

Canadian Energy Research Institute

Analyse du cycle de vie comparative  
pour la production d'électricité de base en Ontario

---

Seyed Jazayeri  
Paul Kralovic

Afshin Honarvar  
Abbas Naini  
Jon Rozhon  
Rami Shabaneh  
Thorn Walden

Rapport préparé pour l'Association nucléaire canadienne

**Octobre 2008**



Pertinent • Indépendant • Objectif



**ANALYSE DU CYCLE DE VIE COMPARATIVE**  
**POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DE BASE EN ONTARIO**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>LISTE DES FIGURES</b> .....	<b>v</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX</b> .....	<b>ix</b>
<b>REMERCIEMENTS</b> .....	<b>xii</b>
<b>SOMMAIRE</b> .....	<b>xv</b>
S1.1 Contexte .....	xv
S1.2 Objet de l'étude.....	xv
S1.3 Méthode .....	xv
S1.4 ACV des processus.....	xvi
S2 Production d'électricité au Canada .....	xvi
S3 L'industrie nucléaire au Canada .....	xvii
S4.1 Méthode d'analyse du cycle de vie et définitions .....	xviii
S4.2 Production d'électricité en Ontario .....	xviii
S4.3 Inventaire des polluants imputables au cycle de vie .....	xx
S5 Fiabilité, sûreté et sécurité .....	xxii
S6 Conclusion.....	xxiii
<b>CHAPITRE 1 INTRODUCTION</b> .....	<b>1</b>
1.1 Contexte.....	1
1.2 Objet de l'étude.....	1
1.3 Méthode .....	2
1.4 Analyse documentaire .....	2
1.4.1 Historique de l'ACV .....	2
1.4.2 Normes ISO sur l'ACV .....	3
1.4.3 Approches diverses de modélisation d'ACV.....	4
1.4.3.1 ACV des processus.....	4
1.4.3.2 ACV des intrants-extrants économiques .....	4
1.4.3.3 ACV hybride .....	5
1.4.4 Sources et logiciels d'ACV .....	5
1.4.5 ACV antérieures pour la production d'électricité.....	6
1.5 Besoins en données.....	8
1.6 Structure du rapport.....	8
<b>CHAPITRE 2 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA</b> .....	<b>9</b>
2.1 Production d'électricité entre 1971 et 2005 .....	9
2.1.1 Production d'électricité : part de la production mondiale et régionale .....	9
2.1.2 Production d'électricité : filières de production au Canada .....	11
2.1.3 Production d'électricité : croissance de la PTE et de la population .....	13
2.1.4 Production d'électricité : croissance de la PTE et du PIB.....	15
2.2 Conclusion .....	17
<b>CHAPITRE 3 ÉLECTRICITÉ D'ORIGINE NUCLÉAIRE AU CANADA</b> .....	<b>19</b>
3.1 Électricité d'origine nucléaire et consommation d'uranium dans le monde.....	19
3.2 Électricité d'origine nucléaire au Canada.....	23
3.3 Activités nucléaires en amont au Canada.....	26
3.3.1 Industrie de l'extraction d'uranium au Canada.....	27
3.3.2 Raffinage, conversion et enrichissement de l'uranium .....	30
3.3.3 Fabrication du combustible.....	31
3.4 Conclusion .....	31
<b>CHAPITRE 4 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET ENVIRONNEMENT</b> .....	<b>33</b>
4.1 Méthode d'ACV et définitions .....	34

4.1.1	Définition des objectifs et du champ de l'étude .....	35
4.1.2	Inventaire du cycle de vie .....	39
4.1.3	Évaluation de l'impact du cycle de vie.....	39
4.1.4	Interprétation du cycle de vie .....	40
4.2	Cadre méthodologique pour l'inventaire du cycle de vie.....	40
4.3	Application de l'ACV aux différentes filières de production d'électricité en Ontario	40
4.3.1	Production électronucléaire en Ontario .....	41
4.3.1.1	Données.....	43
4.3.1.2	Inventaire du cycle de vie .....	45
4.3.2	Production d'électricité à partir de charbon en Ontario .....	47
4.3.2.1	Données.....	49
4.3.2.2	Inventaire du cycle de vie .....	51
4.3.3	Production d'électricité à partir de gaz naturel en Ontario.....	52
4.3.3.1	Données.....	55
4.3.3.2	Inventaire du cycle de vie .....	59
4.4	Conclusion .....	61
<b>CHAPITRE 5 FIABILITÉ, SÛRETÉ ET SÉCURITÉ DANS L'INDUSTRIE DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ.....</b>		<b>64</b>
5.1	Fiabilité .....	65
5.2	Sûreté et sécurité des filières nucléaire, gaz naturel et charbon.....	69
5.2.1	Énergie nucléaire.....	70
5.2.1.1	Extraction d'uranium : risques professionnels et impacts environnementaux.....	70
5.2.1.2	Analyse comparative de la sûreté .....	75
5.2.1.3	Réglementation canadienne sur les centrales nucléaires et la gestion du combustible irradié .....	78
5.2.1.4	Menaces terroristes contre l'industrie nucléaire .....	80
5.2.2	Gaz naturel .....	81
5.2.2.1	Production de gaz naturel : risques professionnels et sécurité du public .....	82
5.2.2.2	Gazoducs : sûreté et sécurité .....	85
5.2.2.3	Distribution : risques professionnels et sécurité du public.....	86
5.2.3	Charbon .....	93
5.2.3.1	Extraction du charbon : risques professionnels.....	94
5.2.3.2	Extraction du charbon : impacts environnementaux .....	97
5.2.3.3	Combustion du charbon : sécurité du public et impacts environnementaux.....	98
5.3	Conclusion .....	100
<b>CHAPITRE 6 CONCLUSION.....</b>		<b>101</b>
<b>ANNEXE A PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR D'ÉNERGIE NUCLÉAIRE, DE CHARBON ET DE GAZ NATUREL ET SCÉNARIOS POUR L'AVENIR .....</b>		<b>106</b>
A.1	Production électronucléaire .....	107
A.1.1	Production électronucléaire : part de la production mondiale et régionale.....	107
A.1.2	Production électronucléaire : comparaison des taux de croissance .....	109
A.1.3	Production électronucléaire : part de la production totale d'électricité au Canada.....	110
A.2	Production d'électricité à partir de charbon .....	111
A.2.1	Production d'électricité à partir de charbon : part de la production mondiale et régionale .....	111
A.2.2	Production d'électricité à partir de charbon : comparaison des taux de croissance ... ..	113
A.2.3	Production d'électricité à partir de charbon : part de la production totale d'électricité au Canada .....	114
A.3	Production d'électricité à partir de gaz naturel.....	115

**iv Analyse du cycle de vie comparative pour la production d'électricité de base en Ontario**

A.3.1	Production d'électricité à partir de gaz naturel : part de la production mondiale et régionale .....	115
A.3.2	Production d'électricité à partir de gaz naturel : comparaison des taux de croissance.....	117
A.3.3	Production d'électricité à partir de gaz naturel : part de la production totale d'électricité au Canada .....	118
A.4	Production d'électricité dans le monde : projections .....	119
A.4.1	Hypothèses des scénarios .....	120
A.4.2	Production d'électricité dans le monde : projections d'après différents scénarios	121
A.4.2.1	Scénario de référence .....	122
A.4.2.2	Scénarios ACT .....	123
A.4.2.3	Scénario TECH Plus.....	124
A.4.2.4	Conclusion .....	126
A.5	Production d'électricité au Canada : projections d'après différents scénarios .....	127
A.5.1	Scénario de référence .....	128
A.5.2	Maintien des tendances.....	129
A.5.3	Triple-E .....	131
A.5.4	Îles fortifiées .....	132
A.5.5	Conclusion .....	133
<b>ANNEXE B</b>	<b>L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE AU CANADA .....</b>	<b>135</b>
B.1	Recherche-développement .....	135
B.1.1	Énergie atomique du Canada limitée (EACL) .....	135
B.1.2	Groupe des propriétaires de CANDU (GPC) .....	138
B.1.3	Conseil national de recherches du Canada (CNRC).....	138
B.1.4	Réacteurs de recherche.....	139
B.2	Autres produits renfermant des matières radioactives.....	140
B.2.1	Radio-isotopes médicaux.....	141
B.2.2	Technologie des faisceaux d'électrons .....	141
B.2.3	Neutronographie .....	141
B.2.4	Irradiation d'aliments .....	142
B.2.5	Stérilisation d'insectes.....	142
<b>ANNEXE C</b>	<b>.....</b>	<b>143</b>
C.1	Technologies nucléaires .....	143
C.1.1	Réacteur CANDU avancé .....	146
C.1.2	Réacteur à eau sous pression .....	148
C.1.3	Technologies de demain.....	149
C.2	Centrales au gaz naturel.....	152
C.3	Centrales au charbon.....	155
<b>ANNEXE D</b>	<b>.....</b>	<b>159</b>
<b>ANNEXE E</b>	<b>.....</b>	<b>173</b>
<b>ANNEXE F</b>	<b>TAUX D'ÉMISSIONS OU DOSES COLLECTIVES : LE CAS PARTICULIER DU RAYONNEMENT .....</b>	<b>183</b>
<b>DÉFINITIONS, SIGLES ET ABRÉVIATIONS.....</b>		<b>187</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE.....</b>		<b>197</b>

## LISTE DES FIGURES

Figure S.1	Potentiel de réduction des GES liés à la production de 1 MWh au moyen d'un combustible à faibles émissions de carbone en remplacement d'un autre en émettant davantage .....	xxii
Figure 2.1	Part canadienne de la PTE mondiale et régionale, 1971, 2005, et moyenne entre 1971 et 2005 (pourcentage).....	10
Figure 2.2	Part canadienne de la PTE mondiale et moyenne entre 1971 et 2005 (pourcentage) .....	11
Figure 2.3	Production annuelle d'électricité au Canada selon la filière, 1971, 2005, et moyenne entre 1971 et 2005 (TWh).....	12
Figure 2.4	Part de la production d'électricité au Canada attribuable aux différentes filières, 1971, 2005, et moyenne entre 1971 et 2005 (pourcentage).....	13
Figure 2.5	Indices de la PTE et de la population au Canada entre 1971 et 2005.....	14
Figure 2.6	Écart entre les indices de la PTE et de la population (indice de la PTE moins indice de la population) et moyenne historique au Canada entre 1971 et 2005.....	15
Figure 2.7	Évolution des indices de la PTE et du PIB au Canada entre 1971 et 2005 .....	16
Figure 2.8	Écart entre les indices de la PTE et du PIB (indice de la PTE moins indice du PIB) et moyenne historique au Canada entre 1971 et 2005 .....	17
Figure 3.1	Cycle du combustible nucléaire .....	26
Figure 4.1	Phases d'une ACV.....	35
Figure 4.2	Exemple de processus élémentaire.....	36
Figure 4.3	Frontières du système pour la production électronucléaire .....	42
Figure 4.4	Émissions de GES imputables au cycle de vie de la production électronucléaire en Ontario.....	47
Figure 4.5	Frontières du système pour la production d'électricité à partir de charbon .....	48
Figure 4.6	Émissions de GES imputables au cycle de vie de la production d'électricité à partir de charbon en Ontario .....	52
Figure 4.7	Frontières du système pour la production d'électricité à partir de gaz naturel.....	53
Figure 4.8	Carte du réseau de ventes et de marketing du gazoduc principal canadien (Canadian Mainline).....	54
Figure 4.9	Émissions de GES imputables au cycle de vie pour la production d'électricité à partir de gaz naturel en Ontario.....	61
Figure 4.10	Comparaison des émissions de GES imputables à la production de 1 TWh d'électricité à partir de gaz naturel et de charbon en Ontario (moyenne, 2005 et 2006) .....	62
Figure 4.11	Potentiel de réduction des GES liés à la production de 1 MWh au moyen d'un combustible à faibles émissions de carbone en remplacement d'un autre en mettant davantage .....	63
Figure 5.1	Nombre cumulatif d'années-réacteurs d'exploitation .....	76

## vi Analyse du cycle de vie comparative pour la production d'électricité de base en Ontario

Figure 5.2	Nombre d'accidents liés à l'extraction du charbon aux États-Unis (5 décès ou plus) .....	94
Figure A.1	Part canadienne de la production électronucléaire mondiale et régionale, 1971, 2005, et moyenne entre 1971 et 2005 (pourcentage) .....	108
Figure A.2	Part canadienne de la production électronucléaire mondiale et moyenne entre 1971 et 2005 (pourcentage) .....	109
Figure A.3	Taux de croissance annuelle moyen de la production électronucléaire entre 1972 et 2005 (pourcentage) .....	110
Figure A.4	Part de la filière nucléaire dans la production totale d'électricité au Canada entre 1971 et 2005 (pourcentage) .....	111
Figure A.5	Part canadienne de la production d'électricité mondiale et régionale à partir de charbon, 1971, 2005, et moyenne entre 1971 et 2005 (pourcentage) .....	112
Figure A.6	Part canadienne de la production d'électricité mondiale à partir de charbon et moyenne entre 1971 et 2005 (pourcentage) .....	113
Figure A.7	Taux de croissance annuelle moyen de la production d'électricité à partir de charbon entre 1972 et 2005 (pourcentage) .....	114
Figure A.8	Part de la filière charbon dans la production totale d'électricité au Canada entre 1971 et 2005 (pourcentage) .....	115
Figure A.9	Part canadienne de la production d'électricité mondiale et régionale à partir de gaz naturel, 1971, 2005, et moyenne entre 1971 et 2005 (pourcentage) .....	116
Figure A.10	Part canadienne de la production d'électricité mondiale à partir de gaz naturel et moyenne entre 1971 et 2005 (pourcentage) .....	117
Figure A.11	Taux de croissance annuelle moyen de la production d'électricité à partir de gaz naturel entre 1972 et 2005 (pourcentage) .....	118
Figure A.12	Part de la filière gaz naturel dans la production totale d'électricité au Canada entre 1971 et 2005 (pourcentage) .....	119
Figure A.13	Production d'électricité mondiale selon la filière en 2003 et d'après différents scénarios pour 2050 (pourcentage) .....	123
Figure A.14	Part des combustibles carbonés, de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables dans la production d'électricité en 2003 et d'après différents scénarios pour 2050 .....	125
Figure A.15	Production d'électricité mondiale selon la filière en 2003 et d'après différents scénarios pour 2050 (TWh) .....	126
Figure A.16	Part de la production d'électricité attribuable aux combustibles carbonés et aux filières sans carbone en 2003 et d'après différents scénarios, dont le scénario de référence, pour 2050 .....	127
Figure A.17	Scénario de référence – Production d'électricité au Canada en 2004 et variation prévue pour 2015 selon la filière (GWh) .....	129
Figure A.18	Scénario Maintien des tendances – Production d'électricité au Canada en 2004 et variation prévue pour 2030 selon la filière (GWh) .....	130
Figure A.19	Scénario Triple-E – Production d'électricité au Canada en 2004 et variation prévue pour 2030 selon la filière (GWh) .....	132



Figure A.20	Scénario Îles fortifiées – Production d’électricité au Canada en 2004 et variation prévue pour 2030 selon la filière (GWh) .....	133
Figure C.1	Types de réacteurs utilisés dans le monde, 2007 .....	145
Figure C.2	Comparaison schématique du circuit de refroidissement primaire des technologies ACR et REP .....	147
Figure C.3	Lien entre la grappe et le canal de combustible .....	148
Figure C.4	Réacteur à eau sous pression (REP) – Type répandu de réacteur à eau ordinaire ....	149
Figure C.5	Réacteur refroidi à l’eau supercritique (RESC) .....	151
Figure C.6	Schéma de procédé simplifié d’une centrale au charbon pulvérisé .....	157
Figure D.1	Extraction du minerai et concentration de l’uranium (I) .....	162
Figure D.2	Extraction du minerai et concentration de l’uranium (II) .....	163
Figure D.3	Raffinage et conversion de l’uranium (I) .....	164
Figure D.4	Raffinage et conversion de l’uranium (II) .....	165
Figure D.5	Production électronucléaire (I) .....	166
Figure D.6	Production électronucléaire (II) .....	167
Figure D.7	Production électronucléaire (III) .....	168
Figure D.8	Production de charbon .....	169
Figure D.9	Transport du charbon .....	170
Figure D.10	Production d’électricité à partir de charbon (I) .....	171
Figure D.11	Production d’électricité à partir de charbon (II) .....	172
Figure E.1	Phase d’extraction et de production du gaz naturel .....	177
Figure E.2	Phase de transport du gaz naturel .....	178
Figure E.3	Phase de production d’électricité à partir de gaz naturel (I) .....	179
Figure E.4	Phase de production d’électricité à partir de gaz naturel (II) .....	180
Figure E.5	Phase de production d’électricité à partir de gaz naturel (III) .....	181

**(THIS PAGE INTENTIONALLY LEFT BLANK)**

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau S.1	Polluants imputables au cycle de vie de la production d'électricité en Ontario .....	xx
Tableau S.2	Comparaison des polluants imputables au cycle de vie de la production d'électricité en Ontario (Énergie nucléaire = 100) .....	xxi
Tableau S.3	Part canadienne des réserves et de la production de charbon, de gaz naturel et d'uranium ainsi que de la production d'électricité à l'échelle mondiale, 2005 (pourcentage) .....	XXIII
Tableau S.4	Part de la production électronucléaire, des réserves d'uranium et de la production d'uranium à l'échelle mondiale, 2005 (pourcentage) .....	XXIII
Tableau S.5	Production d'électricité à partir de charbon, de gaz naturel et d'énergie nucléaire en Ontario, part de la production et impacts du cycle de vie, 2005 et 2006 (pourcentage) .....	XXIII
Tableau S.6	Indices des émissions imputables à la production d'électricité à partir de charbon, de gaz naturel et d'énergie nucléaire en Ontario (Énergie nucléaire = 100) ....	XXIII
Tableau 3.1	Indicateurs relatifs à l'économie et à l'électricité d'origine nucléaire dans le monde, 2006 .....	20
Tableau 3.2	Puissance installée et production du parc nucléaire mondial selon le PIB et la population par pays, 2006 .....	22
Tableau 3.3	Puissance installée (MW) du parc électrique canadien par province ou pour les territoires selon la filière, 2005.....	23
Tableau 3.4	Puissance installée nette (MW) du parc nucléaire canadien par province, 2006 ...	24
Tableau 3.5	Production d'uranium (tonnes).....	27
Tableau 3.6	Réserves et production d'uranium et de minerai d'uranium au Canada .....	28
Tableau 4.1	Émissions générées au cours de la construction des centrales pour différentes technologies de production d'électricité .....	37
Tableau 4.2	Quantité de matériaux utilisés dans la construction des centrales pour différentes technologies de production d'électricité, vers 1983 (milliers de tonnes d'EJ/an)...	38
Tableau 4.3	Distances pour le transport routier dans l'industrie nucléaire (des mines et des usines de concentration aux centrales).....	45
Tableau 4.4	Résultats de l'analyse du cycle de vie pour la production de 1 TWh d'électricité à partir d'énergie nucléaire en Ontario .....	46
Tableau 4.5	Distances pour le transport ferroviaire du charbon (des mines et des usines de traitement aux centrales) .....	50
Tableau 4.6	Résultats de l'analyse du cycle de vie pour la production de 1 TWh d'électricité à partir de charbon en Ontario .....	51
Tableau 4.7	Résultats de l'analyse du cycle de vie pour la production de 1 TWh d'électricité à partir de gaz naturel selon la technologie en Ontario .....	59
Tableau 4.8	Résultats de l'analyse du cycle de vie pour la production de 1 TWh d'électricité à partir de gaz naturel en Ontario .....	60

Tableau 4.9	Comparaison des taux d'émissions de GES au cours du cycle de vie pour la production d'électricité en Ontario.....	62
Tableau 5.1	Caractéristiques d'exploitation des centrales nucléaires, au gaz naturel et au charbon au Canada.....	66
Tableau 5.2	Tendances de la production électronucléaire au Canada et aux États-Unis.....	67
Tableau 5.3	Rendement des réacteurs CANDU, décembre 2007.....	68
Tableau 5.4	Mines d'uranium au Canada .....	71
Tableau 5.5	Doses de rayonnement et effets .....	74
Tableau 5.6	Catastrophes les plus meurtrières dans le secteur énergétique .....	76
Tableau 5.7	Comparaison des statistiques sur les accidents survenus dans la production d'énergie primaire .....	77
Tableau 5.8	Taux d'accidents avec perte de temps et d'accidents avec incapacité selon le secteur industriel en Alberta .....	73
Tableau 5.9	Taux d'accidents avec perte de temps dans l'industrie du pétrole et du gaz en amont selon le sous-secteur en Alberta .....	84
Tableau 5.10	Décès professionnels dans l'industrie du pétrole et du gaz en amont selon le sous-secteur en Alberta .....	84
Tableau 5.11	Terminaux d'importation de GNL actuels aux États-Unis.....	88
Tableau 6.1	Part canadienne des réserves et de la production de charbon, de gaz naturel et d'uranium ainsi que de la production d'électricité à l'échelle mondiale, 2005 (pourcentage).....	101
Tableau 6.2	Part de la production électronucléaire, des réserves d'uranium et de la production d'uranium à l'échelle mondiale, 2005 (pourcentage) .....	102
Tableau 6.3	Production d'électricité à partir de charbon, de gaz naturel et d'énergie nucléaire en Ontario, part de la production et impacts du cycle de vie, 2005 et 2006 (pourcentage).....	104
Tableau 6.4	Indices des émissions imputables à la production d'électricité, à partir de charbon, de gaz naturel et d'énergie nucléaire en Ontario (Énergie nucléaire = 100) .....	104
Tableau A.1	Aperçu des hypothèses des scénarios ACT et TECH Plus .....	120
Tableau A.2	Résumé des hypothèses clés et des principaux résultats quantitatifs – Scénario de référence et trois scénarios prospectifs.....	128
Tableau A.3	Production d'électricité prévue au Canada selon la filière – Scénario de référence et trois scénarios prospectifs .....	134
Tableau B.1	Réacteurs CANDU à l'extérieur du Canada .....	137
Tableau B.2	Réacteurs de recherche au Canada .....	139
Tableau C.1	Centrales nucléaires en exploitation commerciale .....	144
Tableau C.2	Comparaison technique des technologies ACR et REP .....	146
Tableau C.3	Filières de réacteurs retenues par le Forum Génération IV .....	150
Tableau D.1	Transport en amont pour un processus donné .....	159
Tableau D.2	Bilan des intrants et des extrants de matériaux et d'énergie.....	160

Tableau D.3	Inventaire des émissions imputables à un processus donné.....	161
Tableau E.1	Émissions fugitives moyennes imputables au transport du gaz naturel par gazoduc de l'Alberta à l'Ontario .....	173
Tableau E.2	Émissions fugitives moyenne imputables aux réseaux collecteurs de gaz en Alberta – entre Zama et Empress .....	174
Tableau E.3	Estimation des émissions de GES imputables à l'utilisation de gaz naturel pour produire de l'électricité en Ontario (la production de 1 MWh consomme 238 m <sup>3</sup> de gaz) .....	175
Tableau E.4	Émissions des principaux contaminants atmosphériques (PCA) dans le transport du gaz naturel de l'Alberta à l'Ontario par la branche nord du gazoduc de TCPL .....	176
Tableau F.1	Dose efficace collective par tranche – Radionucléides émis par les réacteurs.....	185

**(THIS PAGE INTENTIONALLY LEFT BLANK)**

## REMERCIEMENTS

L'équipe de projet tient à exprimer ses remerciements et son appréciation aux personnes suivantes : M. Marwan Masri, président et chef de la direction du Canadian Energy Research Institute (CERI), pour son appui, son leadership et ses précieux conseils tout au long du projet; M. Phil Prince, président émérite du CERI, pour son leadership et ses précieux conseils au début du projet; M. Peter Howard, vice-président à la recherche, pour ses précieux conseils tout au long du projet; M. Douglas Sinclair, vice-président aux opérations, pour ses judicieux commentaires sur la première version du rapport; et M. David McColl, économiste principal, pour la rédaction de certaines sections du chapitre 5.

Enfin, nous remercions tout particulièrement M<sup>me</sup> Capri Gardener, adjointe administrative, pour son travail colossal et la patience dont elle a fait preuve lors de la saisie de la version préliminaire, des révisions et de la mise en forme du rapport final.

**(THIS PAGE INTENTIONALLY LEFT BLANK)**



## SOMMAIRE

### S1.1 Contexte

La renaissance du nucléaire observée à l'échelle mondiale donne l'occasion de mobiliser le public en lui proposant une évaluation factuelle et objective de la production électronucléaire et de faciliter ainsi la création d'une base d'information aidant à prendre des décisions éclairées concernant cette importante source d'énergie. Comme de nombreux pouvoirs publics de toutes les régions du Canada accordent une importance accrue à la performance environnementale du secteur de la production d'électricité, il est opportun d'évaluer les impacts environnementaux de ses différentes filières.

Pour les besoins de la présente étude, le Canadian Energy Research Institute (CERI) a évalué de façon rigoureuse les caractéristiques de la filière nucléaire, notamment sur le plan environnemental. Afin de livrer des renseignements utiles, une analyse comparative des différentes filières de production s'imposait pour les examiner sur un pied d'égalité et faciliter par le fait même l'évaluation de leur part relative pour ce qui est de répondre aux besoins en électricité. Le CERI a effectué à cette fin une rigoureuse analyse du cycle de vie (ACV) de trois filières de production, à savoir l'énergie nucléaire, le charbon et le gaz naturel. Il s'est aussi penché sur plusieurs sujets de préoccupation importants soulignés par les opposants au nucléaire et parfois montés en épingle dans les tribunes publiques.

### S1.2 Objet de l'étude

La finalité de la présente étude consiste à recenser et à analyser les impacts environnementaux actuels et éventuels du cycle de vie (émissions de gaz à effet de serre, autres polluants atmosphériques, polluants aquatiques et rayonnement) de la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire, de charbon et de gaz naturel. Toutes ces filières contribuent de façon appréciable à la production d'électricité au Canada et elles ont des répercussions sur notre environnement. Il sera par ailleurs utile de définir les besoins en électricité au sein de l'économie et de comparer de façon objective les différentes sources d'énergie qui pourraient y répondre.

### S1.3 Méthode

L'étude fait appel à l'*analyse du cycle de vie des processus*, méthode efficace pour évaluer les aspects environnementaux associés à différentes filières de production d'électricité au cours de leur cycle de vie. De façon générale, cette analyse peut aider à prendre des décisions éclairées concernant le portefeuille énergétique et à améliorer par le fait même sa performance environnementale. Pour l'Ontario, elle pourrait se traduire par l'adoption de technologies vertes afin de maximiser la valeur des sources, renouvelables ou non, en réduisant les impacts environnementaux. La province y gagnera au chapitre de la durabilité de son économie et de la mise en valeur de ses ressources naturelles.

