-6E+00	2				
	CH ₄	2 000	3 000	1	230				
	N ₂ O	900	1 000	-2E+01	800				
1.A.1.a. Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	CO ₂	94 700	136 000	-3E+00	3		44	45	50
	CH ₄	38	100	-2E+01	40		175	100	200
	N ₂ O	500	800	-4+01	900		40	-8E+01	950
1.A.1.b. Raffinage du pétrole	CO ₂	26 000	29 000	-4+01	7		11	7	10
	CH ₄	8	9	-5E+01	900		13	-3E+01	50
	N ₂ O	90	90	-3+01	1 000		5	-4E+01	40
1.A.1.c. Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	CO ₂	23 600	35 500	-8E+00	8		50	45	60
	CH ₄	2 000	2 000	0	240		50	40	55
	N ₂ O	200	300	-9E+01	1 500		50	35	80
1.A.2 Industries manufacturières et construction	CO ₂	62 100	59 700	-3E+00	2				
	CH ₄	40	40	-4E+01	380				
	N ₂ O	400	400	-6E+01	850				

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg d'éq CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			inférieur (2,5 centile)	supérieur (97,5 centile)
1.A.2.a. Sidérurgie	CO ₂	6 420	5 830	-5E+00	5		-9E+00	-2E+01	-4E+00
	CH ₄	5	5	-7E+01	320		-6E+00	-9E+01	550
	N ₂ O	60	50	-9E+01	650		-6E+00	-9E+01	650
1.A.2.b. Métaux non ferreux	CO ₂	3 210	3 480	-6E+00	-1E+00		8	18	22
	CH ₄	1	2	-2E+01	95		19	10	27
	N ₂ O	10	20	-6E+01	850		21	-6E+01	240
1.A.2.c Produits chimiques	CO ₂	7 060	6 440	-3E+00	2		-9E+00	-1E+01	-8E+00
	CH ₄	3	3	-4E+01	40		-7E+00	-9E+00	-1E+00
	N ₂ O	40	40	-9E+01	1 300		-7E+00	-1E+01	9
1.A.2.d. Pâtes, papiers et imprimerie	CO ₂	13 400	9 500	-4E+00	4		-3+01	-3E+01	-3D+01
	CH ₄	20	20	-6E+01	900		0	-3E+01	35
	N ₂ O	100	100	-6E+01	900		-6E+00	-3E+01	30
1.A.2.f Autres	CO ₂	32 000	34 400	-3E+00	2				
	CH ₄	10	10	-3E+01	120				
	N ₂ O	200	200	-7E+01	1 000				
1.A.4 Autres secteurs	CO ₂	69 400	74 300	-3E+00	2				
	CH ₄	2 000	2 000	-9E+01	1 500				
	N ₂ O	700	700	-7E+01	1 000				

Note :

1. On trouvera au chapitre 3 du RIN une discussion sur l'incertitude associée aux coefficients d'émission du CH₄ et du N₂O.

Tableau A7-4 : Présentation de l'incertitude de niveau 2 - Énergie (transport)¹

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg ² d'éq. CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			inférieur (2,5 centile)	supérieur (97,5 centile)
1.A.3 Transport	CO ₂	146 000	178 000	–	–	0,12			
	CH ₄	600	700	–	–	0,05			
	N ₂ O	6 000	9 000			0,47			
Total pour les sources mobiles (total du transport sans les pipelines)	CO ₂	139 000	168 000	–4E+00	0				
	CH ₄	500	400	–2E+01	700				
	N ₂ O	6 000	9 000	–3E+01	410				
Total du transport de surface non ferroviaire (routier et hors route)	CO ₂	118 000	145 200	–4E+00	0				
	CH ₄	500	400	–3E+01	700				
	N ₂ O	5 000	7 000	–4E+01	390				
1.A.3.a. Aviation civile	CO ₂	10 410	11 800	–1E+00	1		13	12	15
	CH ₄	10	10	–8E+01	900		–1E+01	–4E+01	13
	N ₂ O	300	400	–9E+01	1 500		13	–2E+01	16
1.A.3.b. Transport routier	CO ₂	103 000	127 000	–8E+00	–3E+00		24	20	28
	CH ₄	350	290	–2E+01	18		–2E+01	–2E+01	–8E+00
	N ₂ O	3 600	5 700	–4E+01	35		57	40	75
Véhicules de transport routier à essence	CO ₂	75 200	87 000	–7E+00	–3E+00		16	12	19
	CH ₄	280	210	–2E+01	16		–3E+01	–3E+01	–2E+01
	N ₂ O	3 400	5 400	–4E+01	30		58	40	80
Véhicules de transport routier à moteur diesel	CO ₂	25 500	39 400	–1E+01	–1E+00		55	45	70
	CH ₄	30	40	–7E+01	55		55	45	70

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg ² d'éq CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			inférieur (2,5 centile)	supérieur (97,5 centile)
Véhicules de transport routier au gaz naturel	N ₂ O	200	400	-7E+01	260		53	35	65
	CO ₂	84	118	-4E+00	4		40	35	45
	CH ₄	20	30	-5E+01	120		40	35	45
Véhicules de transport routier au propane	N ₂ O	1	1	-1E+02	1 400		40	35	45
	CO ₂	2 080	979	-2E+00	2		-6E+01	-6E+01	-5E+01
	CH ₄	20	10	-5E+01	120		-5E+01	-6E+01	-5E+01
1.A.3.c Tr. ferroviaire	N ₂ O	10	6	-1E+02	1 500		-6E+01	-6E+01	-5E+01
	CO ₂	6 320	5 820	-5E+00	3		-8E+00	-1E+01	-5E+00
	CH ₄	7	7	-6E+01	60		-8E+00	-1E+01	-4E+00
1.A.3.d Tr. maritime	N ₂ O	800	700	-1E+02	1 500		-8E+00	-1E+01	-4E+00
	CO ₂	4 730	5 180	-3E+00	3		9	6	13
	CH ₄	7	8	-4E+01	190		11	6	15
1.A.3.e.i Véhicules hors route	N ₂ O	300	300	-9E+01	1 300		7	2	12
	CO ₂	15 100	17 700	4	45		17	-5E+00	50
	CH ₄	100	100	-8E+01	2 300		-3E+00	-4E+01	60
1.A.3.e.ii Transport par pipeline	N ₂ O	1 000	2 000	-9E+01	1 800		27	-1E+00	60
	CO ₂	6 700	9 970	-3E+00	3	0,02	50	45	50
	CH ₄	140	210	-15	-15		50	45	50
	N ₂ O	50	80			0,01	50	3	50

Notes :

1. L'incertitude de l'étude ICF Consulting pourrait ne plus représenter celle qui a été intégrée dans les estimations, en raison de changements majeurs dans la méthodologie d'estimation pour les transports. On trouvera plus de détails au chapitre 3 et à la section A7.4.1.2.
2. Gg = gigagramme.

Tableau A7-5 : Présentation de l'incertitude de niveau 2 - Énergie (sources fugitives)¹

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg ² d'éq CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertain tude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertain tude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			inférieur (2,5 centile)	supérieur (97,5 centile)
1.B Émissions fugitives de l'extraction et de la manutention du charbon, du pétrole et du gaz	CO ₂	9 800	15 000	-4E+01	-1E+01	0,06	55	-3E+00	45
	CH ₄	28 000	39 000	-7E+00	16	0,15	40	23	65
1.B.1.a Émissions fugitives – Extraction du charbon	CO ₂	–	–	–	–				
	CH ₄	2 000	1 000	-3E+01	130		-5E+01	-7E+01	22
1.B.2.(a+b) Émissions fugitives – Pétrole et gaz naturel	éq. CO ₂	36 000	53 000	-1E+01	9				
	CO ₂	9 800	15 000	-4E+01	-1E+01		55	-3E+00	45
	CH ₄	26 000	38 000	-7E+00	15		45	28	75
1.B.2.a Pétrole	CO ₂	30	80	-6E+01	-4E+01		190	-1E+01	90
	CH ₄	8 500	14 000	-3E+01	13		65	29	150
1.B.2.b Gaz naturel	CO ₂	20	30	25	55		55	35	85
	CH ₄	17 000	24 000	1	28		40	19	70
1.B.2.c Émissions fugitives – Pétrole et gaz naturel – Évacuation et torchage	CO ₂	9 800	15 000	-4E+01	-1E+01		55	-4E+00	44
	CH ₄	500	700	-1E+02	-9E+01		35	-9E+01	-85
Évacuation	CO ₂	4 500	7 800	-3E+01	10				
	CH ₄	0	0	–	–				
Torchage	CO ₂	5 300	7 400	-5E+01	-3E+01				
	CH ₄	500	700	-1E+02	-9E+01				

Notes :

1. L'incertain tude associée aux émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie est tirée de l'étude d'ICF Consulting (2005). Les nouvelles données sur l'incertain tude proviennent d'une étude plus récente, voir le chapitre sur le secteur de l'énergie pour plus de précisions.

2. Gg = gigagramme.

Tableau A7-6 : Présentation de l'incertitude de niveau 2 – Procédés industriels, utilisation de solvants et d'autres produits¹

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg ³ d'éq. CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			inférieur (2,5 centile)	supérieur (97,5 centile)
2.A Produits minéraux		8 200	8 700	–	–		6	–3E+01	55
2.A.1. Production de ciment	CO ₂	5 900	6 500	–4E+01	35		11	–4E+01	85
2.A.2. Production de chaux	CO ₂	2 000	2 000	–2E+00	110		–5E+00	–5E+01	65
2.A.3. Utilisation de calcaire et de dolomite	CO ₂	370	340	–2E+01	16		–9E+00	–2E+01	–2
2.A.4. Utilisation de carbonate de sodium	CO ₂	68	64	–3E+01	29		–6E+00	–4E+01	30
2.B. Industrie chimique		16 500	7 520	–	–		–6E+01	–7E+01	–40
2.B.1. Production d'ammoniac	CO ₂	5 000	6 000	–2E+01	55		18	–2E+01	65
2.B.2. Production d'acide nitrique	N ₂ O	780	800	–2E+01	–2E+01		2	–2E+01	28
2.B.3. Production d'acide adipique	N ₂ O	10 700	802	–2E+00	2		–1E+02	–1E+02	–90
2.C. Production de métaux		19 100	20 300	–	–		6	–2E+01	–11
2.C.1. Sidérurgie	CO ₂	7 590	7 920	–5E+00	5		4	3	6
2.C.3. Production d'aluminium (total des GES)	–	8 600	10 000	–5E+01	–30		20	–4E+01	–2E+01
2.C.4. SF ₆ utilisé dans les fonderies de magnésium	SF ₆	2 870	2 020	–1E+00	1		–3E+01	–3E+01	–3E+01
2.G Autres		9 200	11 700	–4E+01	1		27	–3E+01	50
Autres procédés et procédés indifférenciés	CO ₂	9 200	11 700	–4E+01	1		27	–3E+01	50

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg ³ d'éq. CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			inférieur (2,5 centile)	supérieur (97,5 centile)
Total des émissions de GES dues aux procédés industriels	éq. CO ₂	52 900	48 900	-7E+00	5	0,10	-9E+00	-3E+01	-1E+01
Total des émissions de CO ₂ dues aux procédés industriels	CO ₂	32 600	38 300	2	19		18	-3E+00	27
Total des émissions de N ₂ O dues aux procédés industriels	N ₂ O	11 500	1 600	-8E+00	8		-9E+01	-9E+01	-9E+01
Total des émissions de HFC dues aux substituts de SACO ²	HFC	0	900	-2E+01	55	0,01	-	-	-
Total des émissions de PFC dues aux procédés industriels	PFC	6 000	6 000	-7E+01	-6E+01		-	-	-
Total des émissions de SF ₄ dues aux procédés industriels	SF ₆	2 870	1 910	-1E+00	1		-3E+01	-3E+01	-3E+01
3. Utilisation des solvants et d'autres produits	N ₂ O	420	470	-2E+01	22		12	12	12

Notes :

1. On trouvera dans la section A7.4.2 et dans les sections du chapitre 4 sur l'incertitude propre à chaque catégorie des précisions sur l'applicabilité de la plage d'incertitude tirée de l'étude d'ICF Consulting aux estimations de l'inventaire actuel.
2. SACO = Substance appauvrissant la couche d'ozone.
3. Gg = gigagramme.

Tableau A7-7 : Présentation de l'incertitude de niveau 2 – Agriculture¹

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg ² d'éq CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			inférieur (2,5 centile)	supérieur (97,5 centile)
4.A Fermentation entérique	CH ₄	16 000	18 800	-9E+00	9	0,06	18	15	20
4.B. Gestion des fumiers	CH ₄	4 600	5 500	-2E+01	15	0,04	19	15	23
	N ₂ O	3 700	4 600	-3E+01	35	0,05	25	-1E+01	60
	éq. CO ₂	8 300	10 000	-2E+01	18		22	6	40
4.D. Sols agricoles						0,36			
Émissions directes des sols	N ₂ O	22 000	24 000	-3E+01	35		11	7	16
Émissions indirectes des sols	N ₂ O	5 400	7 000	-6E+01	120		28	24	35
Total (émissions directes et indirectes des sols)	N ₂ O	27 000	31 000	-3E+01	40		15	11	20

Notes :

1. Des estimations révisées de l'incertitude ont été tirées d'études plus récentes. On trouvera plus de précisions au chapitre 6 sur le secteur de l'agriculture.
2. Gg = gigagramme.

Tableau A7-8 : Présentation de l'incertitude de niveau 2 – Déchets

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg ⁵ d'éq)	CO ₂ Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			inférieur (2,5 centile)	supérieur (97,5 centile)
6. Déchets	éq. CO ₂	20 000	25 000			0,31			
6.A Enfouissement des déchets solides	CH ₄	19 000	23 000	-4E+01	40		25	29	55
Émissions des décharges municipales ¹	CH ₄	17 000	22 000	-4E+01	35				
Émissions des déchets de bois ²	CH ₄	2 000	2 000	-6E+01	190				
6.B Épuration des eaux/Traitement ²	éq. CO ₂	1 000	1 000	-4E+01	55		12	12	13
Émissions provenant de l'épuration des eaux usées	CH ₄	360	400	-4E+01	45		13	12	13
	N ₂ O	900	1 000	-6E+01	65		12	12	12
6.C Incinération des déchets	éq. CO ₂	300	300	-1E+01	65		10	10	11
Émissions dues à l'incinération des déchets urbains ³	CO ₂	300	300	-3E+00	85		12	11	12
	N ₂ O	50	60	-8E+01	85		11	11	12
Émissions dues à l'incinération des boues d'épuration ⁴	CH ₄	10	7	-6E+01	60		-3E+01	-3E+01	-2E+01

Notes :

1. L'exactitude de ces données est limitée par les facteurs suivants : 1) Les valeurs de l'incertitude tirées de l'étude d'ICF Consulting (2004) ont été calculées à l'aide d'un volet de la méthode Monte Carlo exploitant un modèle très simplifié de production de méthane comparativement au modèle utilisé dans le cadre du RIN. 2) On a fait appel à l'opinion d'un seul expert pour établir les limites inférieure et supérieure de la plage d'incertitude pour chaque entrée de données sur les activités (volume de CH₄ récupéré, taux d'enfouissement de déchets urbains par habitant, constantes du modèle Scholl-Canyon (le potentiel de production de CH₄, la L₀, et la constante k pour le CH₄) et pour les statistiques démographiques. Depuis, une révision de l'inventaire des données recueillies sur les gaz d'enfouissement effectué en 2004 a permis de déterminer que la quantité de méthane récupérée figurant dans l'inventaire de 2001 était surestimée de 10 %. L'incertitude relative à la quantité de CH₄ récupérée a été surestimée par suite d'une erreur de transcription.

2. Pour cette catégorie, on a utilisé les valeurs par défaut du GIEC ou des valeurs hypothétiques.

3. On a utilisé des valeurs hypothétiques pour toutes les entrées, sauf pour les émissions de N₂O, qui sont fondées sur les estimations du GIEC.

4. On a utilisé des valeurs hypothétiques pour la plage d'incertitude associée au coefficient d'émission du CH₄ dû aux lits fluidisés dans l'inventaire de l'année 2001. Pour simplifier les choses, les incinérateurs à sols multiples n'ont pas été pris en compte. L'incertitude relative à la quantité de boues résiduelles incinérées est fondée sur des valeurs hypothétiques établies d'après les valeurs du GIEC.

5. Gg = gigagramme.

A7.4.1 Énergie

Les émissions évaluées de ce secteur sont celles de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables aux sources fixes de combustion et aux moyens de transport, ainsi que les émissions fugitives de CO₂ et de CH₄. Les valeurs de l'incertitude sont tirées de l'étude d'ICF Consulting (2004, 2005) fondée sur les données obtenues et les modèles construits pour l'année de présentation du RIN de 2003 relatif à l'inventaire de 2001.

A7.4.1.1 Énergie - Sources fixes de combustion

On a observé que l'incertitude globale pour le CO₂ avait un intervalle de -4 à +1 %. L'intervalle d'incertitude le plus étendu attribuable aux principaux types de combustibles utilisés dans le secteur concerne les combustibles liquides (de -15 à +2 %). Les estimations des plages d'incertitude pour les émissions de CH₄ et de N₂O sont de -24 à +700 % et de -11 à +650 %, respectivement.

En ce qui concerne les combustibles liquides, le haut degré d'incertitude tient principalement à la variabilité des coefficients d'émission de quelques combustibles particuliers. On croit que les révisions apportées aux coefficients d'émission ces dernières années et la mise à jour des méthodes pour la combustion fixe ont réduit l'incertitude, mais il reste encore à quantifier cette réduction. En outre, l'utilisation des gaz d'enfouissement a récemment été ajoutée à la catégorie des industries énergétiques. Bien qu'on n'ait pas encore déterminé l'incertitude spécifique associée aux émissions attribuables à ces gaz, on sait d'ores et déjà que leur contribution aux émissions globales est minime. On présente une analyse supplémentaire de l'incertitude dans le chapitre 3.

A7.4.1.2 Énergie - Transport

La plage d'incertitude déterminée par ICF Consulting pour les estimations du CO₂ attribuable aux moyens de transport, notamment routiers, aériens et maritimes, s'écarte peu des valeurs mentionnées pour les sources fixes de combustion (de -4 à 0 %, en l'occurrence). Cela se comprend, puisque l'incertitude des estimations du CO₂ correspond directement à l'incertitude de la consommation de combustibles ou de carburants. Les incertitudes concernant le CH₄ et le N₂O vont de -24 à +700 % et de -28 à +410 %, respectivement.

Depuis qu'ICF Consulting a réalisé cette étude, certains changements importants ont été apportés à la méthode d'estimation du secteur des transports. Plus particulièrement, l'affectation des carburants d'aviation aux vols intérieurs ou internationaux se fait différemment, tout comme la répartition des carburants entre les transports routier et hors route. En outre, on a réalisé un examen technique interne de tous les coefficients d'émission associés aux transports afin d'évaluer l'exactitude et les possibilités d'application. Par ailleurs, un examen réalisé au pays à l'automne 2007 a permis, à partir de données et connaissances plus récentes, d'identifier une série de coefficients d'émission de CO₂ plus appropriés que les précédents pour les combustibles liquides. Bien que la réduction de l'incertitude associée à ces améliorations reste à quantifier, le Canada estime que l'incertitude dont fait état l'étude d'ICF Consulting n'est pas représentative de celle associée aux nouvelles estimations. Prière de se reporter au chapitre 3 pour plus de précisions sur l'incertitude associée au secteur de l'énergie.

On a ajouté au sous-secteur des transports la consommation historique de carburant éthanol. L'incertitude spécifique des émissions attribuées à l'utilisation de ce carburant n'a pas encore été mesurée. Néanmoins, il ne s'agit que des quantités minimales et, par rapport à l'ensemble, les

émissions d'éthanol sont très faibles. Ainsi, toute incertitude entourant leur estimation influera-t-elle très peu sur les incertitudes entourant la catégorie des transports.

A7.4.1.3 *Énergie - Émissions fugitives*

Ce sous-secteur englobe les émissions fugitives de CH₄ et CO₂ accompagnant l'extraction de la houille et l'exploitation pétrolière et gazière. Il inclut les émissions associées aux fuites, à l'évacuation et au torchage dans ces domaines d'activité. En ce qui a trait aux émissions fugitives, les plages d'incertitude vont de -35 à -13 % pour le CO₂ et de -7 à +16 % pour le CH₄. La discussion sur les incertitudes que l'on a présentée au chapitre 3 du rapport pour le secteur d'amont de l'industrie pétrolière et gazière se fonde sur les résultats d'une analyse de niveau 1 effectuée par Clearstone Engineering Ltd. pour l'ACPP (2005).

L'analyse de l'incertitude concernant l'industrie du raffinage a été effectuée par Levelton Consulting pour l'Institut canadien de produits pétroliers (ICPP 2004). L'estimation de l'incertitude globale, fondée sur une analyse de niveau 1 s'est révélée être de $\pm 8,3$ %. On a également effectué une analyse de niveau 2; dans ce cas, on a estimé les incertitudes globales à ± 14 %. À noter que les estimations de l'incertitude présentées au tableau A7-7 pour l'ensemble de la catégorie des émissions fugitives (1.B), pour l'ensemble de la catégorie du pétrole (1.B.2.a), pour la production de pétrole (1.B.2.a.i) et pour les activités d'évacuation et de torchage (1.B.2.c) n'incluent pas cette nouvelle information provenant de l'étude de l'ICPP sur l'industrie du raffinage du pétrole.

A7.4.2 **Procédés industriels**

Selon l'analyse d'ICF Consulting, l'incertitude de niveau 2 associée à l'estimation des émissions de GES, à l'exclusion des halocarbures, produits par le secteur des procédés industriels en 2001 se situait entre -7 et +5 %. Depuis l'étude d'ICF Consulting, de nouvelles sources se sont ajoutées, les méthodes de calcul se sont raffinées, et on a obtenu de nouvelles données sur un certain nombre de catégories d'activités. On s'attend donc que l'incertitude associée au secteur des procédés industriels diffère légèrement de la valeur calculée par ICF Consulting.

Les principaux facteurs ayant influé sur les résultats de l'évaluation de l'incertitude par ICF Consulting sont décrits sous les rubriques qui suivent. On y retrouve aussi la description des analyses d'incertitude de niveau 1 réalisées pour certaines catégories. On peut trouver au chapitre 4 de plus amples détails sur l'évaluation de l'incertitude rattachée à chaque catégorie.

A7.4.2.1 *Procédés industriels – Produits minéraux*

Depuis l'étude d'ICF Consulting, on a apporté des améliorations aux méthodes de calcul et réduit l'incertitude des données sur les activités dans les catégories de la fabrication du ciment et de la chaux. L'évaluation de cette incertitude au moyen d'une méthode de niveau 1 a donné des résultats respectifs de ± 33 % et de ± 21 % pour la fabrication du ciment et de la chaux. Compte tenu de ces améliorations, on ne peut plus considérer les résultats de l'étude d'ICF Consulting comme valables pour ces catégories.

L'inclusion d'émissions supplémentaires provenant des emplois du calcaire, qui n'avaient pas été déclarées dans l'inventaire de 1990-2001, aura aussi des répercussions sur les estimations de l'incertitude fournies par ICF Consulting. D'après une étude réalisée en 2006 par AMEC, l'évaluation de niveau 1 des emplois du calcaire et de la dolomite (pour la série chronologique) donne une plage d'incertitude de ± 16 à ± 19 %. Selon cette étude, l'incertitude serait surtout reliée aux données sur les activités et sur le ratio calcaire-dolomite utilisé pour estimer les émissions.

L'amélioration des données sur les activités utilisées pour estimer les émissions provenant de l'utilisation du carbonate de sodium anhydre invalide les résultats de l'étude d'ICF Consulting dans cette catégorie. L'évaluation, par une méthode de niveau 1, de l'incertitude associée aux émissions de CO₂ résultant de l'utilisation du carbonate de sodium anhydre a révélé une plage de ± 10 à ± 14 % (AMEC 2006). Une évaluation de niveau 1 a aussi été réalisée pour déterminer l'incertitude associée à l'utilisation de la magnésite pour toute la série chronologique; les résultats montrent une variation de $\pm 4,9$ à $\pm 6,0$ % (AMEC 2006).

A7.4.2.2 *Procédés industriels – Industrie chimique*

Des améliorations ont été apportées à l'estimation des émissions de la catégorie de la fabrication de l'ammoniac. Ainsi, la quantité d'ammoniac produit sans reformage du méthane à la vapeur a été mise à jour pour toutes les années. Par suite de ces modifications, il est probable qu'on observe une baisse de l'incertitude associée à cette catégorie (évaluée par une méthode de niveau 2). La plage d'incertitude de niveau 2 provenant de l'étude d'ICF Consulting pour la production d'acide nitrique ne s'applique plus, étant donné que la méthode d'estimation des émissions a été revue à la suite d'une étude récente (Cheminfo 2006). On a tiré de cette étude des données propres à chaque usine sur les émissions, la production et les coefficients d'émission pour la plupart des entreprises et des années des séries chronologiques. Les données et l'information recueillies ont contribué à réduire l'incertitude associée à cette catégorie. L'estimation, par une méthode de niveau 1, de l'incertitude associée à la fabrication d'acide nitrique donne des résultats de ± 8 % pour la période de 1990 à 1998 et de ± 7 % pour la période de 1999 à 2006. Comme ni la méthode ni la source des données n'ont changé pour la fabrication d'acide adipique, la plage d'incertitude présentée dans le rapport d'ICF Consulting s'applique toujours aux estimations des émissions présentées dans ce rapport.

A7.4.2.3 *Procédés industriels – Production de métaux*

Le passage d'une méthode d'estimation de niveau 1 à une méthode d'estimation de niveau 2 depuis la réalisation de l'étude d'ICF Consulting pour estimer les émissions de CO₂ attribuables à la sidérurgie aurait diminué l'incertitude rattachée à cette catégorie de ± 5 %. Les incertitudes des estimations des émissions de CO₂ et des PFC attribuables à la fabrication de l'aluminium exposées dans le rapport d'ICF Consulting ne s'appliquent plus à la présentation actuelle, en raison de l'amélioration apportée à la méthode de calcul. La firme ICF Consulting n'a pas évalué l'incertitude associée au SF₆ émis par la fabrication de l'aluminium. Comme rien n'a changé dans l'origine des données relatives à la production de magnésium, la valeur de l'incertitude présentée dans le rapport d'ICF Consulting s'applique toujours aux estimations des émissions dans la présentation actuelle. Le SF₆ attribuable au moulage du magnésium n'était pas une catégorie reconnue dans l'étude d'ICF Consulting. Cependant, selon une évaluation de niveau 1 réalisée dans le cadre de l'étude de Cheminfo Services (2005), l'incertitude se situerait à ± 4 % pour cette catégorie.

A7.4.2.4 *Procédés industriels - Consommation d'halocarbures et de SF₆*

Étant donné l'acquisition de données plus récentes sur la consommation d'HFC et d'HPF ainsi que l'amélioration des méthodes, les plages d'incertitude concernant les émissions de ces composés, qui sont respectivement de -21 à $+55$ % et de -28 à $+70$ % (ICF Consulting 2004), seraient considérées comme très prudentes. Selon une évaluation de niveau 2 réalisée dans le cadre d'une étude de Cheminfo Services (Cheminfo Services 2005), l'incertitude varie de -50 à $+19$ % pour les émissions de SF₆ attribuables à la fabrication d'équipement électrique. L'incertitude n'a pas fait l'objet d'évaluation en ce qui concerne les émissions de SF₆ attribuables

à la fabrication de semiconducteurs, non plus que les émissions de HFC-23 attribuables à la production d'HCFC.

A7.4.2.5 Procédés industriels - Autres procédés et procédés indifférenciés

On a revu les séries chronologiques de cette catégorie depuis la réalisation de l'étude d'ICF Consulting. Les révisions proviennent des changements apportés aux estimations des émissions de CO₂ issues de la production d'aluminium, de la production d'ammoniac et de la sidérurgie. Ces estimations révisées sont soustraites du total des émissions dues aux utilisations à des fins non énergétiques afin d'éviter le double comptage. En outre, les émissions de CO₂ attribuées au gaz naturel utilisé pour la fabrication d'hydrogène ont été réaffectées aux catégories du secteur de l'énergie. Bien que l'incertitude associée à l'estimation actuelle des émissions n'ait pas été réévaluée, la plage tirée de l'étude d'ICF Consulting est considérée comme acceptable.

A7.4.3 Utilisation des solvants et d'autres produits

Les estimations chronologiques sur l'utilisation des solvants ont été revues en fonction de l'information sur les ventes de N₂O recueillie lors de l'étude effectuée en 2006 par Cheminfo Services. En l'absence d'une évaluation exhaustive de l'incertitude, cette étude donne un aperçu de la plage d'incertitude possible. On trouvera plus de détails à ce sujet à la section 5.1.3 du chapitre 5.

A7.4.4 Agriculture

Depuis l'étude d'ICF Consulting, le secteur agricole a connu d'importants changements dans les méthodes et les actualisations des paramètres, notamment à la faveur de l'adoption de méthodes de niveau 2 pour les sources de CH₄ et pour le N₂O attribuable aux sols agricoles. Une nouvelle analyse de l'incertitude associée à ces catégories a été réalisée par des experts d'AAC en 2006 et mise à jour en 2007. On en trouvera les résultats dans les sections correspondantes du chapitre 6.

A7.4.5 Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie

Au moment où ont été menées les analyses descendantes de l'incertitude telles que l'étude d'ICF Consulting, la méthodologie d'estimation concernant le secteur de l'ATCATF était en pleine transformation. On a donc préféré ne pas inclure ce secteur. Il est devenu possible d'effectuer des analyses quantitatives de l'incertitude grâce aux améliorations apportées aux méthodes de calcul depuis le rapport de 2006.

Les catégories de l'ATCATF ne contribuent pas toutes également à l'incertitude sectorielle globale. En raison de l'importance de leur contribution au flux total, les incertitudes entachant les estimations dans les catégories des terres forestières et des terres cultivées, ainsi que dans la catégorie transversale de la conversion des forêts, dominent le secteur et ont priorité.

Des travaux sont en cours pour élaborer des estimations officielles de l'incertitude dans la catégorie des terres forestières (White et al. sous presse). Les valeurs d'incertitude établies pour la catégorie des terres cultivées sont présentées au chapitre 7. Dans la section A3.5 de l'annexe 3, on présente des évaluations préliminaires ainsi que des estimations partielles de l'incertitude, fondées sur l'opinion d'experts dans, notamment, les terres humides et les régions assujetties à la conversion des forêts.

A7.4.6 Déchets

Les émissions évaluées dans ce secteur sont celles de CH₄ attribuables à l'enfouissement des déchets solides, celles de CH₄ et de N₂O attribuables à l'épuration des eaux usées et les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'incinération des déchets. Les valeurs de l'incertitude sont tirées de l'étude d'ICF Consulting (2004, 2005) fondée sur les données obtenues et les modèles construits pour l'année de présentation du RIN de 2003 relatif à l'inventaire de 2001.

A7.4.6.1 Déchets – Enfouissement des déchets urbains

Le seul gaz à effet de serre envisagé pour ce sous-secteur est le CH₄, puisque les émissions de CO₂ proviennent de la biodégradation de la biomasse et n'entrent donc pas dans le calcul des émissions totales, et que l'on pose comme négligeables les émissions de N₂O. Il a été estimé que l'incertitude associée aux émissions de CH₄ provenant à la fois des décharges municipales et des décharges de déchets ligneux se situait dans la plage de -35 à +40 %.

L'incertitude est due principalement à une divergence d'opinion survenue lors de la consultation d'experts et portant sur les valeurs du potentiel de production de méthane et de la constante de vitesse du CH₄ utilisées dans le modèle Scholl Canyon pour les estimations de la production de CH₄ dans les décharges de déchets solides urbains. À la suite du rapport de la firme de consultants ICF, l'Université du Manitoba a effectué une étude en bénéficiant du soutien direct d'Environnement Canada; cette étude a porté sur la formulation d'estimations plus précises pour ces deux paramètres clés du modèle (Thompson et al. 2005). En outre, le potentiel de production de CH₄ par les provinces et les territoires a récemment fait l'objet d'une nouvelle révision. Par conséquent, en l'absence d'une présentation quantitative fondée sur une étude complémentaire de l'incertitude de niveau 2, on prévoit que ces nouvelles valeurs réduiront l'incertitude associée aux émissions de CH₄ dues à cette source.

A7.4.6.2 Déchets – Épuration des eaux usées

Les émissions de N₂O représentaient environ 80 % des émissions totales de ce sous-secteur. On estime que l'incertitude globale du niveau d'émissions associées au sous-secteur de l'épuration des eaux usées se situe dans la plage de -40 à +55 %.

Les incertitudes des émissions de CH₄ et de N₂O sont respectivement de -40 à +45 % et de -60 à +65 %. On s'attend à ce que l'incertitude générale associée à ce sous-secteur et les incertitudes entourant les valeurs des émissions relatives à ces catégories pour l'inventaire actuel diminuent avec l'introduction de nouvelles données sur les activités. Les émissions de N₂O, en particulier, ont récemment été révisées en fonction de nouvelles données sur la consommation de protéines par habitant.

A7.4.6.3 Déchets – Incinération des déchets

On estime que l'incertitude globale associée à la catégorie de sources de l'incinération des déchets se trouve dans la plage de -12 à +65 %. Le CO₂ a contribué en gros à 79 % des émissions totales du sous-secteur. Les incertitudes associées aux émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O sont de -3 à +85 %, de -60 à +60 % et de -80 à +85 %, respectivement. Comme de nouvelles données sur les activités ont été obtenues après la publication du rapport d'ICF Consulting, on s'attend à ce que les incertitudes associées à ces émissions catégorielles, dans la présentation actuelle, soient inférieures à celles qui avaient été présentées dans l'étude d'ICF Consulting.

Références

- AMEC. 2006. Identifying and Updating Industrial Process Activity Data in the Minerals Sector for the Canadian Greenhouse Gas Inventory. AMEC Earth & Environmental, division d'AMEC Americas Ltd.
- ACPP. 2005. A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H₂S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry, Vols. 1–5. Préparé par Clearstone Engineering Ltd., Calgary (Alberta), Canada.
- Cheminfo Services. 2005. Improving and Updating Industrial Process-Related Activity Data and Methodologies Used in Canada's Greenhouse Gas Inventory, Cheminfo Services pour Environnement Canada, Markham (Ontario), Canada.
- Cheminfo Services. 2006. Improvements and Updates to Certain Industrial Process and Solvent Use-Related Sections in Canada's Greenhouse Gas Inventory. Préparé par Cheminfo Services pour Environnement Canada, Markham (Ontario), Canada.
- Environnement Canada. 2003. Inventaire national des gaz à effet de serre, 1990–2001, Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada.
- GIEC. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.html
- GIEC. 2003. Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gpglulucf/gpglulucf_languages.htm
- GIEC/OCDE/AIE. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>
- ICF Consulting. 2004. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001. Rapport non publié, no de contrat K-2362-3-0060, présenté à Environnement Canada.
- ICF Consulting. 2005. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001—Supplementary Analysis. Rapport non publié, no de contrat K2362-04-0121, présenté à Environnement Canada.
- ICPP. 2004. Economic and Environmental Impacts of Removing Sulphur from Canadian Gasoline and Distillate Production. Préparé par Levelton Consultants Ltd. en association avec Purvin & Gertz Inc., Calgary (Alberta), Canada.
- McCann, T.J. 1994. Uncertainties in Canada's 1990 Greenhouse Gas Emission Estimates: A Quantitative Assessment. Rapport non publié, préparé pour la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada par T.J. McCann and Associates Ltd.

McCann, T.J. 2000. 1998 Fossil Fuel and Derivative Factors, préparé pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates.

Morgan, M.G. et M. Henrion. 1990. Uncertainty: A Guide to Dealing with Uncertainty in Quantitative Risk and Policy Analysis, Cambridge University Press, Cambridge, R.-U.

SGA. 2000. Emission Factors and Uncertainties for CH₄ & N₂O from Fuel Combustion, rapport non publié préparé pour la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par SGA Energy Ltd.

Thompson, S., J. Sawyer, R.K. Bonam et S. Smith. 2005. Review of Existing Landfill Methane Generation Model: Interim Report, Natural Resources Institute, University of Manitoba, Winnipeg (Manitoba), Canada.

White, T., N. Luckai, G.R. Larocque, W.A. Kurz et C. Smyth. A practical Approach for Assessing the Sensitivity of the Carbon Budget Model of the Canadian Forest Sector (CBM-CFS3). Ecological Modelling (sous presse).

Annexe 8 Tableau des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada, 1990–2006

L'annexe 8 contient des tableaux-synthèses (tableaux A8-1 à A8-19) répertoriant les émissions de gaz à effet de serre par année, par gaz et par secteur.

Tableau A8-1 : Description des catégories de gaz à effet de serre

Catégories de sources et de puits de gaz à effet de serre

ÉNERGIE

a. Sources de combustion fixes

Production d'électricité et de chaleur	Émissions de combustible consommé par :
Production d'électricité	Production d'électricité par les services publics et l'industrie
Production de chaleur	Production de vapeur (pour la vente)
Industries des combustibles fossiles	Émissions de combustible consommé par :
Raffinage et valorisation du pétrole	Industries de raffinage et de production du pétrole (incluant les installations en amont)
Production de combustibles fossiles	Production de gaz naturel et certaines industries conventionnelles et non conventionnelles de production du pétrole (y compris certaines activités de raffinage)
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	Émissions de combustible commercial vendu à :
	Mines de métaux et de non-métaux, carrières de pierre et de gravier
	Industries d'extraction de pétrole et de gaz
	Exploration minière et opérations de forage à contrat
Industries manufacturières	Émissions de combustible consommé par les industries suivantes :
	Sidérurgie (fonderies d'acier, usines de moulage et de laminage)
	Métaux non ferreux (production d'aluminium, de magnésium, et autre production)
	Produits chimiques (fabrication d'engrais, fabrication de produits chimiques organiques et inorganiques)
	Pâtes et papiers (surtout la fabrication de pâtes, de papiers et de produits de papier)
	Production de ciment
	Autres industries manufacturières non spécifiées (p.ex., les industries de l'automobile, des textiles et des aliments et boissons)
Construction	Émissions de combustible consommé par l'industrie de la construction - bâtiments, routes, etc.
Commercial et institutionnel	Émissions de combustible consommé par :
	Industries de services de l'exploitation minière, les communications, la vente au détail et en gros, les services financiers et d'assurances, l'immobilier, l'éducation, etc.
	Établissements fédéraux, provinciaux et municipaux
	Défense nationale et Garde côtière canadienne
	Gares, aéroports et entrepôts
Résidentiel	Émissions de combustible consommé par les résidences personnelles (maisons, résidences hôtelières, condominiums et maisons de ferme)
Agriculture et foresterie	Émissions de combustible consommé par :
	Exploitation forestière et services connexes
	Industrie de l'agriculture, de la chasse et du piégeage (à l'exclusion de la transformation des aliments ainsi que de la fabrication et de la réparation de la machinerie agricole)
b. Transport	Émissions provenant de l'utilisation de carburant par :
Transport aérien intérieur	les lignes aériennes canadiennes effectuant des vols intérieurs
Transport routier	les véhicules qui sont autorisés à circuler sur les routes (y compris les émissions de gaz autres que le CO ₂ provenant de la consommation d'éthanol)
Transport ferroviaire	le transport ferroviaire canadien
Transport maritime intérieur	les navires immatriculés et ravitaillés en carburant au Canada
Autre - véhicules hors route	les véhicules qui ne sont pas autorisés à circuler sur les routes (y compris les émissions de gaz autres que le CO ₂ provenant de la consommation d'éthanol)
Autre - pipelines	les modes de transport et de distribution du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits
c. Sources fugitives	Les rejets de gaz à effet de serre, intentionnels ou non, provenant des activités suivantes :
Exploitation de la houille	Exploitation minière souterraine et à ciel ouvert
Pétrole et gaz naturel	Exploration, production, traitement, transport et distribution du pétrole et du gaz classiques et non classiques
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	Émissions provenant des activités de production suivantes :
a. Produits minéraux	Production de ciment et de chaux; utilisation de carbonate de sodium, de chaux et de dolomite, et de magnésium
b. Industries chimiques	Production d'ammoniac, d'acide adipique et d'acide nitrique
c. Production de métaux	Production d'aluminium, sidérurgie et production et moulage de magnésium
d. Consommation d'halocarbures et de SF ₆	Rejet de HFC et/ou PFC suite à la production ou l'utilisation de dispositifs de climatisation et de réfrigération, d'extincteurs, d'aérosols, de solvants; et par les industries d'injection de mousse, des semi-conducteurs et autres pièces électroniques. L'utilisation de SF ₆ dans le matériel électrique et semi-conducteurs.
e. Autres procédés et procédés	Émissions provenant de l'utilisation non énergétique de combustibles fossiles

UTILISATION DE SOLVANTS ET D'AUTRES PRODUITS

	Émissions provenant de l'utilisation de N ₂ O dans les produits anesthésiques et agents propulseurs
AGRICULTURE	Émissions provenant de :
a. Fermentation entérique	Fermentation entérique du bétail
b. Gestion des fumiers	Gestion des fumiers
c. Sols agricoles	
Sources directes	Émissions directes de N ₂ O des engrais synthétiques, des fumiers sur les terres agricoles, des résidus de culture, du labourage, des jachères d'été, de l'irrigation et de la culture des sols organiques
Fumier de pâturages, de grands parcours et Sources indirectes	Émissions directes de N ₂ O des fumiers épandus sur les pâturages, les grands parcours et les enclos
	Émissions indirectes de N ₂ O de la volatilisation et du lessivage de l'azote des fumiers, des engrais synthétiques et des résidus de cultures
DÉCHETS	Émissions provenant de :
a. Enfouissement de déchets solides	Sites d'enfouissement des déchets urbains solides (les décharges municipales) et les sites d'enfouissement de déchets de bois
b. Épuration des eaux	Épuration des eaux domestiques et industrielles
c. Incinération des déchets	Incinération des déchets solides municipaux et des boues d'épuration
Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie	Émissions et absorptions provenant des :
a. Terres forestières	Forêts aménagées et terres boisées, y compris la croissance et les perturbations naturelles et anthropiques
b. Terres cultivées	Gestion des sols cultivés minéraux et organiques, chaulage, biomasse ligneuse (CO ₂), terres converties en terres cultivées
c. Prairies	Prairies aménagées et terres transformées en prairies (CO ₂)
d. Terres humides	Terres transformées en terres humides (tourbières, terres inondées) et terres humides conservées (tourbières seulement)
e. Zones de peuplement	Arbres urbains et forêts et prairies transformées en terres aménagées (habitations, infrastructures de transport et infrastructures gazière et pétrolière)

Tableau A8-2 : Émissions canadiennes de gaz à effet de serre par secteur, de 1990 à 2006

Catégories de gaz à effet de serre	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
TOTAL¹	592 000	642 000	718 000	710 000	717 000	741 000	743 000	734 000	721 000
ÉNERGIE	470 000	510 000	587 000	582 000	588 000	609 000	604 000	596 000	583 000
a. Sources de combustion fixes	282 000	294 000	344 000	340 000	345 000	360 000	350 000	338 000	324 000
Production d'électricité et de chaleur	95 400	101 000	132 000	134 000	129 000	135 000	127 000	125 000	117 000
Industries des combustibles fossiles	52 000	54 000	67 000	68 000	73 000	74 000	73 000	69 000	68 000
Raffinage et valorisation du pétrole	16 000	14 000	14 000	16 000	19 000	19 000	18 000	17 000	16 000
Production de combustibles fossiles	36 000	40 000	53 000	53 000	54 000	54 000	55 000	52 000	52 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	6 190	7 860	10 400	10 300	11 800	15 700	14 800	15 600	16 500
Industries manufacturières	54 900	53 000	53 100	48 900	49 000	49 400	51 000	47 300	46 300
Sidérurgie	6 500	7 050	7 190	5 900	6 490	6 380	6 490	6 480	6 380
Métaux non ferreux	3 190	3 090	3 190	3 460	3 220	3 200	3 230	3 270	3 050
Produits chimiques	7 100	8 450	7 860	6 760	6 120	5 810	6 770	6 340	6 490
Pâtes et papiers	13 700	11 700	11 000	9 840	9 250	9 060	9 400	7 180	5 950
Ciment	3 690	3 670	3 890	3 860	4 090	4 080	4 210	4 590	4 850
Autres industries manufacturières	20 700	19 000	19 900	19 000	19 800	20 800	20 900	19 400	19 600
Construction	1 870	1 170	1 070	1 010	1 230	1 300	1 350	1 360	1 300
Commercial et institutionnel	25 700	28 900	33 100	33 100	35 200	37 800	37 700	36 700	33 400
Résidentiel	44 000	45 000	45 000	42 000	43 000	45 000	43 000	42 000	40 000
Agriculture et foresterie	2 390	2 760	2 540	2 200	2 100	2 200	2 090	1 980	1 920
b. Transport²	150 000	160 000	180 000	180 000	180 000	180 000	190 000	190 000	190 000
Transport aérien intérieur	6 400	5 900	6 500	6 100	6 700	7 200	7 800	8 600	8 400
Transport routier	98 400	109 000	119 000	121 000	123 000	125 000	130 000	131 000	133 000
Véhicules légers à essence	45 800	44 400	42 100	41 800	41 900	41 400	41 100	39 900	38 900
Camions légers à essence	20 700	27 900	36 800	37 500	39 100	40 500	42 000	43 100	44 800
Véhicules lourds à essence	7 810	6 080	5 290	6 000	5 870	6 050	6 410	6 300	6 280
Motos	146	121	158	182	206	226	245	251	259
Véhicules légers à moteur diesel	355	327	353	368	389	398	431	432	433
Camions légers à moteur diesel	707	1 330	1 690	1 710	1 810	1 880	1 990	2 130	2 330
Véhicules lourds à moteur diesel	20 700	26 500	31 300	32 400	32 700	34 100	36 500	37 900	39 400
Véhicules au propane ou au gaz naturel	2 200	2 100	1 100	1 100	840	820	860	720	800
Transport ferroviaire	7 000	6 000	7 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000
Transport maritime intérieur	5 000	4 400	5 100	5 500	5 500	6 100	6 600	6 400	5 800
Autres	30 000	30 000	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000
Véhicules hors route à essence	7 000	6 000	8 000	7 000	8 000	8 000	8 000	7 000	7 000
Véhicules hors route à moteur diesel	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000
Pipelines	6 900	12 000	11 300	10 300	10 900	9 100	8 520	10 100	9 660
c. Sources fugitives	42 700	57 000	64 700	65 600	65 400	66 000	66 300	65 500	66 800
Exploitation de la houille ⁴	2 000	2 000	900	1 000	1 000	900	700	700	600
Pétrole et gaz naturel	40 700	55 300	63 700	64 600	64 400	65 100	65 600	64 800	66 200
Pétrole	4 180	5 150	5 430	5 770	5 580	5 770	5 930	5 650	5 710
Gaz naturel	12 900	16 500	19 400	19 600	19 700	20 100	20 400	20 800	21 300
Évacuation	19 300	28 600	33 500	34 200	33 600	33 700	33 700	32 800	33 100
Torçage	4 400	5 100	5 400	5 000	5 400	5 600	5 600	5 500	6 000
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	54 800	56 600	51 100	49 800	49 700	51 200	55 300	54 800	54 400
a. Produits minéraux	8 300	8 800	9 600	9 000	9 000	9 100	9 500	9 500	9 600
Production de ciment	5 400	6 100	6 700	6 500	6 700	6 800	7 100	7 200	7 300
Production de chaux	1 700	1 800	1 900	1 600	1 700	1 600	1 800	1 700	1 600
Utilisation de produits minéraux ³	1 090	878	1 020	844	636	612	585	589	600
b. Industries chimiques	17 000	18 000	8 900	8 200	8 700	8 500	11 000	10 000	9 000
Production d'ammoniac	5 000	6 500	6 800	6 100	6 200	6 100	6 800	6 300	6 600
Production d'acide nitrique	1 010	1 000	1 230	1 280	1 260	1 260	1 230	1 250	1 230
Production d'acide adipique	11 000	11 000	900	800	1 300	1 100	3 100	2 600	1 200
c. Production de métaux	19 500	19 200	18 900	17 400	17 500	17 200	16 700	16 200	16 800
Production de fer et d'acier	7 060	7 880	7 900	7 280	7 120	7 040	7 200	7 020	7 760
Production d'aluminium	9 300	9 200	8 200	7 700	7 500	7 700	7 300	7 900	7 600
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	3 110	2 110	2 780	2 360	2 940	2 480	2 190	1 290	1 390
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	2 300	2 000	4 500	5 500	5 000	6 000	5 500	6 400	6 600
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	8 000	8 400	9 200	9 600	9 500	10 000	13 000	12 000	12 000
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	170	210	240	210	170	220	210	180	320
AGRICULTURE	49 000	56 000	60 000	59 000	58 000	61 000	63 000	63 000	62 000
a. Fermentation entérique	18 000	21 000	22 000	23 000	23 000	23 000	24 000	25 000	24 000
b. Gestion des fumiers	6 100	6 900	7 500	7 800	7 900	7 900	8 100	8 200	8 000
c. Sols agricoles	25 000	28 000	30 000	28 000	27 000	29 000	30 000	29 000	30 000
Sources directes	14 000	15 000	15 000	14 000	13 000	15 000	15 000	15 000	15 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	2 600	3 200	3 500	3 700	3 700	3 700	3 800	3 900	3 800
Sources indirectes	9 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000
DÉCHETS	18 000	19 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	21 000	21 000
a. Enfouissement de déchets solides	17 000	18 000	19 000	18 000	19 000	19 000	19 000	19 000	20 000
b. Épuration des eaux	780	820	880	910	910	910	930	940	930
c. Incinération des déchets	400	350	250	250	220	230	230	240	240
ATCATF	-110 000	160 000	-98 000	-88 000	51 000	12 000	41 000	-8 400	31 000
a. Terres forestières	-130 000	150 000	-110 000	-100 000	39 000	500	31 000	-18 000	23 000
b. Terres cultivées	14 000	6 800	2 600	1 700	1 500	640	76	-860	-1 400
c. Prairies	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Terres humides	4 000	3 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
e. Zones de peuplement	9 000	9 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
 2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
 4. Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.
- absence d'émission
0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A8-3 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2006

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre									
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL	
	Potentiel de réchauffement planétaire Unité	kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂				
TOTAL¹		560 000	4 900	100 000	150	48 000	5 300	2 600	2 700	721 000
ÉNERGIE		519 000	2 600	54 000	30	10 000	–	–	–	583 000
a. Sources de combustion fixes		317 000	200	4 000	8	2 000	–	–	–	324 000
Production d'électricité et de chaleur		116 000	4,6	96	2	700	–	–	–	117 000
Industries des combustibles fossiles		65 200	100	2 000	1	400	–	–	–	68 000
Raffinage et valorisation du pétrole		16 000	–	–	0,4	100	–	–	–	16 000
Production de combustibles fossiles		49 100	100	2 000	1	300	–	–	–	52 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole		16 400	0,3	7	0,4	100	–	–	–	16 500
Industries manufacturières		45 800	3	60	2	500	–	–	–	46 300
Sidérurgie		6 310	0,2	5	0,2	60	–	–	–	6 380
Métaux non ferreux		3 030	0,07	1	0,04	10	–	–	–	3 050
Produits chimiques		6 450	0,14	2,9	0,1	40	–	–	–	6 490
Pâtes et papiers		5 650	2	40	0,8	300	–	–	–	5 950
Ciment		4 840	0,1	2	0,04	10	–	–	–	4 850
Autres industries manufacturières		19 500	0,4	8	0,4	100	–	–	–	19 600
Construction		1 290	0,02	0,5	0,03	10	–	–	–	1 300
Commercial et institutionnel		33 200	0,6	10	0,7	200	–	–	–	33 400
Résidentiel		37 300	100	2 000	2	500	–	–	–	40 000
Agriculture et foresterie		1 900	0,03	0,7	0,06	20	–	–	–	1 920
b. Transport²		184 000	30	600	20	7 000	–	–	–	190 000
Transport aérien intérieur		8 190	0,4	9	0,7	200	–	–	–	8 400
Transport routier		130 000	9,3	200	11	3 400	–	–	–	133 000
Véhicules légers à essence		37 700	2,9	62	3,6	1 100	–	–	–	38 900
Camions légers à essence		43 100	3,2	68	5,3	1 600	–	–	–	44 800
Véhicules lourds à essence		6 130	0,35	7,4	0,44	140	–	–	–	6 280
Motos		254	0,17	3,5	0,01	1,6	–	–	–	259
Véhicules légers à moteur diesel		423	0,01	0,2	0,03	10	–	–	–	433
Camions légers à moteur diesel		2 270	0,06	1	0,2	60	–	–	–	2 330
Véhicules lourds à moteur diesel		39 000	2	40	1	400	–	–	–	39 400
Véhicules au propane ou au gaz naturel		784	0,7	20	0,02	5	–	–	–	800
Transport ferroviaire		5 660	0,3	7	2	700	–	–	–	6 000
Transport maritime intérieur		5 380	0,4	8	1	400	–	–	–	5 800
Autres		35 000	20	400	8	3 000	–	–	–	40 000
Véhicules hors route à essence		6 000	8	200	0,1	40	–	–	–	7 000
Véhicules hors route à moteur diesel		19 000	1	20	8	2 000	–	–	–	20 000
Pipelines		9 390	9,4	200	0,3	80	–	–	–	9 660
c. Sources fugitives		17 000	2 400	49 000	0,1	40	–	–	–	66 800
Exploitation de la houille		–	30	600	–	–	–	–	–	600
Pétrole et gaz naturel		17 400	2 320	48 800	0,1	40	–	–	–	66 200
Pétrole		190	262	5 490	0,1	30	–	–	–	5 710
Gaz naturel		65,6	1 010	21 300	–	–	–	–	–	21 300
Évacuation		11 200	1 040	21 900	0,01	4,61	–	–	–	33 100
Torçage		5 900	4,1	86	0,01	3	–	–	–	6 000
PROCÉDÉS INDUSTRIELS		41 000	–	–	7,88	2 440	5 300	2 600	2 700	54 400
a. Produits minéraux		9 600	–	–	–	–	–	–	–	9 600
Production de ciment		7 300	–	–	–	–	–	–	–	7 300
Production de chaux		1 600	–	–	–	–	–	–	–	1 600
Utilisation de produits minéraux ³		600	–	–	–	–	–	–	–	600
b. Industries chimiques		6 600	–	–	7,88	2 440	–	–	–	9 000
Production d'ammoniac		6 600	–	–	–	–	–	–	–	6 600
Production d'acide nitrique		–	–	–	3,98	1 230	–	–	–	1 230
Production d'acide adipique		–	–	–	3,9	1 200	–	–	–	1 200
c. Production de métaux		12 800	–	–	–	–	–	2 600	1 410	16 800
Production de fer et d'acier		7 760	–	–	–	–	–	–	–	7 760
Production d'aluminium		5 000	–	–	–	–	–	2 600	13,1	7 600
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium		–	–	–	–	–	–	–	1 390	1 390
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆		–	–	–	–	–	5 300	30	1 300	6 600
e. Autres procédés et procédés indifférenciés		12 000	–	–	–	–	–	–	–	12 000
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS		–	–	–	1,0	320	–	–	–	320
AGRICULTURE		–	1 300	27 000	110	34 000	–	–	–	62 000
a. Fermentation entérique		–	1 200	24 000	–	–	–	–	–	24 000
b. Gestion des fumiers		–	160	3 300	15	4 800	–	–	–	8 000
c. Sols agricoles		–	–	–	96	30 000	–	–	–	30 000
Sources directes		–	–	–	49	15 000	–	–	–	15 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos		–	–	–	12	3 800	–	–	–	3 800
Sources indirectes		–	–	–	30	10 000	–	–	–	10 000
DÉCHETS		190	950	20 000	2	700	–	–	–	21 000
a. Enfouissement de déchets solides		–	940	20 000	–	–	–	–	–	20 000
b. Épuration des eaux		–	12	260	2	700	–	–	–	930
c. Incinération des déchets		190	0,07	1	0,2	50	–	–	–	240
ATCATF		19 000	360	7 500	15	4 700	–	–	–	31 000
a. Terres forestières		11 000	340	7 200	14	4 500	–	–	–	23 000
b. Terres cultivées		-1 700	7	200	0,4	100	–	–	–	-1 400
c. Prairies		–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Terres humides		2 000	0	–	0	–	–	–	–	2 000
e. Zones de peuplement		8 000	5	100	0,2	50	–	–	–	8 000

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A8-4 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2005

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre									
	Potentiel de réchauffement planétaire	CO ₂	CH ₄	CH ₄ ²¹	N ₂ O	N ₂ O ³¹⁰	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL
	Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂
TOTAL¹		572 000	4 900	100 000	160	49 000	5 200	3 100	2 500	734 000
ÉNERGIE		532 000	2 600	54 000	30	10 000	–	–	–	596 000
a. Sources de combustion fixes		331 000	200	4 000	8	3 000	–	–	–	338 000
Production d'électricité et de chaleur		124 000	4,8	100	2	700	–	–	–	125 000
Industries des combustibles fossiles		66 200	100	2 000	1	400	–	–	–	69 000
Raffinage et valorisation du pétrole		17 000	–	–	0,4	100	–	–	–	17 000
Production de combustibles fossiles		49 000	100	2 000	1	300	–	–	–	52 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole		15 400	0,3	6	0,4	100	–	–	–	15 600
Industries manufacturières		46 700	3	60	2	500	–	–	–	47 300
Sidérurgie		6 410	0,2	5	0,2	60	–	–	–	6 480
Métaux non ferreux		3 250	0,08	2	0,05	20	–	–	–	3 270
Produits chimiques		6 300	0,13	2,7	0,1	30	–	–	–	6 340
Pâtes et papiers		6 880	2	40	0,8	300	–	–	–	7 180
Ciment		4 580	0,1	2	0,04	10	–	–	–	4 590
Autres industries manufacturières		19 300	0,4	8	0,4	100	–	–	–	19 400
Construction		1 350	0,02	0,5	0,03	10	–	–	–	1 360
Commercial et institutionnel		36 500	0,6	10	0,7	200	–	–	–	36 700
Résidentiel		39 300	90	2 000	2	500	–	–	–	42 000
Agriculture et foresterie		1 960	0,03	0,7	0,06	20	–	–	–	1 980
b. Transport²		184 000	30	600	20	8 000	–	–	–	190 000
Transport aérien intérieur		8 330	0,4	9	0,8	200	–	–	–	8 600
Transport routier		127 000	9,3	200	11	3 500	–	–	–	131 000
Véhicules légers à essence		38 600	3,2	66	4,1	1 300	–	–	–	39 900
Camions légers à essence		41 400	3,2	66	5,3	1 600	–	–	–	43 100
Véhicules lourds à essence		6 150	0,38	8,0	0,43	130	–	–	–	6 300
Motos		246	0,16	3,5	0,00	1,5	–	–	–	251
Véhicules légers à moteur diesel		421	0,01	0,2	0,03	10	–	–	–	432
Camions légers à moteur diesel		2 080	0,05	1	0,2	50	–	–	–	2 130
Véhicules lourds à moteur diesel		37 500	2	40	1	400	–	–	–	37 900
Véhicules au propane ou au gaz naturel		706	0,7	10	0,01	4	–	–	–	720
Transport ferroviaire		5 480	0,3	6	2	700	–	–	–	6 000
Transport maritime intérieur		6 050	0,4	9	1	400	–	–	–	6 400
Autres		37 000	20	400	9	3 000	–	–	–	40 000
Véhicules hors route à essence		7 000	8	200	0,2	50	–	–	–	7 000
Véhicules hors route à moteur diesel		20 000	1	20	8	3 000	–	–	–	20 000
Pipelines		9 840	9,8	210	0,3	80	–	–	–	10 100
c. Sources fugitives		16 000	2 300	49 000	0,1	40	–	–	–	65 500
Exploitation de la houille		–	30	700	–	–	–	–	–	700
Pétrole et gaz naturel		16 300	2 310	48 400	0,1	40	–	–	–	64 800
Pétrole		170	259	5 450	0,1	30	–	–	–	5 650
Gaz naturel		61,0	989	20 800	–	–	–	–	–	20 800
Évacuation		10 700	1 050	22 100	0,01	4,56	–	–	–	32 800
Torçage		5 400	3,7	78	0,01	2	–	–	–	5 500
PROCÉDÉS INDUSTRIELS		40 000	–	–	12,6	3 900	5 200	3 100	2 500	54 800
a. Produits minéraux		9 500	–	–	–	–	–	–	–	9 500
Production de ciment		7 200	–	–	–	–	–	–	–	7 200
Production de chaux		1 700	–	–	–	–	–	–	–	1 700
Utilisation de produits minéraux ³		589	–	–	–	–	–	–	–	589
b. Industries chimiques		6 300	–	–	12,6	3 900	–	–	–	10 000
Production d'ammoniac		6 300	–	–	–	–	–	–	–	6 300
Production d'acide nitrique		–	–	–	4,04	1 250	–	–	–	1 250
Production d'acide adipique		–	–	–	8,5	2 600	–	–	–	2 600
c. Production de métaux		11 900	–	–	–	–	–	3 100	1 310	16 200
Production de fer et d'acier		7 020	–	–	–	–	–	–	–	7 020
Production d'aluminium		4 800	–	–	–	–	–	3 100	17,6	7 900
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium		–	–	–	–	–	–	–	1 290	1 290
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆		–	–	–	–	–	5 200	30	1 200	6 400
e. Autres procédés et procédés indifférenciés		12 000	–	–	–	–	–	–	–	12 000
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS		–	–	–	0,58	180	–	–	–	180
AGRICULTURE		–	1 300	28 000	110	34 000	–	–	–	63 000
a. Fermentation entérique		–	1 200	25 000	–	–	–	–	–	25 000
b. Gestion des fumiers		–	160	3 300	16	4 900	–	–	–	8 200
c. Sols agricoles		–	–	–	95	29 000	–	–	–	29 000
Sources directes		–	–	–	48	15 000	–	–	–	15 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos		–	–	–	13	3 900	–	–	–	3 900
Sources indirectes		–	–	–	30	10 000	–	–	–	10 000
DÉCHETS		190	940	20 000	2	700	–	–	–	21 000
a. Enfouissement de déchets solides		–	930	19 000	–	–	–	–	–	19 000
b. Épuration des eaux		–	12	250	2	700	–	–	–	940
c. Incinération des déchets		190	0,06	1	0,2	50	–	–	–	240
ATCATF		-17 000	260	5 400	11	3 400	–	–	–	-8 400
a. Terres forestières		-26 000	240	5 100	10	3 200	–	–	–	-18 000
b. Terres cultivées		-1 100	7	200	0,4	100	–	–	–	-860
c. Prairies		–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Terres humides		2 000	2	30	0,07	20	–	–	–	2 000
e. Zones de peuplement		8 000	5	100	0,2	50	–	–	–	8 000

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.

2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A8-5 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2004

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre										TOTAL
	Potentiel de réchauffement planétaire	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆		
		Unité	kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL¹		580 000	4 900	100 000	160	50 000	4 700	3 100	3 000	743 000	
ÉNERGIE		539 000	2 600	55 000	30	10 000	–	–	–	604 000	
a. Sources de combustion fixes		342 000	200	5 000	8	3 000	–	–	–	350 000	
Production d'électricité et de chaleur		126 000	4,8	100	2	700	–	–	–	127 000	
Industries des combustibles fossiles		70 100	100	2 000	1	500	–	–	–	73 000	
Raffinage et valorisation du pétrole		18 000	–	–	0,4	100	–	–	–	18 000	
Production de combustibles fossiles		51 900	100	2 000	1	300	–	–	–	55 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole		14 700	0,3	6	0,3	100	–	–	–	14 800	
Industries manufacturières		50 400	3	70	2	500	–	–	–	51 000	
Sidérurgie		6 420	0,2	5	0,2	60	–	–	–	6 490	
Métaux non ferreux		3 220	0,07	2	0,05	10	–	–	–	3 230	
Produits chimiques		6 730	0,14	2,9	0,1	40	–	–	–	6 770	
Pâtes et papiers		9 060	2	50	0,9	300	–	–	–	9 400	
Ciment		4 190	0,09	2	0,04	10	–	–	–	4 210	
Autres industries manufacturières		20 800	0,4	9	0,4	100	–	–	–	20 900	
Construction		1 340	0,02	0,5	0,03	10	–	–	–	1 350	
Commercial et institutionnel		37 500	0,7	10	0,8	200	–	–	–	37 700	
Résidentiel		40 400	90	2 000	2	500	–	–	–	43 000	
Agriculture et foresterie		2 080	0,04	0,7	0,06	20	–	–	–	2 090	
b. Transport²		180 000	30	600	20	8 000	–	–	–	190 000	
Transport aérien intérieur		7 610	0,4	9	0,7	200	–	–	–	7 800	
Transport routier		126 000	9,6	200	12	3 700	–	–	–	130 000	
Véhicules légers à essence		39 600	3,5	72	4,6	1 400	–	–	–	41 100	
Camions légers à essence		40 300	3,2	66	5,4	1 700	–	–	–	42 000	
Véhicules lourds à essence		6 270	0,41	8,7	0,42	130	–	–	–	6 410	
Motos		240	0,16	3,4	0,00	1,5	–	–	–	245	
Véhicules légers à moteur diesel		420	0,01	0,2	0,03	10	–	–	–	431	
Camions légers à moteur diesel		1 940	0,05	1	0,2	50	–	–	–	1 990	
Véhicules lourds à moteur diesel		36 100	2	40	1	300	–	–	–	36 500	
Véhicules au propane ou au gaz naturel		842	0,7	20	0,02	5	–	–	–	860	
Transport ferroviaire		5 220	0,3	6	2	700	–	–	–	6 000	
Transport maritime intérieur		6 230	0,5	10	1	400	–	–	–	6 600	
Autres		35 000	20	400	9	3 000	–	–	–	40 000	
Véhicules hors route à essence		7 000	9	200	0,2	50	–	–	–	8 000	
Véhicules hors route à moteur diesel		20 000	1	20	8	3 000	–	–	–	20 000	
Pipelines		8 280	8,3	170	0,2	70	–	–	–	8 520	
c. Sources fuyitives		17 000	2 400	50 000	0,1	40	–	–	–	66 300	
Exploitation de la houille		–	30	700	–	–	–	–	–	700	
Pétrole et gaz naturel		16 600	2 330	49 000	0,1	40	–	–	–	65 600	
Pétrole		180	272	5 720	0,1	30	–	–	–	5 930	
Gaz naturel		57,2	968	20 300	–	–	–	–	–	20 400	
Évacuation		10 900	1 090	22 900	0,02	4,66	–	–	–	33 700	
Torçage		5 500	3,8	80	0,01	2	–	–	–	5 600	
PROCÉDES INDUSTRIELS		40 000	–	–	13,9	4 320	4 700	3 100	3 000	55 300	
a. Produits minéraux		9 500	–	–	–	–	–	–	–	9 500	
Production de ciment		7 100	–	–	–	–	–	–	–	7 100	
Production de chaux		1 800	–	–	–	–	–	–	–	1 800	
Utilisation de produits minéraux ³		585	–	–	–	–	–	–	–	585	
b. Industries chimiques		6 800	–	–	13,9	4 320	–	–	–	11 000	
Production d'ammoniac		6 800	–	–	–	–	–	–	–	6 800	
Production d'acide nitrique		–	–	–	3,96	1 230	–	–	–	1 230	
Production d'acide adipique		–	–	–	10	3 100	–	–	–	3 100	
c. Production de métaux		11 400	–	–	–	–	–	3 000	2 220	16 700	
Production de fer et d'acier		7 200	–	–	–	–	–	–	–	7 200	
Production d'aluminium		4 200	–	–	–	–	–	3 000	31,9	7 300	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium		–	–	–	–	–	–	–	2 190	2 190	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆		–	–	–	–	–	4 700	30	820	5 500	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés		13 000	–	–	–	–	–	–	–	13 000	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS		–	–	–	0,68	210	–	–	–	210	
AGRICULTURE		–	1 300	28 000	110	35 000	–	–	–	63 000	
a. Fermentation entérique		–	1 200	24 000	–	–	–	–	–	24 000	
b. Gestion des fumiers		–	160	3 300	15	4 800	–	–	–	8 100	
c. Sols agricoles		–	–	–	97	30 000	–	–	–	30 000	
Sources directes		–	–	–	49	15 000	–	–	–	15 000	
Fumier de pâturages, de grands parcs et d'enclos		–	–	–	12	3 800	–	–	–	3 800	
Sources indirectes		–	–	–	40	10 000	–	–	–	10 000	
DÉCHETS		180	930	19 000	2	700	–	–	–	20 000	
a. Enfouissement de déchets solides		–	920	19 000	–	–	–	–	–	19 000	
b. Épuration des eaux		–	12	250	2	700	–	–	–	930	
c. Incinération des déchets		180	0,06	1	0,2	50	–	–	–	230	
ATCATF		24 000	510	11 000	22	6 700	–	–	–	41 000	
a. Terres forestières		14 000	500	10 000	21	6 500	–	–	–	31 000	
b. Terres cultivées		-210	8	200	0,4	100	–	–	–	76	
c. Prairies		–	–	–	–	–	–	–	–	–	
d. Terres humides		2 000	0,9	20	0,04	10	–	–	–	2 000	
e. Zones de peuplement		8 000	5	100	0,2	50	–	–	–	8 000	

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.

2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A8-6 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2003

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre									
	Potentiel de réchauffement planétaire	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL
		Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂			
TOTAL¹		582 000	4 800	100 000	150	47 000	4 400	3 000	4 200	741 000
ÉNERGIE		544 000	2 600	54 000	30	10 000	–	–	–	609 000
a. Sources de combustion fixes		353 000	200	5 000	8	3 000	–	–	–	360 000
Production d'électricité et de chaleur		134 000	5,1	110	2	800	–	–	–	135 000
Industries des combustibles fossiles		70 600	100	2 000	1	500	–	–	–	74 000
Raffinage et valorisation du pétrole		19 000	–	–	0,3	100	–	–	–	19 000
Production de combustibles fossiles		51 300	100	2 000	1	400	–	–	–	54 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole		15 600	0,3	7	0,3	100	–	–	–	15 700
Industries manufacturières		48 800	3	60	2	500	–	–	–	49 400
Sidérurgie		6 320	0,2	5	0,2	60	–	–	–	6 380
Métaux non ferreux		3 190	0,07	1	0,05	10	–	–	–	3 200
Produits chimiques		5 780	0,12	2,5	0,1	30	–	–	–	5 810
Pâtes et papiers		8 740	2	40	0,9	300	–	–	–	9 060
Ciment		4 070	0,08	2	0,04	10	–	–	–	4 080
Autres industries manufacturières		20 700	0,4	9	0,4	100	–	–	–	20 800
Construction		1 290	0,02	0,5	0,03	9	–	–	–	1 300
Commercial et institutionnel		37 500	0,7	10	0,8	200	–	–	–	37 800
Résidentiel		42 600	90	2 000	2	500	–	–	–	45 000
Agriculture et foresterie		2 180	0,04	0,8	0,06	20	–	–	–	2 200
b. Transport²		175 000	30	600	20	8 000	–	–	–	180 000
Transport aérien intérieur		7 020	0,4	9	0,6	200	–	–	–	7 200
Transport routier		121 000	9,7	200	12	3 800	–	–	–	125 000
Véhicules légers à essence		39 700	3,7	77	5,1	1 600	–	–	–	41 400
Camions légers à essence		38 700	3,1	66	5,5	1 700	–	–	–	40 500
Véhicules lourds à essence		5 920	0,42	8,8	0,38	120	–	–	–	6 050
Motos		222	0,15	3,2	0,00	1,4	–	–	–	226
Véhicules légers à moteur diesel		388	0,01	0,2	0,03	10	–	–	–	398
Camions légers à moteur diesel		1 840	0,05	1	0,1	50	–	–	–	1 880
Véhicules lourds à moteur diesel		33 800	2	30	1	300	–	–	–	34 100
Véhicules au propane ou au gaz naturel		795	0,7	10	0,02	5	–	–	–	820
Transport ferroviaire		5 130	0,3	6	2	700	–	–	–	6 000
Transport maritime intérieur		5 820	0,4	9	1	300	–	–	–	6 100
Autres		35 000	20	400	8	3 000	–	–	–	40 000
Véhicules hors route à essence		8 000	9	200	0,2	50	–	–	–	8 000
Véhicules hors route à moteur diesel		19 000	1	20	8	2 000	–	–	–	20 000
Pipelines		8 840	8,8	190	0,2	70	–	–	–	9 100
c. Sources fugitives⁴		17 000	2 300	49 000	0,1	40	–	–	–	66 000
Exploitation de la houille ⁴		–	40	900	–	–	–	–	–	900
Pétrole et gaz naturel		16 700	2 300	48 300	0,1	40	–	–	–	65 100
Pétrole		170	265	5 570	0,1	40	–	–	–	5 770
Gaz naturel		55,3	953	20 000	–	–	–	–	–	20 100
Évacuation		11 000	1 080	22 700	0,02	4,96	–	–	–	33 700
Torçage		5 500	3,7	77	0,00	1	–	–	–	5 600
PROCÉDÉS INDUSTRIELS		37 000	–	–	7,58	2 350	4 400	3 000	4 200	51 200
a. Produits minéraux		9 100	–	–	–	–	–	–	–	9 100
Production de ciment		6 800	–	–	–	–	–	–	–	6 800
Production de chaux		1 600	–	–	–	–	–	–	–	1 600
Utilisation de produits minéraux ³		612	–	–	–	–	–	–	–	612
b. Industries chimiques		6 100	–	–	7,58	2 350	–	–	–	8 500
Production d'ammoniac		6 100	–	–	–	–	–	–	–	6 100
Production d'acide nitrique		–	–	–	4,08	1 260	–	–	–	1 260
Production d'acide adipique		–	–	–	3,5	1 100	–	–	–	1 100
c. Production de métaux		11 600	–	–	–	–	–	3 000	2 550	17 200
Production de fer et d'acier		7 040	–	–	–	–	–	–	–	7 040
Production d'aluminium		4 600	–	–	–	–	–	3 000	70,4	7 700
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium		–	–	–	–	–	–	–	2 480	2 480
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆		–	–	–	–	–	4 400	30	1 600	6 000
e. Autres procédés et procédés indifférenciés		10 000	–	–	–	–	–	–	–	10 000
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS		–	–	–	0,71	220	–	–	–	220
AGRICULTURE		–	1 300	27 000	110	34 000	–	–	–	61 000
a. Fermentation entérique		–	1 100	23 000	–	–	–	–	–	23 000
b. Gestion des fumiers		–	150	3 200	15	4 700	–	–	–	7 900
c. Sols agricoles		–	–	–	94	29 000	–	–	–	29 000
Sources directes		–	–	–	48	15 000	–	–	–	15 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos		–	–	–	12	3 700	–	–	–	3 700
Sources indirectes		–	–	–	30	10 000	–	–	–	10 000
DÉCHETS		180	920	19 000	2	700	–	–	–	20 000
a. Enfouissement de déchets solides		–	900	19 000	–	–	–	–	–	19 000
b. Épuration des eaux		–	12	240	2	700	–	–	–	910
c. Incinération des déchets		180	0,05	1	0,1	50	–	–	–	230
ATCATF		-4 100	460	9 600	19	6 000	–	–	–	12 000
a. Terres forestières		-15 000	440	9 300	19	5 800	–	–	–	500
b. Terres cultivées		350	8	200	0,4	100	–	–	–	640
c. Prairies		–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Terres humides		2 000	0,7	20	0,03	10	–	–	–	2 000
e. Zones de peuplement		8 000	5	100	0,2	50	–	–	–	8 000

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.