Les auteurs de l'étude ont utilisé comme ligne directrice la norme ISO 14040 publiée par l'Organisation internationale de normalisation (ISO). En vertu de cette norme d'une vingtaine de pages, l'utilisateur est également tenu de respecter la norme ISO 14044, qui présente des normes secondaires et des procédures détaillées et à laquelle les auteurs se sont aussi conformés dans la mesure du possible. Le respect de ces normes garantit l'exactitude des données en plus de renforcer la crédibilité du rapport final. Le CERI a tout mis en œuvre pour assurer la rigueur et l'exhaustivité de l'analyse.

## S1.4 ACV des processus

Selon cette approche, on définit les frontières du système, qui comprend différents processus élémentaires. Un schéma fonctionnel pourrait s'avérer utile pour montrer les frontières du système, les processus élémentaires et leurs interactions. L'évaluation du modèle des processus consiste généralement en un inventaire détaillé des intrants (ressources) et des extrants (impacts environnementaux) pour la période à l'étude et les processus pris en compte. On peut évaluer les extrants en fonction de leur effet négatif sur l'environnement. En outre, cette approche requiert des bilans des intrants et des extrants de matériaux et d'énergie pour chacun des processus.

Ce type de modélisation, qui nécessite énormément de données et de temps, permet toutefois d'obtenir des renseignements détaillés pour améliorer la conception des produits et comparer les impacts environnementaux de différents processus de la chaîne de production.

## S2 Production d'électricité au Canada

En 1971, le Canada a produit 221 833 gigawattheures (GWh) d'électricité, soit près de 4,23 % de la production mondiale. Avec une croissance moyenne de 3,17 % par an entre 1972 et 2005, la production totale d'électricité (PTE) du pays s'est chiffrée 628 083 GWh en 2005, soit près de 3,44 % de la PTE mondiale. Le pays est maintenant un important producteur d'électricité dans le monde. En 2005, il s'est classé troisième, après les États-Unis et le Japon, parmi les 30 pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) et sixième à l'échelle mondiale après les États-Unis, la Chine, le Japon, la Russie et l'Inde. Avec une production de 19 463 kilowattheures (kWh) par habitant, le Canada occupait en 2005 le troisième rang au sein de l'OCDE et dans le monde, après la Norvège et l'Islande.

En ce qui concerne la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire (92 040 GWh), de charbon (106 188 GWh) et de gaz naturel (36 324 GWh) – les filières visées par notre ACV –, le Canada s'est classé 7<sup>e</sup>, 13<sup>e</sup> et 22<sup>e</sup> respectivement à l'échelle mondiale en 2005. Pour la production d'électricité par habitant à partir d'énergie nucléaire, de charbon et de gaz naturel, il occupait les 10<sup>e</sup>, 9<sup>e</sup> et 38<sup>e</sup> rangs respectivement.

L'énergie hydraulique, principale source d'électricité en 1971, avait alors permis de produire 162,5 térawattheures (TWh), soit près de quatre fois plus d'électricité que le charbon, qui arrivait au 2<sup>e</sup> rang avec 41,7 TWh. Le gaz naturel, les autres sources et l'énergie nucléaire suivaient avec des quantités plusieurs fois moindres par rapport au charbon. En 2005, l'énergie hydraulique et le charbon continuaient d'occuper respectivement le premier et le deuxième rangs, mais l'écart entre les deux s'était amenuisé. La même année, avec 92 TWh, l'énergie nucléaire a surpassé le gaz naturel et les autres sources, devenant ainsi la troisième filière de production d'électricité en importance au Canada, non loin derrière le charbon (106,2 TWh). La filière nucléaire est de toute évidence celle qui affiche la croissance la plus rapide.

Le secteur est dominé par l'énergie hydraulique, qui assure près de 60 % de la production d'électricité canadienne. La part de cette filière a toutefois reculé de 73,2 % en 1971 à 57,9 % en 2005, sous sa moyenne historique de 64,1 %. Si la part du charbon est restée plutôt stable, à près de 17 %, celle de l'énergie nucléaire, qui était de moins de 2 % en 1971, a monté en flèche pour atteindre 14,7 % en 2005, bien au-dessus de sa moyenne historique de 12,0 %. Les parts respectives du gaz naturel et des autres sources ont aussi augmenté, mais c'est l'énergie nucléaire qui enregistre le gain le plus considérable. Somme toute, le recul de plus de 15 % de la part de l'énergie hydraulique a permis aux autres filières, surtout l'énergie nucléaire et dans une moindre mesure le gaz naturel et les autres sources, de gagner du terrain au cours de cette période.

L'énergie nucléaire, le charbon et le gaz naturel ont assuré respectivement 14,7, 16,9 et 5,8 % de la production d'électricité au Canada en 2005. D'après les scénarios à long terme élaborés par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la part de la production mondiale attribuable aux trois filières à l'étude se répartira comme suit en 2050 : de 6,7 à 22 % pour l'énergie nucléaire, de 16,5 à 47,1 % pour le charbon et de 19,5 à 28,2 % pour le gaz naturel. Par ailleurs, selon les scénarios les plus récents de l'Office national de l'énergie (ONE) pour 2030, la part du charbon dégringolera de 16,9 % en 2005 à une proportion de l'ordre 2,39 % à 7,84 %, tandis que celle de l'énergie nucléaire se situera entre 13,77 et 15,70 %, tout près du niveau de 14,7 % enregistré en 2005. Ces scénarios prévoient que la part du gaz naturel variera entre 8,30 et 9,35 %, surpassant ainsi nettement le niveau de 5,8 % enregistré en 2005.

Les indices de la production d'électricité et du PIB, évalués à 100 pour l'année de référence (1971), s'établissaient tous deux à 285 en 2005. L'écart entre ces deux indices s'est accentué entre 1971 et 1987, puis il est demeuré plutôt stable jusqu'en 1996, après quoi il a commencé à s'amenuiser pour ensuite enregistrer une valeur négative à partir de 2003. Ainsi, la croissance de la production d'électricité a été légèrement supérieure à celle du PIB jusqu'en 2002, mais plus faible entre 2003 et 2005.

D'après les indices de la production totale d'électricité (PTE) et de la population, évalués à 100 pour l'année de référence (1971), la croissance de la PTE a toujours été plus rapide que celle de la population, si bien que l'écart entre ces deux indices s'est creusé entre 1971 et 2005.

L'indice de la population canadienne a augmenté à un rythme relativement lent et régulier, passant de 100 en 1971 à 147 en 2005, soit une croissance inférieure à 50 % sur une période de 35 ans. En revanche, l'indice de la PTE a augmenté beaucoup plus rapidement pour atteindre 283 en 2005, c'est-à-dire une croissance supérieure à 180 % pendant la même période. L'élargissement manifeste de l'écart entre ces indices signifie que la PTE par habitant a augmenté de façon constante entre 1971 et 2005.

### **S3 L'industrie nucléaire au Canada**

D'après l'Association nucléaire mondiale, le Canada a produit 13 676 tonnes de concentré d'oxyde d'uranium ( $U_3O_8$ ) en 2004, soit environ 30 % de la production mondiale, pour une valeur de 800 millions de dollars. Les ressources prouvées d'uranium au Canada s'établissent à 524 000 tonnes de  $U_3O_8$ , comparativement à 2,5 fois plus pour l'Australie. Le Canada occupe le troisième rang mondial pour les réserves d'uranium totales et possède les gisements à forte teneur connus les plus vastes de la planète.

À l'heure actuelle, environ 55 % de la puissance du parc nucléaire mondial est répartie entre trois pays industrialisés, soit les États-Unis (26,6 %), la France (17,2 %) et le Japon (12,9 %). Avec ses cinq sites nucléaires (Pickering, Darlington, Bruce, Gentilly et Point Lepreau), le Canada arrive au huitième rang mondial.

D'après l'Association nucléaire canadienne (ANC), le Canada comptait 22 réacteurs CANDU en décembre 2007, mais seulement 18 sont actuellement en exploitation. Les autres sont à l'arrêt, en réfection ou en déclassement. On prévoit de remettre à neuf deux des quatre réacteurs hors service (tranches 1 et 2 de Bruce A), qui possèdent une puissance de 750 MW chacun, et de les redémarrer en 2010.

#### **S4.1 Méthode d'analyse du cycle de vie et définitions**

D'après les normes internationales de la série ISO 14040, l'ACV constitue une approche systématique en quatre phases.

**Définition des objectifs et du champ de l'étude :** La finalité de l'ACV consiste à comparer tous les impacts environnementaux associés à la production d'un térawattheure (TWh – un milliard de kilowattheures) d'électricité par les centrales ontariennes alimentées par énergie nucléaire, charbon ou gaz naturel. Le CERI établit une comparaison entre ces filières selon le nombre de tonnes de polluants générés par la production de 1 TWh au cours du cycle de vie.

Dans la présente étude, l'ACV a été effectuée au niveau des différentes installations en évitant le prototypage dans la mesure du possible. C'est pourquoi on dit qu'il s'agit d'une méthode d'ACV reposant sur la « modélisation de processus ». Suivant cette méthode, après avoir élaboré un schéma fonctionnel ou un arbre de processus faisant état de tous les processus utiles, on recueille ou on estime tous les flux entrants et sortants relatifs à chaque processus. Pour chacun des processus d'un système, on analyse les intrants et les extrants sous forme d'énergie et de matériaux. Enfin, tous les éléments d'information sont réunis pour tracer un portrait détaillé des émissions associées à l'utilisation des différentes filières de production d'électricité.

L'ACV, qui trace le portrait des activités de production d'électricité en 2005 et en 2006, se rapporte expressément au secteur ontarien de la production d'électricité et à ses filières. Elle couvre uniquement l'exploitation des installations à l'intérieur des frontières du système définies dans le prochain paragraphe. Ainsi, sans être inclus explicitement dans l'ACV, les processus tels que la prospection, la construction, le déclassement et la gestion des déchets sont abordés dans une optique générale.

Pour déterminer les processus élémentaires à inclure dans l'ACV, il faut établir les frontières du système en prenant en compte la finalité de l'étude. D'après les critères susmentionnés, la présente ACV de processus comporte les étapes suivantes : a) préparation du combustible (extraction ou production et traitement), b) transport du combustible et c) activités de production d'électricité au sein des centrales.

Il vaut la peine de mentionner que les processus tels que la construction, le déclassement, la fabrication d'eau lourde et la gestion des déchets sont abordés à différentes occasions dans le rapport, sans toutefois être pris en compte dans l'inventaire du cycle de vie.

Les impacts environnementaux qui revêtent un intérêt majeur dans la présente étude sont les polluants les plus importants, à savoir les gaz à effet de serre (GES), les principaux contaminants atmosphériques (PCA), les autres polluants atmosphériques, les polluants aquatiques et le rayonnement.

#### **S4.2 Production d'électricité en Ontario**

L'ACV porte sur la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire, de charbon et de gaz naturel. Les frontières du système englobent l'exploitation de toutes les installations de production en activité en 2005 et en 2006. On mesure la production immédiatement avant l'entrée de l'électricité dans le système de transport.

**Énergie nucléaire :** À l'heure actuelle, toutes les activités d'extraction d'uranium au Canada se déroulent en Saskatchewan. Une fois le minerai à la surface, il faut en séparer l'uranium. Le concentré d'oxyde d'uranium ( $U_3O_8$ ), aussi appelé « yellowcake », est obtenu par broyage.

L'usine de concentration de Key Lake, à 80 km de la mine McArthur River, est la plus vaste du monde.

Le concentré est acheminé par camion des usines de concentration de la Saskatchewan à la plus grande usine de raffinage d'uranium au monde, située à Blind River, en Ontario. Dans cette usine, propriété de Cameco Corporation, on élimine les impuretés du concentré pour ensuite le convertir en trioxyde d'uranium ( $UO_3$ ). À partir de Blind River, la majeure partie du trioxyde d'uranium est envoyée à une autre usine de Cameco Corporation, à Port Hope, en Ontario, où ce produit est converti en dioxyde d'uranium ( $UO_2$ ) pour servir de combustible sous forme d'uranium naturel dans les réacteurs CANDU ou en hexafluorure d'uranium ( $UF_6$ ) pour être enrichi et converti par la suite en dioxyde d'uranium destiné aux réacteurs à eau ordinaire.

Le dioxyde d'uranium est ensuite acheminé aux installations de fabrication des pastilles de combustible destinées aux réacteurs CANDU. Enfin, on transporte les grappes au site des réacteurs CANDU, où elles servent à la production d'électricité, qui représente la fin du cycle de vie dans la présente étude.

**Charbon** : Le processus de production d'électricité à partir de charbon comprend l'extraction du charbon dans une mine à ciel ouvert ou souterraine, puis son traitement et son épuration. Le charbon tout-venant est transporté aux usines de transformation en vue du criblage, du broyage et du lavage. On achemine ensuite le charbon à une usine d'épuration.

Le charbon épuré est livré aux centrales thermiques ontariennes. Le transport du charbon sur de longues distances représente une importante source d'émissions dans le cycle complet. En Ontario, les centrales thermiques utilisent trois types de charbon, soit le lignite ainsi que le charbon bitumineux ou subbitumineux. Le CERI part de l'hypothèse que le lignite provient des mines de la Saskatchewan et que tout le charbon bitumineux ou subbitumineux nécessaire est importé des États-Unis. En outre, pour évaluer les émissions imputables au transport longue distance, nous avons retenu trois points d'origine et deux destinations représentatifs en posant l'hypothèse que le lignite est transporté de Bienfait, en Saskatchewan, à Thunder Bay, en Ontario; le charbon bitumineux, de Louisville, au Kentucky, à Nanticoke, en Ontario; et le charbon subbitumineux, de Gillette, au Wyoming, à Nanticoke, en Ontario. Le transport se fait à bord de trains tirés par des locomotives diesel. La production dans les centrales constitue le processus final du cycle de la production d'électricité à partir de charbon.

**Gaz naturel** : Le cycle de vie débute par les opérations sur le terrain, c'est-à-dire la production de gaz naturel (et de pétrole) en Alberta et son acheminement par gazoduc jusqu'aux batteries de réservoirs.

Les opérations sur le terrain commencent par le forage des puits, qui sont raccordés à des réseaux collecteurs acheminant le gaz aux usines de traitement aux fins d'adoucissement, de déshydratation et d'extraction des liquides. Le produit final des usines de traitement, appelé « gaz commercialisable » ou « gaz de procédé », est conforme aux exigences imposées par les devis normalisés pour le transport par gazoduc et l'utilisation de gaz naturel comme combustible. Le gaz naturel est ensuite transporté par gazoduc de l'Alberta à l'Ontario.

La production d'électricité à partir de gaz naturel constitue le processus final à l'intérieur des frontières du système. Comme l'exploitation des centrales représente une part appréciable des émissions de GES au cours du cycle de vie, le CERI a calculé la moyenne de la production et des émissions de GES en 2005 et en 2006 pour 18 centrales ontariennes et il a présenté ces valeurs en fonction des technologies de turbine à gaz.

### S4.3 Inventaire des polluants imputables au cycle de vie

Le tableau S.1 résume les résultats de l'ACV pour les trois filières de production d'électricité en Ontario.

**Tableau S.1**  
**Polluants imputables au cycle de vie de la production d'électricité en Ontario**

Polluants	Unité de mesure	Filières de production		
		Énergie nucléaire	Charbon	Gaz naturel
<b>Principaux contaminants atmosphériques</b>	t/TWh	12,42	6 712,78	1 452,63
Dioxyde d'azote (NO <sub>2</sub> )	t/TWh	2,45	1 676,58	720,12
Dioxyde de soufre	t/TWh	8,54	3 907,36	363,32
Monoxyde de carbone	t/TWh	0,00	418,11	274,47
Matières particulaires totales	t/TWh	0,61	685,68	20,91
Composés organiques volatils (COV)	t/TWh	0,81	25,05	73,81
<b>Autres polluants atmosphériques</b>				
Plomb et ses composés	kg/TWh	0,09	22,21	0,61
Mercure et ses composés	kg/TWh	0,00	10,59	0,00
Arsenic et ses composés	kg/TWh	0,00	23,07	0,61
Radionucléides	TBq/TWh	39,85	0,06	0,92
<b>Polluants aquatiques</b>				
Plomb et ses composés	kg/TWh	0,00	0,47	0,00
Mercure et ses composés	kg/TWh	0,00	0,13	0,00
Arsenic et ses composés	kg/TWh	0,19	1,56	0,00
Radionucléides	TBq/TWh	21,04	0,00	0,01
<b>Émissions de gaz à effet de serre (GES) (éq. CO<sub>2</sub>)</b>	t/TWh	1 836,74	1 051 215,33	540 391,16

Sources : Tableaux 4.4, 4.6 et 4.8, chapitre 4.

Comme en témoignent les données du tableau S.1, les émissions de GES et les PCA des filières charbon et gaz naturel représentent plusieurs fois celles de l'énergie nucléaire. En revanche, les radionucléides sont beaucoup plus élevés dans la filière nucléaire. Pour faciliter la comparaison, le tableau S.2 résume les données du tableau S.1 en attribuant la valeur 100 aux polluants associés à la production électronucléaire.

**Tableau S.2**  
**Comparaison des polluants imputables**  
**au cycle de vie de la production d'électricité en Ontario**  
**(Énergie nucléaire = 100)**

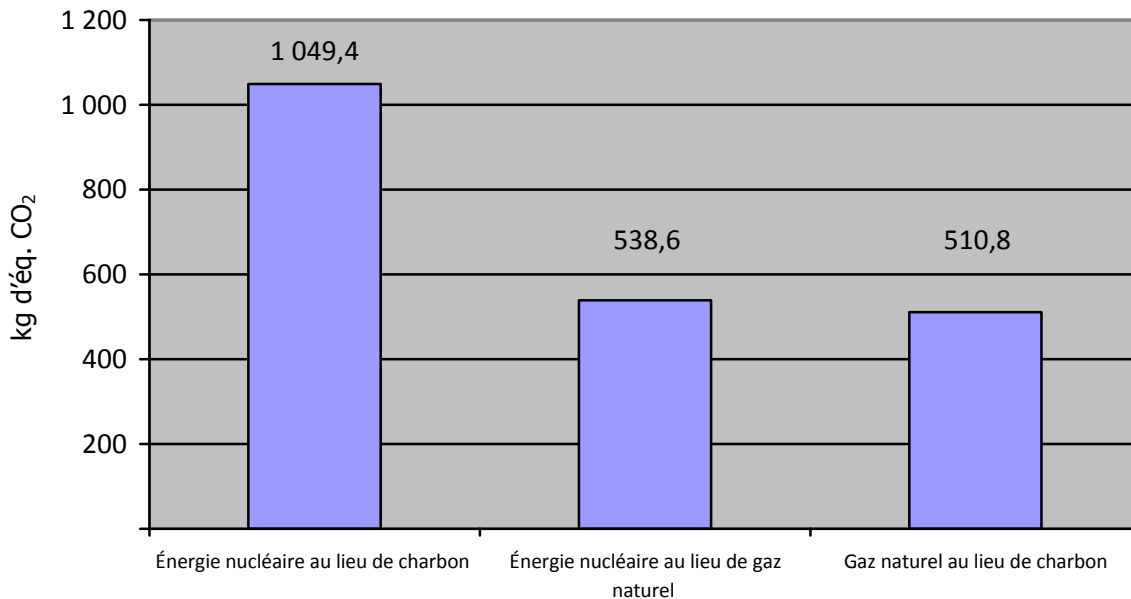
Polluants	Filières de production		
	Énergie nucléaire	Charbon	Gaz naturel
Principaux contaminants atmosphériques	100	54 038	11 694
Radionucléides	100	0,092	1,530
Émissions de gaz à effet de serre (GES) (ég. CO <sub>2</sub> )	100	57 233	29 421

Source : Tableau S.1.

Les résultats comparatifs présentés au tableau S.2 confirment que les filières charbon et gaz naturel émettent respectivement 540 et 117 fois plus de PCA que l'énergie nucléaire. En ce qui a trait aux émissions de GES, l'écart est encore plus marqué : elles en génèrent 572 et 294 fois plus que la filière nucléaire. En revanche, les radionucléides émis par le charbon sont quasi négligeables et ceux du gaz naturel représentent près de 1,5 % de la quantité imputable à la filière nucléaire.

La figure S.1 montre la quantité d'émissions de GES que l'on pourrait éviter en remplaçant par un térawattheure d'origine nucléaire la même quantité d'électricité tirée de combustibles fossiles. En outre, si l'on produisait 1 MWh dans une centrale nucléaire ou au gaz naturel au lieu d'une centrale au charbon, l'Ontario pourrait éviter respectivement l'émission de 1 049 ou 511 kg de GES par heure de production d'électricité. La figure montre le potentiel de réduction des GES dans le secteur ontarien de la production d'électricité pour les filières actuelles.

**Figure S.1**  
**Potentiel de réduction des GES liés à la production de 1 MWh**  
**au moyen d'un combustible à faibles émissions de carbone**  
**en remplacement d'un autre en émettant davantage**



Source : Figure 4.11, chapitre 4.

Le CERI estime qu'une amélioration d'un point de pourcentage du rendement de toutes les centrales au charbon aurait permis de réduire d'environ 267 kt leurs émissions de GES en 2006 en Ontario. Par ailleurs, pour une amélioration similaire du rendement des centrales au gaz naturel, la réduction des émissions se serait chiffrée à 43 kt.

Il semble donc que différentes options stratégiques s'offrent à nous pour réduire les impacts environnementaux du secteur de la production d'électricité en Ontario – influencer sur le niveau et la répartition de la demande finale d'électricité, modifier le portefeuille énergétique, investir dans des mesures d'amélioration du rendement et déplacer les centrales polluantes.

## **S5 Fiabilité, sûreté et sécurité**

De façon générale, le coefficient de production des réacteurs nucléaires a augmenté ces dernières années. À la lumière de notre analyse, nous concluons qu'un horizon de cinq ans est plus approprié qu'une seule année comme période de référence pour comparer la fiabilité de l'énergie nucléaire par rapport aux autres filières. Sur cette base, le nucléaire s'est avéré plus fiable que le gaz naturel, mais l'écart entre les deux n'est pas considérable.

Pour les besoins de notre étude, nous avons examiné la sûreté et la sécurité dans la production d'électricité en commençant par l'étape de la production et du transport du combustible. Notre analyse a également porté sur les risques professionnels et les impacts environnementaux, les différents types de catastrophes liées à l'énergie ainsi que la menace terroriste. En bout de ligne,



si chaque filière pose des problèmes particuliers, l'énergie nucléaire offre dans l'ensemble une sûreté et une sécurité supérieures par rapport aux deux autres filières.

## S6 Conclusion

Pour la production d'électricité par habitant, le Canada occupe le 3<sup>e</sup> rang au sein de l'OCDE et dans le monde. Au chapitre de la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire, de charbon et de gaz naturel – les filières visées par notre ACV – il s'est classé 7<sup>e</sup>, 13<sup>e</sup> et 22<sup>e</sup> respectivement à l'échelle mondiale en 2005. Pour la production par habitant à partir d'énergie nucléaire, de charbon et de gaz naturel, il occupait les 10<sup>e</sup>, 9<sup>e</sup> et 38<sup>e</sup> rangs respectivement. Mais on peut se demander s'il existe un lien entre la part de la production d'électricité mondiale attribuable au Canada et sa part des réserves et de la production des combustibles correspondants. Le tableau S.3 présente certaines données à cet égard.

**Tableau S.3**  
**Part canadienne des réserves et de la production de charbon, de gaz naturel et d'uranium ainsi que de la production d'électricité à l'échelle mondiale, 2005 (pourcentage)**

Source	Réserves	Production de combustible	Production d'électricité
Charbon	0,72	1,15	1,44
Gaz naturel	0,94	6,75	1,01
Uranium	10,47	27,88	3,33

Source : Tableau 6.1, chapitre 6.

Comme en témoigne le tableau S.3, avec seulement 0,72 % des réserves mondiales de charbon, le Canada a assuré 1,15 % de la production mondiale de ce combustible en 2005. La part canadienne de la production d'électricité mondiale à partir de charbon était encore plus élevée, à hauteur de 1,44 %, même si le secteur de la production d'électricité devait rivaliser avec d'autres industries et marchés d'exportation pour s'approvisionner en charbon. En fait, une partie du charbon utilisé pour produire de l'électricité au Canada est importée des États-Unis.

En ce qui concerne le gaz naturel, on observe que la part de la production mondiale attribuable au Canada représente plus de six fois sa part des réserves mondiales. Par ailleurs, sa part de la production d'électricité mondiale était similaire à sa part des réserves en 2005. Cet état de choses peut s'expliquer en partie par le fait que les réserves canadiennes de gaz naturel, contrairement à celles de nombreux autres pays, ne sont pas hors de la portée économique des marchés d'exportation et des utilisateurs résidentiels, commerciaux et industriels canadiens disséminés sur le territoire de sorte que le secteur de la production d'électricité doit rivaliser avec d'autres modes d'utilisation du gaz naturel.

Les chiffres se rapportant à l'uranium tracent un portrait fort différent. Avec seulement 10,47 % des réserves mondiales, le Canada était en 2005 le principal pays producteur d'uranium, à hauteur de 27,88 % de la production mondiale. En revanche, sa part de la production électronucléaire mondiale se chiffrait à seulement 3,33 %, soit moins du tiers de sa part des réserves mondiales et moins du huitième de sa part de la production mondiale d'uranium. Contrairement au charbon et au gaz naturel, l'uranium sert presque exclusivement à la production d'énergie. Les armes nucléaires représentaient à une certaine époque un marché

parallèle, mais le démantèlement de l'arsenal nucléaire vient aujourd'hui gonfler l'offre d'uranium et met sur le marché du combustible qui fait concurrence à l'uranium fraîchement extrait. Comme le montre le tableau S.4, la plus grande partie de la production canadienne d'uranium est destinée aux marchés d'exportation.

**Tableau S.4**  
**Part de la production électronucléaire, des réserves d'uranium**  
**et de la production d'uranium à l'échelle mondiale, 2005 (pourcentage)**

Pays	Production électro-nucléaire	Réserves d'uranium	Production d'uranium
États-Unis	29,29	10,37	2,79
France	16,31	0,00	0,01
Japon	11,01	0,20	0,00
Allemagne	5,89	0,09	0,22
Russie	5,40	4,00	7,83
Corée du Sud	5,30	0,00	0,00
Canada	3,33	10,47	27,72

Source : Tableau 6.2, chapitre 6.

En 2005, avec une part de 3,33 %, le Canada occupait le 7<sup>e</sup> rang mondial pour la production électronucléaire. Les États-Unis arrivaient en tête, à hauteur de 29 %, avec des réserves d'uranium similaires à celles du Canada et une production d'uranium nettement moindre – un peu plus de 10 % de la production canadienne. La France, qui occupait le 2<sup>e</sup> rang avec 16 % de la production électronucléaire mondiale, ne possédait guère de réserves d'uranium récupérables et n'en produisait pratiquement pas. Les États-Unis, la France, le Japon, l'Allemagne et la Russie possèdent chacun leur propre technologie électronucléaire. Quant à la Corée du Sud, elle fait appel au savoir-faire canadien, mais ne possède aucune réserve d'uranium récupérable et n'a pas produit d'uranium en 2005; pourtant, sa production électronucléaire dépassait de 60 % celle du Canada.

En 2005, l'énergie nucléaire, le charbon et le gaz naturel représentaient respectivement 14,7, 16,9 et 5,8 % de la production d'électricité au Canada. D'après les scénarios à long terme élaborés par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la part de la production attribuable aux trois filières sera en 2050 dans une fourchette de 6,7 à 22,0 % pour l'énergie nucléaire, de 16,5 à 47,0 % pour le charbon et de 19,5 à 28,2 % pour le gaz naturel. Par ailleurs, selon les scénarios les plus récents de l'Office national de l'énergie (ONE) pour 2030, la part du charbon dans la production d'électricité canadienne dégringolera de 16,9 % en 2005 à une proportion de l'ordre de 2,39 à 7,84 %, tandis que celle de l'énergie nucléaire se situera entre 13,77 et 15,70 %, tout près du niveau de 14,7 % enregistré en 2005. Ces scénarios prévoient que la part du gaz naturel variera entre 8,30 et 9,35 %, surpassant ainsi nettement le niveau de 5,8 % enregistré en 2005. Les chiffres du tableau S.4 indiquent peut-être que la part de la production d'électricité au Canada attribuable à l'énergie nucléaire pourrait se situer dans l'avenir plus près des 22 % prévus par l'AIE que des 15,7 % prévus par l'ONE.

Penchons-nous maintenant sur le sujet de la présente étude, à savoir l'ACV de la production d'électricité en Ontario. La production annuelle moyenne à partir des trois filières en 2005 et

en 2006 a totalisé 116,3 TWh. L'énergie nucléaire domine nettement, à hauteur de 68,49 %, suivie du charbon à 23,1 % et du gaz naturel à seulement 8,4 %. Le tableau S.5 résume les impacts environnementaux de l'électricité produite par ces trois filières.

**Tableau S.5**  
**Production d'électricité à partir de charbon, de gaz naturel**  
**et d'énergie nucléaire en Ontario, part de la production**  
**et impacts du cycle de vie, 2005 et 2006 (pourcentage)**

Filière	Pourcentage de la production	Pourcentage des impacts environnementaux imputables au cycle de vie		
		Émissions de GES	Principaux contaminants atmosphériques (PCA)	Radionucléides
Charbon	23,08	83,82	92,21	0,03
Gaz naturel	8,43	15,74	7,29	0,19
Énergie nucléaire	68,49	0,43	0,51	99,78
Total	100,00	100,00	100,00	100,00

Source : Tableau 6,3, chapitre 6.

Comme en témoignent les chiffres du tableau S.5, pour une part d'environ 23 % de la production d'électricité globale en Ontario, le charbon a généré plus de 83 % des émissions de gaz à effet de serre (GES). Les émissions provenant du gaz naturel ont représenté 16 %, soit près du double de sa part de la production, tandis que l'énergie nucléaire, responsable de plus de 68 % de la production des trois filières combinées, a généré à peine 0,4 % de leurs émissions de GES. En ce qui a trait aux principaux contaminants atmosphériques (PCA), 92 % provenaient des centrales au charbon, contre seulement 0,5 % pour les centrales nucléaires. Par contre, l'énergie nucléaire a été à l'origine de 99,8 % des radionucléides, un pourcentage beaucoup plus élevé que sa part de la production d'électricité. D'après les données américaines portant sur la dose collective plutôt que sur les émissions (voir l'annexe F), les rayonnements reçus par la population sont imputables bien davantage au cycle de vie du charbon qu'à celui de l'énergie nucléaire.

Pour faciliter la comparaison, le tableau S.6 présente les indices des impacts environnementaux établis à partir des données du tableau S.5.

**Tableau S.6**  
**Indices des émissions imputables à la production d'électricité**  
**à partir de charbon, de gaz naturel et d'énergie nucléaire en Ontario**  
**(Énergie nucléaire = 100)**

<b>Filière</b>	<b>GES</b>	<b>PCA</b>	<b>Radionucléides</b>
Charbon	57 233	54 038	0,09
Gaz naturel	29 421	11 694	1,53
Énergie nucléaire	100	100	100

Source : Valeurs calculées à partir des données du tableau S.5.

Comme le montre le tableau S.6, le charbon et le gaz naturel ont généré respectivement 572 et 294 fois plus de GES que l'énergie nucléaire en 2005 et en 2006. Par surcroît, ces deux combustibles ont émis respectivement 540 et 117 fois plus de PCA au cours de la même période. En ce qui a trait aux radionucléides, le charbon en a rejeté beaucoup moins que l'énergie nucléaire. Le taux d'émissions du gaz naturel a été inférieur de 98 %.

Après avoir examiné les constatations énoncées dans les premiers chapitres du rapport, on pourrait conclure que la production électronucléaire en Ontario a eu des impacts environnementaux beaucoup moins importants que la production d'électricité à partir de charbon et de gaz naturel, qu'elle s'est révélée plus fiable que la filière gaz naturel et qu'elle a offert une sûreté et une sécurité supérieures. Outre ces avantages, les abondantes réserves d'uranium récupérables, l'existence d'une technologie nucléaire canadienne et le leadership du Canada dans le développement de nouvelles technologies nucléaires pourraient contribuer à faire grimper la part de la production électronucléaire au-dessus des 15,7 % prévus par l'ONE. La valeur maximale des plages prévues dans les scénarios de l'AIE, soit 22 %, semble à la fois justifiée et réaliste.

## CHAPITRE 1 INTRODUCTION

### 1.1 Contexte

La renaissance du nucléaire observée à l'échelle mondiale donne l'occasion de mobiliser le public en lui la création d'une base d'information aidant à prendre des décisions éclairées concernant cette importante source d'énergie. Comme de nombreux pouvoirs publics de toutes les régions du Canada accordent une importance accrue à la performance environnementale du secteur de la production d'électricité, il est opportun d'évaluer les impacts environnementaux de différentes filières de production comparativement à celui de l'énergie nucléaire.

Pour les besoins de la présente étude, le Canadian Energy Research Institute (CERI) a évalué de façon rigoureuse les caractéristiques de la filière nucléaire, notamment sur le plan environnemental. Cette évaluation enrichira considérablement le débat sur l'avenir de l'industrie, alors qu'un monde où on limitera les émissions de carbone se profile à l'horizon. Afin de livrer des renseignements utiles, une analyse comparative des différentes filières de production d'électricité s'imposait pour les examiner sur un pied d'égalité et faciliter par le fait même l'évaluation de leur part relative pour ce qui est de répondre à la demande. Le CERI effectuera à cette fin une rigoureuse analyse du cycle de vie (ACV) de trois filières de production d'électricité, à savoir l'énergie nucléaire, le charbon et le gaz naturel. Enfin, il se penchera aussi sur plusieurs sujets de préoccupation exprimés à l'occasion dans des tribunes publiques.

### 1.2 Objet de l'étude

La finalité de l'étude consiste à recenser et à analyser les impacts environnementaux actuels et éventuels du cycle de vie (émissions de gaz à effet de serre, autres polluants atmosphériques, polluants aquatiques et rayonnements) de la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire, de charbon et de gaz naturel. Toutes ces filières contribuent de façon appréciable à la production d'électricité au Canada et elles ont des répercussions sur notre environnement. Il sera par ailleurs utile de définir les besoins en électricité au sein de l'économie et de comparer de façon objective les différentes sources d'énergie qui pourraient y répondre. L'étude vise plusieurs objectifs :

- Procéder à une vaste analyse documentaire couvrant tous les aspects de l'étude.
- Analyser le rendement antérieur des différentes filières à l'étude ainsi que les tendances actuelles concernant la technologie, la fiabilité, le rendement, la sûreté, la sécurité et les impacts environnementaux (émissions de gaz à effet de serre, autres polluants atmosphériques, polluants aquatiques et rayonnements) par rapport à la production d'électricité de base au Canada.
- Élaborer une méthode d'ACV appropriée et applicable, puis la mettre en œuvre pour évaluer et analyser les impacts environnementaux de la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire, de charbon et de gaz naturel en Ontario.
- Évaluer d'autres enjeux tels que la sécurité, la sûreté et la fiabilité dans les filières nucléaire, charbon et gaz naturel.

### 1.3 Méthode

En matière d'analyse du cycle de vie, on trouve deux grandes catégories de méthodes, soit l'ACV des processus et l'ACV des intrants-extrants économiques (ACV-IEE). L'ACV des processus examine les impacts environnementaux d'une activité, soit du début à la fin du cycle, c'est-à-dire « du berceau au tombeau » (« from cradle to grave » en anglais). L'activité est divisée en étapes ou processus. On examine les impacts environnementaux de chaque processus, après quoi on additionne ces impacts pour déterminer l'impact global par unité d'activité, par exemple la quantité de CO<sub>2</sub> par kilowattheure d'électricité produite.

En revanche, la méthode ACV-IEE utilise des tableaux intrants-extrants qui répertorient les échanges économiques intersectoriels ainsi qu'une matrice faisant le lien entre l'activité économique et les impacts environnementaux, par exemple les émissions de CO<sub>2</sub>. À l'aide des tableaux intrants-extrants et de la matrice des impacts environnementaux, on peut retracer et calculer les impacts environnementaux globaux par unité monétaire de l'activité visée.

La présente étude, qui fait appel à la méthode d'ACV des processus, utilise comme ligne directrice la norme ISO 14040 publiée par l'Organisation internationale de normalisation. En vertu de cette norme d'une vingtaine de pages, l'utilisateur est également tenu de respecter la norme ISO 14044, qui présente des normes secondaires et des procédures et à laquelle les auteurs se sont aussi conformés dans la mesure du possible. Le respect de ces normes, examinées plus en détail à la section 1.4.2 du présent chapitre, garantit l'exactitude des données en plus de renforcer la crédibilité du rapport final. Le CERI a tout mis en œuvre pour assurer la rigueur et l'exhaustivité de l'analyse.

On trouvera au chapitre 4 plus de détails sur la méthode.

### 1.4 Analyse documentaire

La présente section fait état des résultats de l'analyse documentaire effectuée sur différents aspects de l'ACV. Elle est divisée en cinq sous-sections : historique de l'ACV; normes ISO sur l'ACV; approches diverses de modélisation d'ACV; sources et logiciels d'ACV; et, enfin, ACV antérieures pour la production d'électricité.

#### 1.4.1 Historique de l'ACV

En 1969, Harry E. Teastley fils a effectué pour la société Coca-Cola la toute première ACV, qui prenait en compte les impacts environnementaux globaux des bouteilles de verre et de plastique utilisées pour les produits de la multinationale. La crise de l'énergie des années 1970 a eu une grande incidence sur la prise de conscience des enjeux environnementaux. À l'époque, l'introduction de la conception pour le cycle de vie a marqué le début d'une ère nouvelle pour l'intégration de stratégies de prévention de la pollution et de conservation des ressources. À partir de là, on s'est employé expressément à mettre au point des systèmes assurant une durabilité accrue des produits sur le plan écologique et économique.

Développée en parallèle avec le processus de conception de produits durables, l'ACV mettait l'accent sur l'environnement plutôt que sur l'économie. Elle suscite un regain d'intérêt depuis 1980. Les recherches antérieures menées par EMPA (Europe) remontent aux années 1980. Les choses se sont compliquées vers la fin des années 1980, lorsqu'on s'est retrouvé avec des ACV portant sur des produits similaires et livrant souvent des résultats contradictoires. Cette divergence découlait principalement du fait que les auteurs de ces études avaient utilisé une terminologie, une base de données et une approche de modélisation différentes. On n'a pas tardé à constater qu'une norme s'imposait pour la présentation des ACV. La Society of

Environmental Toxicology and Chemistry (SETAC) est alors devenue la principale tribune pour les discussions scientifiques sur l'ACV et, en 1991, cet organisme américain a amorcé ses premiers travaux sur les approches de normalisation. La SETAC a produit un code de pratique en la matière qui a servi de base aux lignes directrices de l'ISO sur l'ACV.

Nombre d'autres individus et organisations ont travaillé à l'élaboration et à la normalisation des approches d'ACV. Par exemple, la Society for the Promotion of Life Cycle Development (SPOLD) a été fondée pour accélérer l'élaboration de l'ACV. Elle a publié et élaboré le format facilitant l'échange d'information entre différentes bases de données d'ACV. D'après cette organisation, les activités scientifiques menées au sein de la SETAC ont beaucoup fait pour la qualité des travaux portant sur les normes ISO.

À terme, de concert avec d'autres organisations, l'ISO a publié la série de normes ISO 14040 afin d'uniformiser le cadre, l'approche et la terminologie de l'ACV.

#### 1.4.2 Normes ISO sur l'ACV

Les normes ISO sur l'ACV traitent des aspects techniques et organisationnels de ce type de projets. Les aspects organisationnels mettent généralement l'accent sur la conception des processus d'examen critique en portant une attention particulière aux études publiées. La série ISO 14040 comprend les normes suivantes :

- ISO 14040 : *Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Principes et cadre*, 1<sup>re</sup> édition, 1997
- ISO 14041 : *Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Définition de l'objectif et du champ d'étude et analyse de l'inventaire*, 1<sup>re</sup> édition, 1998
- ISO 14042 : *Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Évaluation de l'impact du cycle de vie*, 1<sup>re</sup> édition, 2000
- ISO 14043 : *Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Interprétation du cycle de vie*, 1<sup>re</sup> édition, 2000
- ISO 14044 : *Management environnemental -- Analyse du cycle de vie – Exigences et lignes directrices*, 1<sup>re</sup> édition, 2006

Comme il n'est pas facile d'appliquer les normes ISO, on ne peut déterminer d'emblée si une ACV respecte la norme. Il est d'ailleurs pratiquement impossible d'obtenir une accréditation officielle attestant qu'une ACV ou une méthode d'ACV est conforme à la norme ISO. Par exemple, la norme ISO 14042 ne permet pas d'appliquer des coefficients de pondération aux catégories d'impacts pour établir des comparaisons publiques entre des produits. Or, nombre d'études et de logiciels d'ACV utilisent ce type de pondération.

### 1.4.3 Approches diverses de modélisation d'ACV

La présente section définit différentes approches de modélisation. Elle en aborde particulièrement trois, soit la méthode de l'ACV des processus, celle des intrants-extrants économiques et la méthode d'ACV hybride.

#### 1.4.3.1 ACV des processus

La méthode d'ACV décrite dans les publications de l'ISO est appelée « ACV des processus ». Selon cette approche, on définit les frontières du système, qui comprend différents processus. Un schéma fonctionnel pourrait s'avérer utile pour montrer les frontières du système, les processus élémentaires et leurs interactions. L'évaluation du modèle des processus consiste généralement en un inventaire détaillé des intrants (ressources) et des extrants (impacts environnementaux) pour la période à l'étude et les processus pris en compte. On peut évaluer les extrants en fonction de leur effet négatif sur l'environnement. Il est presque impossible d'effectuer une ACV complète des processus pour des produits complexes et cela prendrait d'ailleurs énormément de temps car, plus le nombre de processus et de composants de produits est élevé, plus les besoins en données posent problème. En outre, cette approche requiert des bilans des intrants et des extrants de matériaux et d'énergie pour chacun des processus.

La SETAC et la Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis utilisent le modèle des processus pour l'analyse du cycle de vie; c'est pourquoi cette approche de modélisation est désignée dans certaines publications par l'abréviation anglaise « SETAC-EPA LCA ».

Il est à peu près impossible d'effectuer une ACV complète des processus, mais on obtient une bonne approximation en choisissant des installations et des composants majeurs représentatifs. Ce type de modélisation, qui nécessite énormément de données et de temps, permet toutefois d'obtenir des renseignements détaillés pour améliorer la conception des produits et établir des comparaisons entre les impacts environnementaux de différents processus le long de la chaîne de production. Par conséquent, si l'ACV des processus présente l'avantage de répondre à des questions détaillées, elle a l'inconvénient de prendre beaucoup de temps et d'entraîner des coûts élevés.

#### 1.4.3.2 ACV des intrants-extrants économiques

L'ACV-IEE aborde dans une perspective plus globale les secteurs qui produisent tous les biens et services au sein d'une économie. Aux fins de simplification, ce modèle utilise deux postulats : tout pourcentage d'augmentation de la production d'une usine exige le même pourcentage d'intrants supplémentaires (simplification linéaire) et toutes les installations de production peuvent être regroupées à l'intérieur d'un nombre limité de secteurs. Une matrice des émissions dans l'environnement est associée à la matrice des intrants-extrants économiques pour créer le modèle d'ACV-IEE.

L'ACV-IEE présente un avantage du fait que l'on n'a pas à définir les frontières du système, car elle couvre l'économie entière, y compris tous les intrants de matériaux et d'énergie. En outre, elle est généralement plus facile et plus rapide que l'ACV des processus présentée ci-dessus. Son désavantage tient à son niveau global, par exemple « production, transport et distribution d'électricité », au lieu de production d'électricité de centrales nucléaires, au gaz naturel et au charbon. Il est souvent difficile de ventiler des données globales.



### 1.4.3.3 ACV hybride

L'ACV hybride, qui combine les deux premières, offre à la fois le niveau de détail de l'ACV des processus et la portée du modèle d'ACV-IEE à l'échelle de l'économie. La documentation fait largement état de ce modèle d'ACV. Plusieurs approches, différentes au chapitre de leur base théorique et des modes de combinaison des sous-modèles, ont été proposées pour l'ACV hybride. Une approche permet d'utiliser les résultats de l'ACV-IEE pour estimer les intrants et les extrants de certains processus. Les aspects environnementaux des produits de base intermédiaires ou de l'énergie consommée dans chaque processus sont calculés par l'ACV-IEE puis pris en compte comme intrants et extrants dans l'ACV des processus.

Les autres approches sont fondées sur les changements apportés aux coefficients ou à la structure de l'ACV-IEE. Dans ce cas, on pourrait modifier la matrice des impacts environnementaux de manière à représenter les changements observés dans une industrie donnée. De façon plus générale, on peut modifier les coefficients du modèle des intrants-extrants proprement dit. Différentes approches s'offrent à nous. Ainsi, il serait possible de diviser un secteur en sous-secteurs en utilisant des estimations établies d'après l'analyse des processus. On pourrait aussi remplacer le tableau des intrants-extrants économiques, par exemple par un modèle des intrants-extrants de l'entreprise qui peut être élaboré pour une installation en particulier.

### 1.4.4 Sources et logiciels d'ACV

Pour réaliser une ACV, on peut utiliser de nombreux périodiques ou ouvrages. Le CERI a fait des recherches dans les documents pertinents dans les sources suivantes :

- Périodiques
  - *The International Journal of Life Cycle Assessment*
  - *Journal of Industrial Ecology*
  - *Renewable Energy*
  - *Energy Economics*
- Ouvrages
  - *Product Life Cycle Assessment to Reduce Health Risks and Environmental Impacts* (1994)
  - *The Computational Structure of Life Cycle Assessment* (2002)
  - *Handbook of Life Cycle Assessment* (2002)
  - *Introduction to Environmental Impact Assessment* (2005)
  - *Greening the Industrial Facility: Perspectives, Approaches, and Tools* (2005)
  - *Environmental Life Cycle Assessment of Goods and Services* (2006)

Outre les sources susmentionnées, il est possible de consulter un grand nombre de rapports ou d'études concernant l'ACV pour les secteurs de l'énergie ou de l'électricité. Certains rapports sont

répertoriés dans la prochaine sous-section, mais on trouvera une liste complète dans la bibliographie.

Il existe par ailleurs plusieurs progiciels d'ACV, pour le modèle des processus ou celui des intrants-extrants, ainsi que des bases de données connexes, par exemple :

- GHGenius (Canada, États-Unis, Mexique et Inde)
- GREET (États-Unis)
- SimaPro (base de données pour les États-Unis et l'Europe)
- Economic Input-Output LCA (EIO –LCA) à l'université Carnegie Mellon (États-Unis et Canada)
- TEAM (bases de données pour différents pays, notamment le Canada)

#### 1.4.5 ACV antérieures pour la production d'électricité

Le CERI a examiné de nombreux documents étrangers et canadiens. La présente section décrit brièvement la méthode utilisée, l'emplacement visé et les résultats obtenus à l'égard de plusieurs études utiles pour les besoins de notre analyse du cycle de vie des filières nucléaire, charbon et gaz naturel.

#### **Réacteurs CANDU et émissions de gaz à effet de serre**

L'étude d'Andeseta et coll. (1998) constitue la première ACV réalisée pour la technologie CANDU. Les auteurs ont examiné les émissions de gaz à effet de serre (GES) imputables à la production électronucléaire au Canada en utilisant l'inventaire du cycle de vie des processus, car on n'avait pas évalué les impacts environnementaux. Leur étude englobe la construction et le déclassé des centrales. Les auteurs, qui ont recensé les émissions de GES totales des réacteurs CANDU par unité d'électricité produite, en arrivent à la conclusion que les émissions de CO<sub>2</sub> seraient au-delà de 100 fois plus élevées au Canada sans le déploiement du cycle de vie du combustible CANDU (construction des centrales, production du combustible et déclassé).

#### **Information sur l'inventaire du cycle de vie du réseau électrique américain**

Kim et coll. (2005) ont réalisé une ACV des processus et estimé les émissions de GES associées au réseau électrique des États-Unis pour 2000 en excluant la construction et le déclassé des installations. Ils ont conclu que les centrales au charbon constituent dans ce réseau la principale source des émissions de GES, à hauteur de 81 % comparativement à 16 % pour celles au gaz naturel.

### **Comparaison des installations de production d'électricité au moyen de l'ACV**

En 2004, le Conseil mondial de l'énergie (CME) a comparé plusieurs rapports d'ACV portant sur différentes filières de production d'électricité. Il a conclu que le principal fardeau environnemental lié à la production d'électricité découle des centrales aux combustibles fossiles et que la contribution des étapes en amont est tout au plus de l'ordre de 10 à 15 % des émissions globales pour le cycle de vie de la plupart des filières. D'après le CME, la production de 1 MWh d'électricité dans une centrale au charbon rejette plus de GES que dans les autres filières au cours du cycle de vie.

### **Inventaire du cycle de vie pour les filières nucléaire et gaz naturel et exemples d'analyse de l'incertitude**

Denos et coll. (2004) ont effectué une ACV des processus pour les centrales nucléaires et au gaz naturel de plusieurs pays d'Europe de l'Ouest. Leur analyse portait uniquement sur l'exploitation des centrales, sans prendre en compte leur construction ou leur déclassement. L'étude, qui n'abordait pas la technologie CANDU, conclut que les centrales nucléaires génèrent beaucoup moins d'émissions que celles au gaz naturel.

### **Bilan énergétique et émissions de GES pour le cycle de vie de la production électronucléaire en Australie**

En 2005, un groupe de recherche de l'Université de Sydney a effectué une ACV pour la production électronucléaire en Australie, en incluant la technologie CANDU. Selon l'une de ses principales conclusions, il est préférable d'utiliser du combustible enrichi en plus petite quantité dans les réacteurs à eau ordinaire que du combustible naturel en grande quantité dans les réacteurs à eau lourde ou gaz-graphite. Le groupe a utilisé et élaboré une approche d'ACV hybride pour son analyse.

### **Évaluation environnementale de certaines installations de production d'électricité canadiennes selon une approche d'évaluation des impacts du cycle de vie liée à l'installation**

Ce projet, préparé en 2005 pour l'Association canadienne de l'électricité (ACE), s'ajoute à une ACV liée à l'installation pour les impacts environnementaux de certaines installations de production canadiennes. Les auteurs de l'étude ont comparé cinq projets pilotes menés au Canada, soit un parc éolien, une nouvelle centrale au charbon, une grande centrale au fil de l'eau, une centrale nucléaire CANDU et une centrale thermique alimentée principalement par gaz naturel. Ils ont conclu que les décisions de modernisation prises par l'industrie canadienne de l'électricité, conformément à la réglementation fédérale, se sont traduites (ou se traduiront) par une réduction globale des impacts environnementaux par unité d'électricité produite et fournie. Il s'agissait d'une ACV des processus.

### **Méthodes pour évaluer les impacts des filières de production sur l'environnement naturel**

Pour les besoins d'un rapport (2005) destiné à l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), un consultant a effectué une ACV utilisant l'approche du classement des impacts. Il s'agit d'une ACV des processus jusqu'à la phase de l'inventaire, mais on classe les impacts des polluants au lieu de les analyser. Par ailleurs, l'étude est principalement fondée sur les estimations d'autres ACV. Le rapport couvre diverses technologies de production d'électricité à partir de combustibles fossiles ainsi que les réacteurs CANDU. Le consultant a conclu que la filière charbon est celle qui a le plus d'impacts environnementaux, suivie dans l'ordre des filières gaz naturel et nucléaire.

### **1.5 Besoins en données**

L'accès à des données détaillées revêt une importance cruciale pour toute ACV. Le CERI a exploré toutes les sources connues et a recueilli des données abondantes et fort utiles sur de nombreux processus utilisés dans la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire, de charbon ou de gaz naturel en Ontario. La série de données porte sur la production de combustible, son transport, l'exploitation des centrales, etc.

Nous avons toutefois fait face à des goulots d'étranglement pour ce qui est d'obtenir une partie des données requises. En outre, nous ne disposons pas des données nécessaires sur quelques polluants ou émissions. Enfin, certaines données étaient disponibles uniquement sous forme agrégée ou bien elles étaient désuètes ou manquaient d'uniformité.

Le CERI a tenté d'obtenir autant de données que possible. Au besoin, il a réuni des données de différentes sources et les a comparées pour obtenir les valeurs les plus fiables. Lorsque les données réelles sur certains processus n'étaient pas disponibles, il a utilisé des formulations génériques pour calculer les impacts environnementaux, par exemple pour le transport du gaz naturel par gazoduc.

On trouvera au chapitre 4 plus de détails sur les données.