2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

4. On a extrapolé les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 en se servant de données d'activité publiques sur la production de charbon.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A8-7 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2002

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre									
	Potentiel de réchauffement planétaire	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL
		Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂			
TOTAL¹		561 000	4 700	99 000	150	45 000	3 900	3 000	4 000	717 000
ÉNERGIE		524 000	2 600	54 000	30	10 000	–	–	–	588 000
a. Sources de combustion fixes		338 000	200	5 000	8	3 000	–	–	–	345 000
Production d'électricité et de chaleur		128 000	4,7	99	2	700	–	–	–	129 000
Industries des combustibles fossiles		70 100	100	2 000	1	400	–	–	–	73 000
Raffinage et valorisation du pétrole		19 000	–	–	0,3	100	–	–	–	19 000
Production de combustibles fossiles		51 600	100	2 000	1	300	–	–	–	54 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole		11 700	0,2	5	0,3	90	–	–	–	11 800
Industries manufacturières		48 400	3	60	2	500	–	–	–	49 000
Sidérurgie		6 430	0,2	5	0,2	60	–	–	–	6 490
Métaux non ferreux		3 200	0,07	1	0,05	10	–	–	–	3 220
Produits chimiques		6 090	0,12	2,6	0,1	30	–	–	–	6 120
Pâtes et papiers		8 940	2	40	0,9	300	–	–	–	9 250
Ciment		4 080	0,08	2	0,04	10	–	–	–	4 090
Autres industries manufacturières		19 700	0,4	8	0,4	100	–	–	–	19 800
Construction		1 220	0,02	0,5	0,03	9	–	–	–	1 230
Commercial et institutionnel		35 000	0,6	10	0,7	200	–	–	–	35 200
Résidentiel		40 700	90	2 000	2	500	–	–	–	43 000
Agriculture et foresterie		2 080	0,03	0,7	0,06	20	–	–	–	2 100
b. Transport²		170 000	30	700	20	7 000	–	–	–	180 000
Transport aérien intérieur		6 540	0,4	9	0,6	200	–	–	–	6 700
Transport routier		119 000	10	210	13	4 000	–	–	–	123 000
Véhicules légers à essence		40 000	4,0	83	5,7	1 800	–	–	–	41 900
Camions légers à essence		37 300	3,1	66	5,6	1 700	–	–	–	39 100
Véhicules lourds à essence		5 760	0,44	9,3	0,35	110	–	–	–	5 870
Motos		202	0,14	3,0	0,00	1,3	–	–	–	206
Véhicules légers à moteur diesel		379	0,01	0,2	0,03	9	–	–	–	389
Camions légers à moteur diesel		1 760	0,05	1	0,1	40	–	–	–	1 810
Véhicules lourds à moteur diesel		32 300	2	30	1	300	–	–	–	32 700
Véhicules au propane ou au gaz naturel		824	0,7	20	0,02	5	–	–	–	840
Transport ferroviaire		5 150	0,3	6	2	700	–	–	–	6 000
Transport maritime intérieur		5 110	0,4	8	1	400	–	–	–	5 500
Autres		35 000	20	400	7	2 000	–	–	–	40 000
Véhicules hors route à essence		7 000	9	200	0,2	50	–	–	–	8 000
Véhicules hors route à moteur diesel		17 000	0,9	20	7	2 000	–	–	–	20 000
Pipelines		10 600	11	220	0,3	90	–	–	–	10 900
c. Sources fugitives		17 000	2 300	49 000	0,1	40	–	–	–	65 400
Exploitation de la houille ⁴		–	50	1 000	–	–	–	–	–	1 000
Pétrole et gaz naturel		16 600	2 270	47 700	0,1	40	–	–	–	64 400
Pétrole		180	256	5 370	0,1	30	–	–	–	5 580
Gaz naturel		–	51,7	19 700	–	–	–	–	–	19 700
Évacuation		11 000	1 080	22 600	0,01	4,34	–	–	–	33 600
Torçage		5 400	3,6	75	0,01	2	–	–	–	5 400
PROCÉDÉS INDUSTRIELS		36 000	–	–	8,09	2 510	3 900	3 000	4 000	49 700
a. Produits minéraux		9 000	–	–	–	–	–	–	–	9 000
Production de ciment		6 700	–	–	–	–	–	–	–	6 700
Production de chaux		1 700	–	–	–	–	–	–	–	1 700
Utilisation de produits minéraux ³		636	–	–	–	–	–	–	–	636
b. Industries chimiques		6 200	–	–	8,09	2 510	–	–	–	8 700
Production d'ammoniac		6 200	–	–	–	–	–	–	–	6 200
Production d'acide nitrique		–	–	–	4,05	1 260	–	–	–	1 260
Production d'acide adipique		–	–	–	4,0	1 300	–	–	–	1 300
c. Production de métaux		11 500	–	–	–	–	–	3 000	3 020	17 500
Production de fer et d'acier		7 120	–	–	–	–	–	–	–	7 120
Production d'aluminium		4 400	–	–	–	–	–	3 000	80,1	7 500
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium		–	–	–	–	–	–	–	2 940	2 940
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆		–	–	–	–	–	3 900	30	1 000	5 000
e. Autres procédés et procédés indifférenciés		9 500	–	–	–	–	–	–	–	9 500
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS		–	–	–	0,54	170	–	–	–	170
AGRICULTURE		–	1 300	27 000	100	32 000	–	–	–	58 000
a. Fermentation entérique		–	1 100	23 000	–	–	–	–	–	23 000
b. Gestion des fumiers		–	150	3 200	15	4 700	–	–	–	7 900
c. Sols agricoles		–	–	–	87	27 000	–	–	–	27 000
Sources directes		–	–	–	43	13 000	–	–	–	13 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos		–	–	–	12	3 700	–	–	–	3 700
Sources indirectes		–	–	–	30	10 000	–	–	–	10 000
DÉCHETS		180	900	19 000	2	700	–	–	–	20 000
a. Enfouissement de déchets solides		–	890	19 000	–	–	–	–	–	19 000
b. Épuration des eaux		–	11	240	2	700	–	–	–	910
c. Incinération des déchets		180	0,05	1	0,1	40	–	–	–	220
ATCATF		32 000	560	12 000	24	7 300	–	–	–	51 000
a. Terres forestières		21 000	550	11 000	23	7 100	–	–	–	39 000
b. Terres cultivées		1 200	8	200	0,4	100	–	–	–	1 500
c. Prairies		–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Terres humides		2 000	0	–	0	–	–	–	–	2 000
e. Zones de peuplement		8 000	5	100	0,2	50	–	–	–	8 000

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
 2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
 4. On a extrapolé les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 en se servant de données d'activité publiques sur la production de charbon.
- absence d'émission
0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A8-8 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2001

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre									
	Potentiel de réchauffement planétaire Unité	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL
		kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂			
TOTAL¹		553 000	4 700	100 000	150	46 000	3 500	3 500	4 400	710 000
ÉNERGIE		517 000	2 600	55 000	30	10 000	–	–	–	582 000
a. Sources de combustion fixes		333 000	200	5 000	8	3 000	–	–	–	340 000
Production d'électricité et de chaleur		133 000	5,0	110	3	800	–	–	–	134 000
Industries des combustibles fossiles		65 600	100	2 000	1	400	–	–	–	68 000
Raffinage et valorisation du pétrole		16 000	–	–	0,3	90	–	–	–	16 000
Production de combustibles fossiles		50 000	100	2 000	1	300	–	–	–	53 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole		10 200	0,2	4	0,3	80	–	–	–	10 300
Industries manufacturières		48 300	3	60	2	500	–	–	–	48 900
Sidérurgie		5 840	0,2	5	0,2	50	–	–	–	5 900
Métaux non ferreux		3 450	0,08	2	0,05	20	–	–	–	3 460
Produits chimiques		6 720	0,14	2,9	0,1	40	–	–	–	6 760
Pâtes et papiers		9 540	2	40	0,8	300	–	–	–	9 840
Ciment		3 840	0,07	2	0,04	10	–	–	–	3 860
Autres industries manufacturières		18 900	0,4	8	0,4	100	–	–	–	19 000
Construction		1 000	0,02	0,4	0,03	8	–	–	–	1 010
Commercial et institutionnel		32 900	0,6	10	0,7	200	–	–	–	33 100
Résidentiel		39 100	90	2 000	2	500	–	–	–	42 000
Agriculture et foresterie		2 180	0,04	0,8	0,06	20	–	–	–	2 200
b. Transport²		168 000	30	600	20	8 000	–	–	–	180 000
Transport aérien intérieur		5 960	0,4	9	0,5	200	–	–	–	6 100
Transport routier		117 000	10	220	13	4 100	–	–	–	121 000
Véhicules légers à essence		39 800	4,2	88	6,1	1 900	–	–	–	41 800
Camions légers à essence		35 700	3,1	65	5,6	1 700	–	–	–	37 500
Véhicules lourds à essence		5 890	0,48	10	0,34	100	–	–	–	6 000
Motos		178	0,13	2,7	0,00	1,1	–	–	–	182
Véhicules légers à moteur diesel		359	0,01	0,2	0,03	9	–	–	–	368
Camions légers à moteur diesel		1 660	0,04	0,9	0,1	40	–	–	–	1 710
Véhicules lourds à moteur diesel		32 000	2	30	1	300	–	–	–	32 400
Véhicules au propane ou au gaz naturel		1 110	0,9	20	0,02	7	–	–	–	1 100
Transport ferroviaire		5 680	0,3	7	2	700	–	–	–	6 000
Transport maritime intérieur		5 140	0,4	8	1	400	–	–	–	5 500
Autres		34 000	20	400	8	2 000	–	–	–	40 000
Véhicules hors route à essence		7 000	9	200	0,2	50	–	–	–	7 000
Véhicules hors route à moteur diesel		17 000	0,9	20	7	2 000	–	–	–	20 000
Pipelines		9 960	10	210	0,3	80	–	–	–	10 300
c. Sources fugitives		16 000	2 400	49 000	0,1	40	–	–	–	65 600
Exploitation de la houille		–	50	1 000	–	–	–	–	–	1 000
Pétrole et gaz naturel		16 100	2 310	48 500	0,1	40	–	–	–	64 600
Pétrole		170	265	5 570	0,1	30	–	–	–	5 770
Gaz naturel		50,8	933	19 600	–	–	–	–	–	19 600
Évacuation		11 000	1 110	23 200	0,01	4,34	–	–	–	34 200
Torchage		4 900	3,4	71	0,01	2	–	–	–	5 000
PROCÉDÉS INDUSTRIELS		36 000	–	–	6,74	2 090	3 500	3 500	4 400	49 800
a. Produits minéraux		9 000	–	–	–	–	–	–	–	9 000
Production de ciment		6 500	–	–	–	–	–	–	–	6 500
Production de chaux		1 600	–	–	–	–	–	–	–	1 600
Utilisation de produits minéraux ³		844	–	–	–	–	–	–	–	844
b. Industries chimiques		6 100	–	–	6,74	2 090	–	–	–	8 200
Production d'ammoniac		6 100	–	–	–	–	–	–	–	6 100
Production d'acide nitrique		–	–	–	4,14	1 280	–	–	–	1 280
Production d'acide adipique		–	–	–	2,6	800	–	–	–	800
c. Production de métaux		11 500	–	–	–	–	–	3 500	2 400	17 400
Production de fer et d'acier		7 280	–	–	–	–	–	–	–	7 280
Production d'aluminium		4 200	–	–	–	–	–	3 500	43,9	7 700
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium		–	–	–	–	–	–	–	2 360	2 360
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆		–	–	–	–	–	3 500	30	2 000	5 500
e. Autres procédés et procédés indifférenciés		9 600	–	–	–	–	–	–	–	9 600
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS		–	–	–	0,69	210	–	–	–	210
AGRICULTURE		–	1 300	26 000	110	33 000	–	–	–	59 000
a. Fermentation entérique		–	1 100	23 000	–	–	–	–	–	23 000
b. Gestion des fumiers		–	150	3 100	15	4 600	–	–	–	7 800
c. Sols agricoles		–	–	–	90	28 000	–	–	–	28 000
Sources directes		–	–	–	46	14 000	–	–	–	14 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos		–	–	–	12	3 700	–	–	–	3 700
Sources indirectes		–	–	–	30	10 000	–	–	–	10 000
DÉCHETS		200	890	19 000	2	700	–	–	–	20 000
a. Enfouissement de déchets solides		–	880	18 000	–	–	–	–	–	18 000
b. Épuration des eaux		–	11	240	2	700	–	–	–	910
c. Incinération des déchets		200	0,04	0,9	0,2	50	–	–	–	250
ATCATF		-93 000	130	2 700	5,5	1 700	–	–	–	-88 000
a. Terres forestières		-100 000	120	2 500	5,0	1 500	–	–	–	-100 000
b. Terres cultivées		1 400	7	100	0,4	100	–	–	–	1 700
c. Prairies		–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Terres humides		2 000	0	–	0	–	–	–	–	2 000
e. Zones de peuplement		8 000	5	100	0,2	50	–	–	–	8 000

Notes :

- Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
 - Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
- absence d'émission
0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A8-9 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2000

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre									
	Potentiel de réchauffement planétaire Unité	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL
		kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂			
TOTAL¹		560 000	4 700	98 000	150	48 000	3 000	4 300	4 300	718 000
ÉNERGIE		522 000	2 600	54 000	30	10 000	–	–	–	587 000
a. Sources de combustion fixes		337 000	200	5 000	8	3 000	–	–	–	344 000
Production d'électricité et de chaleur		132 000	4,8	100	2	800	–	–	–	132 000
Industries des combustibles fossiles		64 000	100	2 000	1	400	–	–	–	67 000
Raffinage et valorisation du pétrole		14 000	–	–	0,3	80	–	–	–	14 000
Production de combustibles fossiles		50 200	100	2 000	1	300	–	–	–	53 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole		10 300	0,2	4	0,2	80	–	–	–	10 400
Industries manufacturières		52 500	3	60	2	500	–	–	–	53 100
Sidérurgie		7 120	0,3	5	0,2	60	–	–	–	7 190
Métaux non ferreux		3 180	0,07	1	0,05	10	–	–	–	3 190
Produits chimiques		7 810	0,16	3,3	0,1	40	–	–	–	7 860
Pâtes et papiers		10 700	2	40	0,9	300	–	–	–	11 000
Ciment		3 880	0,07	1	0,04	10	–	–	–	3 890
Autres industries manufacturières		19 800	0,4	8	0,4	100	–	–	–	19 900
Construction		1 060	0,02	0,4	0,03	8	–	–	–	1 070
Commercial et institutionnel		32 900	0,6	10	0,7	200	–	–	–	33 100
Résidentiel		42 200	90	2 000	2	500	–	–	–	45 000
Agriculture et foresterie		2 520	0,04	0,9	0,06	20	–	–	–	2 540
b. Transport²		169 000	30	700	30	8 000	–	–	–	180 000
Transport aérien intérieur		6 350	0,4	9	0,6	200	–	–	–	6 500
Transport routier		114 000	11	230	13	4 200	–	–	–	119 000
Véhicules légers à essence		40 000	4,5	95	6,4	2 000	–	–	–	42 100
Camions légers à essence		35 000	3,3	69	5,6	1 700	–	–	–	36 800
Véhicules lourds à essence		5 200	0,50	11	0,26	79	–	–	–	5 290
Motos		155	0,12	2,5	0,00	0,97	–	–	–	158
Véhicules légers à moteur diesel		345	0,01	0,2	0,03	8	–	–	–	353
Camions légers à moteur diesel		1 650	0,04	0,9	0,1	40	–	–	–	1 690
Véhicules lourds à moteur diesel		31 000	1	30	1	300	–	–	–	31 300
Véhicules au propane ou au gaz naturel		1 070	1	20	0,02	7	–	–	–	1 100
Transport ferroviaire		5 780	0,3	7	2	700	–	–	–	7 000
Transport maritime intérieur		4 730	0,3	7	1	400	–	–	–	5 100
Autres		38 000	20	400	9	3 000	–	–	–	40 000
Véhicules hors route à essence		7 000	9	200	0,2	50	–	–	–	8 000
Véhicules hors route à moteur diesel		20 000	1	20	8	3 000	–	–	–	20 000
Pipelines		11 000	11	230	0,3	90	–	–	–	11 300
c. Sources fugitives		16 000	2 300	49 000	0,1	40	–	–	–	64 700
Exploitation de la houille		–	50	900	–	–	–	–	–	900
Pétrole et gaz naturel		16 000	2 270	47 700	0,1	40	–	–	–	63 700
Pétrole		130	251	5 270	0,1	30	–	–	–	5 430
Gaz naturel		50,7	923	19 400	–	–	–	–	–	19 400
Évacuation		10 500	1 090	23 000	0,02	4,65	–	–	–	33 500
Torçage		5 300	3,8	80	0,00	0,7	–	–	–	5 400
PROCÉDÉS INDUSTRIELS		37 000	–	–	6,87	2 130	3 000	4 300	4 300	51 100
a. Produits minéraux		9 600	–	–	–	–	–	–	–	9 600
Production de ciment		6 700	–	–	–	–	–	–	–	6 700
Production de chaux		1 900	–	–	–	–	–	–	–	1 900
Utilisation de produits minéraux ³		1 020	–	–	–	–	–	–	–	1 020
b. Industries chimiques		6 800	–	–	6,87	2 130	–	–	–	8 900
Production d'ammoniac		6 800	–	–	–	–	–	–	–	6 800
Production d'acide nitrique		–	–	–	3,97	1 230	–	–	–	1 230
Production d'acide adipique		–	–	–	2,9	900	–	–	–	900
c. Production de métaux		11 800	–	–	–	–	–	4 300	2 830	18 900
Production de fer et d'acier		7 900	–	–	–	–	–	–	–	7 900
Production d'aluminium		3 900	–	–	–	–	–	4 300	47,3	8 200
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium		–	–	–	–	–	–	–	2 780	2 780
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆		–	–	–	–	–	3 000	30	1 500	4 500
e. Autres procédés et procédés indifférenciés		9 200	–	–	–	–	–	–	–	9 200
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS		–	–	–	0,78	240	–	–	–	240
AGRICULTURE		–	1 200	25 000	110	34 000	–	–	–	60 000
a. Fermentation entérique		–	1 100	22 000	–	–	–	–	–	22 000
b. Gestion des fumiers		–	140	3 000	14	4 500	–	–	–	7 500
c. Sols agricoles		–	–	–	96	30 000	–	–	–	30 000
Sources directes		–	–	–	50	15 000	–	–	–	15 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos		–	–	–	11	3 500	–	–	–	3 500
Sources indirectes		–	–	–	30	10 000	–	–	–	10 000
DÉCHETS		200	890	19 000	2	700	–	–	–	20 000
a. Enfouissement de déchets solides		–	880	19 000	–	–	–	–	–	19 000
b. Épuration des eaux		–	11	240	2	600	–	–	–	880
c. Incinération des déchets		200	0,04	0,8	0,2	50	–	–	–	250
ATCATF		-99 000	48	1 000	2,1	640	–	–	–	-98 000
a. Terres forestières		-110 000	36	750	1,5	470	–	–	–	-110 000
b. Terres cultivées		2 400	7	200	0,4	100	–	–	–	2 600
c. Prairies		–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Terres humides		2 000	0	–	0	–	–	–	–	2 000
e. Zones de peuplement		8 000	5	100	0,2	50	–	–	–	8 000

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.

2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A8-10 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1999

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre									
	Potentiel de réchauffement planétaire Unité	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL
		kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂			
TOTAL¹		537 000	4 500	95 000	160	48 000	2 500	4 600	3 800	692 000
ENERGIE		500 000	2 500	52 000	30	10 000	–	–	–	562 000
a. Sources de combustion fixes		316 000	200	4 000	8	2 000	–	–	–	323 000
Production d'électricité et de chaleur		121 000	3,9	82	2	700	–	–	–	121 000
Industries des combustibles fossiles		62 900	100	2 000	1	400	–	–	–	66 000
Raffinage et valorisation du pétrole		13 000	–	–	0,2	70	–	–	–	13 000
Production de combustibles fossiles		49 700	100	2 000	1	300	–	–	–	52 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole		7 400	0,1	3	0,2	50	–	–	–	7 460
Industries manufacturières		52 300	3	60	2	500	–	–	–	52 800
Sidérurgie		7 220	0,3	6	0,2	60	–	–	–	7 280
Métaux non ferreux		3 240	0,06	1	0,05	10	–	–	–	3 250
Produits chimiques		8 410	0,18	3,7	0,1	50	–	–	–	8 460
Pâtes et papiers		10 900	2	40	0,9	300	–	–	–	11 200
Ciment		3 910	0,07	2	0,04	10	–	–	–	3 920
Autres industries manufacturières		18 600	0,4	8	0,3	100	–	–	–	18 700
Construction		1 160	0,02	0,4	0,03	10	–	–	–	1 170
Commercial et institutionnel		28 600	0,5	10	0,6	200	–	–	–	28 800
Résidentiel		40 200	90	2 000	2	500	–	–	–	43 000
Agriculture et foresterie		2 640	0,04	0,8	0,06	20	–	–	–	2 660
b. Transport²		168 000	30	700	30	8 000	–	–	–	180 000
Transport aérien intérieur		6 360	0,4	9	0,6	200	–	–	–	6 600
Transport routier		113 000	11	240	14	4 400	–	–	–	118 000
Véhicules légers à essence		40 400	4,9	100	7,0	2 200	–	–	–	42 700
Camions légers à essence		34 200	3,3	69	5,8	1 800	–	–	–	36 100
Véhicules lourds à essence		5 180	0,53	11	0,23	72	–	–	–	5 260
Motos		139	0,11	2,3	0,00	0,88	–	–	–	142
Véhicules légers à moteur diesel		330	0,01	0,2	0,03	8	–	–	–	338
Camions légers à moteur diesel		1 530	0,04	0,8	0,1	40	–	–	–	1 570
Véhicules lourds à moteur diesel		30 100	1	30	0,9	300	–	–	–	30 400
Véhicules au propane ou au gaz naturel		1 460	1	20	0,03	9	–	–	–	1 500
Transport ferroviaire		5 640	0,3	7	2	700	–	–	–	6 000
Transport maritime intérieur		4 600	0,3	7	1	400	–	–	–	5 000
Autres		38 000	20	500	8	2 000	–	–	–	40 000
Véhicules hors route à essence		8 000	9	200	0,2	50	–	–	–	8 000
Véhicules hors route à moteur diesel		18 000	1	20	8	2 000	–	–	–	20 000
Pipelines		12 200	12	260	0,3	100	–	–	–	12 600
c. Sources fugitives		16 000	2 200	46 000	0,1	40	–	–	–	62 200
Exploitation de la houille		–	50	1 000	–	–	–	–	–	1 000
Pétrole et gaz naturel		15 700	2 160	45 400	0,1	40	–	–	–	61 100
Pétrole		130	249	5 230	0,1	30	–	–	–	5 390
Gaz naturel		46,9	887	18 600	–	–	–	–	–	18 700
Évacuation		10 200	1 020	21 400	0,01	4,34	–	–	–	31 700
Torçage		5 300	3,5	74	0,00	0,7	–	–	–	5 300
PROCÉDÉS INDUSTRIELS		37 000	–	–	9,41	2 920	2 500	4 600	3 800	51 100
a. Produits minéraux		9 400	–	–	–	–	–	–	–	9 400
Production de ciment		6 600	–	–	–	–	–	–	–	6 600
Production de chaux		1 900	–	–	–	–	–	–	–	1 900
Utilisation de produits minéraux ³		883	–	–	–	–	–	–	–	883
b. Industries chimiques		6 800	–	–	9,41	2 920	–	–	–	9 700
Production d'ammoniac		6 800	–	–	–	–	–	–	–	6 800
Production d'acide nitrique		–	–	–	3,76	1 170	–	–	–	1 170
Production d'acide adipique		–	–	–	5,6	1 700	–	–	–	1 700
c. Production de métaux		11 800	–	–	–	–	–	4 600	2 320	18 800
Production de fer et d'acier		7 890	–	–	–	–	–	–	–	7 890
Production d'aluminium		3 900	–	–	–	–	–	4 600	53,5	8 600
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium		–	–	–	–	–	–	–	2 270	2 270
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆		–	–	–	–	–	2 500	20	1 500	3 900
e. Autres procédés et procédés indifférenciés		9 300	–	–	–	–	–	–	–	9 300
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS		–	–	–	0,70	220	–	–	–	220
AGRICULTURE		–	1 200	25 000	110	34 000	–	–	–	59 000
a. Fermentation entérique		–	1 000	22 000	–	–	–	–	–	22 000
b. Gestion des fumiers		–	140	2 900	14	4 300	–	–	–	7 300
c. Sols agricoles		–	–	–	96	30 000	–	–	–	30 000
Sources directes		–	–	–	50	16 000	–	–	–	16 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos		–	–	–	11	3 400	–	–	–	3 400
Sources indirectes		–	–	–	30	10 000	–	–	–	10 000
DÉCHETS		200	900	19 000	2	700	–	–	–	20 000
a. Enfouissement de déchets solides		–	890	19 000	–	–	–	–	–	19 000
b. Épuration des eaux		–	13	270	2	600	–	–	–	910
c. Incinération des déchets		200	0,04	0,7	0,1	50	–	–	–	240
ATCATF		-25 000	310	6 400	13	4 000	–	–	–	-14 000
a. Terres forestières		-39 000	290	6 100	12	3 800	–	–	–	-29 000
b. Terres cultivées		3 100	7	200	0,4	100	–	–	–	3 300
c. Prairies		–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Terres humides		3 000	2	40	0,07	20	–	–	–	3 000
e. Zones de peuplement		8 000	5	100	0,2	50	–	–	–	8 000

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.

2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A8-11 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1998

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre									
	Potentiel de réchauffement planétaire	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL
		Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂			
TOTAL¹		521 000	4 600	96 000	160	51 000	1 900	5 600	3 700	679 000
ÉNERGIE		485 000	2 500	52 000	30	10 000	–	–	–	548 000
a. Sources de combustion fixes		304 000	200	4 000	8	2 000	–	–	–	310 000
Production d'électricité et de chaleur		123 000	3,9	81	2	700	–	–	–	123 000
Industries des combustibles fossiles		52 700	90	2 000	1	300	–	–	–	55 000
Raffinage et valorisation du pétrole		12 000	–	–	0,2	80	–	–	–	12 000
Production de combustibles fossiles		40 400	90	2 000	0,9	300	–	–	–	42 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole		7 890	0,2	3	0,2	60	–	–	–	7 950
Industries manufacturières		51 600	3	60	2	500	–	–	–	52 200
Sidérurgie		7 100	0,3	5	0,2	60	–	–	–	7 170
Métaux non ferreux		3 480	0,07	2	0,05	20	–	–	–	3 500
Produits chimiques		8 520	0,18	3,7	0,1	50	–	–	–	8 570
Pâtes et papiers		10 800	2	40	0,8	300	–	–	–	11 100
Ciment		3 620	0,07	1	0,04	10	–	–	–	3 630
Autres industries manufacturières		18 200	0,4	8	0,3	100	–	–	–	18 300
Construction		1 110	0,02	0,4	0,03	10	–	–	–	1 120
Commercial et institutionnel		27 100	0,5	10	0,6	200	–	–	–	27 200
Résidentiel		38 300	90	2 000	2	500	–	–	–	41 000
Agriculture et foresterie		2 560	0,04	0,8	0,06	20	–	–	–	2 580
b. Transport²		164 000	40	700	30	8 000	–	–	–	170 000
Transport aérien intérieur		6 260	0,4	9	0,6	200	–	–	–	6 400
Transport routier		111 000	12	250	14	4 500	–	–	–	115 000
Véhicules légers à essence		39 500	5,0	110	7,3	2 300	–	–	–	41 800
Camions légers à essence		32 100	3,2	67	5,8	1 800	–	–	–	34 000
Véhicules lourds à essence		5 700	0,66	14	0,22	69	–	–	–	5 780
Motos		142	0,12	2,5	0,00	0,91	–	–	–	146
Véhicules légers à moteur diesel		317	0,01	0,2	0,02	8	–	–	–	325
Camions légers à moteur diesel		1 540	0,04	0,8	0,1	40	–	–	–	1 570
Véhicules lourds à moteur diesel		29 500	1	30	0,9	300	–	–	–	29 800
Véhicules au propane ou au gaz naturel		1 740	1	30	0,03	10	–	–	–	1 800
Transport ferroviaire		5 320	0,3	6	2	700	–	–	–	6 000
Transport maritime intérieur		4 790	0,3	7	1	300	–	–	–	5 100
Autres		37 000	20	500	7	2 000	–	–	–	40 000
Véhicules hors route à essence		8 000	10	200	0,2	50	–	–	–	8 000
Véhicules hors route à moteur diesel		17 000	0,9	20	7	2 000	–	–	–	20 000
Pipelines		12 100	12	260	0,3	100	–	–	–	12 500
c. Sources fugitives		17 000	2 300	47 000	0,1	40	–	–	–	64 800
Exploitation de la houille		–	60	1 000	–	–	–	–	–	1 000
Pétrole et gaz naturel		17 400	2 190	46 000	0,1	40	–	–	–	63 500
Pétrole		120	251	5 270	0,1	30	–	–	–	5 430
Gaz naturel		52,5	905	19 000	–	–	–	–	–	19 100
Évacuation		10 300	1 030	21 700	0,02	4,65	–	–	–	31 900
Torçage		7 000	4,6	96	0,00	1	–	–	–	7 100
PROCÉDÉS INDUSTRIELS		36 000	–	–	19,7	6 100	1 900	5 600	3 700	53 500
a. Produits minéraux		9 100	–	–	–	–	–	–	–	9 100
Production de ciment		6 400	–	–	–	–	–	–	–	6 400
Production de chaux		1 800	–	–	–	–	–	–	–	1 800
Utilisation de produits minéraux ³		902	–	–	–	–	–	–	–	902
b. Industries chimiques		6 600	–	–	19,7	6 100	–	–	–	13 000
Production d'ammoniac		6 600	–	–	–	–	–	–	–	6 600
Production d'acide nitrique		–	–	–	3,34	1 040	–	–	–	1 040
Production d'acide adipique		–	–	–	16	5 100	–	–	–	5 100
c. Production de métaux		11 700	–	–	–	–	–	5 600	2 260	19 500
Production de fer et d'acier		7 690	–	–	–	–	–	–	–	7 690
Production d'aluminium		4 000	–	–	–	–	–	5 600	59,1	9 600
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium		–	–	–	–	–	–	–	2 210	2 210
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆		–	–	–	–	–	1 900	20	1 500	3 400
e. Autres procédés et procédés indifférenciés		8 800	–	–	–	–	–	–	–	8 800
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS		–	–	–	0,67	210	–	–	–	210
AGRICULTURE		–	1 200	25 000	110	33 000	–	–	–	58 000
a. Fermentation entérique		–	1 000	22 000	–	–	–	–	–	22 000
b. Gestion des fumiers		–	140	2 900	14	4 300	–	–	–	7 200
c. Sols agricoles		–	–	–	94	29 000	–	–	–	29 000
Sources directes		–	–	–	49	15 000	–	–	–	15 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos		–	–	–	11	3 300	–	–	–	3 300
Sources indirectes		–	–	–	30	10 000	–	–	–	10 000
DÉCHETS		220	890	19 000	2	700	–	–	–	20 000
a. Enfouissement de déchets solides		–	880	18 000	–	–	–	–	–	18 000
b. Épuration des eaux		–	11	220	2	600	–	–	–	850
c. Incinération des déchets		220	0,04	0,8	0,2	50	–	–	–	270
ATCATF		84 000	750	16 000	32	9 800	–	–	–	110 000
a. Terres forestières		70 000	740	15 000	31	9 600	–	–	–	95 000
b. Terres cultivées		4 000	7	200	0,4	100	–	–	–	4 300
c. Prairies		–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Terres humides		3 000	1	20	0,04	10	–	–	–	3 000
e. Zones de peuplement		8 000	5	100	0,2	50	–	–	–	8 000

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.

2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A8-12 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1997

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre									
	Potentiel de réchauffement planétaire Unité	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL
		kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂			
TOTAL¹		513 000	4 500	94 000	180	55 000	1 400	5 500	3 000	673 000
ÉNERGIE		477 000	2 400	51 000	30	10 000	–	–	–	538 000
a. Sources de combustion fixes		300 000	200	4 000	7	2 000	–	–	–	306 000
Production d'électricité et de chaleur		111 000	3,2	68	2	600	–	–	–	111 000
Industries des combustibles fossiles		49 200	70	2 000	1	300	–	–	–	51 000
Raffinage et valorisation du pétrole		14 000	–	–	0,2	70	–	–	–	14 000
Production de combustibles fossiles		35 500	70	2 000	0,7	200	–	–	–	37 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole		8 900	0,2	4	0,2	60	–	–	–	8 970
Industries manufacturières		54 100	3	60	2	500	–	–	–	54 700
Sidérurgie		7 240	0,3	5	0,2	60	–	–	–	7 310
Métaux non ferreux		3 150	0,06	1	0,05	10	–	–	–	3 170
Produits chimiques		8 830	0,18	3,9	0,2	50	–	–	–	8 880
Pâtes et papiers		11 800	2	40	0,8	300	–	–	–	12 100
Ciment		3 550	0,06	1	0,04	10	–	–	–	3 560
Autres industries manufacturières		19 600	0,4	8	0,3	100	–	–	–	19 700
Construction		1 240	0,02	0,4	0,03	10	–	–	–	1 250
Commercial et institutionnel		29 700	0,5	10	0,6	200	–	–	–	29 900
Résidentiel		43 500	90	2 000	2	500	–	–	–	46 000
Agriculture et foresterie		2 890	0,04	0,9	0,07	20	–	–	–	2 910
b. Transport²		160 000	30	700	30	8 000	–	–	–	170 000
Transport aérien intérieur		6 130	0,4	9	0,6	200	–	–	–	6 300
Transport routier		107 000	12	260	15	4 600	–	–	–	112 000
Véhicules légers à essence		40 600	5,5	120	7,9	2 400	–	–	–	43 200
Camions légers à essence		29 700	3,2	66	5,7	1 800	–	–	–	31 500
Véhicules lourds à essence		5 580	0,71	15	0,18	56	–	–	–	5 650
Motos		121	0,11	2,3	0,00	0,77	–	–	–	124
Véhicules légers à moteur diesel		306	0,01	0,2	0,02	7	–	–	–	314
Camions légers à moteur diesel		1 400	0,04	0,8	0,1	30	–	–	–	1 430
Véhicules lourds à moteur diesel		27 700	1	30	0,8	300	–	–	–	28 000
Véhicules au propane ou au gaz naturel		1 800	1	30	0,04	10	–	–	–	1 800
Transport ferroviaire		5 520	0,3	6	2	700	–	–	–	6 000
Transport maritime intérieur		4 170	0,3	6	1	300	–	–	–	4 500
Autres		37 000	20	500	8	2 000	–	–	–	40 000
Véhicules hors route à essence		7 000	8	200	0,2	50	–	–	–	7 000
Véhicules hors route à moteur diesel		18 000	1	20	8	2 000	–	–	–	20 000
Pipelines		12 200	12	260	0,3	100	–	–	–	12 600
c. Sources fuyitives		16 000	2 200	47 000	0,1	40	–	–	–	62 600
Exploitation de la houille		–	80	2 000	–	–	–	–	–	2 000
Pétrole et gaz naturel		15 800	2 150	45 200	0,1	40	–	–	–	61 000
Pétrole		120	257	5 400	0,1	30	–	–	–	5 560
Gaz naturel		41,3	835	17 500	–	–	–	–	–	17 600
Évacuation		10 100	1 050	22 100	0,01	4,03	–	–	–	32 300
Torçage		5 500	3,6	75	0,00	0,7	–	–	–	5 600
PROCÉDÉS INDUSTRIELS		37 000	–	–	35,3	10 900	1 400	5 500	3 000	57 500
a. Produits minéraux		9 000	–	–	–	–	–	–	–	9 000
Production de ciment		6 200	–	–	–	–	–	–	–	6 200
Production de chaux		1 800	–	–	–	–	–	–	–	1 800
Utilisation de produits minéraux ³		929	–	–	–	–	–	–	–	929
b. Industries chimiques		6 600	–	–	35,3	10 900	–	–	–	18 000
Production d'ammoniac		6 600	–	–	–	–	–	–	–	6 600
Production d'acide nitrique		–	–	–	3,41	1 060	–	–	–	1 060
Production d'acide adipique		–	–	–	32	9 900	–	–	–	9 900
c. Production de métaux		11 500	–	–	–	–	–	5 400	1 730	18 700
Production de fer et d'acier		7 550	–	–	–	–	–	–	–	7 550
Production d'aluminium		3 900	–	–	–	–	–	5 400	59,1	9 400
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium		–	–	–	–	–	–	–	1 670	1 670
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆		–	–	–	–	–	1 400	20	1 300	2 700
e. Autres procédés et procédés indifférenciés		9 600	–	–	–	–	–	–	–	9 600
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS		–	–	–	0,73	230	–	–	–	230
AGRICULTURE		–	1 200	25 000	110	33 000	–	–	–	58 000
a. Fermentation entérique		–	1 000	22 000	–	–	–	–	–	22 000
b. Gestion des fumiers		–	140	2 900	14	4 200	–	–	–	7 100
c. Sols agricoles		–	–	–	92	29 000	–	–	–	29 000
Sources directes		–	–	–	49	15 000	–	–	–	15 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos		–	–	–	11	3 300	–	–	–	3 300
Sources indirectes		–	–	–	30	10 000	–	–	–	10 000
DÉCHETS		220	880	18 000	2	700	–	–	–	19 000
a. Enfouissement de déchets solides		–	870	18 000	–	–	–	–	–	18 000
b. Épuration des eaux		–	11	220	2	600	–	–	–	850
c. Incinération des déchets		220	0,03	0,7	0,2	50	–	–	–	280
ATCATF		-110 000	67	1 400	2,9	900	–	–	–	-110 000
a. Terres forestières		-120 000	55	1 200	2,3	720	–	–	–	-120 000
b. Terres cultivées		5 100	8	200	0,4	100	–	–	–	5 400
c. Prairies		–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Terres humides		2 000	0,1	3	0,01	2	–	–	–	2 000
e. Zones de peuplement		8 000	5	100	0,2	50	–	–	–	8 000

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.

2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A8-13 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1996

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre									
	Potentiel de réchauffement planétaire Unité	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL
		kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂			
TOTAL¹	501 000	4 400	93 000	180	57 000	850	5 500	2 800	660 000	
ENERGIE	465 000	2 400	50 000	30	10 000	–	–	–	526 000	
a. Sources de combustion fixes	295 000	200	4 000	7	2 000	–	–	–	301 000	
Production d'électricité et de chaleur	99 000	2,6	55	2	600	–	–	–	99 600	
Industries des combustibles fossiles	53 200	80	2 000	1	400	–	–	–	55 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	15 000	–	–	0,4	100	–	–	–	15 000	
Production de combustibles fossiles	38 000	80	2 000	0,8	200	–	–	–	40 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	8 680	0,2	4	0,2	60	–	–	–	8 740	
Industries manufacturières	54 200	3	60	2	500	–	–	–	54 700	
Sidérurgie	7 270	0,3	5	0,2	60	–	–	–	7 340	
Métaux non ferreux	3 470	0,07	1	0,05	20	–	–	–	3 480	
Produits chimiques	8 740	0,18	3,8	0,2	50	–	–	–	8 790	
Pâtes et papiers	11 900	2	40	0,8	300	–	–	–	12 200	
Ciment	3 490	0,07	1	0,03	10	–	–	–	3 500	
Autres industries manufacturières	19 200	0,4	8	0,3	100	–	–	–	19 400	
Construction	1 250	0,02	0,4	0,03	10	–	–	–	1 260	
Commercial et institutionnel	29 300	0,5	10	0,6	200	–	–	–	29 500	
Résidentiel	46 700	90	2 000	2	500	–	–	–	49 000	
Agriculture et foresterie	2 900	0,04	0,9	0,07	20	–	–	–	2 920	
b. Transport²	155 000	40	700	30	8 000	–	–	–	160 000	
Transport aérien intérieur	5 980	0,4	9	0,5	200	–	–	–	6 200	
Transport routier	103 000	12	260	15	4 600	–	–	–	108 000	
Véhicules légers à essence	40 600	5,8	120	8,1	2 500	–	–	–	43 300	
Camions légers à essence	27 100	3,1	65	5,5	1 700	–	–	–	28 900	
Véhicules lourds à essence	5 620	0,77	16	0,16	48	–	–	–	5 680	
Motos	114	0,11	2,3	0,00	0,74	–	–	–	117	
Véhicules légers à moteur diesel	306	0,01	0,2	0,02	7	–	–	–	313	
Camions légers à moteur diesel	1 270	0,03	0,7	0,1	30	–	–	–	1 300	
Véhicules lourds à moteur diesel	25 700	1	30	0,8	200	–	–	–	26 000	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	1 940	1	30	0,04	10	–	–	–	2 000	
Transport ferroviaire	5 450	0,3	6	2	700	–	–	–	6 000	
Transport maritime intérieur	4 110	0,3	6	1	300	–	–	–	4 500	
Autres	36 000	20	500	7	2 000	–	–	–	40 000	
Véhicules hors route à essence	8 000	9	200	0,2	50	–	–	–	8 000	
Véhicules hors route à moteur diesel	16 000	0,9	20	7	2 000	–	–	–	20 000	
Pipelines	12 200	12	250	0,3	100	–	–	–	12 500	
c. Sources fugitives	15 000	2 200	45 000	0,1	40	–	–	–	60 900	
Exploitation de la houille	–	80	2 000	–	–	–	–	–	2 000	
Pétrole et gaz naturel	15 500	2 080	43 600	0,1	40	–	–	–	59 200	
Pétrole	120	247	5 180	0,1	30	–	–	–	5 330	
Gaz naturel	46,3	857	18 000	–	–	–	–	–	18 100	
Évacuation	10 000	971	20 400	0,01	4,03	–	–	–	30 400	
Torçage	5 300	3,5	73	0,00	0,7	–	–	–	5 400	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	36 000	–	–	40,6	12 600	850	5 500	2 800	57 500	
a. Produits minéraux	8 400	–	–	–	–	–	–	–	8 400	
Production de ciment	5 800	–	–	–	–	–	–	–	5 800	
Production de chaux	1 800	–	–	–	–	–	–	–	1 800	
Utilisation de produits minéraux ³	883	–	–	–	–	–	–	–	883	
b. Industries chimiques	6 500	–	–	40,6	12 600	–	–	–	19 000	
Production d'ammoniac	6 500	–	–	–	–	–	–	–	6 500	
Production d'acide nitrique	–	–	–	3,57	1 110	–	–	–	1 110	
Production d'acide adipique	–	–	–	37	11 000	–	–	–	11 000	
c. Production de métaux	11 600	–	–	–	–	–	5 500	1 700	18 800	
Production de fer et d'acier	7 750	–	–	–	–	–	–	–	7 750	
Production d'aluminium	3 900	–	–	–	–	–	5 500	59,1	9 400	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	1 640	1 640	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	850	20	1 100	2 000	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	9 200	–	–	–	–	–	–	–	9 200	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	–	–	–	0,68	210	–	–	–	210	
AGRICULTURE	–	1 200	25 000	110	33 000	–	–	–	58 000	
a. Fermentation entérique	–	1 000	22 000	–	–	–	–	–	22 000	
b. Gestion des fumiers	–	140	2 900	13	4 200	–	–	–	7 000	
c. Sols agricoles	–	–	–	93	29 000	–	–	–	29 000	
Sources directes	–	–	–	49	15 000	–	–	–	15 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	10	3 200	–	–	–	3 200	
Sources indirectes	–	–	–	30	10 000	–	–	–	10 000	
DÉCHETS	230	870	18 000	2	700	–	–	–	19 000	
a. Enfouissement de déchets solides	–	850	18 000	–	–	–	–	–	18 000	
b. Épuration des eaux	–	12	240	2	600	–	–	–	840	
c. Incinération des déchets	230	0,3	7	0,3	100	–	–	–	340	
ATCATF	-69 000	200	4 300	8,6	2 700	–	–	–	-62 000	
a. Terres forestières	-86 000	190	4 000	8,0	2 500	–	–	–	-79 000	
b. Terres cultivées	5 800	7	200	0,4	100	–	–	–	6 100	
c. Prairies	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
d. Terres humides	2 000	0	–	0	–	–	–	–	2 000	
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50	–	–	–	8 000	

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.

2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A8-14 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1995

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre									
	Potentiel de réchauffement planétaire Unité	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL
		kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂			
TOTAL¹	488 000	4 200	89 000	180	54 000	480	5 500	3 700	642 000	
ENERGIE	453 000	2 200	47 000	30	10 000	–	–	–	510 000	
a. Sources de combustion fixes	287 000	200	4 000	7	2 000	–	–	–	294 000	
Production d'électricité et de chaleur	100 000	3,0	63	2	600	–	–	–	101 000	
Industries des combustibles fossiles	52 300	80	2 000	1	400	–	–	–	54 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	14 000	–	–	0,3	100	–	–	–	14 000	
Production de combustibles fossiles	38 100	80	2 000	0,8	200	–	–	–	40 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	7 800	0,2	3	0,2	60	–	–	–	7 860	
Industries manufacturières	52 400	3	60	2	500	–	–	–	53 000	
Sidérurgie	6 980	0,3	5	0,2	60	–	–	–	7 050	
Métaux non ferreux	3 070	0,06	1	0,04	10	–	–	–	3 090	
Produits chimiques	8 400	0,17	3,6	0,1	50	–	–	–	8 450	
Pâtes et papiers	11 400	2	40	0,8	300	–	–	–	11 700	
Ciment	3 660	0,07	1	0,04	10	–	–	–	3 670	
Autres industries manufacturières	18 900	0,4	8	0,3	100	–	–	–	19 000	
Construction	1 160	0,02	0,4	0,03	10	–	–	–	1 170	
Commercial et institutionnel	28 700	0,5	10	0,6	200	–	–	–	28 900	
Résidentiel	42 100	100	2 000	2	500	–	–	–	45 000	
Agriculture et foresterie	2 730	0,04	0,9	0,07	20	–	–	–	2 760	
b. Transport²	151 000	30	700	30	8 000	–	–	–	160 000	
Transport aérien intérieur	5 710	0,4	9	0,5	200	–	–	–	5 900	
Transport routier	104 000	13	280	15	4 600	–	–	–	109 000	
Véhicules légers à essence	41 700	6,3	130	8,4	2 600	–	–	–	44 400	
Camions légers à essence	26 200	3,2	67	5,5	1 700	–	–	–	27 900	
Véhicules lourds à essence	6 020	0,86	18	0,14	44	–	–	–	6 080	
Motos	118	0,12	2,5	0,00	0,77	–	–	–	121	
Véhicules légers à moteur diesel	319	0,01	0,2	0,02	8	–	–	–	327	
Camions légers à moteur diesel	1 290	0,03	0,7	0,1	30	–	–	–	1 330	
Véhicules lourds à moteur diesel	26 200	1	30	0,8	200	–	–	–	26 500	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	2 060	1	30	0,04	10	–	–	–	2 100	
Transport ferroviaire	5 570	0,3	6	2	700	–	–	–	6 000	
Transport maritime intérieur	4 020	0,3	6	1	300	–	–	–	4 400	
Autres	32 000	20	400	6	2 000	–	–	–	30 000	
Véhicules hors route à essence	6 000	7	200	0,1	40	–	–	–	6 000	
Véhicules hors route à moteur diesel	14 000	0,8	20	6	2 000	–	–	–	20 000	
Pipelines	11 700	12	240	0,3	100	–	–	–	12 000	
c. Sources fugitives	15 000	2 000	42 000	0,1	40	–	–	–	57 000	
Exploitation de la houille	–	80	2 000	–	–	–	–	–	2 000	
Pétrole et gaz naturel	14 600	1 940	40 700	0,1	40	–	–	–	55 300	
Pétrole	120	238	5 000	0,1	30	–	–	–	5 150	
Gaz naturel	33,6	783	16 400	–	–	–	–	–	16 500	
Évacuation	9 420	914	19 200	0,01	4,03	–	–	–	28 600	
Torçage	5 000	3,3	69	0,00	0,3	–	–	–	5 100	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	35 000	–	–	37,8	11 700	480	5 500	3 700	56 600	
a. Produits minéraux	8 800	–	–	–	–	–	–	–	8 800	
Production de ciment	6 100	–	–	–	–	–	–	–	6 100	
Production de chaux	1 800	–	–	–	–	–	–	–	1 800	
Utilisation de produits minéraux ³	878	–	–	–	–	–	–	–	878	
b. Industries chimiques	6 500	–	–	37,8	11 700	–	–	–	18 000	
Production d'ammoniac	6 500	–	–	–	–	–	–	–	6 500	
Production d'acide nitrique	–	–	–	3,24	1 000	–	–	–	1 000	
Production d'acide adipique	–	–	–	35	11 000	–	–	–	11 000	
c. Production de métaux	11 500	–	–	–	–	–	5 500	2 170	19 200	
Production de fer et d'acier	7 880	–	–	–	–	–	–	–	7 880	
Production d'aluminium	3 600	–	–	–	–	–	5 500	59,1	9 200	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	2 110	2 110	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	480	30	1 500	2 000	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	8 400	–	–	–	–	–	–	–	8 400	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	–	–	–	0,67	210	–	–	–	210	
AGRICULTURE	–	1 100	24 000	100	32 000	–	–	–	56 000	
a. Fermentation entérique	–	1 000	21 000	–	–	–	–	–	21 000	
b. Gestion des fumiers	–	140	2 800	13	4 100	–	–	–	6 900	
c. Sols agricoles	–	–	–	89	28 000	–	–	–	28 000	
Sources directes	–	–	–	47	15 000	–	–	–	15 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	10	3 200	–	–	–	3 200	
Sources indirectes	–	–	–	30	10 000	–	–	–	10 000	
DÉCHETS	240	870	18 000	2	700	–	–	–	19 000	
a. Enfouissement de déchets solides	–	860	18 000	–	–	–	–	–	18 000	
b. Épuration des eaux	–	10	220	2	600	–	–	–	820	
c. Incinération des déchets	240	0,3	7	0,3	100	–	–	–	350	
ATCATF	130 000	960	20 000	40	13 000	–	–	–	160 000	
a. Terres forestières	110 000	950	20 000	40	12 000	–	–	–	150 000	
b. Terres cultivées	6 600	7	200	0,4	100	–	–	–	6 800	
c. Prairies	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
d. Terres humides	3 000	0,02	0,3	0,00	0,2	–	–	–	3 000	
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50	–	–	–	9 000	

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.

2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A8-15 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1994

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre									
	Potentiel de réchauffement planétaire Unité	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL
		kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂			
TOTAL¹	475 000	4 100	86 000	170	54 000	–	6 000	3 900	624 000	
ENERGIE	441 000	2 100	44 000	30	10 000	–	–	–	495 000	
a. Sources de combustion fixes	280 000	200	4 000	7	2 000	–	–	–	286 000	
Production d'électricité et de chaleur	95 800	2,6	54	2	600	–	–	–	96 400	
Industries des combustibles fossiles	50 700	80	2 000	1	300	–	–	–	53 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	14 000	–	–	0,3	100	–	–	–	14 000	
Production de combustibles fossiles	36 800	80	2 000	0,8	200	–	–	–	39 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	7 430	0,2	3	0,2	50	–	–	–	7 490	
Industries manufacturières	51 800	3	60	2	500	–	–	–	52 300	
Sidérurgie	7 390	0,3	6	0,2	60	–	–	–	7 460	
Métaux non ferreux	3 270	0,07	2	0,05	20	–	–	–	3 290	
Produits chimiques	8 480	0,18	3,7	0,1	50	–	–	–	8 530	
Pâtes et papiers	11 700	2	40	0,8	300	–	–	–	12 000	
Ciment	3 520	0,07	1	0,03	10	–	–	–	3 530	
Autres industries manufacturières	17 300	0,4	7	0,3	90	–	–	–	17 400	
Construction	1 380	0,02	0,5	0,03	10	–	–	–	1 390	
Commercial et institutionnel	27 100	0,5	10	0,6	200	–	–	–	27 300	
Résidentiel	43 300	100	2 000	2	500	–	–	–	46 000	
Agriculture et foresterie	2 510	0,04	0,8	0,06	20	–	–	–	2 530	
b. Transport²	147 000	30	700	20	8 000	–	–	–	160 000	
Transport aérien intérieur	5 260	0,4	8	0,5	100	–	–	–	5 400	
Transport routier	102 000	14	290	15	4 600	–	–	–	107 000	
Véhicules légers à essence	42 300	6,7	140	8,4	2 600	–	–	–	45 100	
Camions légers à essence	25 400	3,3	70	5,3	1 700	–	–	–	27 100	
Véhicules lourds à essence	6 480	0,96	20	0,16	50	–	–	–	6 550	
Motos	122	0,12	2,6	0,00	0,79	–	–	–	125	
Véhicules légers à moteur diesel	331	0,01	0,2	0,03	8	–	–	–	339	
Camions légers à moteur diesel	1 120	0,03	0,6	0,09	30	–	–	–	1 150	
Véhicules lourds à moteur diesel	24 800	1	30	0,8	200	–	–	–	25 100	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	1 880	1	30	0,04	10	–	–	–	1 900	
Transport ferroviaire	6 150	0,3	7	3	800	–	–	–	7 000	
Transport maritime intérieur	4 310	0,3	6	1	300	–	–	–	4 700	
Autres	29 000	20	400	6	2 000	–	–	–	30 000	
Véhicules hors route à essence	6 000	7	100	0,1	40	–	–	–	6 000	
Véhicules hors route à moteur diesel	13 000	0,7	10	5	2 000	–	–	–	10 000	
Pipelines	10 500	10	220	0,3	90	–	–	–	10 800	
c. Sources fugitives	14 000	1 900	40 000	0,1	40	–	–	–	53 700	
Exploitation de la houille	–	80	2 000	–	–	–	–	–	2 000	
Pétrole et gaz naturel	13 800	1 820	38 200	0,1	40	–	–	–	52 000	
Pétrole	110	220	4 620	0,1	30	–	–	–	4 770	
Gaz naturel	30,9	753	15 800	–	–	–	–	–	15 800	
Évacuation	8 900	841	17 700	0,01	3,72	–	–	–	26 600	
Torçage	4 700	3,1	66	0,00	1	–	–	–	4 800	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	34 000	–	–	38,5	11 900	–	6 000	3 900	55 600	
a. Produits minéraux	8 100	–	–	–	–	–	–	–	8 100	
Production de ciment	5 400	–	–	–	–	–	–	–	5 400	
Production de chaux	1 800	–	–	–	–	–	–	–	1 800	
Utilisation de produits minéraux ³	842	–	–	–	–	–	–	–	842	
b. Industries chimiques	5 800	–	–	38,5	11 900	–	–	–	18 000	
Production d'ammoniac	5 800	–	–	–	–	–	–	–	5 800	
Production d'acide nitrique	–	–	–	3,08	956	–	–	–	956	
Production d'acide adipique	–	–	–	35	11 000	–	–	–	11 000	
c. Production de métaux	11 300	–	–	–	–	–	6 000	2 340	19 600	
Production de fer et d'acier	7 540	–	–	–	–	–	–	–	7 540	
Production d'aluminium	3 800	–	–	–	–	–	6 000	59,1	9 800	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	2 280	2 280	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	1 500	1 500	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	8 600	–	–	–	–	–	–	–	8 600	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	–	–	–	0,55	170	–	–	–	170	
AGRICULTURE	–	1 100	23 000	100	31 000	–	–	–	54 000	
a. Fermentation entérique	–	960	20 000	–	–	–	–	–	20 000	
b. Gestion des fumiers	–	130	2 700	13	3 900	–	–	–	6 600	
c. Sols agricoles	–	–	–	87	27 000	–	–	–	27 000	
Sources directes	–	–	–	47	14 000	–	–	–	14 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	9,7	3 000	–	–	–	3 000	
Sources indirectes	–	–	–	30	10 000	–	–	–	10 000	
DÉCHETS	240	870	18 000	2	700	–	–	–	19 000	
a. Enfouissement de déchets solides	–	860	18 000	–	–	–	–	–	18 000	
b. Épuration des eaux	–	11	220	2	600	–	–	–	820	
c. Incinération des déchets	240	0,3	6	0,3	100	–	–	–	350	
ATCATF	-75 000	290	6 200	12	3 900	–	–	–	-65 000	
a. Terres forestières	-93 000	280	5 900	12	3 600	–	–	–	-83 000	
b. Terres cultivées	8 000	9	200	0,5	200	–	–	–	8 400	
c. Prairies	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
d. Terres humides	2 000	0	–	0	–	–	–	–	2 000	
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50	–	–	–	8 000	

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.

2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A8-16 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1993

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre									
	Potentiel de réchauffement planétaire Unité	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL
		kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂			
TOTAL¹	461 000	3 900	83 000	160	50 000	–	6 500	3 800	604 000	
ENERGIE	428 000	2 000	42 000	30	9 000	–	–	–	480 000	
a. Sources de combustion fixes	274 000	200	4 000	7	2 000	–	–	–	280 000	
Production d'électricité et de chaleur	93 400	2,5	53	2	600	–	–	–	94 000	
Industries des combustibles fossiles	50 100	70	2 000	1	300	–	–	–	52 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	15 000	–	–	0,3	100	–	–	–	15 000	
Production de combustibles fossiles	35 000	70	2 000	0,7	200	–	–	–	37 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	7 360	0,2	3	0,2	50	–	–	–	7 420	
Industries manufacturières	48 700	2	50	1	500	–	–	–	49 200	
Sidérurgie	6 610	0,3	5	0,2	60	–	–	–	6 670	
Métaux non ferreux	2 690	0,06	1	0,04	10	–	–	–	2 710	
Produits chimiques	7 260	0,15	3,2	0,1	40	–	–	–	7 310	
Pâtes et papiers	11 900	2	30	0,7	200	–	–	–	12 200	
Ciment	3 110	0,06	1	0,03	9	–	–	–	3 120	
Autres industries manufacturières	17 100	0,4	7	0,3	100	–	–	–	17 200	
Construction	1 370	0,02	0,5	0,03	10	–	–	–	1 380	
Commercial et institutionnel	27 800	0,5	10	0,6	200	–	–	–	28 000	
Résidentiel	42 500	100	2 000	2	500	–	–	–	45 000	
Agriculture et foresterie	3 010	0,05	1	0,07	20	–	–	–	3 030	
b. Transport²	140 000	30	700	20	7 000	–	–	–	150 000	
Transport aérien intérieur	5 080	0,4	8	0,5	100	–	–	–	5 200	
Transport routier	96 900	14	290	14	4 300	–	–	–	101 000	
Véhicules légers à essence	42 500	7,0	150	8,1	2 500	–	–	–	45 200	
Camions légers à essence	23 400	3,2	68	4,8	1 500	–	–	–	24 900	
Véhicules lourds à essence	6 390	1,0	21	0,17	52	–	–	–	6 460	
Motos	128	0,13	2,7	0,00	0,83	–	–	–	131	
Véhicules légers à moteur diesel	337	0,01	0,2	0,03	8	–	–	–	346	
Camions légers à moteur diesel	937	0,03	0,5	0,07	20	–	–	–	959	
Véhicules lourds à moteur diesel	21 200	1	20	0,6	200	–	–	–	21 500	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	1 990	1	30	0,04	10	–	–	–	2 000	
Transport ferroviaire	5 950	0,3	7	2	800	–	–	–	7 000	
Transport maritime intérieur	4 150	0,3	6	1	300	–	–	–	4 500	
Autres	28 000	20	400	6	2 000	–	–	–	30 000	
Véhicules hors route à essence	5 000	6	100	0,1	40	–	–	–	6 000	
Véhicules hors route à moteur diesel	13 000	0,7	10	5	2 000	–	–	–	10 000	
Pipelines	10 100	10	210	0,3	80	–	–	–	10 400	
c. Sources fugitives	13 000	1 800	38 000	0,1	30	–	–	–	51 300	
Exploitation de la houille	–	90	2 000	–	–	–	–	–	2 000	
Pétrole et gaz naturel	13 200	1 720	36 200	0,1	30	–	–	–	49 500	
Pétrole	110	217	4 560	0,1	30	–	–	–	4 700	
Gaz naturel	28,6	711	14 900	–	–	–	–	–	15 000	
Évacuation	8 460	794	16 700	–	–	–	–	–	25 100	
Torçage	4 600	3,0	64	0,00	0,7	–	–	–	4 700	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	33 000	–	–	32,7	10 100	–	6 500	3 800	53 300	
a. Produits minéraux	7 200	–	–	–	–	–	–	–	7 200	
Production de ciment	4 600	–	–	–	–	–	–	–	4 600	
Production de chaux	1 800	–	–	–	–	–	–	–	1 800	
Utilisation de produits minéraux ³	855	–	–	–	–	–	–	–	855	
b. Industries chimiques	5 700	–	–	32,7	10 100	–	–	–	16 000	
Production d'ammoniac	5 700	–	–	–	–	–	–	–	5 700	
Production d'acide nitrique	–	–	–	3,40	1 050	–	–	–	1 050	
Production d'acide adipique	–	–	–	29	9 100	–	–	–	9 100	
c. Production de métaux	12 100	–	–	–	–	–	6 500	2 270	20 800	
Production de fer et d'acier	8 180	–	–	–	–	–	–	–	8 180	
Production d'aluminium	3 900	–	–	–	–	–	6 500	59,1	10 000	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	2 210	2 210	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	1 500	1 500	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	7 900	–	–	–	–	–	–	–	7 900	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	–	–	–	0,50	160	–	–	–	160	
AGRICULTURE	–	1 100	22 000	96	30 000	–	–	–	52 000	
a. Fermentation entérique	–	920	19 000	–	–	–	–	–	19 000	
b. Gestion des fumiers	–	130	2 700	12	3 800	–	–	–	6 400	
c. Sols agricoles	–	–	–	84	26 000	–	–	–	26 000	
Sources directes	–	–	–	45	14 000	–	–	–	14 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	9,3	2 900	–	–	–	2 900	
Sources indirectes	–	–	–	30	9 000	–	–	–	9 000	
DÉCHETS	250	860	18 000	2	700	–	–	–	19 000	
a. Enfouissement de déchets solides	–	850	18 000	–	–	–	–	–	18 000	
b. Épuration des eaux	–	10	220	2	600	–	–	–	800	
c. Incinération des déchets	250	0,3	7	0,3	100	–	–	–	360	
ATCATF	-60 000	310	6 400	13	4 000	–	–	–	-50 000	
a. Terres forestières	-82 000	290	6 100	12	3 800	–	–	–	-72 000	
b. Terres cultivées	9 300	10	200	0,5	200	–	–	–	9 600	
c. Prairies	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
d. Terres humides	3 000	0,2	5	0,01	3	–	–	–	3 000	
e. Zones de peuplement	9 000	5	100	0,2	50	–	–	–	9 000	

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.

2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A8-17 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1992

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre									
	Potentiel de réchauffement planétaire Unité	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL
		kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂			
TOTAL¹		462 000	3 800	80 000	160	49 000	660	6 600	4 000	603 000
ENERGIE		430 000	1 900	41 000	30	9 000	–	–	–	479 000
a. Sources de combustion fixes		280 000	200	4 000	7	2 000	–	–	–	286 000
Production d'électricité et de chaleur		102 000	2,3	49	2	600	–	–	–	103 000
Industries des combustibles fossiles		49 700	70	2 000	1	300	–	–	–	52 000
Raffinage et valorisation du pétrole		15 000	–	–	0,3	100	–	–	–	15 000
Production de combustibles fossiles		34 800	70	2 000	0,7	200	–	–	–	37 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole		4 860	0,1	2	0,1	30	–	–	–	4 900
Industries manufacturières		51 200	3	50	2	500	–	–	–	51 700
Sidérurgie		6 660	0,3	5	0,2	60	–	–	–	6 730
Métaux non ferreux		2 790	0,06	1	0,04	10	–	–	–	2 800
Produits chimiques		7 410	0,15	3,2	0,1	40	–	–	–	7 450
Pâtes et papiers		12 000	2	30	0,7	200	–	–	–	12 300
Ciment		3 130	0,06	1	0,03	10	–	–	–	3 140
Autres industries manufacturières		19 200	0,4	8	0,4	100	–	–	–	19 300
Construction		1 730	0,03	0,6	0,06	20	–	–	–	1 750
Commercial et institutionnel		26 700	0,5	10	0,5	200	–	–	–	26 900
Résidentiel		40 600	90	2 000	2	500	–	–	–	43 000
Agriculture et foresterie		3 200	0,05	1	0,08	20	–	–	–	3 230
b. Transport²		137 000	30	700	20	7 000	–	–	–	140 000
Transport aérien intérieur		5 330	0,4	9	0,5	200	–	–	–	5 500
Transport routier		94 500	14	300	12	3 700	–	–	–	98 500
Véhicules légers à essence		42 700	7,3	150	7,0	2 200	–	–	–	45 000
Camions légers à essence		21 600	3,2	67	4,0	1 200	–	–	–	22 900
Véhicules lourds à essence		6 570	1,0	22	0,18	55	–	–	–	6 640
Motos		131	0,13	2,8	0,00	0,85	–	–	–	134
Véhicules légers à moteur diesel		336	0,01	0,2	0,03	8	–	–	–	344
Camions légers à moteur diesel		793	0,02	0,5	0,06	20	–	–	–	811
Véhicules lourds à moteur diesel		19 800	1	20	0,6	200	–	–	–	20 000
Véhicules au propane ou au gaz naturel		2 630	2	30	0,05	20	–	–	–	2 700
Transport ferroviaire		5 970	0,3	7	2	800	–	–	–	7 000
Transport maritime intérieur		4 750	0,3	7	1	300	–	–	–	5 100
Autres		27 000	20	300	5	2 000	–	–	–	30 000
Véhicules hors route à essence		5 000	6	100	0,1	40	–	–	–	5 000
Véhicules hors route à moteur diesel		12 000	0,7	10	5	2 000	–	–	–	10 000
Pipelines		9 610	9,6	200	0,3	80	–	–	–	9 890
c. Sources fugitives		12 000	1 700	36 000	0,1	30	–	–	–	48 600
Exploitation de la houille		–	90	2 000	–	–	–	–	–	2 000
Pétrole et gaz naturel		12 200	1 640	34 500	0,1	30	–	–	–	46 700
Pétrole		110	216	4 530	0,1	30	–	–	–	4 670
Gaz naturel		25,6	678	14 200	–	–	–	–	–	14 300
Évacuation		7 780	745	15 700	–	–	–	–	–	23 400
Torçage		4 300	2,7	58	0,00	0,7	–	–	–	4 400
PROCÉDÉS INDUSTRIELS		32 000	–	–	35,5	11 000	660	6 600	4 000	54 400
a. Produits minéraux		7 400	–	–	–	–	–	–	–	7 400
Production de ciment		4 500	–	–	–	–	–	–	–	4 500
Production de chaux		1 800	–	–	–	–	–	–	–	1 800
Utilisation de produits minéraux ³		1 100	–	–	–	–	–	–	–	1 100
b. Industries chimiques		5 100	–	–	35,5	11 000	–	–	–	16 000
Production d'ammoniac		5 100	–	–	–	–	–	–	–	5 100
Production d'acide nitrique		–	–	–	3,41	1 060	–	–	–	1 060
Production d'acide adipique		–	–	–	32	10 000	–	–	–	10 000
c. Production de métaux		11 800	–	–	–	–	–	6 600	2 460	20 800
Production de fer et d'acier		8 500	–	–	–	–	–	–	–	8 500
Production d'aluminium		3 300	–	–	–	–	–	6 600	59,1	9 900
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium		–	–	–	–	–	–	–	2 400	2 400
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆		–	–	–	–	–	660	–	1 500	2 200
e. Autres procédés et procédés indifférenciés		7 900	–	–	–	–	–	–	–	7 900
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS		–	–	–	0,45	140	–	–	–	140
AGRICULTURE		–	1 000	22 000	93	29 000	–	–	–	51 000
a. Fermentation entérique		–	910	19 000	–	–	–	–	–	19 000
b. Gestion des fumiers		–	130	2 700	12	3 700	–	–	–	6 400
c. Sols agricoles		–	–	–	81	25 000	–	–	–	25 000
Sources directes		–	–	–	43	13 000	–	–	–	13 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos		–	–	–	9,1	2 800	–	–	–	2 800
Sources indirectes		–	–	–	30	9 000	–	–	–	9 000
DÉCHETS		260	850	18 000	2	700	–	–	–	19 000
a. Enfouissement de déchets solides		–	840	18 000	–	–	–	–	–	18 000
b. Épuration des eaux		–	10	220	2	600	–	–	–	790
c. Incinération des déchets		260	0,5	10	0,4	100	–	–	–	400
ATCATF		-130 000	63	1 300	2,7	850	–	–	–	-130 000
a. Terres forestières		-160 000	46	970	1,9	600	–	–	–	-160 000
b. Terres cultivées		11 000	10	200	0,6	200	–	–	–	11 000
c. Prairies		–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Terres humides		4 000	0,8	20	0,03	10	–	–	–	4 000
e. Zones de peuplement		9 000	5	100	0,2	50	–	–	–	9 000

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.

2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A8-18 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1991

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre									
	Potentiel de réchauffement planétaire	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL
		Unité	kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂
TOTAL¹		447 000	3 600	76 000	160	49 000	840	6 900	5 200	585 000
ÉNERGIE		415 000	1 800	38 000	30	8 000	–	–	–	461 000
a. Sources de combustion fixes		270 000	200	4 000	7	2 000	–	–	–	276 000
Production d'électricité et de chaleur		96 100	1,7	36	2	500	–	–	–	96 700
Industries des combustibles fossiles		47 300	70	1 000	1	300	–	–	–	49 000
Raffinage et valorisation du pétrole		15 000	–	–	0,3	100	–	–	–	15 000
Production de combustibles fossiles		32 600	70	1 000	0,7	200	–	–	–	34 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole		5 040	0,1	2	0,1	30	–	–	–	5 070
Industries manufacturières		51 900	3	50	2	500	–	–	–	52 400
Sidérurgie		6 390	0,3	5	0,2	60	–	–	–	6 460
Métaux non ferreux		2 570	0,06	1	0,04	10	–	–	–	2 580
Produits chimiques		7 440	0,15	3,2	0,1	40	–	–	–	7 480
Pâtes et papiers		12 800	2	30	0,7	200	–	–	–	13 000
Ciment		3 170	0,06	1	0,03	10	–	–	–	3 180
Autres industries manufacturières		19 500	0,4	8	0,4	100	–	–	–	19 700
Construction		1 610	0,03	0,6	0,05	20	–	–	–	1 620
Commercial et institutionnel		26 200	0,5	10	0,5	200	–	–	–	26 300
Résidentiel		39 400	90	2 000	2	500	–	–	–	42 000
Agriculture et foresterie		2 700	0,04	0,8	0,06	20	–	–	–	2 720
b. Transport²		134 000	30	600	20	6 000	–	–	–	140 000
Transport aérien intérieur		5 480	0,4	9	0,5	200	–	–	–	5 600
Transport routier		92 600	14	300	11	3 500	–	–	–	96 400
Véhicules légers à essence		42 400	7,3	150	6,7	2 100	–	–	–	44 700
Camions légers à essence		20 200	3,0	64	3,7	1 100	–	–	–	21 400
Véhicules lourds à essence		6 840	1,1	24	0,19	59	–	–	–	6 920
Motos		135	0,14	2,9	0,00	0,88	–	–	–	138
Véhicules légers à moteur diesel		337	0,01	0,2	0,02	8	–	–	–	345
Camions légers à moteur diesel		722	0,02	0,4	0,05	20	–	–	–	739
Véhicules lourds à moteur diesel		19 700	1	20	0,6	200	–	–	–	19 900
Véhicules au propane ou au gaz naturel		2 280	1	30	0,04	10	–	–	–	2 300
Transport ferroviaire		5 710	0,3	7	2	700	–	–	–	6 000
Transport maritime intérieur		4 900	0,4	7	1	300	–	–	–	5 200
Autres		25 000	10	300	5	2 000	–	–	–	30 000
Véhicules hors route à essence		6 000	6	100	0,1	40	–	–	–	6 000
Véhicules hors route à moteur diesel		12 000	0,7	10	5	2 000	–	–	–	10 000
Pipelines		7 430	7,4	160	0,2	60	–	–	–	7 640
c. Sources fuitives		11 000	1 600	33 000	0,1	30	–	–	–	44 500
Exploitation de la houille		–	100	2 000	–	–	–	–	–	2 000
Pétrole et gaz naturel		11 000	1 490	31 300	0,1	30	–	–	–	42 400
Pétrole		100	200	4 210	0,1	30	–	–	–	4 340
Gaz naturel		23,6	636	13 400	–	–	–	–	–	13 400
Évacuation		6 670	654	13 700	–	–	–	–	–	20 400
Torçage		4 200	2,5	53	0,00	0,4	–	–	–	4 300
PROCÉDES INDUSTRIELS		32 000	–	–	35,7	11 100	840	6 900	5 200	56 100
a. Produits minéraux		7 300	–	–	–	–	–	–	–	7 300
Production de ciment		4 400	–	–	–	–	–	–	–	4 400
Production de chaux		1 800	–	–	–	–	–	–	–	1 800
Utilisation de produits minéraux ³		1 090	–	–	–	–	–	–	–	1 090
b. Industries chimiques		4 900	–	–	35,7	11 100	–	–	–	16 000
Production d'ammoniac		4 900	–	–	–	–	–	–	–	4 900
Production d'acide nitrique		–	–	–	3,41	1 060	–	–	–	1 060
Production d'acide adipique		–	–	–	32	10 000	–	–	–	10 000
c. Production de métaux		11 500	–	–	–	–	–	6 900	3 650	22 100
Production de fer et d'acier		8 320	–	–	–	–	–	–	–	8 320
Production d'aluminium		3 100	–	–	–	–	–	6 900	59,1	10 000
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium		–	–	–	–	–	–	–	3 590	3 590
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆		–	–	–	–	–	840	–	1 500	2 400
e. Autres procédés et procédés indifférenciés		8 400	–	–	–	–	–	–	–	8 400
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS		–	–	–	0,54	170	–	–	–	170
AGRICULTURE		–	1 000	21 000	91	28 000	–	–	–	49 000
a. Fermentation entérique		–	870	18 000	–	–	–	–	–	18 000
b. Gestion des fumiers		–	120	2 600	–	–	–	–	–	6 100
c. Sols agricoles		–	–	–	80	25 000	–	–	–	25 000
Sources directes		–	–	–	43	13 000	–	–	–	13 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos		–	–	–	8,4	2 600	–	–	–	2 600
Sources indirectes		–	–	–	30	9 000	–	–	–	9 000
DÉCHETS		250	840	18 000	2	700	–	–	–	18 000
a. Enfouissement de déchets solides		–	830	17 000	–	–	–	–	–	17 000
b. Épuration des eaux		–	9,8	210	2	500	–	–	–	750
c. Incinération des déchets		250	0,5	10	0,4	100	–	–	–	390
ATCATF		-90 000	220	4 700	9,4	2 900	–	–	–	-83 000
a. Terres forestières		-120 000	200	4 300	8,6	2 700	–	–	–	-110 000
b. Terres cultivées		12 000	10	300	0,7	200	–	–	–	13 000
c. Prairies		–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Terres humides		4 000	0,5	10	0,02	7	–	–	–	4 000
e. Zones de peuplement		9 000	5	100	0,2	50	–	–	–	9 000

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.

2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A8-19 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1990

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre									
	CO ₂	CH ₄	CH ₄ ²¹	N ₂ O		HFC	PFC	SF ₆	TOTAL	
				N ₂ O	N ₂ O ³¹⁰					
Potentiel de réchauffement planétaire	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL¹	456 000	3 500	74 000	160	50 000	770	6 500	4 700	592 000	
ENERGIE	425 000	1 700	37 000	30	8 000	–	–	–	470 000	
a. Sources de combustion fixes	276 000	200	4 000	7	2 000	–	–	–	282 000	
Production d'électricité et de chaleur	94 800	1,8	39	2	500	–	–	–	95 400	
Industries des combustibles fossiles	49 700	80	2 000	1	300	–	–	–	52 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	16 000	–	–	0,3	100	–	–	–	16 000	
Production de combustibles fossiles	34 100	80	2 000	0,7	200	–	–	–	36 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	6 150	0,1	3	0,1	40	–	–	–	6 190	
Industries manufacturières	54 300	3	60	2	500	–	–	–	54 900	
Sidérurgie	6 430	0,2	5	0,2	60	–	–	–	6 500	
Métaux non ferreux	3 170	0,07	1	0,05	10	–	–	–	3 190	
Produits chimiques	7 060	0,15	3,0	0,1	40	–	–	–	7 100	
Pâtes et papiers	13 500	2	40	0,8	200	–	–	–	13 700	
Ciment	3 680	0,07	1	0,04	10	–	–	–	3 690	
Autres industries manufacturières	20 500	0,4	9	0,4	100	–	–	–	20 700	
Construction	1 850	0,03	0,7	0,05	20	–	–	–	1 870	
Commercial et institutionnel	25 500	0,5	10	0,5	200	–	–	–	25 700	
Résidentiel	40 900	100	2 000	2	500	–	–	–	44 000	
Agriculture et foresterie	2 370	0,04	0,8	0,05	20	–	–	–	2 390	
b. Transport²	138 000	30	700	20	6 000	–	–	–	150 000	
Transport aérien intérieur	6 180	0,5	10	0,6	200	–	–	–	6 400	
Transport routier	94 900	15	310	10	3 200	–	–	–	98 400	
Véhicules légers à essence	43 800	7,8	160	6,2	1 900	–	–	–	45 800	
Camions légers à essence	19 600	3,1	66	3,2	1 000	–	–	–	20 700	
Véhicules lourds à essence	7 720	1,3	27	0,22	69	–	–	–	7 810	
Motos	143	0,14	3,0	0,00	0,93	–	–	–	146	
Véhicules légers à moteur diesel	347	0,01	0,2	0,03	8	–	–	–	355	
Camions légers à moteur diesel	691	0,02	0,4	0,05	20	–	–	–	707	
Véhicules lourds à moteur diesel	20 500	1	20	0,6	200	–	–	–	20 700	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	2 170	1	30	0,04	10	–	–	–	2 200	
Transport ferroviaire	6 160	0,3	7	3	800	–	–	–	7 000	
Transport maritime intérieur	4 690	0,3	7	1	300	–	–	–	5 000	
Autres	26 000	20	300	6	2 000	–	–	–	30 000	
Véhicules hors route à essence	6 000	8	200	0,1	40	–	–	–	7 000	
Véhicules hors route à moteur diesel	13 000	0,7	20	6	2 000	–	–	–	20 000	
Pipelines	6 700	6,7	140	0,2	60	–	–	–	6 900	
c. Sources fugitives	11 000	1 500	32 000	0,1	30	–	–	–	42 700	
Exploitation de la houille	–	90	2 000	–	–	–	–	–	2 000	
Pétrole et gaz naturel	10 600	1 440	30 100	0,1	30	–	–	–	40 700	
Pétrole	95	193	4 060	0,1	30	–	–	–	4 180	
Gaz naturel	22,6	613	12 900	–	–	–	–	–	12 900	
Évacuation	6 090	627	13 200	–	–	–	–	–	19 300	
Torçage	4 400	2,6	54	0,00	0,4	–	–	–	4 400	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	31 000	–	–	37,8	11 700	770	6 500	4 700	54 800	
a. Produits minéraux	8 300	–	–	–	–	–	–	–	8 300	
Production de ciment	5 400	–	–	–	–	–	–	–	5 400	
Production de chaux	1 700	–	–	–	–	–	–	–	1 700	
Utilisation de produits minéraux ³	1 090	–	–	–	–	–	–	–	1 090	
b. Industries chimiques	5 000	–	–	37,8	11 700	–	–	–	17 000	
Production d'ammoniac	5 000	–	–	–	–	–	–	–	5 000	
Production d'acide nitrique	–	–	–	3,27	1 010	–	–	–	1 010	
Production d'acide adipique	–	–	–	35	11 000	–	–	–	11 000	
c. Production de métaux	9 770	–	–	–	–	–	6 500	3 170	19 500	
Production de fer et d'acier	7 060	–	–	–	–	–	–	–	7 060	
Production d'aluminium	2 700	–	–	–	–	–	6 500	59,1	9 300	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	3 110	3 110	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	770	–	1 500	2 300	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	8 000	–	–	–	–	–	–	–	8 000	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	–	–	–	0,56	170	–	–	–	170	
AGRICULTURE	–	980	21 000	93	29 000	–	–	–	49 000	
a. Fermentation entérique	–	860	18 000	–	–	–	–	–	18 000	
b. Gestion des fumiers	–	120	2 600	11	3 500	–	–	–	6 100	
c. Sols agricoles	–	–	–	82	25 000	–	–	–	25 000	
Sources directes	–	–	–	45	14 000	–	–	–	14 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	8,2	2 600	–	–	–	2 600	
Sources indirectes	–	–	–	30	9 000	–	–	–	9 000	
DÉCHETS	270	820	17 000	2	700	–	–	–	18 000	
a. Enfouissement de déchets solides	–	810	17 000	–	–	–	–	–	17 000	
b. Épuration des eaux	–	11	220	2	600	–	–	–	780	
c. Incinération des déchets	270	0,4	9	0,4	100	–	–	–	400	
ATCATF	-110 000	150	3 200	6,5	2 000	–	–	–	-110 000	
a. Terres forestières	-140 000	130	2 800	5,6	1 700	–	–	–	-130 000	
b. Terres cultivées	13 000	10	300	0,7	200	–	–	–	14 000	
c. Prairies	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
d. Terres humides	4 000	0,3	6	0,01	4	–	–	–	4 000	
e. Zones de peuplement	9 000	5	100	0,2	50	–	–	–	9 000	

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.

2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Annexe 9 Tableaux sur l'intensité des émissions du secteur de l'électricité

La présente annexe illustre en détail les données des GES provenant de la production d'électricité par les services publics à l'échelle nationale et provinciale. Les émissions de GES indiquées dans cette annexe ne comprennent que les sources de combustion fixe et sont une sous-catégorie de la catégorie de la Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public (catégorie 1.A.1.a du CUPR).

L'industrie canadienne de la production d'électricité est composée de producteurs avec et sans vocation de services publics, de même que de producteurs industriels, qui transforment l'énergie en électricité à partir de l'eau, du charbon, du gaz naturel, de produits pétroliers raffinés (PPR), de divers combustibles, de la biomasse, et des ressources nucléaires, éoliennes et solaires. Le processus qui permet de fournir de l'électricité à la population ne comprend pas que la production d'énergie à la centrale, il inclut également la distribution par le réseau électrique. Bien que l'efficacité du système de transport ait un effet sur la quantité d'électricité disponible pour les clients, on ne dispose pas actuellement de données assez détaillées pour pouvoir examiner l'incidence des infrastructures de distribution. On a donc fondé l'estimation des émissions de GES et les valeurs de production d'énergie uniquement sur les activités qui se déroulent à la centrale, sans tenir compte des émissions de SF₆ associées aux transformateurs.

L'analyse effectuée dans la présente section se fonde sur diverses sources de données. Les données au sujet de la consommation de combustibles et de la production d'électricité proviennent du *Bulletin sur la disponibilité et l'écoulement d'énergie au Canada* (BDEEC) (Statistique Canada, #57-003-XIB) et de la publication intitulée *Production, transport et distribution d'électricité* (PTDE) (Statistique Canada, #57-202-XIB). Les données du PTDE, qui est généralement publié après le BDEEC, peuvent varier légèrement d'un rapport à l'autre, par suite des révisions. Le PTDE devrait donc contenir les données les plus à jour, et, à moins d'indications contraires, ce sont celles qui figurent dans la présente section. Les deux publications recueillent des données concernant les principaux fournisseurs d'électricité, qui ont des centrales d'une capacité de 500 kW ou plus, et qui comptent pour plus de 95 % de la production d'électricité au Canada. Comme le PTDE n'était pas disponible au moment de la publication, les données de 2006 proviennent de la base de données CANSIM de Statistique Canada (tableaux v222128 à v222133). Pour faciliter l'analyse et l'étude des données régionales, on a extrait certaines données des rapports annuels des grands producteurs d'électricité de chaque province et territoire.

A9.1 Méthodologie et limites

Cette annexe présente les émissions de GES provenant de la combustion de combustibles pour la production d'électricité par des services publics. On dispose de données détaillées au sujet de la contribution de l'industrie au réseau de distribution, mais le PTDE ne contient encore aucune donnée en ce qui a trait à la consommation de combustibles associée à la production d'électricité en particulier. Par contre, on sait que la contribution de l'électricité produite par l'industrie représente en moyenne moins de 9 % du total canadien, et elle n'est donc pas considérée comme un facteur important dans les discussions sur les tendances.

L'information présentée dans cette annexe exclut les émissions associées à la production de chaleur et de vapeur. Les chapitres 2, Tendances des émissions de gaz à effet de serre, 1990-2006,

et 3, Énergie, traitent brièvement des émissions et des tendances de l'ensemble du secteur de la production d'électricité et de chaleur. L'information sur les émissions par gaz pour ce secteur est présentée dans les tableaux où sont répertoriées les émissions nationales de gaz à effet de serre de 1990 à 2006 (annexe 8) et les tableaux où sont répertoriés les émissions de gaz à effet de serre à l'échelle provinciale ou territoriale de 1990 à 2006 (annexe 11).

Les valeurs de l'intensité des émissions du secteur de l'électricité ont été calculées pour chaque type de combustible à l'aide des estimations des émissions de GES et des données sur la production d'électricité. La méthodologie utilisée pour établir ces estimations est expliquée dans le chapitre 3 et l'annexe 2 du présent rapport. Les émissions de GES sont basées sur le total des combustibles utilisés par les services publics, tel qu'indiqué dans le BDEEC. La production nette d'électricité présentée ici provient du PTDE. Entre 1990 et 1997, la production nette était calculée à partir des valeurs de production brute fournies par le PTDE.

Dans certains cas, l'intensité calculée des émissions de GES pour les centrales fonctionnant au gaz naturel s'approche de celle des centrales au charbon. Il s'agit d'une limite de la méthode, puisqu'elle se base sur les données d'électricité et d'efficacité énergétique des combustibles publiées dans le PTDE. Cet état de fait peut être lié aux centrales « de charge de pointe », utilisées pour satisfaire à la demande pendant les périodes de pointe, à l'utilisation de centrales de cogénération ou aux limites des données.

A9.2 Tendances nationales

L'électricité produite par les services publics a connu une hausse de 26 % depuis 1990, tandis que les émissions de GES de ce secteur ont augmenté de 19 % au cours de cette période. L'intensité des émissions de GES a diminué, passant de 217 g d'éq. CO₂/kWh en 1990 à 205 g d'éq. CO₂/kWh en 2006. L'intensité des GES est à son niveau le plus bas depuis 1995, en grande partie à cause de l'augmentation de production d'électricité des centrales hydroélectriques et nucléaires et du remplacement des produits pétroliers raffinés par le gaz naturel.

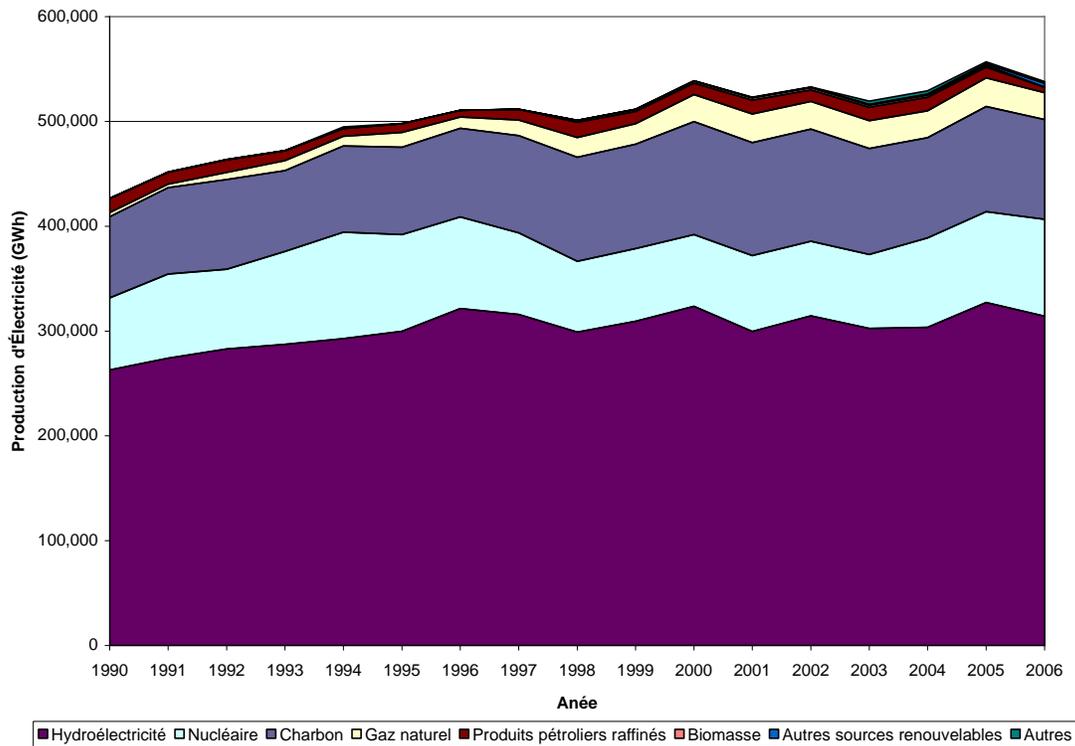


Figure A9-1 : Électricité produite par les services publics, par source

Tel qu'illustré à la figure A9-1, les ressources hydroélectriques fournissent encore la majeure partie de l'électricité du Canada, contribuant pour 58 % à la production totale en 2006, soit une baisse par rapport à 61 % en 1990. La production d'hydroélectricité est pratiquement exempte d'émissions directes de GES, à l'exception des émissions de méthane qui résultent de l'inondation des terres dans le but de construire des réservoirs. Les ressources en eau se trouvent principalement au Labrador, au Québec, en Colombie-Britannique et au Manitoba. Depuis 1990, la contribution de la production d'hydroélectricité à l'approvisionnement total est restée relativement stable, les fluctuations annuelles étant directement causées par les conditions hydrauliques.

L'énergie nucléaire est la seconde plus importante source d'électricité sans émissions au Canada⁷⁸. En 2006, elle représentait environ 17 % de la production totale, en légère hausse par rapport à 1990, où elle atteignait 16 %. La production d'énergie nucléoélectrique a atteint un sommet en 1996, avec 102 000 GWh, puis elle a diminué au cours des années suivantes à cause des travaux de maintenance des réacteurs et des fermetures (pour des raisons de sécurité). En 2006, les centrales nucléaires ont produit au total 92 400 GWh, dont la presque totalité (90 %) dans la province de l'Ontario. Le Québec et le Nouveau-Brunswick exploitent également des

78. L'analyse d'inventaire ne prend pas en considération les émissions provenant de l'extraction et du traitement de l'uranium, ni de l'élimination des combustibles résiduels.

centrales nucléaires. De grands efforts ont été déployés depuis 2003 pour remonter la capacité de production nucléaire du Canada.

Le charbon a fourni environ 17 % de l'électricité produite au Canada en 2006, pour un total de 95 000 GWh, ce qui représente une hausse de 23 % ou 17 700 GWh depuis 1990. Les centrales au charbon sont responsables d'environ 83 % des émissions de GES liées à la production d'électricité du pays. Le charbon est le principal combustible employé dans les provinces de l'Alberta et de la Saskatchewan et est également beaucoup utilisé en Ontario et en Nouvelle-Écosse (voir la figure A9-3 pour les sources de production par région). L'augmentation progressive de la production d'électricité à partir de charbon est principalement due à la hausse de la demande, tandis que les variations annuelles dépendent généralement des fluctuations de la production d'hydroélectricité, c'est-à-dire que le charbon est davantage utilisé lorsque les niveaux d'eau sont bas, pour compenser la production. En Ontario, l'utilisation du charbon a également augmenté les années où la production des centrales nucléaires était moins élevée. Au Canada, la production d'électricité à partir de charbon est responsable de 92 Mt d'émissions de GES, soit une hausse de 13 Mt par rapport à 1990 et une baisse de 4 Mt par rapport à 2005. En 2006, la quantité d'électricité produite à partir de charbon et les émissions de GES associées à ce type de production ont atteint leur niveau le plus bas depuis 1997.

Depuis 1990, on a significativement de plus en plus recours au gaz naturel pour la production d'électricité, si bien que la contribution de ce type de production à l'approvisionnement total dépasse maintenant celle des produits pétroliers raffinés. En 2006, la production totalisait 5 % de l'approvisionnement total, soit cinq fois plus qu'en 1990. Les centrales alimentées au gaz naturel font partie des diverses méthodes de production utilisées dans la plupart des régions du pays, les provinces de l'Ontario et de l'Alberta regroupant les principaux producteurs d'énergie au gaz naturel, suivies de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan. Au Québec et dans les provinces de l'Atlantique, le gaz naturel n'est disponible que depuis 2000, mais il est déjà utilisé dans plusieurs nouvelles centrales, de même que dans des centrales au mazout modernisées. Puisque les centrales au gaz naturel sont relativement faciles à démarrer et en raison du coût du carburant, elles servent généralement à compléter l'approvisionnement de la charge de base (hydroélectricité, charbon ou nucléaire) pendant les périodes de pointe, afin de répondre aux fluctuations de la demande. De plus, les émissions de GES provenant de la production au gaz naturel représentent environ la moitié de celles des centrales au charbon (par KWh), le remplacement du charbon par le gaz naturel entraîne donc une baisse des émissions de GES. L'utilisation et l'installation de centrales de cogénération, également en hausse, ont un effet positif sur la quantité d'énergie utilisable recueillie par unité de combustible consommé. Les émissions de GES des centrales au gaz naturel totalisaient 13 Mt en 2006, soit une hausse de 10 Mt par rapport à 1990.

En 2006, les produits pétroliers raffinés tels que le mazout lourd, le diesel et l'Orimulsion® ont servi à produire 5 100 GWh d'électricité; ce recul de 62 % par rapport à 1990 est appréciable. Cette production représentait 1 % de la production totale d'électricité du Canada en 2006. Les produits pétroliers raffinés sont utilisés aux fins de la production d'électricité principalement en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, où ils comptaient pour 3 % et 38 % du total respectif des sources d'approvisionnement en 2006. Ces pourcentages varient d'une année à l'autre selon le prix des produits raffinés par égard au prix du charbon et la demande globale. Le reste de la production des produits du pétrole est situé en Alberta et au Québec. Au Canada, le prix du pétrole a atteint un sommet en 2006, et il est devenu plus coûteux de répondre à la demande en produisant de l'électricité à partir de produits pétroliers raffinés plutôt qu'à partir de gaz naturel. Les émissions de GES liées à ces produits atteignaient 4 Mt en 2006, c'est-à-dire plus de 63 % de moins qu'en 1990. La majeure partie de cette baisse a été réalisée dans les provinces de

l'Atlantique, pour des raisons que nous aborderons plus en détail dans le cadre de l'analyse des tendances régionales.

Au moment de publier le présent rapport, les données de 2006 sur la proportion d'électricité produite à partir de la biomasse, en particulier le bois et les déchets de bois, n'étaient pas disponibles. D'après les données de 2005, ces sources représentent moins de 1 % de la production canadienne et sont situées surtout en Colombie-Britannique, en Alberta et au Nouveau-Brunswick. On considère que les émissions de GES provenant de la biomasse ne libèrent pas de carbone, elles ne sont donc pas incluses dans les totaux.

Du côté positif, on observe en 2006 une augmentation de la production d'électricité à partir d'autres sources d'énergie renouvelables, comme l'énergie éolienne et l'énergie marémotrice. De nouveaux parcs d'éoliennes de grande envergure (>100 MW) installés en Ontario, au Manitoba et en Saskatchewan ont contribué à faire augmenter la production d'électricité de 139 % par rapport à 2005. Les programmes provinciaux visant à accroître la proportion d'énergie renouvelable (éolienne ou autre) dans le réseau d'alimentation électrique auront un effet non négligeable en 2007 et par la suite, à mesure que de nouveaux projets s'y grefferont. D'après les données de 2007, la puissance éolienne installée a encore augmenté d'au moins 25 % au pays. On estime actuellement que les projets des gouvernements provinciaux de tout le Canada pourraient totaliser une puissance éolienne installée d'au moins 12 000 MW d'ici 2016. À des fins de comparaison, ensemble, les 18 réacteurs nucléaires du Canada (en exploitation en 2006) produisent une puissance brute de 13 400 MW.

A9.3 Étude des divers secteurs

Dans l'ensemble, la production d'électricité a diminué de 3 % après avoir atteint un sommet en 2005, et les exportations d'électricité ont reculé de 26 %. Les fluctuations de la production d'électricité avec le temps (voir la figure A9-1) sont surtout attribuables à la variation de la demande, puisque l'électricité, produite pour répondre à un besoin instantané, est impossible à conserver de façon efficace une fois produite. Par ailleurs, lorsque le Canada exporte de l'électricité vers les États-Unis, la demande américaine devient aussi un facteur de variation de la production.

Plusieurs facteurs contribuent à réduire la demande d'électricité : les mesures prises par l'utilisateur final (grâce aux programmes de conservation et de sensibilisation), la nouvelle technologie (appareils électriques à haute efficacité énergétique), les conditions météorologiques, les restructurations du marché ou de l'économie, la fermeture d'usines ou encore les mesures de grève. Pour 2006, on a regroupé les principaux consommateurs d'énergie du Canada comme suit (par ordre de consommation décroissante) : les industries manufacturières (y compris l'industrie minière et l'extraction pétrolière et gazière⁷⁹) (44 %), suivies du secteur résidentiel (28 %), puis du secteur commercial/institutionnel et de l'administration publique (26 %). Depuis 1990, la consommation totale de chaque secteur a augmenté, mais le pourcentage de la consommation totale représenté par chacun est resté sensiblement le même.

79. À lui seul, le secteur des mines et de l'extraction pétrolière et gazière a utilisé 7 % de l'électricité consommée au Canada en 2006.

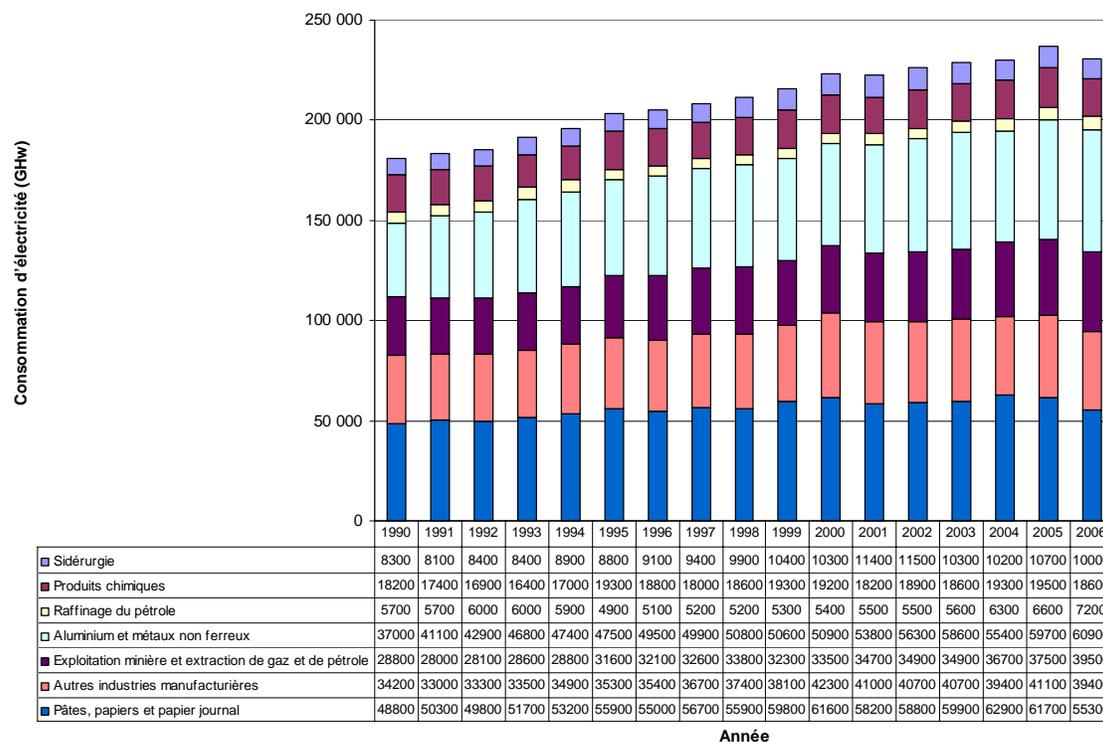


Figure A9-2 : Consommation d'électricité de l'industrie manufacturière

Industries manufacturières

La figure A9-2 illustre la consommation d'électricité de différents secteurs manufacturiers. Tous les sous-secteurs ont vu leur consommation augmenter à long terme, mais pas de la même façon, l'économie canadienne ayant changé au fil des ans. De moins en moins axée sur les matières premières, l'économie s'est plutôt développée dans les secteurs de l'automobile, de l'électronique, des services et des TI, un changement qui se reflète dans la consommation d'électricité. À court terme, quatre des sept secteurs affichent une baisse de consommation d'électricité. Les changements à court terme sont directement attribuables à des facteurs économiques.

Dans le sous-secteur de la sidérurgie, la hausse de la consommation d'électricité est surtout due aux changements technologiques et à des facteurs économiques. En 1990, une grève prolongée a réduit la production (et donc la consommation d'électricité et les émissions de GES) et créé une distorsion dans les tendances à long terme. On peut quand même affirmer que l'emploi de fours électriques à arc a eu pour effet de faire augmenter la consommation d'électricité tout en réduisant la consommation de combustibles fossiles et les émissions de GES des usines. Par suite des problèmes économiques connus au début de la décennie, la croissance de la consommation d'électricité a fléchi mais, depuis, le sous-secteur a regagné de la vigueur grâce à la reprise de la demande d'exportation.

Dans l'industrie chimique, la consommation d'électricité est demeurée relativement constante. Les variations de consommation d'une année à l'autre s'expliquent en général par la fermeture d'usines, l'amélioration du rendement, les problèmes opérationnels et les grèves.

Le sous-secteur du raffinage du pétrole affiche une consommation d'électricité relativement constante au fil des ans, malgré une tendance à la hausse au cours des trois dernières années. La hausse des prix et de la demande de produits pétroliers raffinés s'est traduite par une augmentation des profits et un regain de production pour les sociétés de raffinage. En améliorant l'efficacité de la production, les raffineurs ont réussi à abaisser leurs dépenses d'électricité, même si, par ailleurs, les technologies de pointe requises pour produire des carburants moins polluants et l'augmentation de la capacité des installations existantes ont entraîné une légère hausse de la consommation d'électricité. La demande record d'essence, combinée aux effets de l'ouragan Katrina sur les raffineries des États-Unis en 2005, explique la croissance de la demande d'électricité observée au cours des deux dernières années.

Le sous-secteur de l'aluminium et des métaux non ferreux présente une croissance significative depuis 1990. L'augmentation de la consommation est principalement attribuable à la hausse de la demande mondiale pour ces produits. Dans le sous-secteur de l'aluminium, les procédés de fabrication consomment beaucoup d'électricité, et la demande est directement liée à la production.

Le secteur des mines et de l'extraction pétrolière et gazière connaît une croissance continue depuis 1990. Ce secteur comprend aussi l'extraction des sables bitumineux et l'industrie des métaux de première fusion (zinc, bauxite, nickel, cuivre). Le développement des sables bitumineux et la poussée de la demande de métaux de première fusion qu'on observe sur le marché mondial depuis cinq ans sont les principaux facteurs qui stimulent la consommation d'électricité. La croissance de ce secteur est semblable à celle des secteurs de l'aluminium et du raffinage du pétrole.

La catégorie « autres » regroupe de nombreuses industries manufacturières, parmi lesquelles ressortent les sous-secteurs de l'automobile et de l'électronique. Après avoir atteint un sommet en 2000, la consommation d'électricité a lentement reculé par suite des difficultés économiques provoquées par l'éclatement de la bulle point-com, les attaques terroristes du 11 septembre et le ralentissement du marché immobilier américain. Le sous-secteur s'est montré extrêmement résilient et est arrivé à s'adapter en améliorant l'efficacité énergétique de ses produits (en particulier dans le sous-secteur de l'automobile) et en exploitant les marchés canadiens et outremer au lieu de miser uniquement sur le marché des États-Unis. La forte demande de produits manufacturés en Alberta a aidé à compenser la baisse de la demande des États-Unis, provoquée par la hausse du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Depuis quelques années, c'est le secteur des pâtes et papiers et de l'imprimerie qui a affronté les plus grandes difficultés économiques. En 2006, ce secteur a affiché le plus fort recul de la demande d'électricité comparativement à 2005. Les grèves et les fermetures d'usine qui se sont succédées dans les provinces de l'Atlantique ont fait baisser la demande d'électricité, entraînant une chute des émissions de GES attribuables à la production d'électricité. En effet, on a brûlé beaucoup moins de produits pétroliers raffinés qu'à l'habitude pour répondre aux besoins d'électricité en période de pointe. Le ralentissement de la demande de papier journal, dû à l'adoption des médias électroniques par les consommateurs, ainsi que la baisse des prix du bois d'œuvre résineux et de la demande pour ce produit dans le marché du logement aux États-Unis, ont fortement contribué au ralentissement économique qu'a connu cette industrie.

Secteur résidentiel

Le secteur résidentiel, grand consommateur d'électricité, affiche une hausse de consommation de 14 % entre 1990 et 2006, et de 6 % depuis 2001. Au Canada, le nombre de logements a grimpé de

26 % entre 1990 et 2005 (dernière année pour laquelle des données sont disponibles), et de 5 % entre 2001 et 2005. Dans ce secteur, la consommation d'électricité peut varier en fonction des conditions météorologiques, mais aussi de la prospérité économique. La croissance de la demande est restée faible ou modérée durant la récession du début des années 1990, avant de grimper en flèche après 1999. La prolifération des ordinateurs personnels à domicile et des gadgets électroniques achetés grâce à l'augmentation du revenu disponible a contribué à faire grimper la consommation, tandis que les nouveaux appareils électriques gagnaient en efficacité énergétique (grâce à des programmes tels qu'EnergyStar). En outre, comme les maisons sont plus grandes qu'avant, elles nécessitent plus de chauffage, de climatisation et d'éclairage. En moyenne, les logements mesurent 4 m² de plus qu'en 1990.

Dans le secteur résidentiel, la consommation d'électricité a chuté de 2 % de 2005 à 2006. En 2004 et 2005, d'importantes mesures de réduction des GES et de conservation d'énergie ont été mises en œuvre à grande échelle et leur succès n'a pas tardé. On pense par exemple à des campagnes telles que le Défi d'une tonne, le projet Porchlight et les programmes de conservation mis sur pied par les services publics. La Coalition of Large Distributors (CLD), qui regroupe six des plus grandes sociétés de distribution d'électricité de l'Ontario (province la plus peuplée du Canada), a annoncé que ses efforts de conservation et de sensibilisation du public avaient contribué à faire baisser la demande d'électricité résidentielle de 111 GWh en 2005 et de 303 GWh en 2006, malgré le record absolu de demande d'électricité (27 005 MW) atteint en Ontario le 1^{er} août 2006. Bien qu'elle ait marqué l'ensemble du pays, la baisse de la demande, également attribuable à la clémence de l'hiver, s'est surtout fait sentir dans les provinces les plus peuplées, le Québec et l'Ontario.

Secteur commercial/institutionnel et de l'administration publique

En 2006, les températures douces ont eu les mêmes effets dans les sous-secteurs commercial/institutionnel et de l'administration publique que dans le secteur résidentiel. La consommation d'électricité a marqué un repli de 2 % par rapport à 2005, mais on note tout de même une augmentation de 24 % par rapport à 1990. À long terme, cette catégorie affiche une forte croissance de la consommation d'électricité par suite du développement des secteurs des services et des TI résultant des changements structureaux subis par l'économie canadienne. Dans ces sous-secteurs, on observe en outre une augmentation du nombre de bâtiments commerciaux et de la surface utile, ce qui signifie plus d'espace à chauffer et à climatiser. En même temps, les ordinateurs, les imprimantes et autres appareils électriques sont devenus omniprésents. La superficie commerciale s'est accrue de 28 % entre 1990 et 2005 (dernière année pour laquelle des données sont disponibles) et de 7 % entre 2001 et 2005.

Les programmes de conservation d'électricité et de sensibilisation mis en œuvre en 2005 et 2006 ciblaient également ces secteurs. En Ontario, la Fondation Air pur signale que, depuis l'entrée en vigueur de son programme Cool Shops, en 2005, elle a aidé le secteur du commerce de détail à réduire sa consommation d'électricité de 5 000 MWh.

A9.4 Étude des régions

La figure A9-3 présente une ventilation de la production d'électricité par région et par source, pour les années 1990 et 2006⁸⁰. Les centrales au charbon sont les principales sources d'électricité en Alberta et en Saskatchewan, en grande partie à cause d'un accès facile et sûr à d'abondantes ressources de charbon. Les centrales hydroélectriques sont les principales sources d'électricité au Québec, en Colombie-Britannique, au Manitoba et à Terre-Neuve-et-Labrador. En Ontario et dans les provinces de l'Atlantique, la composition de la production d'électricité est relativement diverse, la production à partir d'énergie nucléaire étant la source d'approvisionnement la plus importante en Ontario. En ce qui a trait à la production totale, le Québec et l'Ontario sont de loin les plus importants contributeurs – ces deux provinces ont produit ensemble 312 400 GWh ou 58 % de l'approvisionnement en électricité du Canada en 2006. Elles sont suivies de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, avec environ 54 200 GWh et 48 800 GWh, respectivement, et de Terre-Neuve-et-Labrador, avec 41 800 GWh.

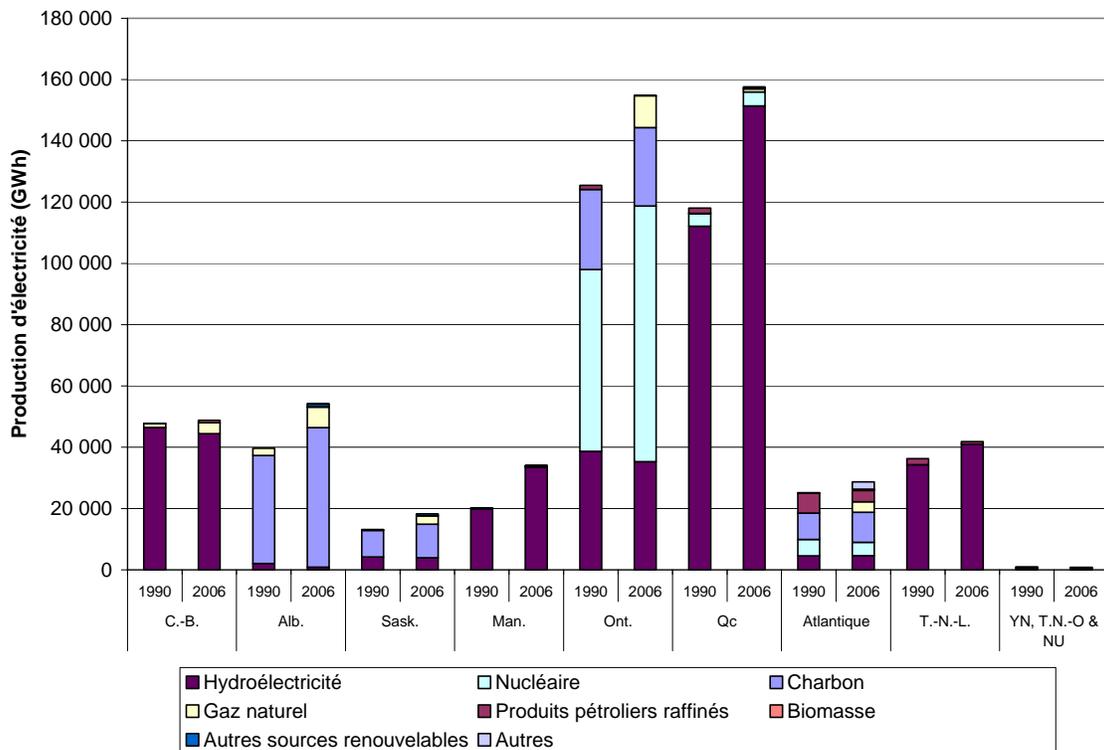


Figure A9-3 : Production d'électricité par région et par source, en 1990 et en 2006

La production a crû dans toutes les provinces, bien que l'augmentation ait été minime en Colombie-Britannique. Depuis 1990, la production en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba a augmenté de plus de 35 %. Au Manitoba, cette croissance est due à un nouvel aménagement hydroélectrique à Churchill Falls, tandis que la hausse en Alberta et en Saskatchewan est liée à

80. Étant donné leur contribution relativement faible à l'approvisionnement canadien, les provinces de l'Atlantique, tout comme les territoires, ont été regroupées.

l'utilisation accrue du charbon et du gaz naturel pour répondre à la demande du secteur pétrolier. De plus, la hausse de production de 27 % dans les provinces de l'Atlantique est aussi principalement attribuable à l'utilisation accrue des combustibles fossiles (charbon, produits pétroliers raffinés et gaz naturel). En Ontario, la hausse de 20 % s'est accompagnée d'une augmentation du recours à l'énergie nucléaire et d'une utilisation dix fois plus importante du gaz naturel.

Dans l'ensemble, les sources d'électricité (énergie nucléaire, hydroélectrique, de biomasse, éolienne et marémotrice) n'émettant aucun GES continuent de fournir au moins les trois quarts de l'électricité au Canada. Au cours des cinq dernières années, la contribution des « autres sources renouvelables » (principalement de nouvelles installations éoliennes) a connu une hausse de presque 500 %, et augmentera probablement encore en 2007 et en 2008 grâce aux programmes incitatifs des gouvernements fédéral et provinciaux et à l'acceptation croissante de ces sources par la population.

Étant donné que les services publics ne peuvent augmenter comme bon leur semble les tarifs d'électricité facturés à leurs clients, des facteurs économiques peuvent jouer un rôle important dans la consommation des combustibles. À titre d'exemple, la production à partir de gaz naturel a augmenté d'environ 550 % entre 1990 et 2000, et elle est demeurée stable entre 2000 et 2005. La production d'électricité à partir de gaz naturel a été plus faible entre 2002 et 2004, en partie à cause de la hausse des prix du gaz naturel, et en 2006, en raison de la clémence de l'hiver. La montée rapide du cours de la devise canadienne en 2004 a eu, par contre, comme effet d'abaisser les prix du gaz naturel, ces prix étant basés sur les marchés internationaux et les devises étrangères. On peut conclure à des conséquences similaires pour la production à partir de charbon, des produits pétroliers raffinés et d'« autres » combustibles. Les services publics pouvant difficilement transmettre à leurs clients la hausse des prix du pétrole, ils ont davantage recours à des combustibles moins chers (charbon, combustibles de la catégorie « autres »), et donc de qualité inférieure, et délaissent les produits pétroliers raffinés.

Trois facteurs principaux expliquent la baisse de 8,3 Mt des émissions de GES de ce secteur. D'abord, l'ensemble du pays a connu un hiver doux qui a abaissé le « pic hivernal » habituellement observé dans la consommation d'électricité. Au Canada, le nombre de degrés-jours de chauffage a chuté de 8,1 % de 2005 à 2006, l'Ontario et certaines localités de l'Est ayant connu les plus fortes baisses. Ensuite, on note une augmentation de la production d'électricité sans émissions de GES, de source nucléaire en Ontario, éolienne dans la plupart des régions du pays et hydraulique dans les provinces de l'Atlantique. C'est cependant le troisième facteur qui a eu l'effet le plus marqué. Les émissions de GES ont connu leur plus forte chute dans les provinces de l'Atlantique par suite d'un mouvement de grève prolongé chez un grand consommateur d'électricité industriel. Cette situation, qui a fortement fait baisser la demande d'électricité dans la région, a eu le même effet sur la valeur de crête requise. La baisse de la demande globale a eu pour effet de réduire la quantité de produits pétroliers raffinés normalement utilisés pour satisfaire les besoins d'électricité en périodes de pointe. En outre, comme le prix du pétrole augmentait pendant que celui du gaz naturel diminuait, il devenait avantageux de remplacer les produits pétroliers raffinés par le gaz naturel. La décision économique de réduire la consommation de produits pétroliers raffinés, combinée au recul de la demande et à la disponibilité accrue de l'hydroélectricité, a grandement contribué à réduire les émissions de GES.

A9.5 Intensité des émissions de GES

L'intensité des émissions est la quantité d'émissions de GES par MWh pour un combustible spécifique (ou pour un combustible et un type de production spécifiques), mesurée en tonnes

d'équivalent CO₂ par GWh (t d'éq. CO₂/GWh). L'intensité des émissions varie selon le type de combustible utilisé, la qualité du combustible, la technologie de conversion employée et l'efficacité du système de combustion. La production d'électricité au charbon génère habituellement la plus forte intensité d'émissions, soit généralement 1 000 t d'éq. CO₂/GWh, mais elle varie selon le type de charbon utilisé. L'intensité des émissions des produits pétroliers raffinés varie également selon le type de combustible et la technologie, variant entre 600 et 800 t d'éq. CO₂/GWh, et reflète la variabilité de cette catégorie. Les centrales au gaz naturel génèrent environ 500 t d'éq. CO₂/GWh, bien que les émissions provenant des centrales de cogénération seraient beaucoup plus basses.

À l'échelle régionale, les intensités des émissions de GES offrent un rapide aperçu de la diversité des sources de production de chaque province et région. L'Alberta, avec ses centrales de production principalement au charbon, affiche la plus importante intensité d'émissions de GES au Canada, bien que celle-ci ait diminué grâce à l'utilisation accrue de gaz naturel, de la biomasse et d'autres sources d'énergie renouvelable. La région de l'Atlantique, qui produit de l'électricité à partir de produits pétroliers raffinés, de charbon et d'énergie nucléaire, présente une intensité d'émissions de GES plus faible que l'Alberta, tandis que les provinces de Québec, du Manitoba et de la Colombie-Britannique, qui utilisent principalement l'hydroélectricité, ont la plus faible intensité d'émissions. L'Ontario, très près de la moyenne canadienne, se situe entre les deux, avec une composition de production d'électricité regroupant l'énergie hydroélectrique, l'énergie nucléaire et les combustibles fossiles.

Les détails des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Canada et les provinces et les territoires sont présentés dans les tableaux A9-1 à A9-12.

Tableau A9-1 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Canada¹

Sources	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ^c
	Émissions de gaz à effet de serre ^a kt d'éq. CO ₂																
Charbon	78 790	82 440	85 450	78 180	81 680	82 990	84 750	91 300	97 040	96 680	104 770	103 370	101 950	101 260	92 860	95 620	91 810
Produits pétroliers raffinés ²	11 070	9 030	10 260	7 500	5 850	6 590	5 170	7 810	11 630	9 230	8 450	10 290	8 230	10 000	9 830	7 860	4 040
Gaz naturel	2 630	2 140	4 410	5 470	5 540	7 000	5 570	7 440	9 640	9 740	12 910	13 860	12 700	13 580	12 580	13 240	12 570
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	40	20	20	0	30	10	10	110	40	40	120	370	420	3 840	3 980	2 120	2 120
Total	92 530	93 630	100 140	91 150	93 100	96 590	95 500	106 660	118 350	115 690	126 250	127 890	123 300	128 680	119 250	118 840	110 540

Sources	Production d'électricité ^b GWh																
	Charbon	77 350	82 490	85 510	77 060	82 310	83 360	84 550	92 580	99 250	99 600	107 710	107 860	107 010	101 200	95 740	100 160
Produits pétroliers raffinés	13 630	11 470	12 190	9 380	7 380	8 420	6 280	10 110	14 540	11 750	10 810	13 260	10 800	12 660	12 920	10 090	5 140
Gaz naturel	3 890	3 410	6 820	9 550	9 190	14 190	10 780	15 100	18 910	19 690	25 890	27 300	26 410	26 450	25 570	27 410	25 780
Nucléaire	68 760	80 120	76 020	88 640	101 710	92 310	87 510	77 860	67 470	69 330	68 680	72 350	71 250	70 650	85 240	86 830	92 420
Hydroélectricité	262 920	274 180	283 040	287 450	292 660	299 740	321 410	315 960	299 120	309 330	323 470	299 600	314 550	302 440	303 590	327 170	314 230
Biomasse ⁴	10	20	0	130	340	AC	AC	AC	1 700	1 740	1 910	2 120	2 150	2 180	2 010	1 870	n.d.
Autres sources renouvelables ⁵	30	30	60	30	30	30	30	80	80	280	260	370	430	700	970	1 580	3,770 ⁷
Autres ⁵	80	10	0	0	1 200	20	10	100	40	40	120	310	350	3 060	3 330	1 890	1 870
Total	426 670	451 750	463 640	472 230	494 820	498 060	510 580	511 790	501 110	511 770	538 850	523 180	533 010	519 320	529 360	557 000	538 250

Sources	Intensité des gaz à effet de serre g d'éq. CO ₂ /kWh																
	Charbon	1 020	1 000	1 000	1 010	990	1 000	1 000	990	980	970	970	960	950	1 000	970	950
Produits pétroliers raffinés	810	790	840	800	790	780	820	770	800	790	780	780	760	790	760	780	790
Gaz naturel	680	-	650	570	600	490	520	490	510	490	500	510	480	510	490	480	490
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	490	1 680	n.d.	n.d.	20	770	1 380	1 110	990	1 070	990	1 220	1 200	1 260	1 200	1 120	1 130
Total	217	207	216	193	188	194	187	208	236	226	234	244	231	248	225	213	205

Sources :

a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, #57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada.

b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), #57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada.

c. Données sur l'électricité extraites de la base CANSIM, tableaux v222128, v222129, v222130, v222131, v222132, v222133 - le 5 février 2008.

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.

2. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.

3. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.

4. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.

5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.

6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).

7. On estime à 0,7 % la contribution des autres sources renouvelables à la production totale du Canada.

AC - Les données concernant la production sont comprises dans une autre catégorie.

n.d. = non disponible

Tableau A9-2 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour Terre-Neuve-et-Labrador¹

Sources	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ^c
	Émissions de gaz à effet de serre ^a kt d'éq. CO ₂																
Charbon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produits pétroliers raffinés ²	1 630	1 290	1 490	1 350	720	1 260	1 170	1 220	1 030	810	810	1 670	1 850	1 540	1 290	1 070	630
Gaz naturel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1 630	1 290	1 490	1 350	720	1 260	1 170	1 220	1 030	810	810	1 670	1 850	1 540	1 290	1 070	630

Sources	Production d'électricité ^b GWh																
	Charbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produits pétroliers raffinés	1 960	1 510	1 780	1 630	850	1 600	1 470	1 570	1 310	960	1 020	2 150	2 430	2 000	1 700	1 360	790
Gaz naturel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydroélectricité	34 320	34 920	34 370	38 680	37 090	35 780	34 830	39 650	43 140	39 920	41 760	37 430	40 110	38 350	38 100	38 950	41 020
Biomasse ⁴	10	20	0	20	30	20	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres ⁶	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	36 290	36 450	36 170	40 330	37 970	37 400	36 310	41 220	44 450	40 880	42 780	39 580	42 540	40 350	39 800	40 310	41 810

Sources	Intensité des gaz à effet de serre g d'éq. CO ₂ /kWh																
	Charbon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produits pétroliers raffinés	830	860	840	830	850	790	800	780	790	850	790	780	760	770	760	780	800
Gaz naturel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	45	35	41	33	19	34	32	30	23	20	19	42	43	38	32	27	15

Sources :

a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, #57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada.

b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), catalogue #57-202-XIF, Statistique Canada.

c. Données sur l'électricité extraites de la base CANSIM, tableaux v222128, v222129, v222130, v222131, v222132, v222133 - le 5 février 2008.

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.

2. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.

3. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.

4. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.

5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.

6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).

Tableau A9-3 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour l'Île-du-Prince-Édouard¹

Sources	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ^c
	Émissions de gaz à effet de serre ^a kt d'éq. CO ₂																
Charbon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produits pétroliers raffinés ²	100	90	50	70	60	40	20	30	10	20	60	50	30	40	20	10	10
Gaz naturel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	100	90	50	70	60	40	20	30	10	20	60	50	30	40	20	10	10

Sources	Production d'électricité ^b GWh																
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ^c
Charbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produits pétroliers raffinés	81	71	34	59	40	22	9	21	3	8	48	43	19	43	10	4	1
Gaz naturel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydroélectricité	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse ⁴	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	2	2	1
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	19	20	35	40	50 ⁷
Autres ⁶	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Total	81	71	34	59	40	22	9	21	3	8	48	49	39	63	48	46	52

Sources	Intensité des gaz à effet de serre g d'éq. CO ₂ /kWh																
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ^c
Charbon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produits pétroliers raffinés	1 260	1 280	1 500	1 250	1 450	1 730	2 780	1 470	3 940	2 260	1 150	1 160	1 550	990	1 860	2 810	7,630 ⁸
Gaz naturel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1 235	1 268	1 471	1 186	1 500	1 818	2 222	1 429	3 333	2 500	1 250	1 020	769	635	417	217	192

Sources :

a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, #57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada.

b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), catalogue #57-202-XIF, Statistique Canada.

c. Données sur l'électricité extraites de la base CANSIM, tableaux v222128, v222129, v222130, v222131, v222132, v222133 - le 5 février 2008.

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.

2. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.

3. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.

4. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.

5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.

6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).

7. L'estimation des données est fondée sur une régression linéaire et la croissance continue du secteur de l'énergie éolienne à l'Île-du-Prince-Édouard.

8. La valeur de l'intensité des PPR s'écarte nettement des normales et provient de deux ensembles de données distincts utilisés pour l'année de déclaration 2006.

Tableau A9-4 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour la Nouvelle-Écosse¹

Sources	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ^c
	Émissions de gaz à effet de serre ^a kt d'éq. CO ₂																
Charbon	5 030	5 270	5 380	5 530	6 100	5 840	6 510	6 860	5 890	6 530	7 590	7 660	6 110	4 820	5 240	5 200	4 780
Produits pétroliers raffinés ²	1 780	1 700	1 980	1 740	990	1 030	550	650	1 910	1 520	1 210	830	270	1 330	1 400	1 300	410
Gaz naturel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	880	60	50	110	160
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	640	600	700	790
Total	6 810	6 970	7 360	7 270	7 090	6 870	7 060	7 510	7 800	8 050	8 800	8 490	7 260	6 850	7 290	7 310	6 140

Sources	Production d'électricité ^b GWh																
	Charbon	7 640	5 870	6 010	6 310	7 160	7 020	7 840	8 250	7 270	7 810	8 790	9 620	7 940	7 100	6 710	7 070
Produits pétroliers raffinés	300	2 120	2 460	2 150	1 190	1 270	620	780	2 120	1 880	1 470	1 040	450	2 060	2 010	1 800	600
Gaz naturel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 250	150	110	220	360
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydroélectricité	1 120	1 000	840	850	980	870	1 080	920	870	960	890	680	1 000	1 050	860	1 040	950
Biomasse ⁴	0	0	30	30	20	0	190	180	150	170	200	220	260	230	200	190	210
Autres sources renouvelables ⁵	30	30	30	30	30	30	30	20	30	80	0	30	30	30	30	110	130 ⁷
Autres ⁶	0	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0	0	0	1 520	2 430	1 780	1 930
Total	9 090	9 020	9 370	9 370	9 400	9 190	9 760	10 150	10 440	10 900	11 350	11 590	11 930	12 140	12 350	12 210	11 190

Sources	Intensité des gaz à effet de serre g d'éq. CO ₂ /kWh																
	Charbon	660	900	900	880	850	830	830	830	810	840	860	800	770	680	780	740
Produits pétroliers raffinés	5 920	800	800	810	830	810	880	840	900	810	820	790	590	640	700	720	680
Gaz naturel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	390	420	470	480	450
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	420	250	390	410
Total	749	773	785	776	754	748	723	740	747	739	775	733	609	564	590	599	549

Sources :

a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, #57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada.

b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), #57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada.

c. Données sur l'électricité extraites de la base CANSIM, tableaux v222128, v222129, v222130, v222131, v222132, v222133 - le 5 février 2008.

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.

2. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.

3. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.

4. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.

5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.

6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).

7. Les estimations d'autres sources renouvelables sont fondées sur des données de croissance et comparées aux données financières déclarées par les services publics provinciaux.

Tableau A9-5 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Nouveau-Brunswick¹

Sources	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ^c
	Émissions de gaz à effet de serre ^a																
	kt d'éq. CO ₂																
Charbon	1 180	980	1 060	1 210	2 700	3 050	3 160	3 030	3 240	3 130	2 820	3 180	2 740	3 100	2 770	2 590	2 530
Produits pétroliers raffinés ²	4 660	4 270	4 930	3 800	3 260	3 520	2 630	5 080	5 960	4 780	5 530	6 630	5 290	4 330	4 980	4 980	2 650
Gaz naturel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	310	620	680	780	950
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0	n.d.	110	40	150	150	960	1 260	260
Total	5 840	5 250	5 990	5 010	5 960	6 570	5 790	8 110	9 200	7 910	8 460	9 850	8 490	8 200	9 390	9 610	6 390

Sources	Production d'électricité ^b																
	GWh																
Charbon	1 000	1 060	1 170	1 380	3 030	3 490	3 560	3 560	3 790	3 680	3 890	3 960	3 660	3 890	3 300	3 230	2 770
Produits pétroliers raffinés	6 100	5 550	6 380	4 780	4 190	4 300	3 160	6 500	7 640	6 020	7 020	8 160	6 370	5 110	6 430	6 720	3 130
Gaz naturel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	590	1 130	1 740	930	3 060
Nucléaire	5 340	5 440	4 830	5 320	5 240	1 580	4 590	3 440	3 770	4 080	3 960	4 520	3 760	4 740	4 300	4 380	4 370
Hydroélectricité	3 460	2 930	2 940	2 990	2 720	2 640	3 440	2 300	2 780	3 300	3 220	2 070	2 190	3 160	2 950	3 820	3 660
Biomasse ⁴	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres ⁶	80	10	n.d.	0	20	0	0	0	0	390	130	40	160	150	900	1 220	450
Total	15 980	14 990	15 320	14 470	15 200	12 010	14 750	15 800	17 980	17 470	18 220	18 750	16 730	18 180	19 620	20 300	17 440

Sources	Intensité des gaz à effet de serre																
	g d'éq. CO ₂ /kWh																
Charbon	1 180	930	910	880	890	870	890	850	850	850	720	800	750	800	840	800	910
Produits pétroliers raffinés	760	770	770	790	780	820	830	780	780	790	790	810	830	850	780	740	840
Gaz naturel	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	530	550	390	840	310
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	0	0	n.d.	0	0	0	0	0	0	0	900	1 020	940	1 010	1 070	1 030	580
Total	365	350	391	346	392	547	393	513	512	453	464	525	507	451	479	473	366

Sources :

a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, #57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada.

b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), #57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada.

c. Données sur l'électricité extraites de la base CANSIM, tableaux v222128, v222129, v222130, v222131, v222132, v222133 - le 5 février 2008.

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.

2. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.

3. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.

4. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.

5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.

6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).

n.d. = non disponible

Tableau A9-6 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Québec¹

Sources	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ^c
	Émissions de gaz à effet de serre ^a kt d'éq. CO ₂																
Charbon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produits pétroliers raffinés ²	1 370	370	800	140	310	190	180	200	1 320	900	290	320	190	1 500	1 270	310	170
Gaz naturel	70	70	70	70	80	80	80	80	70	60	70	60	60	60	60	210	770
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1 440	440	870	210	390	270	260	280	1 390	960	360	380	250	1 560	1 330	520	940

Sources	Production d'électricité ^b GWh																
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ^c
Charbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produits pétroliers raffinés	1 730	400	1 010	160	230	370	190	220	1 700	1 160	340	390	280	2 070	1 840	850	160
Gaz naturel	100	100	110	110	80	260	200	220	190	190	200	180	120	230	110	260	990
Nucléaire	4 070	3 910	4 600	4 810	5 410	4 510	5 240	4 200	3 810	3 780	4 890	4 700	4 530	3 550	4 880	4 480	4 600
Hydroélectricité	112 160	120 900	124 360	130 140	136 900	148 300	146 710	141 750	130 300	143 120	153 380	144 840	150 630	152 190	146 160	154 680	151 360
Biomasse ⁴	0	0	0	0	0	0	420	610	640	590	620	770	810	820	660	270	n.d.
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120	170	190	170	170	190	420	500
Autres ⁶	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	118 060	125 310	130 080	135 220	142 620	153 440	152 760	147 000	136 640	148 960	159 600	151 070	156 540	159 030	153 840	160 960	157 610

Sources	Intensité des gaz à effet de serre g d'éq. CO ₂ /kWh																
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ^c
Charbon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produits pétroliers raffinés	790	930	790	890	1 330	510	920	930	780	780	870	820	690	720	690	360	1 010
Gaz naturel	660	-	620	630	920	300	380	350	370	310	340	340	510	280	590	800	770
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	12	4	7	2	3	2	2	2	10	6	2	3	2	10	9	3	6

Sources :

a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, #57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada.

b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), #57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada.

c. Données sur l'électricité extraites de la base CANSIM, tableaux v222128, v222129, v222130, v222131, v222132, v222133 - le 5 février 2008.

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.
 2. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.
 3. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.
 4. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.
 5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.
 6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).
 7. Les estimations d'autres sources renouvelables sont fondées sur des données de croissance de la production d'énergie éolienne au Québec.
- n.d. = non disponible

Tableau A9-7 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour l'Ontario¹

Sources	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ^c
	Émissions de gaz à effet de serre ^a																
	kt d'éq. CO ₂																
Charbon	24 740	26 170	25 390	16 500	13 530	14 250	16 360	20 520	27 150	28 230	36 160	33 300	33 110	32 870	24 460	27 290	24 000
Produits pétroliers raffinés ²	1 130	910	680	110	220	250	220	320	1 100	1 000	350	610	440	1 080	690	40	30
Gaz naturel	0	0	740	1 160	1 610	2 940	2 730	3 460	3 690	4 850	4 610	5 300	5 380	5 630	4 810	5 660	4 430
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	0	0	0	0	0	10	10	110	40	40	20	0	50	10	0	0	0
Total	25 870	27 090	26 810	17 770	15 350	17 450	19 330	24 400	31 990	34 130	41 140	39 210	38 980	39 590	29 950	32 980	28 460

Sources	Production d'électricité ^b																
	GWh																
Charbon	26 140	30 350	28 540	20 470	16 740	16 150	17 660	26 510	33 080	33 380	40 470	36 250	35 970	30 310	25 720	30 300	25 600
Produits pétroliers raffinés	1 320	1 130	750	570	190	240	220	250	800	1 280	420	700	550	1 620	740	30	30
Gaz naturel	0	0	1 170	800	2 980	6 620	6 340	6 330	8 680	10 930	10 580	11 570	11 980	15 000	10 520	11 480	10 400
Nucléaire	59 350	70 770	66 590	78 510	91 070	86 220	77 680	70 210	59 880	61 470	59 830	63 130	62 960	62 360	76 060	77 970	83 460
Hydroélectricité	38 670	35 960	38 790	39 270	37 570	37 460	40 300	38 690	34 410	36 020	36 570	35 810	37 090	34 740	38 080	34 550	35 270
Biomasse ⁴	0	0	0	110	300	n.d.	n.d.	n.d.	310	310	320	500	570	660	540	630	n.d.
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	26	44 ⁷
Autres ⁶	0	0	0	0	0	390	1 100	610	690	550	520	500	520	490	340	320	n.d.
Total	125 490	138 210	135 830	139 730	148 850	147 080	143 310	142 600	137 830	143 950	148 700	148 450	149 660	145 200	152 030	155 310	154 800

Sources	Intensité des gaz à effet de serre																
	g d'éq. CO ₂ /kWh																
Charbon	950	860	890	810	810	880	930	770	820	850	890	920	920	1 080	950	900	940
Produits pétroliers raffinés	850	810	910	190	1 110	1 060	980	1 270	1 390	780	840	870	800	670	930	1 130	1 260
Gaz naturel	560	-	630	1 450	540	440	430	550	420	440	440	460	450	380	460	490	430
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	0	0	0	0	0	30	10	170	60	80	40	0	90	30	0	0	n.d.
Total	210	200	200	130	100	120	130	170	230	240	280	260	260	270	200	210	180

Sources :

a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, #57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada.

b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), #57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada.

c. Données sur l'électricité extraites de la base CANSIM, tableaux v222128, v222129, v222130, v222131, v222132, v222133 - le 5 février 2008.

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.

2. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.

3. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.

4. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.

5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.

6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).

7. Données sur la production éolienne de l'Independent Electricity System Operator extraites d'un communiqué de presse daté du 10 janvier 2008.

n.d. = non disponible

Tableau A9-8 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Manitoba¹

Sources	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ^c
	Émissions de gaz à effet de serre ^a kt d'éq. CO ₂																
Charbon	460	350	350	280	280	180	270	210	940	520	970	460	380	600	310	480	340
Produits pétroliers raffinés ²	50	50	50	30	30	20	40	20	10	10	10	20	10	20	10	10	10
Gaz naturel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	150	60	10	30
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	510	400	400	300	310	200	310	230	960	540	980	480	470	770	380	510	380

Sources	Production d'électricité ^b GWh																
	Charbon	300	230	230	190	180	120	190	180	850	460	870	440	380	570	280	410
Produits pétroliers raffinés	40	40	40	20	40	20	40	10	10	10	10	20	20	20	10	20	10
Gaz naturel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120	220	80	20	40
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydroélectricité	19 830	22 550	26 430	26 890	28 150	29 010	30 870	33 390	30 780	28 140	31 540	32 900	28 820	20 250	27 220	36 440	33 500
Biomasse ⁴	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	150 ⁷
Autres ⁶	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	20 170	22 820	26 700	27 100	28 360	29 160	31 100	33 590	31 640	28 610	32 420	33 360	29 340	21 050	27 590	36 940	34 060

Sources	Intensité des gaz à effet de serre g d'éq. CO ₂ /kWh																
	Charbon	1 510	1 550	1 540	1 470	1 530	1 480	1 460	1 170	1 120	1 130	1 120	1 050	990	1 050	1 120	1 180
Produits pétroliers raffinés	1 190	1 210	1 160	1 160	880	830	920	1 180	980	1 040	940	800	830	790	950	600	690
Gaz naturel	830	-	860	870	0	790	890	0	0	0	0	0	680	710	760	580	670
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	30	20	10	10	10	10	10	10	30	20	30	10	20	40	10	10	10

Sources :

a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, #57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada.

b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), #57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada.

c. Données sur l'électricité extraites de la base CANSIM, tableaux v222128, v222129, v222130, v222131, v222132, v222133 - le 5 février 2008.

Notes :

1¹ Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.

2. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.

3. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.

4. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.

5⁵ La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.

6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).

7. Les estimations sont fondées sur les données de production de l'Algonquin Power Income Fund.

Tableau A9-9 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour la Saskatchewan¹

Sources	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ^c
	Émissions de gaz à effet de serre ^a																
	kt d'éq. CO ₂																
Charbon	10 090	10 290	11 560	12 110	13 120	13 410	13 540	14 010	14 080	13 980	13 200	13 570	13 570	13 590	14 300	13 430	12 960
Produits pétroliers raffinés ²	10	10	10	10	10	20	20	30	20	20	20	20	20	20	20	30	30
Gaz naturel	180	220	490	190	50	330	340	680	910	800	1 300	1 470	1 520	2 540	2 360	1 980	1 810
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	10 280	10 520	12 060	12 310	13 180	13 750	13 900	14 720	15 010	14 800	14 520	15 060	15 110	16 150	16 680	15 440	14 800

Sources	Production d'électricité ^b																
	GWh																
Charbon	8 670	8 650	9 990	10 500	11 550	11 290	11 210	11 420	11 800	11 530	11 610	11 520	11 650	11 580	12 120	11 440	10 940
Produits pétroliers raffinés	10	10	0	0	10	10	10	30	10	20	20	20	20	30	20	40	40
Gaz naturel	240	300	660	250	70	490	500	910	1 270	1 340	2 440	2 670	2 720	4 120	3 870	3 320	2 720
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydroélectricité	4 210	4 210	3 060	4 050	3 390	4 120	4 380	3 990	3 440	3 690	3 050	2 390	2 840	3 420	2 750	4 570	3 950
Biomasse ⁴	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	60	70	90	590 ⁷
Autres ⁶	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	13 130	13 180	13 720	14 800	15 030	15 900	16 090	16 340	16 520	16 580	17 110	16 600	17 280	19 210	18 830	19 460	18 230

Sources	Intensité des gaz à effet de serre																
	g d'éq. CO ₂ /kWh																
Charbon	1 160	1 190	1 160	1 150	1 140	1 190	1 210	1 230	1 190	1 210	1 140	1 180	1 160	1 170	1 180	1 170	1 180
Produits pétroliers raffinés	1 160	960	2 480	2 380	750	1 260	1 930	1 010	1 940	910	860	700	690	760	890	650	730
Gaz naturel	750	-	740	760	680	670	680	750	720	600	530	550	560	620	610	600	670
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	780	800	880	830	880	860	860	900	910	890	850	910	870	840	890	790	810

Sources :

a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, #57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada.

b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), #57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada.

c. Données sur l'électricité extraites de la base CANSIM, tableaux v222128, v222129, v222130, v222131, v222132, v222133 - le 5 février 2008.

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.
2. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.
3. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.
4. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.
5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.
6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).
7. Les estimations d'autres sources renouvelables sont fondées sur le SaskPower Annual Report de 2006.

Tableau A9-10 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour l'Alberta¹

Sources	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ^c
	Émissions de gaz à effet de serre ^a																
	kt d'éq. CO ₂																
Charbon	37 290	39 370	41 710	42 550	45 960	46 270	44 910	46 660	45 740	44 280	44 030	45 200	46 040	45 640	45 170	45 920	46 420
Produits pétroliers raffinés ²	10	10	10	20	20	20	40	10	30	20	30	20	40	40	40	30	40
Gaz naturel	1 670	1 460	2 260	2 180	2 110	1 490	2 170	2 580	3 600	3 350	5 170	4 720	3 780	3 810	3 770	3 620	3 610
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	370	380	2 330	1 320	90	70
Total	38 970	40 850	43 980	44 750	48 080	47 770	47 120	49 250	49 370	47 650	49 330	50 320	50 230	51 820	50 300	49 670	50 130
	Production d'électricité ^b																
	GWh																
Charbon	35 250	36 610	38 940	39 360	42 730	43 750	41 760	43 200	42 350	41 490	41 570	44 560	45 960	42 430	45 470	46 250	45 500
Produits pétroliers raffinés	10	20	10	20	20	10	40	10	30	30	30	30	30	30	50	40	40
Gaz naturel	2 320	2 320	3 330	3 470	3 510	2 390	3 210	4 170	6 080	5 790	9 350	9 090	7 620	6 770	6 910	6 950	6 750
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydroélectricité	2 060	2 030	1 560	1 810	1 810	2 190	2 260	1 840	2 050	2 170	1 760	1 430	1 720	1 740	1 880	2 240	880
Biomasse ⁴	0	0	0	0	0	0	0	0	280	280	290	410	490	460	300	870	n.d.
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	0	0	0	0	0	60	50	70	90	130	160	420	620	840	920 ⁷
Autres ⁶	0	0	0	0	1 160	1 060	250	320	50	40	90	300	310	1 980	1 180	100	70
Total	39 640	40 970	43 850	44 660	49 220	49 400	47 520	49 590	50 890	49 870	53 170	55 960	56 280	53 840	56 400	57 290	54 170
	Intensité des gaz à effet de serre																
	g d'éq. CO ₂ /kWh																
Charbon	1 060	1 080	1 070	1 080	1 080	1 060	1 080	1 080	1 080	1 070	1 060	1 010	1 000	1 080	990	990	1 020
Produits pétroliers raffinés	810	900	980	960	1 120	1 290	1 180	960	880	750	1 150	870	900	1 090	890	780	800
Gaz naturel	720	-	680	630	600	620	680	620	590	580	550	520	500	560	550	520	530
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 150	1 220	1 230	1 180	1 120	940	960
Total	980	1 000	1 000	1 000	980	970	990	990	970	960	930	900	890	960	890	870	930

Sources :

a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, #57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada.

b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), #57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada.

c. Données sur l'électricité extraites de la base CANSIM, tableaux v222128, v222129, v222130, v222131, v222132, v222133 - le 5 février 2008.

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.

2. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.

3. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.

4. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.

5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.

6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).

7. Les estimations d'autres sources renouvelables sont fondées sur la croissance historique.

n.d. = non disponible

Tableau A9-11 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour la Colombie-Britannique¹

Sources	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ^c
	Émissions de gaz à effet de serre ^a																
kt d'éq. CO ₂																	
Charbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produits pétroliers raffinés ²	90	80	80	60	70	30	70	30	30	30	30	40	30	30	20	10	10
Gaz naturel	710	380	850	1 870	1 700	2 170	260	650	1 380	670	1 760	2 300	670	690	790	870	810
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	790	470	920	1 930	1 770	2 210	330	680	1 410	710	1 790	2 330	700	720	810	880	830

Sources	Production d'électricité ^b																
	GWh																
Charbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produits pétroliers raffinés	100	90	80	60	100	30	80	40	40	50	40	50	50	50	40	30	50
Gaz naturel	1 260	660	1 510	3 410	3 020	4 160	450	1 210	2 640	1 580	3 350	4 800	1 660	1 800	2 230	2 370	3 570
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydroélectricité	46 440	49 050	50 030	42 240	43 620	38 880	56 960	52 920	50 860	51 520	50 800	41 550	49 650	47 040	45 020	50 310	44 450
Biomasse ⁴	0	0	0	0	600	510	460	450	410	650	550	590	560	600	720	650	700 ⁷
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres ⁶	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	47 790	49 810	51 620	45 720	47 350	43 580	57 950	54 630	53 960	53 790	54 730	46 990	51 920	49 480	48 020	53 350	48 780

Sources	Intensité des gaz à effet de serre																
	g d'éq. CO ₂ /kWh																
Charbon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produits pétroliers raffinés	880	900	900	950	710	1 090	910	770	830	750	870	700	620	510	440	480	300
Gaz naturel	560	-	560	550	560	520	580	530	520	430	520	480	400	390	350	370	230
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	20	10	20	40	40	50	10	10	30	10	30	50	10	10	20	20	20

Sources :

a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, #57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada.

b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), #57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada.

c. Données sur l'électricité extraites de la base CANSIM, tableaux v222128, v222129, v222130, v222131, v222132, v222133 - le 5 février 2008.

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.
2. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.
3. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.
4. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.
5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.
6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets et le coke de pétrole).
7. L'estimation de la production de biomasse est fondée sur des données historiques.

Tableau A9-12 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut¹

Sources	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 ^c
	Émissions de gaz à effet de serre ^a																
	kt d'éq. CO ₂																
Charbon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produits pétroliers raffinés ²	260	220	180	170	170	210	220	220	210	110	110	130	80	80	90	70	70
Gaz naturel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse ⁴	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	260	220	180	170	170	210	220	220	210	110	110	130	80	80	90	70	70
	Production d'électricité ^b																
	GWh																
Charbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produits pétroliers raffinés	290	290	290	290	330	390	430	340	260	230	230	260	240	280	270	240	240
Gaz naturel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydroélectricité	650	620	660	530	430	490	580	500	490	500	510	510	510	500	560	580	590
Biomasse ⁴	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	0	0	0	0	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	1,1	1,0	0,9	0,5	0,9	0,9 ⁷
Autres ⁶	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	940	920	950	810	760	880	1 010	850	750	740	740	770	750	780	830	820	830
	Intensité des gaz à effet de serre																
	g d'éq. CO ₂ /kWh																
Charbon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produits pétroliers raffinés	880	750	630	600	520	540	520	640	810	470	480	480	340	300	340	290	270
Gaz naturel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydroélectricité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres sources renouvelables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	270	240	190	210	230	240	220	260	280	140	150	160	110	110	110	80	80

Sources :

a Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, #57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada.

b Production, transport et distribution d'électricité (annuel), #57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada.

c Données sur l'électricité extraites de la base CANSIM, tableaux v222128, v222129, v222130, v222131, v222132, v222133 - le 5 février 2008.

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.
2. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.
3. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.
4. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.
5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.
6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).
7. Les données sont tirées du Yukon Energy Annual Report (2006).

Références

- Alberta Electric System Operator. 2007. AESO Annual Report 2006. Calgary (Alberta).
- Algonquin Power Income Fund. 2007. 2006 Annual Report. Oakville (Ontario).
- Association canadienne de l'électricité. 2007. Programme d'engagement et de responsabilité en environnement - Rapport Annuel 2006. Ottawa. Disponible en ligne : http://www.canelect.ca/en/Pdfs/3485_CEA_RapportECR06_FR.pdf
- Association canadienne de l'énergie éolienne. L'industrie de l'énergie éolienne établit un record de croissance mondial en 2007. [révisé le 02/01/2008; consulté le 08/02/2008]. Disponible en ligne : http://www.canwea.ca/media/release/release_f.php?newsId=4
- Association canadienne de l'énergie éolienne. Liste des parcs éoliens. [révisé le 29/01/2008; consulté le 06/02/2008]. Disponible en ligne : http://www.canwea.ca/farms/wind-farms_f.php
- Association canadienne de l'énergie éolienne. Puissance installée actuelle au Canada. [révisé le 29/01/2008; consulté le 08/02/2008]. Disponible en ligne : http://www.canwea.ca/images/uploads/File/fiche_f_29_janv_08.pdf
- Coalition of Large Distributors. 2007. Shifting into future gear – Progress Report 2006. Toronto (Ontario). Disponible en ligne : <http://www.hydroottawa.com/pdfs/CLD+Report.pdf>
- Emera Inc. 2007. Annual Financial Report 2006. Halifax (Nouvelle-Écosse). Disponible en ligne : <http://www.snl.com/irweblinkx/doc.aspx?IID=4072693&DID=5791579>
- Emerging Energy Research. 2007. After Record 2006, Canada Wind Power in Global Spotlight. [révisé le 07/03/2007; consulté le 08/02/2008]. Disponible en ligne : http://www.emerging-energy.com/pr_mar7_2007.html
- Fondation Air pur. Faits et information. [non daté; consulté le 04/02/2008]. Disponible en ligne : http://cleanairfoundation.org/coolshops_f/facts_cs_f.asp
- Groupe Énergie NB. 2006. Rapport annuel 2005-2006. Frédéricton. Disponible en ligne : http://www.energienb.com/fr/corporate/about/reports/NBPAnn_05-06-fre.pdf
- Hydro Québec. 2007. Rapport annuel 2006. Montréal. Disponible en ligne : http://www.hydroquebec.com/publications/fr/rapport_annuel/2006/index.html
- Independent Electricity System Operator. IESO Releases 2007 Generation and Consumption Figures. [révisé le 10/01/2008; consulté le 07/02/2008]. Disponible en ligne : http://www.ieso.ca/imoweb/media/md_newsitem.asp?newsID=3884
- Independent Electricity System Operator. 2007. 2006 Annual Report. Toronto (Ontario). Disponible en ligne : http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/corp/IESO_2006-AnnualReview.pdf
- Institut canadien des produits pétroliers. Un aperçu des raffineries du Canada. [non daté; consulté le 08/02/2008]. Disponible en ligne : http://www.cppi.ca/Refining_Marketing_Distributionf.html

King, Nancy. 2007. Stora Enso sells Point Tupper mill. Cape Breton Post. [révisé le 22/09/2007; consulté le 17/01/2008].