### **1.6 Structure du rapport**

Les prochaines sections du présent rapport sont structurées comme suit. Le chapitre 2 et l'annexe A examinent les tendances antérieures, la situation actuelle et les perspectives d'avenir concernant la production d'électricité au Canada et dans le monde. Le chapitre 3 porte sur l'industrie et la technologie nucléaires canadiennes. Les annexes B et C présentent des renseignements plus complets sur l'énergie nucléaire au Canada et certains renseignements de base sur les filières nucléaire, gaz naturel et charbon. Le chapitre 4 présente la méthode d'ACV pour les trois filières de production à l'étude en Ontario et les résultats détaillés ainsi obtenus. Les annexes D, E et F font état de la méthode de calcul et présentent une copie d'écran de plusieurs feuilles de calcul électronique Excel du modèle d'ACV mis au point par le CERI ainsi que de l'information sur les radionucléides. Le chapitre 5 aborde d'autres enjeux importants, par exemple la fiabilité, la sûreté et la sécurité dans la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire, de charbon et de gaz naturel. Enfin, le chapitre 6 présente les conclusions sur tous les aspects de l'ACV. La bibliographie et les définitions des termes techniques complètent le rapport.

## CHAPITRE 2 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA

Le présent chapitre examine les tendances antérieures et la situation actuelle concernant la production d'électricité au Canada. L'annexe A, qui lui fait pendant, donne plus de détails sur la production à partir d'énergie nucléaire, de charbon et de gaz naturel et elle examine certains scénarios concernant la production d'électricité future au Canada et dans le monde. La section 2.1 étudie l'évolution historique du secteur de l'électricité au pays, dans le monde et à l'échelle régionale entre 1971 et 2005. Elle présente la part canadienne de la production d'électricité mondiale et régionale, compare le taux de croissance de la production au Canada par rapport aux taux observés dans le monde, à l'échelle régionale ainsi que dans d'autres pays et explique les tendances concernant la part de la production attribuable aux différentes filières. La section compare aussi les tendances en matière de production d'électricité au Canada par rapport à la population et au PIB entre 1971 et 2005. La section 2.2 dégage certaines conclusions sur le sujet.

Dans l'annexe A, les sections A.1 à A.3 examinent la part canadienne de la production mondiale et régionale des filières nucléaire, charbon et gaz naturel, comparent les taux de croissance de la production et rendent compte de la répartition de ces trois filières dans le portefeuille énergétique canadien. Les sections A.4 et A.5 examinent les perspectives d'avenir concernant la production d'électricité au Canada et dans le monde, respectivement sous l'angle des scénarios les plus récents de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de l'Office national de l'énergie (ONE) du Canada. Ces sections donnent des perspectives variées en ce qui a trait à la forme que pourrait prendre le portefeuille énergétique dans un avenir pas très lointain.

### 2.1 Production d'électricité entre 1971 et 2005

La présente section examine la production d'électricité au Canada et dans le monde entre 1971 et 2005. Les sous-sections suivantes présentent la part canadienne de la production d'électricité mondiale et régionale, comparent le taux de croissance de la production d'électricité au Canada par rapport aux taux observés dans le monde, à l'échelle régionale ainsi que dans différents pays et expliquent les tendances de la part de la production attribuable aux différentes filières. La section examine aussi les tendances en matière de production d'électricité, notamment à partir d'énergie nucléaire, de charbon, de gaz naturel et d'énergie hydraulique. Elle aborde non seulement l'évolution historique, mais aussi la situation actuelle au Canada ainsi que les taux de croissance et la part de la production d'électricité au pays.

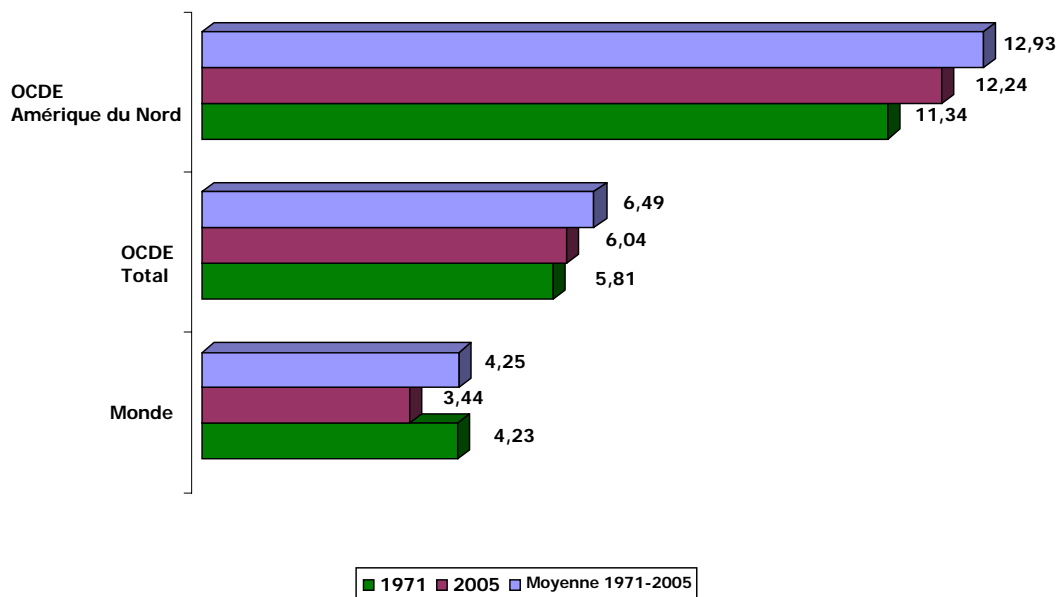
#### 2.1.1 Production d'électricité : part de la production mondiale et régionale

En 1971, le Canada a produit 221 833 GWh d'électricité, soit près de 4,23 % de la production mondiale. Avec une croissance moyenne de 3,17 % par an entre 1972 et 2005, la production totale d'électricité (PTE) du pays s'est chiffrée à 628 083 GWh en 2005, soit près de 3,44 % de la PTE mondiale<sup>1</sup>. La figure 2.1 montre la part canadienne de la PTE mondiale et régionale.

---

<sup>1</sup> Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Bilans énergétiques (kilotonnes d'équivalent pétrole)*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*.

**Figure 2.1**  
**Part canadienne de la PTE mondiale et régionale,**  
**1971, 2005, et moyenne entre 1971 et 2005 (pourcentage)**



Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Bilans énergétiques (kilotonnes d'équivalent pétrole)*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*.

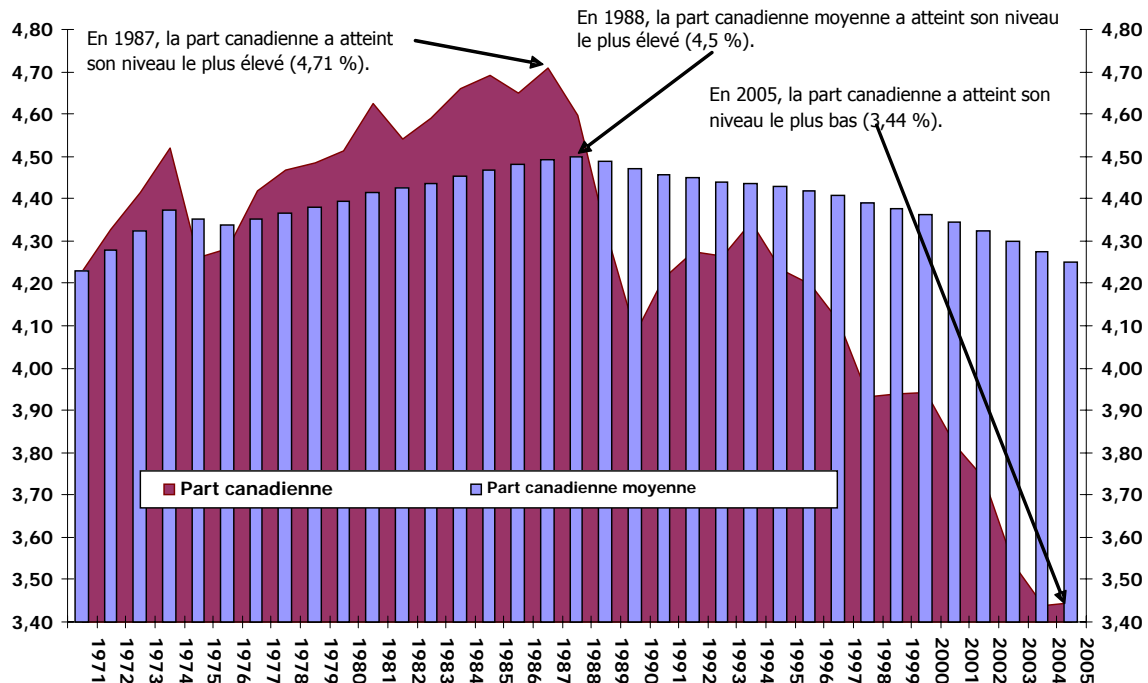
Comme l'illustre la figure 2.1, la part canadienne de la PTE a légèrement diminué entre 1971 et 2005. À l'échelle mondiale, elle a reculé de 4,23 % en 1971 à 3,44 % en 2005, sous la moyenne historique de 4,25 % pour la période visée. La part canadienne de la production au sein de l'OCDE et en Amérique du Nord montre la tendance contraire. Le Canada est demeuré dans le peloton de tête de la PTE mondiale et régionale parce que sa population au cours de la période représentait à peine 0,54 % de la population mondiale, tandis que sa part de la PTE mondiale se chiffrait à 4,25 %, atteignant ainsi une proportion presque huit fois plus élevée que sa part de la population mondiale en partie grâce aux exportations d'électricité destinées aux États-Unis et à leurs industries énergivores. De même, cette part de 4,25 % était nettement plus élevée que sa part du PIB mondial (1,95 %) et que sa part de la production totale d'énergie primaire à l'échelle mondiale (3,25 %) au cours de la même période<sup>2</sup>. Cet écart tient au fait que le pays est un important producteur et exportateur de produits du secteur primaire.

La vigueur de la PTE canadienne se manifeste également au niveau régional. Entre 1971 et 2005, la part de la PTE attribuable au Canada au sein des pays de l'OCDE atteignait 6,49 %, tandis que sa part de la population et du PIB était nettement plus faible, respectivement 2,62 et 3,14 %.

La figure 2.2 compare la part canadienne de la PTE mondiale et sa moyenne historique. Chaque moyenne indiquée représente la part moyenne entre 1971 et l'année visée.

<sup>2</sup> Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*; et *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Indicateurs économiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*.

**Figure 2.2**  
**Part canadienne de la PTE mondiale et moyenne entre 1971 et 2005**  
**(pourcentage)**



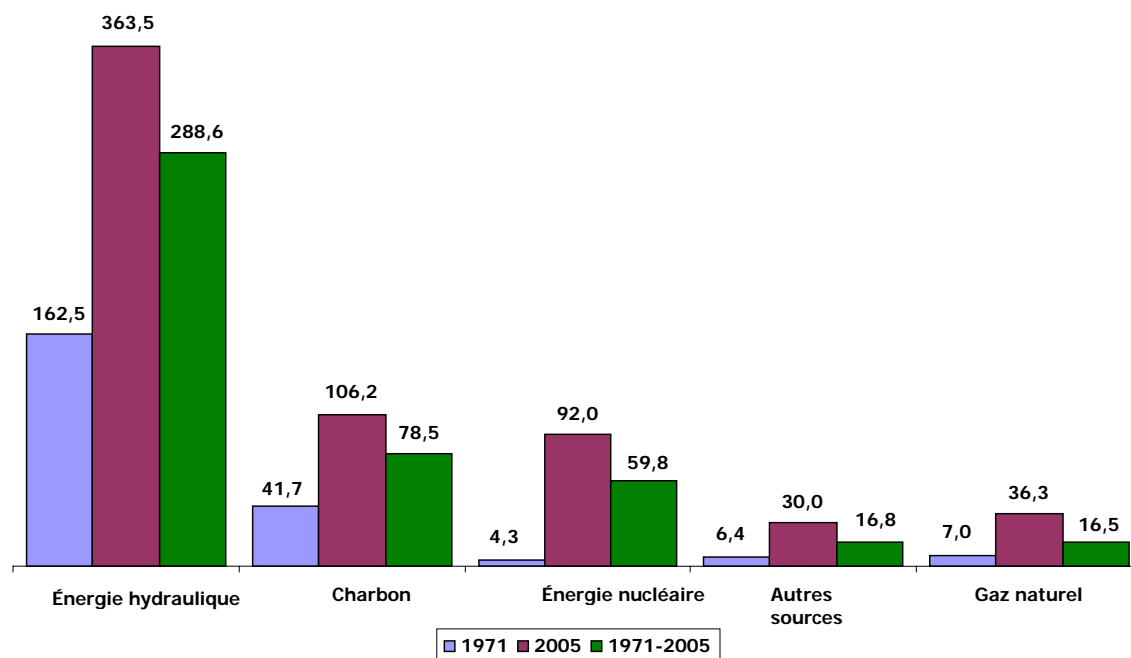
Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*; et *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Bilans énergétiques (kilotonnes d'équivalent pétrole)*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*.

Comme en témoigne la figure 2.2, si la part canadienne de la PTE mondiale affiche généralement une tendance à la hausse ininterrompue entre 1971 et 1988, elle se situe depuis 1989 au-dessous de sa moyenne historique. Ce revirement découle de la croissance plus vigoureuse affichée par la majorité des pays comparativement au Canada au chapitre de la production d'électricité entre 1989 et 2005. La situation tient au fait que la plupart des pays en développement non membres de l'OCDE consomment généralement davantage d'énergie au début de leur croissance économique et qu'ils ont de grands besoins en électricité pour réaliser leurs projets de développement. Entre 1989 et 2005, le secteur de la production d'électricité a connu un essor plus rapide dans ces pays que dans les pays membres de l'OCDE, comme le Canada.

### 2.1.2 Production d'électricité : filières de production au Canada

La présente section répartit la production d'électricité au Canada entre différentes filières – énergie hydraulique, charbon, énergie nucléaire, gaz naturel et autres (produits pétroliers et toutes les sources renouvelables). La figure 2.3 illustre la quantité d'électricité produite par ces filières en 1971 et en 2005 ainsi que la production moyenne entre 1971 et 2005 pour refléter la tendance de leur position relative.

**Figure 2.3**  
**Production annuelle d'électricité au Canada selon la filière,**  
**1971, 2005, et moyenne entre 1971 et 2005 (TWh)**



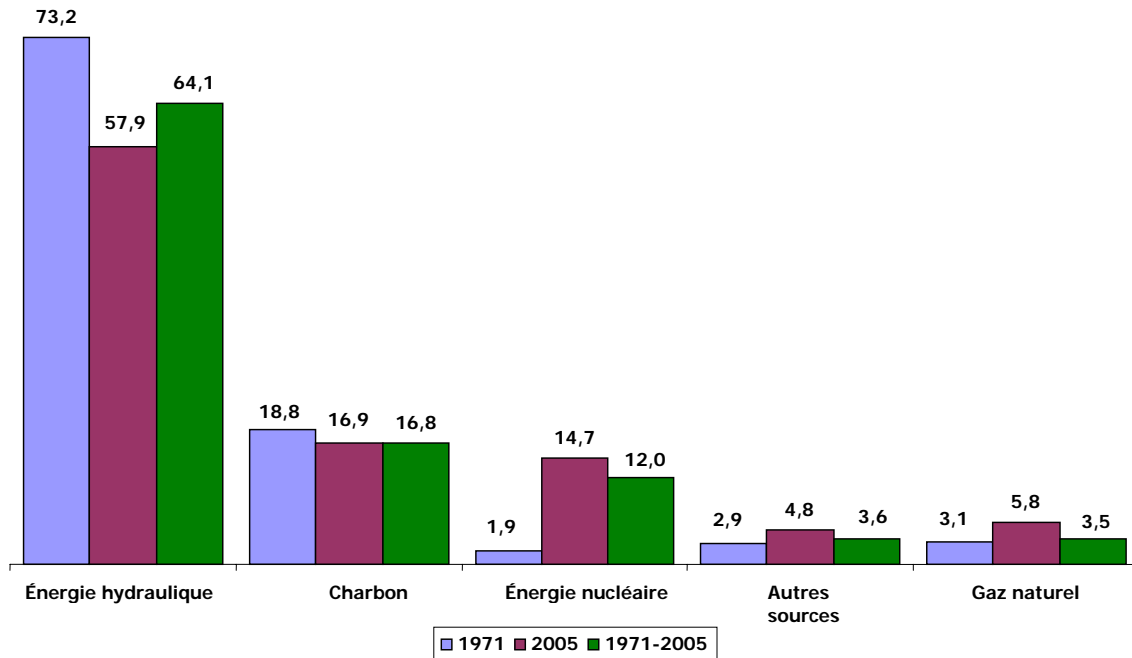
Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*. Moyennes calculées à partir des données de la source.

Comme l'indique la figure 2.3, l'énergie hydraulique, principale source d'électricité en 1971, avait alors permis de produire 162,5 térawattheures (TWh), soit près de quatre fois plus que le charbon, qui arrivait au 2<sup>e</sup> rang avec 41,7 TWh. Le gaz naturel, les autres sources et l'énergie nucléaire suivaient avec une production plusieurs fois inférieure à celle du charbon. En 2005, l'énergie hydraulique et le charbon continuaient d'occuper respectivement le 1<sup>er</sup> et le 2<sup>e</sup> rangs, mais l'écart entre les deux s'était amenuisé. La même année, avec 92 TWh, l'énergie nucléaire a surpassé le gaz naturel et les autres sources, devenant ainsi la troisième filière de production d'électricité en importance au Canada, non loin derrière le charbon (106,2 TWh). La filière nucléaire est de toute évidence celle qui affiche la croissance la plus rapide.

On peut établir une comparaison similaire en examinant la part de la production d'électricité attribuable à chaque filière. La figure 2.4 indique ces parts en pourcentage.



**Figure 2.4**  
**Part de la production d'électricité au Canada attribuable aux différentes filières,**  
**1971, 2005, et moyenne entre 1971 et 2005 (pourcentage)**



Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*.

La figure 2.4 montre clairement la prédominance de l'énergie hydraulique, qui fournit près de 60 % de l'électricité canadienne. Sa part a toutefois reculé de 73,2 % en 1971 à 57,9 % en 2005, sous sa moyenne historique de 64,1 %. La part du charbon est restée plutôt stable, à près de 17 %, tandis que celle de l'énergie nucléaire a monté en flèche, passant de moins de 2 % en 1971 à 14,7 % en 2005, bien au-dessus de sa moyenne historique de 12,0 %. Les parts respectives du gaz naturel et des autres sources ont aussi augmenté, mais c'est l'énergie nucléaire qui a enregistré le gain le plus considérable. En dernière analyse, il semble que la baisse de plus de 15 % de la part de l'énergie hydraulique a été graduellement répartie entre les différentes filières, principalement l'énergie nucléaire et dans une moindre mesure le gaz naturel et les autres sources au cours de la période visée.

### 2.1.3 Production d'électricité : croissance de la PTE et de la population

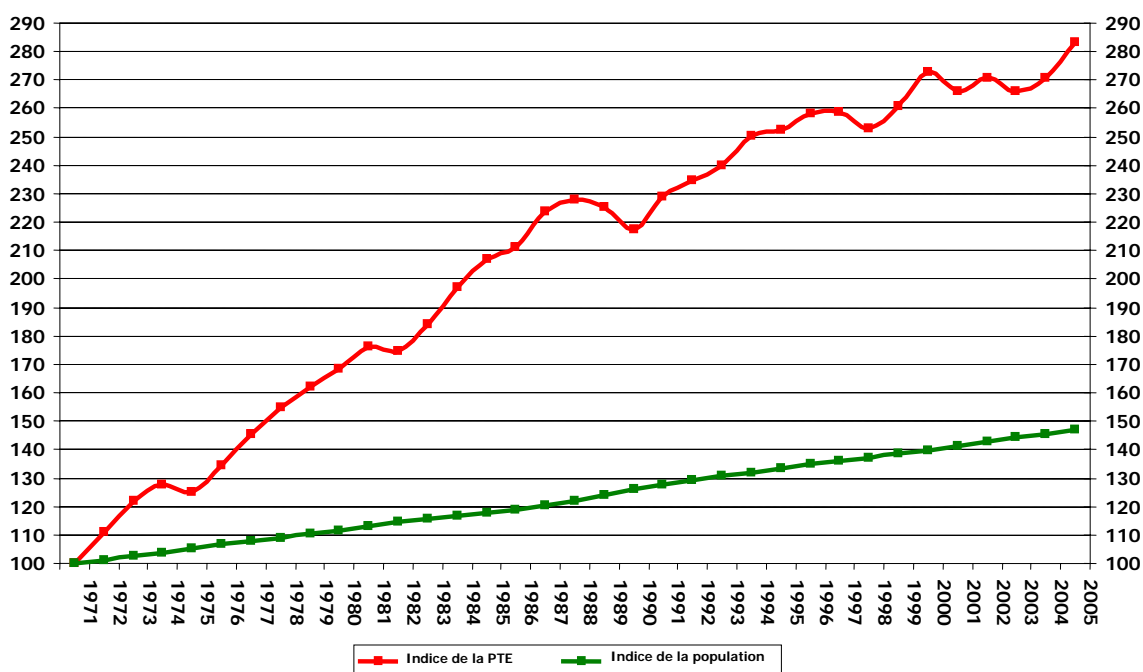
Entre 1971 et 2005, la croissance de l'économie canadienne a été plus rapide que celle de la population, notamment en raison de l'augmentation des exportations de produits manufacturés et de matières premières, notamment le pétrole, aux États-Unis ou dans le reste du monde. Au pays, nous consommons davantage d'électricité en raison de l'offre croissante de produits électroniques et des changements apportés aux conditions de travail qui nécessitent maintenant un recours accru au chauffage et à la climatisation.

Les figures ci-après, qui illustrent l'incidence de notre consommation d'électricité par rapport à la croissance démographique, font ressortir le rôle sans cesse grandissant de nos exportations dans nos besoins en électricité.

D'après les indices de la production totale d'électricité (PTE) et de la population, évalués à 100 pour l'année de référence (1971), la croissance de la PTE a toujours été plus rapide que celle de la population, si bien que l'écart entre ces deux indices s'est creusé entre 1971 et 2005.

Comme le montre la figure 2.5, l'indice de la population a augmenté à un rythme relativement lent et régulier, passant de 100 en 1971 à 147 en 2005, soit une croissance inférieure à 50 % sur une période de 35 ans. En revanche, l'indice de la PTE a augmenté beaucoup plus rapidement pour atteindre 283 en 2005, c'est-à-dire une croissance supérieure à 180 % pendant la même période. L'augmentation de l'écart entre ces indices est fort évidente. On peut en déduire que la PTE par habitant a augmenté de façon constante entre 1971 et 2005.

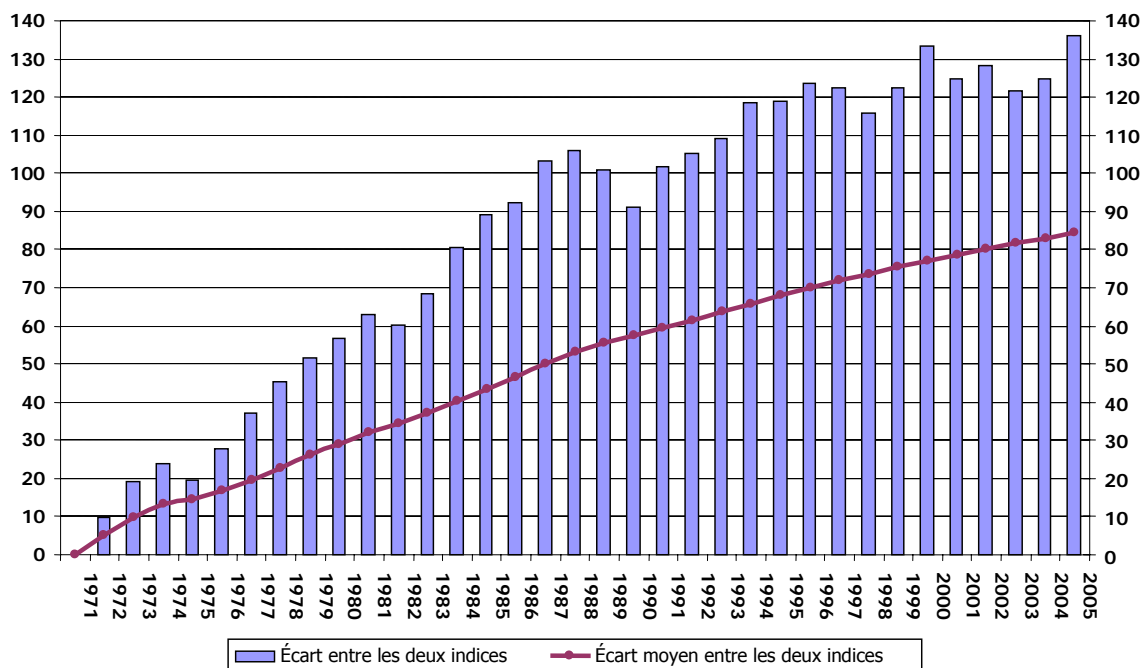
**Figure 2.5**  
Indices de la PTE et de la population au Canada entre 1971 et 2005



Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*; et *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Indicateurs économiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*.

La figure 2.6 illustre l'évolution des indices de la PTE et de la population en montrant l'écart entre ces deux indices ainsi que sa moyenne historique.

**Figure 2.6**  
**Écart entre les indices de la PTE et de la population (indice de la PTE moins indice de la population) et moyenne historique au Canada entre 1971 et 2005**



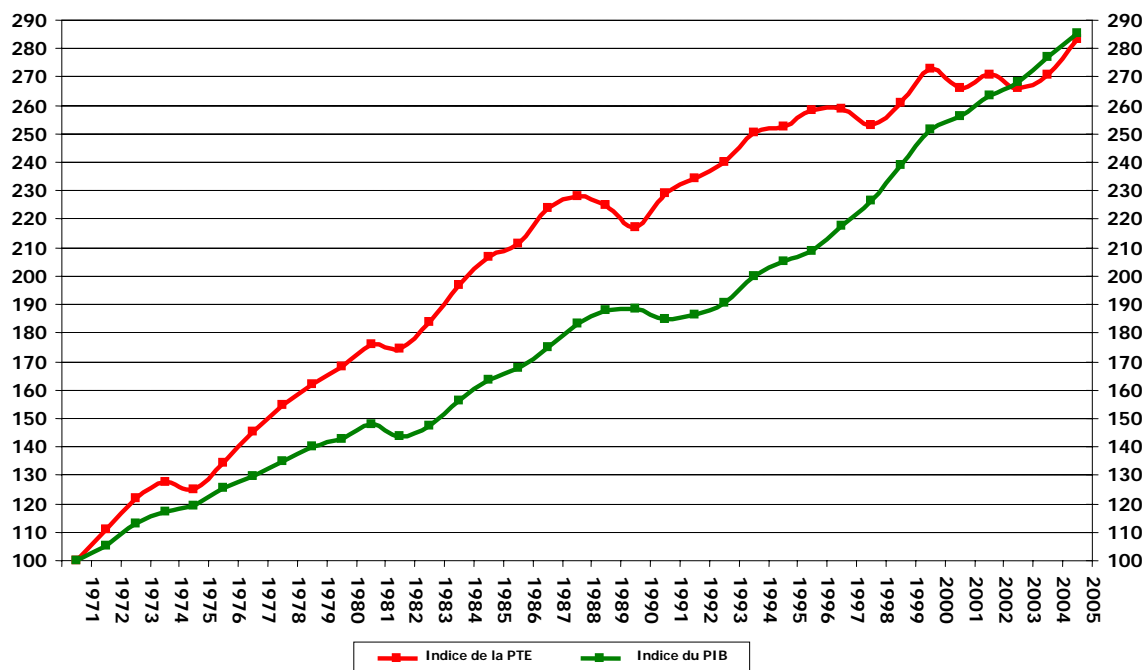
Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*; et *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Indicateurs économiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*.

Comme en témoigne la figure 2.6, l'écart entre les indices de la PTE et de la population (indice de la PTE moins indice de la population) s'est creusé, de façon plutôt constante, à partir de 0 en 1971 jusqu'à son sommet historique de 136,2 en 2005. Entre 1971 et 2005, l'écart s'est amenuisé pendant quelques années seulement et sa valeur moyenne est passée de 0 en 1971 à un maximum de 84,3 en 2005. Il apparaît donc que la croissance de la production d'électricité entre 1971 et 2005 s'est constamment accélérée et qu'elle a été plus rapide que celle de la population. Cette situation découle en partie des exportations d'électricité considérables au cours de cette période.

#### 2.1.4 Production d'électricité : croissance de la PTE et du PIB

Les indices de la production d'électricité et du PIB, évalués à 100 pour l'année de référence (1971), ont continuellement augmenté. L'écart entre ces deux indices (indice de la PTE moins indice du PIB) s'est accru entre 1971 et 1987, puis il est demeuré plutôt stable jusqu'en 1996, après quoi il a commencé à s'amenuiser pour ensuite enregistrer une valeur négative à partir de 2003. Cela signifie que la croissance de la production d'électricité a été plus faible que celle du PIB entre 2003 et 2005. La figure 2.7 présente en détail l'évolution de ces deux indices.

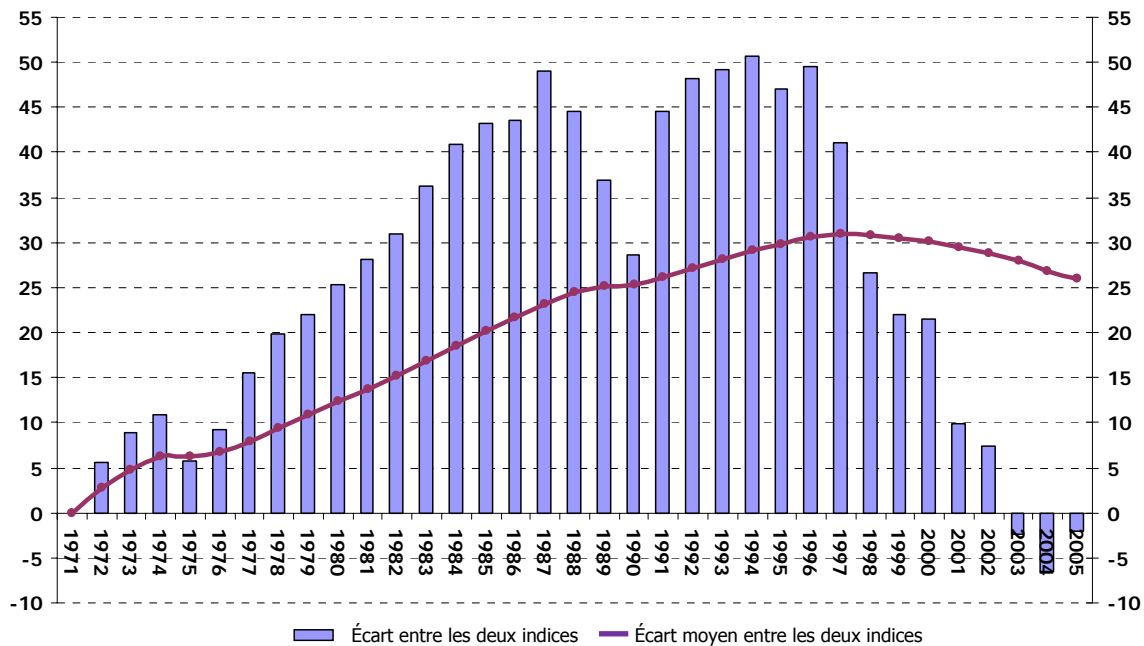
Figure 2.7  
Évolution des indices de la PTE et du PIB au Canada entre 1971 et 2005



Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*; et *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Indicateurs économiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*.

Afin d'examiner la tendance de l'évolution relative des indices de la PTE et du PIB, nous avons tracé l'écart entre ces deux indices ainsi que sa moyenne historique. Chaque point indiqué dans la figure 2.8 montre l'écart moyen entre 1971 et l'année visée.

**Figure 2.8**  
**Écart entre les indices de la PTE et du PIB (indice de la PTE moins indice du PIB)**  
**et moyenne historique au Canada entre 1971 et 2005**



Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*; et *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Indicateurs économiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*.

Comme le montre la figure 2.8, l'écart entre les indices de la PTE et du PIB (indice de la PTE moins indice du PIB) a diminué temporairement à partir de 1987, mais sa valeur moyenne a continué d'augmenter de façon plutôt constante jusqu'en 1997, année où elle a atteint un sommet, à hauteur de 31. Par la suite, l'écart moyen a reculé de façon constante de 30,8 en 1998 à 26,1 en 2005. On peut en déduire qu'à partir de 1998 la croissance du PIB a été plus rapide que celle de la production d'électricité.

## 2.2 Conclusion

La présente section fait état de la conclusion concernant les aspects examinés au chapitre 2 et à l'annexe A, où l'information présentée confirme que le Canada joue un rôle important dans la production d'électricité mondiale. Sa production de 628 083 GWh en 2005 le place au troisième rang, après les États-Unis et le Japon, parmi les 30 pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) et au sixième rang à l'échelle mondiale après les États-Unis, la Chine, le Japon, la Russie et l'Inde. Avec une production d'électricité de 19 463 kWh par habitant en 2005, il se classe troisième au sein de l'OCDE et dans le monde, après la Norvège et l'Islande.

En ce qui concerne la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire (92 040 GWh), de charbon (106 188 GWh) et de gaz naturel (36 324 GWh) – les filières visées par notre ACV –, le Canada s'est classé 7<sup>e</sup>, 13<sup>e</sup> et 22<sup>e</sup> respectivement à l'échelle mondiale en 2005. Pour la production d'électricité par habitant à partir d'énergie nucléaire, de charbon et de gaz naturel, il occupait le 10<sup>e</sup>, le 9<sup>e</sup> et le 38<sup>e</sup> rangs respectivement.

L'énergie nucléaire, le charbon et le gaz naturel ont assuré respectivement 14,7, 16,9 et 5,8 % de la production d'électricité au Canada en 2005. D'après les scénarios à long terme élaborés par l'Agence internationale de l'énergie, la part de la production mondiale attribuable aux trois filières à l'étude sera en 2050 dans une fourchette de 6,7 à 22 % pour l'énergie nucléaire, de 16,5 à 47,1 % pour le charbon et de 19,5 à 28,2 % pour le gaz naturel. Par ailleurs, selon les scénarios les plus récents de l'Office national de l'énergie pour 2030, la part du charbon dans la production d'électricité canadienne dégringolera de 16,9 % en 2005 à une proportion de l'ordre 2,39 % à 7,84 %, tandis que celle de l'énergie nucléaire se situera entre 13,77 et 15,70 %, tout près du niveau de 14,7 % enregistré en 2005. Ces scénarios prévoient que la part du gaz naturel variera entre 8,30 et 9,35 %, surpassant ainsi nettement le niveau de 5,8 % enregistré en 2005.

### CHAPITRE 3 ÉLECTRICITÉ D'ORIGINE NUCLÉAIRE AU CANADA

Le présent chapitre, qui est divisé en quatre sections, porte sur l'électricité d'origine nucléaire au Canada. La première section examine brièvement cette filière et la consommation d'uranium dans le monde. La deuxième analyse l'électricité d'origine nucléaire au Canada en faisant le point sur la situation des cinq sites nucléaires canadiens (Pickering, Darlington, Bruce, Gentilly et Point Lepreau) et de leurs réacteurs.

La troisième section passe en revue les différentes activités canadiennes associées à la production électronucléaire. Elle aborde les activités en amont du cycle du combustible, par exemple l'extraction du minerai, la concentration et l'enrichissement de l'uranium pour les réacteurs autres que ceux de la technologie CANDU ainsi que la fabrication du combustible.

Les annexes B et C donnent des renseignements supplémentaires sur l'électricité d'origine nucléaire au Canada. L'annexe B examine la recherche-développement. En plus de présenter les acteurs clés de l'industrie, elle déborde le cadre de la production électronucléaire pour étudier différents produits importants renfermant des sources radioactives développés ou utilisés au Canada. Pour sa part, l'annexe C analyse sommairement la technologie nucléaire. Cette annexe examine dans une perspective technique le réacteur CANDU avancé (ACR) et le réacteur à eau sous pression (REP) et elle se penche sur la technologie canadienne de demain. Enfin, elle traite des technologies des centrales au charbon et au gaz naturel.

#### 3.1 Électricité d'origine nucléaire et consommation d'uranium dans le monde

En 2007, les 439 réacteurs nucléaires en service dans le monde, répartis dans 31 pays, totalisaient une puissance de 369 122 MW. À l'heure actuelle, l'énergie nucléaire assure environ 16 % de la production d'électricité mondiale.

Le tableau 3.1 présente la puissance installée (MW) et la production (TWh) de tous les pays ainsi que leur produit intérieur brut (PIB) et leur population. Il précise les technologies utilisées pour produire l'énergie nucléaire. Environ 55 % de la puissance du parc nucléaire mondial est actuellement répartie entre trois pays industrialisés, soit les États-Unis (26,6 %), la France (17,2 %) et le Japon (12,9 %). Avec une puissance de 12 599 MW, le Canada arrive au huitième rang mondial.

**Tableau 3.1**  
**Indicateurs relatifs à l'économie et à l'électricité d'origine nucléaire dans le monde,**  
**2006**

Pays	PIB (milliards de \$US)	Population (millions d'habitants)	Puissance nucléaire installée (MW)	Production électronucléaire (TWh)	Technologie*
États-Unis	12 980	298,4	98 145	788,53	REP/REB/RSNRML/RHTRG
France	1 871	62,8	63 363	425,83	RRG/REP/RELRG/RSNRML
Japon	4 220	127,5	47 593	271,58	REB/RELEO/REP/RRG
Russie	1 723	142,9	21 743	137,47	REP/REOMG/RSNRML/REB
Allemagne	2 585	82,4	20 339	158,97	REP/REB/RSNRML/RELP/RELRG/RHTRG
Corée du Sud	1 180	48,8	16 810	124,18	REP/RELP
Ukraine	356	46,7	13 107	82,69	REOMG/REP
Canada	1 165	33,1	12 599	85,87	RELP
Royaume-Uni	1 903	60,6	11 852	73,68	RRG/RARG/REP/RSNRML/RELEO
Suède	285	9,0	8 910	73,43	REP/REB
Chine	10 000	1 314	7 572	47,95	REP/REB
Espagne	1 070	40,4	7 446	60,43	REP/REB/RRG
Belgique	330	10,4	5 824	45,80	REP
Taiwan	668	23,0	4 904	37,94	REP
Tchéquie	221	10,2	3 368	25,01	REP
Suisse	253	7,5	3 220	25,61	REP/REB/RELRG
Inde	4 042	1 095	3 040	15,04	RELP/REB
Bulgarie	77	7,4	2 722	15,60	REP
Finlande	172	5,2	2 676	21,55	REP/REB
Slovaquie	96	5,4	2 442	16,18	REP/RELRG
Brésil	1 616	188,1	1 901	11,60	REP
Afrique du Sud	576	44,2	1 800	14,28	REP
Hongrie	173	10,0	1 755	11,32	REP
Mexique	1 134	107,4	1 310	8,73	REB
Lituanie	54	3,6	1 185	14,35	REOMG
Argentine	599	39,9	935	7,31	RELP
Slovénie	46	2,0	656	5,21	REB
Roumanie	197	22,3	655	5,27	RELP
Pays-Bas	512	16,5	449	3,63	REB
Pakistan	427	165,8	425	1,93	RELP/REP
Arménie	16	3,0	376	2,21	REP
<b>Total</b>	<b>50 549</b>	<b>4 034</b>	<b>369 122</b>	<b>2 619</b>	

Source : *CIA Fact Book* (PIB et population en 2006); Y. Sokolov et A. MacDonald, *Nuclear Power: Global Status and Trends* (puissance en 2006); International Nuclear Safety Center (production et technologie en 2004).

\*Nota :

REP : réacteur à eau sous pression

REB : réacteur à eau bouillante (modéré à l'eau ordinaire)

RELP : réacteur à eau lourde sous pression

RELEO : réacteur modéré par eau lourde et refroidi par eau ordinaire bouillante

REOMG : réacteur à eau ordinaire modéré au graphite

RSNRML : réacteur surgénérateur à neutrons rapides à métal liquide

RRG : réacteur refroidi par gaz (modéré au graphite)

RELRG : réacteur à eau lourde refroidi par gaz

RHTRG : réacteur à haute température refroidi par gaz

RARG : réacteur avancé refroidi par gaz (modéré au graphite)

D'après l'Association nucléaire mondiale, 16 pays comptent sur l'énergie nucléaire pour produire au moins le quart de leur électricité. Les centrales nucléaires assurent au moins le tiers de la production en Belgique, en Bulgarie, en Corée du Sud, en Hongrie, en Slovaquie, en Slovénie, en Suède, en Suisse, et en Ukraine, environ les trois quarts en France et en Lituanie et près du



cinquième aux États-Unis. La Chine et l'Inde, les deux pays les plus peuplés de la planète, ne possèdent que 3 % de la puissance du parc nucléaire mondial.

En 2006, environ 2 619 térawattheures (TWh ou milliards de kWh) d'électricité ont été produits dans le monde. Ainsi que nous l'avons déjà mentionné, l'énergie nucléaire assure environ 16 % de la production d'électricité mondiale et cette proportion est appelée à augmenter. Comme on pouvait s'y attendre, les États-Unis (30 %), la France (16 %) et le Japon (10 %) sont les trois principaux producteurs d'électricité d'origine nucléaire. Pour sa part, le Canada arrive en septième place avec une production de 85 TWh (3,28 %).

Grâce aux 34 nouveaux réacteurs en construction dans 12 pays, pour une puissance totalisant 27 798 MW, l'industrie nucléaire connaît une véritable renaissance<sup>3</sup>. En fait, selon les prévisions de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), on pourrait construire une soixantaine de réacteurs au cours des 15 prochaines années<sup>4</sup>. Il est intéressant de souligner la croissance de l'industrie nucléaire dans le monde.

Le tableau 3.2, établi d'après l'information du tableau 3.1, présente la puissance installée et la production du parc nucléaire de différents pays ainsi que leur part de l'électricité d'origine nucléaire dans le monde. Les deux dernières colonnes indiquent respectivement la part de la puissance installée et de la production mondiale attribuable à chaque pays.

La Lituanie, l'Ukraine, la Suède, la France et la Bulgarie arrivent en tête pour la production électronucléaire en fonction du PIB. Par ailleurs, la Suède, la France, la Belgique, la Finlande et la Lituanie dominent pour la production électronucléaire en fonction de la population. Le Canada se classe neuvième dans le monde, immédiatement après les États-Unis.

Selon les estimations de l'Association nucléaire mondiale, environ 66 529 tonnes d'uranium ont été utilisées en 2007 pour produire de l'électricité (figure 3.1)<sup>5</sup>, soit l'équivalent de 78 500 tonnes de concentré d'oxyde d'uranium (« yellowcake ») extrait des mines. Les combustibles nucléaires sont produits grâce à l'uranium provenant des mines ou à des sources secondaires, notamment les stocks civils, les résidus d'uranium appauvri réenrichis, l'uranium et le plutonium recyclés à partir du combustible irradié ainsi que l'uranium des armes militaires démantelées.

---

<sup>3</sup> <http://www.world-nuclear.org/info/inf17.html>.

<sup>4</sup> <http://www.world-nuclear.org/info/inf17.html>.

<sup>5</sup> <http://www.world-nuclear.org/info/reactors.htm>.

**Tableau 3.2**  
**Puissance installée et production du parc nucléaire mondial**  
**selon le PIB et la population par pays, 2006**

Pays	Puissance installée		Production électronucléaire		Part de l'électricité d'origine nucléaire dans le monde (%)	
	KW/ G\$ de PIB	KW/ 1 000 habitants	KWh/ 1 000 \$ de PIB	KWh/ habitant	Part de la puissance	Part de la production
Afrique du Sud	3 123	40,7	24,8	323,2	0,49	0,55
Allemagne	7 868	246,8	61,5	1 928,8	5,51	6,07
Argentine	1 561	23,4	12,2	183,1	0,25	0,28
Arménie	23 515	126,3	137,9	740,8	0,10	0,08
Belgique	17 627	561,1	138,6	4 412,7	1,58	1,75
Brésil	1 176	10,1	7,2	61,7	0,52	0,44
Bulgarie	35 291	368,6	202,2	2 112,0	0,74	0,60
Canada	10 815	380,6	73,7	2 594,4	3,41	3,28
Chine	757	5,8	4,8	36,5	2,05	1,83
Corée du Sud	14 246	344,1	105,2	2 542,3	4,55	4,74
Espagne	6 959	184,3	56,5	1 495,9	2,02	2,31
États-Unis	7 561	328,9	60,7	2 642,1	26,59	30,11
Finlande	15 585	511,5	125,5	4 118,6	0,72	0,82
France	33 866	1 009,7	227,6	6 785,9	17,17	16,26
Hongrie	10 162	175,8	65,6	1 134,5	0,48	0,43
Inde	752	2,8	3,7	13,7	0,82	0,57
Japon	11 278	373,4	64,4	2 130,6	12,89	10,37
Lituanie	21 932	330,5	265,5	4 000,9	0,32	0,55
Mexique	1 155	12,2	7,7	81,3	0,35	0,33
Pakistan	995	2,6	4,5	11,6	0,12	0,07
Pays-Bas	877	27,2	7,1	220,1	0,12	0,14
Roumanie	3 320	29,4	26,7	236,3	0,18	0,20
Royaume-Uni	6 228	195,5	38,7	1 215,7	3,21	2,81
Russie	12 619	152,2	79,8	962,0	5,89	5,25
Slovaquie	25 345	448,9	167,9	2 974,4	0,66	0,62
Slovénie	14 236	326,3	113,1	2 592,6	0,18	0,20
Suède	31 252	988,2	257,5	8 143,4	2,41	2,80
Suisse	12 732	428,0	101,3	3 404,1	0,87	0,98
Taiwan	7 338	213,2	56,8	1 649,5	1,33	1,45
Tchéquie	15 212	329,1	113,0	2 443,9	0,91	0,96
Ukraine	36 838	280,6	232,4	1 770,3	3,55	3,16

Les résidus d'uranium réenrichis proviennent de l'uranium appauvri, sous-produit de l'enrichissement de l'uranium naturel destiné aux réacteurs à eau ordinaire. Les résidus obtenus lorsque l'on retire de l'uranium naturel la plus grande partie des radio-isotopes fissiles sont appelés « uranium appauvri ». On estime que la production de 1 kg d'uranium enrichi requiert 11,8 kg d'uranium naturel<sup>6</sup> et génère environ 10,8 kg d'uranium appauvri renfermant seulement 0,3 % d'uranium 235. Selon les estimations, les stocks mondiaux d'uranium appauvri se chiffraient à 1,2 million de tonnes en 2002.

L'uranium militaire utilisé dans les armes est beaucoup plus enrichi que celui servant de combustible. À partir de l'uranium hautement enrichi (UHE) des stocks d'armes nucléaires, on peut produire de l'uranium faiblement enrichi (UFE) pour les centrales. Comme les États-Unis et divers pays issus de l'ex-Union soviétique ont adhéré à des traités de désarmement, l'industrie de l'énergie nucléaire a accès à de l'UHE depuis 2000. En date de septembre 2007, l'uranium

<sup>6</sup> [http://en.wikipedia.org/wiki/Depleted\\_uranium](http://en.wikipedia.org/wiki/Depleted_uranium).

provenant des stocks militaires avait remplacé 10 600 tonnes de  $U_3O_8$  extrait des mines en une année, répondant ainsi à environ 13 % des besoins des réacteurs nucléaires de la planète<sup>7</sup>.

### 3.2 Électricité d'origine nucléaire au Canada

Comme nous l'avons mentionné au chapitre 2, le nucléaire est un élément important du portefeuille énergétique du Canada. En 2005, la puissance installée du parc électrique canadien se chiffrait à 121 481 MW, dont 13 345 MW pour le nucléaire.

Le tableau 3.3 donne un aperçu de la puissance installée des différentes filières dans les provinces et territoires canadiens en 2005. À hauteur de 90 %, l'Ontario occupe le haut du pavé dans l'industrie, suivie du Nouveau-Brunswick et du Québec avec une part de 5 % chacun. L'énergie nucléaire constitue la principale source d'électricité en Ontario. En 2006, d'après la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) de l'Ontario, l'énergie nucléaire a fourni 54 % de l'électricité de la province, contre 22 et 16 % respectivement pour l'énergie hydraulique et le charbon.

**Tableau 3.3**  
**Puissance installée (MW) du parc électrique canadien**  
**par province ou pour les territoires selon la filière, 2005**

Province ou territoires	Énergie hydraulique (MW)	Mazout (MW)	Gaz naturel (MW)	Charbon (MW)	Énergie nucléaire (MW)	Autres sources (MW)	Total (MW)
Terre-Neuve-et-Labrador	6 777	674	43	-	-	-	7 494
Nouvelle-Écosse	404	554	98	1 097	-	299	2 452
Île-du-Prince-Édouard	-	145	-	-	-	16	171
Nouveau-Brunswick	930	1 546	350	541	680	447	4 494
Québec	35 982	1 594	31	-	675	508	38 790
Ontario	8 473	2 126	2 822	6 337	11 990	509	32 257
Manitoba	5 024	10	372	98	-	42	5 545
Saskatchewan	855	0	1 054	1 790	-	175	3 873
Alberta	879	18	3 729	6 152	-	573	11 351
Colombie-Britannique	12 545	48	1 553	-	-	602	14 748
Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut	109	170	27	-	-	1	307
<b>Total</b>	<b>71 978</b>	<b>6 896</b>	<b>10 079</b>	<b>16 014</b>	<b>13 345</b>	<b>3 169</b>	<b>121 481</b>

Source : Statistique Canada, *Production, transport et distribution d'électricité*, n° 57-202-XIF au catalogue, 2005, tableau 1.

D'après l'Association nucléaire canadienne (ANC), le Canada comptait 22 réacteurs CANDU en décembre 2007, mais seulement 18 sont actuellement en exploitation<sup>8</sup>. Les autres sont à l'arrêt,

<sup>7</sup> <http://www.uic.com.au/nip04.htm>.

<sup>8</sup> ANC, *Innovier aujourd'hui pour un avenir meilleur – L'énergie nucléaire au Canada pour une électricité propre et fiable à prix abordable*, juin 2008.

en réfection ou en déclassement<sup>9</sup>. On prévoit de remettre à neuf deux des quatre réacteurs hors service (tranches 1 et 2 de Bruce A), qui possèdent une puissance de 750 MW chacun, pour les redémarrer en 2010.

Le tableau 3.4 fait le point sur la situation des cinq sites nucléaires canadiens (Pickering, Darlington, Bruce, Gentilly et Point Lepreau) et de leurs réacteurs en 2008.

**Tableau 3.4**  
**Puissance installée nette (MW) du parc nucléaire canadien par province, 2006**

Province	Réacteur	Puissance installée nette (MW)	Mise en service	État actuel
Ontario	Darlington 1	878	1992	En exploitation
	Darlington 2	878	1990	En exploitation
	Darlington 3	878	1993	En exploitation
	Darlington 4	878	1993	En exploitation
	<b>Total</b>	<b>3 512</b>		
	Pickering A-1	515	1971	En exploitation
	Pickering A-2	515	1971	En arrêt prolongé
	Pickering A-3	515	1972	En arrêt prolongé
	Pickering A-4	515	1973	En exploitation
	Pickering B-5	516	1983	En exploitation
	Pickering B-6	516	1984	En exploitation
	Pickering B-7	516	1985	En exploitation
	Pickering B-8	516	1986	En exploitation
	<b>Total</b>	<b>4 124</b>		
	Bruce A-1	750	1977	Réf.-Redémarrage en 2010*
	Bruce A-2	750	1977	Réf.-Redémarrage en 2010*
	Bruce A-3	750	1978	En exploitation
	Bruce A-4	750	1979	En exploitation
	Bruce B-5	795	1985	En exploitation
	Bruce B-6	822	1984	En exploitation
Bruce B-7	822	1986	En exploitation	
Bruce B-8	795	1987	En exploitation	
<b>Total</b>	<b>6 234</b>			
Québec	Gentilly 2	635	1983	En exploitation
Nouveau-Brunswick	Point Lepreau	635	1983	En exploitation
<b>Total</b>		<b>15 154</b>		

Source : Groupe des propriétaires de CANDU inc.

Nota : \*Réf. – en cours de réfection.

Ontario Power Generation Inc. (OPG, anciennement Ontario Hydro) exploite les réacteurs ontariens, à l'exception de la centrale Bruce, exploitée par Bruce Power Inc. en qualité de locataire. Rappelons que la centrale nucléaire de démonstration (NPD) et la centrale Douglas Point ont été mises hors service, de même que le réacteur de Gentilly 1 au Québec.

La centrale Darlington compte quatre gros réacteurs CANDU d'une puissance de 878 MW chacun, soit une puissance totale nette de 3 512 MW. Selon OPG, cette centrale peut à elle seule répondre à environ 20 % des besoins en électricité de la province. Les tranches, qui se trouvent

<sup>9</sup> La plupart des renseignements présentés dans cette section ont été fournis par l'Association nucléaire canadienne ou le Groupe des propriétaires de CANDU et ils sont affichés dans leur site Web respectif.

sur la rive nord du lac Ontario, ont été achevées en 1993. Elles utilisent une technologie similaire à celle des centrales Pickering A et B. À l'heure actuelle, OPG envisage de construire une nouvelle centrale sur le site de Darlington.