Nouveau-Brunswick, Ministère des Finances. 2007. L'économie au Nouveau-Brunswick 2007 – Rapport présenté à l'Assemblée législative. Frédéricton. Disponible en ligne : <http://www.gnb.ca/0024/index-f.asp>

Saskatchewan Power Corporation. 2007. Annual Report 2006. Regina (Saskatchewan). Disponible en ligne : [http://www.saskpower.com/aboutus/corpinfo/anreports/2006/pdfs/fullbook\(s\).pdf](http://www.saskpower.com/aboutus/corpinfo/anreports/2006/pdfs/fullbook(s).pdf)

Statistique Canada. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (publication annuelle), #57-003-XIB.

Statistique Canada. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), #57-202-XIF.

Statistique Canada, Statistiques de l'énergie électrique, mensuel. Tableau CANSIM #127-0001.

TransCanada Corporation. 2007. TransCanada Annual Report 2006. Calgary (Alberta). Disponible en ligne : http://www.transcanada.com/investor/annual_reports/2006/downloads/index.html

Yukon Energy Corporation. 2007. 2006 Annual Report. Whitehorse (Yukon). Disponible en ligne : <http://www.yukonenergy.ca/about/business/reports/>

Annexe 10 Analyse des tendances provinciales et territoriales

L'analyse qui suit décrit les changements des émissions de GES dans chaque province et territoire du Canada à la fois à long terme (1990–2006) et à court terme (2005–2006). En raison des limitations se rattachant aux données - en particulier la confidentialité - les données et analyses sont assorties d'un certain nombre de mises en garde. L'inventaire national des émissions de gaz à effet de serre a été élaboré à partir de données et de renseignements nationaux, provinciaux et territoriaux, mais les estimations nationales sont fondées sur des données de relevé et d'échantillonnage⁸¹ qui, bien que valides sur le plan statistique et représentatives à l'échelle nationale, peuvent ne pas être représentatives de chacune des sources d'une province ou d'un territoire. C'est pourquoi, même si l'analyse qui suit brosse un tableau national assez juste, elle peut légèrement différer d'un inventaire régional ascendant plus précis. Néanmoins, les tendances des émissions de chaque région sont jugées représentatives des tendances réelles des émissions dans chaque région.

L'analyse de la situation de chaque province et territoire commence par un survol de l'économie et des tendances des émissions, dans lequel on insiste sur la population, le PIB, la disponibilité de l'énergie et la structure économique générale, soit les facteurs qui influent sur les tendances des émissions de GES. On aborde ensuite les changements à long terme et à court terme des émissions de GES, déterminés en fonction des dix secteurs qui affichent la plus forte augmentation et la plus forte diminution absolues des émissions dans la province ou le territoire durant la période en question. En soi, ces statistiques ne visent pas à identifier les principaux responsables des émissions de GES de la province ou du territoire mais, dans certains cas, il arrive que les catégories présentant les plus fortes variations absolues soient aussi celles qui contribuent le plus aux émissions. À noter en outre que, souvent, on omet de divulguer les émissions estimatives d'un secteur ou sous-secteur particulier en raison du nombre réduit d'installations dans la province ou le territoire.

Toutes les données relatives aux émissions proviennent de l'inventaire national des GES 1990–2006 et sont exprimées en unités d'équivalents CO₂, sauf indication contraire. Toutes les valeurs de quantité d'énergie, de PIB, de degrés-jours de chauffage (DJCh) et de degrés-jours de climatisation (DJCl) proviennent de Statistique Canada (2008)⁸². Toutes les valeurs figurant dans les graphiques sont présentées en kilotonnes d'équivalent CO₂.

Les figures A10-1 et A10-2 illustrent la contribution des provinces et des territoires aux émissions de GES du Canada, respectivement en 1990 et 2006. Dans l'ensemble du pays, le taux moyen d'émissions de GES par habitant a connu une hausse de 3,2 %, passant de 21,4 t/personne en 1990 à 22,1 t/personne en 2006.

-
81. Une autre possibilité de divergence réside dans l'application au niveau provincial de valeurs paramétriques qui, bien que représentatives de l'ensemble de la situation nationale, ne traduisent pas nécessairement les conditions régionales avec exactitude.
82. Les données météorologiques requises pour élaborer les indicateurs des DJCh et des DJCl sont fournies par Environnement Canada. Les valeurs annuelles des DJCh et des DJCl servent souvent d'indicateurs pour déterminer le besoin de chauffer ou de refroidir les locaux dans une région donnée. La valeur annuelle des DJCh se calcule en multipliant le nombre de jours par année où la température quotidienne moyenne est inférieure à 18 °C par l'écart, en degrés, entre la température de chacune de ces journées et 18 °C. La valeur annuelle des DJCl se calcule en multipliant le nombre de jours par année où la température quotidienne moyenne est supérieure à 18 °C par l'écart, en degrés, entre la température de chacune de ces journées et 18 °C.

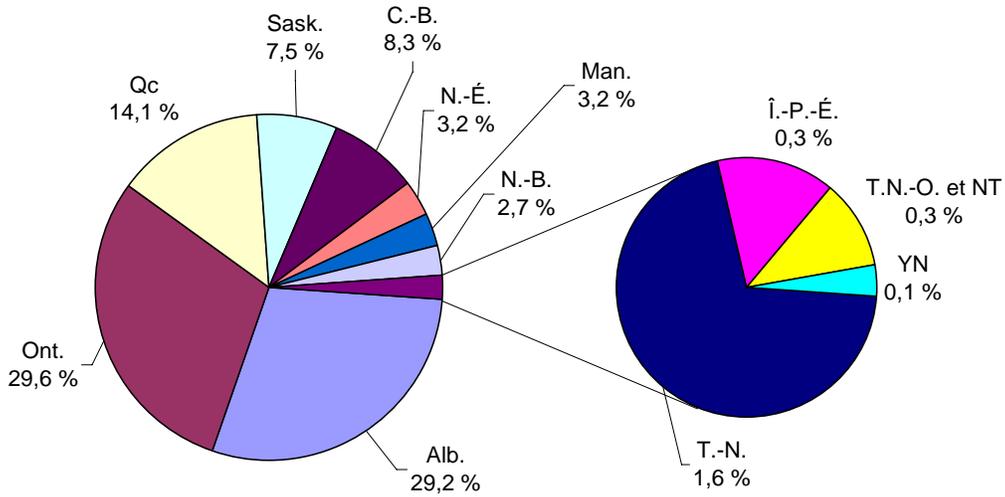


Figure A10-1: Contribution provinciale aux émissions de GES – 1990 (592 Mt)

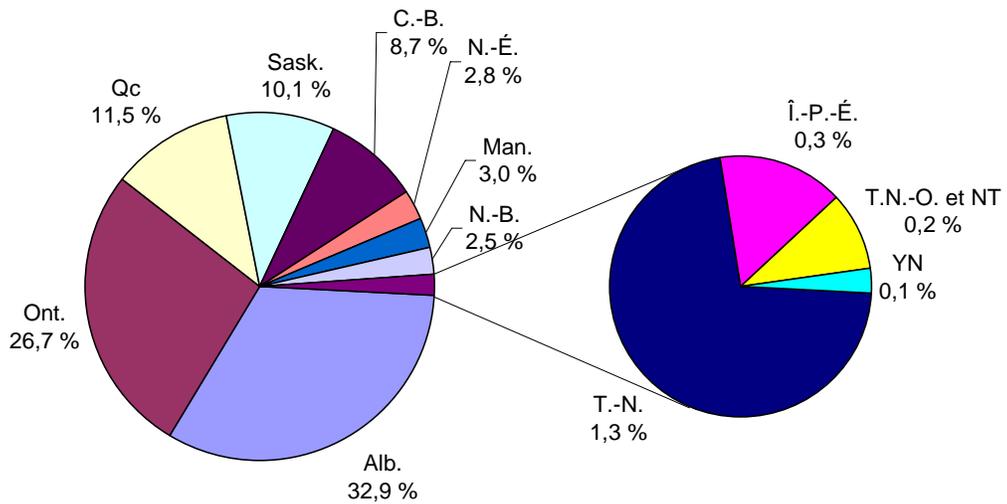


Figure A10-2: Contribution provinciale aux émissions de GES – 2006 (721 Mt)

A10.1 Terre-Neuve-et-Labrador**Tableau A10-1 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Terre-Neuve-et-Labrador**

	1990	1995	2000	2005	2006
Total des émissions de GES (Mt)	9,387	8,193	8,653	9,991	9,385
Croissance depuis 1990	SO	-12,7 %	-7,8 %	6,4 %	0,0 %
Changement annuel	SO	14,5 %	-2,8 %	-0,5 %	-6,1 %
PIB (millions)	9 510	9 530	11 162	13 669	14 089
Croissance depuis 1990	SO	0,2 %	17,4 %	43,7 %	48,1 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	0,99	0,86	0,78	0,73	0,67
Efficacité des GES (\$ de PIB/kt de GES)	1,01	1,16	1,29	1,37	1,50
Population (milliers de personnes)	578	567	528	514	510
Croissance depuis 1990	SO	-1,8 %	-8,6 %	-11,1 %	-11,8 %
GES par personne (tonnes/personne)	16,2	14,4	16,4	19,4	18,4
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	124 875	130 633	489 559	849 698	855 274
Croissance depuis 1990	SO	4,6 %	292,0 %	580,4 %	584,9 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	143 564	132 307	147 599	165 068	157 594
Croissance depuis 1990	SO	-7,8 %	2,8 %	15,0 %	9,8 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	123 162	112 845	119 060	124 673	113 408
Croissance depuis 1990	SO	-8,4 %	-3,3 %	1,2 %	-7,9 %
Degrés-jours de chauffage	4 904	4 970	4 462	4 531	4 276
Croissance depuis 1990	SO	1,3 %	-9,0 %	-7,6 %	-12,8 %

Notes :

PIB aux prix de base, par le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN), 1990–1996 : dollars constants de 1997; 1997–2006 : dollars chaînés de 1997.

SO = Sans objet

Terre-Neuve-et-Labrador compte 1,6 % de la population et génère environ 1,3 % du PIB du Canada, soit 14,1 milliards de dollars. L'économie provinciale repose principalement sur les ressources naturelles et compte des acteurs majeurs dans le secteur des mines, du pétrole et du gaz et celui des forêts et des pêches. Anciennement axée sur les forêts et des pêches, l'économie a progressivement déplacé son centre d'activité vers le secteur du pétrole et du gaz, surtout depuis 1997, date du début de l'exploitation du champ pétrolifère Hibernia. Depuis, d'autres projets d'exploitation pétrolière extracôtière ont vu le jour dans les champs pétrolifères White Rose et Terra Nova.

L'exploitation minière a toujours fait partie intégrante de l'économie de la province, surtout celle du minerai de fer. Depuis peu, le nickel s'y est ajouté, dans le cadre du projet de concentré de nickel de Voisey's Bay, dont la production a débuté en 2005. En raison du prix élevé des métaux bruts, l'exploration minière a pris de l'ampleur dans la province. En 2006, on y a consacré près de 98 millions de dollars, la plus forte somme jamais investie dans cette activité (Newfoundland and Labrador Department of Finance 2007). L'exploitation minière et les projets pétroliers et gaziers en mer ont en outre stimulé la croissance des marchés de la fabrication, de la construction et de l'emploi, qui doivent répondre à la demande créée par ces secteurs.

Depuis quelques années, cependant, l'industrie forestière et la pêche ont subi les contrecoups de la hausse du prix des combustibles, à laquelle se sont ajoutés le fléchissement du cours des produits de base et le raffermissement du dollar canadien. Par suite de la baisse continue de la demande de papier journal en Amérique du Nord, conjuguée à d'autres facteurs économiques,

l'usine de Stephenville a fermé ses portes en 2005; la province ne compte donc plus que deux usines de pâtes et papiers encore en exploitation (Newfoundland and Labrador Department of Finance 2007).

Terre-Neuve-et-Labrador possède d'importantes ressources hydroélectriques. La puissance de production installée d'Hydro Terre-Neuve-et-Labrador, quatrième en importance parmi les sociétés de services publics du Canada, atteint 7 289 MW (NL Hydro 2007). La province achète une petite quantité d'électricité (66 MW) de sources autres que les services publics, mais exporte la majeure partie de l'électricité qu'elle produit (79 % en 2006).

En 2006, les émissions de GES de la province se situaient à environ 9,4 Mt d'équivalent CO₂, soit 18,4 t par habitant. Terre-Neuve-et-Labrador se classe au cinquième rang au Canada, un peu en dessous de la moyenne nationale, en ce qui a trait à ses émissions de GES par habitant, une position normale puisque son économie est axée sur les ressources naturelles et sa capacité hydroélectrique importante. En 2006, la majeure partie des émissions de GES (53 % des émissions de la province) provenait de la production de combustibles fossiles, des émissions fugitives de la production de pétrole et de gaz naturel, de l'exploitation minière, de la production d'électricité et de chaleur et des camions légers à essence.

A10.1.1 Tendances à long terme (1990–2006)

À long terme (1990–2006), les émissions de GES de Terre-Neuve-et-Labrador ont très peu changé. Les sources du secteur de l'énergie ont généré à la fois la plus forte croissance et la plus forte baisse. Les hausses attribuables aux émissions fugitives résultant de la production de pétrole et de gaz naturel (1,1 Mt), à la production de combustibles fossiles (0,5 Mt), aux camions légers à essence (0,3 Mt), aux véhicules hors route à moteur diesel (0,2 Mt) et aux véhicules lourds à moteur diesel (0,2 Mt) ont été compensées par la baisse des émissions générées par la production d'électricité et de chaleur (données confidentielles), le chauffage résidentiel (0,4 Mt), les industries manufacturières (0,3 Mt), les industries minières (données confidentielles) et les véhicules légers à essence (0,2 Mt).

L'augmentation de 585 % de la production d'énergie (primaire) depuis 1990 est l'une des principales causes de la hausse des émissions, comme en témoigne l'augmentation de 132 % enregistrée au début des opérations de forage en mer en 1997–1998 et un autre sommet de 72 % enregistré entre 2001 et 2002 après l'accélération de la production du gisement pétrolier d'Hibernia. L'essor des projets pétroliers extracôtiers a en outre contribué pour beaucoup au PIB de la province. À long terme, le rapport entre l'intensité des émissions de GES et le PIB a diminué : de 0,99 Mt/G\$ PIB⁸³, il est passé à 0,67 Mt/G\$ PIB.

La baisse à long terme des émissions du secteur de la production d'électricité et de chaleur est surtout attribuable au remplacement des combustibles et à l'augmentation de la puissance hydroélectrique. Depuis 1990, le nombre de DJCh a fléchi de presque 13 %, entraînant une baisse de la demande de combustibles de chauffage dans le secteur résidentiel. La baisse des émissions des industries manufacturières s'explique principalement par les difficultés ressenties dans le secteur des pâtes et papiers et de l'imprimerie, notamment les fermetures d'usines survenues ces dernières années (Statistique Canada 2007a).

83. Mégatonnes d'équivalent CO₂ par milliard de dollars de PIB provincial.

Les tendances des émissions à long terme de Terre-Neuve-et-Labrador sont illustrées à la figure A10-3.

A10.1.2 Changements à court terme (2005–2006)

À court terme, les émissions provinciales de GES ont reculé de 0,6 Mt (ou 6,1 %), ce qui s'explique principalement par une baisse des émissions des secteurs de la production d'électricité et de chaleur (données confidentielles), de la consommation de carburant des véhicules hors route (0,2 Mt) et de l'aviation civile (0,1 Mt). Ces diminutions ont contribué à compenser l'augmentation de 0,4 Mt des émissions fugitives de l'industrie du pétrole et du gaz, lesquelles affichent la plus forte hausse à court terme.

Le repli observé dans les tendances à court terme résulte d'une réduction à la fois de la production extracôtière (attribuable aux gisements Hibernia et Terra Nova) et de la demande d'énergie (Office national de l'énergie 2007). De 2005 à 2006, la disponibilité nette de l'énergie (production primaire et secondaire) a chuté de 4,5 %, tandis que l'ensemble de la demande d'énergie finale accusait un recul de 9 %. Cette baisse de la demande peut s'expliquer en partie par la fin de la phase de construction du projet pétrolier extracôtier White Rose et du projet minier de Voisey's Bay, ainsi que par la fermeture de l'usine de papier journal de Stephenville à la fin de 2005.

L'évolution des émissions à court terme de Terre-Neuve-et-Labrador est illustrée à la figure A10-4.

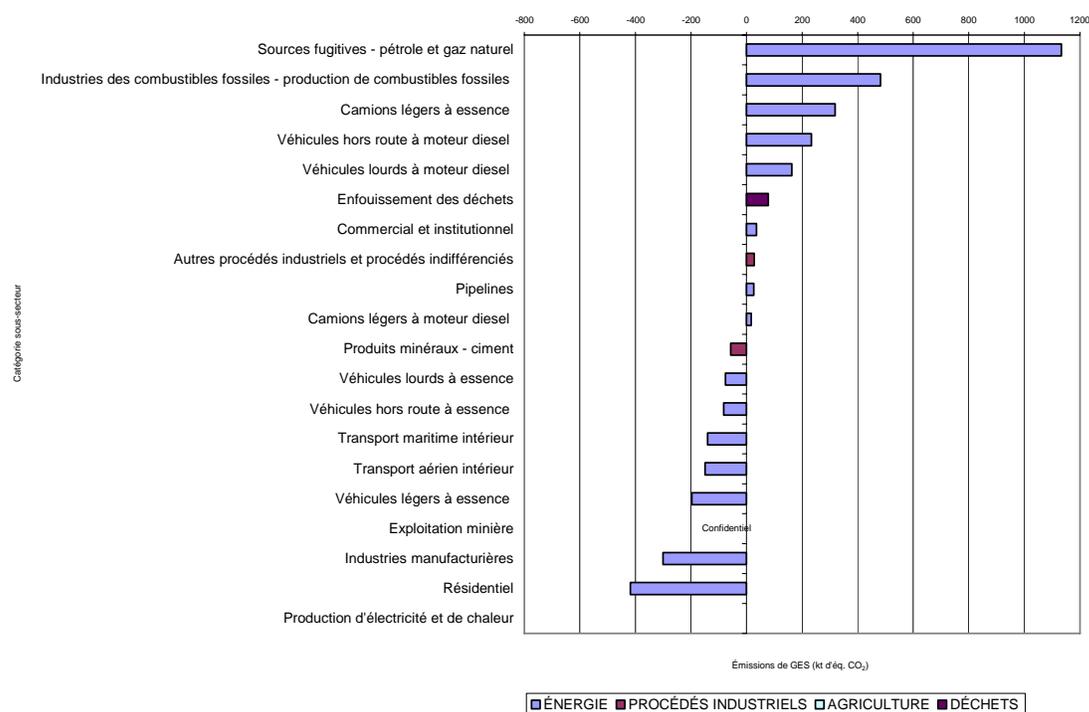


Figure A10-3 : Tendances des émissions à long terme pour Terre-Neuve-et-Labrador, 1990–2006

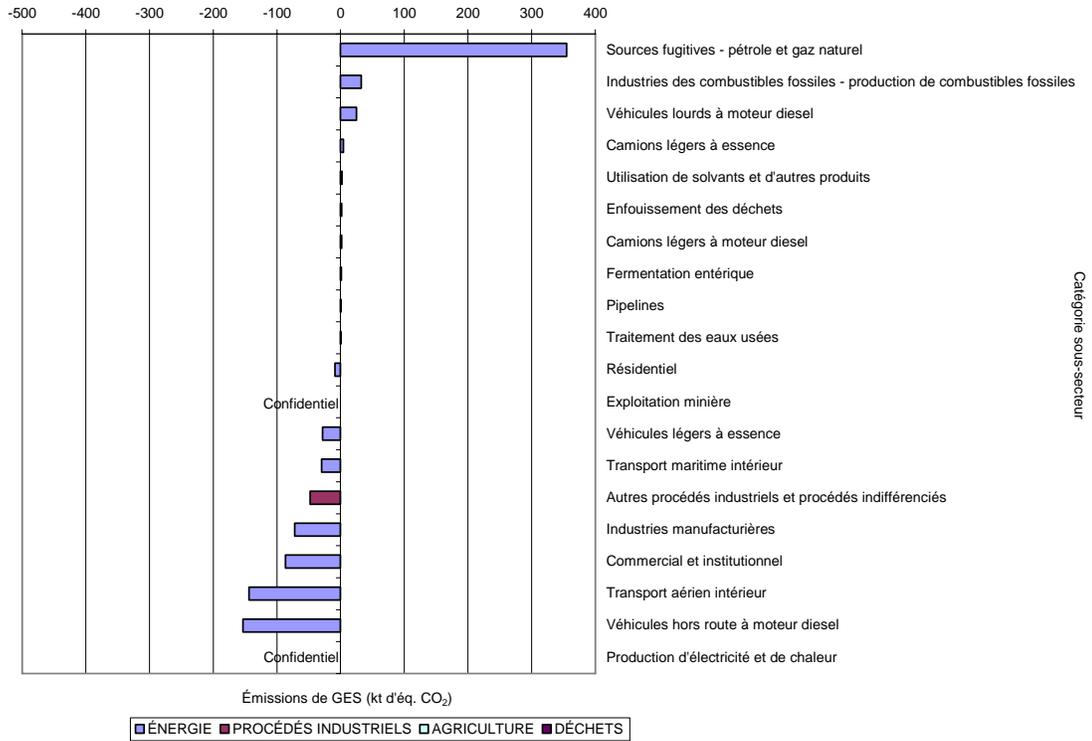


Figure A10-4 : Évolution des émissions à court terme pour Terre-Neuve-et-Labrador, 2005–2006

A10.2 Île-du-Prince-Édouard

Tableau A10-2 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Île-du-Prince-Édouard

	1990	1995	2000	2005	2006
Total des émissions de GES (Mt)	1,961	1,892	2,176	2,159	2,052
Croissance depuis 1990	SO	-3,5 %	11,0 %	10,1 %	4,7 %
Changement annuel	SO	-1,5 %	7,5 %	-3,0 %	-4,9 %
PIB (millions)	2 167	2 453	2 808	3 135	3 206
Croissance depuis 1990	SO	13,2 %	29,6 %	44,7 %	47,9 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	0,90	0,77	0,77	0,69	0,64
Efficacité des GES (\$ de PIB/kt de GES)	1,11	1,30	1,29	1,45	1,56
Population (milliers de personnes)	131	134	136	138	138
Croissance depuis 1990	SO	3,0 %	4,6 %	5,9 %	5,7 %
GES par personne (tonnes/personne)	15,0	14,1	15,9	15,6	14,9
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	ND	ND	ND	144	130
Croissance depuis 1990	ND	ND	ND	SO	SO
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	21 623	21 188	25 567	25 829	25 001
Croissance depuis 1990	SO	-2,0 %	18,2 %	19,5 %	15,6 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	20 599	20 317	24 340	25 061	24 491
Croissance depuis 1990	SO	-1,4 %	18,2 %	21,7 %	18,9 %
Degrés-jours de chauffage	4 559	4 738	4 480	4 440	3 996
Croissance depuis 1990	SO	3,9 %	-1,7 %	-2,6 %	-12,4 %

Notes :

PIB aux prix de base, par le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN), 1990–1996 : dollars constants de 1997; 1997–2006 : dollars chaînés de 1997.

SO = Sans objet

ND = non disponible

Géographiquement, l'Île-du-Prince-Édouard est la plus petite province du Canada. En 2006, elle comptait 0,4 % de la population canadienne, et sa contribution au PIB du pays s'élevait à 0,3 %, soit 3,3 milliards de dollars. L'économie provinciale est fondée sur deux secteurs solides, les services et l'industrie manufacturière, qui soutiennent les secteurs de l'agriculture, de la foresterie et de l'aquaculture. Ce sont les produits alimentaires transformés (principalement à partir de poissons, de fruits de mer et de pommes de terre) qui ont le plus de poids dans le PIB provincial : ils représentent près de deux tiers des livraisons manufacturières.

Près de 46 % de la superficie de la province se compose de terres agricoles, surtout utilisées pour la culture des pommes de terre et l'élevage. L'évolution du PIB au fil du temps témoigne de l'importance du secteur agricole. En 2001, la sécheresse et les restrictions commerciales imposées par les États-Unis (à cause du chancre de la pomme de terre) ont contribué à faire chuter de 0,2 % le PIB provincial et de presque 6 % le PIB du secteur de la production de biens (Île-du-Prince-Édouard 2007). Les émissions provinciales de GES en ont été modifiées, accusant un recul de plus de 5 % de 2000 à 2001, surtout attribuable aux émissions agricoles et à celles des véhicules hors route.

La majeure partie de l'électricité consommée à l'Île-du-Prince-Édouard provient du Nouveau-Brunswick, acheminée par des câbles de transmission sous-marins. L'île compte deux centrales électriques, mises en attente et prêtes à fonctionner en cas de problèmes de transmission chez Maritime Electric, son fournisseur du continent. La société Atlantic Wind Test Site, filiale de la

PEI Energy Corporation fondée en 1980, a établi un parc éolien de 13,56 MW sur l'île entre 2001 et 2004. Aujourd'hui, cette centrale répond à environ 0,5 % de la demande d'électricité de la province. Le gouvernement prévoit satisfaire au moins 15 % de ses besoins en électricité au moyen d'énergie renouvelable d'ici 2010 (Île-du-Prince-Édouard 2007). En 2007, la province a quintuplé sa puissance éolienne installée en mettant en œuvre des projets d'une puissance totale de 58,8 MW (CanWEA 2008a).

En 2006, on estimait les émissions de GES de la province à 2,1 Mt d'équivalent CO₂, soit 14,9 t par habitant. La province se classe au 9^e rang au Canada pour les émissions par habitant, une position qui reflète son économie axée sur les services et son approvisionnement en électricité de sources externes. En 2006, les émissions provinciales étaient surtout attribuables au transport routier (0,6 Mt), aux sols agricoles (0,3 Mt), au secteur résidentiel (0,2 Mt) et au secteur commercial et institutionnel (0,2 Mt).

A10.2.1 Tendances à long terme (1990-2006)

Les émissions provinciales ont crû de 91 kt ou 4,7 % entre 1990 et 2006. La hausse est attribuable à une augmentation générale des émissions liées au transport routier, en particulier celle de 115 % (131 kt) des émissions des camions légers à essence (y compris les véhicules utilitaires sport (VUS), les fourgonnettes et les camionnettes) et celle de 103 % (62 kt) des émissions de sources hors route (essence, diesel et pipelines). Les émissions des industries manufacturières ont aussi grimpé de plus de 150 % (82 kt). En contrepartie, on observe toutefois une baisse des émissions dans le secteur résidentiel (150 kt) et le secteur de la production d'électricité et de chaleur (données confidentielles).

L'augmentation à long terme des émissions associées au transport routier s'explique par le désintérêt général à l'égard des automobiles à essence, remplacées par des VUS, des fourgonnettes et des camionnettes. La hausse des émissions de l'industrie manufacturière résulte de la croissance des industries de la transformation du poisson, de la fabrication de produits métalliques et de l'aérospatiale, secteur dont le PIB provincial s'est accru de 51,5 % depuis 1990.

Le recul de 39 % des émissions résidentielles provient surtout d'un fléchissement de la demande de chauffage, le nombre de DJCh ayant chuté de 12,4 % depuis 1990. En outre, l'augmentation de l'efficacité énergétique et le recours à d'autres combustibles expliquent en partie la réduction des émissions de GES de ce secteur.

La disponibilité nette de l'énergie s'est accrue de 15,6 %, tandis que la demande augmentait de 18,9 %. En plus de construire et d'exploiter des centrales éoliennes sur l'île, on a amélioré les interconnexions avec le réseau d'électricité du Nouveau-Brunswick, ce qui a contribué à réduire les émissions de GES du secteur de la production d'électricité et de chaleur (Groupe Énergie NB 2006). La baisse à long terme des émissions de GES, surtout attribuable à une diminution de l'utilisation des centrales électriques de l'île, devrait se poursuivre si les projets de production d'énergie renouvelable du gouvernement provincial se matérialisent.

Les tendances des émissions à long terme à l'Île-du-Prince-Édouard sont illustrées à la figure A10-5.

A10.2.2 Changements à court terme (2005–2006)

Dans l'ensemble, les émissions de GES de l'Î.-P.-É. ont diminué de 4,9 % entre 2005 et 2006. Cette légère baisse est due avant tout à la diminution des émissions des secteurs résidentiel,

commercial et institutionnel et de celles des sols agricoles. On observe une faible hausse des émissions des camions légers à essence et des véhicules lourds à moteur diesel, mais sa contribution au total provincial demeure négligeable.

La baisse des émissions de GES des secteurs résidentiel, commercial et institutionnel s'explique essentiellement par la chute de la consommation de combustibles de chauffage. À court terme, le nombre de DJCh accuse un repli de 10 %, signe d'un hiver beaucoup plus clément que le précédent et d'une consommation de combustible réduite. La baisse des émissions des sols agricoles résulte d'une réduction de la consommation d'engrais azotés synthétiques qu'on peut attribuer à la faiblesse du prix des pommes de terre sur les marchés.

L'évolution des émissions à court terme de l'Île-du-Prince-Édouard est illustrée à la figure A10-6.

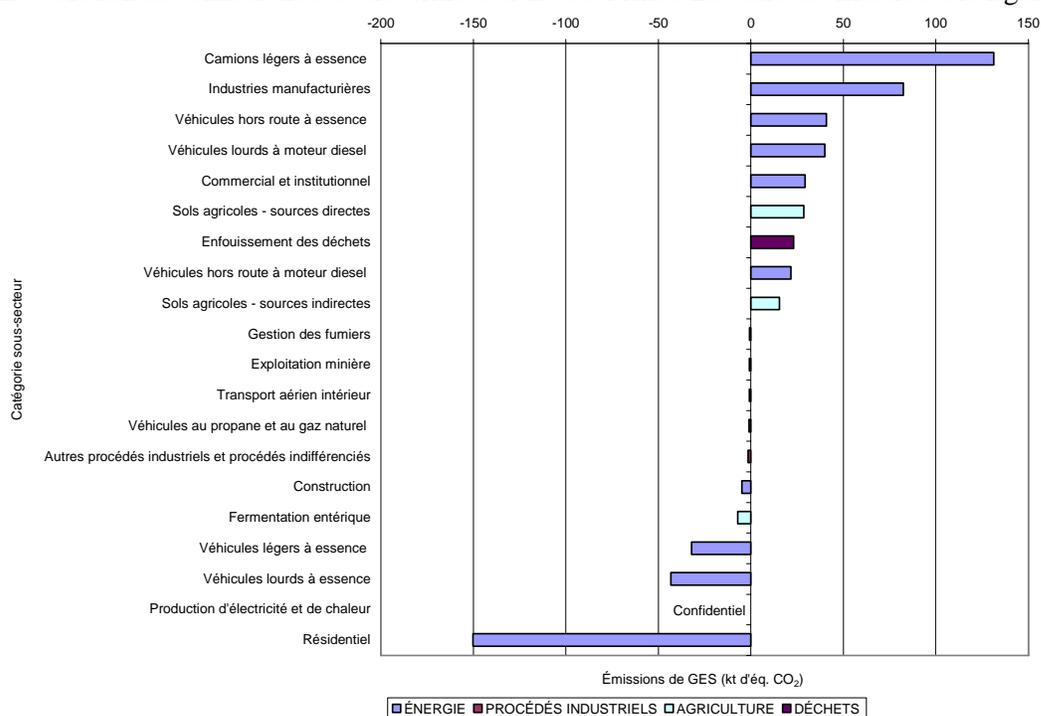


Figure A10-5 : Tendances des émissions à long terme pour l'Île-du-Prince-Édouard, 1990–2006

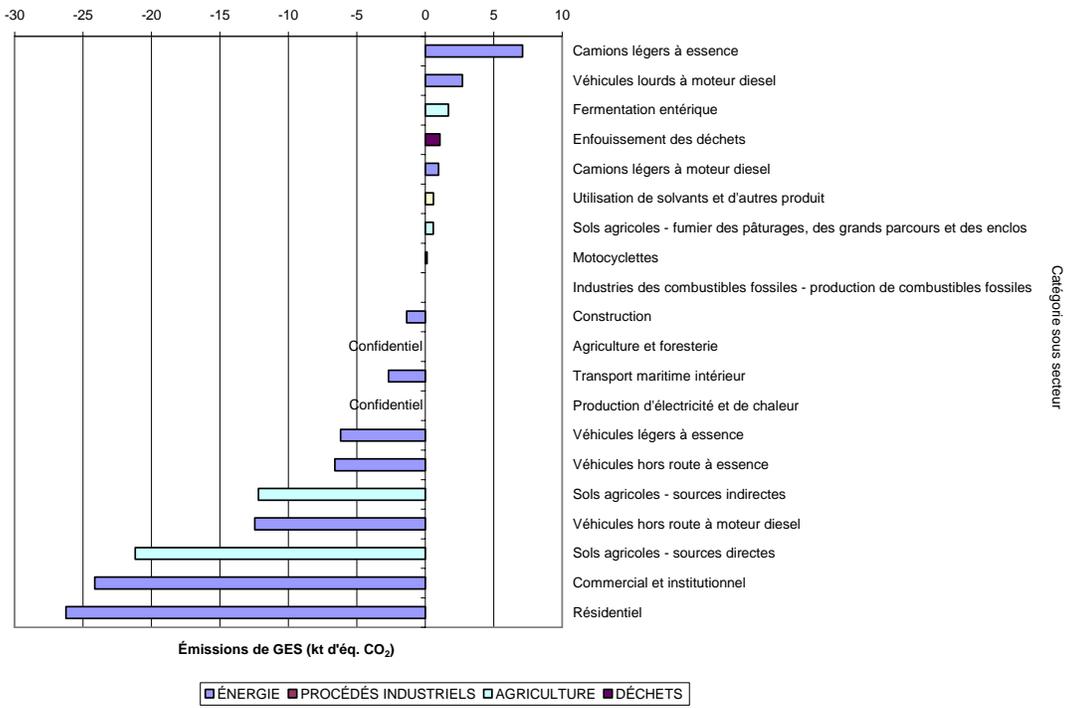


Figure A10-6 : Évolution des émissions à court terme pour l'Île-du-Prince-Édouard, 2005–2006

A10.3 Nouvelle-Écosse

Tableau A10-3 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Nouvelle-Écosse

	1990	1995	2000	2005	2006
Total des émissions de GES (Mt)	18,978	18,567	20,871	21,719	19,603
Croissance depuis 1990	SO	-2,2 %	10,0 %	14,4 %	3,3 %
Changement annuel	SO	-0,7 %	5,5 %	-4,5 %	-9,7 %
PIB (millions)	17 217	17 866	20 860	23 385	23 689
Croissance depuis 1990	SO	3,8 %	21,2 %	35,8 %	37,6 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	1,10	1,04	1,00	0,93	0,83
Efficacité des GES (\$ de PIB/kt de GES)	0,91	0,96	1,00	1,08	1,21
Population (milliers de personnes)	910	928	934	936	935
Croissance depuis 1990	SO	2,0 %	2,7 %	2,9 %	2,8 %
GES par personne (tonnes/personne)	20,9	20,0	22,3	23,2	21,0
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	124 033	122 511	189 077	200 963	180 814
Croissance depuis 1990	SO	-1,2 %	52,4 %	62,0 %	45,8 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	187 033	181 040	203 250	210 329	193 117
Croissance depuis 1990	SO	-3,2 %	8,7 %	12,5 %	3,3 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	161 654	160 166	176 247	186 303	168 848
Croissance depuis 1990	SO	-0,9 %	9,0 %	15,2 %	4,5 %
Degrés-jours de chauffage	4 161	4 322	4 030	4 158	3 800
Croissance depuis 1990	SO	3,9 %	-3,1 %	-0,1 %	-8,7 %

Notes :

PIB aux prix de base, par le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN), 1990–1996 : dollars constants de 1997; 1997–2006 : dollars chaînés de 1997.

SO = Sans objet

En 2006, la Nouvelle-Écosse a produit 19,6 Mt de GES ou 3,0 % des émissions totales de GES du Canada (tableau A11-3). À la même époque, les Néo-Écossais représentaient 2,9 % de la population canadienne et ont généré 2,2 % du PIB total. L'économie provinciale se transforme progressivement : de moins en moins axée sur les ressources naturelles, comme les pêches et les mines, et sur l'industrie, elle s'oriente aujourd'hui vers le secteur des services. Cette transformation renforce la position qu'occupe depuis longtemps la Nouvelle-Écosse en tant que principal centre de services du secteur privé du Canada atlantique et centre de l'administration publique et de la défense pour la région.

Les industries de la fabrication et de la construction dominent le secteur de la production de biens, tandis que l'exploitation minière et l'exploration des gisements de pétrole et de gaz extracôtiers acquièrent de l'importance. L'extraction du charbon a longtemps occupé une place de choix en Nouvelle-Écosse, mais la majorité des mines de charbon ont fermé leurs portes avant 2001 (Nouvelle-Écosse 2006, 2007). L'extraction des ressources pétrolières et gazières en haute mer fait partie de l'économie provinciale depuis le début des années 1990. Le projet Cohasset-Panuk, premier projet canadien d'exploitation extracôtière, a vu le jour en Nouvelle-Écosse en 1992. La production y a cessé en 1999, mais le projet a été suivi du Projet énergétique extracôtier Sable (PEES), dont la production de gaz a débuté en 1999. De par sa taille et son envergure, le PEES a fortement marqué l'économie de la province, puisque des industries complémentaires s'y sont greffées pour lui fournir des biens et des services. Le PEES est actuellement en cours

d'expansion, et des travaux de développement ont débuté dans le nouveau projet de Deep Panuke (Canada–Nova-Scotia Offshore Petroleum Board 2007).

La province tire son électricité de sources éolienne, hydraulique, gazière, pétrolière et marémotrice. La Nouvelle-Écosse accueille d'ailleurs la seule centrale marémotrice de l'hémisphère Ouest. Située à Annapolis, la centrale électrique fonctionne depuis 1984 et produit de l'électricité grâce aux mouvements de la marée dans la baie de Fundy (Nova Scotia Power, non daté).

En 2006, les émissions provinciales de GES étaient estimées à 19,6 Mt d'équivalent CO₂, soit 21,0 t par habitant. La Nouvelle-Écosse se classe au 4^e rang au Canada pour les émissions par habitant, très proches de la moyenne canadienne de 22,1 t par habitant. Le secteur de la production d'électricité et de chaleur est celui qui contribue le plus aux émissions de la province, suivi du transport routier, du secteur commercial et institutionnel, du secteur résidentiel et de celui de la production de combustibles fossiles, tous d'importants émetteurs de GES. Ensemble, ces secteurs produisent 81 % des émissions de la province.

A10.3.1 Tendances à long terme (1990-2006)

Dans l'ensemble, les émissions de GES ont augmenté de 0,6 Mt ou 3,3 % entre 1990 et 2006. Les secteurs ayant le plus contribué à cette hausse sont celui de la production d'électricité et de chaleur (données confidentielles), le secteur commercial et institutionnel (1,0 Mt) et celui du transport par camions légers à essence (0,7 Mt) et par véhicules lourds à moteur diesel (0,4 Mt). Les baisses observées à long terme sont principalement attribuables aux émissions fugitives des mines de charbon (1,2 Mt), au secteur résidentiel (1,1 Mt), aux véhicules légers à essence (0,3 Mt) et aux industries manufacturières (0,3 Mt).

La hausse à long terme des émissions provenant du transport routier est due essentiellement à la préférence des consommateurs pour les VUS, les fourgonnettes et les camionnettes, au détriment des véhicules à essence, et à l'augmentation du nombre de véhicules lourds à moteur diesel. On peut relier l'augmentation des émissions de ce type de véhicules au développement de l'industrie des combustibles fossiles et de l'industrie manufacturière, deux secteurs qui emploient couramment ces véhicules à des fins de production et de transport des matières premières et des produits finis.

Les émissions fugitives de l'exploitation minière n'ont pas toutes été éliminées, mais elles sont lentement remplacées par les émissions de l'industrie de l'extraction de gaz et de pétrole, puisque la source de production d'énergie primaire dans cette province est passée du charbon au pétrole. À long terme, le développement du PEES a provoqué une hausse de 45,8 % de la production primaire d'énergie (Canada–Nova-Scotia Offshore Petroleum Board 2007).

On peut attribuer le recul à long terme des émissions résidentielles à la réduction de 8,7 % du nombre de DJCh et au remplacement des combustibles de chauffage par d'autres, plus propres. Par contre, la baisse des émissions des industries manufacturières a plus à voir avec les difficultés économiques vécues par le secteur des pâtes et papiers et de l'imprimerie qu'avec le passage d'un type de combustible à un autre (Nouvelle-Écosse 2007).

Les tendances des émissions à long terme de la Nouvelle-Écosse sont illustrées à la figure A10-7.

A10.3.2 Changements à court terme (2005–2006)

De 2005 à 2006, le total des émissions de GES de la Nouvelle-Écosse a diminué de 2,1 Mt, soit 9,7 %, surtout grâce au recul des émissions associées au secteur de la production d'électricité et de chaleur (données confidentielles), au transport par véhicules hors route à moteur diesel (0,3 Mt) et au transport maritime intérieur (0,3 Mt). Durant la même période, les émissions imputables au transport routier, dominées par les véhicules lourds à moteur diesel et les camions légers à essence, ont augmenté de 0,1 Mt.

Plusieurs facteurs ont contribué à la baisse à court terme des émissions attribuables à la production d'électricité et de chaleur. En 2005, à cause de problèmes d'approvisionnement en coke de pétrole, la Nova Scotia Power (NSP) a dû remplacer ce combustible par un autre, à plus forte intensité de CO₂, jusqu'à ce que les réserves se rétablissent. Cette situation a eu pour effet d'accroître les émissions de GES, même si le niveau de production est resté sensiblement le même qu'en 2003 et 2004. En 2006, cependant, une usine de pâtes et papiers de la province a connu un long conflit de travail qui a poussé la demande à la baisse et réduit d'autant la production de pointe. De 2005 à 2006, la production a reculé de presque 8 %, alors que les conditions hydrauliques étaient excellentes (Emera 2007). La province s'est donc retrouvée privée d'un grand consommateur de charge de base, tandis que les conditions hydroélectriques étaient à leur meilleur et que la demande d'électricité de pointe produite par des centrales au mazout était faible. À court terme, cette situation s'est traduite par une importante réduction des émissions de GES de ce secteur.

Le recul du transport maritime intérieur et du transport hors route résulte peut-être d'une baisse du niveau d'activité. L'année 2005 a marqué le déclassement définitif du gisement pétrolier de Cohasset, ce qui pourrait expliquer en partie la forte consommation de 2005 comparativement à celle de 2006.

L'évolution des émissions à court terme de la Nouvelle-Écosse est illustrée à la figure A10-8.

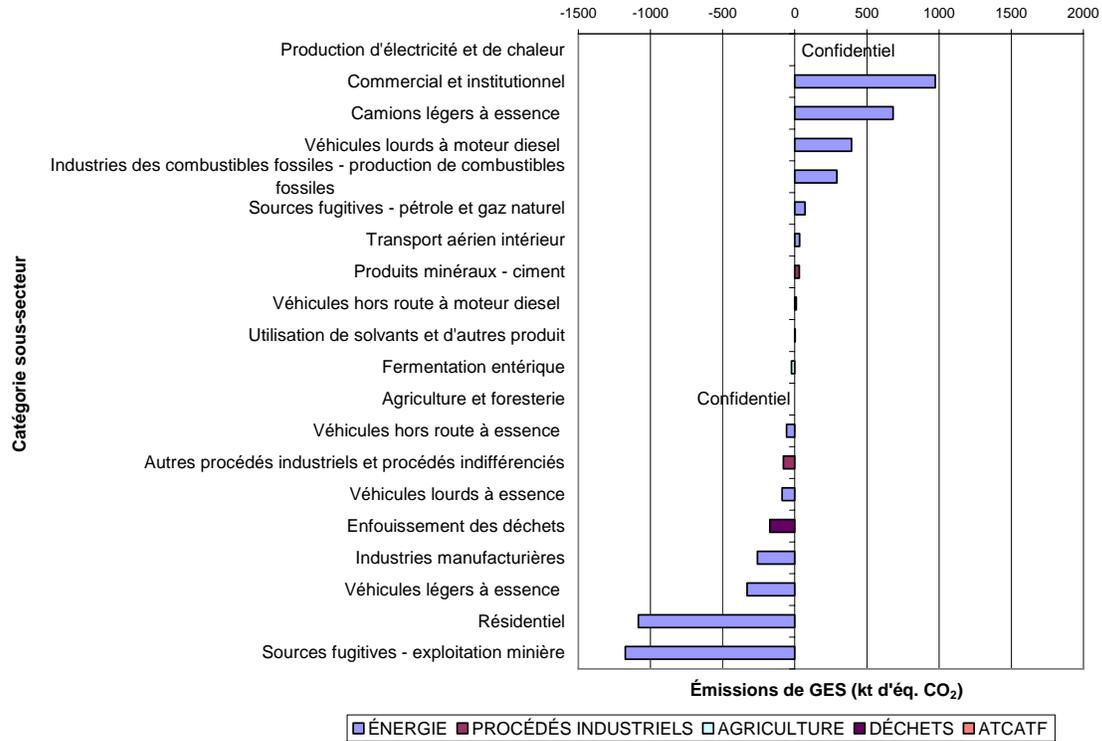


Figure A10-7 : Tendances à long terme pour la Nouvelle-Écosse, 1990–2006

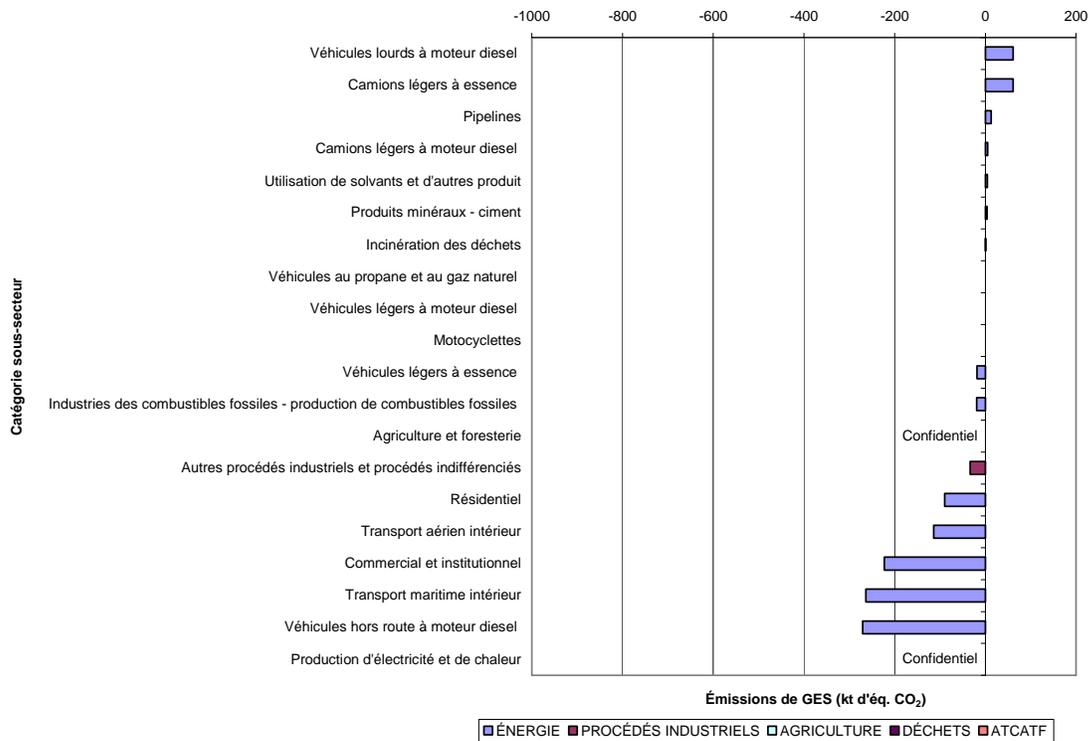


Figure A10-8 : Évolution des émissions à court terme pour la Nouvelle-Écosse, 2005–2006

A10.4 Nouveau-Brunswick

Tableau A10-4 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Nouveau-Brunswick

	1990	1995	2000	2005	2006
Total des émissions de GES (Mt)	15,870	16,769	19,932	20,879	17,919
Croissance depuis 1990	SO	5,7 %	25,6 %	31,6 %	12,9 %
Changement annuel	SO	2,9 %	6,3 %	-1,3 %	-14,2 %
PIB (millions)	13 903	14 843	17 317	19 197	19 749
Croissance depuis 1990	SO	6,8 %	24,6 %	38,1 %	42,1 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	1,14	1,13	1,15	1,09	0,91
Efficacité des GES (\$ de PIB/kt de GES)	0,88	0,89	0,87	0,92	1,10
Population (milliers de personnes)	740	751	751	751	749
Croissance depuis 1990	SO	1,5 %	1,4 %	1,5 %	1,2 %
GES par personne (tonnes/personne)	21,4	22,3	26,6	27,8	23,9
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	46 721	22 530	32 254	34 573	32 030
Croissance depuis 1990	SO	-51,8 %	-31,0 %	-26,0 %	-31,4 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	180 871	199 898	228 453	234 257	221 112
Croissance depuis 1990	SO	10,5 %	26,3 %	29,5 %	22,2 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	149 042	156 958	177 096	177 115	166 219
Croissance depuis 1990	SO	5,3 %	18,8 %	18,8 %	11,5 %
Degrés-jours de chauffage	4 470	4 786	4 682	4 596	4 155
Croissance depuis 1990	SO	7,1 %	4,7 %	2,8 %	-7,1 %

Notes :

PIB aux prix de base, par le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN), 1990–1996 : dollars constants de 1997; 1997–2006 : dollars chaînés de 1997.

SO = Sans objet

En 2006, le Nouveau-Brunswick a produit 17,9 Mt de GES (2,9 %) des émissions totales du Canada (tableau A10-4), soit une hausse de 12,9 % depuis 1990. Le Nouveau-Brunswick a haussé de 43 % sa contribution au PIB entre 1990 et 2006, ce qui a représenté 1,8 % du total national en 2006. Dans la plus grande des trois provinces maritimes du Canada, près de 85 % des terres sont classées terrains forestiers productifs (Nouveau-Brunswick 2007). Il n'est donc pas étonnant que l'industrie forestière représente une grande part de l'économie provinciale, essentiellement axée sur les ressources naturelles, et en constitue l'un des principaux éléments. Les secteurs des mines, du pétrole et du gaz se sont fortement développés depuis quelques années. Les industries manufacturières, en particulier celles qui sont complémentaires aux industries des ressources naturelles, apportent aussi une contribution non négligeable à l'économie de la province.

En 2000, l'exploration gazière a permis de découvrir le champ de gaz McCully, près de Sussex. En 2003, on y a installé deux puits afin de produire du gaz naturel pour le marché local et élaboré des plans en vue d'approvisionner les marchés du gaz naturel du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Angleterre dans les années subséquentes. Ce développement a eu des répercussions sur l'ensemble de l'économie locale, les grands gagnants étant les industries manufacturières de soutien et le secteur des services professionnels. L'intérêt grandissant pour l'exploration minière, pétrolière et gazière a aidé à compenser les conséquences économiques de l'augmentation du coût de l'énergie et du recul de la demande dans les secteurs de la foresterie, des pâtes et papiers et de

l'imprimerie. Le conflit sur le bois d'œuvre résineux qui a éclaté entre le Canada et les États-Unis en 2002 a largement épargné l'industrie de la foresterie du Nouveau-Brunswick grâce à la présence de grandes terres à bois privées, exclues de l'accord commercial (Nouveau-Brunswick 2007).

Disposant de ressources hydroélectriques limitées, le Nouveau-Brunswick a développé l'un des réseaux de production d'électricité les plus diversifiés d'Amérique du Nord, accueillant entre autres la seule centrale nucléaire du Canada atlantique. La remise en état du réacteur nucléaire de la centrale de Pointe Lepreau, prévue pour 2008, aura un effet notable sur les émissions de GES. Pour le moment, la centrale répond à près de 25 % des besoins d'électricité de la province. Le Nouveau-Brunswick produit également de l'électricité à partir d'énergie hydraulique, de charbon, de mazout, de diesel, d'Orimulsion® (un combustible commercial à base de bitume) et d'énergie éolienne (Groupe Énergie NB 2006; Emera 2007).

En 2006, on estimait les émissions de GES de la province à 17,9 Mt d'équivalent CO₂, soit 23,9 t par habitant. Pour cette année, le Nouveau-Brunswick se classe au 3^e rang au Canada pour les émissions de GES par habitant, quelque peu au-dessus de la moyenne canadienne. Plus de 50 % des émissions de la province sont attribuables à l'industrie de production d'électricité et de chaleur et à celle des combustibles fossiles.

A10.4.1 Tendances à long terme (1990-2006)

De 1990 à 2006, les émissions du Nouveau-Brunswick ont grimpé de 2,0 Mt (12,9 %). L'industrie des combustibles fossiles est responsable de 67 % (1,4 Mt) de l'augmentation, mais les véhicules lourds à moteur diesel (0,6 Mt) et les camions légers à essence (0,6 Mt) y contribuent de plus en plus. La baisse des émissions des industries manufacturières (0,6 Mt) et du secteur résidentiel (0,5 Mt) vient atténuer cette croissance.

C'est à Saint John que se trouve la plus grande raffinerie de pétrole du Canada. La hausse à long terme de la demande de produits pétroliers raffinés est l'un des principaux facteurs qui stimulent la croissance de la région, dont les exportations de combustibles sont appréciables. Plus de 40 % des exportations canadiennes de produits pétroliers raffinés proviennent du Nouveau-Brunswick; les États-Unis en achètent la presque totalité (Exportation et développement Canada 2006). L'intérêt grandissant pour l'exploration des réserves de gaz naturel, stimulé par l'exploitation du champ McCully, joue aussi un rôle dans l'augmentation à long terme des émissions.

La progression à long terme des émissions des véhicules lourds à moteur diesel s'explique en partie par l'utilisation de ce type de véhicules dans l'industrie des combustibles fossiles et par le recours de plus en plus fréquent aux camions pour transporter les matières premières et les produits finis. La hausse à long terme des émissions des camions légers à essence est surtout due à la préférence des consommateurs pour les VUS, les fourgonnettes et les camionnettes, au détriment des véhicules à essence.

Le recul à long terme des émissions de l'industrie manufacturière est avant tout attribuable aux problèmes vécus dans le secteur des pâtes et papiers et de l'imprimerie. Comme dans tout le pays, la baisse de la demande et la flambée des prix de l'énergie au cours des dernières années ont entraîné des difficultés économiques et, dans certains cas, la fermeture d'usines (Statistique Canada, 2007a). Après une année très difficile en 2005, le marché s'est redressé en 2006, permettant la réouverture de deux usines de pâtes et papiers (Nouveau-Brunswick 2007).

La clémence des hivers a entraîné une baisse de 7,1 % du nombre de DJCh de 1990 à 2006, et sans doute une réduction des émissions du secteur résidentiel. À long terme, on observe que les consommateurs abandonnent les produits pétroliers raffinés au profit du gaz naturel, un combustible à moindre intensité de GES. Cette situation était à prévoir, compte tenu du développement d'une source d'approvisionnement locale.

Les tendances des émissions à long terme du Nouveau-Brunswick sont illustrées à la figure A10-9.

A10.4.2 Changements à court terme (2005–2006)

À court terme, les émissions provinciales affichent un recul de 3,0 Mt (14,2 %). Les principaux secteurs responsables de ce recul sont celui de la production d'électricité et de chaleur (données confidentielles), suivi du secteur commercial et institutionnel (0,3 Mt) et des industries manufacturières (0,2 Mt). Les émissions provenant du transport routier, notamment des camions légers à essence, des véhicules lourds à moteur diesel et des véhicules lourds à essence, ont connu une hausse légère, mais non significative.

De 2005 à 2006, les émissions associées à la production d'électricité et de chaleur affichent une forte baisse, essentiellement due au fléchissement de la demande et à un flux hydraulique plus abondant que jamais. Durant cette période, Énergie Nouveau-Brunswick signale que sa production hydroélectrique a dépassé d'environ 43 % la moyenne à long terme. Comme la demande globale d'énergie était en baisse de 6,2 % (notamment durant l'hiver), les besoins en électricité issue de produits pétroliers raffinés, normalement utilisée pour répondre à la demande de pointe, ont décru, tout comme les émissions de GES qui en résultent (Emera 2007).

Abstraction faite du secteur de la production d'électricité et de chaleur et du secteur commercial et institutionnel, on peut sans doute affirmer que le niveau relativement constant des émissions en 2005 et 2006 s'explique par la hausse du prix des combustibles. Les émissions de sources de combustion reliées au transport (y compris le transport aérien intérieur, routier, ferroviaire, maritime intérieur et hors route) accusent même un repli de 2,2 % à court terme.

Les tendances des émissions à court terme du Nouveau-Brunswick sont illustrées à la figure A10-10.

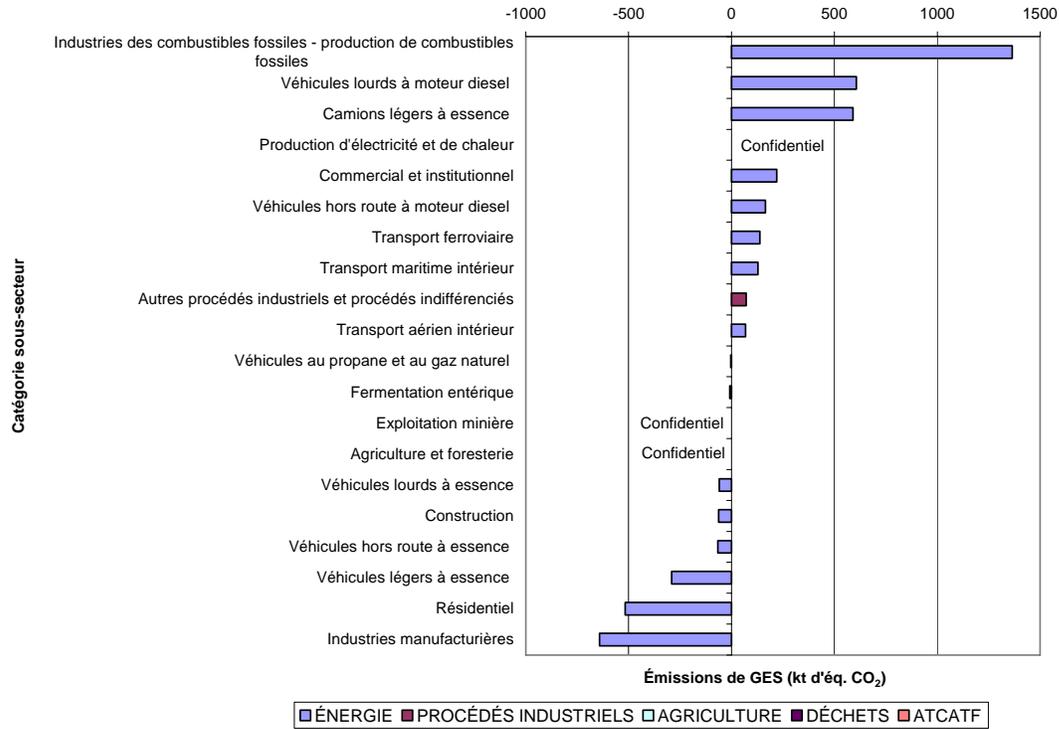


Figure A10-9 : Tendances des émissions à long terme pour le Nouveau-Brunswick, 1990–2006

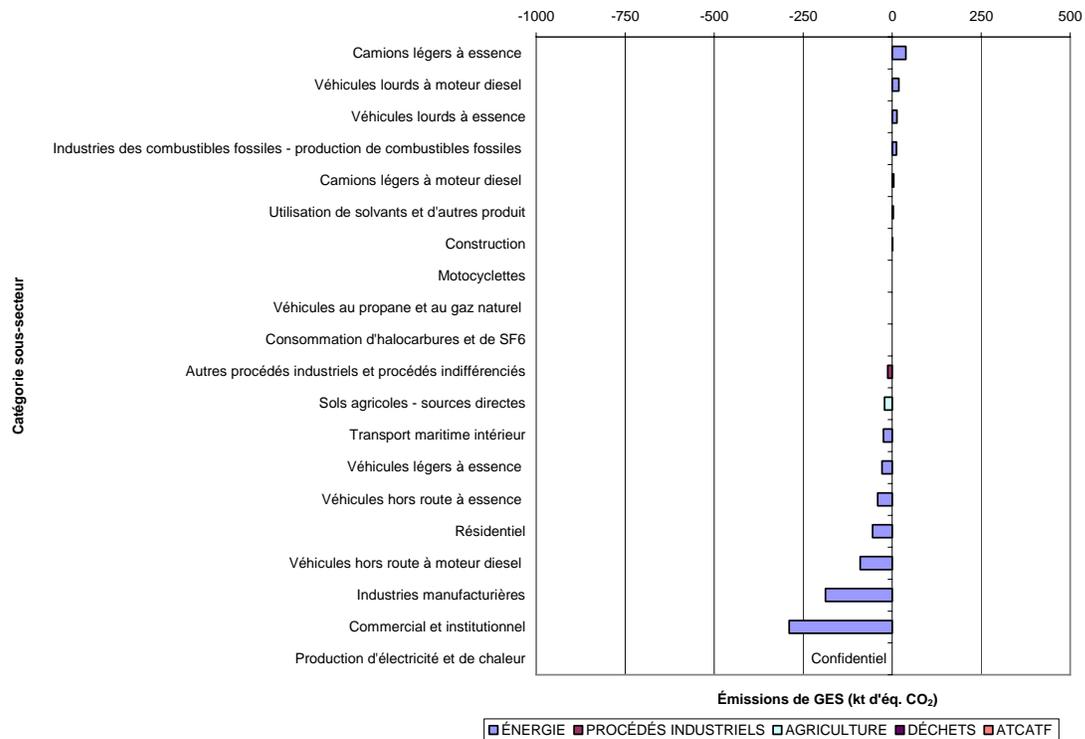


Figure A10-10 : Évolution des émissions à court terme pour le Nouveau-Brunswick, 2005–2006

A10.5 Québec

Tableau A10-5 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Québec

	1990	1995	2000	2005	2006
Total des émissions de GES (Mt)	82,730	79,411	81,943	83,558	81,747
Croissance depuis 1990	SO	-4,0 %	-1,0 %	1,0 %	-1,2 %
Changement annuel	SO	-1,2 %	0,9 %	-4,4 %	-2,2 %
PIB (millions)	161 170	169 239	201 264	221 740	225 729
Croissance depuis 1990	SO	5,0 %	24,9 %	37,6 %	40,1 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	0,51	0,47	0,41	0,38	0,36
Efficacité des GES (\$ de PIB/kt de GES)	1,95	2,13	2,46	2,65	2,76
Population (milliers de personnes)	7 004	7 219	7 357	7 598	7 651
Croissance depuis 1990	SO	3,1 %	5,0 %	8,5 %	9,2 %
GES par personne (tonnes/personne)	11,8	11,0	11,1	11,0	10,7
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	482 430	620 841	641 037	641 720	639 379
Croissance depuis 1990	SO	28,7 %	32,9 %	33,0 %	32,5 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	1 530 051	1 597 692	1 724 365	1 813 470	1 795 235
Croissance depuis 1990	SO	4,4 %	12,7 %	18,5 %	17,3 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	1 355 856	1 410 778	1 515 464	1 592 298	1 563 070
Croissance depuis 1990	SO	4,1 %	11,8 %	17,4 %	15,3 %
Degrés-jours de chauffage	4 131	4 570	4 438	4 274	3 862
Croissance depuis 1990	SO	10,6 %	7,4 %	3,5 %	-6,5 %

Notes :

PIB aux prix de base, par le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN), 1990–1996 : dollars constants de 1997; 1997–2006 : dollars chaînés de 1997.

SO = Sans objet

En 2006, le Québec a produit 81,7 Mt de GES (11,5 %) des émissions totales de GES du Canada (tableau A10-5). Depuis 1990, les émissions de la province ont fléchi de 1,2 % (soit 1,0 Mt), et le PIB a grimpé de 43,7 %. Riche en ressources naturelles, le Québec a une économie fortement dépendante de sa grande puissance hydroélectrique, laquelle contribue à alimenter les secteurs minier et manufacturier. Longtemps réputée peu coûteuse, cette source d'électricité est largement préférée aux combustibles fossiles pour le chauffage résidentiel et commercial (Hydro Québec 2007).

Près de la moitié du territoire de la province étant constitué de forêts, il n'est pas étonnant que le secteur forestier, deuxième en importance au Canada derrière celui de la Colombie-Britannique, occupe lui aussi une place de choix dans l'économie provinciale. Cette économie s'est toutefois diversifiée au cours des dix dernières années. Outre l'énergie, la foresterie, l'exploitation minière, la métallurgie et l'agriculture, elle repose aujourd'hui sur l'industrie aérospatiale et aéronautique, et de plus en plus sur l'industrie des produits chimiques (Finances Québec 2006).

Des conflits concernant le bois d'œuvre résineux couvent entre le Canada et les États-Unis depuis plus de 20 ans. Le plus récent a éclaté en 2002, lorsque les États-Unis ont imposé des droits d'exportation de 27 %, une mesure qui a dévasté l'industrie forestière du Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique (CBC News Online 2006).

En 2006, l'hydroélectricité produite au Québec représentait 49 % de la production totale d'hydroélectricité du pays et 30 % de la production totale d'électricité de toutes sources (Statistique Canada 2008). Grâce à cette capacité de production, à laquelle s'ajoutent une centrale nucléaire et des récents projets de centrales éoliennes, les émissions des industries de production d'électricité et de chaleur demeurent peu élevées : de 0,3 Mt à 1,9 Mt.

Au deuxième rang des provinces les plus peuplées du Canada, le Québec comptait 23,4 % de la population canadienne en 2006 et affichait le plus faible taux d'émissions de GES par habitant, soit 10,7 t par personne. En 2006, plus de 34 % des émissions de GES provenaient du transport routier, principalement des voitures à essence, des camions légers à essence (VUS, fourgonnettes et camionnettes) et des véhicules lourds à moteur diesel. Les industries manufacturières étaient responsables de 11 % du total des émissions provinciales et l'industrie de l'aluminium, de 8 %.

A10.5.1 Tendances à long terme (1990-2006)

À long terme, les émissions de GES du Québec affichent un recul de 1,0 Mt (1,2 %). La baisse est principalement attribuable à la réduction de 3,1 Mt (26 %) des émissions des industries manufacturières, de 2,3 Mt (97 %) des émissions de procédé des fonderies de magnésium, de 2,3 Mt (33 %) des émissions du secteur résidentiel et de 1,7 Mt (14 %) de celles des véhicules à essence. On observe une hausse à long terme de 4,4 Mt (113 %) des émissions des camions légers à essence, de 3,9 Mt (96 %) de celles des véhicules lourds à moteur diesel et de 1,7 Mt (41 %) de celles du secteur commercial et institutionnel.

Au Québec, l'industrie des pâtes et papiers a connu une longue et riche histoire, mais subit de fortes pressions depuis cinq ans, par suite du fléchissement de la demande et de la concurrence sur le marché de l'exportation (Statistique Canada 2007a). Le conflit concernant le bois d'œuvre résineux, la hausse des prix et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain se sont conjugués pour affaiblir cette industrie dont le déclin explique en grande partie la réduction des émissions de GES des industries manufacturières qu'on observe depuis 1990.

Grâce à ses sources d'électricité fiables et relativement peu coûteuses, le Québec a réussi à attirer des industries grandes consommatrices d'énergie. La province de Québec est le premier producteur d'aluminium au Canada, suivi de la Colombie-Britannique (Association de l'aluminium du Canada n.d.). En 2006, le Québec a produit 87 % des émissions canadiennes provenant de la production d'aluminium primaire. Entre 1990 et 2006, le sous-secteur de la production d'aluminium a enregistré une baisse de 15 % de ses émissions, laquelle peut être attribuée à un meilleur contrôle des événements d'anode dans les fonderies grâce à l'utilisation de dispositifs antipollution automatisés et de dispositifs de surveillance électronique. Même si le PIB de l'industrie de l'aluminium a nettement augmenté depuis 1990, ses émissions de GES attribuables à la combustion de combustibles sont demeurées pratiquement au même niveau grâce à une amélioration de l'efficacité énergétique et de la réduction de la consommation d'énergie qu'elle a entraînée (Barraso 2006). La recherche et l'utilisation de mélanges de gaz de substitution ont grandement contribué à la réduction significative (de 97 %, ou 2,3 Mt) des émissions de SF₆ issues de la production de magnésium de 1990 à 2006. Depuis quelques années, on a diminué la production en prévision de la fermeture de l'usine de Norsk Hydro, un geste qui a aussi contribué, quoique dans une moindre mesure, à la chute des émissions observée dans l'industrie de la production de magnésium.

Le recul à long terme des émissions résidentielles résulte de la convergence de deux facteurs distincts. En premier lieu, on remarque qu'à long terme, le nombre de DJCh a fléchi de 6,5 % entre 1990 et 2006. Les températures plus élevées qu'à l'habitude ont entraîné un recul de la

demande hivernale de chauffage et, par conséquent, des émissions provenant des appareils de chauffage. Le deuxième facteur a trait à l'abondance, au faible prix et à la fiabilité de l'hydroélectricité de la province. La grande majorité des logements du Québec sont chauffés à l'électricité. Depuis 1990, de nombreux Québécois ont abandonné les combustibles à base de produits pétroliers raffinés à forte intensité de GES, comme le mazout, au profit de systèmes de chauffage à l'électricité, ce qui a eu pour effet d'augmenter la demande d'électricité tout en abaissant les émissions de GES.

Dans tout le pays, on observe un accroissement à long terme des émissions associées au transport routier, et en particulier aux camions légers à essence (VUS, fourgonnettes et camionnettes) et aux véhicules lourds à moteur diesel. Le Québec ne fait pas exception. Le choix des consommateurs de remplacer les voitures à essence par des camions légers à essence demeure la raison la plus évidente de l'augmentation des émissions à long terme. On peut aussi attribuer la hausse des émissions des véhicules lourds à moteur diesel à une utilisation accrue, bien que, dans le cas du Québec, cette hausse soit plutôt liée au rôle de ce type de véhicules dans les industries des mines et de la production et à l'importance de l'expédition « juste à temps ».

Les tendances des émissions à long terme du Québec sont illustrées à la figure A10-11.

A10.5.2 Changements à court terme (2005–2006)

À court terme, les émissions affichent un recul de 1,8 Mt (2,2 %), grandement attribuable à la baisse des émissions des industries manufacturières (0,9 Mt), du secteur commercial et institutionnel (0,8 Mt) et du secteur résidentiel (0,5 Mt). Cependant, l'augmentation à court terme des émissions du secteur de la production d'électricité et de chaleur (0,4 Mt), des camions légers à essence (0,4 Mt) et des autres procédés industriels et procédés indifférenciés (0,3 Mt) compense partiellement cette baisse.

Loin d'être attribuable à une industrie en particulier, la réduction des émissions de GES des industries manufacturières est visible dans tous les sous-secteurs, sauf celui de l'exploitation minière, qui affiche une légère hausse. Cette réduction résulte sans doute de la flambée des cours du pétrole, du remplacement des combustibles émetteurs de GES et du raffermissement du dollar canadien. Ce dernier facteur a nui à certains secteurs, tandis que la bonne tenue des prix et de la demande dans le secteur des métaux de première fusion venait modérer l'effet d'ensemble.

La hausse à court terme, relativement limitée, des émissions provenant du secteur de la production d'électricité et de chaleur (0,4 Mt) résulte essentiellement d'un nouveau système de cogénération au gaz naturel mis en service en 2006. L'augmentation à court terme des émissions des camions légers à essence, de son côté, reflète la prolifération de véhicules de ce type sur les routes, au détriment des voitures à essence. Les émissions attribuables aux autres procédés industriels et procédés indifférenciés se sont accrues de 0,3 Mt (27 %), ce qui peut s'expliquer par une augmentation de l'utilisation d'autres produits (p. ex. la paraffine et les cires).

L'évolution des émissions à court terme du Québec sont illustrées à la figure A10-12.