Le site de Pickering compte huit tranches, soit six en exploitation et deux en arrêt prolongé. Aux fins de son exploitation, elle est divisée en deux centrales distinctes, soit Pickering A, qui comprend les tranches 1, 2, 3 et 4, ainsi que Pickering B, qui comprend les tranches 5, 6, 7 et 8. Deux des tranches de Pickering A (1 et 4) sont en exploitation et deux sont en arrêt prolongé (2 et 3), tandis que les quatre de Pickering B sont en exploitation. Pickering A est entrée en exploitation en 1971 et en 1973 et Pickering B, entre 1983 et 1986. Tous ces réacteurs utilisent la technologie CANDU. Les quatre tranches de Pickering A ont été en exploitation jusqu'en 1997, année où elles ont été mises à l'arrêt de façon volontaire en vertu du Plan d'optimisation des biens de production nucléaire d'Ontario Hydro. Les tranches 2 et 3 demeurent en arrêt prolongé en toute sûreté, mais les tranches 1 et 4 ont été remises en exploitation commerciale avec succès respectivement en novembre 2005 et en septembre 2003<sup>10</sup>. OPG envisage à l'heure actuelle un plan de réfection pour prolonger jusque vers 2050 ou 2060 la durée de vie des réacteurs de Pickering B. Les tranches de Pickering A possèdent une puissance installée nette de 515 MW chacune, c'est-à-dire 2 060 MW au total. En raison de l'arrêt prolongé de deux tranches, la puissance actuelle de cette centrale n'est que de 1 030 MW. Les tranches de Pickering B ont une puissance installée nette de 516 MW chacune, soit environ 2 064 MW au total.

Ontario Hydro, société dont est issue Ontario Power Generation, a construit les centrales Bruce A et B par étapes sur la rive est du lac Huron entre 1970 et 1987. Avec une puissance installée nette totalisant 6 234 MW, les huit tranches CANDU de Bruce en font le site nucléaire le plus puissant du Canada. La centrale Bruce A comprend les tranches 1, 2, 3 et 4 et Bruce B, les tranches 5, 6, 7 et 8. Les quatre tranches de Bruce A ont été mises à l'arrêt en 1995 et en 1998. Les tranches 3 et 4 ont été remises en service en toute sûreté et on travaille actuellement à la réfection des deux autres. D'après Bruce Power Inc., les tranches 1 et 2 devraient redémarrer en 2010. Par ailleurs, on prévoit de remplacer les générateurs de vapeur des tranches 3 et 4 d'ici à 2013. Les tranches de Bruce A possèdent une puissance installée nette de 750 MW chacune, tandis que la puissance des tranches de Bruce B varie entre 795 et 822 MW. Avec six tranches sur huit en exploitation, la puissance actuelle totalise 4 640 MW. En mai 2001, Ontario Power Generation a cédé le site de Bruce en location à Bruce Power Inc. jusqu'en 2018 avec option de prolongation du bail pour une période de 25 ans. Par ailleurs, Bruce Power Inc. envisage de construire deux nouvelles tranches dans un avenir prochain et elle explore activement la possibilité de fournir de l'énergie nucléaire à l'Alberta et peut-être à la Saskatchewan (*Saskatchewan 2020 Update*, publiée le 6 août 2008).

Deux réacteurs de puissance sont en exploitation au Canada à l'extérieur de l'Ontario. Un réacteur appartenant à Hydro-Québec, qui en assure l'exploitation, est situé à la centrale Gentilly; l'autre, propriété d'Énergie Nouveau-Brunswick, qui en est l'exploitant, se trouve à la centrale Point Lepreau, près de Saint John. Il s'agit de deux réacteurs CANDU 6 d'une puissance de 635 MW construits au début des années 1980<sup>11</sup>. Gentilly 1 n'est plus en service. Il s'agissait d'un réacteur de 250 MW à eau bouillante, alors que les réacteurs CANDU actuellement en service utilisent de l'eau lourde sous pression. Hydro-Québec a fait connaître son intention de remettre en état son réacteur. Pour sa part, la centrale Point Lepreau fournit environ 30 % de l'électricité de la province. On croyait à un certain moment qu'Énergie Nouveau-Brunswick<sup>12</sup> aurait déclassé

<sup>10</sup> [www.opg.com/power/nuclear/pickering/unit1\\_details.asp](http://www.opg.com/power/nuclear/pickering/unit1_details.asp).

<sup>11</sup> <http://www.candu.org/hydroquebec.html>.

<sup>12</sup> Énergie nucléaire Nouveau-Brunswick est une filiale de la société Énergie Nouveau-Brunswick, la plus importante compagnie d'électricité des provinces de l'Atlantique. Elle exploite la centrale nucléaire Point Lepreau.

son réacteur de Point Lepreau dès cette année, mais elle a entrepris au printemps 2008 une réfection d'une durée de 18 mois pour prolonger jusqu'en 2032 la durée de vie de la centrale<sup>13</sup>.

### 3.3 Activités nucléaires en amont au Canada

La présente section examine brièvement les différentes activités canadiennes associées à la production électronucléaire. Le cycle du combustible nucléaire va de l'extraction du minerai d'uranium à l'élimination des déchets nucléaires mais, comme l'indique la figure 3.1, la section se limite aux activités en amont du cycle.



#### Activités réalisées par Cameco et d'autres entreprises

Activités réalisées par d'autres entreprises

Après la découverte d'un gisement d'uranium, l'uranium subit une série d'étapes (extraction du minerai, concentration et enrichissement de l'uranium pour les réacteurs autres que ceux de la filière CANDU et fabrication du combustible) en amont du cycle pour le préparer en vue de son utilisation dans un réacteur nucléaire. Le « combustible irradié », qui a servi à produire de l'électricité dans un réacteur, peut subir une autre série d'étapes en aval du cycle, notamment le stockage temporaire, le retraitement et le recyclage avant d'être éliminé comme déchet.

<sup>13</sup> <http://www.candu.org/nbpower.html>.

La prochaine section examine l'industrie de l'extraction du minerai, la concentration et la conversion de l'uranium ainsi que la fabrication du combustible au Canada.

### 3.3.1 Industrie de l'extraction d'uranium au Canada

Lorsqu'on a commencé à avoir recours aux réactions nucléaires pour produire de l'électricité, l'uranium est devenu une matière première convoitée et controversée. Il s'agit du combustible utilisé dans la plupart des types de réacteurs nucléaires. L'uranium naturel renferme 99,3 % d'uranium 238 ( $^{238}\text{U}$ ) et 0,7 % d'uranium 235 ( $^{235}\text{U}$ ), et c'est ce dernier qui est particulièrement remarquable. Lorsqu'il est heurté par un neutron, son atome se divise en deux, libérant ainsi une grande quantité d'énergie et davantage de neutrons. La fission d'un noyau de  $^{235}\text{U}$  dégage 50 millions de fois plus d'énergie que la combustion d'un seul atome de carbone.

L'uranium est l'un des éléments lourds les plus répandus dans la nature. On en trouve des traces pratiquement partout. Il est environ 500 fois plus abondant que l'or et à peu près autant que l'étain. Toutefois, son extraction est viable sur le plan économique uniquement dans le cas des gisements riches. Les gisements d'uranium les plus vastes, qui se trouvent en Australie, au Kazakhstan et au Canada, assurent plus de la moitié de la production mondiale. Avec le quart de la production dans le monde, le Canada est le principal producteur. C'est le seul pays qui possède des gisements à forte teneur. Le minerai canadien renferme 200 000 ppm (20 %) d'uranium, comparativement à 1 000 ppm (0,1 %) pour un gisement à faible teneur.

Le tableau 3.5 indique la production d'uranium des dix premiers pays producteurs. Le Canada demeure en tête, mais l'Australie gagne rapidement du terrain. Trois des cinq mines les plus vastes exploitées en 2006 se trouvent en Australie. Les mines Ranger, Rossing et Olympic Dam occupent respectivement le deuxième, le troisième et le cinquième rang pour la production d'uranium en 2006. La plus grande mine d'uranium est la mine McArthur au Canada, qui est exploitée par la société Cameco.

**Tableau 3.5**  
**Production d'uranium**  
**(tonnes)**

Pays	2002	2003	2004	2005	2006
Canada	11 604	10 457	11 597	11 628	9 862
Australie	6 854	7 572	8 982	9 516	7 593
Kazakhstan	2 800	3 300	3 719	4 357	5 279
Niger	3 075	3 143	3 282	3 093	3 434
Russie (est.)	2 900	3 150	3 200	3 431	3 262
Namibie	2 333	2 036	3 038	3 147	3 067
Ouzbékistan	1 860	1 598	2 016	2 300	2 260
États-Unis	919	779	878	1 039	1 672
Ukraine (est.)	800	800	800	800	800
Chine (est.)	730	750	750	750	750

Source : Australian Uranium Association (<http://www.uic.com.au/nip41.htm>).

D'après l'Association nucléaire mondiale, en 2004, le Canada a produit 13 676 tonnes de concentré d'oxyde d'uranium ( $\text{U}_3\text{O}_8$ ), c'est-à-dire environ 30 % de la production mondiale, pour une valeur de 800 millions de dollars. Les ressources prouvées d'uranium au Canada se chiffrent à 524 000 tonnes de  $\text{U}_3\text{O}_8$ , comparativement à 2,5 fois plus pour l'Australie. Le Canada occupe le

troisième rang mondial pour les réserves d'uranium totales et il possède les gisements à forte teneur connus les plus vastes de la planète. Les autres pays qui assurent plus de 10 % de la production mondiale sont l'Australie, le Kazakhstan et l'Afrique du Sud.

Les principales entreprises d'extraction d'uranium en territoire canadien sont Cameco Corporation, COGEMA Resources Inc. et AREVA Resources Canada. À l'heure actuelle, toutes les activités d'extraction d'uranium se déroulent dans trois mines de la Saskatchewan – McArthur River, Rabbit Lake et McClean Lake. Le tableau 3.6 présente les réserves et la production d'uranium et de minerai au Canada.

La société Cameco exploite la mine McArthur River, l'usine de concentration d'uranium de Key Lake, la mine Rabbit Lake et l'usine de concentration connexe, tandis qu'AREVA Resources Canada Inc. exploite la mine McClean Lake. Avec 18,2 % de la production mondiale, la mine McArthur River a été la plus productive dans le monde en 2006<sup>14</sup>. Les mines Rabbit Lake et McClean Lake se classent respectivement au sixième et au douzième rang mondial pour la production.

**Tableau 3.6**  
**Réserves et production d'uranium et de minerai d'uranium au Canada**

Mine	Réserves à la fin de 2006			Production en 2006			Réserves ou production de U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>
	U <sub>3</sub> O <sub>8</sub> (tonnes)	Teneur en uranium (%)	Quantité totale de minerai (tonnes)	U <sub>3</sub> O <sub>8</sub> (tonnes)	Teneur estimative en uranium (%)	Quantité estimative de minerai (tonnes)	
McClean Lake	12 800	1,6	800 000	690	1,6	43 000	18,6
Rabbit Lake	8 700	1,2	725 000	1 962	1,2	164 000	4,4
McArthur River/Key Lake	166 500	20,6	808 000	7 193	20,6	35 000	23,1
<b>Total partiel</b>	<b>188 000</b>	<b>8,1</b>	<b>2 333 000</b>	<b>9 845</b>	<b>4,1</b>	<b>242 000</b>	<b>19,1</b>
Cigar Lake (en construction)	102 600	20,7	496 000	0		0	
Midwest (à l'étude par l'organisme de réglementation)	15 000	4,8	312 000	0		0	

Source : Saskatchewan Mining Association, [www.saskmining.ca](http://www.saskmining.ca) (production d'oxyde d'uranium (U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>) en 2006); AREVA Resources, [www.arevaresources.com](http://www.arevaresources.com) – voir « Publications » / « Uranium in Saskatchewan » / « Reserves » (réserves à la fin de 2006 et teneur en uranium connexe). La production totale de minerai en 2006 estimée par le CERI est fondée sur l'application de la teneur en uranium des réserves à la production de U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> en 2006.

La production canadienne d'uranium a atteint un sommet en 2002, par suite du démarrage de la mine McArthur River en 2000. Depuis, la production a été relativement stable, n'affichant qu'un faible recul. Plus de 80 % de l'uranium canadien est exporté, surtout aux États-Unis et en France.

Les réserves estimées des mines Cigar Lake et Midwest, dans le nord de la Saskatchewan, se chiffrent respectivement à 102 600 et 15 000 tonnes. Des coentreprises, gérées par la société Cameco dans le cas de Cigar Lake et AREVA Resources Canada Ltd. dans celui de Midwest, en

<sup>14</sup> <http://www.world-nuclear.org/info/inf23.html>.



assureront l'exploitation. La mine Cigar Lake ne devrait pas entrer en production avant 2011<sup>15</sup>. Les processus réglementaires ont été menés en 2004.

On extrait le plus souvent l'uranium dans des mines à ciel ouvert ou souterraines, mais une proportion croissante de l'extraction fait appel à des techniques *in situ*. Par exemple, on fait circuler de l'eau souterraine oxygénée à travers le gisement poreux pour dissoudre l'uranium. L'extraction à ciel ouvert convient aux gisements peu profonds. Les mines McArthur River et Rabbit Lake sont souterraines, tandis que McClean Lake est à ciel ouvert<sup>16</sup>.

La teneur en uranium du minerai extrait de la mine McArthur River, en Saskatchewan, est plus élevée que celle de toute autre mine dans le monde, soit 24,3 % en équivalent U<sub>3</sub>O<sub>8</sub><sup>17</sup>. À l'autre extrême se trouve la mine Olympic Dam, en Australie, qui possède les réserves les plus vastes du monde mais où la teneur est la plus faible, soit à peine 0,07 %. (Des réserves de cette teneur ne seraient pas considérées comme rentables dans des circonstances habituelles si l'or et l'argent n'étaient des sous-produits de la production de cuivre à Olympic Dam.) La mine Cigar Lake, également en Saskatchewan, dont l'entrée en exploitation est prévue pour 2011, se classera au deuxième rang mondial pour la teneur du minerai. Les estimations antérieures indiquaient que les réserves de la mine Rabbit Lake seraient épuisées dès la fin de 2007. La société Cameco, qui en assure l'exploitation, a toutefois récemment annoncé la découverte de nouvelles réserves, si bien qu'elle devrait pouvoir prolonger au moins jusqu'en 2011 la durée de vie de la mine<sup>18</sup>. Par ailleurs, des activités de forage sont en cours pour déterminer l'ampleur d'éventuelles réserves supplémentaires près de la mine Rabbit Lake.

Comme en témoigne le tableau 3.6, les réserves d'uranium des mines canadiennes avaient une teneur moyenne en U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> supérieure à 8 % à la fin de 2006, comparativement à un peu plus de 4 % pour le minerai extrait cette année-là. La distribution du minerai traité est différente de celle du minerai extrait, car on mélange le minerai de McArthur River avec du matériau des stocks épuisés de Key Lake pour ramener le contenu en uranium à 4 % d'équivalent U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> avant le traitement. La mine Beverley possède la teneur la plus élevée parmi les trois mines d'uranium australiennes, soit 0,21 % d'équivalent U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>.

Une fois le minerai à la surface, il faut en séparer l'uranium. C'est le procédé de concentration, qui se déroule généralement près de la mine. L'utilisation d'une solution alcaline forte ou d'un acide permet d'extraire l'uranium de la pechblende et de provoquer sa précipitation. On obtient ainsi un concentré d'oxyde d'uranium. L'usine de concentration de Key Lake, à 80 km de McArthur River, est la plus vaste du monde. On y traite maintenant le minerai d'uranium à forte teneur de la mine McArthur River et les stocks sur le site. La capacité de production de l'usine atteint 18 millions de livres de U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> par an. La mine Key Lake a cessé ses activités en 2001.

L'extraction d'uranium a commencé au début des années 1930 lorsque la société Eldorado Gold Mining est entrée en activité à Port Radium, dans les Territoires du Nord-Ouest. Dès la fin des années 1950, on comptait 23 mines et 19 usines de concentration en activité dans 5 districts. Le principal centre de production se trouvait dans la région d'Elliot Lake, en Ontario.

Le premier gisement d'uranium en Saskatchewan a été découvert en 1950 à Beaverlodge. Par la suite, le gisement de Rabbit Lake, trouvé en 1968 dans le nord de la province, est entré en production en 1975. Les gisements de Cluff Lake et de Key Lake, découverts dans le bassin d'Athabasca respectivement en 1972 et en 1975, sont entrés en production en 1980 et en 1983.

<sup>15</sup> La mine Cigar Lake appartient à Cameco (50 %), Areva (37 %), Idemitsu (8 %) et Tepco (5 %); et la mine Midwest à Areva (69,16 %), Denison (25,17 %) et OURD Canada (5,67 %).

<sup>16</sup> <http://www.uic.com.au/nip41.htm>.

<sup>17</sup> Une tonne d'uranium pur équivaut à 1,17924 tonne de U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>.

<sup>18</sup> [http://www.cameco.com/media\\_gateway/news\\_releases/2007/news\\_release.php?id=203](http://www.cameco.com/media_gateway/news_releases/2007/news_release.php?id=203).

Les dépenses de prospection dans la région ont atteint un sommet à l'époque, ce qui a permis de trouver les gisements de Midwest, de McClean Lake et de Cigar Lake. En 1988, la société Cameco nouvellement créée a découvert l'énorme gisement de McArthur River. Le minerai des gisements découverts en Saskatchewan avait une teneur plus élevée que les ressources de l'Ontario, si bien que la compétitivité de l'industrie ontarienne de l'extraction d'uranium en a souffert. Les mines de l'Ontario ont cessé leurs activités au début des années 1990 et elles ont par la suite été déclassées. Toutes les activités de production d'uranium canadiennes se déroulent maintenant en Saskatchewan.

### 3.3.2 Raffinage, conversion et enrichissement de l'uranium

L'uranium doit subir un traitement supplémentaire pour servir de combustible dans un réacteur nucléaire. Après avoir éliminé les impuretés du « yellowcake » ( $U_3O_8$ ), on obtient le trioxyde d'uranium ( $UO_3$ ). L'étape suivante, celle du raffinage, varie en fonction du type de réacteur de puissance utilisé. Pour les réacteurs ne nécessitant pas d'uranium enrichi, par exemple les réacteurs CANDU existants, l'uranium sous forme de « yellowcake » est acheminé à une usine où il est converti en dioxyde d'uranium ( $UO_2$ ).

Si le combustible est destiné à des réacteurs à eau ordinaire, comme c'est le cas pour la plus grande partie de l'uranium exporté aux États-Unis, l'uranium doit d'abord subir plusieurs traitements supplémentaires. Premièrement, le « yellowcake » est converti en hexafluorure d'uranium ( $UF_6$ ), que l'on enrichit ensuite pour augmenter la proportion de  $^{235}U$  en éliminant la plus grande partie du  $^{238}U$ . La plupart des réacteurs à eau ordinaire exigent un contenu en  $^{235}U$  de l'ordre de 3 à 5 %. Pour y arriver, on sépare l'hexafluorure d'uranium gazeux en deux sous-produits, dont l'un est enrichi au niveau requis. Il s'agit d'uranium faiblement enrichi. Deux techniques s'offrent à nous pour enrichir l'hexafluorure d'uranium, soit la diffusion gazeuse et la méthode centrifuge. Enfin, l'hexafluorure d'uranium enrichi est reconverti en dioxyde d'uranium ( $UO_2$ ) enrichi.

L'uranium sous forme de « yellowcake » est acheminé par camion des usines de concentration de la Saskatchewan à la plus grande usine de raffinage d'uranium au monde, située à Blind River, en Ontario. Dans cette usine, propriété de Cameco Corporation, on élimine les impuretés du concentré pour ensuite le convertir en trioxyde d'uranium ( $UO_3$ ) au moyen d'un procédé chimique et physique en plusieurs étapes axé sur l'extraction par solvant. À partir de Blind River, la majeure partie du trioxyde d'uranium est envoyée à une autre usine de Cameco Corporation, à Port Hope, en Ontario, où ce produit est converti en dioxyde d'uranium ( $UO_2$ ) pour servir de combustible sous forme d'uranium naturel dans les réacteurs CANDU ou en hexafluorure d'uranium ( $UF_6$ ) pour être enrichi et converti par la suite en dioxyde d'uranium destiné aux réacteurs à eau ordinaire. Environ 80 % du  $UO_3$  produit à Blind River est converti en  $UF_6$ , puis expédié dans d'autres pays, où il est enrichi pour servir dans les réacteurs à eau ordinaire.

L'uranium naturel renferme 0,7 % d'uranium 235, l'isotope d'uranium qui présente un intérêt; l'enrichissement augmente le contenu en  $^{235}U$ , qui atteint ainsi l'ordre de 3 à 5 % requis pour les réacteurs à eau ordinaire. Le Canada ne compte aucune installation d'enrichissement.

### 3.3.3 Fabrication du combustible

La fabrication du combustible est la dernière étape des activités en amont du cycle. Le combustible utilisé dans les réacteurs se présente généralement sous la forme de pastilles de céramique. Pour transformer le dioxyde d'uranium ( $UO_2$ ) en pastilles, on le presse dans des formes cylindriques et on le cuit à haute température (plus de 1 400 °C). Les pastilles de céramique sont insérées dans des tubes métalliques pour former les crayons, qui sont ensuite regroupés en grappes. La fabrication du combustible varie en fonction du type de réacteur nucléaire. Le combustible n'est pas le même dans les réacteurs à eau lourde sous pression (REL), par exemple la technologie CANDU, que dans la plupart des autres types de réacteurs, par exemple les réacteurs à eau bouillante (REB) et ceux à eau sous pression (REP). Cet aspect sera examiné plus en détail dans le prochain chapitre, qui passe en revue les différentes technologies nucléaires.

À l'état naturel ou sous forme enrichie, le dioxyde d'uranium est pressé dans des formes cylindriques et durci par cuisson à haute température. On fabrique ensuite les pastilles qui formeront les grappes de combustible. Zircotec Precision Industries, filiale de Cameco Corporation récemment acquise, fabrique et assemble des grappes à Port Hope même. Pour sa part, Générale électrique du Canada (GE Canada) en fabrique également à Toronto et elle les achemine ensuite à son usine d'assemblage de Peterborough, en Ontario. Une grappe de combustible pour les réacteurs CANDU comporte 28 ou 37 crayons en alliage de zirconium renfermant les pastilles de dioxyde d'uranium. Chaque crayon a une longueur d'environ 50 cm. Ces installations de fabrication de combustible servent principalement à approvisionner le marché intérieur et à alimenter les réacteurs CANDU à l'étranger, car les principaux pays importateurs d'uranium ont leurs propres installations de fabrication. Zircotec approvisionne le site nucléaire de Bruce, tandis que GE Canada alimente Pickering et Darlington. À Cobourg, en Ontario, Zircotec fabrique aussi des tubes de zirconium pour les grappes de combustible, ainsi que certains composants et appareils de surveillance pour les réacteurs CANDU.

Toutes les installations susmentionnées sont titulaires de permis délivrés par la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) pour produire annuellement jusqu'à 1 800 mégagrammes (Mg) de pastilles de dioxyde d'uranium contenues dans les grappes de combustible.

### 3.4 Conclusion

Le présent chapitre fait le point sur l'électricité d'origine nucléaire au Canada et sa situation dans le contexte mondial. À l'heure actuelle, environ 55 % de la puissance du parc nucléaire mondial est répartie entre trois pays industrialisés, soit les États-Unis (26,6 %), la France (17,2 %) et le Japon (12,9 %). Avec ses cinq sites nucléaires (Pickering, Darlington, Bruce, Gentilly et Point Lepreau), le Canada arrive au huitième rang mondial.

D'après l'Association nucléaire canadienne (ANC), le Canada comptait 22 réacteurs CANDU en décembre 2007, mais seulement 18 sont actuellement en exploitation<sup>19</sup>. Les autres sont à l'arrêt, en réfection ou en déclassement<sup>20</sup>. On prévoit de remettre à neuf deux des quatre tranches hors service (tranches 1 et 2 de Bruce A), qui possèdent une puissance de 750 MW chacune, pour les redémarrer en 2010.

---

<sup>19</sup> ANC, *Innovier aujourd'hui pour un avenir meilleur – L'énergie nucléaire au Canada pour une électricité propre et fiable à prix abordable*, juin 2008.

<sup>20</sup> La plupart des renseignements présentés dans cette section ont été fournis par l'Association nucléaire canadienne ou le Groupe des propriétaires de CANDU et ils sont affichés dans leur site Web respectif.

Le cycle du combustible nucléaire va de l'extraction du minerai d'uranium à l'élimination des déchets nucléaires, mais le chapitre 3 se concentre sur les activités en amont du cycle. Le Canada possède les gisements à forte teneur connus les plus vastes de la planète. Parmi les autres activités en amont importantes, mentionnons la concentration de l'uranium, son enrichissement pour les réacteurs autres que ceux de la technologie CANDU ainsi que la fabrication du combustible. Toutes ces activités sont primordiales dans l'économie canadienne.

Comme en témoigne le présent chapitre, le Canada possède une longue et riche histoire dans le domaine de la science nucléaire et il est appelé à demeurer un important acteur de l'industrie dans un avenir prochain.

## CHAPITRE 4 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET ENVIRONNEMENT

Comme de nombreux pouvoirs publics de toutes les régions du Canada accordent une importance accrue à la performance environnementale du secteur de la production d'électricité, il est opportun d'évaluer les impacts environnementaux de ses différentes filières.

La finalité de la présente étude consiste à recenser et à analyser les impacts environnementaux actuels et éventuels du cycle de vie (émissions de gaz à effet de serre, autres polluants atmosphériques, polluants aquatiques et rayonnements) de la production d'électricité de base. L'étude compare trois filières de production, soit l'énergie nucléaire, le charbon et le gaz naturel. Toutes ces filières contribuent de façon appréciable à la production d'électricité au Canada et elles ont des répercussions sur notre environnement.

L'analyse du cycle de vie (ACV) est l'un des outils utilisés pour les besoins de l'étude. Comme nous l'avons mentionné dans la section du chapitre 1 consacrée à l'analyse documentaire, on trouve deux grandes catégories de méthodes, soit l'ACV des processus et l'ACV des intrants-extrants économiques (ACV-IEE). L'ACV des processus examine les impacts environnementaux d'une activité, soit du début à la fin du cycle, c'est-à-dire « du berceau au tombeau » (« from cradle to grave » en anglais). L'activité est divisée en étapes ou en processus. On examine les impacts environnementaux de chaque processus, après quoi on additionne ces impacts pour déterminer l'impact global par unité d'activité, par exemple la quantité de CO<sub>2</sub> par kilowattheure d'électricité produite.