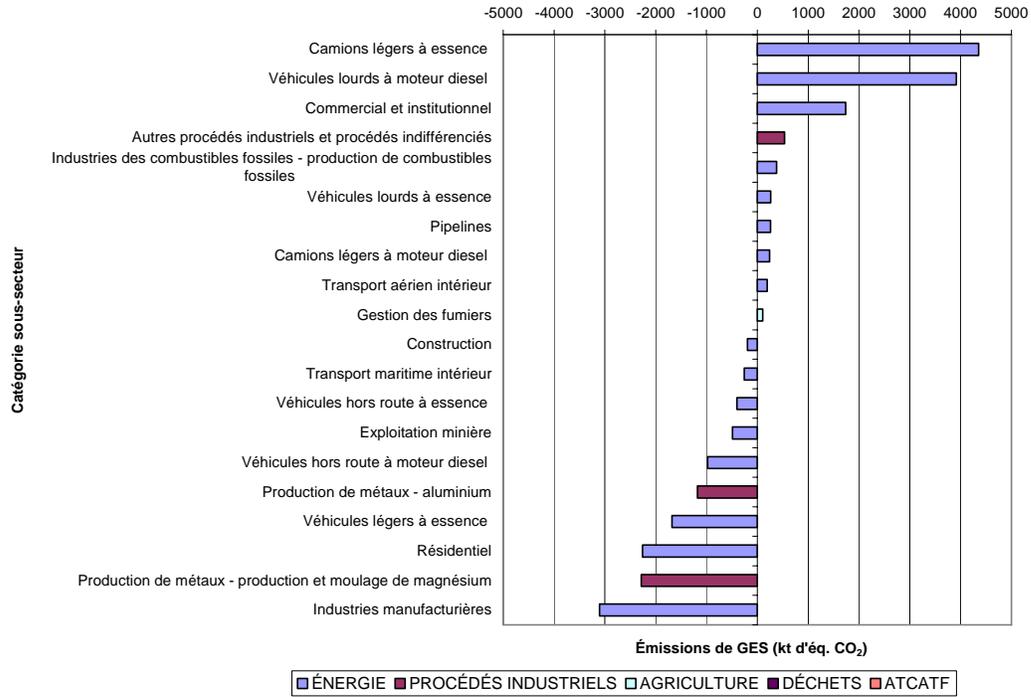


Figure A10-11 : Tendances des émissions à long terme pour le Québec, 1990–2006

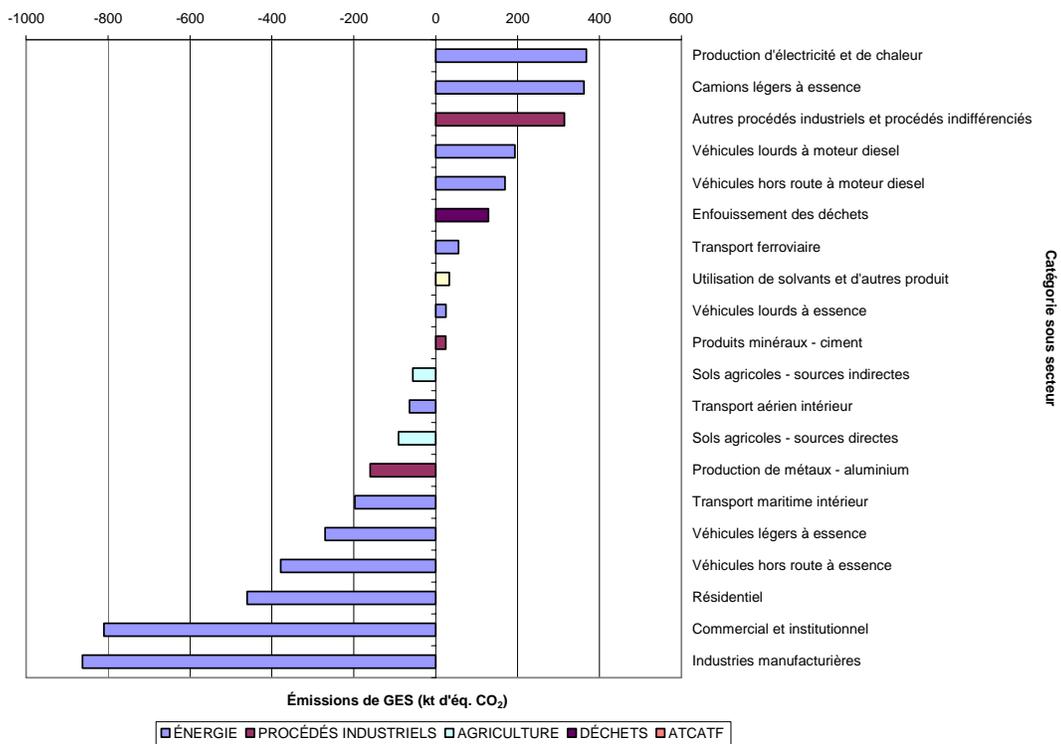


Figure A10-12 : Évolution des émissions à court terme pour le Québec, 2005–2006

A10.6 Ontario**Tableau A10-6 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Ontario**

	1990	1995	2000	2005	2006
Total des émissions de GES (Mt)	174,155	173,928	199,410	197,972	190,342
Croissance depuis 1990	SO	-0,1 %	14,5 %	13,7 %	9,3 %
Changement annuel	SO	2,4 %	4,9 %	0,7 %	-3,9 %
PIB (millions)	290 526	313 812	396 520	441 219	450 120
Croissance depuis 1990	SO	8,0 %	36,5 %	51,9 %	54,9 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	0,60	0,55	0,50	0,45	0,42
Efficacité des GES (\$ de PIB/kt de GES)	1,67	1,80	1,99	2,23	2,36
Population (milliers de personnes)	10 298	10 950	11 685	12 565	12 705
Croissance depuis 1990	SO	6,3 %	13,5 %	22,0 %	23,4 %
GES par personne (tonnes/personne)	16,9	15,9	17,1	15,8	15,0
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	401 420	481 195	382 934	423 610	445 423
Croissance depuis 1990	SO	19,9 %	-4,6 %	5,5 %	11,0 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	2 586 033	2 736 740	2 954 082	3 047 267	3 018 635
Croissance depuis 1990	SO	5,8 %	14,2 %	17,8 %	16,7 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	2 238 688	2 357 291	2 557 696	2 656 468	2 588 176
Croissance depuis 1990	SO	5,3 %	14,2 %	18,7 %	15,6 %
Degrés-jours de chauffage	3 257	3 621	3 830	3 797	3 378
Croissance depuis 1990	SO	11,2 %	17,6 %	16,6 %	3,7 %

Notes :

PIB aux prix de base, par le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN), 1990-1996 : dollars constants de 1997; 1997-2006 : dollars chaînés de 1997.

SO = Sans objet

En 2006, l'Ontario se plaçait au deuxième rang des principaux responsables des émissions de GES du pays, avec une contribution de 190 Mt, soit 26,7 % du total canadien. De 1990 à 2006, les émissions provinciales ont grimpé de 9,3 % (16,2 Mt) tandis que le PIB augmentait de 56 % (tableau A10-6). À lui seul, le PIB de l'Ontario représentait plus de 41 % de celui du Canada en 2006. Comme la province possède un important secteur manufacturier, l'économie provinciale repose sur les exportations, essentiellement vers les États-Unis, marché qui a constitué 86 % des exportations (en valeur monétaire) de la province en 2006 (Statistique Canada 2007a). L'Ontario, province d'origine de la quasi-totalité des exportations d'automobiles du pays, est reconnue comme le principal lieu de production automobile en Amérique du Nord. De fait, les exportations de véhicules motorisés et de pièces de véhicules représentent près de 17 % des exportations canadiennes de marchandises. Seuls les combustibles fossiles détiennent une part plus élevée des exportations. En Ontario, l'industrie automobile est tellement omniprésente que un emploi sur sept y est relié, directement ou indirectement (Ontario Economic Development).

Parmi les autres secteurs importants de l'économie manufacturière figurent les produits chimiques et pétroliers, l'exploitation minière et la fabrication de métaux de première fusion, l'alimentation, les boissons et le tabac, ainsi que les produits électriques et électroniques. La structure de l'économie provinciale a changé depuis 1990, en partie à cause des fluctuations des marchés mondiaux qui ont touché le marché des exportations. Devant la baisse des coûts de production de certaines marchandises et matières premières à l'étranger, l'économie a réagi en

favorisant les industries axées sur les services. C'est ainsi que Toronto est devenue la capitale financière du Canada (Ontario Economic Development).

L'Ontario répond à la demande d'électricité au moyen de centrales nucléaires, hydroélectriques et au charbon, et abrite la majeure partie de la puissance nucléaire du Canada. En 2003, le gouvernement provincial s'est engagé à fermer ses quatre centrales au charbon d'ici la fin de la décennie; il a donné suite à cet engagement en fermant la première en 2005. Cette politique a eu pour effet de stimuler les investissements dans l'énergie éolienne et d'autres sources d'énergie renouvelable et de placer l'Ontario au premier rang des constructeurs de centrales éoliennes. En 2006, la puissance installée des nouveaux parcs éoliens totalisait 776 MW au Canada, dont 399 MW en Ontario (Association canadienne de l'énergie éolienne).

En 2006, l'Ontario comptait plus de 12,7 millions d'habitants, soit 39 % de la population du Canada. C'est de loin la province la plus peuplée du pays. L'Ontario produit environ 15,0 t d'émissions par habitant, ce qui le classe dans le quart inférieur des provinces et des territoires les plus producteurs par habitant. Le transport des produits (matières premières et produits finis) fait partie intégrante du secteur manufacturier. Compte tenu de la population, il n'est pas étonnant que les émissions provenant du transport routier aient constitué le quart des émissions de la province (25 %, soit 47,4 Mt) en 2006, tandis que le secteur de la production d'électricité et de chaleur en constituaient 16 % (29,6 Mt). Les industries manufacturières ont contribué pour 11 % (21,6 Mt) aux émissions, et le secteur résidentiel et le secteur commercial et institutionnel respectivement pour 10 % (18,2 Mt) et 7 % (12,5 Mt).

A10.6.1 Tendances à long terme (1990-2006)

De 1990 à 2006, les émissions de GES ont augmenté de 16,2 Mt, une hausse principalement attribuable aux camions légers à essence (9,5 Mt), aux véhicules lourds à moteur diesel (5,4 Mt), au secteur commercial et institutionnel (3,4 Mt) et à la production d'électricité et de chaleur (2,9 Mt). L'augmentation à long terme est compensée par des baisses associées à la production d'acide adipique (9,5 Mt), aux voitures à essence (3 Mt) et aux industries manufacturières (1,1 Mt).

Comme la vaste majorité de la population de l'Ontario habite une région géographique relativement étendue (appelée Golden Horseshoe), on peut aisément attribuer la hausse des émissions du transport routier à l'étalement urbain et à la préférence des consommateurs pour les VUS, les fourgonnettes et les camionnettes. À long terme, les émissions des camions légers à essence ont grimpé de 123 %. En 2006, selon Statistique Canada, plus de 5,6 millions d'Ontariens faisaient la navette entre leur domicile et leur lieu de travail, donc 71 % en voiture.

La progression des émissions de GES des véhicules lourds à moteur diesel est également attribuable au secteur manufacturier, notamment aux méthodes de gestion de la production telles que la fabrication « juste à temps », un concept qui nécessite un recours plus fréquent aux camions de transport pour la livraison de matières premières et de produits finis. Avec le temps, la croissance démographique, l'étalement urbain et le développement du secteur de la vente au détail favorisent l'utilisation de véhicules lourds à moteur diesel.

La hausse des émissions commerciales et institutionnelles est associée aux changements survenus dans l'économie provinciale, autrefois axée sur l'industrie manufacturière, mais aujourd'hui plus diversifiée et axée sur les services, y compris les services financiers, l'assurance et l'immobilier (Ontario Economic Development). Les statistiques d'emploi témoignent bien de la croissance du secteur commercial et institutionnel. En 2006, l'industrie des services employait 75,3 % de la

main-d'œuvre, comparativement à 72,9 % en 2000, tandis que l'industrie manufacturière n'en comptait plus que 15,5 %, contre 18,5 % en 2000, même si le taux d'emploi s'est accru durant cette période. La superficie commerciale a donc augmenté, poussant à la hausse la demande de chauffage et de climatisation, à laquelle s'ajoute un accroissement à long terme de 3,7 % du nombre de DJCh.

C'est en Ontario qu'on retrouve la seule usine de production d'acide adipique du pays. La diminution substantielle des émissions de procédé de cette usine entre 1990 et 2006 est le résultat de la mise en place d'un système de réduction catalytique des émissions en 1997 et de conflits de travail survenus en 2005.

Les tendances des émissions à long terme de l'Ontario sont illustrées à la figure A10-13.

A10.6.2 Changements à court terme (2005–2006)

Les émissions provinciales ont diminué de 7,6 Mt entre 2005 et 2006. Cette diminution s'observe essentiellement dans les secteurs de la production d'électricité et de chaleur (4,8 Mt), résidentiel (1,5 Mt), de la production d'acide adipique (1,4 Mt) et commercial et institutionnel (1,4 Mt). La progression à court terme des émissions est surtout attribuable aux industries manufacturières (1,6 Mt), à la production de fer et d'acier (0,7 Mt) et aux émissions directes des sols agricoles (0,6 Mt).

La forte diminution des émissions dues à la production d'électricité et de chaleur résulte d'une combinaison de plusieurs facteurs. En 2006, l'Ontario a rehaussé sa puissance nucléaire en remettant en service le réacteur A de Pickering, tandis que la demande globale d'électricité chutait (IESO 2007). Par suite d'un hiver clément (le nombre de DJCh a baissé de 11 %), d'un été frais (le nombre de DJCl a baissé de 28 %) et des campagnes de conservation de l'énergie menées par la province et une coalition des six plus grands distributeurs d'électricité de la province, la consommation d'électricité a baissé de plus de 200 GWh entre 2005 et 2006 (Coalition of Large Distributors 2007). Dans ce sous-secteur, le fléchissement de la demande a entraîné une baisse des émissions de GES attribuables à la production d'électricité par les centrales au charbon par rapport à 2005.

Le repli à court terme des émissions de GES du secteur résidentiel et du secteur commercial et institutionnel résulte essentiellement de la clémence de l'hiver 2006 par rapport à l'hiver 2005. La baisse des émissions dues à la production d'acide adipique est en partie attribuable au recul de la production, conséquence d'une longue grève qui a touché l'unique usine d'acide adipique de l'Ontario.

En 2006, les émissions dues à la production d'acide adipique affichent un recul de 54 % (1,4 Mt) par rapport à 2005, grâce à l'excellent rendement du système de réduction des émissions. À noter que les installations d'Invista, situées à Maitland (Ontario), ont connu une année particulièrement difficile en 2005 : en plus des problèmes opérationnels qui ont nui au rendement du système de réduction des émissions au début et à la fin de l'année, l'entreprise a subi un conflit de travail long de six mois.

La croissance des émissions de GES associées à l'énergie qu'on observe dans l'industrie manufacturière provient surtout du sous-secteur des produits chimiques et de la catégorie « autres ». Toutefois, la chute des émissions de GES du sous-secteur des pâtes et papiers a tempéré cette croissance à court terme. L'augmentation des émissions de GES associées à l'énergie dans le secteur des produits chimiques (dans lequel on retrouve notamment les produits

chimiques de base, les résines et les produits pharmaceutiques) est sans doute attribuable à la reprise de la production résultant des pénuries qui ont suivi le passage des ouragans Katrina et Rita en 2005 (Canadian Chemical Producers' Association 2006 et Air Products and Chemicals Inc. 2005). Le recul des émissions du sous-secteur des pâtes et papiers reflète les difficultés économiques qu'il a connues en 2006, non seulement en Ontario, mais dans de nombreuses autres provinces (Statistique Canada 2007a).

De 2005 à 2006, les émissions de procédé résultant de la production de fer et d'acier ont grimpé de 0,7 Mt, surtout à cause de l'utilisation accrue de coke métallurgique.

Les émissions des sols agricoles affichent une hausse de 0,9 Mt entre 2005 et 2006, surtout en raison d'une consommation accrue d'engrais azotés synthétiques et de l'amélioration du rendement des cultures.

L'évolution des émissions à court terme de l'Ontario est illustrée à la figure A10-14.

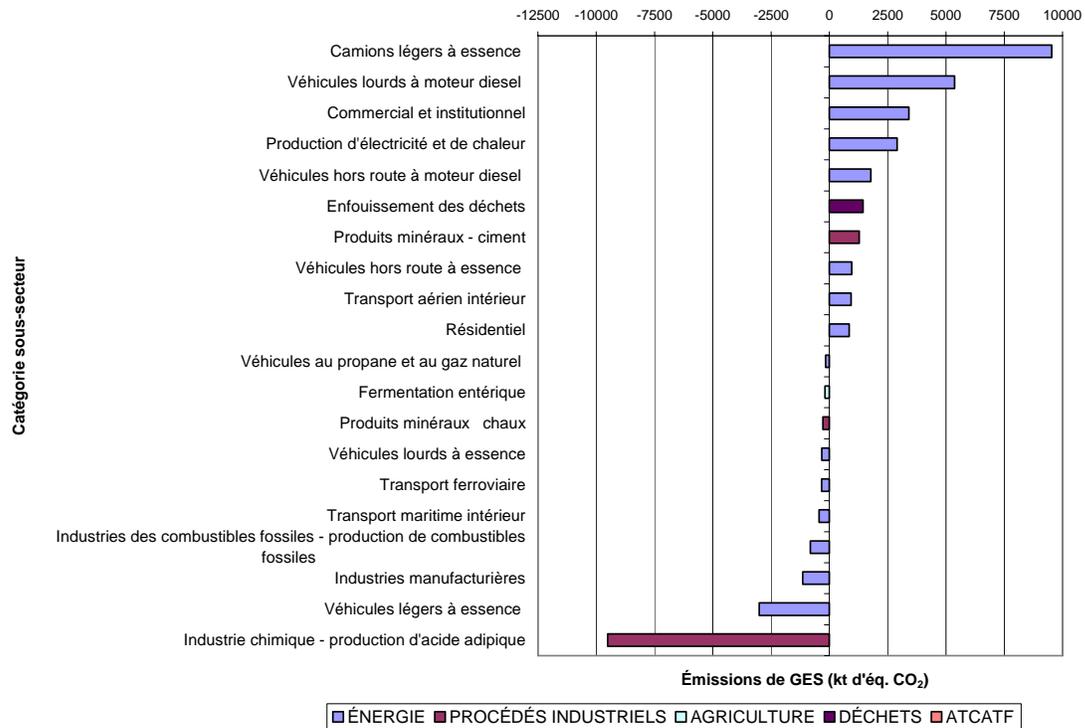


Figure A10-13 : Tendances des émissions à long terme pour l'Ontario, 1990–2006

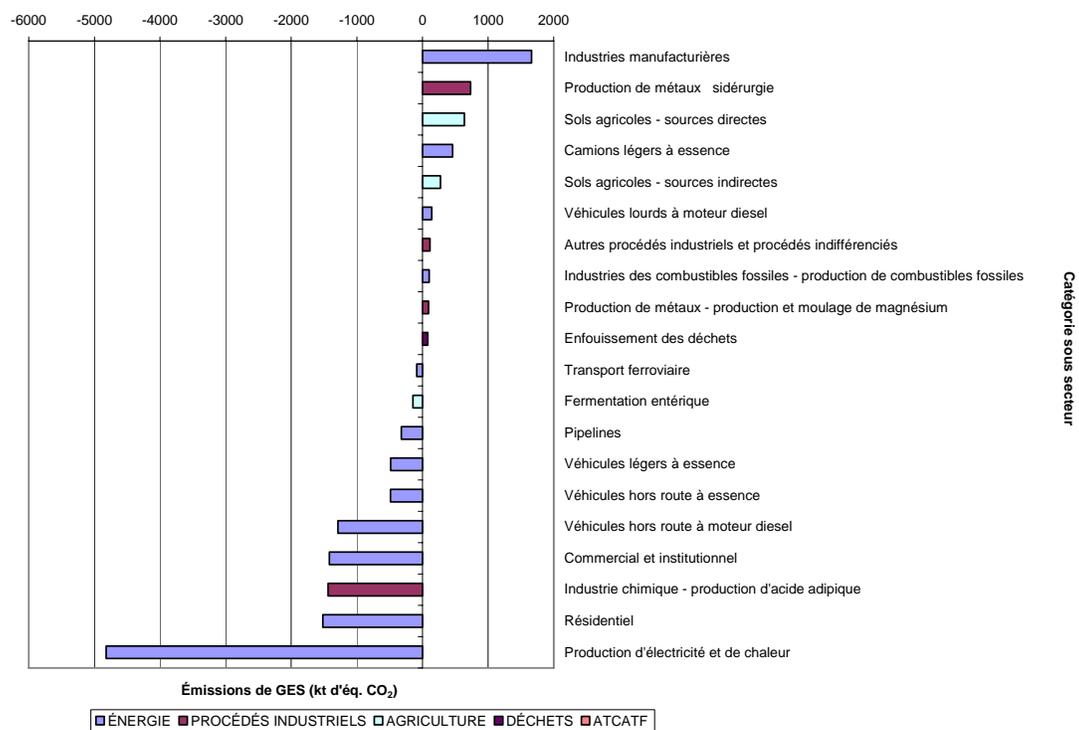


Figure A10-14 : Évolution des émissions à court terme pour l'Ontario, 2005–2006

A10.7 Manitoba**Tableau A10-7 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Manitoba**

	1990	1995	2000	2005	2006
Total des émissions de GES (Mt)	18,755	19,935	21,366	21,020	21,177
Croissance depuis 1990	SO	6,3 %	13,9 %	12,1 %	12,9 %
Changement annuel	SO	4,2 %	3,6 %	-1,7 %	0,7 %
PIB (millions)	25 379	25 548	30 370	33 078	34 284
Croissance depuis 1990	SO	0,7 %	19,7 %	30,3 %	35,1 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	0,74	0,78	0,70	0,64	0,62
Efficacité des GES (\$ de PIB/kt de GES)	1,35	1,28	1,42	1,57	1,62
Population (milliers de personnes)	1 106	1 129	1 147	1 174	1 178
Croissance depuis 1990	SO	2,1 %	3,8 %	6,2 %	6,6 %
GES par personne (tonnes/personne)	17,0	17,7	18,6	17,9	18,0
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	97 185	129 636	137 820	162 649	170 038
Croissance depuis 1990	SO	33,4 %	41,8 %	67,4 %	75,0 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	257 656	274 080	279 854	280 652	269 644
Croissance depuis 1990	SO	6,4 %	8,6 %	8,9 %	4,7 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	239 964	253 429	251 299	259 992	250 095
Croissance depuis 1990	SO	5,6 %	4,7 %	8,3 %	4,2 %
Degrés-jours de chauffage	5 680	6 085	5 739	5 488	5 127
Croissance depuis 1990	SO	7,1 %	1,0 %	-3,4 %	-9,7 %

Notes :

PIB aux prix de base, par le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN), 1990–1996 : dollars constants de 1997; 1997–2006 : dollars chaînés de 1997.

SO = Sans objet

En 2006, les émissions de GES du Manitoba ont connu une hausse de 13 % (2,4 Mt) par rapport à celles de 1990, et de 0,7 % (0,2 Mt) depuis 2005 (tableau A10-7). La province, qui compte 3,6 % de la population du Canada, était responsable d'environ 3,0 % des émissions du pays en 2006. À long terme, le PIB annuel et la population de la province ont augmenté respectivement de 38,2 % et de 6,6 %, représentant ainsi 600 kt de GES par milliard de dollars de PIB en 2006. L'économie du Manitoba est l'une des plus diversifiées du Canada. La province dispose d'un vaste secteur agricole et manufacturier, ainsi que d'un secteur des ressources naturelles qui comprend l'exportation d'hydroélectricité et l'exploitation minière.

Dans une province dotée d'une économie aussi diversifiée, la situation financière peut changer rapidement. Depuis quelques années, par exemple, le prix record atteint par les métaux de première fusion, le pétrole et le gaz naturel a stimulé l'exploration minière et le développement de nouvelles mines. Les pluies abondantes et les inondations peuvent nuire au rendement agricole. Les obstacles au commerce ont aussi des répercussions. L'Alberta et l'Ontario constituent les principaux partenaires commerciaux de l'industrie manufacturière de la province, tandis que les États-Unis en sont le premier marché international (Manitoba 2007). Au cours des dernières années, le fléchissement de la demande ontarienne de biens manufacturés a été compensé par la forte demande en provenance de l'Alberta (Statistique Canada 2007a).

Les abondantes ressources hydroélectriques du Manitoba favorisent l'économie de la province en lui assurant non seulement un approvisionnement peu coûteux et fiable, mais aussi une source

non négligeable de revenus d'exportation (Manitoba Hydro 2006). La province a également investi dans d'autres sources d'énergie renouvelable, plus précisément l'énergie éolienne. En 2005 et 2006, la première centrale éolienne de grande envergure du Manitoba a vu le jour à Saint-Léon, une petite localité agricole à 150 kilomètres au sud-ouest de Winnipeg. Au départ, la centrale de 99 MW était la plus puissante du Canada mais, depuis, d'autres provinces ont installé des parcs plus importants (Association canadienne de l'énergie éolienne). Par ailleurs, dans le but de réduire les émissions provinciales de GES, le Manitoba a imposé un quota des ventes d'éthanol, obligeant les fournisseurs de carburant de la province à remplacer au moins 8,5 % de l'essence vendue par de l'éthanol en 2008 (Manitoba Science, Technology, Energy and Mines 2008).

Compte tenu de l'abondance de ses ressources hydroélectriques et de la taille relativement restreinte de sa population (un peu moins de 1,2 million d'habitants), il n'est pas étonnant que le Manitoba affiche un taux d'émissions de 18,0 t par habitant et se classe au sixième rang des provinces les moins productrices de GES, tout juste derrière Terre-Neuve-et-Labrador. À cause de la place de l'agriculture dans l'économie de la province, la majeure partie des émissions de GES provenait de ce secteur en 2006. Les émissions résultant de la fermentation entérique et de la gestion des sols agricoles en sont les principales responsables, puisqu'ensemble, elles représentaient 29 % des émissions de la province en 2006. Les émissions des camions légers à essence et des véhicules lourds à moteur diesel en représentaient 16 %.

A10.7.1 Tendances à long terme (1990-2006)

En raison de la structure économique de la province, le Manitoba affiche le plus faible pourcentage d'émissions de GES du secteur de l'énergie (57 %) et le plus fort pourcentage du secteur de l'agriculture (36 %). À long terme (de 1990 à 2006), les émissions ont grimpé de 12,9 %, (2,4 Mt), une augmentation attribuable à 94 % (2,3 Mt) aux émissions agricoles. Des réductions de 41 % (0,7 Mt) des émissions résidentielles, de 29 % (0,5 Mt) de celles des voitures à essence et de 59 % (0,4 M) de celles du transport ferroviaire ont aidé à compenser la hausse attribuable au secteur agricole, aux camions légers à essence (0,9 Mt, ou 108 %) et aux véhicules lourds à moteur diesel (0,7 Mt, ou 85 %).

Les émissions agricoles de toutes les sources ont nettement augmenté entre 1990 et 2006. Les émissions de CH₄ résultant de la fermentation entérique et de la gestion des fumiers ont augmenté de 71 % et de 95 % respectivement, tandis que les émissions de N₂O résultant de la gestion des fumiers ont augmenté de 70 %, essentiellement à cause de la hausse du cheptel de bovins de boucherie et de porcs. Les émissions de N₂O résultant des sols agricoles ont augmenté de 15 %, ce qui s'explique surtout par l'augmentation de la consommation d'engrais azotés, des dépôts de fumier animal sur les pâturages et du fumier d'origine animale épandu comme engrais sur les terres cultivées.

De 1990 à 2006, le nombre de DJCh a fléchi de 9,7 %, contribuant à faire baisser de 0,7 Mt les émissions de GES du secteur résidentiel, malgré une augmentation de 6,6 % de la population. Les consommateurs ont également favorisé la baisse des émissions en abandonnant les combustibles de chauffage à forte intensité de GES (mazout de chauffage domestique) au profit du gaz naturel et de l'électricité, dont les émissions de GES sont négligeables dans une province aussi riche en ressources hydroélectriques.

La hausse des émissions provenant des véhicules lourds à moteur diesel et des camions légers à essence trouve son pendant dans la baisse des émissions du transport ferroviaire et des voitures à essence. L'abandon du rail par l'industrie manufacturière pour le transport des matières premières

et des produits finis se traduit par un accroissement des émissions des véhicules lourds à moteur diesel (camions de transport). On note aussi une nette préférence des consommateurs pour les camions légers à essence, au détriment des voitures à essence.

Les tendances des émissions à long terme du Manitoba sont illustrées à la figure A10-15.

A10.7.2 Changements à court terme (2005–2006)

Globalement, de 2005 à 2006, les émissions de la province ont augmenté de moins de 0,2 Mt. Les émissions des sols agricoles affichent une hausse de 0,5 Mt, compensée par le recul des émissions provenant du transport par véhicules hors route à moteur diesel (0,3 Mt), du secteur commercial et institutionnel (0,2 Mt) et de l'utilisation résidentielle (0,2 Mt).

Grâce à des conditions très favorables au rendement des cultures et à une consommation accrue d'engrais azotés synthétiques, l'industrie agricole a vu son PIB réel augmenter de 16,2 % en 2006. On lui attribue cependant une hausse des émissions des sols agricoles (ministère des Finances du Manitoba). La comparaison avec 2005 révèle un bond spectaculaire, en partie attribuable à la mauvaise campagne agricole de 2005, marquée par de fortes précipitations et des inondations qui ont poussé les émissions du secteur à la baisse.

De 2005 à 2006, les émissions dues au transport routier ont progressé par suite de l'amélioration de la situation économique des industries manufacturières et du secteur agricole. En 2006, les livraisons manufacturières ont grimpé de 5,2 %, facteur qui a contribué à la hausse des émissions dues au transport routier, déjà favorisées par les bonnes conditions agricoles et l'ouverture de la frontière américaine aux bovins.

On peut aussi attribuer la forte baisse des émissions provenant des véhicules hors route à moteur diesel (0,3 Mt) aux précipitations abondantes et aux inondations qui ont touché la province en 2005. Le recours plus fréquent aux véhicules hors route et à l'équipement de soutien en périodes de crues a sans doute eu pour effet d'augmenter artificiellement la consommation par rapport à une année « normale », ce qui explique la forte baisse observée en 2006.

On observe par ailleurs un recul de près de 7 % du nombre de DJCh entre 2005 et 2006. Les émissions du secteur commercial et institutionnel et du secteur résidentiel s'en trouvent réduites à court terme, puisque la réduction du nombre de degrés-jours de chauffage se traduit par une baisse de la quantité de combustible requise pour chauffer les locaux et des émissions de GES de ces combustibles.

L'évolution des émissions à court terme du Manitoba est illustrée à la figure A10-16.

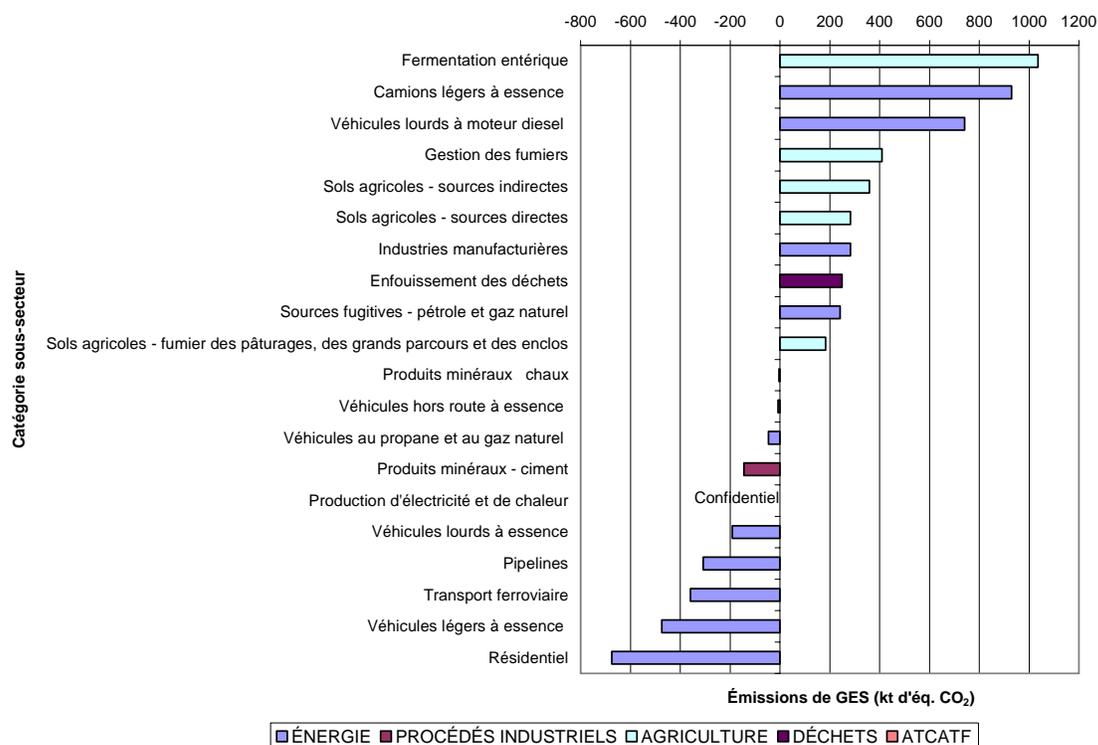


Figure A10-15 : Tendances des émissions à long terme pour le Manitoba, 1990–2006

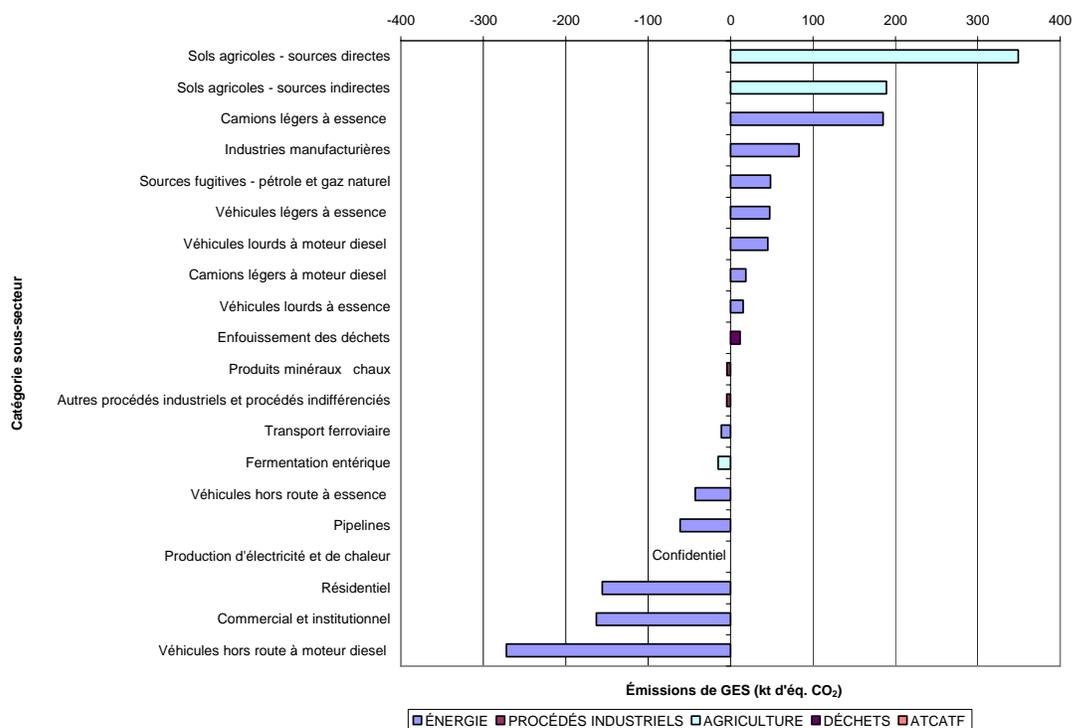


Figure A10-16 : Évolution des émissions à court terme pour le Manitoba, 2005–2006

A10.8 Saskatchewan**Tableau A10-8 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Saskatchewan**

	1990	1995	2000	2005	2006
Total des émissions de GES (Mt)	44,033	59,838	67,286	72,855	71,967
Croissance depuis 1990	SO	35,9 %	52,8 %	65,5 %	63,4 %
Changement annuel	SO	4,0 %	2,1 %	0,8 %	-1,2 %
PIB (millions)	23 145	24 616	28 891	31 499	31 627
Croissance depuis 1990	SO	6,4 %	24,8 %	36,1 %	36,7 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	1,90	2,43	2,33	2,31	2,28
Efficacité des GES (\$ de PIB/kt de GES)	0,53	0,41	0,43	0,43	0,44
Population (milliers de personnes)	1 007	1 014	1 008	990	988
Croissance depuis 1990	SO	0,7 %	0,1 %	-1,7 %	-1,9 %
GES par personne (tonnes/personne)	43,7	59,0	66,8	73,6	72,9
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	941 824	1 230 985	1 436 463	1 481 665	1 496 709
Croissance depuis 1990	SO	30,7 %	52,5 %	57,3 %	58,9 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	383 228	475 393	501 878	529 951	533 667
Croissance depuis 1990	SO	24,0 %	31,0 %	38,3 %	39,3 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	289 911	363 574	367 240	375 457	379 386
Croissance depuis 1990	SO	25,4 %	26,7 %	29,5 %	30,9 %
Degrés-jours de chauffage	5 583	5 942	5 869	5 586	5 345
Croissance depuis 1990	SO	6,4 %	5,1 %	0,1 %	-4,3 %

Notes :

PIB aux prix de base, par le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN), 1990-1996 : dollars constants de 1997; 1997-2006 : dollars chaînés de 1997.

SO = Sans objet

La Saskatchewan a émis 72,0 Mt de GES en 2006 (soit 10,1 % du total canadien), ce qui marque une hausse de 63 % par rapport à 1990 et une baisse de 1,2 % par rapport à 2005 (tableau A10-8). Le PIB a augmenté de 37,3 % entre 1990 et 2006, alors que la population a diminué de 1,9 %. L'économie de la Saskatchewan repose essentiellement sur la production et l'exportation de ressources naturelles. Près de 95 % de la production de biens de la province dépend directement de ressources telles que les céréales, la potasse, l'uranium, le pétrole et le gaz naturel (Saskatchewan Bureau of Statistics 2007). L'agriculture a toujours fait partie intégrante de l'économie provinciale, mais l'exploitation minière, la foresterie et l'industrie pétrolière et gazière prennent de plus en plus d'importance. D'une superficie de plus de 650 000 km², dont près du tiers se compose de terres agricoles, la Saskatchewan produit plus de la moitié du blé cultivé dans l'Ouest canadien. L'industrie agricole de la province produit en outre de l'orge, du canola, des bovins et des porcs.

Relativement faciles à extraire, les abondantes ressources naturelles souterraines de la province ont eu un effet considérable sur le développement économique. On estime que la province recèle environ 75 % des réserves mondiales de potasse et, en 2002, elle était la première région productrice d'uranium du monde. Parmi les provinces canadiennes, la Saskatchewan vient au second rang en matière de production pétrolière et gazière, devancée seulement par l'Alberta, et au troisième rang en ce qui a trait à la production de charbon (Saskatchewan Energy and Resources).

Plus de 60 % de l'électricité produite dans la province provient de centrales au charbon, et la part de l'hydroélectricité varie de 14 % à 32 %, suivant les conditions hydrauliques. La portion d'électricité produite par des centrales au charbon diminue depuis 1990, le manque à produire étant comblé par les centrales au gaz naturel, dont la part de la production totale est en hausse (Statistique Canada 2008). La Saskatchewan a en outre investi de façon significative dans l'énergie renouvelable. Au début de 2006, le plus grand parc éolien du Canada était mis en service en Saskatchewan. D'une puissance de 149,4 MW, la centrale éolienne Centennial a été surpassée en novembre de la même année par le projet ontarien de Prince, avec une puissance de 189 MW. Quoi qu'il en soit, l'énergie éolienne a permis de produire plus de 500 GWh d'électricité dans la province en 2006, soit presque 16 % de l'énergie éolienne produite au Canada (Association canadienne de l'énergie éolienne 2008b).

La ventilation des émissions de GES de la Saskatchewan par secteur témoigne de la transition que vivent les provinces du centre et de l'ouest, dont les émissions sont de plus en plus associées à l'énergie. En effet, plus de 80 % des sources d'émission de la province sont regroupées dans les secteurs associés à l'énergie. La taille relativement réduite de sa population (moins de un million d'habitants) et son économie axée sur les ressources naturelles, notamment sur l'exploitation minière et l'industrie pétrolière et gazière, font de la Saskatchewan le premier producteur canadien d'émissions de GES par habitant. En 2006, le taux d'émission s'élevait à 72,9 t de GES par habitant, ou 2,3 Mt par milliard de dollars de PIB.

En 2006, les émissions de GES ont atteint 28 Mt de plus qu'en 1990. Cette année-là, les principaux responsables des émissions provinciales ont été le secteur pétrolier et gazier et celui de la production d'électricité et de chaleur. Les émissions fugitives résultant de la production de pétrole et de gaz naturel s'élevaient à 17,5 Mt (soit 25 % du total), et celles résultant de la production de combustibles fossiles à 6,2 Mt (soit 9 %). Les émissions du secteur agricole ne sont pas négligeables, la fermentation entérique et les sols agricoles étant respectivement responsables de 6 % et de 10 % du total des émissions provinciales de 2006.

A10.8.1 Tendances à long terme (1990-2006)

Les émissions de la province ont grimpé de 28 Mt (63 %) entre 1990 et 2006. Les principaux responsables de la croissance à long terme ont été les sous-secteurs de l'énergie, en particulier la production de pétrole et de gaz naturel, dont les émissions fugitives ont progressé de 11,4 Mt (189 %), la production d'électricité et de chaleur (données confidentielles) et la production de combustibles fossiles, avec une augmentation de 2,5 Mt (68 %). Les émissions engendrées par la fermentation entérique ont progressé de 1,9 Mt par rapport à 1990, et celles attribuables à l'exploitation minière sont aussi à la hausse (données confidentielles). On observe de légères diminutions des émissions provenant du secteur résidentiel (0,4 Mt), des véhicules lourds à essence (0,4 Mt) et des industries manufacturières (0,3 Mt).

La Saskatchewan, deuxième plus grand producteur de pétrole du Canada, contribue pour 32 % à la production canadienne (ACPP). Au cours des 20 dernières années, la province a vu sa production pétrolière plus que doubler et celle de gaz naturel progresser considérablement. En 2006, on a foré plus de 1 500 puits de gaz naturel dans la province, soit beaucoup plus qu'au début des années 1990, mais un peu moins qu'en 2005, à cause du fléchissement du cours du gaz naturel sur le marché. Cette forte croissance explique la hausse appréciable des émissions fugitives et des émissions résultant de la production de combustibles fossiles.

De 1990 à 2006, la production d'électricité a progressé de 33 % en Saskatchewan. Les centrales thermiques au charbon demeurent la principale source de production d'électricité, à hauteur de

60 % en 2006, en baisse tout de même par rapport aux 64 % atteints en 1990 (Statistique Canada, 2008). La production d'électricité des centrales au gaz naturel, hydroélectriques et éoliennes continue d'augmenter, mais la croissance de la demande a eu un effet plus marqué sur la hausse à long terme des émissions de GES que les changements de mode de production.

Dans le secteur agricole, les émissions ont augmenté de 49 % entre 1990 et 2006. La principale raison en est la croissance de 61 % du cheptel de bovins, mais la croissance de 80 % du cheptel porcine et la consommation d'engrais azotés synthétiques y ont aussi contribué.

La fermeté de la demande mondiale de ressources naturelles telles que la potasse et l'uranium a contribué à la hausse à long terme des émissions du secteur minier de la province. En Saskatchewan, la production de potasse a atteint un sommet en 2005, 16,6 millions de tonnes de chlorure de potasse (KCl) ayant été vendues pour la somme record de 2,7 milliards de dollars (Saskatchewan Bureau of Statistics 2007).

Les tendances des émissions à long terme de la Saskatchewan sont illustrées à la figure A10-17.

A10.8.2 Changements à court terme (2005–2006)

De 2005 à 2006, les émissions de GES de la Saskatchewan ont baissé de 0,9 Mt. Les tendances à court terme ne révèlent aucune fluctuation majeure des émissions durant cette période, toutes les variations observées se situant en deçà de 1 Mt. Ce sont les émissions fugitives de la production de pétrole et de gaz naturel qui affichent la plus forte augmentation, tout de même limitée à 0,3 Mt, suivies des émissions des véhicules lourds à moteur diesel et des véhicules hors route à moteur diesel (0,1 Mt). On observe des diminutions un peu plus conséquentes, surtout dans le secteur de la production d'électricité et de chaleur (données confidentielles). Viennent ensuite les émissions provenant des sols agricoles (0,6 Mt), des pipelines (0,3 Mt) et de la production de combustibles fossiles (0,3 Mt).

En 2006, les émissions fugitives affichent une légère hausse, contrairement aux émissions de GES résultant de la production de combustibles fossiles, en légère baisse. La hausse du débit des installations de production de combustibles fossiles en 2006 a contribué à faire croître les émissions fugitives, tandis que l'amélioration du rendement de ces mêmes installations a sans doute réduit les émissions de source fixe. En 2006, on a produit moins d'électricité que l'année précédente, en raison du fléchissement de la demande et peut-être aussi de l'amélioration du rendement. La réduction des émissions attribuables aux pipelines traduit le recul de la demande et de la production de gaz naturel, dû au temps plus clément.

On observe une réduction générale des émissions agricoles (émissions des sols agricoles et émissions résultant de la fermentation entérique), attribuable aux conditions sèches qui ont affecté le rendement agricole de la province en 2006 et à la légère diminution du cheptel bovin, résultant sans doute de l'ouverture de la frontière américaine en 2005. En 2006, les cultures agricoles ont donné un rendement de presque 18 % inférieur à celui de 2005, et un peu moindre que la moyenne sur 15 ans (SIPP, Overview of Saskatchewan Economy 2008).

L'évolution des émissions à court terme de la Saskatchewan est illustrée à la figure A10-18.

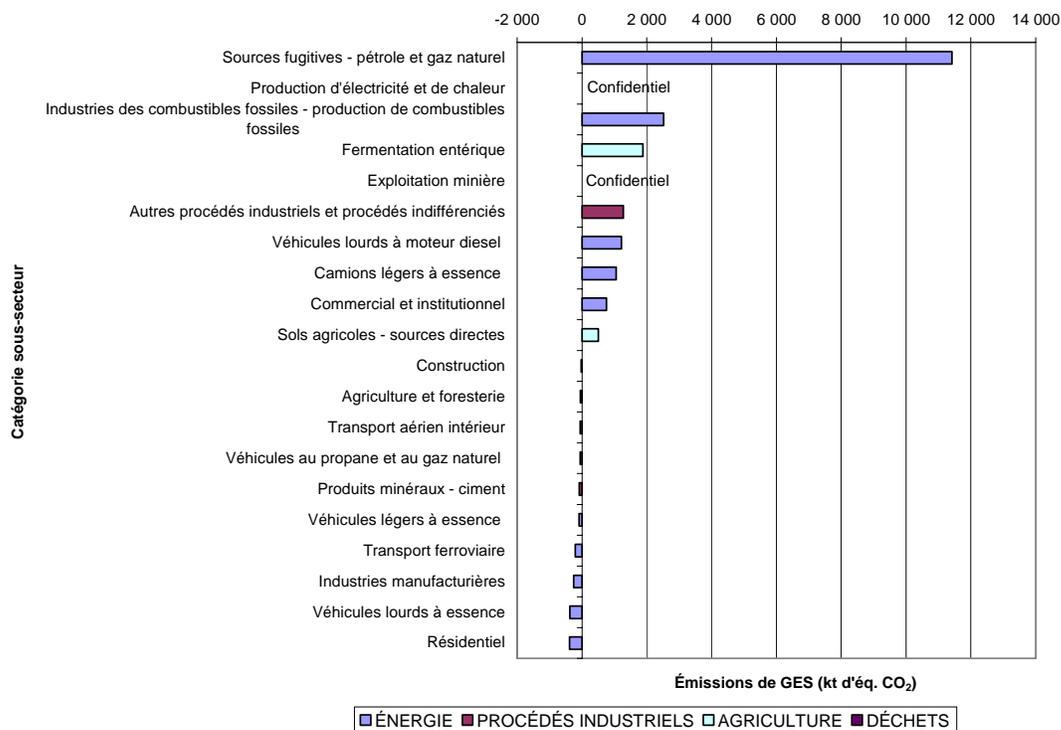


Figure A10-17 : Tendances des émissions à long terme pour la Saskatchewan, 1990–2006

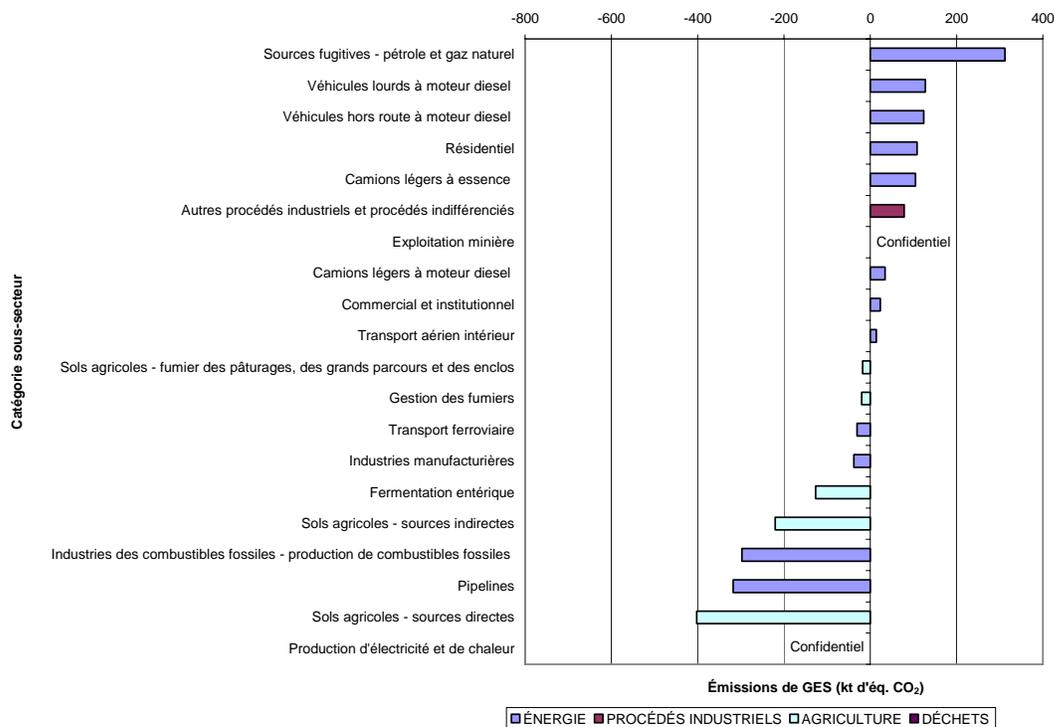


Figure A10-18 : Évolution des émissions à court terme pour la Saskatchewan, 2005–2006

A10.9 Alberta**Tableau A10-9 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Alberta**

	1990	1995	2000	2005	2006
Total des émissions de GES (Mt)	171,520	200,261	226,293	230,573	234,230
Croissance depuis 1990	SO	16,8 %	31,9 %	34,4 %	36,6 %
Changement annuel	SO	2,6 %	4,1 %	-1,5 %	1,6 %
PIB (millions)	76 753	92 063	116 000	136 498	145 603
Croissance depuis 1990	SO	19,9 %	51,1 %	77,8 %	89,7 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	2,23	2,18	1,95	1,69	1,61
Efficacité des GES (\$ de PIB/kt de GES)	0,45	0,46	0,51	0,59	0,62
Population (milliers de personnes)	2 547	2 735	3 005	3 281	3 371
Croissance depuis 1990	SO	7,4 %	18,0 %	28,8 %	32,3 %
GES par personne (tonnes/personne)	67,3	73,2	75,3	70,3	69,5
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	7 705 465	9 866 812	10 443 561	10 458 394	10 866 103
Croissance depuis 1990	SO	28,0 %	35,5 %	35,7 %	41,0 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	1 760 641	1 968 538	2 290 094	2 533 839	2 591 382
Croissance depuis 1990	SO	11,8 %	30,1 %	43,9 %	47,2 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	954 940	1 079 912	1 236 765	1 362 234	1 401 070
Croissance depuis 1990	SO	13,1 %	29,5 %	42,7 %	46,7 %
Degrés-jours de chauffage	5 064	5 366	5 299	5 061	4 824
Croissance depuis 1990	SO	6,0 %	4,6 %	-0,1 %	-4,7 %

Notes :

PIB aux prix de base, par le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN), 1990-1996 : dollars constants de 1997; 1997-2006 : dollars chaînés de 1997.

SO = Sans objet

En 2006, la province de l'Alberta a produit 234 Mt de GES, et 13,3 % du PIB du Canada, avec 10,3 % de la population totale. Entre 1990 et 2006, le PIB et les émissions de GES ont augmenté respectivement de 91,7 % et de 36,6 % pour se chiffrer à 147,7 milliards de dollars et à 234 Mt (tableau A10-9). Reconnue depuis longtemps comme la province de l'énergie, l'Alberta possède d'importantes réserves de gaz naturel, de pétrole brut et de charbon. L'économie de la province a grandement profité de la progression de la demande internationale pour ce type de ressources naturelles. Si on y inclut les réserves estimatives des sables bitumineux, les réserves de pétrole de la province se placent au deuxième rang mondial, devancées uniquement par celles de l'Arabie saoudite (Statistique Canada 2007a). La foresterie et l'agriculture sont deux autres volets essentiels de cette économie diversifiée et axée sur les ressources naturelles. La solidité du secteur des ressources naturelles contribue à soutenir une industrie manufacturière dynamique et diversifiée, dont les fleurons sont les produits chimiques et pétrochimiques, le raffinage du pétrole, la transformation des aliments et les produits forestiers.

Depuis au moins cinq ans, l'économie de l'Alberta est le moteur principal de la croissance économique du Canada. En 2006, l'effervescence du marché des ressources naturelles, engendrée par la flambée des cours des matières premières, durait déjà depuis cinq ans. L'énergie, les métaux de première fusion et les produits agricoles ont profité de hausses de prix et contribué à faire augmenter la valeur du dollar canadien. Au milieu de 2006, le baril de pétrole avait atteint le prix record de 78,40 \$US, en hausse de 30 % par rapport au début de l'année. Ce fut l'un des facteurs déterminants de la progression des investissements dans les sables bitumineux. En 2006,

ces investissements ont atteint près de 12 milliards de dollars, soit plus du double des 5,2 milliards investis en 2003, au début de la montée des prix du pétrole. Les investissements dans les sables bitumineux ont également profité de la baisse constante de la production de pétrole brut conventionnel, conséquence de l'appauvrissement des puits de pétrole à haut rendement du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (Statistique Canada 2007a; Alberta Finance and Enterprise 2007).

Considérant l'abondance des ressources de charbon de la province et son manque de ressources hydroélectriques, il n'est pas étonnant de constater que la majeure partie de l'électricité y est produite par des centrales thermiques au charbon. Contrairement à beaucoup d'autres provinces, l'Alberta occupe une situation géographique enclavée, ce qui signifie que les ressources hydroélectriques y sont difficilement accessibles ou peu rentables. C'est pourquoi l'hydroélectricité ne représente qu'un faible pourcentage de la production provinciale d'électricité. Cependant, l'Alberta ne produit pas uniquement de l'électricité à base de combustibles fossiles. Bien qu'enclavée, la province se situe du côté sous le vent des montagnes Rocheuses, ce qui lui confère un excellent potentiel de production d'énergie éolienne et solaire. De fait, en 1993, l'Alberta a été la première province à installer une centrale éolienne commerciale; depuis, elle demeure en tête du pays en matière de puissance éolienne installée.

En 2006, l'Alberta a fourni l'impressionnante proportion de 65 % de la production primaire d'énergie du Canada. Essentiellement dépourvue de centrales hydroélectriques d'importance, la province affiche un taux de 69,5 t de GES par habitant, ce qui la place au deuxième rang des plus grands producteurs d'émissions de GES par personne. Les émissions totales de GES de la province sont dominées par les émissions attribuables à la production d'énergie. En 2006, ces émissions étaient dues avant tout à la production d'électricité et de chaleur (54 Mt, soit 23 %), à la production de combustibles fossiles (40 Mt, soit 17 %), aux émissions fugitives de l'industrie du pétrole et du gaz (37 Mt, soit 16 %) et à l'exploitation minière (11 Mt, soit 5 %). Toujours en 2006, l'Alberta comptait 21,6 % des exploitations agricoles du Canada et 40 % de l'ensemble du cheptel bovin du pays. En 2005, le revenu agricole brut de l'Alberta atteignait 9,9 milliards de dollars, tandis que les dépenses d'exploitation se situaient à 8,8 milliards de dollars. L'Alberta est responsable de 31,5 % des émissions agricoles de GES du Canada.

A10.9.1 Tendances à long terme (1990-2006)

Entre 1990 à 2006, les émissions de GES ont augmenté de 62,7 Mt, en raison essentiellement de la hausse des émissions de la production d'électricité et de chaleur (13,7 Mt), de la production de combustibles fossiles (8,5 Mt), de l'exploitation minière (9,0 Mt), et des sources fugitives de l'industrie du pétrole et du gaz naturel (8,3 Mt), qui sont tous des constituants du secteur de l'énergie. Quant aux sous-secteurs non liés à l'énergie, le sous-secteur Autres procédés industriels et procédés indifférenciés (principalement les émissions des procédés pétrochimiques) a connu une hausse de 4,1 Mt et les émissions de la fermentation entérique, de 3,2 Mt par rapport à 1990. Les baisses à long terme ont été restreintes aux émissions attribuables à la combustion des industries manufacturières (2,4 Mt) et aux automobiles à essence (0,9 Mt).

La croissance démographique à long terme de l'Alberta dépasse 32 %, un facteur qui, combiné à l'effervescence du secteur des ressources naturelles, a fait grimper la demande et donc la production d'électricité. En fait, tandis que la production d'électricité augmentait de 40 %, les émissions résultantes se sont accrues de 34 %. À cause de la rareté des installations hydroélectriques de la province, les combustibles fossiles, facilement accessibles mais à forte intensité de GES, dominent les sources d'énergie. À elles seules, les centrales au charbon ont produit plus de 83 % de l'électricité de la province en 2006 (Statistique Canada 2008). Le

développement du secteur pétrolier et gazier explique en grande partie la hausse de la demande d'électricité, bien que la croissance démographique y ait aussi contribué.

L'industrie pétrolière et gazière connaît de beaux jours depuis la fin des années 1990, lorsque l'exploration et l'extraction des sables bitumineux ont atteint le seuil de rentabilité. La hausse constante du prix du pétrole brut au cours des cinq dernières années a soutenu l'industrie et favorisé son développement, aidée en cela par la demande grandissante de produits finis, tant au Canada qu'à l'étranger (Statistique Canada 2007a). En raison du regroupement des données, une partie des émissions associées à l'extraction des sables bitumineux est comprise dans le total des émissions de l'industrie minière. Parmi les hausses à long terme des émissions, on peut donc attribuer la deuxième, la troisième et la quatrième en importance au secteur pétrolier et gazier, en tout ou en partie.

Parmi les industries et sous-secteurs regroupés sous la catégorie des industries manufacturières, beaucoup affichent une augmentation des émissions à long terme, que vient compenser un recul de 3,5 Mt des émissions de la catégorie « secteur manufacturier — autres ». Il est difficile d'expliquer précisément ce qui a causé cette importante baisse, mais on peut présumer qu'elle résulte de changements de la structure économique provinciale. C'est une explication plausible, compte tenu de la grande diversité et du nombre d'industries que regroupe ce sous-secteur.

Les émissions de méthane résultant de la fermentation entérique ont augmenté de 3,2 Mt depuis 1990, surtout à cause de la croissance de 44,5 % qu'a connue l'industrie bovine en réponse à la progression de la demande du marché américain.

Les tendances des émissions à long terme de l'Alberta sont illustrées à la figure A10-19.

A10.9.2 Changements à court terme (2005–2006)

Les émissions ont progressé de 3,7 Mt entre 2005 et 2006. Cette augmentation résulte de la hausse des émissions attribuables à la production d'électricité et de chaleur (1,4 Mt), aux véhicules hors route à moteur diesel (0,8 Mt), aux véhicules lourds à moteur diesel (0,6 Mt) et aux pipelines (0,5 Mt). En contrepartie, les émissions des industries manufacturières ont diminué de 0,8 Mt, celles résultant de la fermentation entérique de 0,3 Mt et celles du secteur commercial et institutionnel de 0,2 Mt.

C'est surtout la hausse constante de la production et de la demande d'électricité qui est à l'origine de l'accroissement des émissions. De 2005 à 2006, la production d'électricité a augmenté de 1,6 %, mais le gaz naturel a servi à produire plus d'électricité (et de chaleur) que le charbon en 2006, principalement dans le secteur industriel. L'électricité éolienne a également connu un essor en 2006, bien que cette ressource ait un effet négligeable sur le total de la production et des émissions de GES (Statistique Canada 2008).

L'augmentation à court terme des émissions des véhicules hors route à moteur diesel et des véhicules lourds à moteur diesel est due au soutien au secteur pétrolier et gazier, dans un contexte économique toujours bouillonnant. En 2006, le PIB a grimpé de 6,7 %, comparativement à 5,0 % en 2005 et la population s'est accrue de 2,7 %, comparativement à 2,3 % en 2005. La demande de biens et de services de soutien au secteur pétrolier et gazier et l'accroissement de la population poussent les émissions du transport routier à la hausse.

La grande demande de produits du pétrole et du gaz sur le marché des exportations a exercé de fortes pressions sur la capacité des pipelines. Comme l'Alberta exporte la majeure partie de ses

combustibles fossiles par pipeline, toute hausse de la production de combustibles fossiles s'accompagne d'une augmentation des émissions associées au transport des matières premières par pipeline (ONE 2007). Si de nouveaux pipelines sont construits pour atténuer la congestion, on prévoit que les émissions continueront d'augmenter, malgré les gains de rendement réalisés.

Comme on l'observe dans les tendances à long terme, le recul des émissions de GES des industries manufacturières provient surtout de la catégorie « autres ». On peut attribuer la baisse des émissions commerciales et institutionnelles à des besoins de chauffage moindres, puisque le nombre de DJCh a diminué de 4,7 % entre 2005 et 2006.

Les émissions agricoles résultant de la fermentation entérique sont dues principalement à la réduction du cheptel de bovins laitiers et de boucherie. La réouverture de la frontière américaine aux bovins en mars 2005 a contribué à réduire le cheptel et à faire baisser le niveau de fermentation entérique au fur et à mesure qu'augmentaient les exportations de produits d'élevage en 2006. Les États-Unis avaient interdit l'importation de viande de bœuf canadien en 2003, par suite des cas d'ESB (encéphalopathie spongiforme bovine) détectés dans le cheptel. Depuis, les exportations canadiennes étaient strictement limitées.

L'évolution des émissions à court terme de l'Alberta est illustrée à la figure A10-20.

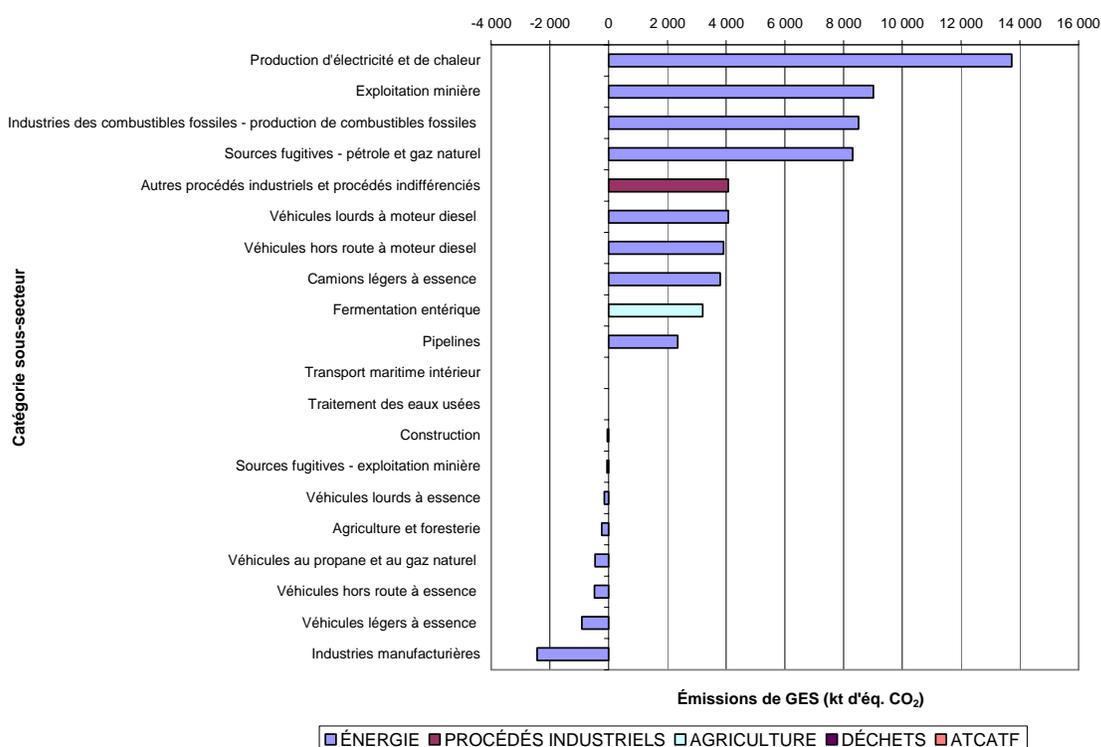


Figure A10-19 : Tendances des émissions à long terme pour l'Alberta, 1990-2006

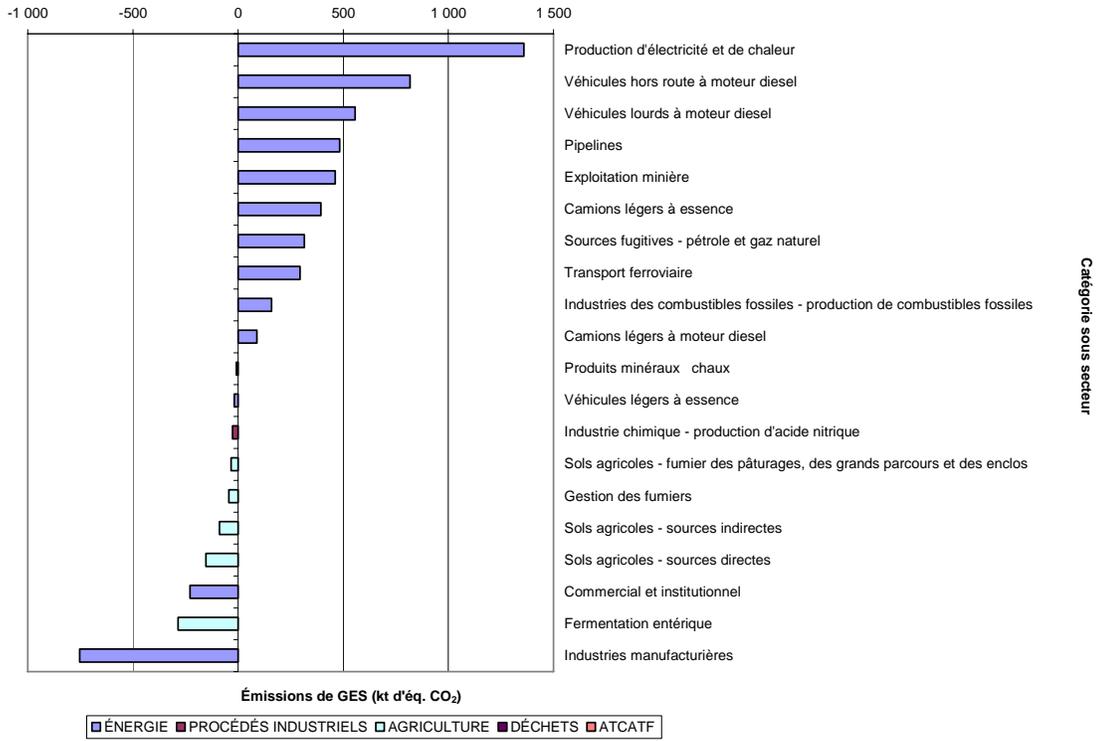


Figure A10-20 : Évolution des émissions à court terme pour l'Alberta, 2005–2006

A10.10 Colombie-Britannique**Tableau A10-10 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Colombie-Britannique**

	1990	1995	2000	2005	2006
Total des émissions de GES (Mt)	48,870	57,150	61,261	64,361	62,318
Croissance depuis 1990	SO	16,9 %	25,4 %	31,7 %	27,5 %
Changement annuel	SO	8,3 %	1,8 %	-1,8 %	-3,2 %
PIB (millions)	83 920	99 129	113 919	131 139	136 050
Croissance depuis 1990	SO	18,1 %	35,7 %	56,3 %	62,1 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	0,58	0,58	0,54	0,49	0,46
Efficacité des GES (\$ de PIB/kt de GES)	1,72	1,73	1,86	2,04	2,18
Population (milliers de personnes)	3 291	3 777	4 039	4 260	4 320
Croissance depuis 1990	SO	14,8 %	22,7 %	29,5 %	31,3 %
GES par personne (tonnes/personne)	14,9	15,1	15,2	15,1	14,4
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	1 486 548	1 787 821	1 911 290	2 165 263	2 047 823
Croissance depuis 1990	SO	20,3 %	28,6 %	45,7 %	37,8 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	862 850	962 253	1 039 610	1 077 826	1 052 144
Croissance depuis 1990	SO	11,5 %	20,5 %	24,9 %	21,9 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	740 892	840 332	926 272	904 138	882 432
Croissance depuis 1990	SO	13,4 %	25,0 %	22,0 %	19,1 %
Degrés-jours de chauffage	2 911	2 598	2 903	2 694	2 725
Croissance depuis 1990	SO	-10,8 %	-0,3 %	-7,5 %	-6,4 %

Notes :

PIB aux prix de base, par le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN), 1990-1996 : dollars constants de 1997; 1997-2006 : dollars chaînés de 1997.

SO = Sans objet

En 2006, les 4,3 millions de résidents de la Colombie-Britannique ont produit au total 62,3 Mt de GES (tableau A10-10) et contribué à hauteur de 135,8 milliards de dollars au PIB national. Cela représente 8,7 % des émissions totales de GES du Canada et 12,3 % du PIB total. Entre 1990 et 2006, les émissions totales de la province ont augmenté de 13,4 Mt ou 27,5 %, alors que le PIB et la population ont crû respectivement de 60,5 % et de 31 %.

L'économie de la Colombie-Britannique a longtemps reposé sur les ressources naturelles, notamment l'exploitation forestière et minière, mais elle mûrit depuis quelques années. Sa diversification vers plusieurs activités non associées aux ressources naturelles s'est en partie imposée par suite des importantes fluctuations qu'ont subies les marchés internationaux des ressources naturelles, réputés pour leur variabilité. Aujourd'hui, par exemple, à peine 9 % de la main-d'œuvre de la province occupe des emplois dans les industries des ressources naturelles, comparativement à 13 % en 1990 (Colombie-Britannique 2006). Malgré cela, la foresterie, la production de métaux de première fusion (cuivre, or et zinc), l'exploitation minière et l'industrie pétrolière et gazière (charbon, pétrole et gaz naturel) continuent de jouer un rôle de premier plan dans l'économie de la province, tout comme les pêches et l'agriculture.

La situation géographique de la Colombie-Britannique en fait la porte vers l'Asie. Depuis quelques années, l'accroissement de la demande mondiale de ressources naturelles a poussé les prix de ces ressources à la hausse tout en modérant le prix des biens fabriqués au Canada. La réduction des prix s'est accentuée sous l'effet du raffermissement du dollar canadien. La

croissance des secteurs minier, pétrolier et gazier a contribué à stabiliser l'économie de la province, laquelle s'est ressentie de la demande réduite des États-Unis pour le bois d'œuvre et les pâtes et papiers. Au pays, l'industrie de la construction a profité de la tenue imminente des Jeux olympiques de 2010, et les industries de la manutention des marchandises ont bénéficié de l'augmentation des échanges commerciaux entre le Canada et l'Asie (BC Stats 2007; Colombie Britannique 2007).

La Colombie-Britannique dispose de vastes ressources hydroélectriques. Plus de 90 % de l'électricité produite dans la province est d'origine hydraulique, le reste étant produit en grande partie par des centrales au gaz naturel (Statistique Canada 2008). Profitant de sa situation géographique et de ses interconnexions avec l'Alberta et le nord-ouest des États-Unis, la province est devenue un exportateur d'électricité majeur et rentable. Grâce à sa grande puissance hydroélectrique, la province a pu mettre en œuvre un système de retenue d'énergie, aux termes duquel elle importe de l'énergie durant les périodes creuses en prévision de la production en périodes de pointe. Comme la plupart des provinces dotées d'une importante industrie de pâtes et papiers, la Colombie-Britannique utilise la biomasse pour produire de l'électricité, mais la quantité produite est négligeable par rapport au total de l'approvisionnement. La Colombie-Britannique est l'une des rares régions du Canada à ne compter aucune centrale éolienne commerciale parmi ses fournisseurs d'électricité.

Le taux d'émission de GES par année de la Colombie-Britannique, qui atteignait 14,4 t de GES par personne en 2006, est légèrement plus bas qu'en 1990 (14,9 t de GES par personne), et les émissions de GES par PIB équivalait à 460 kt par milliard de dollars en 2006. Les émissions par habitant de la Colombie-Britannique sont parmi les plus faibles au pays. La province se classe au 10^e rang, derrière le Yukon et devant l'Île-du-Prince-Édouard.

Si on examine les émissions de la Colombie-Britannique par secteur, on constate qu'en 2006, 86 % des émissions de GES provenaient de celui de l'énergie. La majeure partie des émissions de la province, qui atteignaient 62,3 Mt en 2006, étaient attribuables à la production de combustibles fossiles (7,4 Mt), aux émissions fugitives résultant de la production de pétrole et de gaz naturel (6,1 Mt), aux industries manufacturières (5,3 Mt), aux camions légers à essence (4,9 Mt) et aux véhicules lourds à moteur diesel (4,6 Mt).

A10.10.1 Tendances à long terme (1990-2006)

Les tendances à long terme révèlent que les émissions provinciales se sont accrues de 13,4 Mt (27,5 %). On peut attribuer cette augmentation à la croissance de l'industrie des combustibles fossiles (3,7 Mt), aux émissions fugitives de l'industrie du pétrole et du gaz (3,2 Mt), aux camions légers à essence (2,7 Mt) et aux véhicules lourds à moteur diesel (2,1 Mt). Le recul des émissions du transport ferroviaire (1,0 Mt), des industries manufacturières (0,7 Mt), des véhicules au propane et au gaz naturel (0,6 Mt) et de la production d'aluminium (0,5 Mt) a aidé à ralentir la croissance à long terme des émissions.

La Colombie-Britannique est le deuxième plus important producteur de gaz naturel du Canada. En 2006, sa production représentait 17 % du total national (CAPP), une hausse significative par rapport à 1990. Depuis 1990, l'industrie des combustibles fossiles de la province a connu une forte croissance qui, combinée à la demande appréciable observée depuis une dizaine d'années, a donné lieu à une hausse significative des émissions de GES dans ce secteur.

La croissance démographique et le remplacement des voitures à essence par des camions légers à essence (VUS, fourgonnettes et camionnettes) ont aussi contribué à rehausser le niveau des

émissions par rapport à celui de 1990. Cette tendance s'observe dans tout le pays, au fur et à mesure que les gens remplacent leurs véhicules usagés. La hausse des émissions des véhicules lourds à moteur diesel est sans doute associée à la réduction des émissions du transport ferroviaire, de plus en plus remplacé par le camionnage pour le transport des marchandises, en partie à cause de la progression des échanges commerciaux internationaux avec les pays côtiers du Pacifique. L'utilisation accrue de ce type de véhicules par l'industrie des combustibles fossiles contribue également à la hausse à long terme des émissions de GES.

Les émissions des industries manufacturières affichent une légère tendance à la baisse, en grande partie attribuable aux importantes réductions des émissions de GES du sous-secteur des pâtes et papiers et de l'imprimerie, qui font contrepoids aux augmentations observées dans d'autres sous-secteurs, plus particulièrement ceux de la fabrication, du ciment et des mines. Grâce à une demande robuste, aussi bien de l'intérieur que de l'extérieur, et au niveau élevé du cours des matières premières, la Colombie-Britannique a vu son PIB provincial grimper de 60,5 % depuis 1990, malgré la baisse de la demande et la forte concurrence mondiale qui ont touché le secteur des pâtes et papiers. En 2006, plusieurs sous-secteurs manufacturiers de la catégorie « autres » (par exemple la fabrication des métaux et la transformation des aliments) ont bénéficié d'une forte croissance des exportations vers les pays côtiers du Pacifique, mais ont vu chuter leurs exportations vers les États-Unis (BC Stats 2007; Statistique Canada 2007a).

Les tendances des émissions à long terme de la Colombie-Britannique sont illustrées à la figure A10-21.

A10.10.2 Changements à court terme (2005–2006)

De 2005 à 2006, les émissions de GES de la Colombie-Britannique ont reculé de 2,0 Mt (3,2 %). Cette baisse est due avant tout à la réduction des émissions associées à la production de combustibles fossiles (0,9 Mt), aux industries manufacturières (0,8 Mt), aux véhicules hors route à moteur diesel (0,4 Mt) et aux pipelines (0,2 Mt). En contrepartie, on observe une hausse des émissions du secteur minier (0,4 Mt), des émissions fugitives résultant de la production du pétrole et du gaz naturel (0,4 Mt) et des émissions des véhicules lourds à moteur diesel (0,2 Mt).

En 2006, c'est le fléchissement de la demande et du prix du gaz naturel qui explique le mieux le recul des émissions du sous-secteur de la production de combustibles fossiles. Après avoir atteint un sommet en 2005, la production de pétrole et de gaz naturel accuse un repli de 21,4 % en 2006 (BC Stats 2007; Colombie Britannique 2007). Le recul de la demande et du prix du gaz naturel a en outre contribué à réduire les émissions résultant du transport par pipeline.

La baisse des émissions observée dans le secteur des industries manufacturières est principalement attribuable à la réduction observée dans la catégorie « autres ». Tout indique que le sous-secteur des minéraux métallifères est le principal responsable de la croissance de cette catégorie, puisque la valeur de ses exportations a grimpé de 32,5 % en 2006 (BC Stats 2007). On observe cependant un recul dans les exportations de véhicules motorisés et dans le secteur du matériel scientifique, photographique et technique. Les variations du type d'industries comprises dans cette catégorie fourre-tout ont des conséquences majeures sur ses émissions, certaines de ces industries étant de grandes consommatrices de combustibles fossiles et d'autres privilégiant l'électricité et étant donc plus susceptibles de réaliser des gains d'efficacité qui réduisent les émissions de GES.

L'augmentation des émissions fugitives des secteurs minier, pétrolier et gazier et des émissions des véhicules lourds à moteur diesel est liée à la forte demande de ressources naturelles et de

matières premières, ainsi qu'au prix élevé de ces produits. La hausse du cours des métaux de base (en particulier le cuivre et les métaux précieux), combinée à la solide demande des pays côtiers du Pacifique (notamment la Chine), a stimulé les investissements et la production dans le secteur minier et les sous-secteurs connexes (Statistique Canada 2007a).

L'évolution des émissions à court terme de la Colombie-Britannique est illustrée à la figure A10-22.

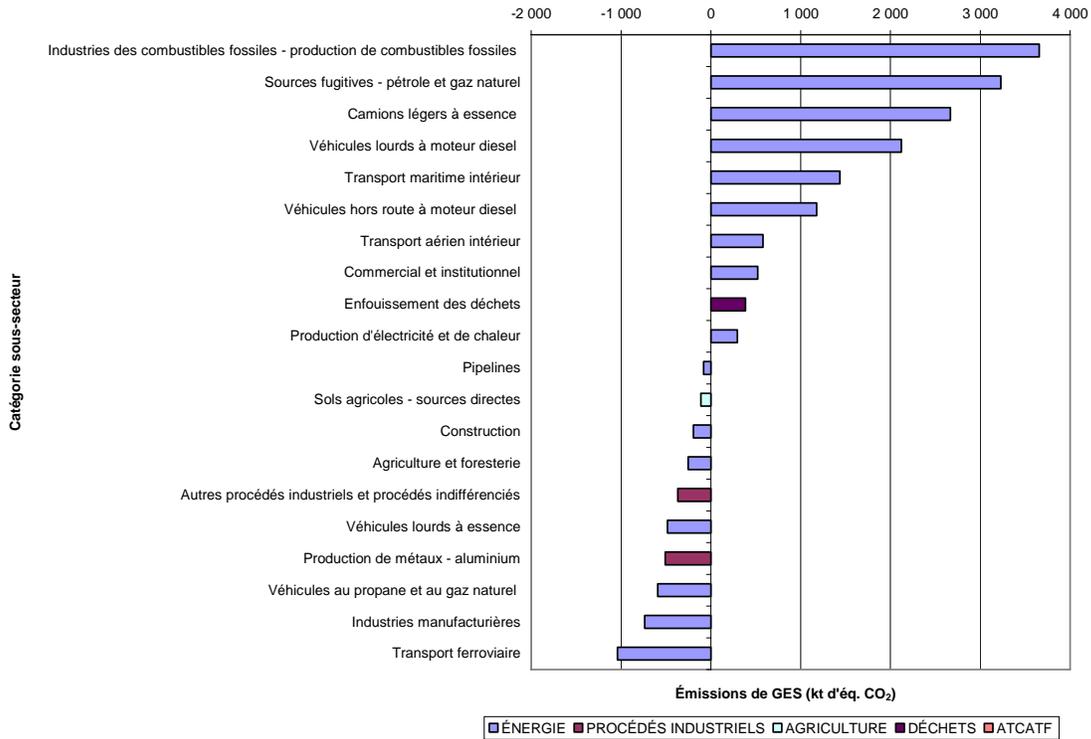


Figure A10-21 : Tendances des émissions à long terme pour la Colombie-Britannique, 1990–2006

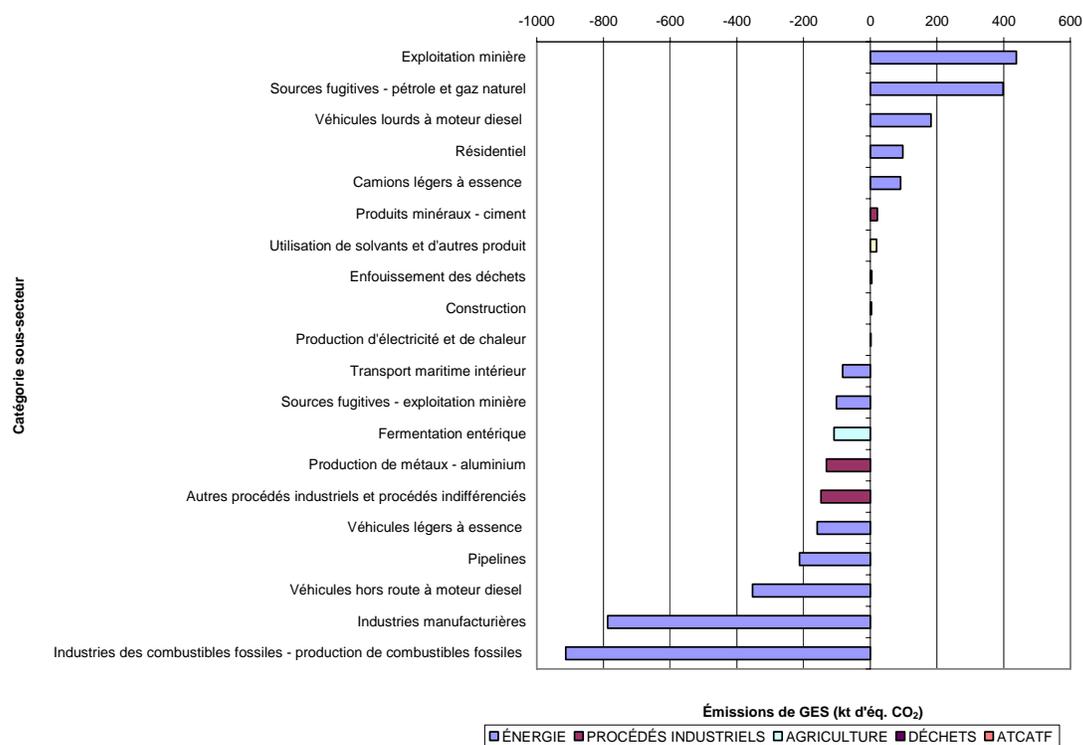


Figure A10-22 : Évolution des émissions à court terme pour la Colombie-Britannique, 2005–2006

A10.11 Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut**Tableau A10-11 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, total des Territoires**

	1990	1995	2000	2005	2006
Total des émissions de GES (Mt)	2,02	2,38	2,03	1,40	1,68
Croissance depuis 1990	SO	17,9 %	0,4 %	-30,6 %	-16,8 %
Changement annuel	SO	7,6 %	11,7 %	-31,4 %	19,9 %
PIB (millions)	3 270	3 386	4 073	5 980	6 150
Croissance depuis 1990	SO	3,5 %	24,5 %	82,9 %	88,1 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	0,62	0,70	0,50	0,23	0,27
Efficacité des GES (\$ de PIB/kt de GES)	1,62	1,42	2,01	4,26	3,65
Population (milliers de personnes)	87	97	98	104	104
Croissance depuis 1990	SO	11,7 %	13,5 %	19,7 %	20,0 %
GES par personne (tonnes/personne)	23,3	24,6	20,6	13,5	16,2
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	84 872	96 288	104 375	71 202	62 298
Croissance depuis 1990	SO	13,5 %	23,0 %	-16,1 %	-26,6 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	28 654	34 489	28 969	27 644	25 463
Croissance depuis 1990	SO	20,4 %	1,1 %	-3,5 %	-11,1 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	24 688	29 439	24 485	24 740	23 200
Croissance depuis 1990	SO	19,2 %	-0,8 %	0,2 %	-6,0 %
Degrés-jours de chauffage	7 967	7 414	7 263	6 891	7 124
Croissance depuis 1990	SO	-6,9 %	-8,8 %	-13,5 %	-10,6 %

Notes :

PIB aux prix de base, par le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN), 1990-1996 : dollars constants de 1997; 1997-2006 : dollars chaînés de 1997.

SO = Sans objet

En 1990 (année de référence du RIN), le Canada ne comptait que deux territoires, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest. En 1999, un troisième, le Nunavut, s'est ajouté, créé de la division des Territoires du Nord-Ouest. Les limites des données nous empêchent de présenter séparément les indicateurs économiques de chaque territoire. Ensemble, les territoires du Canada représentaient 1,7 Mt (tableau A10-11) ou 0,3 % des émissions totales de GES du Canada et 6,15 milliards de dollars du PIB national en 2006. L'analyse qui suit porte d'une part sur les émissions de GES du Yukon et, d'autre part, sur les émissions regroupées des Territoires du Nord-Ouest et du Nunavut.

Tableau A10-12 : Tendances des émissions de GES, Yukon

	1990	1995	2000	2005	2006
Total des émissions de GES (Mt)	0,54	0,55	0,45	0,40	0,39
Changement annuel (%)	SO	14,7	-18,6	-10,6	-1,0
Croissance depuis 1990 (%)	SO	1,7	-17,2	-26,0	-26,7

Note : SO = sans objet

Depuis plus d'un siècle, le développement économique du Yukon est étroitement lié à l'industrie minière. L'exploitation minière perd cependant du terrain au profit du développement pétrolier et gazier, du tourisme et de l'administration publique. Malgré le fort ralentissement des activités minières à la fin des années 1990 et au début du 21^e siècle, on observe actuellement une reprise de l'exploration minérale, pétrolière et gazière, attribuable au cours élevé des minéraux. Le

Yukon compte une seule installation de production d'hydrocarbures, le champ gazier Kotaneelee, dont la production de gaz naturel brut est envoyée par pipeline à la province voisine, la Colombie-Britannique, pour épuration (Yukon 2008).

Au Yukon, les services publics produisent principalement de l'hydroélectricité, mais possèdent des génératrices d'appoint au diesel. La province s'est en outre dotée de deux éoliennes, installées près de Whitehorse, la première en 1993.

Le Yukon, dont les émissions totales de GES en 2006 se sont chiffrées à 0,4 Mt (tableau A10-12), a enregistré une baisse de 27 % depuis 1990, qui s'explique surtout par la diminution des émissions de combustion de la production d'électricité et de chaleur, du sous-secteur commercial et institutionnel et des automobiles à essence. Malgré la baisse globale, on observe une augmentation des émissions de l'industrie des combustibles fossiles et des émissions associées au transport, notamment aux véhicules lourds à moteur diesel utilisés pour le transport des marchandises, ainsi que dans l'industrie des combustibles fossiles.

La progression à long terme des émissions de l'industrie des combustibles fossiles provient surtout des installations d'extraction du gaz naturel et du transport par pipeline du produit brut, envoyé en Colombie-Britannique à des fins d'épuration.

Depuis 1990, la population du Yukon s'est accrue de 12 %, mais le taux d'émissions par habitant a reculé, passant de 19,4 à 12,6 t GHG par habitant, ce qui place le Yukon parmi les régions canadiennes les moins productrices de GES par personne; seul le Québec affiche un meilleur résultat.

Tableau A10-13 : Tendances des émissions de GES, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut

	1990	1995	2000	2005	2006
Total des émissions de GES (Mt)	1,49	1,84	1,58	1,01	1,29
Changement annuel (%)	SO	5,7	19,7	-38,4	28,2
Croissance depuis 1990 (%)	SO	23,8	6,7	-32,3	-13,2

Note : SO = sans objet

Le territoire du Nunavut (« notre terre » en Inuktitut) a été créé en 1999 de la division des Territoires du Nord-Ouest, la partie ouest demeurant les Territoires du Nord-Ouest et la partie est devenant le Nunavut. Toutes les données sur les émissions de GES antérieures à 1999 concernent l'ensemble de ce qui était à l'époque les Territoires du Nord-Ouest. Dans l'étude qui suit, nous traiteront séparément des Territoires du Nord-Ouest et du Nunavut dans la mesure du possible.

Dans les Territoires du Nord-Ouest comme au Nunavut, l'extraction des ressources naturelles occupe une place grandissante depuis 1990. C'est l'extraction des diamants qui a le plus contribué au développement économique, mais l'extraction pétrolière et gazière fait aussi partie intégrante de l'économie des Territoires du Nord-Ouest. La première mine de diamants des Territoires du Nord-Ouest a été mise en service en 1998, suivie d'une autre en 2003. Une troisième, dont la construction a débuté en 2005, devrait entrer en activité en 2007 (Industrie, Tourisme et Investissement des T.N.-O., 2006). Au Nunavut, une nouvelle mine de diamants a ouvert ses portes en 2006, la première dans la région depuis 25 ans, mais trois autres mines, d'or, de plomb et de zinc, ont fermé entre 2002 et 2004 (Sakku Investments Corporation 2006).

L'électricité produite dans les Territoires du Nord-Ouest est principalement d'origine hydraulique. Parmi les autres sources figurent surtout des centrales au diesel. Depuis 1990, les

services publics ont grandement amélioré leurs installations dans le but de réduire la consommation de diesel et d'augmenter la puissance hydroélectrique. En outre, on a augmenté la production des centrales au gaz naturel (Northwest Territories Industry, Tourism and Investment 2006). Au Nunavut, toute l'électricité provient de centrales au diesel, et tous les bâtiments sont chauffés au mazout. L'éloignement de certaines collectivités et l'absence de routes pour y accéder signifient que l'avion constitue parfois le seul moyen de transport.

Les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut ont émis environ 1,3 Mt de GES en 2006 (tableau A10-13). Il s'agit d'un recul de 13,2 % par rapport à 1990, surtout attribuable à la réduction des émissions dans le secteur commercial et institutionnel et dans l'industrie des combustibles fossiles. Compte tenu des grandes distances qui séparent les industries des agglomérations, il n'est pas étonnant de voir les émissions des véhicules lourds à moteur diesel et des véhicules hors route à moteur diesel faire contrepoids à ces réductions. Depuis 1990, la population confondue de ces régions a augmenté de 24 % pour s'établir à environ 73 000 habitants, alors que les émissions de GES par tête se sont chiffrées à 17,7 t en 2006, soit une baisse de 30 % par rapport à 1990.

À cause de l'ampleur des émissions, il est difficile d'analyser les changements à court terme. En effet, l'incertitude et la variabilité associées aux données risquent fort d'avoir des effets plus importants que les changements d'une année à l'autre suscités par des facteurs économiques.

Les tendances des émissions à long terme au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest et au Nunavut sont illustrées aux figures A10-23 et A10-24. Les tendances des émissions à court terme au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest et au Nunavut sont illustrées respectivement aux figures A10-25 et A10-26.

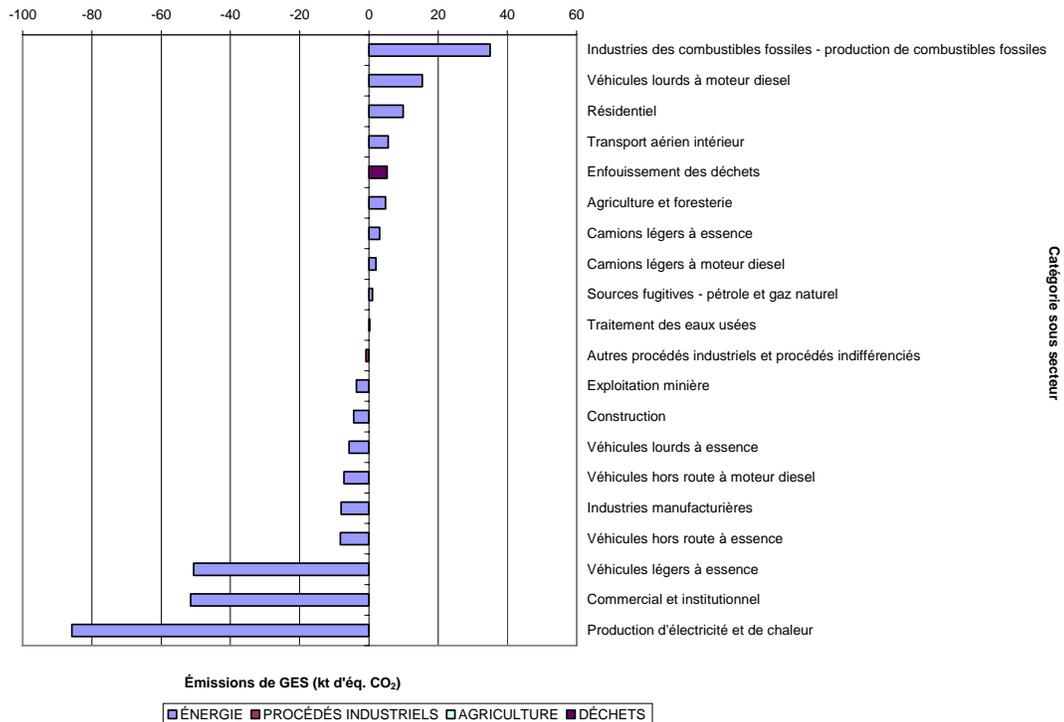


Figure A10-23 : Tendances des émissions à long terme pour le Yukon, 1990–2006

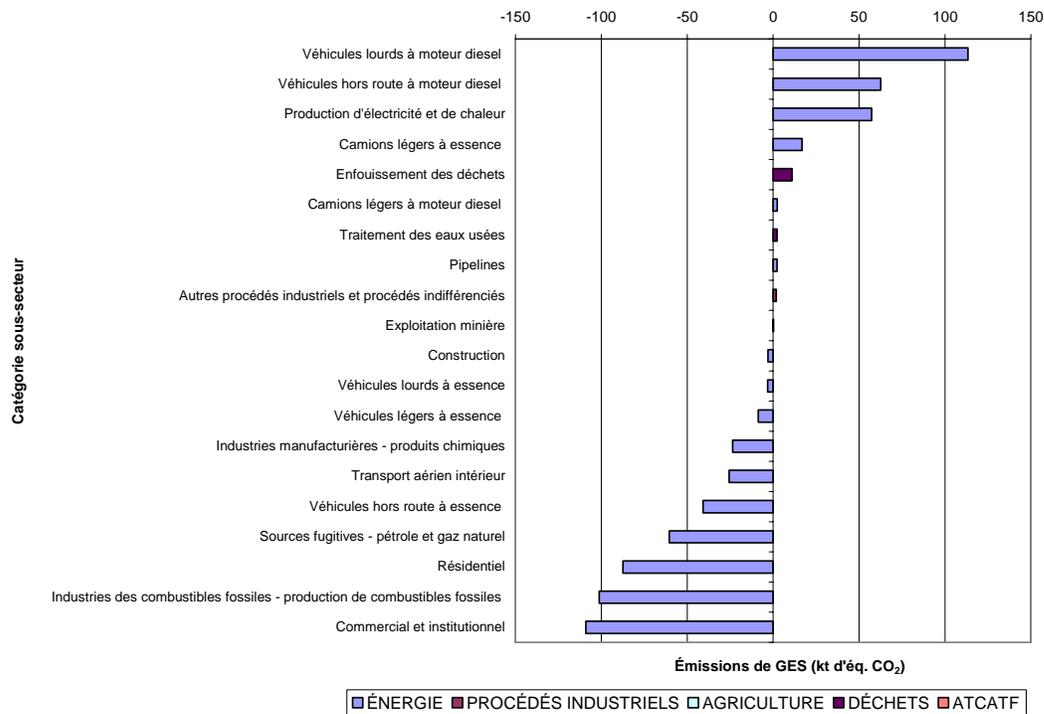


Figure A10-24 : Tendances des émissions à long terme pour les Territoires du Nord-Ouest, 1990–2006

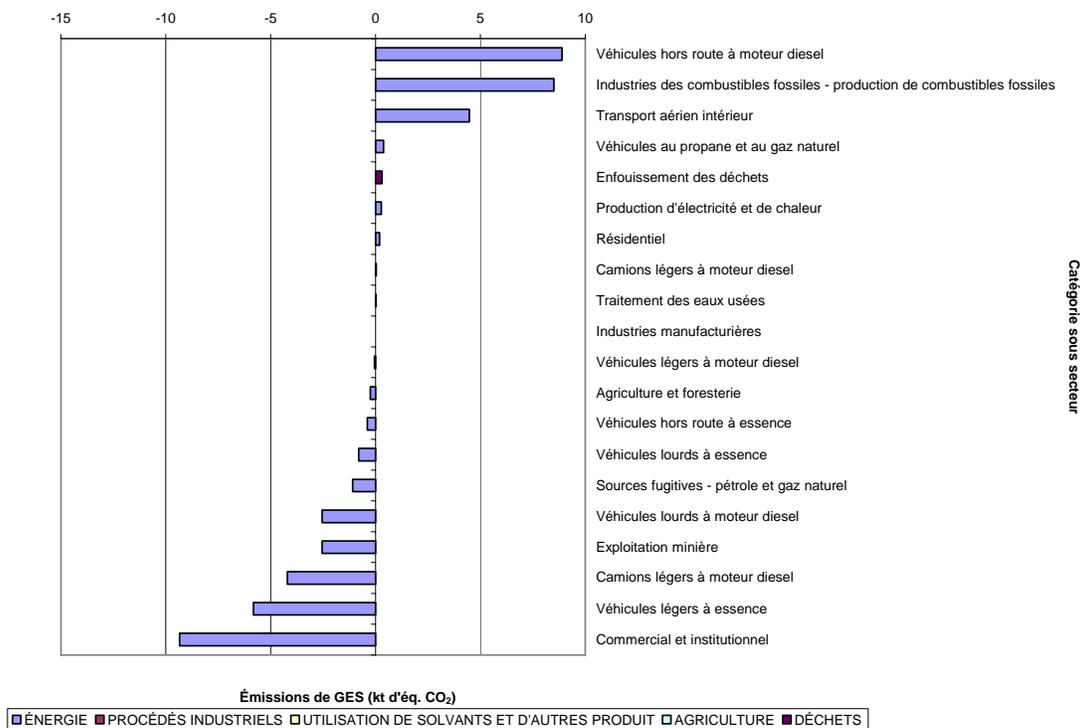


Figure A10-25 : Évolution des émissions à court terme pour le Yukon, 2005–2006

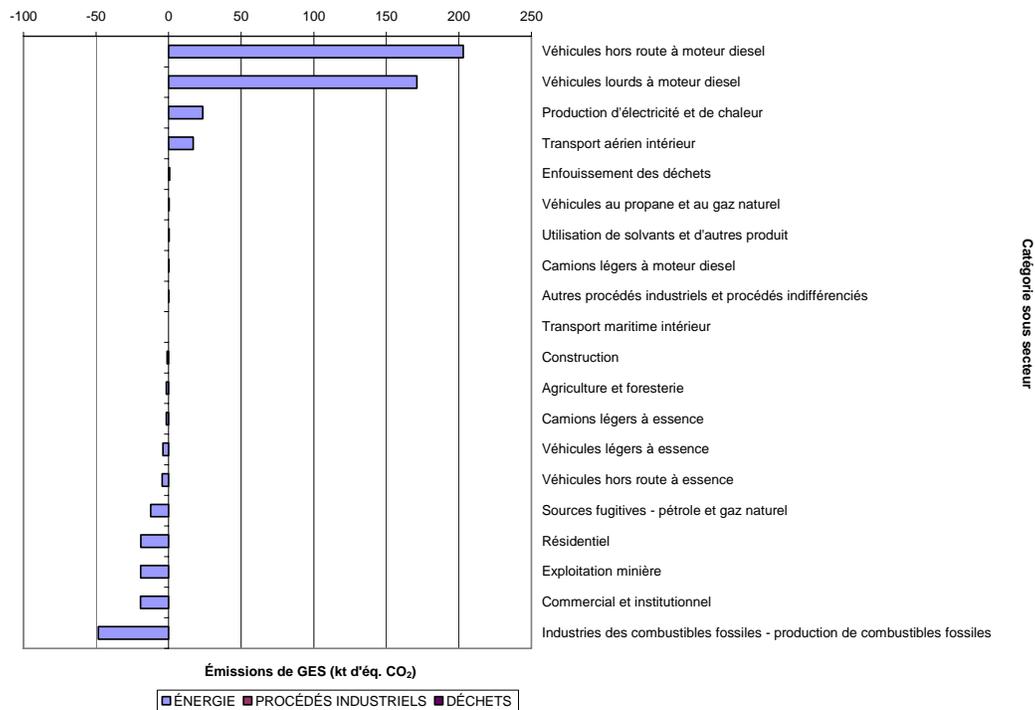


Figure A10-26 : Évolution des émissions à court terme pour les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut, 2005–2006

Références

Air Products and Chemicals Inc. 2005. Air Products Announces Expected Financial Impact of Recent Hurricanes. Communiqué de presse paru le 27 septembre 2005. Lehigh Valley (Pennsylvanie). Disponible en ligne :

<http://www.airproducts.com/PressRoom/CompanyNews/Archived/2005/27Sept05d.htm>

Alberta Agriculture and Food. 2007. *Agriculture Statistics Yearbook 2006*. Edmonton (Alberta). Septembre 2007.

Alberta Finance and Enterprise. 2007. *Economic Outlook- 2006 in Review*. Edmonton (Alberta).

Association canadienne de l'énergie éolienne. 2008a. *Liste des parcs éoliens*. [révisé le 29/01/2008; consulté le 06/02/2008]. Disponible en ligne : http://www.canwea.ca/farms/wind-farms_f.php

Association canadienne de l'énergie éolienne. 2008b. *Puissance installée actuelle au Canada*. [révisé le 29/01/2008; consulté le 08/02/2008]. Disponible en ligne : http://www.canwea.ca/images/uploads/File/fiche_f_29_janv_08.pdf

Association de l'aluminium du Canada. *Development of Aluminum production in Canada since 1960*. [non daté; consulté le 25/03/2008]. Disponible en ligne : http://www.aac.aluminium.qc.ca/frameset/index_en.html.

Barrasso, Grace. 2006. *On the Road Towards Sustainability*. Présentation lors d'une réunion de la CCE. Novembre 2006.

BC Stats. 2006. *Exports – September 2006*. BC Ministry of Labour and Citizens' Services.

BC Stats. 2007. *Exports – October 2007*. BC Ministry of Labour and Citizens' Services.

Colombie-Britannique. Ministry of Advanced Education. 2006. *A Guide to the B.C. Economy and Labour Market*. Victoria (Colombie-Britannique).

Colombie-Britannique. Ministry of Finance, 2007. *2007 British Columbia Financial and Economic Review – 67th Edition* (révisé le 18 octobre 2007). Victoria (Colombie-Britannique).

Canada-Nova-Scotia Offshore Petroleum Board. 2007. *2006-2007 Annual Report*. Halifax (Nouvelle-Écosse).

ACPP. Canadian Association of Petroleum Producers. *Industry Facts and Information*. Saskatchewan, consulté le 29 avril 2008. Disponible en ligne : http://www.capp.ca/default.asp?V_DOC_ID=677

Canadian Chemical Producers' Association. 2006. CCPA's 2005 Year-End Survey, *Catalyst*, volume 3, numéro 1. Printemps 2006.

Canadian Chemical Producers Association. 2006 Year End Survey of Business Conditions in the basic chemicals and resins industry.

CBC News Online. 2006. *Indepth: Softwood Lumber Dispute*. [daté du 23 août 2006; consulté le 06/02/2008]. Disponible en ligne : http://www.cbc.ca/news/background/softwood_lumber/

Coalition of Large Distributors. 2007. "Shifting into future gear" – Progress Report 2006.

Emera. 2007. *2006 Annual Financial Report*. Halifax (Nouvelle-Écosse).

Exportation et développement Canada. 2006. EDC salue la très bonne tenue des exportations du Nouveau-Brunswick. Communiqué. Disponible en ligne : http://edc.ca/french/docs/news/2006/mediaroom_10957.htm

Finances Québec. 2006. *Plan budgétaire 2006-2007*. Québec.

Groupe Énergie NB. 2006. *Rapport Annuel 2005-2006*. Frédéricton.

Hydro Manitoba. 2006. *Régie de l'hydro-électricité du Manitoba – 55^e Rapport annuel*, exercice terminé le 31 mars 2006. Winnipeg.

Hydro Québec. 2007. *Rapport annuel 2006*. Montréal.

Île-du-Prince-Édouard. Department of the Provincial Treasury. 2007. *Thirty-third Annual Statistical Review 2006*. Charlottetown (Île-du-Prince-Édouard).

Independent Electricity System Operator. 2007. *2006 Annual Report*. Toronto (Ontario).

Industrie Canada. *Données sur le commerce par industrie*. [non daté; consulté le 26/03/2008]. Disponible en ligne : <http://www.ic.gc.ca/epic/site/tdo-dcd.nsf/fr/accueil>

Laperrière, J. 2004. Communication personnelle de Jean Laperrière, chef, Environnement, Norsk Hydro, Bécancour (Québec), Canada. Courriel daté du 27 octobre 2004.

Manitoba Department of Finance. 2007. *Budget 2007 – Budget Paper A – The Economy*. Winnipeg (Manitoba).

Manitoba Science, Technology, Energy and Mines. *Manitoba Ethanol Sales mandate*. [non daté; consulté le 25/02/2008]. Disponible en ligne : <http://www.gov.mb.ca/stem/energy/biofuels/ethanol/>

Maritime Electric. *Corporate Information*. [non daté; consulté le 02/06/2008]. Disponible en ligne : <http://www.maritimeelectric.com/corp.html>

Newfoundland and Labrador Department of Finance, 2007. *The Economy 2007*. St. John's (Terre-Neuve). Disponible en ligne : <http://www.economics.gov.nl.ca>

NL Hydro. 2007. *2006 Annual Report*. St. John's (Terre-Neuve).

Northwest Territories Industry, Tourism and Investment. 2006. *Diamond Facts – 2006 Diamond Industry Report*. Yellowknife (Territoires du Nord-Ouest).

Northwest Territories Power Corporation. 2006. *Annual Report 2006/2006*. Yellowknife (Territoires du Nord-Ouest).

Nouveau-Brunswick. Ministère des Finances. 2004. *L'économie au Nouveau-Brunswick 2004 – Rapport présenté à l'Assemblée législative*. Frédéricton. Disponible en ligne : <http://www.gnb.ca/0024/index-f.asp>

Nouveau-Brunswick. Ministère des Finances. 2007. *L'économie au Nouveau-Brunswick 2007 – Rapport présenté à l'Assemblée législative*. Frédéricton. Disponible en ligne : <http://www.gnb.ca/0024/index-f.asp>

Nouvelle-Écosse. Department of Finance. 2006. *Nova Scotia Statistical Review 2006 – 24th Edition*. Halifax (Nouvelle-Écosse).

Nouvelle-Écosse. Department of Finance. 2007. *Nova Scotia Fiscal Overview 2007*. Halifax (Nouvelle-Écosse).

Nova Scotia Power. *About NSPI*. [non daté; consulté le 29 avril 2008] Disponible en ligne : http://www.nspower.ca/about_nspi/generation/

Nunavut Department of Finance. 2006. *Budget 2006 - Fiscal and Economic Outlook*. Iqaluit (Nunavut).

Office national de l'énergie. 2007. *Rapport annuel 2006 au Parlement*. Calgary.

Ontario Economic Development. *Ontario Facts*. [non daté; consulté le 29 avril 2008] Disponible en ligne : <http://www.2ontario.com/facts/home.asp>

Ontario, Ministère des Finances. 2007. *Perspectives économiques et revue financière de l'Ontario de 2007*, annexe 6, tableau 9. Disponible en ligne : <http://www.fin.gov.on.ca/french/budget/fallstatement/2007/07fs-annex6.html>

RNCan. *Annuaire des minéraux du Canada, 1990-2004* (annuel). Secteur des minéraux et des métaux, Ressources naturelles Canada. Disponible en ligne : http://www.nrcan.gc.ca/mms/cmy/pref_f.htm

Sakku Investments Corporation. 2006. *Nunavut Economic Review*. Rankin Inlet (Nunavut).

Saskatchewan Bureau of Statistics. 2007. *Economic Review 2006 - Number Sixty*. Regina (Saskatchewan).

Saskatchewan Energy and Resources, *Mineral Resources of Saskatchewan*. [non daté; consulté le 26/2/2008]. Disponible en ligne : <http://www.er.gov.sk.ca/minerals>

Saskatchewan Office of the Provincial Secretary. *Emblems of Saskatchewan*. [non daté; consulté le 26/2/2008]. Disponible en ligne : <http://www.ops.gov.sk.ca/Default.aspx?DN=81c94cec-8de8-4199-872f-42cf2ecf3b37>

Statistique Canada. Recensement de 2006. Profils des communautés –Région métropolitaine de Toronto.

Statistique Canada. 2007a. *L'observateur économique canadien* (avril 2007). N° 11-010-XIB au catalogue.

Statistique Canada. 2007b. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (publication annuelle), n° 57-003-XIB au catalogue.

Statistique Canada. 2008. *Guide statistique de l'énergie*. N° 57-601-XIF au catalogue.

Yukon. Department of Energy, Mines, and Resources. *Yukon Oil and Gas Resource Assessments*. [non daté; consulté le 27/2/2008]. Disponible en ligne : http://www.emr.gov.yk.ca/oilandgas/oilgas_resource_assessments.html

Annexe 11 Tableaux des émissions provinciales et territoriales de gaz à effet de serre, 1990–2006

L'annexe 11 présente les tableaux-synthèses qui illustrent les émissions de GES (tableau A11-1) par province ou territoire, par secteur et par an (tableaux A11-2 à A11-28). Pour tenir compte de la création du Nunavut en 1999, nous présentons les émissions du Nunavut et des Territoires du Nord-Ouest en deux séries chronologiques distinctes pour la période de 1999 à 2006 (tableaux A11-24 et A11-26), et combinées dans un même tableau (A11-28) pour la période allant de 1990 à 1998.

Même si les lignes directrices de déclaration de la CCNUCC n'exigent pas de données plus précises que celles produites à l'échelle nationale, il est considéré comme important que le Canada, compte tenu des disparités régionales, fournisse des données provinciales et territoriales. Notez bien qu'il se peut qu'en raison de l'arrondissement et de la suppression des données confidentielles, les totaux des émissions provinciales et territoriales n'équivalent pas aux totaux nationaux. Plus précisément, les totaux des émissions provinciales et territoriales n'incluent pas :

- les HFC (p. ex. les émissions fugitives des systèmes de climatisation et de réfrigération);
- les PFC (utilisés au cours de la fabrication des semi-conducteurs);
- le CO₂ résultant de l'utilisation du calcaire et du carbonate de sodium; et
- les émissions associées à la production d'ammoniac.

À noter en outre que de nombreuses provinces font leur propre inventaire des émissions de GES, en ayant parfois recours à différentes méthodes, sources de données ou catégories de sources de GES. Tandis que le Canada dresse son inventaire national conformément aux lignes directrices du GIEC et à ses obligations internationales, les gouvernements provinciaux peuvent très bien élaborer une structure d'inventaire qui convienne spécifiquement à leurs besoins. C'est pourquoi, même si Environnement Canada incite les auteurs du Rapport d'inventaire national annuel à collaborer avec les provinces à des fins d'assurance de la qualité et d'amélioration continue de l'ouvrage, et demande aux diverses instances d'uniformiser leurs estimations, il peut arriver que certaines estimations provinciales des GES utilisées pour calculer les émissions nationales aux fins du présent rapport diffèrent des estimations faites par les gouvernements provinciaux.

Tableau A11-1 : Description de la catégorie

ÉNERGIE

a. Sources de combustion fixes

Production d'électricité et de chaleur	Émissions de combustible consommé par :
Production d'électricité	Production d'électricité par les services publics et l'industrie
Production de chaleur	Production de vapeur (pour la vente)
Industries des combustibles fossiles	Émissions de combustible consommé par :
Raffinage et valorisation du pétrole	Industries de raffinage et de production du pétrole (incluant les installations en amont)
Production de combustibles fossiles	Production de gaz naturel et certaines industries conventionnelles et non conventionnelles de production du pétrole (y compris certaines activités de raffinage)
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	Émissions de combustible commercial vendu à :
	Mines de métaux et de non-métaux, carrières de pierre et de gravier
	Industries d'extraction de pétrole et de gaz
	Exploration minière et opérations de forage à contrat
Industries manufacturières	Émissions de combustible consommé par les industries suivantes :
	Sidérurgie (fonderies d'acier, usines de moulage et de laminage)
	Métaux non ferreux (production d'aluminium, de magnésium, et autre production)
	Produits chimiques (fabrication d'engrais, fabrication de produits chimiques organiques et inorganiques)
	Pâtes et papiers (surtout la fabrication de pâtes, de papiers et de produits de papier)
	Production de ciment
	Autres industries manufacturières non spécifiées (p.ex., les industries de l'automobile, des textiles et des aliments et boissons)
Construction	Émissions de combustible consommé par l'industrie de la construction - bâtiments, routes, etc.
Commercial et institutionnel	Émissions de combustible consommé par :
	Industries de services de l'exploitation minière, les communications, la vente au détail et en gros, les services financiers et d'assurances, l'immobilier, l'éducation, Établissements fédéraux, provinciaux et municipaux
	Défense nationale et Garde côtière canadienne
	Gares, aéroports et entrepôts
Résidentiel	Émissions de combustible consommé par les résidences personnelles (maisons, résidences hôtelières, condominiums et maisons de ferme)
Agriculture et foresterie	Émissions de combustible consommé par :
	Exploitation forestière et services connexes
	Industrie de l'agriculture, de la chasse et du piégeage (à l'exclusion de la transformation des aliments ainsi que de la fabrication et de la réparation de la machinerie agricole)
b. Transport	Émissions provenant de l'utilisation de carburant par :
Transport aérien intérieur	les lignes aériennes canadiennes effectuant des vols intérieurs
Transport routier	les véhicules qui sont autorisés à circuler sur les routes (y compris les émissions de gaz autres que le CO ₂ provenant de la consommation d'éthanol)
Transport ferroviaire	le transport ferroviaire canadien
Transport maritime intérieur	les navires immatriculés et ravitaillés en carburant au Canada
Autre - véhicules hors route	les véhicules qui ne sont pas autorisés à circuler sur les routes (y compris les émissions de gaz autres que le CO ₂ provenant de la consommation d'éthanol)
Autre - pipelines	les modes de transport et de distribution du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits
c. Sources fugitives	Les rejets de gaz à effet de serre, intentionnels ou non, provenant des activités suivantes :
Exploitation de la houille	Exploitation minière souterraine et à ciel ouvert
Pétrole et gaz naturel	Exploration, production, traitement, transport et distribution du pétrole et du gaz classiques et non classiques
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	Émissions provenant des activités de production suivantes :
a. Produits minéraux	Production de ciment et de chaux; utilisation de carbonate de sodium, de calcaire et de dolomite, et de magnésite
b. Industries chimiques	Production d'ammoniac, d'acide adipique et d'acide nitrique
c. Production de métaux	Production d'aluminium, sidérurgie et production et moulage de magnésium
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	Rejet de HFC et/ou PFC suite à la production ou l'utilisation de dispositifs de climatisation et de réfrigération, d'extincteurs, d'aérosols, de solvants; et par les industries d'injection de mousse, des semi-conducteurs et autres pièces électroniques; utilisation de SF ₆ dans le matériel électrique et semi-conducteurs.
e. Autres procédés et procédés	Émissions provenant de l'utilisation non énergétique de combustibles fossiles
UTILISATION DE SOLVANTS ET D'AUTRES PRODUITS	Émissions provenant de l'utilisation de N ₂ O dans les produits anesthésiques et agents propulseurs
AGRICULTURE	Émissions provenant de :
a. Fermentation entérique	Fermentation entérique du bétail
b. Gestion des fumiers	Gestion des fumiers
c. Sols agricoles	Émissions directes de N ₂ O des engrais synthétiques, des fumiers sur les terres agricoles, des résidus de culture, du labourage, des jachères d'été, de l'irrigation et de la culture des sols organiques
Sources directes	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	Émissions directes de N ₂ O des fumiers épanchés sur les pâturages, les grands parcours et les enclos
Sources indirectes	Émissions indirectes de N ₂ O de la volatilisation et du lessivage de l'azote des fumiers, des engrais synthétiques et des résidus de cultures
DÉCHETS	Émissions provenant de :
a. Enfouissement de déchets solides	Sites d'enfouissement des déchets urbains solides (les décharges municipales) et les sites d'enfouissement des déchets de bois
b. Épuration des eaux	Épuration des eaux domestiques et industrielles
c. Incinération des déchets	Incinération des déchets solides municipaux et des boues d'épuration
Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie	Émissions et absorptions provenant des :
a. Terres forestières	Forêts aménagées et terres reboisées, y compris la croissance et les perturbations naturelles et anthropiques
b. Terres cultivées	Gestion des sols cultivés minéraux et organiques, chaulage, biomasse ligneuse (CO ₂), terres converties en terres cultivées
c. Prairies	Prairies aménagées et terres transformées en prairies (CO ₂)
d. Terres humides	Terres transformées en terres humides (tourbières, terres inondées) et terres humides conservées (tourbières seulement)
e. Zones de peuplement	Arbres urbains et forêts et prairies transformées en terres aménagées (habitations, infrastructures de transport et infrastructures gazière et pétrolière)

Tableau A11-2 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour Terre-Neuve-et-Labrador, 1990–2006

Catégories de gaz à effet de serre	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
TOTAL	9 390	8 190	8 650	9 420	11 500	10 900	10 000	9 990	9 390
ÉNERGIE	8 750	7 490	7 980	8 740	10 900	10 200	9 350	9 230	8 660
a. Sources de combustion fixes	5 390	4 490	4 220	4 980	5 870	5 580	4 920	4 650	4 060
Production d'électricité et de chaleur	1 630	1 260	928	X	X	X	X	X	X
Industrie des combustibles fossiles	1 000	940	1 200	1 200	1 900	1 600	1 500	1 500	1 500
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	1 060	906	891	X	X	X	X	X	X
Industries manufacturières	501	316	243	259	285	292	303	273	201
Construction	32,7	16,9	10,1	18,5	26,8	25,3	24,3	17,1	16,3
Commercial et institutionnel	317	315	320	379	437	507	469	439	353
Résidentiel	800	670	540	570	610	560	480	390	380
Agriculture et foresterie	24,3	55,4	46,0	X	X	X	X	X	X
b. Transport¹	3 400	3 000	3 500	3 500	3 500	3 700	3 700	3 800	3 500
Transport aérien intérieur	460	350	360	360	320	410	440	460	310
Transport routier	1 680	1 770	1 770	1 770	1 790	1 830	1 800	1 900	1 900
Véhicules légers à essence	750	700	625	615	617	612	568	582	553
Camions légers à essence	440	578	654	658	681	712	698	754	759
Véhicules lourds à essence	127	83,1	45,9	58,5	52,8	53,7	52,3	53,6	51,0
Motocyclettes	4,99	4,04	3,57	3,49	3,58	3,91	3,90	4,01	3,84
Véhicules légers à moteur diesel	1,78	1,47	1,03	1,10	1,13	1,17	1,18	1,21	1,14
Camions légers à moteur diesel	5,69	9,72	14,3	16,3	17,2	18,2	18,1	21,0	22,8
Véhicules lourds à moteur diesel	349	390	429	422	415	424	453	486	511
Véhicules au propane et au gaz naturel	1,4	2,5	1,1	0,98	0,34	0,31	0,32	0,31	0,46
Transport ferroviaire	–	0,01	–	–	–	–	–	–	–
Transport maritime intérieur	700	560	680	610	580	410	640	590	560
Autres	500	300	700	800	900	1 000	800	900	700
Véhicules hors route à essence	100	50	80	60	70	60	30	40	30
Véhicules hors route à moteur diesel	400	300	600	700	800	1 000	700	800	600
Pipelines	–	–	–	–	–	34,0	35,3	25,4	25,9
c. Sources fugitives²	–	–	252	241	1 450	927	764	778	1 130
Exploitation de la houille ⁵	–	–	–	–	–	–	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	–	–	252	241	1 450	927	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	75,3	84,6	22,8	22,6	25,4	29,3	23,4	93,6	45,7
a. Produits minéraux	57	66	–	–	–	–	–	–	–
Production de ciment	57	66	–	–	–	–	–	–	–
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	–	–
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	19	19	23	23	25	29	23	94	46
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	3,7	4,0	4,2	3,6	2,7	3,6	3,4	2,8	5,0
AGRICULTURE	50	52	54	56	58	59	62	64	66
a. Fermentation entérique	18	19	20	21	22	22	24	26	27
b. Gestion des fumiers	13	13	14	14	14	14	15	15	16
c. Sols agricoles	18	21	20	21	22	22	23	24	24
Sources directes	8,9	11	10	10	11	11	12	12	12
Fumier de pâturages, de grands parcs et d'enclos	1,8	1,9	2,0	2,2	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6
Sources indirectes	8	8	8	8	9	9	9	9	10
DÉCHETS	510	560	590	590	600	600	600	600	600
a. Enfouissement des déchets	500	540	560	570	570	570	570	570	580
b. Traitement des eaux usées	13	14	27	29	29	29	29	29	30
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 4. Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.
 5. Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.
- X indique que les données sont confidentielles.
 – absence d'émission
 0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-3 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour Terre-Neuve-et-Labrador, 2006

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre							
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	PFC	SF ₆	TOTAL
	Potentiel de réchauffement planétaire							
Unité	kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂
TOTAL	8 230	41	870	0,93	290	–	–	9 390
Énergie	8 180	11	240	0,8	200	–	–	8 660
a. Sources de combustion fixes	3 830	9	200	0,2	50	–	–	4 060
Production d'électricité et de chaleur	X	X	X	X	X	–	–	X
Industrie des combustibles fossiles	1 430	3	70	0,05	20	–	–	1 500
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	X	X	X	X	X	–	–	X
Industries manufacturières	199	0,01	0,1	0,01	1	–	–	201
Construction	16,2	0,00	0,00	0,00	0,06	–	–	16,3
Commercial et institutionnel	350	0,01	0,1	0,01	2	–	–	353
Résidentiel	242	6	100	0,06	20	–	–	380
Agriculture et foresterie	X	X	X	X	X	–	–	X
b. Transport¹	3 270	0,2	5	0,6	200	–	–	3 500
Transport aérien intérieur	303	0,01	0,3	0,03	9	–	–	310
Transport routier	1 850	0,13	2,8	0,15	46	–	–	1 900
Véhicules légers à essence	539	0,04	0,86	0,04	14	–	–	553
Camions légers à essence	732	0,06	1,3	0,08	26	–	–	759
Véhicules lourds à essence	49,9	0,00	0,06	0,00	1,0	–	–	51,0
Motocyclettes	3,76	0,00	0,05	0,00	0,02	–	–	3,84
Véhicules légers à moteur diesel	1,11	0,00	0,00	0,00	0,03	–	–	1,14
Camions légers à moteur diesel	22,2	0,00	0,01	0,00	0,6	–	–	22,8
Véhicules lourds à moteur diesel	506	0,02	0,5	0,02	5	–	–	511
Véhicules au propane et au gaz naturel	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	0,46
Transport ferroviaire	–	–	–	–	–	–	–	0
Transport maritime intérieur	493	0,03	0,6	0,2	60	–	–	560
Autres	620	0,06	1	0,2	70	–	–	700
Véhicules hors route à essence	30	0,03	0,7	0,00	0,2	–	–	30
Véhicules hors route à moteur diesel	570	0,03	0,7	0,2	70	–	–	600
Pipelines	24,8	0,00	0,03	0,00	1	–	–	25,9
c. Sources fugitives²	1 100	2,5	52	–	–	–	–	1 130
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	X
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	46	–	–	–	–	–	–	45,7
a. Produits minéraux	–	–	–	–	–	–	–	0
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	0
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	0
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	0
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	0
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	0
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	0
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	0
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	0
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	0
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	0
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	46	–	–	–	–	–	–	46
Utilisation de solvants et autres produits	–	–	–	0,02	5,0	–	–	5,0
Agriculture	–	1,6	33	0,11	34	–	–	66
a. Fermentation entérique	–	1,3	27	–	–	–	–	27
b. Gestion des fumiers	–	0,29	6,0	0,03	9,5	–	–	16
c. Sols agricoles	–	–	–	0,08	24	–	–	24
Sources directes	–	–	–	0,04	12	–	–	12
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	0,01	2,6	–	–	2,6
Sources indirectes	–	–	–	0,03	10	–	–	10
Déchets	–	28	590	0,03	10	–	–	600
a. Enfouissement des déchets	–	27	580	–	–	–	–	580
b. Traitement des eaux usées	–	0,92	19	0,03	10	–	–	30
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	0

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
4. Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.

X indique que les données sont confidentielles.

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

– absence d'émission

Tableau A11-4 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Île-du-Prince-Édouard, 1990–2006

Catégories de gaz à effet de serre	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
	<i>kt d'éq. CO₂</i>								
TOTAL	1 960	1 890	2 180	2 060	2 090	2 190	2 230	2 160	2 050
Energie	1 420	1 320	1 570	1 490	1 490	1 570	1 580	1 530	1 450
a. Sources de combustion fixes	733	632	736	682	670	727	703	650	591
Production d'électricité et de chaleur	103	39,2	56,6	X	X	X	X	X	X
Industrie des combustibles fossiles	0,11	1,5	2,2	4,3	–	–	0,02	–	–
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	0,77	0,78	4,97	X	X	X	X	X	X
Industries manufacturières	54,2	71,1	134	125	120	138	139	137	137
Construction	11,0	6,34	6,60	5,19	5,76	4,20	6,18	7,54	6,17
Commercial et institutionnel	158	174	191	191	206	234	236	211	187
Résidentiel	390	300	310	290	300	290	280	260	240
Agriculture et foresterie	18,4	39,1	31,0	X	X	X	X	X	X
b. Transport¹	690	680	840	810	820	840	870	880	860
Transport aérien intérieur	13	5,9	7,5	7,4	7,2	9,4	10	12	12
Transport routier	528	589	591	593	592	605	630	628	632
Véhicules légers à essence	241	246	229	226	224	221	219	215	209
Camions légers à essence	114	163	198	201	210	218	229	238	245
Véhicules lourds à essence	67,2	33,0	17,6	25,5	23,5	23,5	24,7	24,4	23,9
Motocyclettes	0,98	0,88	1,38	1,68	2,19	2,38	2,54	2,69	2,82
Véhicules légers à moteur diesel	1,77	1,77	1,41	1,53	1,45	1,48	1,60	1,58	1,53
Camions légers à moteur diesel	3,26	5,48	7,40	7,72	8,11	8,48	9,15	10,0	11,0
Véhicules lourds à moteur diesel	98,6	138	136	129	123	130	144	136	138
Véhicules au propane et au gaz naturel	1,1	0,92	0,70	1,7	0,04	0,05	0,04	–	–
Transport ferroviaire	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Transport maritime intérieur	89	63	84	84	78	84	100	99	97
Autres	60	30	200	100	100	100	100	100	100
Véhicules hors route à essence	30	20	70	50	70	70	80	80	70
Véhicules hors route à moteur diesel	30	7	90	70	60	70	60	70	50
Pipelines	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Sources fugitives²	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Exploitation de la houille ⁵	–	–	–	–	–	–	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	–	–	–	–	–	–	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	3,33	3,13	2,85	2,58	2,47	2,47	2,52	1,83	1,83
a. Produits minéraux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	–	–
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	3,3	3,1	2,8	2,6	2,5	2,5	2,5	1,8	1,8
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	0,82	0,95	1,1	0,94	0,72	0,96	0,91	0,77	1,4
Agriculture	450	480	500	470	500	510	540	520	490
a. Fermentation entérique	140	140	140	130	130	130	130	130	130
b. Gestion des fumiers	55	55	55	55	55	55	55	54	54
c. Sols agricoles	260	290	310	280	310	330	350	330	300
Sources directes	140	160	170	150	170	180	200	190	170
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	20	21	21	21	21	21	20	20	21
Sources indirectes	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Déchets	82	89	99	100	100	100	100	110	110
a. Enfouissement des déchets	69	76	85	86	88	89	90	92	93
b. Traitement des eaux usées	3,8	4,0	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,1
c. Incinération des déchets	9,1	9,1	9,4	9,2	9,3	9,4	9,5	9,5	9,5

Notes :

- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.
 - Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.
- X indique que les données sont confidentielles.
 – absence d'émission
 0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-5 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Île-du-Prince-Édouard, 2006

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre							
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	PFC	SF ₆	TOTAL
	Potentiel de réchauffement planétaire							
Unité	kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂
TOTAL	1 390	14	290	1,2	380	–	–	2 050
Energie	1 380	1,7	37	0,1	40	–	–	1 450
a. Sources de combustion fixes	549	2	30	0,03	8	–	–	591
Production d'électricité et de chaleur	X	X	X	X	X	–	–	X
Industrie des combustibles fossiles	–	–	–	–	–	–	–	0
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	X	X	X	X	X	–	–	X
Industries manufacturières	136	0,01	0,1	0,00	0,8	–	–	137
Construction	6,15	0,00	0,00	0,00	0,02	–	–	6,17
Commercial et institutionnel	186	0,00	0,04	0,00	1	–	–	187
Résidentiel	197	2	30	0,02	6	–	–	240
Agriculture et foresterie	X	X	X	X	X	–	–	X
b. Transport¹	827	0,1	3	0,1	30	–	–	860
Transport aérien intérieur	11,3	0,00	0,02	0,00	0,3	–	–	12
Transport routier	615	0,05	1,0	0,05	16	–	–	632
Véhicules légers à essence	203	0,02	0,37	0,02	5,4	–	–	209
Camions légers à essence	237	0,02	0,46	0,03	8,4	–	–	245
Véhicules lourds à essence	23,4	0,00	0,04	0,00	0,44	–	–	23,9
Motocyclettes	2,77	0,00	0,04	0,00	0,02	–	–	2,82
Véhicules légers à moteur diesel	1,50	0,00	0,00	0,00	0,04	–	–	1,53
Camions légers à moteur diesel	10,7	0,00	0,01	0,00	0,3	–	–	11,0
Véhicules lourds à moteur diesel	137	0,01	0,1	0,00	1	–	–	138
Véhicules au propane et au gaz naturel	–	–	–	–	–	–	–	0
Transport ferroviaire	–	–	–	–	–	–	–	0
Transport maritime intérieur	85,5	0,01	0,1	0,04	10	–	–	97
Autres	110	0,08	2	0,02	7	–	–	100
Véhicules hors route à essence	70	0,08	2	0,00	0,4	–	–	70
Véhicules hors route à moteur diesel	48	0,00	0,06	0,02	6	–	–	50
Pipelines	–	–	–	–	–	–	–	0
c. Sources fugitives²	–	–	–	–	–	–	–	0
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	X
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	1,8	–	–	–	–	–	–	1,83
a. Produits minéraux	–	–	–	–	–	–	–	0
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	0
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	0
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	0
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	0
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	0
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	0
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	0
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	0
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	0
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	0
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	1,8	–	–	–	–	–	–	1,8
Utilisation de solvants et autres produits	–	–	–	0,00	1,4	–	–	1,4
Agriculture	–	7,6	160	1,1	330	–	–	490
a. Fermentation entérique	–	6,4	130	–	–	–	–	130
b. Gestion des fumiers	–	1,3	27	0,09	27	–	–	54
c. Sols agricoles	–	–	–	0,97	300	–	–	300
Sources directes	–	–	–	0,53	170	–	–	170
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	0,07	21	–	–	21
Sources indirectes	–	–	–	0,4	100	–	–	100
Déchets	7,9	4,5	94	0,01	4	–	–	110
a. Enfouissement des déchets	–	4,4	93	–	–	–	–	93
b. Traitement des eaux usées	–	0,06	1,2	0,01	3	–	–	4,1
c. Incinération des déchets	7,9	–	–	0,01	2	–	–	9,5

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.
 4. Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
– absence d'émission
0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-6 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Nouvelle-Écosse, 1990–2006

Catégories de gaz à effet de serre	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
TOTAL	19 000	18 600	20 900	20 100	19 500	21 700	22 700	21 700	19 600
Energie	17 500	17 000	19 400	18 800	18 000	20 200	21 300	20 400	18 400
a. Sources de combustion fixes	11 300	11 100	13 500	13 000	12 200	13 800	15 100	14 100	12 600
Production d'électricité et de chaleur	6 840	6 900	8 840	X	X	X	X	X	X
Industrie des combustibles fossiles	660	640	990	940	1 200	1 600	1 100	970	950
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	35,2	33,4	53,9	X	X	X	X	X	X
Industries manufacturières	721	872	663	511	691	631	598	471	462
Construction	49,2	34,7	27,2	36,6	54,3	51,5	54,1	38,1	31,3
Commercial et institutionnel	790	797	903	1 050	1 020	1 260	1 950	1 990	1 760
Résidentiel	2 100	1 600	1 800	1 800	1 800	1 800	1 300	1 100	1 100
Agriculture et foresterie	103	196	230	X	X	X	X	X	X
b. Transport¹	5 000	5 100	5 600	5 400	5 500	6 000	6 200	6 300	5 700
Transport aérien intérieur	390	370	350	320	350	370	490	540	430
Transport routier	3 170	3 500	3 490	3 530	3 550	3 660	3 750	3 750	3 860
Véhicules légers à essence	1 560	1 500	1 280	1 320	1 320	1 310	1 290	1 250	1 230
Camions légers à essence	689	924	1 180	1 130	1 180	1 230	1 280	1 310	1 370
Véhicules lourds à essence	194	153	90,9	114	105	107	111	108	107
Motocyclettes	9,59	7,86	7,36	7,46	8,02	8,79	9,26	9,09	9,07
Véhicules légers à moteur diesel	17,5	16,0	14,7	16,0	16,8	17,3	18,5	18,3	18,4
Camions légers à moteur diesel	24,1	41,4	48,3	46,0	49,3	51,9	54,9	58,4	63,7
Véhicules lourds à moteur diesel	663	859	866	891	872	921	987	994	1 060
Véhicules au propane et au gaz naturel	7,5	5,2	4,2	5,0	4,0	4,0	4,2	4,9	5,1
Transport ferroviaire	70	40	70	70	80	200	100	100	100
Transport maritime intérieur	610	570	670	530	490	680	770	860	590
Autres	700	600	1 000	900	1 000	1 000	1 000	1 000	700
Véhicules hors route à essence	300	300	400	300	300	300	300	200	200
Véhicules hors route à moteur diesel	500	300	600	600	700	800	800	700	500
Pipelines	–	–	–	–	–	12,0	30,0	34,3	46,9
c. Sources fugitives²	1 170	835	336	354	355	348	75,6	74,6	70,8
Exploitation de la houille ⁵	1 000	800	300	300	300	300	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	–	5,86	86,1	84,3	85,2	78,4	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	272	319	286	195	285	323	296	254	224
a. Produits minéraux	170	230	220	130	220	230	230	200	200
Production de ciment	170	230	220	130	220	230	230	200	200
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
b. Industries chimiques	–								
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux	–	5,89	0,88	–	–	–	–	–	–
Production de fer et d'acier	–	5,89	0,88	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–								
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	100	79	69	62	68	97	66	56	23
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	5,7	6,6	7,4	6,4	4,9	6,5	6,2	5,2	9,2
Agriculture	500	520	500	480	500	510	510	500	480
a. Fermentation entérique	210	210	200	200	200	200	190	190	190
b. Gestion des fumiers	91	92	90	88	88	87	85	84	83
c. Sols agricoles	200	210	210	200	210	230	230	220	210
Sources directes	96	100	100	95	100	110	120	110	100
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	26	28	26	26	26	26	25	25	25
Sources indirectes	80	80	80	80	80	90	90	90	80
Déchets	710	700	680	670	670	670	600	540	520
a. Enfouissement des déchets	660	660	640	630	630	630	560	500	490
b. Traitement des eaux usées	26	24	26	27	26	26	26	26	25
c. Incinération des déchets	21	16	12	12	12	11	11	11	12

Notes :

- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.
 - Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.
- X indique que les données sont confidentielles.
– absence d'émission
0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-7 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Nouvelle-Écosse, 2006

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre								
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	PFC	SF ₆	TOTAL	
	Potentiel de réchauffement planétaire	21	21	310	310				
Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂				
TOTAL	18 000	47	980	1,9	580	–	–	19 600	
Énergie	17 800	12	260	1	300	–	–	18 400	
a. Sources de combustion fixes	12 300	9	200	0,3	80	–	–	12 600	
Production d'électricité et de chaleur	X	X	X	X	X	–	–	X	
Industrie des combustibles fossiles	925	0,9	20	0,01	4	–	–	950	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	X	X	X	X	X	–	–	X	
Industries manufacturières	451	0,07	1	0,03	10	–	–	462	
Construction	31,2	0,00	0,01	0,00	0,2	–	–	31,3	
Commercial et institutionnel	1 750	0,02	0,4	0,03	10	–	–	1 760	
Résidentiel	872	8	200	0,09	30	–	–	1 100	
Agriculture et foresterie	X	X	X	X	X	–	–	X	
b. Transport¹	5 500	0,6	10	0,7	200	–	–	5 700	
Transport aérien intérieur	416	0,01	0,3	0,04	10	–	–	430	
Transport routier	3 770	0,27	5,6	0,29	91	–	–	3 860	
Véhicules légers à essence	1 200	0,09	2,0	0,10	30	–	–	1 230	
Camions légers à essence	1 320	0,11	2,3	0,15	46	–	–	1 370	
Véhicules lourds à essence	105	0,01	0,11	0,01	2,3	–	–	107	
Motocyclettes	8,90	0,01	0,12	0,00	0,06	–	–	9,07	
Véhicules légers à moteur diesel	17,9	0,00	0,01	0,00	0,4	–	–	18,4	
Camions légers à moteur diesel	62,1	0,00	0,03	0,01	2	–	–	63,7	
Véhicules lourds à moteur diesel	1 040	0,05	1	0,03	10	–	–	1 060	
Véhicules au propane et au gaz naturel	4,98	0,00	0,04	0,00	0,03	–	–	5,1	
Transport ferroviaire	92,4	0,01	0,1	0,04	10	–	–	100	
Transport maritime intérieur	551	0,04	0,8	0,1	40	–	–	590	
Autres	680	0,3	7	0,2	60	–	–	700	
Véhicules hors route à essence	200	0,3	5	0,01	1	–	–	200	
Véhicules hors route à moteur diesel	420	0,02	0,5	0,2	50	–	–	500	
Pipelines	45,6	0,05	0,96	0,00	0,4	–	–	46,9	
c. Sources fugitives²	7,1	3,0	64	–	–	–	–	70,8	
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	X	
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	X	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	220	–	–	–	–	–	–	224	
a. Produits minéraux	200	–	–	–	–	–	–	200	
Production de ciment	200	–	–	–	–	–	–	200	
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	0	
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	0	
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	0	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	0	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	0	
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	23	–	–	–	–	–	–	23	
Utilisation de solvants et autres produits	–	–	–	0,03	9,2	–	–	9,2	
Agriculture	–	11	220	0,84	260	–	–	480	
a. Fermentation entérique	–	8,9	190	–	–	–	–	190	
b. Gestion des fumiers	–	1,7	35	0,16	49	–	–	83	
c. Sols agricoles	–	–	–	0,68	210	–	–	210	
Sources directes	–	–	–	0,34	100	–	–	100	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	0,08	25	–	–	25	
Sources indirectes	–	–	–	0,3	80	–	–	80	
Déchets	9,7	23	490	0,07	20	–	–	520	
a. Enfouissement des déchets	–	23	490	–	–	–	–	490	
b. Traitement des eaux usées	–	0,29	6,1	0,06	20	–	–	25	
c. Incinération des déchets	9,7	–	–	0,01	2	–	–	12	

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
4. Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.

X indique que les données sont confidentielles.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-8 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Nouveau-Brunswick, 1990–2006

Catégories de gaz à effet de serre	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
TOTAL	15 900	16 800	19 900	22 100	20 900	20 600	21 200	20 900	17 900
Énergie	14 700	15 400	18 600	20 800	19 500	19 100	19 700	19 500	16 600
a. Sources de combustion fixes	10 700	11 100	13 100	15 400	14 100	13 900	14 200	14 000	11 300
Production d'électricité et de chaleur	6 130	6 910	8 630	X	X	X	X	X	X
Industrie des combustibles fossiles	1 100	1 000	1 500	2 600	3 000	2 800	2 500	2 500	2 500
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	125	117	134	X	X	X	X	X	X
Industries manufacturières	1 440	1 470	1 350	1 300	1 250	1 260	1 220	982	795
Construction	68,0	40,7	39,8	26,3	18,3	12,1	10,6	3,86	5,00
Commercial et institutionnel	574	545	609	573	485	594	964	1 080	794
Résidentiel	1 200	900	840	710	720	740	730	710	650
Agriculture et foresterie	52,4	127	63,7	X	X	X	X	X	X
b. Transport¹	4 000	4 300	5 400	5 400	5 300	5 300	5 400	5 400	5 300
Transport aérien intérieur	75	82	160	150	120	130	130	150	140
Transport routier	3 030	3 520	3 670	3 620	3 640	3 700	3 790	3 860	3 900
Véhicules légers à essence	1 310	1 230	1 140	1 130	1 130	1 100	1 080	1 050	1 020
Camions légers à essence	667	889	1 100	1 080	1 110	1 150	1 190	1 220	1 260
Véhicules lourds à essence	200	137	90,3	119	112	112	116	126	140
Motocyclettes	6,83	5,88	6,64	8,15	8,98	9,67	10,2	10,3	10,5
Véhicules légers à moteur diesel	11,2	9,73	9,04	9,01	9,52	9,67	10,3	10,1	9,93
Camions légers à moteur diesel	23,7	40,3	44,6	45,6	46,4	48,2	50,9	54,0	57,9
Véhicules lourds à moteur diesel	800	1 200	1 270	1 220	1 220	1 270	1 320	1 390	1 410
Véhicules au propane et au gaz naturel	5,1	8,1	6,8	8,0	1,6	1,4	1,3	0,61	0,77
Transport ferroviaire	100	100	200	300	300	300	300	300	300
Transport maritime intérieur	270	300	400	420	390	370	430	420	390
Autres	500	300	900	900	900	800	800	700	600
Véhicules hors route à essence	100	60	100	100	200	200	100	100	60
Véhicules hors route à moteur diesel	400	300	800	800	800	600	600	600	500
Pipelines	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Sources fugitives²	1,46	0,71	25,1	28,8	29,2	29,1	29,0	29,2	29,0
Exploitation de la houille ⁵	1	0,7	0,6	0,4	0,5	0,4	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	–	–	24,6	28,4	28,7	28,7	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	149	274	226	260	296	285	296	242	223
a. Produits minéraux	76	91	100	92	95	84	90	86	79
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de chaux	76	91	100	92	95	84	90	86	79
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	–	–
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	72	180	120	170	200	200	210	160	140
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	4,7	5,3	5,9	5,1	4,0	5,2	5,0	4,2	7,4
Agriculture	480	480	520	510	530	560	580	560	520
a. Fermentation entérique	170	160							
b. Gestion des fumiers	68	68	74	76	75	74	73	72	71
c. Sols agricoles	250	250	280	270	290	320	340	320	290
Sources directes	130	140	160	150	170	180	200	180	160
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	21	22	22	22	22	22	21	21	21
Sources indirectes	90	90	100	100	100	100	100	100	100
Déchets	560	590	600	600	600	600	600	600	590
a. Enfouissement des déchets	510	550	570	560	560	560	560	560	560
b. Traitement des eaux usées	41	38							
c. Incinération des déchets	–								

Notes :

- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.
 - Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.
- X indique que les données sont confidentielles.
– absence d'émission
0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-9 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Nouveau-Brunswick, 2006

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre								TOTAL
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	PFC	SF ₆		
	Potentiel de réchauffement planétaire								
Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂				
TOTAL	16 300	47	990	2,2	670	–	–	–	17 900
Énergie	16 000	10	220	1	300	–	–	–	16 600
a. Sources de combustion fixes	11 000	9	200	0,3	100	–	–	–	11 300
Production d'électricité et de chaleur	X	X	X	X	X	–	–	–	X
Industrie des combustibles fossiles	2 490	0,05	1	0,01	4	–	–	–	2 500
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	X	X	X	X	X	–	–	–	X
Industries manufacturières	771	0,1	3	0,07	20	–	–	–	795
Construction	4,97	0,00	0,00	0,00	0,02	–	–	–	5,00
Commercial et institutionnel	788	0,01	0,3	0,02	5	–	–	–	794
Résidentiel	454	8	200	0,09	30	–	–	–	650
Agriculture et foresterie	X	X	X	X	X	–	–	–	X
b. Transport¹	5 060	0,4	9	0,7	200	–	–	–	5 300
Transport aérien intérieur	140	0,01	0,2	0,01	4	–	–	–	140
Transport routier	3 810	0,27	5,7	0,28	87	–	–	–	3 900
Véhicules légers à essence	994	0,08	1,8	0,08	26	–	–	–	1 020
Camions légers à essence	1 210	0,11	2,3	0,14	42	–	–	–	1 260
Véhicules lourds à essence	137	0,01	0,16	0,01	3,0	–	–	–	140
Motocyclettes	10,3	0,01	0,14	0,00	0,06	–	–	–	10,5
Véhicules légers à moteur diesel	9,69	0,00	0,00	0,00	0,2	–	–	–	9,93
Camions légers à moteur diesel	56,4	0,00	0,03	0,01	1	–	–	–	57,9
Véhicules lourds à moteur diesel	1 390	0,06	1	0,04	10	–	–	–	1 410
Véhicules au propane et au gaz naturel	0,76	0,00	0,01	0,00	0,00	–	–	–	0,77
Transport ferroviaire	236	0,01	0,3	0,1	30	–	–	–	300
Transport maritime intérieur	353	0,02	0,4	0,1	40	–	–	–	390
Autres	520	0,1	2	0,2	60	–	–	–	600
Véhicules hors route à essence	60	0,07	1	0,00	0,4	–	–	–	60
Véhicules hors route à moteur diesel	460	0,03	0,5	0,2	60	–	–	–	500
Pipelines	–	–	–	–	–	–	–	–	0
c. Sources fugitives²	0,01	1,4	29	–	–	–	–	–	29,0
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	–	X
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	–	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	220	–	–	–	–	–	–	–	223
a. Produits minéraux	79	–	–	–	–	–	–	–	79
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	–	0
Production de chaux	79	–	–	–	–	–	–	–	79
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	–	0
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	–	0
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	0
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–	0
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–	0
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	0
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	0
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	–	0
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	140	–	–	–	–	–	–	–	140
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	–	–	–	0,02	7,4	–	–	–	7,4
Agriculture	–	9,1	190	1,1	330	–	–	–	520
a. Fermentation entérique	–	7,6	160	–	–	–	–	–	160
b. Gestion des fumiers	–	1,5	31	0,13	39	–	–	–	71
c. Sols agricoles	–	–	–	0,93	290	–	–	–	290
Sources directes	–	–	–	0,53	160	–	–	–	160
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	0,07	21	–	–	–	21
Sources indirectes	–	–	–	0,3	100	–	–	–	100
Déchets	–	28	580	0,05	20	–	–	–	590
a. Enfouissement des déchets	–	26	560	–	–	–	–	–	560
b. Traitement des eaux usées	–	1,1	22	0,05	20	–	–	–	38
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	–	0

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.
 4. Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
– absence d'émission
0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-10 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Québec, 1990–2006

Catégories de gaz à effet de serre	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
	<i>kt d'éq. CO₂</i>								
TOTAL	82 700	79 400	81 900	79 900	82 500	87 300	87 400	83 600	81 700
ÉNERGIE	57 600	56 400	60 000	57 800	59 900	65 000	64 900	61 400	59 500
a. Sources de combustion fixes	29 500	26 800	27 900	26 100	27 000	30 800	29 900	26 900	25 100
Production d'électricité et de chaleur	1 520	396	582	645	583	1 880	1 660	729	1 100
Industrie des combustibles fossiles	3 300	3 100	3 400	3 300	3 300	3 500	3 600	3 700	3 700
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	734	828	926	842	941	941	449	227	246
Industries manufacturières	12 100	10 800	11 000	10 000	10 000	10 300	10 900	9 840	8 980
Construction	457	186	188	189	251	295	320	290	264
Commercial et institutionnel	4 230	5 020	5 670	5 710	6 460	7 850	6 860	6 780	5 970
Résidentiel	6 800	6 100	5 900	5 200	5 300	5 600	5 700	5 000	4 600
Agriculture et foresterie	288	300	259	225	257	345	312	272	256
b. Transport¹	28 000	29 000	32 000	31 000	32 000	34 000	35 000	34 000	34 000
Transport aérien intérieur	950	790	770	820	1 400	1 500	1 400	1 200	1 100
Transport routier	21 000	23 300	25 000	25 900	26 300	26 700	27 500	27 700	28 000
Véhicules légers à essence	11 900	11 400	11 100	10 900	10 900	10 800	10 800	10 500	10 200
Camions légers à essence	3 850	5 140	6 600	6 720	6 990	7 250	7 540	7 840	8 200
Véhicules lourds à essence	608	638	535	766	770	784	826	848	873
Motocyclettes	31,2	29,9	46,2	55,7	65,1	71,1	76,2	80,0	84,2
Véhicules légers à moteur diesel	143	135	140	146	154	158	172	171	171
Camions légers à moteur diesel	209	346	390	379	365	380	406	426	448
Véhicules lourds à moteur diesel	4 090	5 550	6 170	6 890	7 040	7 190	7 620	7 820	8 010
Véhicules au propane et au gaz naturel	110	47	36	56	35	30	39	34	29
Transport ferroviaire	600	500	800	800	700	700	800	700	700
Transport maritime intérieur	1 400	910	1 400	1 600	1 400	1 000	1 400	1 300	1 200
Autres	4 000	4 000	4 000	2 000	3 000	4 000	3 000	3 000	3 000
Véhicules hors route à essence	1 000	1 000	900	900	1 000	1 000	1 000	1 000	700
Véhicules hors route à moteur diesel	3 000	2 000	3 000	1 000	1 000	2 000	2 000	2 000	2 000
Pipelines	26,0	24,5	107	203	331	357	251	338	286
c. Sources fugitives²	281	396	444	450	490	492	496	500	500
Exploitation de la houille ⁶	-	-	-	-	-	-	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	281	396	444	450	490	492	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	12 800	11 200	10 100	10 200	10 400	10 200	10 100	9 790	9 940
a. Produits minéraux	1 600	1 700	1 600	1 500	1 600	1 600	1 700	1 800	1 800
Production de ciment	1 300	1 500	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 300	1 300
Production de chaux	270	250	430	380	400	450	490	460	430
b. Industries chimiques	80	110	-	-	-	-	-	-	-
Production d'acide nitrique	79,7	105	-	-	-	-	-	-	-
Production d'acide adipique	-	-	-	-	-	-	-	-	-
c. Production de métaux	10 200	8 820	7 640	7 730	7 950	7 640	6 880	6 860	6 710
Production de fer et d'acier	-	6,63	11,7	12,1	8,31	8,29	8,14	-	-
Production d'aluminium	7 800	7 500	6 400	6 400	6 400	6 400	5 900	6 800	6 600
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium ⁵	2 370	1 340	1 230	1 280	1 540	1 210	950	75,1	81,3
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	-	-	-	-	-	-	-	-	-
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	930	590	820	920	890	900	1 500	1 200	1 500
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	44	51	58	51	39	52	50	42	76
Agriculture	7 600	7 500	7 400	7 600	7 700	7 700	7 900	7 800	7 500
a. Fermentation entérique	2 700	2 800	2 600	2 700	2 700	2 700	2 900	2 800	2 700
b. Gestion des fumiers	1 300	1 300	1 400						
c. Sols agricoles	3 600	3 400	3 400	3 500	3 600	3 500	3 600	3 600	3 400
Sources directes	2 000	1 800	1 800	1 900	1 900	1 900	1 900	1 900	1 800
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	280	300	290	300	300	310	320	320	310
Sources indirectes	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Déchets	4 700	4 300	4 500	4 300	4 400	4 400	4 400	4 500	4 600
a. Enfouissement des déchets	4 300	3 900	4 100	4 000	4 000	4 000	4 100	4 100	4 300
b. Traitement des eaux usées	220	230	250	260	260	260	270	270	270
c. Incinération des déchets	170	150	84	85	87	89	91	93	94

Notes :

- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.
 - Seules les émissions de SF₆ associées à la fonte du magnésium sont incluses. L'information concernant l'utilisation de SF₆ dans le moulage du magnésium est confidentielle pour cette province.
 - Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.
- X indique que les données sont confidentielles.
 - absence d'émission
 0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-11 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Québec, 2006

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre							
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	PFC	SF ₆	TOTAL
	Potentiel de réchauffement planétaire Unité	kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂
TOTAL	64 800	440	9 200	18	5 500	2 100	94	81 700
ÉNERGIE	56 900	61	1 300	4	1 000	-	-	59 500
a. Sources de combustion fixes	24 100	30	700	0,9	300	-	-	25 100
Production d'électricité et de chaleur	1 080	0,21	4,4	0,03	9	-	-	1 100
Industries des combustibles fossiles	3 720	0,07	1	0,04	10	-	-	3 700
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	245	0,01	0,2	0,01	1	-	-	246
Industries manufacturières	8 880	0,5	10	0,3	90	-	-	8 980
Construction	262	0,01	0,1	0,01	2	-	-	264
Commercial et institutionnel	5 930	0,1	2	0,1	40	-	-	5 970
Résidentiel	3 760	30	700	0,4	100	-	-	4 600
Agriculture et foresterie	252	0,00	0,08	0,01	4	-	-	256
b. Transport¹	32 800	3	70	3	1 000	-	-	34 000
Transport aérien intérieur	1 110	0,07	1	0,1	30	-	-	1 100
Transport routier	27 400	1,9	40	2,1	640	-	-	28 000
Véhicules légers à essence	9 960	0,78	16	0,82	250	-	-	10 200
Camions légers à essence	7 910	0,64	13	0,90	280	-	-	8 200
Véhicules lourds à essence	853	0,05	0,96	0,06	19	-	-	873
Motocyclettes	82,6	0,05	1,1	0,00	0,51	-	-	84,2
Véhicules légers à moteur diesel	167	0,00	0,07	0,01	4	-	-	171
Camions légers à moteur diesel	437	0,01	0,2	0,04	10	-	-	448
Véhicules lourds à moteur diesel	7 930	0,4	8	0,2	80	-	-	8 010
Véhicules au propane ou au gaz naturel	28,1	0,02	0,5	0,00	0,2	-	-	29
Transport ferroviaire	664	0,04	0,8	0,3	90	-	-	700
Transport maritime intérieur	1 090	0,08	2	0,2	50	-	-	1 200
Autres	2 600	1	20	0,7	200	-	-	3 000
Véhicules hors route à essence	700	0,8	20	0,01	5	-	-	700
Véhicules hors route à moteur diesel	1 600	0,09	2	0,7	200	-	-	2 000
Pipelines	277	0,28	5,8	0,01	2	-	-	286
c. Sources fugitives²	0,12	24	500	-	-	-	-	500
Exploitation de la houille	X	X	X	-	-	-	-	X
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	-	-	-	-	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	7 800	-	-	-	-	2 100	94	9 940
a. Produits minéraux	1 800	-	-	-	-	-	-	1 800
Production de ciment	1 300	-	-	-	-	-	-	1 300
Production de chaux	430	-	-	-	-	-	-	430
b. Industries chimiques	-	-	-	-	-	-	-	0
Production d'acide nitrique	-	-	-	-	-	-	-	0
Production d'acide adipique	-	-	-	-	-	-	-	0
c. Production de métaux	4 520	-	-	-	-	2 100	94,0	6 710
Production de fer et d'acier	-	-	-	-	-	-	-	0
Production d'aluminium	4 500	-	-	-	-	2 100	12,7	6 600
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	-	-	-	-	-	-	81,3	81,3
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	-	-	-	-	-	-	-	0
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	1 500	-	-	-	-	-	-	1 500
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	-	-	-	0,24	76	-	-	76
AGRICULTURE	-	170	3 600	13	4 000	-	-	7 500
a. Fermentation entérique	-	130	2 700	-	-	-	-	2 700
b. Gestion des fumiers	-	39	830	1,8	560	-	-	1 400
c. Sols agricoles	-	-	-	11	3 400	-	-	3 400
Sources directes	-	-	-	5,9	1 800	-	-	1 800
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	-	-	-	1,0	310	-	-	310
Sources indirectes	-	-	-	4	1 000	-	-	1 000
DÉCHETS	67	210	4 400	0,6	200	-	-	4 600
a. Enfouissement de déchets solides	-	200	4 300	-	-	-	-	4 300
b. Épuration des eaux	-	5,6	120	0,5	200	-	-	270
c. Incinération des déchets	67	0,07	1	0,08	30	-	-	94

Notes:

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.