L'étude fait appel à l'ACV des processus, méthode efficace pour évaluer les aspects environnementaux associés aux différentes filières de production d'électricité au cours de leur cycle de vie. De façon générale, cette analyse peut aider à prendre des décisions éclairées concernant le portefeuille énergétique et à améliorer par le fait même sa performance environnementale. Pour l'Ontario, elle pourrait se traduire par l'adoption de technologies vertes afin de maximiser la valeur des sources, renouvelables ou non, en réduisant les impacts environnementaux. La province y gagnera au chapitre de la durabilité de son économie et de la mise en valeur de ses ressources naturelles.

Le présent chapitre présente une méthode d'ACV répondant aux besoins de l'étude. Cette méthode est utilisée pour évaluer et analyser les impacts environnementaux de la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire, de charbon et de gaz naturel. Le chapitre est divisé en trois sections. La première, qui examine la méthode d'ACV retenue et définit les termes techniques employés dans le présent rapport, comprend quatre parties : définition des objectifs et du champ de l'étude; inventaire du cycle de vie; évaluation de l'impact du cycle de vie; et interprétation du cycle de vie. La deuxième section analyse le cadre méthodologique pour l'inventaire du cycle de vie. La troisième décrit les centrales nucléaires, au charbon et au gaz naturel en Ontario ainsi que leur approvisionnement en combustible. Vient ensuite un résumé des résultats de l'inventaire du cycle de vie. Enfin, les annexes D et E présentent certains calculs en détail ainsi qu'une copie d'écran de plusieurs feuilles de calcul électronique Excel du modèle d'ACV mis au point par le CERI.

#### 4.1 Méthode d'ACV et définitions

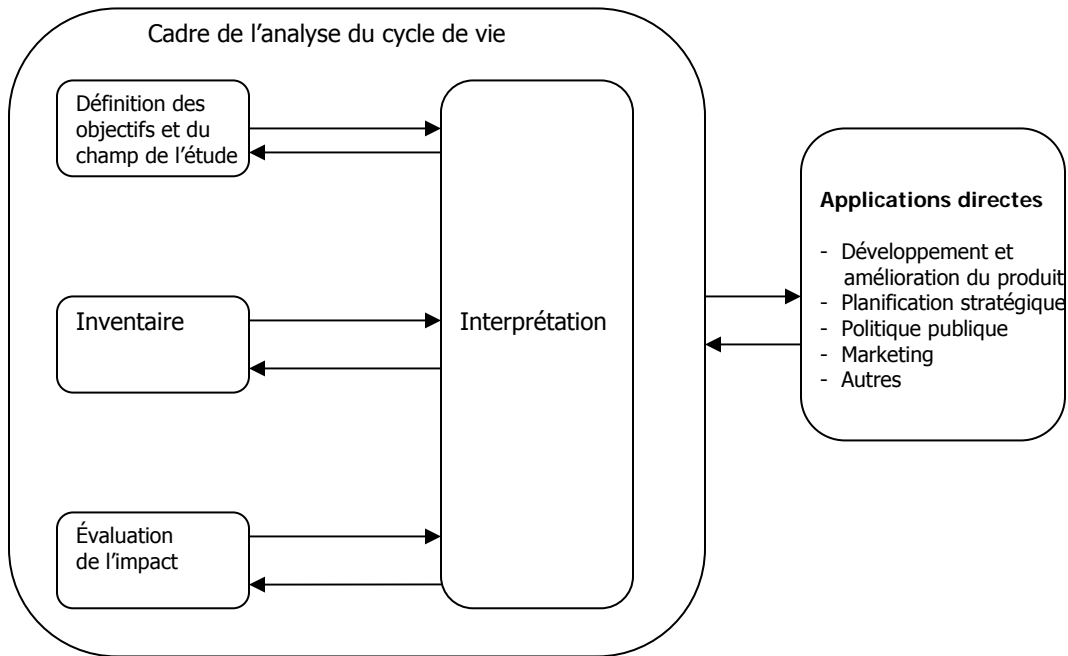
Comme nous l'avons déjà mentionné, les auteurs de l'étude ont utilisé comme ligne directrice la norme ISO 14040 publiée par l'Organisation internationale de normalisation (ISO). En vertu de cette norme d'une vingtaine de pages, l'utilisateur est également tenu de respecter la norme ISO 14044, qui présente des normes secondaires et des procédures détaillées auxquelles il doit se conformer dans la mesure du possible. Le respect de ces normes garantit l'exactitude des données en plus de renforcer la crédibilité de l'analyse, car d'autres intervenants les ont déjà jugées raisonnables et généralement appropriées. Le CERI a tout mis en œuvre pour assurer la rigueur et l'exhaustivité de l'analyse. Pour permettre une démarche souple, pratique et réaliste, il n'a toutefois pas toujours été possible d'appliquer ces normes de façon stricte. Par exemple, en vertu des normes ISO, avant de publier les résultats d'une ACV, on doit les soumettre à un examen critique par toutes les parties intéressées. Or, cet examen externe ne relève pas du champ du présent projet.

Selon les normes internationales de la série ISO 14040, l'ACV constitue une approche systématique en quatre phases :

- Définition des objectifs et du champ de l'étude
- Inventaire du cycle de vie
- Évaluation de l'impact du cycle de vie
- Interprétation du cycle de vie

La présente section est divisée en quatre parties correspondant à ces phases. La figure 4.1 illustre le lien entre les quatre phases et les applications de l'ACV.

**Figure 4.1**  
**Phases d'une ACV**



Source : ISO 14040, 2006(F).

Puisque l'objectif de notre rapport consiste à comparer les aspects environnementaux de différentes filières de production d'électricité en Ontario, la phase d'évaluation de l'impact du cycle de vie ne relève pas non plus du champ du projet. Autrement dit, comme l'ampleur des émissions varie d'une filière à l'autre, l'ampleur de l'impact sur l'environnement sera différente dans chaque cas. Par ailleurs, l'étude exclut la conversion des émissions en impacts, car il faudrait une énorme quantité de ressources pour évaluer pleinement les impacts complexes et profonds associés à une combinaison donnée d'émissions. C'est pourquoi le rapport couvre toutes les autres phases de l'ACV, mais non l'évaluation de l'impact.

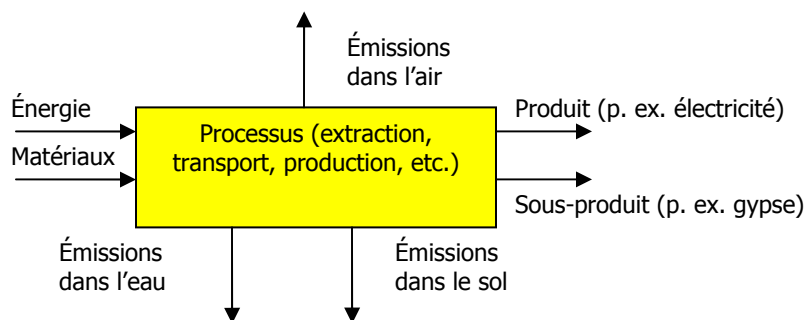
#### 4.1.1 Définition des objectifs et du champ de l'étude

L'**objectif** de l'ACV consiste à comparer tous les impacts environnementaux associés à la production d'un térawattheure (TWh – un milliard de kilowattheures) d'électricité par les centrales nucléaires, au charbon ou au gaz naturel en Ontario. Le CERI établit une comparaison entre ces filières selon le nombre de tonnes de polluants générés par la production de 1 TWh au cours du cycle de vie.

En ce qui a trait au **champ de l'étude**, l'ACV a été effectuée, pour les besoins du présent rapport, au niveau des différentes centrales en évitant le prototypage dans la mesure du possible. C'est pourquoi on dit qu'il s'agit d'une méthode d'ACV reposant sur la « modélisation de processus ». Suivant cette méthode, après avoir élaboré un schéma fonctionnel ou un arbre de processus faisant état de tous les processus utiles, on recueille ou on estime tous les flux entrants et sortants relatifs à chaque processus. Pour chacun des processus d'un système, on analyse les intrants et les extrants sous forme d'énergie et de matériaux. Enfin, tous les éléments d'information sont réunis pour tracer un portrait détaillé des émissions associées à l'utilisation des

différentes filières de production d'électricité. La figure 4.2 illustre le concept de processus élémentaire.

**Figure 4.2**  
**Exemple de processus élémentaire**



Le CERI s'est efforcé de recueillir autant de données que possible pour tous les processus. Au besoin, il a réuni des données de différentes sources et les a comparées pour obtenir les valeurs les plus fiables. Lorsque les données sur certains processus au niveau des centrales étaient insuffisantes ou non disponibles, le CERI a pris en compte la performance générique de certains processus. Pour des processus similaires ou identiques, par exemple les centrales au gaz utilisant la même technologie, il a appliqué au groupe dans son ensemble les valeurs calculées pour une installation. De plus, lorsque cette façon de procéder était appropriée, il a utilisé des formulations génériques pour calculer les impacts environnementaux.

Le CERI a exploré toutes les sources connues et recueilli un imposant jeu de données fort utiles sur les nombreux processus inhérents à la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire, de charbon ou de gaz naturel.

L'ACV, qui trace le portrait des activités de production d'électricité en 2005 et en 2006, se rapporte expressément au secteur ontarien de la production d'électricité et à ses filières. Elle couvre uniquement l'exploitation des installations à l'intérieur des frontières du système définies dans le prochain paragraphe. Ainsi, sans être inclus explicitement, les processus tels que la prospection, la construction, le déclassement et la gestion des déchets sont abordés dans une optique générale.

Pour déterminer les processus élémentaires à inclure dans l'ACV, il faut établir les **frontières du système** en prenant en compte la finalité de l'étude. D'après les critères susmentionnés, la présente ACV de processus comporte les étapes suivantes :

- Préparation du combustible (extraction ou production et traitement)
- Transport du combustible
- Activités de production d'électricité au sein de la centrale



Nous nous pencherons plus loin dans le présent chapitre sur les frontières du système en particulier, mais il vaut la peine de mentionner que les processus tels que la construction, le déclassement, la fabrication d'eau lourde et la gestion des déchets sont abordés à différentes occasions dans le rapport, sans toutefois être pris en compte dans l'inventaire du cycle de vie. Toutefois, la prospection ne relève pas du champ de l'étude.

Comme la construction des centrales touche les trois filières de production d'électricité, elle sera analysée dans les prochains paragraphes. Après avoir consacré des recherches aux émissions imputables au cycle de vie à toutes les étapes de la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire, de charbon et de gaz naturel, le CERI a décidé de ne pas prendre en compte les émissions générées pendant la construction des centrales. Deux raisons justifient cette décision.

Premièrement, les émissions de CO<sub>2</sub> générées en fonction du nombre de térawattheures produits au cours de la construction des centrales nucléaires sont similaires à celles observées dans le cas des centrales au charbon ou au gaz naturel. Ainsi, comme en témoigne le tableau 4.1, les émissions à l'étape de la construction sont pratiquement les mêmes pour les trois filières de production à l'étude.

**Tableau 4.1**  
**Émissions générées au cours de la construction des centrales**  
**pour différentes technologies de production d'électricité<sup>21</sup>**

Filière de production	kt de CO <sub>2</sub> par TWh	Ratio des émissions de CO <sub>2</sub> liées à la construction— émissions de CO <sub>2</sub> liées à l'exploitation (%)
Cycle combiné à gazéification intégrée – charbon	1,10	0,14
Charbon supercritique – charbon	1,49	0,18
Turbine à gaz à cycle combiné – gaz	0,95	0,22
Sizewell C (REP) – nucléaire	2,22	6,89

Le tableau 4.2 vient compléter le tableau 4.1, car les émissions de CO<sub>2</sub> au cours de la construction sont sensiblement proportionnelles à la quantité de matériaux utilisés<sup>22</sup>. Il précise la quantité de matériaux correspondant aux différentes filières de production d'électricité.

<sup>21</sup> Estimations pour le cycle de vie à partir du tableau 2 de S. Andeseta et coll., « CANDU Reactors and Greenhouse Gas Emissions », <http://www.computare.org/Support%20documents/Publications/Life%20Cycle.htm>; consulté le 20 octobre 2008.

<sup>22</sup> S. Andeseta et coll., « CANDU Reactors and Greenhouse Gas Emissions », <http://www.computare.org/Support%20documents/Publications/Life%20Cycle.htm>; consulté le 20 octobre 2008.

**Tableau 4.2**  
**Quantité de matériaux utilisés dans la construction des centrales**  
**pour différentes technologies de production d'électricité, vers 1983<sup>23</sup>**  
**(milliers de tonnes d'EJ/an)**

Filière de production	Acier	Béton	Autres métaux
Charbon – électricité	1 500	5 500	30
Charbon – combustible synthétique	600	*	30
CANDU du palier 900 MWe (1995)	1 600	14 000	*
Réacteur à eau ordinaire	2 500	15 000	125
CANDU du palier 600 MWe (1995)	1 400	18 000	*
Énergie hydraulique	3 500	60 000	200
Énergie éolienne	8 000	35 000	1 000
Énergie de la biomasse	4 500	12 000	*

Nota : \* Donnée non disponible; - Valeur négligeable.

En outre, la troisième colonne du tableau 4.1, qui indique le ratio des émissions de CO<sub>2</sub> liées à la construction aux émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'exploitation, confirme que les émissions générées au cours de la construction sont négligeables si on les compare à celles imputables à l'exploitation des centrales au charbon ou au gaz naturel. En fait, elles représentent moins du tiers de 1 % des émissions découlant de l'exploitation. C'est pourquoi il est justifié de ne pas les prendre en compte. D'après la norme ISO 14044, *Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Exigences et lignes directrices*, on peut omettre des phases, des processus, des intrants ou des extrants du cycle de vie si cette omission ne modifie pas de façon appréciable les conclusions globales de l'étude. Bien que le ratio des émissions liées à la construction aux émissions liées à l'exploitation soit passablement plus élevé dans le cas des centrales nucléaires que dans celui des centrales au charbon ou au gaz naturel, il ne faut pas oublier que les émissions réelles générées au cours de la construction, représentant 2,22 kt par térawattheure, ne sont pas en chiffres absolus beaucoup plus élevées que celles de l'ordre de 0,95 à 1,49 kt attribuables aux filières charbon et gaz naturel.

Pour ces raisons, on peut conclure que l'inclusion ou l'exclusion des émissions de CO<sub>2</sub> liées à la construction n'influe guère sur l'issue de l'étude, qui compare les émissions globales imputables au cycle de vie.

En outre, plusieurs impacts environnementaux présentent un intérêt majeur dans le cadre de la présente étude. Les polluants les plus importants sont les suivants :

- **Gaz à effet de serre (GES)**
  - Dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>)
  - Méthane (CH<sub>4</sub>)
  - Oxyde de diazote (N<sub>2</sub>O)

<sup>23</sup> Estimations pour le cycle de vie à partir du tableau 2 de S. Andeseta et coll., « CANDU Reactors and Greenhouse Gas Emissions », <http://www.computare.org/Support%20documents/Publications/Life%20Cycle.htm>; consulté le 20 octobre 2008.

- **Principaux contaminants atmosphériques (PCA)**
  - Dioxyde de soufre
  - Monoxyde de carbone
  - Oxydes d'azote
  - Composés organiques volatils (COV)
  - Matières particulaires
  
- **Autres polluants atmosphériques**
  - Plomb
  - Mercure
  - Arsenic
  - Uranium
  
- **Polluants aquatiques**
  - Plomb
  - Mercure
  - Arsenic
  - Uranium
  
- **Rayonnements**
  - Tritium
  - Autres

#### **4.1.2 Inventaire du cycle de vie**

L'inventaire du cycle de vie (ICV) comprend la collecte de données et les calculs permettant de chiffrer les impacts environnementaux des différents processus. Cette phase de l'ACV est un processus itératif qui exige une quantité considérable de données. Après avoir recueilli ou estimé les données sur les impacts environnementaux de tous les processus d'un système (comme l'énergie nucléaire), on regroupe les émissions de même nature pour ensuite les convertir en tonnes d'émissions générées par térawattheure produit. Enfin, le CERI peut comparer différentes filières de production et déterminer celle qui est la plus inoffensive pour l'environnement. Les ICV détaillés des différentes filières seront examinés dans les sous-sections qui leur sont consacrées ci-après.

#### **4.1.3 Évaluation de l'impact du cycle de vie**

L'évaluation de l'impact du cycle de vie détermine l'importance des risques environnementaux éventuels à partir des résultats de l'inventaire du cycle de vie. Comme nous l'avons déjà mentionné, cette phase de l'ACV ne relève pas du champ du présent projet. Autrement dit, comme l'ampleur des émissions varie d'une filière à l'autre, l'ampleur de l'impact sur l'environnement sera différente dans chaque cas. Par ailleurs, l'étude exclut l'évaluation des impacts, car il faudrait une énorme quantité de ressources pour évaluer pleinement les impacts complexes et profonds associés à une séquence d'activités de production d'électricité. C'est pourquoi le rapport couvre toutes les autres phases de l'ACV, mais non l'évaluation de l'impact.

#### **4.1.4      Interprétation du cycle de vie**

L'interprétation du cycle de vie est la phase de l'ACV au cours de laquelle les résultats de l'ICV sont étudiés et interprétés. On examine alors les limites et les résultats de l'ICV et on compare différentes filières de production d'électricité.

#### **4.2      Cadre méthodologique pour l'inventaire du cycle de vie**

Après avoir défini les objectifs et le champ de l'étude pour le projet, on prépare plusieurs feuilles de calcul électronique à l'aide du logiciel Excel de Microsoft afin de recueillir ou d'estimer les données sur les émissions pour chacun des processus au moment de l'inventaire du cycle de vie. Les tableaux D.1, D.2 et D.3 de l'annexe D présentent des exemples de feuilles de calcul. En additionnant les émissions attribuables aux différents processus, on obtient les émissions du cycle de vie des filières nucléaire, charbon et gaz naturel. Au moment de l'inventaire du cycle de vie, on répertorie les sources de données et, dans certains cas, on vérifie la validité des données en consultant d'autres sources. Comme nous l'avons déjà mentionné, lorsque les données réelles n'étaient pas disponibles, le CERI a utilisé différents calculs ou estimations.

Pour estimer les polluants associés à chaque processus (par exemple l'extraction du minerai et la concentration de l'uranium) dans un système (par exemple la filière nucléaire), le CERI utilise l'information présentée dans les bilans des intrants et des extrants de matériaux et d'énergie concernant les installations visées. Afin de chiffrer les émissions associées à des intrants de matériaux et d'énergie particuliers, il faut utiliser différents facteurs d'émissions et d'efficacité pour des processus visés. Dans les cas où ces bilans n'étaient pas disponibles, nous avons estimé les émissions au moyen du logiciel GHGenius de Ressources naturelles Canada, qui a été utilisé et cité dans le cadre de nombreuses ACV portant sur les biocarburants au pays. En outre, ce logiciel comporte plusieurs inventaires du cycle de vie intégrés pour différentes installations de production d'électricité au Canada et il permet de sélectionner le réseau électrique de l'Ontario comme réseau à l'étude pour l'ACV. Puisque GHGenius fait appel à de nombreuses feuilles de calcul Excel interreliées, il est possible de le modifier ou de le mettre à jour de manière à obtenir les meilleurs résultats possible pour les études de cas du CERI.

Les résultats des trois ICV sont ensuite comparés et analysés. La section 4.3 présente les ACV pour les centrales nucléaires, au charbon et au gaz naturel en Ontario. Une comparaison des résultats des ICV pour ces trois filières est suivie des conclusions.

#### **4.3      Application de l'ACV aux différentes filières de production d'électricité en Ontario**

La présente section présente l'ACV pour les centrales nucléaires, au charbon et au gaz naturel en Ontario.

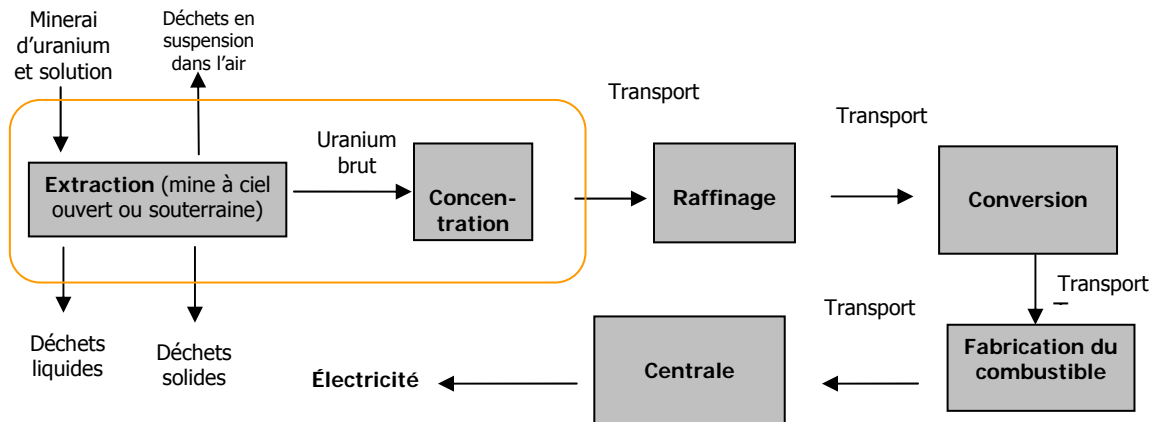
#### 4.3.1 Production électronucléaire en Ontario

Sur la base des hypothèses et des détails présentés à la section 4.1, les **frontières du système ont été définies pour la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire** en Ontario. Pour cette ACV, elles englobent l'exploitation de toutes les centrales en activité en 2005 et en 2006. On mesure la production immédiatement avant l'entrée de l'électricité dans le réseau de transport. La figure 4.3 illustre les frontières du système pour la production électronucléaire en Ontario. Comme nous l'avons mentionné au chapitre 3, la séquence d'activités débute par l'extraction du minerai dans les mines d'uranium à ciel ouvert ou souterraines. À l'heure actuelle, toutes les activités d'extraction d'uranium au Canada se déroulent en Saskatchewan. Une fois le minerai à la surface, il faut en séparer l'uranium. C'est le procédé de concentration, qui se déroule généralement près de la mine. L'utilisation d'une solution alcaline forte ou d'un acide permet d'extraire l'uranium de la pechblende et de provoquer sa précipitation. On obtient ainsi un concentré d'oxyde d'uranium ( $U_3O_8$ , aussi appelé « yellowcake »). L'usine de concentration de Key Lake, à 80 km de McArthur River, est la plus vaste du monde. Étant donné que l'extraction et la concentration sont des activités connexes et qu'elles se déroulent généralement dans la même installation, on considère qu'il s'agit d'un seul processus.

L'uranium sous forme de « yellowcake » est acheminé par camion des usines de concentration de la Saskatchewan à la plus grande usine de raffinage d'uranium au monde, située à Blind River, en Ontario. Dans cette usine, propriété de Cameco Corporation, on élimine les impuretés du concentré pour ensuite le convertir en trioxyde d'uranium ( $UO_3$ ) au moyen d'un procédé chimique et physique en plusieurs étapes axé sur l'extraction par solvant. À partir de Blind River, la majeure partie du trioxyde d'uranium est envoyée à une autre usine de Cameco Corporation, à Port Hope, en Ontario, où ce produit est converti en dioxyde d'uranium ( $UO_2$ ) pour servir de combustible sous forme d'uranium naturel dans les réacteurs CANDU ou en hexafluorure d'uranium ( $UF_6$ ) pour être enrichi et converti par la suite en dioxyde d'uranium destiné aux réacteurs à eau ordinaire.

Le dioxyde d'uranium est ensuite acheminé aux installations de fabrication des pastilles de combustible pour les réacteurs CANDU. Enfin, on transporte les grappes au site des réacteurs CANDU, où elles servent à la production d'électricité, qui représente la fin du cycle de vie dans la présente étude.

**Figure 4.3**  
**Frontières du système pour la production électronucléaire**



Ainsi que nous l'avons déjà mentionné, sans être inclus explicitement dans l'ACV, les processus tels que la prospection, la construction, le déclassé<sup>24</sup>, la fabrication d'eau lourde<sup>25</sup> et la gestion des déchets<sup>26</sup> sont abordés dans une optique générale. Comme l'illustre la figure 4.2, chacun des encadrés ci-dessus est considéré comme un processus comportant ses propres intrants, extrants et émissions.

Les installations et activités recensées et visées par l'inventaire du cycle de vie pour la production électronucléaire sont les suivantes :

- Extraction et concentration – Key Lake, McArthur River, Rabbit Lake et McClean Lake
- Raffinage – Blind River
- Conversion – Port Hope
- Fabrication du combustible – Zircatec à Port Hope ainsi que GEC à Toronto et à Peterborough
- Centrales – Pickering A et B, Bruce A et B ainsi que Darlington

<sup>24</sup> Comme aucune centrale nucléaire n'a été déclassée à ce jour en Amérique du Nord (ni ailleurs dans le monde), il ne serait pas approprié de prendre en compte le déclassé pour les autres filières. C'est pourquoi il a été exclu de l'analyse, ce qui ne devrait pas à notre avis avoir une incidence appréciable. Lorsque l'on disposera de données supplémentaires, il vaudrait la peine de réexaminer cette hypothèse.

<sup>25</sup> D'autres pays produisent de l'eau lourde, mais on n'en fabrique pas actuellement au Canada. Les besoins intérieurs sont comblés au moyen des stocks existants. L'usine d'eau lourde de Bruce a produit environ 16 000 tonnes pendant sa durée de vie, alors qu'il faut quelque 48 tonnes pour compenser les pertes annuelles des réacteurs CANDU en exploitation en Ontario. Pour les besoins de la présente ACV, nous n'avons pas accès aux données sur les émissions associées à la production d'une tonne d'eau lourde dans cette usine ou une nouvelle usine utilisant une technologie plus moderne. L'usine de Bruce, qui utilisait le procédé au sulfure d'hydrogène de Girdler, générerait sûrement une quantité appréciable d'émissions de soufre.

<sup>26</sup> Voir l'analyse au chapitre 5 – section 5.1.2.3 concernant la réglementation et la gestion du combustible irradié au Canada.

#### 4.3.1.1 Données

La prochaine section fait état des problèmes liés aux données et des sources. Elle est divisée de la même manière que les frontières du système : extraction et concentration; raffinage et conversion; fabrication du combustible; et production d'électricité. Lorsque les données réelles sur la consommation d'énergie ou les émissions de GES n'étaient pas disponibles, nous avons utilisé le logiciel GHGenius afin d'estimer leur valeur pour chacun des processus à prendre en compte.