3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.

4. Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.

5. Seules les émissions de SF₆ associées à la fonte du magnésium sont incluses. L'information concernant l'utilisation de SF₆ dans le moulage du magnésium est confidentielle pour cette province.

X indique que les données sont confidentielles.

- absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-12 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Ontario, 1990–2006

Catégories de gaz à effet de serre	1990	1995	1999–2006						
			1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
kt d'éq. CO ₂									
TOTAL	174 000	174 000	199 000	192 000	197 000	202 000	197 000	198 000	190 000
Energie	132 000	130 000	165 000	159 000	163 000	167 000	159 000	161 000	153 000
a. Sources de combustion fixes	83 800	77 000	104 000	99 300	102 000	106 000	96 200	95 300	89 300
Production d'électricité et de chaleur	26 600	19 100	42 800	40 700	40 600	41 300	32 200	34 400	29 600
Industrie des combustibles fossiles	6 100	5 500	6 000	6 000	7 500	7 400	7 100	5 200	5 300
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	491	665	469	405	413	410	447	584	628
Industries manufacturières	22 700	21 100	20 800	19 500	20 500	20 600	21 600	19 900	21 600
Construction	571	372	438	390	522	548	546	605	546
Commercial et institutionnel	9 140	9 820	13 100	13 600	12 900	14 000	14 100	14 000	12 500
Résidentiel	17 000	19 000	19 000	18 000	19 000	21 000	19 000	20 000	18 000
Agriculture et foresterie	772	1 140	897	760	832	986	966	960	953
b. Transport¹	47 000	51 000	59 000	58 000	59 000	60 000	61 000	64 000	62 000
Transport aérien intérieur	1 600	1 300	1 600	1 300	1 200	1 500	1 800	2 400	2 500
Transport routier	35 600	38 000	42 600	43 600	44 100	45 300	46 400	47 300	47 400
Véhicules légers à essence	18 800	17 800	16 900	17 100	17 000	16 800	16 600	16 300	15 800
Camions légers à essence	7 740	10 100	13 800	14 500	15 000	15 600	16 000	16 800	17 300
Véhicules lourds à essence	1 570	1 050	1 070	1 100	1 110	1 160	1 280	1 260	1 240
Motocyclettes	43,1	29,5	39,6	47,6	52,6	59,3	64,6	66,1	67,3
Véhicules légers à moteur diesel	111	99,8	117	123	129	133	142	144	145
Camions légers à moteur diesel	148	275	375	391	402	418	441	482	502
Véhicules lourds à moteur diesel	6 600	7 810	9 980	9 950	10 200	10 800	11 400	11 800	12 000
Véhicules au propane et au gaz naturel	540	790	380	410	260	290	330	350	380
Transport ferroviaire	2 000	2 000	2 000	2 000	1 000	1 000	1 000	2 000	1 000
Transport maritime intérieur	940	660	640	680	660	580	640	590	500
Autres	7 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000
Véhicules hors route à essence	2 000	2 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Véhicules hors route à moteur diesel	3 000	4 000	6 000	5 000	5 000	5 000	5 000	6 000	5 000
Pipelines	2 270	4 050	3 630	2 520	3 080	2 510	2 090	3 060	2 740
c. Sources fugitives²	1 340	1 480	1 700	1 810	1 800	1 800	1 830	1 840	1 840
Exploitation de la houille ⁵	–	–	–	–	–	–	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	1 340	1 480	1 700	1 810	1 800	1 800	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	26 000	27 500	18 700	17 200	18 400	17 700	20 400	19 500	19 100
a. Produits minéraux	3 400	3 900	4 200	4 000	4 000	4 100	4 300	4 300	4 400
Production de ciment	2 300	2 800	3 300	3 300	3 200	3 300	3 400	3 500	3 600
Production de chaux	1 100	1 100	900	750	780	760	820	790	800
b. Industries chimiques	11 000	11 000	990	890	1 300	1 200	3 200	2 700	1 300
Production d'acide nitrique	99,4	92,0	88,8	85,3	95,6	90,1	101	67,2	78,9
Production d'acide adipique	11 000	11 000	900	800	1 300	1 100	3 100	2 600	1 200
c. Production de métaux	7 780	8 600	9 400	8 330	8 480	8 280	8 400	8 210	9 030
Production de fer et d'acier	7 060	7 860	7 880	7 270	7 110	7 040	7 190	7 020	7 760
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	720	734	1 520	1 060	1 370	1 240	1 210	1 180	1 270
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–								
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	4 100	4 200	4 100	3 900	4 500	4 100	4 500	4 300	4 400
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	65	78	92	81	64	86	82	70	130
Agriculture	11 000	11 000	10 000	10 000	10 000	11 000	11 000	10 000	11 000
a. Fermentation entérique	3 800	3 900	3 700	3 700	3 700	3 800	3 800	3 700	3 600
b. Gestion des fumiers	1 500	1 600	1 600	1 600	1 600	1 700	1 700	1 700	1 600
c. Sols agricoles	5 300	5 200	4 900	4 800	5 000	5 200	5 200	5 000	5 900
Sources directes	2 900	2 900	2 700	2 600	2 700	2 900	2 900	2 700	3 300
Fumier de pâturages, de grands parcs et d'enclos	480	510	490	500	500	520	520	510	490
Sources indirectes	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
Déchets	5 200	5 900	5 800	5 700	5 900	6 100	6 300	6 600	6 600
a. Enfouissement des déchets	4 800	5 600	5 400	5 400	5 600	5 700	6 000	6 200	6 300
b. Traitement des eaux usées	230	250	270	290	290	290	300	300	290
c. Incinération des déchets	130	99	73	76	45	48	52	56	59

Notes :

- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.
 - Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.
- X indique que les données sont confidentielles.
– absence d'émission
0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-13 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Ontario, 2006

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre								
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	PFC	SF ₆	TOTAL	Potentiel de réchauffement planétaire
	Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂			
TOTAL	165 000	630	13 000	36	11 000	–	1 300	190 000	
Energie	148 000	120	2 600	9	3 000	–	–	153 000	
a. Sources de combustion fixes	88 100	30	600	2	600	–	–	89 300	
Production d'électricité et de chaleur	29 400	1,4	30	0,5	200	–	–	29 600	
Industrie des combustibles fossiles	5 300	0,08	2	0,03	10	–	–	5 300	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	621	0,01	0,2	0,02	7	–	–	628	
Industries manufacturières	21 400	0,9	20	0,5	200	–	–	21 600	
Construction	542	0,01	0,2	0,01	4	–	–	546	
Commercial et institutionnel	12 500	0,2	5	0,3	80	–	–	12 500	
Résidentiel	17 500	20	500	0,6	200	–	–	18 000	
Agriculture et foresterie	944	0,02	0,4	0,03	8	–	–	953	
b. Transport¹	59 900	10	200	7	2 000	–	–	62 000	
Transport aérien intérieur	2 450	0,1	2	0,2	70	–	–	2 500	
Transport routier	46 000	3,2	68	4,3	1 300	–	–	47 400	
Véhicules légers à essence	15 300	1,1	22	1,6	490	–	–	15 800	
Camions légers à essence	16 600	1,0	22	2,2	680	–	–	17 300	
Véhicules lourds à essence	1 210	0,06	1,3	0,09	29	–	–	1 240	
Motocyclettes	65,8	0,05	1,0	0,00	0,42	–	–	67,3	
Véhicules légers à moteur diesel	142	0,00	0,06	0,01	4	–	–	145	
Camions légers à moteur diesel	489	0,01	0,3	0,04	10	–	–	502	
Véhicules lourds à moteur diesel	11 800	0,5	10	0,4	100	–	–	12 000	
Véhicules au propane et au gaz naturel	369	0,5	10	0,01	2	–	–	380	
Transport ferroviaire	1 290	0,07	1	0,5	200	–	–	1 000	
Transport maritime intérieur	477	0,04	0,8	0,08	20	–	–	500	
Autres	9 700	6	100	2	600	–	–	10 000	
Véhicules hors route à essence	3 000	3	70	0,06	20	–	–	3 000	
Véhicules hors route à moteur diesel	4 300	0,2	5	2	600	–	–	5 000	
Pipelines	2 660	2,7	56	0,07	20	–	–	2 740	
c. Sources fugitives²	0,78	88	1 800	–	–	–	–	1 840	
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	X	
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	X	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	17 000	–	–	4,15	1 290	–	1 300	19 100	
a. Produits minéraux	4 400	–	–	–	–	–	–	4 400	
Production de ciment	3 600	–	–	–	–	–	–	3 600	
Production de chaux	800	–	–	–	–	–	–	800	
b. Industries chimiques	–	–	–	4,15	1 290	–	–	1 300	
Production d'acide nitrique	–	–	–	0,25	78,9	–	–	78,9	
Production d'acide adipique	–	–	–	3,9	1 200	–	–	1 200	
c. Production de métaux	7 760	–	–	–	–	–	1 270	9 030	
Production de fer et d'acier	7 760	–	–	–	–	–	–	7 760	
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	0	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	1 270	1 270	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	0	
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	4 400	–	–	–	–	–	–	4 400	
Utilisation de solvants et autres produits	–	–	–	0,40	130	–	–	130	
Agriculture	–	210	4 400	22	6 700	–	–	11 000	
a. Fermentation entérique	–	170	3 600	–	–	–	–	3 600	
b. Gestion des fumiers	–	38	800	2,6	820	–	–	1 600	
c. Sols agricoles	–	–	–	19	5 900	–	–	5 900	
Sources directes	–	–	–	11	3 300	–	–	3 300	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	1,6	490	–	–	490	
Sources indirectes	–	–	–	7	2 000	–	–	2 000	
Déchets	49	300	6 300	0,9	300	–	–	6 600	
a. Enfouissement des déchets	–	300	6 300	–	–	–	–	6 300	
b. Traitement des eaux usées	–	1,6	33	0,8	300	–	–	290	
c. Incinération des déchets	49	–	–	0,03	10	–	–	59	

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
4. Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.

X indique que les données sont confidentielles.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-14 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Manitoba, 1990–2006

Catégories de gaz à effet de serre	1990	1995	2000	2001 2002 2003 2004 2005 2006					
				kt d'éq. CO ₂					
TOTAL	18 800	19 900	21 400	20 000	20 600	21 300	21 400	21 000	21 200
Énergie	12 300	12 500	12 900	11 700	12 200	12 300	12 400	12 500	12 100
a. Sources de combustion fixes	4 840	4 210	5 350	4 570	4 890	4 950	4 690	4 590	4 230
Production d'électricité et de chaleur	569	219	992	X	X	X	X	X	X
Industrie des combustibles fossiles	0,14	0,04	0,03	0,03	0,33	0,01	0,01	0,01	0,05
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	73,5	12,5	29,2	X	X	X	X	X	X
Industries manufacturières	1 050	822	1 140	1 060	1 210	1 080	1 210	1 250	1 330
Construction	63,4	33,8	62,1	61,3	68,5	78,8	82,6	85,5	91,6
Commercial et institutionnel	1 410	1 590	1 680	1 590	1 710	1 590	1 590	1 460	1 300
Résidentiel	1 600	1 500	1 400	1 200	1 300	1 300	1 300	1 100	960
Agriculture et foresterie	41,9	76,4	62,8	X	X	X	X	X	X
b. Transport¹	7 000	7 800	7 000	6 600	6 700	6 800	7 100	7 300	7 200
Transport aérien intérieur	330	360	360	350	360	390	340	350	360
Transport routier	3 920	4 330	4 400	4 440	4 520	4 580	4 790	4 650	4 960
Véhicules légers à essence	1 630	1 560	1 290	1 260	1 260	1 240	1 230	1 110	1 160
Camions légers à essence	859	1 150	1 470	1 470	1 530	1 590	1 670	1 600	1 790
Véhicules lourds à essence	439	227	218	248	239	239	253	233	248
Motocyclettes	6,80	6,01	4,21	4,80	7,30	7,90	8,43	7,92	8,61
Véhicules légers à moteur diesel	10,7	9,18	7,82	7,78	8,09	8,23	8,87	8,08	8,50
Camions légers à moteur diesel	40,2	71,2	88,7	90,4	94,9	98,9	105	106	125
Véhicules lourds à moteur diesel	868	1 210	1 290	1 330	1 360	1 380	1 500	1 560	1 610
Véhicules au propane et au gaz naturel	61	97	36	31	20	22	21	14	15
Transport ferroviaire	600	600	300	200	80	200	300	300	200
Transport maritime intérieur	0,02	–	–	–	–	0,29	0,11	–	–
Autres	2 000	3 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
Véhicules hors route à essence	300	500	400	400	400	400	400	400	300
Véhicules hors route à moteur diesel	1 000	800	700	700	700	800	800	1 000	800
Pipelines	847	1 300	828	543	658	450	432	600	539
c. Sources fugitives²	421	476	563	568	584	593	593	614	662
Exploitation de la houille ⁵	–	–	–	–	–	–	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	421	476	563	568	584	593	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	504	330	549	538	481	463	482	545	533
a. Produits minéraux	200	69	69	61	63	57	62	58	54
Production de ciment	140	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de chaux	58	69	69	61	63	57	62	58	54
b. Industries chimiques	20	29	44	48	43	42	50	54	50
Production d'acide nitrique	20,1	29,1	44,2	48,1	43,4	41,6	50,4	53,7	50,2
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	–	–
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	280	230	440	430	370	360	370	430	430
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	7,0	8,0	9,0	7,9	6,1	8,1	7,7	6,5	12
Agriculture	5 300	6 300	7 000	6 800	7 000	7 500	7 600	7 000	7 500
a. Fermentation entérique	1 500	1 800	2 000	2 100	2 200	2 300	2 500	2 500	2 500
b. Gestion des fumiers	500	640	740	790	830	860	900	910	910
c. Sols agricoles	3 300	3 800	4 200	3 900	4 000	4 400	4 200	3 600	4 100
Sources directes	1 900	2 100	2 300	2 100	2 100	2 300	2 200	1 800	2 100
Fumier de pâturages, de grands parcs et d'enclos	220	290	330	340	350	370	400	400	400
Sources indirectes	1 000	1 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	1 000	2 000
Déchets	710	810	880	900	910	920	930	950	960
a. Enfouissement des déchets	670	770	850	860	870	890	900	910	920
b. Traitement des eaux usées	33	33	34	35	34	34	35	34	34
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Notes :

- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.
 - Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.
- X indique que les données sont confidentielles.
– absence d'émission
0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-15 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Manitoba, 2006

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre								
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	PFC	SF ₆	TOTAL	
	Potentiel de réchauffement planétaire	21	310						
Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂				
TOTAL	11 600	220	4 600	16	5 000	–	–	21 200	
Energie	11 100	33	700	0,9	300	–	–	12 100	
a. Sources de combustion fixes	4 130	3	60	0,1	40	–	–	4 230	
Production d'électricité et de chaleur	X	X	X	X	X	–	–	X	
Industrie des combustibles fossiles	–	–	–	0,00	0,05	–	–	0,05	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	X	X	X	X	X	–	–	X	
Industries manufacturières	1 320	0,06	1	0,03	10	–	–	1 330	
Construction	91,0	0,00	0,04	0,00	0,6	–	–	91,6	
Commercial et institutionnel	1 290	0,02	0,5	0,03	9	–	–	1 300	
Résidentiel	894	3	50	0,05	10	–	–	960	
Agriculture et foresterie	X	X	X	X	X	–	–	X	
b. Transport¹	6 970	1	30	0,8	200	–	–	7 200	
Transport aérien intérieur	347	0,03	0,6	0,03	10	–	–	360	
Transport routier	4 840	0,37	7,8	0,36	110	–	–	4 960	
Véhicules légers à essence	1 130	0,10	2,2	0,10	29	–	–	1 160	
Camions légers à essence	1 730	0,16	3,3	0,19	59	–	–	1 790	
Véhicules lourds à essence	242	0,02	0,32	0,02	5,2	–	–	248	
Motocyclettes	8,44	0,01	0,11	0,00	0,05	–	–	8,61	
Véhicules légers à moteur diesel	8,29	0,00	0,00	0,00	0,2	–	–	8,50	
Camions légers à moteur diesel	122	0,00	0,07	0,01	3	–	–	125	
Véhicules lourds à moteur diesel	1 590	0,07	2	0,05	20	–	–	1 610	
Véhicules au propane et au gaz naturel	14,4	0,01	0,3	0,00	0,09	–	–	15	
Transport ferroviaire	221	0,01	0,3	0,09	30	–	–	200	
Transport maritime intérieur	–	–	–	–	–	–	–	0	
Autres	1 600	0,9	20	0,3	100	–	–	2 000	
Véhicules hors route à essence	300	0,4	8	0,01	2	–	–	300	
Véhicules hors route à moteur diesel	710	0,04	0,8	0,3	90	–	–	800	
Pipelines	523	0,53	11	0,01	4	–	–	539	
c. Sources fugitives²	49	29	610	–	–	–	–	662	
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	X	
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	X	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	480	–	–	0,16	50,2	–	–	533	
a. Produits minéraux	54	–	–	–	–	–	–	54	
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production de chaux	54	–	–	–	–	–	–	54	
b. Industries chimiques	–	–	–	0,16	50,2	–	–	50	
Production d'acide nitrique	–	–	–	0,16	50,2	–	–	50,2	
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	0	
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	0	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	0	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	0	
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	430	–	–	–	–	–	–	430	
Utilisation de solvants et autres produits	–	–	–	0,04	12	–	–	12	
Agriculture	–	140	2 900	15	4 600	–	–	7 500	
a. Fermentation entérique	–	120	2 500	–	–	–	–	2 500	
b. Gestion des fumiers	–	21	430	1,5	480	–	–	910	
c. Sols agricoles	–	–	–	13	4 100	–	–	4 100	
Sources directes	–	–	–	6,9	2 100	–	–	2 100	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	1,3	400	–	–	400	
Sources indirectes	–	–	–	5	2 000	–	–	2 000	
Déchets	–	44	930	0,08	20	–	–	960	
a. Enfouissement des déchets	–	44	920	–	–	–	–	920	
b. Traitement des eaux usées	–	0,46	9,6	0,08	20	–	–	34	
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	0	

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
3. Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.
4. Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.

X indique que les données sont confidentielles.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-16 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Saskatchewan, 1990–2006

Catégories de gaz à effet de serre	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
TOTAL	44 000	59 800	67 300	66 600	67 500	69 900	72 300	72 900	72 000
Energie	34 700	47 600	53 700	53 500	54 900	55 900	57 400	57 500	57 300
a. Sources de combustion fixes	19 400	25 400	27 000	27 500	28 300	28 700	29 700	28 900	28 000
Production d'électricité et de chaleur	10 400	13 900	14 700	X	X	X	X	X	X
Industrie des combustibles fossiles	3 700	4 800	5 300	5 700	6 100	5 500	6 300	6 500	6 200
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	964	1 690	2 000	X	X	X	X	X	X
Industries manufacturières	857	1 300	935	794	715	696	652	640	602
Construction	70,6	73,1	49,8	40,8	39,1	37,6	42,6	42,0	44,7
Commercial et institutionnel	1 010	1 210	1 710	1 590	2 040	1 980	1 810	1 750	1 770
Résidentiel	2 100	2 100	2 000	2 000	2 000	1 800	1 800	1 700	1 800
Agriculture et foresterie	300	327	280	X	X	X	X	X	X
b. Transport¹	9 200	11 000	11 000	9 700	10 000	10 000	10 000	11 000	12 000
Transport aérien intérieur	210	170	110	120	130	120	110	140	150
Transport routier	4 100	4 930	5 530	4 940	5 500	5 750	5 940	5 810	6 080
Véhicules légers à essence	1 150	1 390	1 260	996	1 200	1 220	1 190	1 060	1 060
Camions légers à essence	828	1 350	1 710	1 370	1 700	1 840	1 890	1 780	1 880
Véhicules lourds à essence	722	472	345	300	359	374	386	346	347
Motocyclettes	1,96	2,73	5,56	4,81	6,04	6,82	7,11	6,97	7,66
Véhicules légers à moteur diesel	6,73	6,68	7,49	6,29	8,08	8,55	9,01	8,23	8,39
Camions légers à moteur diesel	51,4	135	192	162	210	227	237	240	274
Véhicules lourds à moteur diesel	1 270	1 520	1 980	2 080	1 990	2 060	2 210	2 360	2 490
Véhicules au propane et au gaz naturel	65	50	27	31	19	14	17	11	10
Transport ferroviaire	600	500	400	300	200	200	200	400	400
Transport maritime intérieur	0,10	0,01	0,02	0,04	0,01	0,01	0,01	-	-
Autres	4 000	6 000	5 000	4 000	4 000	4 000	4 000	5 000	5 000
Véhicules hors route à essence	1 000	800	700	1 000	700	700	700	1 000	1 000
Véhicules hors route à moteur diesel	2 000	2 000	2 000	1 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
Pipelines	1 640	2 600	2 410	1 720	2 000	1 590	1 450	1 950	1 640
c. Sources fugitives²	6 060	11 000	15 800	16 300	16 500	17 100	17 500	17 200	17 500
Exploitation de la houille ⁵	10	10	10	10	10	10	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	6 050	11 000	15 800	16 300	16 500	17 100	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	285	912	1 280	1 360	1 330	1 280	1 450	1 410	1 490
a. Produits minéraux	83	-	-	-	-	-	-	-	-
Production de ciment	83	-	-	-	-	-	-	-	-
Production de chaux	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Industries chimiques	-	-	-	-	-	-	28	13	14
Production d'acide nitrique	-	-	-	-	-	-	27,7	12,7	13,6
Production d'acide adipique	-	-	-	-	-	-	-	-	-
c. Production de métaux	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Production de fer et d'acier	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Production d'aluminium	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	-	-	-	-	-	-	-	-	-
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	200	910	1 300	1 400	1 300	1 300	1 400	1 400	1 500
UTILISATION DE SOLVANTS ET D'AUTRES PRODUITS	6,4	7,2	7,9	6,8	5,3	6,9	6,6	5,5	9,8
Agriculture	8 200	10 000	11 000	11 000	10 000	12 000	12 000	13 000	12 000
a. Fermentation entérique	2 500	3 400	3 400	3 600	3 700	4 000	4 300	4 500	4 400
b. Gestion des fumiers	690	910	950	1 000	1 000	1 100	1 200	1 200	1 200
c. Sols agricoles	5 000	6 200	7 000	6 200	5 500	6 600	6 900	7 200	6 600
Sources directes	2 800	3 400	3 800	3 200	2 700	3 400	3 600	3 700	3 300
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	440	610	640	680	700	760	810	840	820
Sources indirectes	2 000	2 000	3 000	2 000	2 000	2 000	3 000	3 000	2 000
Déchets	790	870	930	940	950	960	970	980	990
a. Enfouissement des déchets	750	830	890	900	910	920	930	940	950
b. Traitement des eaux usées	39	39	39	40	40	39	40	40	39
c. Incinération des déchets	0,52	0,04	-	-	-	-	-	-	-

Notes :

- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.
 - Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.
- X indique que les données sont confidentielles.
 - absence d'émission
 0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-17 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Saskatchewan, 2006

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre								
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	PFCs	SF ₆	TOTAL	
	Potentiel de réchauffement planétaire		21		310				
Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂				
TOTAL	41 900	1 000	22 000	26	8 200	–	–	72 000	
Énergie	40 400	770	16 000	2	700	–	–	57 300	
a. Sources de combustion fixes	27 500	20	300	0,6	200	–	–	28 000	
Production d'électricité et de chaleur	X	X	X	X	X	–	–	X	
Industrie des combustibles fossiles	5 920	10	300	0,1	40	–	–	6 200	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	X	X	X	X	X	–	–	X	
Industries manufacturières	594	0,05	1	0,02	7	–	–	602	
Construction	44,4	0,00	0,02	0,00	0,3	–	–	44,7	
Commercial et institutionnel	1 760	0,03	0,7	0,04	10	–	–	1 770	
Résidentiel	1 710	2	30	0,04	10	–	–	1 800	
Agriculture et foresterie	X	X	X	X	X	–	–	X	
b. Transport¹	11 200	4	80	1	500	–	–	12 000	
Transport aérien intérieur	146	0,02	0,4	0,01	4	–	–	150	
Transport routier	5 940	0,48	10	0,41	130	–	–	6 080	
Véhicules légers à essence	1 030	0,11	2,4	0,09	28	–	–	1 060	
Camions légers à essence	1 820	0,20	4,1	0,20	61	–	–	1 880	
Véhicules lourds à essence	339	0,03	0,58	0,02	7,1	–	–	347	
Motocyclettes	7,51	0,00	0,10	0,00	0,05	–	–	7,66	
Véhicules légers à moteur diesel	8,19	0,00	0,00	0,00	0,2	–	–	8,39	
Camions légers à moteur diesel	267	0,01	0,1	0,02	7	–	–	274	
Véhicules lourds à moteur diesel	2 460	0,1	2	0,08	20	–	–	2 490	
Véhicules au propane et au gaz naturel	9,74	0,01	0,3	0,00	0,06	–	–	10	
Transport ferroviaire	337	0,02	0,4	0,1	40	–	–	400	
Transport maritime intérieur	–	–	–	–	–	–	–	0	
Autres	4 800	3	70	0,9	300	–	–	5 000	
Véhicules hors route à essence	1 000	1	30	0,03	8	–	–	1 000	
Véhicules hors route à moteur diesel	2 000	0,1	2	0,8	300	–	–	2 000	
Pipelines	1 590	1,6	34	0,04	10	–	–	1 640	
c. Sources fugitives²	1 700	750	16 000	0,01	5	–	–	17 500	
Exploitation de la houille	X	X	X	X	X	–	–	X	
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	X	X	–	–	X	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	1 500	–	–	0,04	13,6	–	–	1 490	
a. Produits minéraux	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	0	
b. Industries chimiques	–	–	–	0,04	13,6	–	–	14	
Production d'acide nitrique	–	–	–	0,04	13,6	–	–	13,6	
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	0	
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	0	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	0	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	0	
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	1 500	–	–	–	–	–	–	1 500	
Utilisation de solvants et d'autres produits	–	–	–	0,03	9,8	–	–	9,8	
Agriculture	–	230	4 700	24	7 500	–	–	12 000	
a. Fermentation entérique	–	210	4 400	–	–	–	–	4 400	
b. Gestion des fumiers	–	16	340	2,8	860	–	–	1 200	
c. Sols agricoles	–	–	–	21	6 600	–	–	6 600	
Sources directes	–	–	–	11	3 300	–	–	3 300	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	2,7	820	–	–	820	
Sources indirectes	–	–	–	8	2 000	–	–	2 000	
Déchets	–	46	970	0,07	20	–	–	990	
a. Enfouissement des déchets	–	45	950	–	–	–	–	950	
b. Traitement des eaux usées	–	0,89	19	0,07	20	–	–	39	
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	0	

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
4. Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.

X indique que les données sont confidentielles.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-18 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Alberta, 1990–2006

Catégories de gaz à effet de serre	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
TOTAL	172 000	200 000	226 000	227 000	227 000	234 000	234 000	231 000	234 000
Energie	147 000	172 000	194 000	195 000	195 000	202 000	199 000	195 000	199 000
a. Sources de combustion fixes	96 200	111 000	126 000	125 000	128 000	134 000	129 000	125 000	126 000
Production d'électricité et de chaleur	40 100	49 200	52 100	53 500	53 000	54 600	53 300	52 500	53 800
Industrie des combustibles fossiles	32 000	34 000	44 000	45 000	46 000	45 000	43 000	40 000	40 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	2 390	3 340	5 500	5 900	7 530	11 000	10 400	10 900	11 400
Industries manufacturières	9 410	9 940	9 610	7 900	7 760	7 820	7 880	7 730	6 970
Construction	235	187	172	168	171	159	158	166	187
Commercial et institutionnel	4 950	5 520	5 290	4 760	5 720	6 070	6 100	5 470	5 240
Résidentiel	6 600	7 600	8 300	7 200	8 000	8 200	8 100	7 400	7 500
Agriculture et foresterie	469	335	360	286	300	270	266	235	234
b. Transport¹	22 000	24 000	29 000	31 000	30 000	31 000	32 000	33 000	36 000
Transport aérien intérieur	1 100	1 000	1 200	1 300	1 300	1 300	1 400	1 500	1 600
Transport routier	13 700	15 300	16 700	17 800	17 800	18 000	18 900	19 600	20 700
Véhicules légers à essence	4 460	4 020	3 780	3 850	3 800	3 670	3 620	3 560	3 540
Camions légers à essence	3 270	4 140	5 600	5 780	6 030	6 140	6 420	6 670	7 070
Véhicules lourds à essence	1 830	1 440	1 200	1 690	1 590	1 570	1 630	1 640	1 680
Motocyclettes	22,8	20,7	26,7	29,0	31,6	33,6	35,6	36,5	38,0
Véhicules légers à moteur diesel	22,9	17,7	17,5	19,5	21,3	21,3	22,8	22,9	23,2
Camions légers à moteur diesel	165	337	457	509	560	573	606	673	762
Véhicules lourds à moteur diesel	3 330	4 780	5 350	5 630	5 500	5 860	6 380	6 850	7 400
Véhicules au propane et au gaz naturel	630	520	270	270	220	190	190	120	170
Transport ferroviaire	2 000	1 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	3 000
Transport maritime intérieur	0,32	0,61	0,00	0,02	0,02	0,01	0,01	–	–
Autres	5 000	6 000	10 000	10 000	9 000	9 000	10 000	10 000	10 000
Véhicules hors route à essence	1 000	900	1 000	1 000	1 000	900	900	800	900
Véhicules hors route à moteur diesel	3 000	3 000	6 000	5 000	4 000	5 000	6 000	6 000	7 000
Pipelines	1 270	2 670	2 670	3 410	3 470	3 090	3 110	3 140	3 630
c. Sources fugitives²	29 100	37 300	39 100	38 800	36 900	37 500	37 600	37 100	37 400
Exploitation de la houille ⁵	200	300	200	200	200	200	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	28 900	37 000	38 900	38 600	36 700	37 300	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	8 200	9 630	10 500	10 700	10 000	11 300	13 000	12 900	12 900
a. Produits minéraux	850	930	1 100	1 100	1 200	1 100	1 100	1 200	1 200
Production de ciment	740	800	960	940	1 000	1 000	1 000	1 000	1 100
Production de chaux	100	130	150	150	130	120	130	120	110
b. Industries chimiques	810	780	1 100	1 200	1 100	1 100	1 000	1 100	1 100
Production d'acide nitrique	813	778	1 100	1 150	1 120	1 130	1 050	1 120	1 090
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux	–	10,7	–						
Production de fer et d'acier	–	10,7	–	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–								
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	6 500	7 900	8 300	8 500	7 700	9 100	11 000	11 000	11 000
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	16	19	24	21	16	22	21	18	33
Agriculture	14 000	17 000	20 000	20 000	19 000	19 000	19 000	20 000	19 000
a. Fermentation entérique	6 000	7 600	8 900	9 300	9 300	8 800	9 000	9 400	9 200
b. Gestion des fumiers	1 500	1 900	2 200	2 300	2 300	2 200	2 200	2 300	2 300
c. Sols agricoles	6 700	7 400	8 500	7 900	7 300	7 800	8 200	8 300	8 100
Sources directes	3 500	3 700	4 100	3 600	3 100	3 600	3 800	3 800	3 700
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	920	1 200	1 500	1 600	1 600	1 500	1 500	1 600	1 500
Sources indirectes	2 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Déchets	1 900	1 900	2 100	2 100	2 100	2 200	2 300	2 300	2 400
a. Enfouissement des déchets	1 800	1 800	2 000	2 000	2 100	2 100	2 200	2 300	2 300
b. Traitement des eaux usées	73	70	71	71	68	67	69	70	69
c. Incinération des déchets	–								

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 4. Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.
 5. Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.
- X indique que les données sont confidentielles.
 – absence d'émission
 0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-19 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Alberta, 2006

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre								
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	PFC	SF ₆	TOTAL	
	Potentiel de réchauffement planétaire								
Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂ ²¹	kt	kt d'éq. CO ₂ ³¹⁰	kt d'éq. CO ₂			
TOTAL	179 000	2 000	41 000	43	13 000	–	–	–	234 000
Énergie	168 000	1 400	29 000	8	2 000	–	–	–	199 000
a. Sources de combustion fixes	123 000	70	2 000	3	800	–	–	–	126 000
Production d'électricité et de chaleur	53 500	1,6	33	1	300	–	–	–	53 800
Industrie des combustibles fossiles	38 700	70	1 000	0,9	300	–	–	–	40 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	11 300	0,2	5	0,3	80	–	–	–	11 400
Industries manufacturières	6 900	0,4	8	0,2	70	–	–	–	6 970
Construction	185	0,00	0,07	0,01	2	–	–	–	187
Commercial et institutionnel	5 210	0,1	2	0,1	30	–	–	–	5 240
Résidentiel	7 380	2	40	0,2	50	–	–	–	7 500
Agriculture et foresterie	232	0,00	0,09	0,01	2	–	–	–	234
b. Transport¹	34 500	7	100	5	2 000	–	–	–	36 000
Transport aérien intérieur	1 510	0,09	2	0,1	40	–	–	–	1 600
Transport routier	20 200	1,5	31	1,4	450	–	–	–	20 700
Véhicules légers à essence	3 450	0,32	6,7	0,29	90	–	–	–	3 540
Camions légers à essence	6 820	0,58	12	0,75	230	–	–	–	7 070
Véhicules lourds à essence	1 640	0,09	1,8	0,12	38	–	–	–	1 680
Motocyclettes	37,3	0,02	0,49	0,00	0,23	–	–	–	38,0
Véhicules légers à moteur diesel	22,7	0,00	0,01	0,00	0,6	–	–	–	23,2
Camions légers à moteur diesel	743	0,02	0,4	0,06	20	–	–	–	762
Véhicules lourds à moteur diesel	7 330	0,3	7	0,2	70	–	–	–	7 400
Véhicules au propane et au gaz naturel	166	0,09	2	0,00	1	–	–	–	170
Transport ferroviaire	2 460	0,1	3	1	300	–	–	–	3 000
Transport maritime intérieur	–	–	–	–	–	–	–	–	0
Autres	10 000	5	100	3	800	–	–	–	10 000
Véhicules hors route à essence	800	1	20	0,02	6	–	–	–	900
Véhicules hors route à moteur diesel	6 000	0,3	7	2	800	–	–	–	7 000
Pipelines	3 520	3,5	74	0,09	30	–	–	–	3 630
c. Sources fugitives²	9 700	1 300	28 000	0,01	3	–	–	–	37 400
Exploitation de la houille	X	X	X	X	X	–	–	–	X
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	X	X	–	–	–	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	12 000	–	–	3,52	1 090	–	–	–	12 900
a. Produits minéraux	1 200	–	–	–	–	–	–	–	1 200
Production de ciment	1 100	–	–	–	–	–	–	–	1 100
Production de chaux	110	–	–	–	–	–	–	–	110
b. Industries chimiques	–	–	–	3,52	1 090	–	–	–	1 100
Production d'acide nitrique	–	–	–	3,52	1 090	–	–	–	1 090
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	0
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–	0
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–	0
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	0
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	0
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	–	0
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	11 000	–	–	–	–	–	–	–	11 000
Utilisation de solvants et autres produits	–	–	–	0,11	33	–	–	–	33
Agriculture	–	470	9 800	31	9 700	–	–	–	19 000
a. Fermentation entérique	–	440	9 200	–	–	–	–	–	9 200
b. Gestion des fumiers	–	30	630	5,3	1 600	–	–	–	2 300
c. Sols agricoles	–	–	–	26	8 100	–	–	–	8 100
Sources directes	–	–	–	12	3 700	–	–	–	3 700
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	5,0	1 500	–	–	–	1 500
Sources indirectes	–	–	–	9	3 000	–	–	–	3 000
Déchets	–	110	2 300	0,2	70	–	–	–	2 400
a. Enfouissement des déchets	–	110	2 300	–	–	–	–	–	2 300
b. Traitement des eaux usées	–	–	–	0,2	70	–	–	–	69
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	–	0

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
4. Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.

X indique que les données sont confidentielles.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-20 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Colombie-Britannique, 1990–2006

Catégories de gaz à effet de serre	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
TOTAL	48 900	57 100	61 300	60 800	59 300	61 300	65 600	64 400	62 300
Energie	40 600	48 000	51 400	51 800	50 400	52 100	56 200	55 200	53 700
a. Sources de combustion fixes	18 900	21 000	22 500	22 600	21 000	21 500	24 200	23 900	22 700
Production d'électricité et de chaleur	1 170	2 700	2 480	3 070	1 180	1 330	1 850	1 470	1 470
Industrie des combustibles fossiles	3 700	3 800	4 100	3 500	4 400	5 800	7 800	8 300	7 400
Exploitation minière et extraction de gaz et de	252	163	316	232	270	155	491	297	735
Industries manufacturières	6 000	6 250	7 190	7 400	6 500	6 590	6 450	6 050	5 260
Construction	303	198	75,2	70,0	73,1	81,1	99,8	106	110
Commercial et institutionnel	2 810	3 360	3 380	3 430	4 120	3 420	3 490	3 360	3 330
Résidentiel	4 300	4 400	4 600	4 500	4 300	4 100	3 900	4 300	4 400
Agriculture et foresterie	319	152	313	353	124	80,0	67,4	66,0	65,7
b. Transport¹	18 000	22 000	24 000	23 000	24 000	25 000	26 000	25 000	24 000
Transport aérien intérieur	1 100	1 200	1 400	1 100	1 400	1 300	1 500	1 700	1 600
Transport routier	11 400	13 200	14 700	14 500	14 600	14 800	15 700	15 300	15 400
Véhicules légers à essence	3 850	4 430	4 450	4 330	4 310	4 270	4 440	4 170	4 010
Camions légers à essence	2 200	3 390	4 470	4 540	4 620	4 680	5 000	4 780	4 870
Véhicules lourds à essence	2 040	1 830	1 670	1 570	1 500	1 620	1 720	1 640	1 560
Motocyclettes	17,5	13,1	16,4	18,2	20,0	21,9	26,3	27,2	26,8
Véhicules légers à moteur diesel	26,4	29,1	37,5	37,5	39,2	38,9	43,9	45,7	45,6
Camions légers à moteur diesel	35,3	63,3	64,8	54,3	47,1	54,1	57,1	56,1	55,7
Véhicules lourds à moteur diesel	2 490	2 860	3 630	3 610	3 740	3 880	4 190	4 430	4 610
Véhicules au propane et au gaz naturel	780	570	330	320	290	260	260	190	190
Transport ferroviaire	1 000	2 000	1 000	1 000	800	600	400	400	400
Transport maritime intérieur	1 000	1 200	1 200	1 600	1 900	3 000	2 700	2 500	2 500
Autres	3 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	6 000	5 000	5 000
Véhicules hors route à essence	400	400	500	400	400	500	500	400	400
Véhicules hors route à moteur diesel	2 000	3 000	3 000	3 000	3 000	4 000	4 000	4 000	3 000
Pipelines	845	1 370	1 630	1 840	1 340	1 050	1 120	977	765
c. Sources fugitives²	3 320	4 980	5 270	5 730	5 850	5 740	6 100	6 210	6 500
Exploitation de la houille ⁶	500	600	500	500	500	400	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	2 830	4 410	4 790	5 210	5 370	5 310	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	3 060	3 320	3 880	2 910	2 820	2 960	3 150	3 020	2 750
a. Produits minéraux	770	950	1 300	1 200	1 300	1 200	1 400	1 300	1 300
Production de ciment	610	760	1 100	1 000	1 100	1 100	1 200	1 100	1 200
Production de chaux	160	190	220	190	200	180	190	180	170
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux	1 510	1 690	1 820	1 270	1 060	1 230	1 360	1 130	999
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	1 500	1 700	1 800	1 300	1 100	1 200	1 400	1 100	1 000
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium ⁵	–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	–	–
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	780	680	790	420	490	480	430	560	410
UTILISATION DE SOLVANTS ET D'AUTRES	21	27	32	28	22	29	28	24	43
Agriculture	2 200	2 400	2 400	2 500	2 500	2 600	2 700	2 700	2 400
a. Fermentation entérique	1 000	1 200	1 200	1 200	1 300	1 300	1 400	1 400	1 200
b. Gestion des fumiers	340	390	410	420	430	440	450	440	410
c. Sols agricoles	830	840	760	840	800	850	850	850	740
Sources directes	400	370	300	350	320	340	340	350	280
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	150	180	190	190	200	210	220	210	190
Sources indirectes	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Déchets	3 000	3 400	3 500	3 600	3 600	3 600	3 500	3 400	3 400
a. Enfouissement des déchets	2 900	3 200	3 400	3 400	3 400	3 400	3 300	3 200	3 300
b. Traitement des eaux usées	90	100	110						
c. Incinération des déchets	66	73	70	67	69	69	69	68	68

Notes :

- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.
 - L'information concernant l'utilisation de SF₆ pour le moulage du magnésium est confidentielle pour cette province.
 - Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.
- X indique que les données sont confidentielles.
– absence d'émission
0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-21 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Colombie-Britannique, 2006

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre								
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	PFC	SF ₆	TOTAL	
	Potentiel de réchauffement planétaire		21		310				
Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂				
TOTAL	51 300	380	8 000	8,1	2 500	520	0,36	62 300	
Energie	49 000	160	3 400	4	1 000	–	–	53 700	
a. Sources de combustion fixes	21 900	30	600	0,8	300	–	–	22 700	
Production d'électricité et de chaleur	1 450	0,22	4,7	0,04	10	–	–	1 470	
Industrie des combustibles fossiles	6 960	20	400	0,2	60	–	–	7 400	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	730	0,01	0,3	0,02	5	–	–	735	
Industries manufacturières	5 130	0,8	20	0,4	100	–	–	5 260	
Construction	109	0,00	0,04	0,00	0,7	–	–	110	
Commercial et institutionnel	3 310	0,06	1	0,06	20	–	–	3 330	
Résidentiel	4 170	7	200	0,2	50	–	–	4 400	
Agriculture et foresterie	65,2	0,00	0,02	0,00	0,5	–	–	65,7	
b. Transport¹	23 300	3	60	3	1 000	–	–	24 000	
Transport aérien intérieur	1 600	0,08	2	0,1	50	–	–	1 600	
Transport routier	14 900	1,1	23	1,4	440	–	–	15 400	
Véhicules légers à essence	3 850	0,32	6,7	0,50	150	–	–	4 010	
Camions légers à essence	4 650	0,32	6,7	0,68	210	–	–	4 870	
Véhicules lourds à essence	1 520	0,10	2,1	0,10	31	–	–	1 560	
Motocyclettes	26,2	0,02	0,39	0,00	0,16	–	–	26,8	
Véhicules légers à moteur diesel	44,4	0,00	0,02	0,00	1	–	–	45,6	
Camions légers à moteur diesel	54,3	0,00	0,03	0,00	1	–	–	55,7	
Véhicules lourds à moteur diesel	4 560	0,2	4	0,1	40	–	–	4 610	
Véhicules au propane et au gaz naturel	188	0,1	2	0,00	1	–	–	190	
Transport ferroviaire	354	0,02	0,4	0,1	50	–	–	400	
Transport maritime intérieur	2 320	0,2	4	0,4	100	–	–	2 500	
Autres	4 200	1	30	1	400	–	–	5 000	
Véhicules hors route à essence	400	0,5	10	0,01	3	–	–	400	
Véhicules hors route à moteur diesel	3 000	0,2	3	1	400	–	–	3 000	
Pipelines	743	0,74	16	0,02	6	–	–	765	
c. Sources fugitives²	3 700	130	2 800	–	–	–	–	6 500	
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	X	
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	X	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	2 200	–	–	–	–	520	0,36	2 750	
a. Produits minéraux	1 300	–	–	–	–	–	–	1 300	
Production de ciment	1 200	–	–	–	–	–	–	1 200	
Production de chaux	170	–	–	–	–	–	–	170	
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	0	
c. Production de métaux	480	–	–	–	–	520	0,36	999	
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production d'aluminium	480	–	–	–	–	520	0,36	1 000	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	0	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	0	
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	410	–	–	–	–	–	–	410	
Utilisation de solvants et d'autres produits	–	–	–	0,14	43	–	–	43	
Agriculture	–	65	1 400	3,3	1 000	–	–	2 400	
a. Fermentation entérique	–	59	1 200	–	–	–	–	1 200	
b. Gestion des fumiers	–	6,0	130	0,93	290	–	–	410	
c. Sols agricoles	–	–	–	2,4	740	–	–	740	
Sources directes	–	–	–	0,92	280	–	–	280	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	0,62	190	–	–	190	
Sources indirectes	–	–	–	0,8	300	–	–	300	
Déchets	57	160	3 300	0,3	100	–	–	3 400	
a. Enfouissement des déchets	–	150	3 300	–	–	–	–	3 300	
b. Traitement des eaux usées	–	0,99	21	0,3	90	–	–	110	
c. Incinération des déchets	57	–	–	0,04	10	–	–	68	

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
4. Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.

X indique que les données sont confidentielles.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-22 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Yukon, 1990–2006

Catégories de gaz à effet de serre	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
	<i>kt d'éq. CO₂</i>								
TOTAL	538	547	445	433	444	440	414	398	394
Énergie	526	532	430	418	428	424	398	382	377
a. Sources de combustion fixes	226	248	191	168	169	163	131	126	123
Production d'électricité et de chaleur	93,6	53,3	17,0	14,6	17,2	10,7	7,99	7,53	7,81
Industrie des combustibles fossiles	2,9	91	84	56	48	28	11	29	38
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	4,12	10,3	1,54	2,09	2,90	2,11	1,73	3,08	0,53
Industries manufacturières	8,01	0,47	–	0,03	–	–	–	–	–
Construction	5,46	4,45	2,40	1,64	1,58	2,65	1,95	1,07	1,06
Commercial et institutionnel	81,9	60,8	52,9	51,2	53,1	58,5	40,0	39,8	30,4
Résidentiel	29	19	33	29	31	41	55	39	39
Agriculture et foresterie	1,24	7,56	0,95	13,9	14,7	19,9	13,2	6,27	6,02
b. Transport¹	300	280	240	250	250	260	260	250	250
Transport aérien intérieur	21	21	23	16	15	20	22	22	27
Transport routier	180	218	162	165	168	164	160	157	144
Véhicules légers à essence	79,1	72,5	48,9	47,2	45,6	45,0	39,1	34,3	28,5
Camions légers à essence	30,4	41,7	39,6	41,4	42,5	44,2	40,3	37,7	33,5
Véhicules lourds à essence	10,2	9,69	5,89	6,28	6,08	6,31	5,83	5,28	4,49
Motocyclettes	0,46	0,41	0,32	0,32	0,35	0,38	0,35	0,32	0,27
Véhicules légers à moteur diesel	0,55	0,51	0,35	0,34	0,33	0,34	0,32	0,28	0,24
Camions légers à moteur diesel	0,60	0,96	2,51	2,55	2,58	2,71	2,53	2,65	2,68
Véhicules lourds à moteur diesel	57,2	88,0	63,5	65,5	69,0	63,6	69,9	75,2	72,7
Véhicules au propane et au gaz naturel	1,5	4,0	0,68	1,0	1,6	1,9	2,1	1,1	1,5
Transport ferroviaire	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Transport maritime intérieur	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Autres	100	40	50	70	70	70	80	70	80
Véhicules hors route à essence	10	8	10	10	10	10	3	3	2
Véhicules hors route à moteur diesel	90	30	40	60	60	60	80	70	80
Pipelines	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Sources fugitives²	–	3,77	2,71	2,15	5,40	3,54	2,71	2,12	1,03
Exploitation de la houille ⁵	–	–	–	–	–	–	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	–	3,77	2,71	2,15	5,40	3,54	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	1,38	2,09	0,71	0,61	0,99	0,75	0,49	0,56	0,56
a. Produits minéraux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	–	–
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	1,4	2,1	0,71	0,61	0,99	0,75	0,48	0,56	0,56
UTILISATION DE SOLVANTS ET D'AUTRES PRODUITS	0,18	0,22	0,24	0,21	0,16	0,21	0,20	0,17	0,31
Agriculture	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
a. Fermentation entérique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
b. Gestion des fumiers	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
c. Sols agricoles	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sources directes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sources indirectes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets	10	12	14	14	14	15	15	16	16
a. Enfouissement des déchets	7,6	9,3	11	11	12	12	12	13	13
b. Traitement des eaux usées	2,9	3,2	2,9	2,8	2,8	3,0	3,1	3,1	3,1
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Notes :

- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.
 - Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.
- X indique que les données sont confidentielles.
 – absence d'émission
 0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-23 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Yukon, 2006

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre								TOTAL
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	PFC	SF ₆		
	Potentiel de réchauffement planétaire	21	310						
Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂				
TOTAL	359	0,97	20	0,05	15	–	–	394	
Énergie	359	0,24	5,0	0,04	10	–	–	377	
a. Sources de combustion fixes	117	0,2	4	0,00	1	–	–	123	
Production d'électricité et de chaleur	7,46	0,00	0,01	0,00	0,3	–	–	7,81	
Industrie des combustibles fossiles	35,6	0,1	2	0,00	0,3	–	–	38	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	0,53	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	0,53	
Industries manufacturières	–	–	–	–	–	–	–	0	
Construction	1,05	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	1,06	
Commercial et institutionnel	30,3	0,00	0,01	0,00	0,1	–	–	30,4	
Résidentiel	36,3	0,1	2	0,00	0,4	–	–	39	
Agriculture et foresterie	6,00	0,00	0,00	0,00	0,02	–	–	6,02	
b. Transport¹	240	0,02	0,4	0,04	10	–	–	250	
Transport aérien intérieur	25,9	0,00	0,07	0,00	0,7	–	–	27	
Transport routier	141	0,01	0,23	0,01	2,6	–	–	144	
Véhicules légers à essence	27,7	0,00	0,06	0,00	0,71	–	–	28,5	
Camions légers à essence	32,4	0,00	0,07	0,00	1,1	–	–	33,5	
Véhicules lourds à essence	4,38	0,00	0,01	0,00	0,10	–	–	4,49	
Motocyclettes	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	0,27	
Véhicules légers à moteur diesel	0,23	0,00	0,00	0,00	0,01	–	–	0,24	
Camions légers à moteur diesel	2,61	0,00	0,00	0,00	0,06	–	–	2,68	
Véhicules lourds à moteur diesel	71,9	0,00	0,07	0,00	0,7	–	–	72,7	
Véhicules au propane et au gaz naturel	1,43	0,00	0,01	0,00	0,01	–	–	1,5	
Transport ferroviaire	–	–	–	–	–	–	–	0	
Transport maritime intérieur	–	–	–	–	–	–	–	0	
Autres	74	0,01	0,1	0,03	9	–	–	80	
Véhicules hors route à essence	2	0,00	0,05	0,00	0,01	–	–	2	
Véhicules hors route à moteur diesel	71	0,00	0,08	0,03	9	–	–	80	
Pipelines	–	–	–	–	–	–	–	0	
c. Sources fugitives²	0,89	0,01	0,14	–	–	–	–	1,03	
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	X	
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	X	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	0,56	–	–	–	–	–	–	0,56	
a. Produits minéraux	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	0	
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	0	
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	0	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	0	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	0	
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	0,56	–	–	–	–	–	–	0,56	
Utilisation de solvants et d'autres produits	–	–	–	0,00	0,31	–	–	0,31	
Agriculture	–	–	–	–	–	–	–	–	
a. Fermentation entérique	–	–	–	–	–	–	–	–	
b. Gestion des fumiers	–	–	–	–	–	–	–	–	
c. Sols agricoles	–	–	–	–	–	–	–	–	
Sources directes d'enclos	–	–	–	–	–	–	–	–	
Sources indirectes	–	–	–	–	–	–	–	–	
Déchets	–	0,73	15	0,00	0,6	–	–	16	
a. Enfouissement des déchets	–	0,61	13	–	–	–	–	13	
b. Traitement des eaux usées	–	0,12	2,5	0,00	0,6	–	–	3,1	
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	0	

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 4. Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
– absence d'émission
0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-24 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour les Territoires du Nord-Ouest, 1999–2006

Catégories de gaz à effet de serre	1999	2000	2001	kt d'éq. CO ₂				
				2002	2003	2004	2005	2006
TOTAL	1 120	1 300	1 730	1 340	1 210	1 180	832	1 160
Energie	1 100	1 280	1 710	1 310	1 180	1 160	808	1 130
a. Sources de combustion fixes	527	745	942	816	739	708	650	587
Production d'électricité et de chaleur	205	242	261	199	232	211	245	268
Industrie des combustibles	3,3	170	320	280	170	190	130	82
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	67,8	74,2	98,9	98,9	86,9	69,3	60,8	49,0
Industries manufacturières	0,00	0,00	0,01	0,00	0,08	0,18	0,25	0,00
Construction	0,77	0,41	0,51	1,26	1,12	1,71	1,68	0,78
Commercial et institutionnel	163	146	136	112	144	141	130	120
Résidentiel	87	110	100	100	89	90	81	66
Agriculture et foresterie	0,01	0,00	19,6	21,8	13,5	1,75	1,53	–
b. Transport¹	570	530	770	500	440	450	160	550
Transport aérien intérieur	91	84	180	110	100	110	87	99
Transport routier	222	219	219	207	203	206	49,3	214
Véhicules légers à essence	38,0	38,8	40,1	35,8	34,8	33,2	23,3	19,4
Camions légers à essence	27,5	27,6	29,5	27,3	28,0	28,3	20,7	18,1
Véhicules lourds à essence	3,37	3,74	4,28	3,73	3,65	3,74	2,69	2,25
Motocyclettes	0,21	0,24	0,27	0,26	0,28	0,29	0,20	0,17
Véhicules légers à moteur diesel	0,28	0,31	0,32	0,29	0,29	0,30	0,21	0,18
Camions légers à moteur diesel	1,42	1,67	1,87	1,75	1,85	1,90	1,57	1,56
Véhicules lourds à moteur diesel	150	146	143	137	133	137	–	171
Véhicules au propane et au gaz naturel	0,83	0,34	0,51	0,78	0,95	1,0	0,54	0,73
Transport ferroviaire	3	3	3	4	3	3	3	3
Transport maritime intérieur	4,6	5,8	12	7,3	–	–	–	–
Autres	300	200	400	200	100	100	20	200
Véhicules hors route à essence	20	20	30	10	20	20	20	10
Véhicules hors route à moteur diesel	200	200	300	200	100	100	–	200
Pipelines	4,72	5,66	6,04	3,64	2,93	2,88	2,51	2,23
c. Sources fugitives²	–	–	–	–	–	–	–	–
Exploitation de la houille ⁵	–	–	–	–	–	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	–	–	–	–	–	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	2,37	4,15	5,23	5,40	5,36	3,52	4,65	4,79
a. Produits minéraux	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	–
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	–
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	2,4	4,1	5,2	5,4	5,4	3,5	4,7	4,8
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	0,29	0,32	0,28	0,22	0,29	0,28	0,24	0,42
Agriculture	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
a. Fermentation entérique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
b. Gestion des fumiers	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
c. Sols agricoles	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sources directes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fumier de pâturages, de grands parcs et d'enclos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sources indirectes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets	17	17	18	18	19	19	19	20
a. Enfouissement des déchets	13	13	13	14	14	15	15	15
b. Traitement des eaux usées	4,2	4,2	4,3	4,4	4,4	4,5	4,5	4,4
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	–

Notes :

- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.
 - Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.
- X indique que les données sont confidentielles.
 – absence d'émission
 0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-25 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour les Territoires du Nord-Ouest, 2006

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre								TOTAL
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	PFC	SF ₆		
	Potentiel de réchauffement planétaire		21		310				
Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂				
TOTAL	1 190	2,1	44	0,17	51	–	–	1 290	
Energie	1 190	0,58	12	0,2	50	–	–	1 250	
a. Sources de combustion fixes	570	0,5	10	0,04	10	–	–	591	
Production d'électricité et de chaleur	259	0,01	0,23	0,03	9	–	–	268	
Industrie des combustibles fossiles	77,4	0,2	4	0,00	0,6	–	–	82	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	48,7	0,00	0,01	0,00	0,2	–	–	49,0	
Industries manufacturières	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	0,00	
Construction	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	0,78	
Commercial et institutionnel	124	0,00	0,04	0,00	0,6	–	–	125	
Résidentiel	60,4	0,2	5	0,00	0,9	–	–	66	
Agriculture et foresterie	–	–	–	–	–	–	–	0	
b. Transport¹	618	0,05	1	0,1	40	–	–	660	
Transport aérien intérieur	135	0,01	0,2	0,01	4	–	–	140	
Transport routier	237	0,02	0,31	0,01	3,3	–	–	241	
Véhicules légers à essence	22,6	0,00	0,05	0,00	0,58	–	–	23,2	
Camions légers à essence	29,4	0,00	0,06	0,00	0,95	–	–	30,4	
Véhicules lourds à essence	2,35	0,00	0,00	0,00	0,05	–	–	2,40	
Motocyclettes	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	0,20	
Véhicules légers à moteur diesel	0,22	0,00	0,00	0,00	0,01	–	–	0,22	
Camions légers à moteur diesel	2,51	0,00	0,00	0,00	0,06	–	–	2,57	
Véhicules lourds à moteur diesel	178	0,01	0,2	0,01	2	–	–	180	
Véhicules au propane et au gaz naturel	1,43	0,00	0,01	0,00	0,01	–	–	1,5	
Transport ferroviaire	2,40	0,00	0,00	0,00	0,3	–	–	3	
Transport maritime intérieur	–	–	–	–	–	–	–	0	
Autres	240	0,03	0,5	0,1	30	–	–	300	
Véhicules hors route à essence	10	0,01	0,3	0,00	0,07	–	–	10	
Véhicules hors route à moteur diesel	230	0,01	0,3	0,1	30	–	–	300	
Pipelines	2,13	0,00	0,00	0,00	0,1	–	–	2,23	
c. Sources fugitives²	1,0	0,08	1,6	–	–	–	–	2,58	
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	X	
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	X	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	4,8	–	–	–	–	–	–	4,79	
a. Produits minéraux	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	0	
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	0	
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	0	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	0	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	0	
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	4,8	–	–	–	–	–	–	4,8	
Utilisation de solvants et autres produits	–	–	–	0,00	0,72	–	–	0,72	
Agriculture	–	–	–	–	–	–	–	–	
a. Fermentation entérique	–	–	–	–	–	–	–	–	
b. Gestion des fumiers	–	–	–	–	–	–	–	–	
c. Sols agricoles	–	–	–	–	–	–	–	–	
Sources directes	–	–	–	–	–	–	–	–	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	–	–	–	–	–	
Sources indirectes	–	–	–	–	–	–	–	–	
Déchets	–	1,5	32	0,01	1	–	–	34	
a. Enfouissement des déchets	–	1,2	26	–	–	–	–	26	
b. Traitement des eaux usées	–	0,29	6,1	0,01	1	–	–	7,6	
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	0	

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
4. Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.

X indique que les données sont confidentielles.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-26 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Nunavut, 1999–2006

Catégories de gaz à effet de serre	1999	2000	2001	2002 2003 2004 2005 2006				
				kt d'éq. CO ₂				
TOTAL	201	275	382	397	416	432	159	129
Energie	189	263	369	385	403	419	145	115
a. Sources de combustion fixes	105	72,9	66,2	88,5	65,5	78,0	26,5	4,83
Production d'électricité et de chaleur	91,2	45,1	35,3	54,4	34,9	47,6	–	–
Industrie des combustibles fossiles	0,08	0,09	0,08	0,08	0,04	0,10	0,06	–
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	2,20	4,25	4,54	6,07	5,80	5,00	7,47	–
Industries manufacturières	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	–
Construction	0,05	0,11	0,17	0,13	0,13	0,12	0,12	–
Commercial et institutionnel	6,40	14,3	15,5	15,1	16,3	19,5	14,3	4,83
Résidentiel	4,7	9,1	11	13	8,3	5,7	4,6	–
Agriculture et foresterie	0,01	0,00	0,00	–	–	–	–	–
b. Transport¹	84	190	300	300	340	340	120	110
Transport aérien intérieur	23	26	29	30	35	39	34	39
Transport routier	19,2	25,2	25,6	25,5	27,7	29,1	25,5	27,1
Véhicules légers à essence	3,84	5,28	5,03	4,45	4,77	4,67	3,71	3,84
Camions légers à essence	8,39	12,7	12,7	11,6	13,1	13,6	11,3	12,3
Véhicules lourds à essence	0,11	0,15	0,15	0,13	0,17	0,19	0,14	0,15
Motocyclettes	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03
Véhicules légers à moteur diesel	0,03	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04
Camions légers à moteur diesel	0,46	0,72	0,73	0,69	0,78	0,84	0,80	1,01
Véhicules lourds à moteur diesel	5,53	5,91	6,44	7,76	7,78	8,66	8,99	9,02
Véhicules au propane et au gaz naturel	0,83	0,34	0,51	0,78	0,95	1,0	0,54	0,73
Transport ferroviaire	–	–	–	–	–	–	–	–
Transport maritime intérieur	3,6	4,6	4,9	2,3	–	–	–	–
Autres	40	100	200	200	300	300	60	40
Véhicules hors route à essence	–	2	2	–	1	1	–	–
Véhicules hors route à moteur diesel	40	100	200	200	300	300	60	40
Pipelines	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Sources fugitives²	–	–	–	–	–	–	–	–
Exploitation de la houille ⁵	–	–	–	–	–	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	–	–	–	–	–	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	0,08	0,08	0,18	0,02	0,02	0,02	–	–
a. Produits minéraux	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	–
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	–
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	0,08	0,08	0,18	0,02	0,02	0,02	–	–
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	0,19	0,22	0,19	0,15	0,20	0,20	0,17	0,30
Agriculture	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
a. Fermentation entérique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
b. Gestion des fumiers	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
c. Sols agricoles	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sources directes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sources indirectes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets	11	12	12	13	13	13	14	14
a. Enfouissement des déchets	8,5	8,9	9,3	9,5	9,8	10	10	11
b. Traitement des eaux usées	2,8	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,2
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	–

Notes :

- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.
 - Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.
- X indique que les données sont confidentielles.
– absence d'émission
0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-27 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Nunavut, 2006

Catégories de gaz à effet de serre	Gaz à effet de serre								TOTAL
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	PFC	SF ₆		
	Potentiel de réchauffement planétaire		21		310				
	Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL	108	0,65	14	0,02	7,6	–	–	129	
Energie	108	0,01	0,13	0,02	7	–	–	115	
a. Sources de combustion fixes	4,81	0,00	0,00	0,00	0,02	–	–	4,83	
Production d'électricité et de chaleur	–	–	–	–	–	–	–	0	
Industrie des combustibles fossiles	–	–	–	–	–	–	–	0	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	–	–	–	–	–	–	–	0	
Industries manufacturières	–	–	–	–	–	–	–	0	
Construction	–	–	–	–	–	–	–	0	
Commercial et institutionnel	4,81	0,00	0,00	0,00	0,02	–	–	4,83	
Résidentiel	–	–	–	–	–	–	–	0	
Agriculture et foresterie	–	–	–	–	–	–	–	0	
b. Transport¹	103	0,01	0,1	0,02	7	–	–	110	
Transport aérien intérieur	38,1	0,00	0,03	0,00	1	–	–	39	
Transport routier	26,5	0,00	0,05	0,00	0,60	–	–	27,1	
Véhicules légers à essence	3,73	0,00	0,01	0,00	0,10	–	–	3,84	
Camions légers à essence	11,9	0,00	0,03	0,00	0,38	–	–	12,3	
Véhicules lourds à essence	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	0,15	
Motocyclettes	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	0,03	
Véhicules légers à moteur diesel	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	0,04	
Camions légers à moteur diesel	0,99	0,00	0,00	0,00	0,02	–	–	1,01	
Véhicules lourds à moteur diesel	8,92	0,00	0,01	0,00	0,08	–	–	9,02	
Véhicules au propane et au gaz naturel	0,72	0,00	0,01	0,00	0,00	–	–	0,73	
Transport ferroviaire	–	–	–	–	–	–	–	0	
Transport maritime intérieur	–	–	–	–	–	–	–	0	
Autres	39	0,00	0,04	0,02	5	–	–	40	
Véhicules hors route à essence	–	–	–	–	–	–	–	0	
Véhicules hors route à moteur diesel	39	0,00	0,04	0,02	5	–	–	40	
Pipelines	–	–	–	–	–	–	–	0	
c. Sources fugitives²	–	–	–	–	–	–	–	0	
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	X	
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	X	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	–	–	–	–	–	–	–	0	
a. Produits minéraux	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	0	
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	0	
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	0	
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	0	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	0	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	0	
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	–	–	–	–	–	–	–	0	
Utilisation de solvants et d'autres produits	–	–	–	0,00	0,30	–	–	0,30	
Agriculture	–	–	–	–	–	–	–	–	
a. Fermentation entérique	–	–	–	–	–	–	–	–	
b. Gestion des fumiers	–	–	–	–	–	–	–	–	
c. Sols agricoles	–	–	–	–	–	–	–	–	
Sources directes	–	–	–	–	–	–	–	–	
d'enclos	–	–	–	–	–	–	–	–	
Sources indirectes	–	–	–	–	–	–	–	–	
Déchets	–	0,64	13	0,00	0,6	–	–	14	
a. Enfouissement des déchets	–	0,52	11	–	–	–	–	11	
b. Traitement des eaux usées	–	0,12	2,6	0,00	0,6	–	–	3,2	
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	0	

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
4. Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.

X indique que les données sont confidentielles.

– absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Tableau A11-28 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour les Territoires du Nord-Ouest (y compris le Nunavut), 1990–1998

Catégories de gaz à effet de serre	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
	<i>kt d'éq. CO₂</i>								
TOTAL	1 490	1 450	1 260	1 550	1 740	1 840	1 960	1 670	1 510
Energie	1 460	1 410	1 240	1 500	1 610	1 730	1 870	1 640	1 490
a. Sources de combustion fixes	860	902	768	868	932	1 070	976	906	679
Production d'électricité et de chaleur	211	212	183	194	195	365	344	341	367
Industrie des combustibles fossiles	180	110	15	30	20	22	14	3,8	2,8
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	48,8	53,5	38,1	61,8	146	98,3	43,9	48,9	42,7
Industries manufacturières	23,6	14,2	16,3	6,58	12,7	19,8	17,6	9,17	0,00
Construction	3,76	3,28	3,49	4,22	3,15	20,4	0,67	0,69	0,57
Commercial et institutionnel	234	324	317	350	368	437	370	331	174
Résidentiel	150	180	180	220	190	110	190	170	92
Agriculture et foresterie	2,30	8,75	11,8	2,02	1,03	0,01	–	0,01	0,01
b. Transport¹	540	440	410	570	640	610	860	730	800
Transport aérien intérieur	160	170	180	200	220	180	250	210	170
Transport routier	120	105	103	115	136	147	159	155	208
Véhicules légers à essence	31,9	30,7	30,6	38,4	40,5	36,1	37,0	38,2	31,0
Camions légers à essence	13,7	14,0	14,8	20,3	23,5	22,5	24,6	28,2	23,2
Véhicules lourds à essence	5,67	4,74	4,33	5,19	3,88	3,68	3,66	3,43	2,83
Motocyclettes	0,19	0,18	0,18	0,23	0,24	0,22	0,23	0,24	0,17
Véhicules légers à moteur diesel	0,23	0,22	0,22	0,28	0,29	0,26	0,27	0,28	0,23
Camions légers à moteur diesel	0,23	0,24	0,28	0,39	0,49	0,49	0,88	1,57	1,33
Véhicules lourds à moteur diesel	66,8	53,2	49,7	48,4	61,3	79,7	90,5	81,3	148
Véhicules au propane et au gaz naturel	1,5	1,5	2,9	2,3	5,9	4,0	2,2	1,9	1,8
Transport ferroviaire	3	2	2	2	1	2	1	3	2
Transport maritime intérieur	0,15	0,23	0,59	0,51	0,11	70	89	13	31
Autres	300	200	100	300	300	200	400	400	400
Véhicules hors route à essence	50	40	40	60	60	50	60	60	30
Véhicules hors route à moteur diesel	200	100	80	200	200	200	300	300	400
Pipelines	–	–	–	–	2,28	0,14	0,09	0,04	5,11
c. Sources fugitives²	63,0	67,5	57,7	61,3	41,4	41,3	38,6	6,20	4,92
Exploitation de la houille ⁵	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Pétrole et gaz naturel	63,0	67,5	57,7	61,3	41,4	41,3	38,6	6,20	4,92
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	3,04	11,4	2,23	24,3	104	84,5	64,6	3,00	1,35
a. Produits minéraux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	–	–	–	–	–	–	–	–	–
e. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	3,0	11	2,2	24	100	85	65	3,0	1,4
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	0,37	0,36	0,30	0,34	0,38	0,47	0,48	0,51	0,46
Agriculture	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
a. Fermentation entérique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
b. Gestion des fumiers	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
c. Sols agricoles	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sources directes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sources indirectes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets	20	22	23	24	24	25	26	27	28
a. Enfouissement des déchets	15	16	16	17	18	18	19	20	21
b. Traitement des eaux usées	5,3	6,1	6,5	6,6	6,7	7,0	6,9	7,0	6,9
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 4. Les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.
 5. Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.
- absence d'émission
0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Annexe 12 Coefficients d'émission

Cette annexe résume l'élaboration et le choix des coefficients d'émission qui ont servi à la préparation de l'inventaire national des gaz à effet de serre.

A12.1 Combustion de combustibles

A12.1.1 Gaz naturel et liquides de gaz naturel

A12.1.1.1 CO₂

Les coefficients d'émission de CO₂ résultant de la combustion de combustible fossiles dépendent essentiellement des propriétés du combustible et, dans une moindre mesure, de la technologie de combustion.

Pour ce qui est du gaz naturel, il existe deux grandes qualités de combustible que l'on fait brûler au Canada : le combustible marchand (traité pour être vendu dans le commerce) et le combustible non marchand (non traité, pour une utilisation interne). Des coefficients d'émission ont été élaborés pour ces deux catégories de combustible (tableau A12-1) à partir des données des analyses chimiques d'échantillons représentatifs de gaz naturel (McCann 2000) et d'un rendement de combustion présumé de 99,5 % (GIEC/OCDE/AIE 1997). Le coefficient d'émission du combustible marchand correspond à peu de chose près aux coefficients préalables qui reposaient sur les contenus énergétiques déclarés dans le BDEEC de Statistique Canada (Jaques 1992). Le coefficient du gaz naturel non marchand est supérieur à celui du combustible marchand en raison de sa nature brute, ce qui englobe l'éthane, le propane et le butane, en plus du méthane qui se trouve dans le mélange de combustible.

Les coefficients d'émission des LGN (éthane, propane, butane) ont été élaborés d'après les données de l'analyse chimique des combustibles marchands (McCann 2000) et un rendement de combustion présumé de 99,5 % (GIEC/OCDE/AIE 1997). Les coefficients d'émission sont inférieurs à ceux qui ont été conçus en se fondant sur la pureté des combustibles (Jaques 1992) en raison de la présence d'impuretés dans les combustibles.

A12.1.1.2 CH₄

Les émissions de CH₄ résultant de la combustion des combustibles dépendent de la technologie. Les coefficients d'émission des secteurs (tableau A12-1) ont été établis d'après les technologies généralement utilisées au Canada. Ils reposent sur un examen des coefficients d'émission qui se rattachent aux technologies de combustion (SGA 2000). Le coefficient d'émission relatif à la consommation de gaz naturel par le producteur a été élaboré en fonction de l'écart des technologies dans l'industrie du pétrole et du gaz en amont (ACPP 1999) et des coefficients d'émission propres à chaque technologie que l'on trouve dans le rapport AP-42 de l'EPA des États-Unis (EPA 1996).

A12.1.1.3 N₂O

Les émissions de N₂O résultant de la combustion des combustibles dépendent de la technologie. Des coefficients d'émission (tableau A12-1) ont été élaborés d'après les technologies généralement utilisées au Canada. Ils reposent sur un examen des coefficients d'émission et sur une analyse des technologies de combustion (SGA 2000).

Tableau A12-1 : Coefficients d'émissions du gaz naturel et liquides du gaz naturel

Sources	Coefficients d'émission		
	CO ₂ g/m ³	CH ₄ g/m ³	N ₂ O g/m ³
Gaz naturel			
Centrales électriques - services publics	1 891 ¹	0,49 ²	0,049 ²
Industrie	1 891 ¹	0,037 ²	0,033 ²
Consommation du producteur	2 389 ¹	6,5 ^{3,4}	0,06 ²
Pipelines	1 891 ¹	1,9 ²	0,05 ²
Ciment	1 891 ¹	0,037 ²	0,034 ²
Industries manufacturières	1 891 ¹	0,037 ²	0,033 ²
Résidentiel, construction, commercial et institutionnel, agriculture	1 891 ¹	0,037 ²	0,035 ²
	g/L	g/L	g/L
Propane			
Résidentiel	1 510 ¹	0,027 ²	0,108 ²
Toutes autres utilisations	1 510 ¹	0,024 ²	0,108 ²
Éthane	976 ¹	ND	ND
Butane	1 730 ¹	0,024 ²	0,108 ²

Notes:

1. Adapté de McCann (2000).

2. SGA (2000).

3. EPA (1996).

4. ACPP (1999).

ND = Non disponible

A12.1.2 Produits pétroliers raffinés

A12.1.2.1 CO₂

Les coefficients d'émission de CO₂ résultant de la combustion de combustible fossiles dépendent essentiellement des propriétés du combustible et, dans une moindre mesure, de la technologie de combustion.

Des coefficients d'émission ont été élaborés pour chaque catégorie principale de produits pétroliers raffinés selon les propriétés caractéristiques du combustible (McCann 2000) et un rendement présumé de combustion de 99 % (GIEC/OCDE/AIE 1997). Toute la série chronologique des émissions de CO₂ associées à la combustion de combustibles liquides de 1990 à 2005 a fait l'objet d'un nouveau calcul visant à éviter de surestimer ou sous-estimer le total, aux termes des *Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux* (GIEC 2000). On a révisé les coefficients d'émission de CO₂ des combustibles liquides en fonction de la densité et de la teneur en carbone spécifiques des combustibles canadiens, telles qu'indiquées dans le rapport McCann de 2000. Auparavant, les coefficients d'émission de CO₂ étaient déterminés en fonction de la teneur en carbone indiquée dans le rapport Jaques de 1992. En outre, à des fins d'harmonisation avec les *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, Version révisée* (GIEC 2006), on a appliqué un taux d'oxydation de 99 % (GIEC/OCDE/AIE 1997) à tous les coefficients d'émission des combustibles liquides, en remplacement du taux présumé de 98,5 % employé par Jaques.

La composition du coke de pétrole dépend du procédé. Des coefficients ont été élaborées à la fois pour les cokes provenant d'unités de craquage catalytique et ceux des usines de valorisation. Ces coefficients (tableau A12-3) reposent sur les données fournies par l'industrie au Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie (CIEEDAC)

figurant dans les rapports *Review of Energy Consumption* sur l'industrie de raffinage et de valorisation (CIEEDAC 2003, 2006). La quantité de coke consommé par les raffineries est dérivée des craqueurs catalytiques et le coefficient d'émission est une moyenne du coke de pétrole et du coke des craqueurs catalytiques. Les coefficients industriels ont été fournis par l'industrie en masse et ont été convertis en volume pour pouvoir être comparés aux données énergétiques nationales fournies par Statistique Canada selon la densité du coke.

Les coefficients pour les gaz de distillation (tableau A12-3) provenant des activités de raffinage et les installations de valorisation ont également été élaborés d'après les données fournies par l'industrie (CIEEDAC 2003, 2006).

A12.1.2.2 CH_4

Les émissions de CH_4 résultant de la combustion des combustibles dépendent de la technologie. Des coefficients d'émission ont été établis (tableau A12-2) selon les technologies généralement utilisées au Canada. Ils reposent sur un examen des coefficients d'émission et sur une analyse des technologies de combustion (SGA 2000).

On a présumé que le coefficient d'émission pour le pétrole était le même que pour les deux types. Il n'existe pas de coefficient d'émission pour le gaz combustible de raffinerie (gaz de distillation), si l'on en croit l'étude de SGA (2000).

A12.1.2.3 N_2O

Les émissions de N_2O résultant de la combustion des combustibles dépendent de la technologie. Des coefficients d'émission pour les produits raffinés du pétrole à l'exception du coke de pétrole ont été élaborés (tableau A12-2) selon les technologies généralement utilisées au Canada. Ils reposent sur un examen des coefficients d'émission et sur une analyse des technologies de combustion (SGA 2000). Les coefficients d'émission pour le Coke de pétrole (tableau A12-3) reposent sur les coefficients d'émission de 2006 du GIEC et ont été calculés sur une base annuelle à l'aide des facteurs de conversion de l'énergie fournis par le CIEEDAC (2003).

Tableau A12-2 : Coefficients d'émission des produits pétroliers raffinés

Sources	Coefficients d'émission (g/L)		
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Mazout léger			
Centrales électriques - services publics	2 725 ¹	0,18 ²	0,031 ²
Industrie	2 725 ¹	0,006 ²	0,031 ²
Consommation du producteur	2 643 ¹	0,006 ²	0,031 ²
Résidentiel	2 725 ¹	0,026 ²	0,006 ²
Foresterie, construction, administration publique et commercial et institutionnel	2 725 ¹	0,026 ²	0,031 ²
Mazout lourd			
Centrales électriques - services publics	3 124 ¹	0,034 ²	0,064 ²
Industrie	3 124 ¹	0,12 ²	0,064 ²
Consommation du producteur	3 158 ¹	0,12 ²	0,064 ²
Résidentiel, foresterie, construction, administration publique et commercial et institutionnel	3 124 ¹	0,057 ²	0,064 ²
Kérosène			
Centrales électriques - services publics	2 534 ^{1,3}	0,006 ²	0,031 ²
Industriel	2 534 ^{1,3}	0,006 ²	0,031 ²
Consommation du producteur	2 534 ^{1,3}	0,006 ²	0,031 ²
Résidentiel	2 534 ^{1,3}	0,026 ²	0,006 ²
Foresterie, construction, administration publique et commercial et institutionnel	2 534 ^{1,3}	0,026 ²	0,031 ²
Diesel	2 663 ¹	0,133 ²	0,4 ²
Coke de pétrole	(voir tableau A12-3)	0,12 ²	(voir tableau A12-4)
Gaz de distillation	(voir tableau A12-3)	ND	0,000 02 ²

Notes:

1. Adapté de McCann (2000).

2. SGA (2000).

3. Coefficient d'émission présumé par McCann (2000) pour le carburéacteur.

ND = Non disponible

Tableau A12-3 : Coefficients d'émission de CO₂ pour le coke de pétrole et le gaz de distillation

	Coefficients d'émission du CO ₂									
	1990	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Coke de pétrole	g/L									
Installations de valorisation ¹	3 556	3 528	3 506	3 481	3 494	3 494	3 494	3 494	3 494 ³	3 494 ⁴
Raffineries et autres ²	3 766	3 760	3 777	3 711	3 763	3 806	3 828	3 806	3 826 ³	3 826 ⁴
Gaz de distillation	g/m³									
Installations de valorisation ¹	2 310	2 300	2 110	2 120	2 140	2 140	2 140	2 140 ⁴	2 140 ⁴	2 140 ⁴
Raffineries et autres ²	1 680	1 680	1 800	1 720	1 690	1 690	1 740	1 750 ⁴	1 750 ⁴	1 750 ⁴

Notes :

1. CIEEDAC (2003).

2. CIEEDAC (2006).

3. Nyboer (2006).

4. Coefficients d'émission constants par rapport à l'année précédente.

Tableau A12-4 : Coefficients d'émission de N₂O pour le coke de pétrole

	Coefficients d'émission de N ₂ O 1			
	1990–1995	1996	1997	1998–2006
Coke de pétrole				
Installations de valorisation ¹	0,0226	0,0231	0,0231	0,0231
Raffineries et autres	0,0254	0,0254	0,0254	0,0265

Source: GIEC (2006).

A12.1.3 Charbons et produits du charbon

A12.1.3.1 CO₂

Les coefficients d'émission de CO₂ résultant de la combustion du charbon dépendent des propriétés du combustible et, dans une moindre mesure, de la technologie de combustion.

Des coefficients d'émission du charbon (tableau A12-5) ont été élaborés pour chaque province selon la qualité du charbon et la région d'approvisionnement. Ces coefficients d'émission reposent sur les données de l'analyse chimique d'échantillons de charbon destiné aux centrales électriques, activité qui représente la grande majorité de la consommation de charbon, et sur un rendement de combustion de 99,0 % (Jaques 1992). Les coefficients relatifs au charbon ont été revus en 1999 car l'approvisionnement et la qualité du charbon utilisé peuvent changer avec le temps. Selon cet examen, on a établi qu'il fallait utiliser des coefficients actualisés pour les années plus récentes. Les coefficients relatifs à 1990 reposent sur les données d'approvisionnement et de qualité de 1988 (Jaques 1992). Entre 1998 et aujourd'hui, les coefficients reposent sur la qualité et l'approvisionnement du charbon en 1998 (McCann 2000). Les coefficients relatifs à 1991–1997 reposent sur les deux études. Pour tenir compte de l'évolution des coefficients d'émission révélée par l'étude de 2000, on a utilisé une méthode d'interpolation linéaire pour calculer les coefficients d'émission propres au charbon pour 1991–1997 en utilisant les coefficients d'émission de 1990 (Jaques 1992) et de 1998 (McCann 2000) comme paramètres. Lorsque les données de consommation datent des années ultérieures, on a choisi la valeur de 1998 comme coefficient.

Les coefficients d'émission relatifs au coke et au gaz de four à coke ont été élaborés à partir des données de l'industrie (Jaques 1992). Les coefficients d'émission relatifs au coke sont le reflet de l'utilisation du coke dans l'industrie du ciment, l'industrie des métaux non ferreux et d'autres industries manufacturières.

Tableau A12-5 : Coefficients d'émission de CO₂ pour le charbon et les produits du charbon

Province	Houille	Coefficients d'émission du CO ₂								
		1990 (g/kg)	1991 (g/kg)	1992 (g/kg)	1993 (g/kg)	1994 (g/kg)	1995 (g/kg)	1996 (g/kg)	1997 (g/kg)	1998–2006 (g/kg)
Terre-Neuve-et-Labrador	bitumineux canadien	2300 ^{1, 2}	2290	2280	2280	2270	2270	2260	2250	2250 ³
	anthracite	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	2390 ²
Île-du-Prince-Édouard	bitumineux canadien	2300 ^{1, 2}	2290	2280	2280	2270	2270	2260	2250	2250 ³
Nouvelle-Écosse	Canadian Bituminous	2300 ^{1,2}	2290	2280	2280	2270	2270	2260	2250	2250 ³
	bitumineux américain	2500 ^{2, 5}	2470	2450	2420	2390	2370	2340	2310	2290 ³
	subbitumineux ⁴	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	1730 ^{3,5}
Nouveau-Brunswick	bitumineux canadien	2330 ²	2290	2250	2210	2160	2120	2080	2040	2000 ³
	bitumineux américain	2500 ^{2,5}	2480	2450	2430	2410	2380	2360	2330	2310 ³
Québec	bitumineux canadien	2300 ^{1,2}	2290	2280	2280	2270	2270	2260	2250	2250 ³
	bitumineux américain	2500 ^{2, 5}	2480	2460	2440	2420	2400	2380	2360	2340 ³
	anthracite	2390 ²	2390	2390	2390	2390	2390	2390	2390	2390
Ontario	bitumineux canadien	2520 ²	2490	2460	2420	2390	2350	2320	2290	2250 ³
	bitumineux américain	2500 ^{2, 5}	2490	2480	2480	2470	2460	2450	2440	2430 ³
	subbitumineux ⁴	NE	NE	NE	NE	NE	NE	1730	1730	1730 ^{3,5}
	lignite	1490 ²	1490	1490	1490	1480	1480	1480	1480	1480 ³
	anthracite	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	2390 ²
Manitoba	bitumineux canadien	2520 ²	2490	2460	2420	2390	2350	2320	2290	2250 ³
	bitumineux américain	NE	NE	NE	2480 ^{2,5}	2470	2460	NE	NE	2430 ³
	subbitumineux ⁴	NE	NE	NE	NE	NE	NE	1730	1730	1730 ^{3,5}
	lignite	1520	1510	1500	1490	1470	1460	1450	1440	1420
	anthracite	2390 ²	2390	2390	2390	2390	2390	2390	2390	2390
Saskatchewan	bitumineux canadien	1700	1720	1740	1760	1780	1800	1810	1830	1850 ³
	subbitumineux ⁴	NE	NE	NE	NE	1750 ^{2,6}	1750	NE	NE	NE
	lignite	1340 ²	1350	1360	1370	1380	1400	1410	1420	1430 ³
Alberta	bitumineux canadien	1700 ^{2, 6}	1720	1740	1760	1780	1800	1810	1830	1850 ³
	subbitumineux ⁴	1740 ^{2, 6}	1740	1740	1750	1750	1750	1760	1760	1770 ³
	anthracite	2390 ²	2390	2390	2390	2390	2390	2390	2390	2390
Colombie-Britannique	bitumineux canadien	1700 ^{2,6}	1750	1790	1840	1890	1930	1980	2030	2070 ³
	bitumineux américain	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	2430 ³
	subbitumineux ⁴	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	1770 ³

Notes :

Coefficients d'émission du CO₂: Coke (2480 g/kg)³; Gaz de four à coke (1600 g/m³)³

1. La source présumée était la Nouvelle-Écosse.

2. Jaques (1992).

3. Adapté de McCann (2000).

4. Représente à la fois le charbon subbitumineux canadien et importé.

5. La source présumée était l'Ontario.

6. La source présumée était l'Alberta.

NE = non existant

A12.1.3.2 CH₄

Les émissions de CH₄ résultant de la combustion des combustibles dépendent de la technologie. Les coefficients d'émission des secteurs (tableau A12-6) ont été élaborés selon les technologies généralement utilisées au Canada. Ils reposent sur un examen des coefficients d'émission et sur une analyse des technologies de combustion (SGA 2000).

A12.1.3.3 N₂O

Les émissions de N₂O résultant de la combustion des combustibles dépendent de la technologie. Les coefficients d'émission des secteurs (tableau A12-6) ont été élaborés selon les technologies généralement utilisées au Canada. Ils reposent sur un examen des coefficients d'émission et sur une analyse des technologies de combustion (SGA 2000).

Tableau A12-6 : Coefficients d'émission de CH₄ et de N₂O pour le charbon¹

Sources	Coefficients d'émission	
	CH ₄ g/kg	N ₂ O g/kg
Charbon		
Centrales électriques - services publics	0,022	0,032
Industrie et centrales de production de chaleur et de vapeur	0,03	0,02
Résidentiel, administration publique	4	0,02
Coke	0,03	0,02
	g/m ³	g/m ³
Gaz de four à coke	0,037	0,035

Note :

1. SGA (2000).

A12.1.4 Combustion mobile

A12.1.4.1 CO₂

Les coefficients d'émission de CO₂ résultant de la combustion de sources mobiles dépendent des propriétés du combustible et sont identiques à ceux qui sont utilisés pour la combustion de sources fixes de tous les combustibles (tableau A12-7).

A12.1.4.2 CH₄

Les émissions de CH₄ résultant de la combustion des combustibles dépendent de la technologie. Des coefficients d'émission pour les secteurs ont été élaborés (tableau A12-7) selon les technologies généralement utilisées au Canada. Ils reposent sur un examen des coefficients d'émission et sur une analyse des technologies de combustion (SGA 2000).

A12.1.4.3 N₂O

Les émissions de N₂O résultant de la combustion des combustibles dépendent de la technologie. Des coefficients d'émission pour les secteurs ont été élaborés (tableau A12-7) selon les technologies généralement utilisées au Canada. Ils reposent sur un examen des coefficients d'émission et sur une analyse des technologies de combustion (SGA 2000).

Tableau A12-7 : Coefficients d'émission pour les sources de combustion mobiles du secteur de l'énergie

Usage	Coefficients d'émission (g/L de combustible)		
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Transport routier			
Véhicules à essence			
Véhicules légers à essence			
Niveau 1	2 289 ³	0,12 ²	0,16 ⁴
Niveau 0	2 289 ³	0,32 ²	0,66 ⁵
Convertisseur catalytique d'oxydation	2 289 ³	0,52 ⁴	0,20 ²
Système sans catalyseur	2 289 ³	0,46 ⁴	0,028 ²
Camions légers à essence			
Niveau 1	2 289 ³	0,13 ⁴	0,25 ⁴
Niveau 0	2 289 ³	0,21 ⁴	0,66 ⁵
Convertisseur catalytique d'oxydation	2 289 ³	0,43 ⁴	0,20 ²
Système sans catalyseur	2 289 ³	0,56 ²	0,028 ²
Véhicules lourds à essence			
Catalyseur à trois voies	2 289 ³	0,068 ⁴	0,20 ⁴
Système sans catalyseur	2 289 ³	0,29 ²	0,047 ²
Sans dispositif	2 289 ³	0,49 ²	0,084 ²
Motocyclettes			
Système sans catalyseur	2 289 ³	1,4 ²	0,045 ²
Sans dispositif	2 289 ³	2,3 ²	0,048 ²
Véhicules à moteur diesel			
Véhicules légers à moteur diesel			
Dispositif perfectionné	2 663 ³	0,051 ²	0,22 ²
Dispositif à efficacité modérée	2 663 ³	0,068 ²	0,21 ²
Sans dispositif	2 663 ³	0,10 ²	0,16 ²
Camions légers à moteur diesel			
Dispositif perfectionné	2 663 ³	0,068 ²	0,22 ²
Dispositif à efficacité modérée	2 663 ³	0,068 ²	0,21 ²
Sans dispositif	2 663 ³	0,085 ²	0,16 ²
Véhicules lourds à moteur diesel			
Dispositif perfectionné	2 663 ³	0,12 ²	0,082 ²
Dispositif à efficacité modérée	2 663 ³	0,14 ²	0,082 ²
Sans dispositif	2 663 ³	0,15 ²	0,075 ²
Véhicules au gaz naturel	1,89 ³	9 × 10 ⁻³ ²	6 × 10 ⁻⁵ ²
Véhicules au propane	1 510 ³	0,64 ²	0,028 ²
Véhicules hors route			
Véhicules hors route à essence	2 289 ³	2,7 ²	0,050 ²
Véhicules hors route à moteur diésel	2 663 ³	0,15 ²	1,1 ²

Usage	Coefficients d'émission (g/L de combustible)		
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Transport ferroviaire			
Trains alimentés au carburant diesel	2 663 ³	0,15 ²	1,1 ²
Transport maritime			
Bateaux à essence	2 289 ³	1,3 ²	0,066 ²
Navires à moteur diesel	2 663 ³	0,15 ²	1,1 ²
Navires alimentés au mazout léger	2 725 ³	0,26 ²	0,073 ²
Navires alimentés au mazout lourd	3 124 ³	0,28 ²	0,079 ²
Transport aérien			
Essence d'aviation	2 342 ¹	2,2 ¹	0,23 ¹
Carburéacteur	2 534 ³	0,080 ¹	0,23 ¹
Combustibles renouvelables			
Éthanol	1 494 ⁶	**	**

Notes :

1. Jaques (1992).

2. SGA (2000).

3. McCann (2000).

4. ICF (2004).

5. Barton & Simpson (1994).

6. Voir chapitre 3.

* Les coefficients d'émission pour les véhicules de niveau 1 ou pour les véhicules dotés de système perfectionné sont utilisés pour le parc de véhicules de niveau 2.

** Les coefficients d'émission pour le CH₄ et le N₂O des moteurs à essence (selon l'usage et la technologie) sont utilisés pour l'éthanol.

A12.2 Coefficients d'émissions fugitives : exploitation du charbon

Les émissions fugitives résultant de l'exploitation du charbon sont avant tout du CH₄. Ces émissions proviennent du CH₄ qui se dégage des veines de charbon durant l'exploitation. Les coefficients d'émission ont été élaborés (tableau A12-8) d'après les données propres aux mines et aux bassins (King 1994). L'élaboration de ces coefficients est décrite à la section des émissions fugitives (section 3.3) du rapport d'inventaire.

Tableau A12-8 : Coefficients d'émission pour les sources fugitives — Exploitation du charbon

Province	Méthode	Type de charbon	Coefficients d'émission (t CH ₄ /kt charbon)
Nouvelle-Écosse	souterraine	bitumineux	13,79
Nouvelle-Écosse	ciel ouvert	bitumineux	0,13
Nouveau-Brunswick	ciel ouvert	bitumineux	0,13
Saskatchewan	ciel ouvert	lignite	0,06
Alberta	ciel ouvert	bitumineux	0,45
Alberta	souterraine	bitumineux	1,76
Alberta	ciel ouvert	subbitumineux	0,19
Colombie-Britannique	ciel ouvert	bitumineux	0,58
Colombie-Britannique	souterraine	bitumineux	4,1

Source : Adapté de King (1994).

A12.3 Procédés industriels

A12.3.1 Industries des minéraux, des produits chimiques et des métaux

Les émissions des procédés industriels sont propres aux différents procédés et technologies. L'élaboration de coefficients pour chaque source (tableau A12-9) est décrite dans le chapitre du rapport d'inventaire portant sur les procédés industriels (chapitre 4).

Tableau A12-9 : Coefficients d'émission pour les sources des procédés industriels

Sources	Description	Coefficients d'émission			
		CO ₂	N ₂ O	CF ₄	C ₂ F ₆
Utilisation de minéraux		g/kg alimentation			
Utilisation de calcaire	Dans la production de fer et d'acier, de verre, de métaux non ferreux, dans les usines de pâtes et papiers et dans d'autres utilisations chimiques	418	–	–	–
Utilisation de dolomite	Dans le domaine de la sidérurgie	468	–	–	–
Utilisation de carbonate de sodium	Dans la fabrication du verre	415	–	–	–
Utilisation de magnésite	Calcination de magnésite dans la production de magnésium	506	–	–	–
Produits minéraux		g/kg produit			
Ciment	Calcination du calcaire	507,1	–	–	–
Production de chaux	Calcination du calcaire (chaux à haute teneur en calcium)	750	–	–	–
	Calcination du calcaire (chaux dolomitique)	860	–	–	–
Industrie chimique		kg/t produit			
Production d'ammoniac	Reformage du gaz naturel, procédé qui produit l'hydrogène requis	1 560	–	–	–
Production d'acide nitrique	Installations dotées d'un dispositif d'absorption perfectionné basé sur un procédé à pression double (type 1)	–	9,4	–	–
	Installations dotées d'un dispositif d'absorption perfectionné basé sur un procédé à pression double (type 2)	–	12	–	–
	Installations utilisant un procédé à haute pression avec réduction non sélective catalytique (RNSC)	–	0,66	–	–
	Installations utilisant un procédé à haute pression avec réduction sélective catalytique (RSC)	–	8,5	–	–
	Installations sans système anti-pollution	–	0,3	–	–
Production d'acide adipique	Installations sans système anti-pollution	–	0,3	–	–
Production de métaux		kg/t produit			
Aluminium de première fusion	Électrolyse - technologie cellulaire	–	–	–	–
	Anode précurée du côté de la cellule	1 600	–	1,6	0,4
	Anode précurée du centre de la cellule	1 600	–	0,4	0,04
	Søderberg - gougeon horizontal	1 700	–	0,04	0,03
	Søderberg - gougeon vertical	1 700	–	0,8	0,04
Sidérurgie	Réduction du minerai de fer par du coke	2,479	–	–	–
	Production d'acier dans les FEA	5	–	–	–

Sources :

Coefficients

d'émission du CO₂ :

Utilisation de calcaire — ORTECH Corporation (1994).
 Utilisation de dolomite — AMEC (2006).
 Utilisation de carbonate de sodium — AMEC (2006).
 Utilisation de magnésite — AMEC (2006).
 Production de chaux — IPCC (2000).
 Production de ciment — GIEC/OCDE/AIE (1997).
 Production d'ammoniac — Jaques (1992).
 Production d'aluminium de première fusion — AAC (2002).
 Sidérurgie — Jaques (1992); GIEC (2000).

Coefficients d'émission du N₂O:

Production d'acide nitrique — Collis (1992) et GIEC (2000).
 Production d'acide adipique — GIEC (2000).

Coefficients d'émission du CF₄ et du C₂F₆ :

Production d'aluminium de première fusion — IAI (2006).

A12.3.2 Consommation d'halocarbures

L'utilisation d'halocarbures dans diverses applications, telles que les systèmes de climatisation et de réfrigération, les aérosols, le gonflement de la mousse, les solvants, les systèmes de suppression des incendies et la fabrication de semiconducteur (pour les PFC seulement), peut entraîner des émissions de HFC/PFC.

Comme nous l'avons mentionné au chapitre 4, nous ne disposions d'aucune donnée détaillée sur les activités productrices de HFC pour l'année 1995. Par conséquent, nous avons utilisé la méthode d'estimation de niveau 1, plutôt que la méthode de niveau 2, pour estimer les émissions de HFC en 1995 pour les types d'usage suivants : les aérosols, les mousses, la climatisation FMO, l'entretien des systèmes de climatisation, de réfrigération et d'extinction par saturation. Le tableau A12-10 présente les coefficients d'émission utilisés dans la méthode d'estimation modifiée de niveau 1, et les hypothèses élaborées pour calculer ces coefficients et les appliquer.

Tableau A12-10 : Coefficients d'émission pour la consommation de HFC en 1995

Application	Coefficients d'émission (kg perdu/kg consommé)	Hypothèses
Aérosols	0,8	Pour les produits aérosols, le GIEC (2000) suggère un CE de 50 % de la charge initiale par année. On a présumé que la production de 1994 correspondait à la moitié de celle de 1995, ce qui signifie que les émissions de la production de 1994 qui sont survenues en 1995 correspondraient au quart de la production en 1995. Le CE appliqué à la production de 1995 était donc de 75 % ou de 80 % (chiffre arrondi).
Mousses	1	On a présumé que tous les HFC utilisés en 1995 avaient servi au gonflement de mousses à cellules ouvertes. Selon les Lignes directrices révisées de 1996 du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997), les émissions correspondaient à la totalité de la quantité de HFC vendue pour le gonflement des mousses à cellules ouvertes.
Climatisation FMO	0,04	Pour la climatisation FMO, les Lignes directrices révisées de 1996 du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997) mentionnent un taux de perte type de 2 à 5 %. On a donc utilisé un taux de perte de 4 %.
Entretien de l'équipement de climatisation	1	Pour l'entretien des systèmes de climatisation, on a présumé que la majeure partie des HFC destinés aux travaux d'entretien ont été utilisés pour compenser les pertes de frigorigènes. Autrement dit, on a présumé que la quantité de HFC qui a servi au remplacement est identique à celle qui a été évacuée. Par conséquent, le taux de perte est de 100 %.
Réfrigération	0,1	Comme le montre l'équation 4-14 du chapitre 4, le coefficient d'émission pour la réfrigération est de (0,17 / 1,17), qui équivaut plus ou moins à 0,1.
Systèmes d'extinction par saturation	0,35	Pour les systèmes d'extinction par saturation, le taux de perte par défaut est de 35 %, comme l'indiquent les Lignes directrices révisées de 1996 du GIEC (GIEC/OCDE /AIE 1997).

Le tableau A12-11 résume les taux d'émission (en %) qui ont servi à estimer les émissions de HFC de 1996-2006 et les émissions de PFC de 1995-2006.

Tableau A12-11 : Taux d'émission pour la consommation de HFC et de PFC ¹

Utilisations des HFC	Taux d'émission des HFC (%)	Utilisations des PFC	Taux d'émission des PFC (%)
Système de réfrigération résidentiel – assemblage	2 % (de la charge)	Système de réfrigération – assemblage	3,5 % (de la charge) ²
Système de réfrigération commercial – assemblage	3,5 % (de la charge) ²	Système de climatisation fixe – assemblage	3,5 % (de la charge) ²
Système de climatisation fixe – assemblage	3,5 % (de la charge) ²	Système de climatisation mobile – assemblage	4,5 % (de la charge) ³
Système de climatisation mobile – assemblage	4,5 % (de la charge) ³	Système de réfrigération – fonctionnement	17 % (de la quantité de HFC stockée dans les systèmes actuels)
Système de réfrigération résidentiel – fonctionnement	1 % (de la quantité de HFC stockée dans les systèmes actuels)	Système de climatisation fixe – fonctionnement	17 % (de la quantité de PFC stockée dans les systèmes actuels)
Système de réfrigération commercial – fonctionnement	17 % (de la quantité de HFC stockée dans les systèmes actuels)	Système de climatisation mobile – fonctionnement	30 % (de la quantité de PFC stockée dans les systèmes actuels)
Système de climatisation fixe – fonctionnement	17 % (de la quantité de HFC stockée dans les systèmes actuels)	Gonflement de mousses – à cellules ouvertes	100 % (des PFC utilisés)
Système de climatisation mobile – fonctionnement	15 % (de la quantité de HFC stockée dans les systèmes actuels) ⁴	Gonflement de mousses – à cellules fermées	10 % de la charge rejetée pendant la fabrication et 4,5 % de la charge initiale de PFC rejetés par année au cours de la durée de vie du produit
Gonflement de mousses – à cellules ouvertes	100 % (de l'utilisation)	Solvants	50 % (des PFC utilisés) dans la première année et le 50 % restant (des PFC utilisés) dans la deuxième année
Gonflement de mousses – à cellules fermées	10 % de la charge rejetée pendant la fabrication et 4,5 % de la charge initiale de HFC rejetés par année au cours de la durée de vie du produit	Fabrication de semi-conducteurs	Voir le tableau 4-7 du chapitre 4
Système de suppression des incendies – portable	60 % (des HFC utilisés dans les nouveaux systèmes)	Autres produits – émissions ponctuelles	1 % de la quantité vendue est émise pendant la fabrication et 2 % de la quantité de PFC stockée est émise par année au cours de la durée de vie du produit
Système de suppression des incendies – Systèmes d'extinction par saturation	35 % (des HFC utilisés dans les nouveaux systèmes)	Autres produits – émissions fugitives	50 % (des PFC utilisés) dans la première année et le 50 % restant (des PFC utilisés) dans la deuxième année
Aérosols	50 % (des HFC utilisés) dans la première année et le 50 % restant (des HFC utilisés) dans la deuxième année		
Solvants	50 % (des HFC utilisés) dans la première année et le 50 % restant (des HFC utilisés) dans la deuxième année		

Notes :

1. Source : GIEC/OCDE/AIE (1997).

2. Les Lignes directrices révisées de 1996 du GIEC mentionnent deux plages de valeurs : 2-3 % et 4-5 %. On a utilisé la valeur médiane des deux plages.

3. Les Lignes directrices révisées de 1996 du GIEC suggère une plage de valeurs entre 4 et 5 %. On a utilisé la valeur moyenne.

4. Les Lignes directrices révisées de 1996 du GIEC situent les valeurs dans une plage de 10 à 20 %. On a utilisé la valeur moyenne.

A12.3.3 Autres procédés et procédés indifférenciés

L'utilisation de combustibles fossiles comme matières premières ou à d'autres fins non énergétiques peut entraîner des émissions au cours de la vie des produits manufacturés. Pour estimer les émissions de CO₂, l'utilisation du gaz naturel à des fins non énergétiques est multipliée par un coefficient d'émission de 1 522 g de CO₂/m³ (Cheminfo Services 2005). Les tableaux A12-12 et A12-13 indiquent les coefficients d'émission employés pour estimer les émissions de CO₂ résultant respectivement de l'utilisation des liquides de gaz naturel à des fins non énergétiques et des produits pétroliers non énergétiques. Les coefficients d'émission pour le coke de pétrole et le gaz de distillation se trouvent au tableau A12-3 et ceux du charbon et des produits du charbon au tableau A12-5.

Tableau A12-12 : Coefficients d'émission de CO₂ pour les liquides de gaz naturel

	Fraction de carbone stockée dans les produits	Coefficients d'émission (g CO ₂ /L)		Sources
Propane	0,8	303	GIEC/OCDE/AIE (1997); McCann (2000)	
Butane	0,8	349	GIEC/OCDE/AIE (1997); McCann (2000)	
Éthane	0,8	197	GIEC/OCDE/AIE (1997); McCann (2000)	

Tableau A12-13 : Coefficients d'émission de CO₂ pour les produits pétroliers non énergétiques

Produits non énergétiques	Facteur du carbone (g C/L) ¹	Rapport entre le poids moléculaire du CO ₂ et celui du carbone		Fraction de carbone stockée ²	Coefficient d'émission de CO ₂ résultant (g CO ₂ /L)
		A	B		
Matières premières pétrochimiques	680	44/12	0,8	500	
Naphtes	680	44/12	0,75	625	
Graisses et huiles de lubrification	770	44/12	0,5	1 410	
Pétrole utilisé pour d'autres produits	790	44/12	0,5	1 450	

Sources :

1. Jaques (1992).

2. GIEC/OCDE/AIE (1997).

A12.4 Utilisation des solvants et d'autres produits

Les émissions de N₂O peuvent résulter de son utilisation comme anesthésique et agent propulseur. Les méthodes utilisées pour établir les coefficients d'émission présentés dans le tableau A12-14 sont décrites dans le chapitre intitulé « Utilisation de solvants et autres produits » (chapitre 5) du rapport d'inventaire.

Tableau A12-14 : Coefficients d'émission pour l'utilisation de solvants et d'autres produits

Produit	Application	Taux d'émission de N ₂ O (%)
Utilisation du N ₂ O	comme anesthésique	97,5
	comme agent propulseur	100

Source : Cheminfo Services 2006.

A12.5 Agriculture

Les émissions du secteur de l'agriculture proviennent de la fermentation entérique, de la gestion des fumiers et des sols agricoles. Les méthodes qui ont permis d'estimer ces émissions sont expliquées en détail à la section A3.3, où on trouvera également les coefficients d'émission de CH₄ attribuables à la fermentation entérique (pour les bovins seulement) et à la gestion des fumiers au Canada. Les tableaux A12-15 à A12-18 ci-dessous présentent d'autres coefficients d'émission et renseignements connexes.

Tableau A12-15 : Coefficients d'émissions de CH₄ attribuables à la fermentation entérique chez les espèces animales non bovines

Catégories d'espèces animales non bovines	Coefficients d'émissions attribuables à la fermentation entérique
	CE (FE) ¹ (kg CH ₄ par animal, par année)
Porcins	
Verrats	1,51
Truies	1,51
Porcs <20 kg	1,51
Porcs 20-60 kg	1,51
Porcs >60 kg	1,51
Autres animaux d'élevage	
Moutons	81
Agneaux	81
Chèvres	51
Chevaux	181
Bisons	551
Volailles	
Poulets	SO
Poules	SO
Dindes	SO

Notes :

1. Coefficients d'émission par défaut du niveau 1 du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997).

SO = sans objet

Tableau A12-16 : Potentiel de production maximale de CH₄ (B₀) pour divers types d'animaux d'élevage¹

Espèce animale	Potentiel de production maximale de CH₄ (B₀) (m3/kg SV)
Bovins laitiers	0,24
Bovins non laitiers ²	0,19
Moutons	0,19
Chèvres	0,18
Chevaux	0,30
Porcs	0,48
Poules	0,39
Poulets à griller	0,36
Dindes	0,36

Notes :

1. Source des données : GIEC (2006), volume 4 : Agriculture, foresterie et autres affectations des terres, tableaux 10A-5 à 10A-9.

2. Valeur des bovins non laitiers utilisée aussi pour les bisons.

Tableau A12-17 : Facteur de conversion en CH₄ (FCM) par catégorie animale et système de gestion des fumiers¹

Catégories animales	Lisier	Stockage du fumier solide	Pâturages et enclos	Autres³
Bovins laitiers	0,20	0,02	0,01	0,01
Bovins non laitiers ²	0,20	0,02	0,01	0,01
Porcs	0,20	0,02	SO	0,01
Volailles	0,015	0,015	0,015	SO
Chevaux	SO	0,01	0,01	SO
Chèvres	SO	0,01	0,01	SO
Moutons	SO	0,01	0,01	SO
Agneaux	SO	0,01	0,01	SO

Notes :

1. Source des données : GIEC (2006), volume 4 : Agriculture, foresterie et autres affectations des terres, tableaux 10A-5 à 10A-9 (climat frais, température annuelle moyenne de 12 °C).

2. Valeur des bovins non laitiers utilisée aussi pour les bisons.

3. SO = Sans objet

Tableau A12-18 : Pourcentage d'azote du fumier émis sous forme d'azote du N₂O (N₂O-N) pour chaque système de gestion des fumiers (GIEC/OCDE/AIE (1997))

Espèce animale	% de fumier émis sous forme de N ₂ O-N			
	Systèmes liquides (CEL)	Stockage du fumier solide et du fumier sec (CESSD)	Fumiers des pâturages, grands parcours et enclos (CEPGE)	Autres systèmes (CEO)
Bovins non laitiers	0,1	2,0	2,0	0,5
Bovins laitiers	0,1	2,0	2,0	0,5
Volailles	0,1	2,0	2,0	0,5
Moutons et agneaux	0,1	2,0	1,01	0,5
Porcs	0,1	2,0	2,0	0,5
Chèvres	0,1	2,0	1,01	0,5
Chevaux	0,1	2,0	1,0 1	0,5
Bisons	0,1	2,0	2,0	0,5

Notes :

Source des données : GIEC (2006), volume 4, Agriculture, foresterie et autres affectations des terres, tableau 11.1

A12.6 Combustion de la biomasse

A12.6.1 CO₂

Les émissions de CO₂ résultant de la combustion de la biomasse (que ce soit pour la consommation d'énergie, ou que cela provienne du brûlage dirigé ou des feux de végétation) ne sont pas comprises dans les totaux des inventaires nationaux. Ces émissions sont estimées et consignées comme déperdition des stocks de biomasse dans le secteur ATCATF.

Les émissions relatives à la consommation d'énergie sont déclarées comme postes pour mémoire dans le CUPR selon les prescriptions de la CCNUCC. Les émissions de cette source dépendent avant tout des caractéristiques du combustible brûlé. La méthode utilisée pour établir les coefficients d'émission (tableau A12-19) est décrite à la section consacrée à la combustion de la biomasse du rapport d'inventaire (voir la section A3.4.2).

Les émissions de CO₂ surviennent pendant les incendies de forêt et le brûlage dirigé au cours des activités de conversion des forêts. Le carbone émis sous forme de CO₂ (CO₂-C) durant les incendies de forêt est comptabilisé dans le bilan du carbone forestier, tandis que le CO₂-C émis durant le brûlage dirigé est déclaré dans les nouvelles catégories d'affectation des terres. Il n'existe pas de coefficient d'émission de CO₂ unique qui s'applique à tous les feux, car la proportion de CO₂-C émis dans chaque bassin peut être propre au bassin, aux types de forêts et aux perturbations de même qu'à la zone écologique (voir la section A3.4.2).

A12.6.2 CH₄

Les émissions de CH₄ résultant de la combustion de la biomasse dépendent de la technologie. Les coefficients d'émission (tableau A12-19) reposent sur un examen des coefficients d'émission des technologies de combustion (SGA 2000). Les coefficients sont extraits du supplément B de l'AP-42 de l'EPA des États-Unis (EPA 1996), à l'exception de ceux des gaz d'enfouissement, obtenus du GIEC (2006).

Les émissions de carbone sous forme de CH₄ (CH₄-C) résultant des feux de végétation et du brûlage dirigé équivalent toujours à 1/90 des émissions de CO₂-C.

A12.6.3 N₂O

Les émissions de N₂O résultant de la combustion de la biomasse dépendent de la technologie. Les coefficients d'émission (tableau A12-19) reposent sur un examen des coefficients d'émission des technologies de combustion et sur une analyse des technologies de combustion généralement utilisées au Canada (SGA 2000). Les coefficients sont extraits du supplément B de l'AP-42 de l'EPA des États-Unis (EPA 1996), à l'exception de ceux des gaz d'enfouissement, obtenus du GIEC (2006).

Les émissions de N₂O résultant des feux de végétation et du brûlage dirigé équivalent à 0,017 % vol/vol des émissions de CO₂. Étant donné que les deux gaz ont le même poids moléculaire, le même rapport peut être appliqué selon la masse (voir section A3.4.2).

Tableau A12-19 : Coefficients d'émission de la biomasse¹

Sources	Description	Coefficients d'émission (g/kg combustible)		
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Gaz d'enfouissement	Combustion industrielle	29 890 ²	0,6	0,06
Bois de chauffage et déchets de bois	Combustion industrielle	950	0,05	0,02
Incendies de forêt	Combustion à l'air libre	SO	SO ³	SO ⁴
Brûlage dirigé	Combustion à l'air libre	SO	SO ³	SO ⁴
Liqueurs résiduaires	Combustion industrielle	1428	0,05	0,02
Poêles et foyers	Combustion résidentielle			
Poêles à bois classiques		1500	15	0,16
Foyers classiques avec unité encastrée		1500	15	0,16
Poêles et foyers perfectionnés dotés de systèmes antipollution catalytique		1500	6,9	0,16
Autres dispositifs de combustion du bois		1500	15	0,16

Notes :

1. Le coefficient d'émission des gaz d'enfouissement est converti en unités physiques à partir des unités d'énergie (valeur calorifique nette)
2. Le coefficient d'émission du CH₄ équivaut à 1/90 du CO₂. Voir la section A3.4 à l'annexe 3.
3. Le coefficient d'émission du N₂O équivaut à 0,017 % du CO₂. Voir la section A3.4 à l'annexe 3.
4. Les émissions de CO₂ résultant de la biomasse brûlée à des fins énergétiques ne sont pas comprises dans les totaux de l'inventaire, tandis que les émissions de CH₄ et de N₂O de ces mêmes sources sont répertoriées dans le secteur de l'énergie. Toutes les émissions de GES, notamment de CO₂ résultant de la biomasse brûlée dans les forêts aménagées (feux de végétation et brûlage dirigé) sont déclarées dans le secteur ATCATF et sont exclues des totaux de l'inventaire national.

SO = Sans objet

Sources :

Coefficients d'émission du CO₂ :

Gaz d'enfouissement – GIEC (2006)

Bois de chauffage et déchets de bois – EPA (1996).

Poêles classiques et foyers – ORTECH (1994).

Coefficients d'émission du CH₄ :

Gaz d'enfouissement – GIEC (2006)

Bois de chauffage et déchets de bois – EPA (1996), EPA (1985), SGA (2000).

Poêles et foyers – SGA (2000).

Coefficients d'émission du N₂O:

Gaz d'enfouissement – GIEC (2006)

Bois de chauffage et déchets de bois – EPA (1996), Rosland et Steen (1990); Radke et al. (1991), SGA (2000).

Poêles et foyers – SGA (2000).

Références

- AAC. 2002. Calculating Direct GHG Emissions from Primary Aluminium Metal Production, Association de l'aluminium du Canada, Montréal (Québec), Canada.
- ACPP. 1999. CH₄ and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry, Vols. 1 and 2, Préparé pour l'Association canadienne des producteurs pétroliers par Clearstone Engineering, Calgary (Alberta), Canada, #1999-0010.
- AMEC. 2006. Identifying and Updating Industrial Process Activity Data in the Minerals Sector for the Canadian Greenhouse Gas Inventory, AMEC Earth & Environmental.
- ASAE. 2003. Manure production and characteristics, in : ASAE Standards 2003, Standards Engineering Practices Data, 47^e édition, American Society of Agricultural Engineers, The Society for Engineering in Agricultural, Food and Biological Science, St. Joseph, Michigan, É.-U.
- Barton, P. et J. Simpson. 1994. The effects of aged Catalysts and cold ambient temperatures on Nitrous Oxide Emissions. Division des émissions de sources mobiles (DESM), Environnement Canada, #94-21.
- Boadi, D.A., K.H. Ominski, D.L. Fulawka et K.M. Wittenberg. 2004. Improving Estimates of Methane Emissions Associated with Enteric Fermentation of Cattle in Canada by Adopting an IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) Tier-2 Methodology. Rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada par le département de zootechnie, Université du Manitoba, Winnipeg (Manitoba), Canada.
- Cheminfo Services. 2005. Improvements to Canada's Greenhouse Gas Emissions Inventory Related to Non-Energy Use of Hydrocarbon Products, Cheminfo Services Inc., Markham (Ontario), Canada.
- Cheminfo Services. 2006. Improvements and Updates to Certain Industrial Process and Solvent Use-Related Sections in Canada's Greenhouse Gas Inventory. Rapport final. Markham (Ontario) : Cheminfo Services.
- CIEEDAC. 2003. A Review of Energy Consumption in Canadian Oil Sands Operations, Heavy Oil Upgrading 1990, 1994 to 2001, Canadian Industrial Energy End-use Data and Analysis Centre, Université Simon Fraser, Burnaby (Colombie-Britannique).
- CIEEDAC. 2006. A Review of Energy Consumption in Canadian Oil Refineries 1990, 1994 to 2004, Canadian Industrial Energy End-use Data and Analysis Centre, Université Simon Fraser, Burnaby (Colombie-Britannique).
- Collis, G.A. 1992. Communication personnelle, Institut canadien des engrais, mars 1992.
- DOE/EIA. 1993. Emission of Greenhouse Gases in the United States, 1985–1990, Department of Energy/Energy Information Administration, Washington, D.C., É.-U., # 0573.
- EPA. 1985. Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Vol. 1, Stationary Point and Area Sources, 4^e édition, U.S. Environmental Protection Agency, Washington, D.C., É.-U., AP-42.

EPA. 1996. *Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Vol. 1, Stationary Point and Area Sources*, 5^e édition, U.S. Environmental Protection Agency, Washington, D.C., É.-U., AP-42.

GIEC. 2000. *Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux*, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. En ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.htm/.

GIEC. 2006. *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, Version révisée*, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/>

GIEC/OCDE/AIE. 1997. *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996*, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. En ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>.

IAI. 2006. *The Aluminum Sector Greenhouse Gas Protocol (Addendum to the WRI/WBCSD Greenhouse Gas Protocol)*. International Aluminum Institute.

ICF. 2004. *Update of Methane and Nitrous Oxide Coefficients d'émission for On-Highway Vehicles*. Préparé pour la U.S. Environmental Protection Agency par ICF Consulting (420-P-04-16).

Jaques, A. 1992. *Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990*, Protection de l'environnement, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport #EPS 5/AP/4.

King, B. 1994. *Management of Methane Emissions from Coal Mines : Environmental, Engineering, Economic and Institutionnel Implication of Options*, Neil and Gunter Ltd., Halifax (Nouvelle-Écosse), Canada.

Marinier, M., K. Clark et C. Wagner-Riddle. 2004. *Improving Estimates of Methane Emissions Associated with Animal Waste Management Systems in Canada by Adopting an IPCC Tier-2 Methodology*, rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par le département des sciences de la Terre et des ressources, Université de Guelph, Guelph (Ontario), Canada.

McCann, T.J. 2000. *1998 Fossil Fuel and Derivative Factors*, rapport préparé pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates Ltd.

Nyboer, J. 2006. *Communication personnelle*, Université Simon Fraser, Burnaby (Colombie-Britannique), Canada.

ORTECH Corporation. 1994. *Inventory Methods Manual for Estimating Canadian Emissions of Greenhouse Gases*. Rapport non publié préparé pour la Direction générale des affaires réglementaires et de l'intégration des programmes, Conservation et protection, Environnement Canada, #93-T61-P7013-FG.

Radke, L.F., D.A. Hegg, P.V. Hobbs, J.D. Nance, J.H. Lyons, K.K. Laursen, R.E. Weiss, P.J. Riggan et D.E. Ward. 1991. Particulate and trace gas emissions from large biomass fires in North America, dans : J.S. Levine (Ed.) *Global Biomass Burning : Atmospheric Climatic and Biospheric Implications*, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts, É.-U.

Rosland, A. et M. Steen. 1990. *Klimgass-Regnshap for Norge*, Statens Forurensningstilsyn, Oslo, Norvège.

SGA. 2000. *Emission factors and Uncertainties for CH₄ & N₂O from Fuel Combustion*, rapport non publié préparé pour la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par SGA Energy Limited.

Annexe 13 Protocole d'arrondissement

Un protocole d'arrondissement a été élaboré pour les estimations des émissions et absorptions afin de mettre en contexte leur niveau d'incertitude. L'exactitude des données se reflète dans le nombre de chiffres significatifs utilisés, selon l'incertitude associée à la catégorie en cause. Le nombre de chiffres significatifs retenu pour chaque catégorie, selon l'arrondissement choisi, est présenté au tableau A13-1.

Les plages du degré d'incertitude utilisées pour diverses catégories ont été pour la plupart établies par l'analyse Monte Carlo, telles que mises en oeuvre par ICF Consulting (ICF 2004, 2005), à l'aide des estimations de l'inventaire de 2001 (présentées dans le RIN de 2003). Les valeurs du degré d'incertitude par défaut publiées par le GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997; GIEC 2001), et celles retenues selon les avis d'expert ont également été utilisées pour certaines plages. Les plages du degré d'incertitude ont été calculées à partir des valeurs moyennes, déterminées par l'analyse Monte Carlo. Quand les plages du degré d'incertitude présentaient une asymétrie par rapport à la moyenne, on a utilisé la plage qui présentait la plus grande distance absolue par rapport à la moyenne pour représenter cette incertitude.

Certaines valeurs du degré d'incertitude récemment établies ont été adoptées pour des catégories dans les secteurs de l'énergie, des procédés industriels, des solvants et de l'utilisation d'autres produits et de l'agriculture. Ces nouvelles estimations du degré d'incertitude ont été prises en compte dans l'élaboration du tableau A13-1. Pour une description plus détaillée de l'analyse de l'incertitude des estimations d'émissions au Canada, prière de consulter l'annexe 7.

Les valeurs suivantes des plages d'incertitude ont servi à déterminer le nombre de chiffres significatifs auquel les estimations ont été arrondies :

- trois chiffres significatifs : incertitude inférieure ou égale à 10 %;
- deux chiffres significatifs : incertitude entre 10 et 50 %; and
- trois chiffres significatifs : incertitude inférieure ou égale à 10 %.

L'incertitude liée au secteur ATCATF n'a pas été officiellement évaluée. De nouvelles méthodes, qui n'étaient pas disponibles pendant l'étude d'ICF Consulting, ont servi à élaborer les estimations présentées au Secrétariat de la CCNUCC en 2008. Pour ce secteur, le nombre de chiffres significatifs associés à chaque catégorie a été déterminé selon les avis d'experts.

Tous les calculs, y compris la compilation des totaux d'émissions, sont fondés sur des données non arrondies. Le protocole d'arrondissement n'a été appliqué aux estimations qu'à l'issue des calculs. À noter par ailleurs que, pour des raisons de formatage, le nombre de décimales des valeurs présentées aux annexes 8 et 11 est limité. C'est pourquoi la présence d'un tiret (–), indiquant une valeur de zéro, ne signifie pas nécessairement l'absence totale d'émissions dans la catégorie visée. Par conséquent, il se peut que l'addition des valeurs individuelles des tableaux ne corresponde pas aux sous-totaux et aux totaux.

Tableau A13-1 : Nombre de chiffres significatifs appliqués aux tableaux-synthèses des GES

Catégories de sources et de puits de gaz à effet de serre	Nombre de chiffres significatifs						
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL
TOTAL	3	2	2	2	2	2	3
ÉNERGIE	3	2	1				3
a. Sources fixes	3	1	1				3
Production d'électricité et de chaleur	3	2	1				3
Industries des combustibles fossiles	3	1	1				2
Raffinage et valorisation du pétrole	2	1	1				2
Production de combustibles fossiles	3	1	1				2
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	3	1	1				3
Industries manufacturières	3	1	1				3
Sidérurgie	3	1	1				3
Métaux non ferreux	3	1	1				3
Produits chimiques	3	2	1				3
Pâtes et papiers	3	1	1				3
Ciment	3	1	1				3
Autres industries manufacturières	3	1	1				3
Construction	3	1	1				3
Commercial et institutionnel	3	1	1				3
Résidentiel	3	1	1				2
Agriculture et foresterie	3	1	1				3
b. Transport	3	1	1				2
Transport aérien intérieur	3	1	1				2
Transport routier	3	2	2				3
Véhicules légers à essence	3	2	2				3
Camions légers à essence	3	2	2				3
Véhicules lourds à essence	3	2	2				3
Motocyclettes	3	2	2				3
Véhicules légers à moteur diesel	3	1	1				3
Camions légers à moteur diesel	3	1	1				3
Véhicules lourds à moteur diesel	3	1	1				3
Véhicules au propane et au gaz naturel	3	1	1				2
Transport ferroviaire	3	1	1				1
Transport maritime intérieur	3	1	1				2
Autres	2	1	1				1
Véhicules hors route à essence	1	1	1				1
Véhicules hors route à moteur diesel	2	1	1				1
Pipelines	3	2	1				3

Catégories de sources et de puits de gaz à effet de serre		Nombre de chiffres significatifs						TOTAL
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	
c.	Sources fugitives	3	3	1				3
	Exploitation de la houille		1					1
	Pétrole et gaz naturel	3	3	1				3
	Pétrole	2	3	1				3
	Gaz naturel	3	3					3
	Évacuation	3	3	3				3
	Torchage	2	2	1				2
	Procédés industriels	2		3	2	2	2	3
a.	Production de minéraux	2						2
	Ciment	2						2
	Production de chaux	2						2
	Utilisation de produits minéraux	3						3
b.	Industrie chimique	2		3				2
	Production d'ammoniac	2						2
	Production d'acide nitrique			3				3
	Production d'acide adipique			2				2
c.	Production de métaux	3				2	3	3
	Sidérurgie	3						3
	Production d'aluminium	2				2	3	2
	SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage de magnésium						3	3
d.	Consommation d'halocarbures et de SF₆				2	1	2	2
e.	Autres procédés et procédés indifférenciés	2						2
	Utilisation des solvants et d'autres produits			2				2
	AGRICULTURE		2	2				2
a.	Fermentation entérique		2					2
b.	Gestion des fumiers		2	2				2
c.	Sols agricoles			2				2
	Sources directes			2				2
	Fumiers des pâturages, grands parcours et enclos			2				2
	Sources indirectes			1				1
	DÉCHETS	2	2	1				2
a.	Enfouissement des déchets solides		2					2
b.	Épuration des eaux		2	1				2
c.	Incinération des déchets	2	1	1				2

Catégories de sources et de puits de gaz à effet de serre		Nombre de chiffres significatifs						
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL
AFFECTATION DES TERRES, CHANGEMENT D’AFFECTATION DES TERRES ET FORESTERIE		2	2	2				2
a.	Terres forestières	2	2	2				2
b.	Terres cultivées	2	1	1				2
c.	Prairies							
d.	Terres humides	1	1	1				1
e.	Zones de peuplement	1	1	1				1

Références

GIEC/OCDE/AIE. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Groupe d’experts intergouvernemental sur l’évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l’énergie. En ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>.

ICF. 2004. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada’s National GHG Inventory Estimates for 2001. Rapport non publié présenté à Environnement Canada, n° de contrat K-2362-3-0060.

ICF. 2005. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada’s National GHG Inventory Estimates for 2001 — Supplementary Analysis, rapport non publié présenté à Environnement Canada, n° de contrat K2362-04-0121.

IPCC. 2001. Bilan 2001 des changements climatiques : Les éléments scientifiques, contribution du Groupe de travail 1 au troisième Rapport d’évaluation du Groupe d’experts intergouvernemental sur l’évolution du climat, Cambridge University Press, Cambridge, R.-U.

Annexe 14 Ozone et précurseurs d'aérosols

L'annexe 14 présente les tableaux-synthèses nationaux pour les oxydes de soufre (SO_x), les oxydes d'azote (NO_x), le monoxyde de carbone (CO) et les composés organiques volatils non méthaniques (COVNM) (du tableau A14-1 au tableau A14-4). Ces gaz sont déclarés à la *United Nations Economic Commission for the Environment*⁸⁴ par la Section des principaux contaminants atmosphériques d'Environnement Canada en vertu de la Convention des Nations Unies sur la pollution atmosphérique transfrontalière à longue distance. Tel que recommandé à la Conférence des Parties de la CCNUCC (FCCC/SBSTA/2004/8), les Parties visées à l'Annexe I devraient fournir des renseignements sur les gaz à effet de serre à action indirecte tels que le CO, les NO_x, les COVNM ainsi que les SO_x dans le RIN.

Ces gaz n'ont pas un effet de réchauffement planétaire direct, mais ils peuvent avoir une incidence sur la formation ou la destruction de l'ozone troposphérique ou stratosphérique ou encore influencer sur l'absorption des radiations terrestres dans le cas des SO_x. Ces gaz peuvent avoir des répercussions sur le climat en se comportant comme des GES de courte durée et en modifiant le temps de survie dans l'atmosphère d'autres GES et ils peuvent former de nouveaux GES, tel que c'est le cas lorsque le CO réagit avec les hydroxyles pour former du CO₂ dans l'atmosphère. Ces émissions sont produites par un certain nombre de sources, dont la combustion de combustibles fossiles, notamment dans les secteurs de l'énergie et du transport, de la production industrielle et de la combustion de la biomasse.

84. Cette agence des Nations Unies ne semble pas avoir de nom officiel en français.

Tableau A14-1 : Sommaire des émissions de monoxyde de carbone pour le Canada

Catégories sectorielles du CUPR	Monoxyde de carbone																
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
	kt CO																
Total national	15171	14265	14433	13974	13591	13658	12537	12253	11627	11667	11381	11060	10921	10728	10206	9372	9240
1 A 1 a Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	65	68	65	24	25	24	25	24	24	25	28	29	44	32	32	35	32
1 A 1 b Raffinage du pétrole	13	13	13	19	19	18	18	19	19	19	17	17	59	16	16	16	25
1 A 1 c Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	193	186	196	216	245	262	272	305	318	328	339	355	379	430	466	397	389
1 A 2 Industries manufacturières et construction	633	605	667	998	891	921	929	928	876	913	709	715	657	716	727	392	455
1 A 3 a i (i) Aviation civile (vols intérieurs, LTO)	40	36	34	33	33	33	33	35	36	37	37	37	35	36	36	30	25
1 A 3 a ii (ii) Aviation civile (vols intérieurs, de croisière)	27	24	23	22	23	23	22	22	24	23	23	23	21	22	22	21	35
1 A 3 b Transport routier	9561	9260	9262	8836	8508	7882	7357	7061	6438	6415	6410	6009	5732	5391	4731	4389	4206
1 A 3 c Transport ferroviaire	22	22	21	21	23	23	22	23	22	20	21	21	22	23	20	16	16
1 A 3 d ii Navigation nationale	11	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	10	9
1 A 3 e Autre	2086	2130	2174	2218	2262	2307	2309	2301	2322	2343	2370	2413	2461	2510	2556	2608	2685
1 A 4 a Commercial et institutionnel	5	5	5	6	6	6	6	6	6	6	8	10	7	11	11	20	19
1 A 4 b Résidentiel	1041	650	645	619	637	632	623	626	626	623	676	655	729	679	690	704	717
1 A 4 c Agriculture, foresterie et pêche	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA
1 A 5 a Autre, matériel fixe (y compris militaire)	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA
1 A 5 b Autre, matériel mobile (y compris militaire)	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA
1 B 1 Émissions fugitives des combustibles solides	4	4	4	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
1 B 2 Pétrole et gaz naturel	37	36	37	32	35	37	38	42	44	45	84	94	101	126	146	119	69
2 A Produits minéraux ¹	4.96	5.02	4.74	36.58	23.1	25.14	27.23	24.01	30.08	26.97	13.45	14.17	19.8	14.02	14.28	18.70	19.66
2 B Industrie chimique	16	16	16	21	21	21	21	21	21	21	21	21	20	14	23	25	12
2 C Production de métaux	360	320	313	339	311	326	312	330	328	316	254	275	403	333	340	471	409
2 D Autres procédés ¹	54	63	61	111	114	104	107	107	107	110	102	101	96	85	86	58	48
2 G Autre	24	23	25	34	32	31	32	32	31	32	30	30	30	30	30	21	14
3 A Application de peinture	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
3 B Dégraissage et nettoyage à sec	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
3 C Fabrication et traitement de produits chimiques	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
3 D Autre (y compris les produits contenant des métaux lourds et des POP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	S/O
4 B Gestions des fumiers ²	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
4 C Culture du riz	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
4 D 1 Émissions directes des sols	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
4 F Brûlage sur place des déchets agricoles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	SO
4 G Autre ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 B Conversion des forêts et des prairies	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	SO
6 A Enfouissement de déchets solides	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
6 B Épuration des eaux usées	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
6 C Incinération des déchets ⁴	10	10	9	6	5	5	5	5	5	5	6	7	11	7	7	8	16
6 D Autres déchets ⁵	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
7 Autre	965	779	849	372	367	967	368	329	339	347	221	225	88	234	239	24	37

Notes :

- Y compris la manutention des produits.
 - Y compris le NH₃ provenant de la fermentation entérique.
 - Y compris les sources de PM.
 - Exclut l'incinération des déchets à des fins énergétiques (compris dans 1 A 1).
 - Inclut les feux accidentels.
- Il se peut qu'en raison de l'arrondissement, la somme des montants individuels ne corresponde pas aux totaux.
SO = sans objet; IA = inclus ailleurs; LTO = atterrissage et décollage; POP = polluant organique persistant.

Tableau A14-2 : Sommaire des émissions d'oxyde d'azote pour le Canada

Catégories sectorielles du CUPR	Oxydes d'azote																
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
	kt NO _x																
Total national	2355	2434	2420	2366	2451	2455	2371	2426	2440	2418	2463	2478	2473	2493	2491	2379	2312
1 A 1 a Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	249	256	245	248	250	242	252	247	251	253	282	280	264	263	242	235	215
1 A 1 b Raffinage du pétrole	30	26	26	23	22	23	22	22	22	22	24	22	24	22	22	24	28
1 A 1 c Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	136	196	208	234	265	280	293	334	336	353	371	391	431	477	520	457	440
1 A 2 Industries manufacturières et construction	120	174	172	134	136	144	132	134	133	134	114	112	135	118	121	125	105
1 A 3 a ii (i) Aviation civile (vols intérieurs, LTO)	6	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	5	6	6	5	8
1 A 3 a ii (ii) Aviation civile (vols intérieurs, de croisière)	66	56	52	51	50	55	58	59	60	60	66	66	58	59	60	57	59
1 A 3 b Transport routier	870.1	816.19	801.66	780.27	807.17	774.73	703.23	703.61	715.61	686.3	667.98	657.27	623.59	586.46	556.03	529.26	499.77
1 A 3 c Transport ferroviaire	114	115	112	111	118	118	114	122	114	107	109	118	120	111	112	117	111
1 A 3 d ii Navigation nationale	135	129	130	123	127	125	117	118	118	113	111	111	112	114	115	117	113
1 A 3 e Autre	387	395	404	412	421	430	435	439	441	442	442	440	438	434	426	419	488
1 A 4 a Commercial et institutionnel	24	24	24	29	30	29	29	29	29	29	30	32	34	38	36	34	33
1 A 4 b Résidentiel	49	46	46	45	47	46	45	46	46	45	47	46	47	46	46	45	43
1 A 4 c Agriculture, foresterie et pêche	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA
1 A 5 a Autre, matériel fixe (y compris militaire)	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA
1 A 5 b Autre, matériel mobile (y compris militaire)	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA
1 B 1 Émissions fugitives des combustibles solides	14	14	13	14	14	13	14	13	14	14	15	15	14	14	13	13	12
1 B 2 Pétrole et gaz naturel	25	24	25	25	24	24	24	24	24	23	52	58	31	74	85	79	60
2 A Produits minéraux ¹	34	27	27	32	32	34	31	31	34	31	33	32	38	34	34	40	38
2 B Industrie chimique	21	26	27	27	28	28	24	26	25	25	29	29	23	29	29	19	19
2 C Production de métaux	13	36	35	14	14	14	14	14	14	16	12	11	12	13	14	12	14
2 D Autres procédés ¹	24	30	30	24	25	26	24	24	24	24	23	23	25	23	24	20	2
2 G Autre	19	20	20	20	20	20	19	19	19	19	15	15	21	16	16	22	14
3 A Application de peinture	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
3 B Dégraissage et nettoyage à sec	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
3 C Fabrication et traitement de produits chimiques	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
3 D Autre (y compris les produits contenant des métaux lourds et des POP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 B Gestions des fumiers ²	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
4 C Culture du riz	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
4 D 1 Émissions directes des sols	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA
4 F Brûlage sur place des déchets agricoles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	SO
4 G Autre ³	0	0	0	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
5 B Conversion des forêts et des prairies	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6 A Enfouissement de déchets solides	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
6 B Épuration des eaux usées	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
6 C Incinération des déchets ⁴	2	3	2	3	3	3	3	3	3	3	6	6	7	6	6	4	2
6 D Autres déchets ⁵	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
7 Autre	17	15	15	13	13	22	13	13	13	13	8	8	7	8	8	5	9

Notes :

1. Y compris la manutention des produits.
2. Y compris le NH₃ provenant de la fermentation entérique.
3. Y compris les sources de PM.
4. Exclut l'incinération des déchets à des fins énergétiques (compris dans 1 A 1).
5. Inclut les feux accidentels.

Il se peut qu'en raison de l'arrondissement, la somme des montants individuels ne corresponde pas aux totaux.

Les oxydes d'azote (NO_x) comprennent l'oxyde nitrique (NO) et le dioxyde d'azote (NO₂) et sont déclarés comme des NO_x sur une base massique de NO_x.

SO = sans objet; IA = inclus ailleurs; LTO = atterrissage et décollage; POP = polluant organique persistant.

Tableau A14-3 : Sommaire des émissions de composés organiques volatils non méthaniques pour le Canada

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
	kt COVNM																
Total national	2808	2590	2586	2321	2333	2471	2273	2249	2236	2207	2443	2438	2420	2473	2472	2256	2313
1 A 1 a Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	2	2	4	3	4	2	2
1 A 1 b Raffinage du pétrole	6	6	6	3	3	3	3	3	3	3	2	2	1	2	2	1	3
1 A 1 c Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	9	9	10	11	11	12	12	12	13	12	13	12	12	12	12	12	14
1 A 2 Industries manufacturières et construction	58.26	55.67	59.84	60.41	58.95	58.99	57.64	58.8	56.71	59.01	50.51	50.53	52.29	48.44	49.18	44.53	61.38
1 A 3 a ii (i) Aviation civile (vols intérieurs, LTO)	8	8	7	7	7	8	8	8	8	9	9	8	8	8	8	8	6
1 A 3 a ii (ii) Aviation civile (vols intérieurs, croisière)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	4
1 A 3 b Transport routier	675.9	651.4	638.03	595.17	575.51	528.16	482.4	456.89	426.74	425.74	420.3	396	359.64	333.97	303	274	259
1 A 3 c Transport ferroviaire	6	6	6	6	6	6	6	6	6	5	6	6	6	5	5	3	3
1 A 3 d ii Navigation nationale	10	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	4
1 A 3 e Autre	294	299	303	308	313	318	312	305	305	307	310	309	310	309	305	299	296
1 A 4 a Commercial et institutionnel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	2	0	1
1 A 4 b Résidentiel	347	145	144	137	140	139	137	138	138	138	150	145	162	150	153	155	158
1 A 4 c Agriculture, foresterie et pêche	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA
1 A 5 a Autre, matériel fixe (y compris militaire)	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA
1 A 5 b Autre, matériel mobile (y compris militaire)	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA
1 B 1 Émissions fugitives des combustibles solides	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	1	1	1	1
1 B 2 Pétrole et gaz naturel	557	567	591	590	603	625	657	657	677	651	680	709	669	736	750	657	708
2 A Produits minéraux ¹	5	5	4	4	4	3	4	4	4	4	2	2	2	1	1	0	1
2 B Industrie chimique	31	31	30	23	23	22	22	22	22	22	11	12	11	15	17	8	8
2 C Production de métaux	20	18	18	18	18	17	18	18	18	18	15	16	3	15	15	4	3
2 D Autres procédés ¹	20	22	22	27	28	27	27	27	27	27	25	27	29	27	27	26	23
2 G Autre	112	111	110	111	112	113	111	112	112	112	123	153	141	150	153	123	112
3 A Application de peinture	148	153	147	121	119	127	111	119	116	113	102	95	94	107	109	66	126
3 B Dégraissage et nettoyage à sec	265.99	279.45	276.73	239.37	249.16	217.51	243.03	243.96	244	242.82	269.56	256.69	249.16	305.13	309.79	239.73	199.26
3 C Fabrication et traitement de produits chimiques	1.23	1.23	1.26	2.09	2.15	2.09	2.13	2.11	2.12	2.12	2.74	2.62	2.59	2.76	2.83	3.03	2.39
3 D Autre (y compris les produits contenant des métaux lourds et des POP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	SO
4 B Gestions des fumiers ²	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
4 C Culture du riz	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
4 D 1 Émissions directes des sols	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
4 F Brûlage sur place des déchets agricoles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	IA
4 G Autre ³	174	165	150	14	13	174	15	13	13	13	215	198	272	205	209	0	292
5 B Conversion des forêts et des prairies	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	SO
6 A Enfouissement de déchets solides	7	5	5	5	5	7	5	5	5	5	9	7	8	7	7	13	13
6 B Épuration des eaux usées	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6 C Incinération des déchets ⁴	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	2	5
6 D Autres déchets ⁵	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	SO
7 Autre	45	37	40	23	23	46	23	21	22	22	15	15	11	16	16	5	7

Notes :

1. Y compris la manutention des produits.

2. Y compris le NH₃ provenant de la fermentation entérique.

3. Y compris les sources de PM.

4. Exclut l'incinération des déchets à des fins énergétiques (compris dans 1 A 1).

5. Inclut les feux accidentels.

Il se peut qu'en raison de l'arrondissement, la somme des montants individuels ne corresponde pas aux totaux.

SO = sans objet; IA = inclus ailleurs; LTO = atterrissage et décollage; POP = polluant organique persistant.

Tableau A14-4 : Sommaire des émissions d'oxyde de soufre pour le Canada

Catégories sectorielles du CUPR	Oxydes de soufre																
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
	kt SO _x																
Total national	3187	3497	3009	2347	2310	2446	2359	2389	2386	2365	2265	2312	2273	2228	2304	2066	2012
1 A 1 a Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	680	692	666	539	536	523	538	527	540	546	625	613	607	612	605	508	449
1 A 1 b Raffinage du pétrole	99	109	110	137	126	120	120	124	122	124	101	100	84	95	96	78	72
1 A 1 c Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	240	157	165	182	204	215	222	249	244	250	265	274	278	324	348	197	217
1 A 2 Industries manufacturières et construction	245	278	280	203	209	203	226	219	207	212	129	133	137	135	136	155	141
1 A 3 a ii (i) Aviation civile (vols intérieurs, LTO)	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1 A 3 a ii (ii) Aviation civile (vols intérieurs, croisière)	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	3	3	3	3	4
1 A 3 b Transport routier	35	33	34	38	40	31	27	30	22	21	21	21	18	14	9	8	5
1 A 3 c Transport ferroviaire	5	5	5	5	5	5	5	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5
1 A 3 d ii Navigation nationale	45	42	42	42	41	40	36	36	36	35	33	32	31	31	32	32	78
1 A 3 e Autre	24	22	24	26	23	21	24	27	16	16	15	17	16	16	16	17	17
1 A 4 a Commercial et institutionnel	20	19	20	13	13	14	13	13	13	13	20	22	21	39	39	37	35
1 A 4 b Résidentiel	33	33	33	18	19	19	18	19	19	18	16	16	13	15	15	13	11
1 A 4 c Agriculture, foresterie et pêche	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA
1 A 5 a Autre, matériel fixe (y compris militaire)	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA
1 A 5 b Autre, matériel mobile (y compris militaire)	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA	IA
1 B 1 Émissions fugitives des combustibles solides	20,93	20,9	19,25	18,06	17,67	17,51	17,57	17,3	17,32	17,68	16,69	16,42	16,6	16,45	16,3	15,4	14,0
1 B 2 Pétrole et gaz naturel	175	177	185	199	194	193	189	190	192	188	121	123	130	132	137	168	794
2 A Produits minéraux ¹	34	39	37	28	29	31	27	28	29	28	30	31	38	31	31	36	36
2 B Industrie chimique	8	4	5	4	4	5	3	3	3	3	7	6	8	7	6	12	11
2 C Production de métaux	1464	1799	1322	856	808	971	844	858	879	845	829	869	836	721	778	743	81
2 D Autres procédés ¹	27	36	36	18	19	18	18	18	18	18	17	18	18	18	18	15	15
2 G Autre	19	17	16	12	12	12	12	12	12	12	6	9	9	9	9	20	16
3 A Application de peinture	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
3 B Dégraissage et nettoyage à sec	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
3 C Fabrication et traitement de produits chimiques	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
3 D Autre (y compris les produits contenant des métaux lourds et des POP)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 B Gestions des fumiers ²	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
4 C Culture du riz	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
4 D 1 Émissions directes des sols	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
4 F Brûlage sur place des déchets agricoles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	SO
4 G Autre ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 B Conversion des forêts et des prairies	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	S/O
6 A Enfouissement de déchets solides	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
6 B Épuration des eaux usées	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO	SO
6 C Incinération des déchets ⁴	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	2
6 D Autres déchets ⁵	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	SO
7 Autre	6	7	7	4	6	5	11	9	6	6	1	1	1	2	2	1	9

Notes :

1. Y compris la manutention des produits.
2. Y compris le NH₃ provenant de la fermentation entérique.
3. Y compris les sources de PM.
4. Exclut l'incinération des déchets à des fins énergétiques (compris dans 1 A 1).
5. Inclut les feux accidentels.

Il se peut qu'en raison de l'arrondissement, la somme des montants individuels ne corresponde pas aux totaux.
SO = sans objet; IA = inclus ailleurs; LTO = atterrissage et décollage; POP = polluant organique persistant.