##### Extraction et concentration

La société Cameco exploite la mine McArthur River et l'usine de concentration connexe de Key Lake de même que la mine Rabbit Lake et son usine de concentration, tandis qu'AREVA Resources Canada Inc. exploite la mine McLean Lake et son usine de concentration, qui appartiennent toutefois en partie à Denison Mines et à OURD Canada Ltd. Les données sur la production des activités d'extraction et de concentration (pour 2005 et 2006) ont été trouvées dans le site Web de la société Cameco<sup>27</sup>, car cette entreprise possède la plupart des installations d'extraction et de concentration en Saskatchewan. Plus précisément, les intrants et les extrants de matériaux pour la mine McArthur River, la mine Rabbit Lake et son usine de concentration et l'usine de concentration Key Lake sont présentés dans le site Web de Cameco Corporation sur une base trimestrielle et annuelle. Les données sur la quantité de minerai extrait de la mine McClean Lake ont été obtenues auprès de la société Denison Mines, dont le formulaire d'information annuel est affiché dans le site Web SEDAR<sup>28</sup>. Un tableau faisant état du « yellowcake » issu du procédé de concentration figure dans une publication annuelle de l'industrie saskatchewanaise de l'uranium intitulée *Uranium in Saskatchewan*<sup>29</sup>.

En ce qui a trait aux émissions, toutes les données sur les polluants sont tirées de l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP) d'Environnement Canada et de l'inventaire du *Règlement sur les effluents des mines de métaux*. Dans ce cas, les émissions de GES générées par les machines au diesel utilisées pour extraire l'uranium ont été estimées au moyen du logiciel GHGenius, car ces données ne figurent dans aucun rapport disponible.

##### Raffinage et conversion

L'usine de raffinage d'uranium de Blind River et l'usine de conversion de Port Hope, toutes deux en Ontario, appartiennent exclusivement à la société Cameco. Les données sur la production de UO<sub>3</sub> à l'usine de Blind River et sur la quantité envoyée à celle de Port Hope aux fins de sa conversion en UO<sub>2</sub> ou en UF<sub>6</sub> sont tirées du site Web de l'entreprise.

De même, les données sur les principaux contaminants atmosphériques (PCA) et les autres polluants ont été recueillies dans l'INRP et les émissions de GES ont été estimées cette fois encore à l'aide du logiciel GHGenius.

---

<sup>27</sup> [http://www.cameco.com/operations/uranium/mcarthur\\_river/annual\\_production.php](http://www.cameco.com/operations/uranium/mcarthur_river/annual_production.php).

<sup>28</sup> [http://www.sedar.com/homepage\\_fr.htm](http://www.sedar.com/homepage_fr.htm).

<sup>29</sup> [http://www.cameco.com/uranium\\_101/uranium\\_sask/](http://www.cameco.com/uranium_101/uranium_sask/).

### **Fabrication du combustible**

L'Ontario compte trois usines de fabrication du combustible qui convertissent le  $UO_2$  ou le  $UF_6$  en un combustible synthétique destiné à des centrales nucléaires du monde entier. Aucune donnée se rapportant à ces installations n'était disponible pour 2005. Comme la société Cameco a acquis l'usine de Zircatec en février 2006, l'information sur la production de combustible synthétique entre février et décembre 2006 était affichée dans son site Web. Les deux autres usines de conversion, exploitées par Générale électrique du Canada Inc., n'ont publié aucune donnée sur leur production.

Par ailleurs, aucune information n'a été présentée sur les émissions de ces usines, probablement parce qu'elles se situaient sous le seuil de déclaration. C'est pourquoi nous avons estimé leur valeur.

### **Centrales**

La société d'État Ontario Power Generation (OPG) est propriétaire des centrales Darlington et Pickering A et B, dont elle assure l'exploitation. La production de ces centrales en 2005 et en 2006 est affichée dans son site Web<sup>30</sup>. Le troisième site nucléaire, qui comprend les centrales Bruce A et B, est exploité par la société Bruce Power (OPG, qui en demeure propriétaire, le lui a cédé en location en vertu d'un bail à long terme). On peut trouver dans les rapports annuels de Bruce Power l'information sur sa production annuelle<sup>31</sup>.

Les données sur les émissions des trois centrales, par exemple les polluants atmosphériques et aquatiques, sont tirées de l'INRP. Les données sur les rayonnements pour 2005 et 2006 proviennent aussi de publications annuelles trouvées dans le site Web d'OPG ou de Bruce Power selon le cas.

### **Transport**

Les données sur les émissions de GES imputables au transport de l'uranium des mines de la Saskatchewan aux usines de l'Ontario puis aux centrales nucléaires proviennent du site Web de l'Office de l'efficacité énergétique de Ressources naturelles Canada (RNCan). En ce qui a trait aux distances de transport, le CERI a posé les hypothèses suivantes :

---

<sup>30</sup> <http://www.ontla.on.ca/library/repository/ser/223468/2006q4-yearend.pdf>.

<sup>31</sup> <http://www.brucepower.com/uc/GetDocument.aspx?docid=2429>.



**Tableau 4.3**  
**Distances pour le transport routier dans l'industrie nucléaire**  
**(des mines et des usines de concentration aux centrales)**

Milles	Kilomètres	Matière	Segment de trajet
50	80	Minerai d'uranium	De McArthur River à Key Lake
137	220	« Yellowcake »	De Key Lake à Pinehouse
155	250	« Yellowcake »	De Pinehouse à Prince Albert
134	215	« Yellowcake »	De Prince Albert à Dafoe
110	177	« Yellowcake »	De Dafoe à Yorkton
100	161	« Yellowcake »	De Yorkton à Dauphin
38	61	« Yellowcake »	De Dauphin à Junction
85	137	« Yellowcake »	De Junction à Minnedosa
28	45	« Yellowcake »	De Minnedosa à Brandon
552	888	« Yellowcake »	De Brandon à Thunder Bay
438	705	« Yellowcake »	De Thunder Bay à Sault Ste Marie
86	138	« Yellowcake »	De Sault Ste Marie à Blind River
<b>1 863</b>	<b>2 997</b>	<b>« Yellowcake »</b>	<b>De Key Lake à Blind River (total partiel)</b>
337	543	UO <sub>3</sub>	De Blind River à Toronto (Port Hope)
31	50	UO <sub>2</sub>	De Port Hope à Peterborough
81	130	Combustible semi-fabrique	De Peterborough à Toronto
16	25	Combustible fabrique	De Toronto à la centrale Darlington

Les distances sont tirées de différentes sources, notamment Internet, un atlas routier Rand McNally et une carte routière MapArt Publishing de la Saskatchewan et de l'Alberta.

D'après l'Office de l'efficacité énergétique de RNCAN, 226 milliards de tonnes-kilomètres (t-km) de marchandises ont été transportées par camion lourd en 2005, générant ainsi 36,96 mégatonnes d'émissions de gaz à effet de serre, soit 164 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> par million de tonnes-kilomètres. Selon Statistique Canada, les centrales ontariennes ont consommé 1 429,5 tonnes d'uranium en 2005, soit l'équivalent de 6,94 millions de tonnes-kilomètres. Par conséquent, les émissions de GES imputées ont été calculées comme suit :  $164 \times 6,94 = 1\,139$  tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub>. Toujours d'après Statistique Canada, la production électronucléaire de l'Ontario a atteint 77,9 TWh en 2005. On peut donc estimer le facteur d'émissions de GES pour l'industrie nucléaire de la façon suivante :  $1\,139 \text{ t} / 77,9 \text{ TWh} = 14,6$  tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> par térawattheure.

#### 4.3.1.2 Inventaire du cycle de vie

La présente section fait état des résultats de l'inventaire du cycle de vie (ICV) pour la production électronucléaire en Ontario. Afin de dresser cet inventaire, il faut entrer dans la feuille de calcul électronique les données recueillies pour chacun des processus (voir les exemples de feuilles de calcul, figures D.1 à D.7, annexe D). Après avoir converti les données en unités similaires, on les additionne, puis on calcule les émissions par térawattheure. Le transport en amont est compris dans tous les processus et, par souci de simplicité, il est basé sur des distances représentatives entre plusieurs points d'origine et de destination. On présume que le transport se fait par la route

et que la distance représentative totalise 3 825 km<sup>32</sup>. Le CERI a aussi posé comme hypothèse que le diesel est le seul carburant utilisé par les camions. Le tableau 4.4 présente les données estimatives regroupées pour tous les processus de la production électronucléaire à l'intérieur des frontières du système définies à la figure 4.3.

**Tableau 4.4**  
**Résultats de l'analyse du cycle de vie pour la production**  
**de 1 TWh d'électricité à partir d'énergie nucléaire en Ontario**

Émissions (moyenne en 2005 et en 2006)	Unité	Extraction et concentration	Raffinage et conversion	Fabrication du combustible	Centrales	Émissions au cours du cycle de vie
<b>Principaux contaminants atmosphériques</b>	<b>t/TWh</b>	<b>1,53</b>	<b>0,11</b>	<b>0,00</b>	<b>10,78</b>	<b>12,42</b>
Dioxyde d'azote (NO <sub>2</sub> )	t/TWh	0,23	0,11	0,00	2,11	2,45
Dioxyde de soufre	t/TWh	0,46	0,00	0,00	8,08	8,54
Monoxyde de carbone	t/TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Matières particulaires	t/TWh	0,02	0,00	0,00	0,58	0,61
Composés organiques volatils	t/TWh	0,81	0,00	0,00	0,00	0,81
<b>Autres polluants atmosphériques</b>						
Plomb (et ses composés)	kg/TWh	0,00	0,03	0,00	0,06	0,09
Mercuré (et ses composés)	kg/TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Arsenic	kg/TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Radionucléides	TBq/TWh	7,02	0,00	0,00	32,83	39,85
<b>Polluants aquatiques</b>						
Arsenic	kg/TWh	0,19	0,00	0,00	0,00	0,19
Radionucléides	TBq/TWh	0,00	0,00	0,00	21,04	21,04
<b>Émissions de GES – éq. CO<sub>2</sub></b>	<b>t/TWh</b>	<b>1 609,22</b>	<b>103,23</b>	<b>124,18</b>	<b>0,11</b>	<b>1 836,74</b>

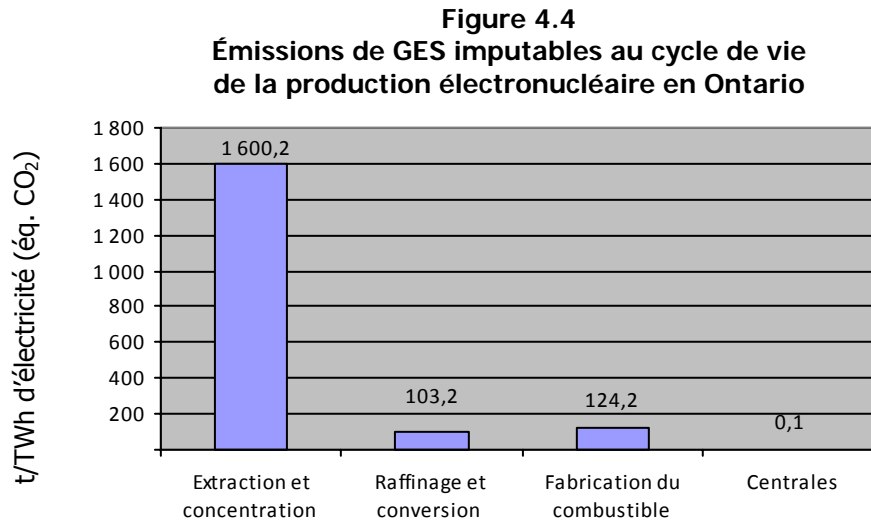
Nota : Les valeurs nulles (0,00) indiquent des émissions négligeables ou des données non déclarées.

<sup>32</sup> Distance de McArthur River → Key Lake → Blind River → Port Hope → Peterborough → Toronto → Darlington.

Comme en fait état le tableau 4.4, la plupart des émissions de radionucléides imputables au cycle de la production électronucléaire sont générées par les centrales, les émissions sur les sites d'extraction étant relativement modestes.

L'ACV montre que le processus d'extraction et de concentration constitue la principale source d'émissions de GES. Nous avons toutefois été incapables d'estimer les émissions de GES associées aux génératrices d'urgence alimentées par combustible fossile dans les centrales nucléaires, mais tout indique qu'elles sont peu importantes.

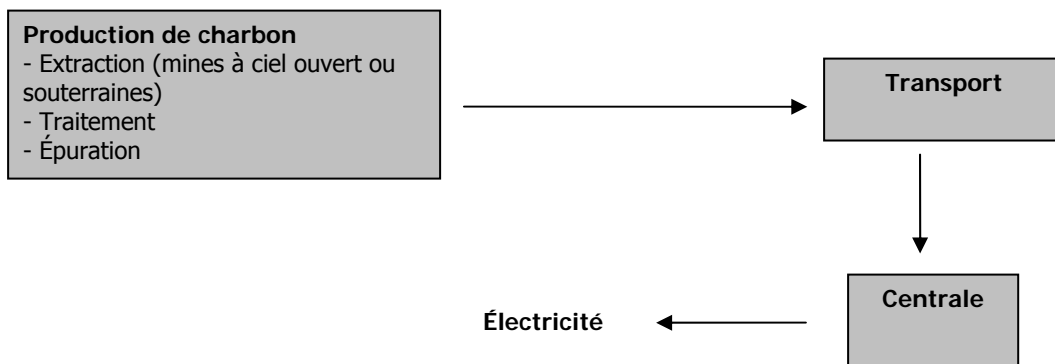
La figure 4.4 résume les résultats se rapportant à la production électronucléaire.



#### 4.3.2 Production d'électricité à partir de charbon en Ontario

Sur la base des hypothèses et des détails présentés à la section 4.1, les **frontières du système ont été définies pour la production d'électricité à partir de charbon** en Ontario. Pour cette ACV, elles englobent la portion applicable de l'exploitation de toutes les centrales en activité en 2005 et en 2006 en amont des activités de transport. La figure 4.5 illustre la séquence des activités pour cette filière.

**Figure 4.5**  
**Frontières du système pour la production d'électricité à partir de charbon**



Comme l'illustre la figure 4.5, chacun des encadrés ci-dessus est considéré comme un processus comportant ses propres intrants, extrants et émissions. Étant donné que l'extraction, le traitement et l'épuration sont des activités connexes et qu'ils se déroulent généralement dans la même installation, on considère qu'il s'agit d'un seul processus, à savoir la production de charbon. Le processus débute par l'extraction du charbon dans une mine à ciel ouvert ou souterraine. Le charbon tout-venant est transporté aux usines de traitement en vue du criblage, du broyage et du lavage. On achemine ensuite le charbon à une usine d'épuration. Avant de livrer le charbon à la centrale, on l'épure simplement en le broyant et en le lavant dans une usine de traitement. Le charbon flotte à la surface, tandis que les impuretés à forte teneur en soufre et les autres impuretés lourdes restent au fond. Il est malheureusement impossible d'éliminer tout le soufre du charbon en le lavant, car une partie du soufre qu'il contient est liée chimiquement aux molécules de carbone du charbon (soufre organique). La plupart des centrales modernes doivent être dotées de dispositifs spéciaux pour éliminer le soufre organique des gaz de combustion du charbon avant que ces gaz s'échappent par la cheminée. Il s'agit d'appareils de désulfuration des gaz de combustion ou d'épurateurs qui éliminent le soufre de la fumée dégagée par la combustion du charbon<sup>33</sup>.

Le charbon épuré est alors livré aux centrales thermiques ontariennes. Le transport du charbon sur de longues distances, qui représente une importante source d'émissions dans le cycle de vie, est considéré comme un processus distinct. En Ontario, les centrales thermiques utilisent trois types de charbon, soit le lignite ainsi que le charbon bitumineux ou subbitumineux. Par souci de simplicité, le CERI part de l'hypothèse que le lignite provient des mines de la Saskatchewan et que tout le charbon bitumineux ou subbitumineux nécessaire est importé des États-Unis. En outre, pour évaluer les émissions imputables au transport longue distance sans avoir à déterminer précisément l'emplacement des mines et des centrales, ce qui pourrait s'avérer compliqué, nous avons retenu trois points d'origine et deux destinations représentatifs en posant l'hypothèse que le lignite est transporté de Bienfait, en Saskatchewan, à Thunder Bay, en Ontario; le charbon bitumineux, de Louisville, au Kentucky, à Nanticoke, en Ontario; et le charbon subbitumineux, de Gillette, au Wyoming, à Nanticoke, en Ontario. Le transport se fait à bord de trains tirés par des locomotives diesel.

<sup>33</sup> Il existe un groupe de nouvelles technologies qui fonctionnent comme des « épurateurs » en éliminant les oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) des gaz de combustion (épurateurs de NO<sub>x</sub>). Certains appareils utilisent des « catalyseurs » chimiques spéciaux qui séparent les NO<sub>x</sub> en gaz non polluants. Leur coût est plus élevé que celui des « brûleurs à faible taux d'émissions de NO<sub>x</sub> », mais ils peuvent éliminer jusqu'à 90 % de ces polluants.

La production dans les centrales constitue le processus final du cycle de vie de la filière charbon. La combustion du charbon pulvérisé est la méthode la plus répandue dans les centrales au charbon<sup>34</sup>. On y utilise du charbon pulvérisé pour alimenter une chaudière à vapeur et une turbine à vapeur classiques.

Les installations et activités recensées et visées par l'inventaire du cycle de vie portant sur la production d'électricité à partir de charbon sont réparties comme suit :

- Production de charbon – Saskatchewan (lignite) et États-Unis (charbon bitumineux ou subbitumineux)
- Transport – de la Saskatchewan ou des États-Unis à l'Ontario
- Centrales – Atikokan (lignite), Lambton (charbon bitumineux ou subbitumineux), Nanticoke (charbon bitumineux ou subbitumineux) et Thunder Bay (lignite et charbon subbitumineux)

#### 4.3.2.1 Données

La prochaine section fait état des problèmes liés aux données et des sources. Elle est divisée de la même manière que les frontières du système : production (extraction, traitement et épuration), transport et centrales. Lorsque les données réelles sur la consommation d'énergie ou les émissions de GES n'étaient pas disponibles, nous avons utilisé le logiciel GHGenius afin d'estimer leur valeur pour chacun des processus à prendre en compte.

#### **Production**

Comme nous l'avons déjà mentionné, les centrales thermiques ontariennes utilisent trois types de charbon, soit le lignite ainsi que le charbon bitumineux ou subbitumineux. Le CERI pose l'hypothèse que le lignite provient de la mine Bienfait en Saskatchewan et que la majeure partie du charbon bitumineux ou subbitumineux est importée des États-Unis, respectivement de Louisville, au Kentucky, et de Gillette, au Wyoming. Les données sur la production de la mine Bienfait sont tirées des rapports annuels publiés par le Royal Utilities Income Fund (RUIF), qui détient directement toutes les actions de la société Prairie Mines & Royalty Ltd, principal producteur de charbon thermique au Canada. Les données sur les émissions générées par la mine Bienfait proviennent de l'inventaire des GES affiché en ligne par le gouvernement du Canada.

Par ailleurs, comme les données réelles sur les émissions de GES attribuables à la production de charbon n'étaient pas disponibles, nous avons utilisé le logiciel GHGenius afin d'estimer leur valeur.

#### **Transport**

Les émissions de GES ont été estimées à l'aide du site Web de l'Office de l'efficacité énergétique de RNCAN, qui présente sous forme de tableaux les émissions de GES selon le mode de transport. Le CERI part de l'hypothèse que le transport se fait à bord de trains tirés par des locomotives diesel. Les données sur le transport ont été recueillies et consignées comme suit :

---

<sup>34</sup> On entend par « combustion de charbon pulvérisé » tout procédé de combustion qui utilise du charbon finement broyé (pulvérisé).

**Tableau 4.5**  
**Distances pour le transport ferroviaire du charbon**  
**(des mines et des usines de traitement aux centrales)<sup>35</sup>**

Milles	Kilomètres	Trajet
<b>Charbon bitumineux</b>		
618	994	De Louisville, au Kentucky, à Nanticoke, en Ontario
<b>Charbon subbitumineux</b>		
1 944	3 128	De Gillette, au Wyoming, à Nanticoke, en Ontario
<b>Lignite</b>		
704	1 133	De Bienfait, en Saskatchewan, à Thunder Bay, en Ontario

Source : Estimations de Chemin de fer Canadien Pacifique Limitée, communication privée.

D'après l'Office de l'efficacité énergétique de RNCAN, 356 milliards de tonnes-kilomètres (t-km) de marchandises ont été transportées par train en 2005, générant ainsi 6,16 mégatonnes d'émissions de gaz à effet de serre, soit 17,2 tonnes par million de tonnes-kilomètres. Pour les 26,9 TWh produits par les centrales au charbon ontariennes (moyenne en 2005 et en 2006), le transport du charbon vers ces centrales représente selon les estimations 26,5 milliards de tonnes-kilomètres.

### Centrales

L'Ontario possède quatre centrales au charbon, soit Atikokan (lignite), Lambton (charbon bitumineux ou subbitumineux), Nanticoke (charbon bitumineux ou subbitumineux) et Thunder Bay (lignite et charbon subbitumineux), toutes exploitées par OPG Inc., qui présente dans son site Web leur production en térawattheures pour les années 2005 et 2006<sup>36</sup>. Toutes les données sur les polluants ou les émissions de GES sont affichées dans l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP) et l'inventaire des GES d'Environnement Canada.

<sup>35</sup> En fait, le charbon du Kentucky est transporté par train en territoire américain jusqu'au lac Érié (probablement à Cleveland ou Toledo), après quoi il est acheminé par bateau à Nanticoke. Cette façon de procéder réduit la distance à parcourir, mais on ne connaît pas avec exactitude son incidence nette sur les émissions imputables au transport. D'après le *Transportation Energy Data Book* du Oak Ridge National Laboratory et du département de l'Énergie des États-Unis (tableaux 9.5 et 9.9), l'intensité énergétique du commerce maritime intérieur en 2005 s'est chiffré à 515 BTU par tonne-mille, comparativement à 337 pour le réseau de transport ferroviaire de marchandises de classe I. Ces deux modes de transport du charbon utilisent le diesel. L'Office de l'efficacité énergétique de RNCAN n'a publié aucune donnée sur les taux d'émissions ou l'intensité énergétique pour le transport maritime.

<sup>36</sup> <http://www.opg.com/investor/pdf/2006factsheet.pdf>

## 4.3.2.2 Inventaire du cycle de vie

La présente section fait état des résultats de l'inventaire du cycle de vie (ICV) pour la production d'électricité à partir de charbon en Ontario. Afin de dresser cet inventaire, il faut entrer dans la feuille de calcul électronique les données recueillies pour chacun des processus (voir les exemples de feuilles de calcul, figures D.8 à D.11, annexe D). Après avoir converti les données en unités similaires, on les additionne, puis on calcule les émissions par térawattheure. Le tableau 4.6 présente les données estimatives regroupées pour tous les processus de la production d'électricité à partir de charbon à l'intérieur des frontières du système définies à la figure 4.5.

**Tableau 4.6**  
**Résultats de l'analyse du cycle de vie pour la production**  
**de 1 TWh d'électricité à partir de charbon en Ontario**

Émissions	Unité	Production	Transport	Centrales	Émissions au cours du cycle de vie
<b>Principaux contaminants atmosphériques</b>	t/TWh	654,18	437,11	5 621,49	6 712,78
Dioxyde d'azote (NO <sub>2</sub> )	t/TWh	78,76	338,65	1 259,17	1 676,58
Dioxyde de soufre	t/TWh	242,34	28,16	3 636,86	3 907,36
Monoxyde de carbone	t/TWh	0,00	47,35	370,76	418,11
Matières particulaires	t/TWh	333,08	12,29	340,31	685,68
Composés organiques volatils	t/TWh	0,00	10,65	14,40	25,05
<b>Autres polluants atmosphériques</b>					
Plomb (et ses composés)	kg/TWh	0,00	0,00	22,21	22,21
Mercuré (et ses composés)	kg/TWh	0,00	0,00	10,59	10,59
Arsenic (et ses composés)	kg/TWh	0,00	0,00	23,07	23,07
Radionucléides	TBq/TWh	De 0,003 à 0,092	0,00	0,01	De 0,012 à 0,100
<b>Polluants aquatiques</b>					
Plomb (et ses composés)	kg/TWh	0,00	0,00	0,47	0,47
Mercuré (et ses composés)	kg/TWh	0,00	0,00	0,13	0,13
Arsenic (et ses composés)	kg/TWh	0,00	0,00	1,56	1,56
<b>Émissions de GES – éq. CO<sub>2</sub></b>	t/TWh	28 748	20 070	1 002 397	1 051 215

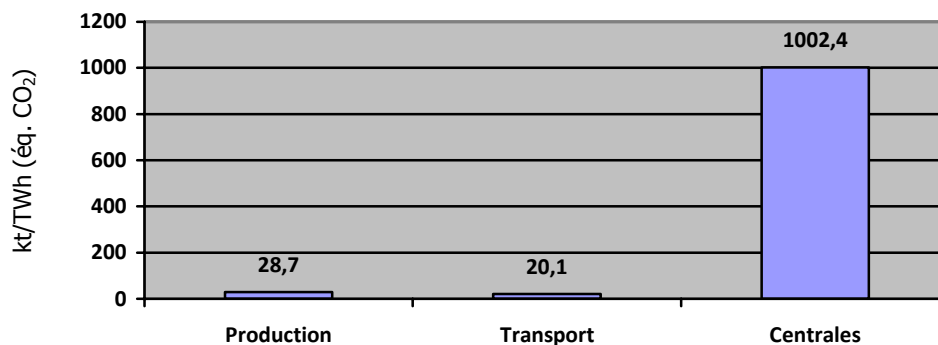
Nota : Les valeurs nulles (0,00) indiquent des émissions négligeables ou des données non déclarées dans la base de l'INRP.

Comme en témoigne le tableau 4.6, les émissions de radionucléides au cours du cycle de vie de la production d'électricité à partir de charbon sont générées à la fois dans les mines et les centrales. Les données se rapportant aux mines sont fondées sur le rapport de 1988 du Comité scientifique des Nations Unies pour l'étude des effets des rayonnements ionisants (UNSCEAR) à l'Assemblée générale, qui signalait l'absence de données mesurées sur les émissions de radon imputables aux mines de charbon. Faute de ces données, UNSCEAR a utilisé deux approches

rudimentaires pour estimer les émissions de radon de ces mines. Il a ainsi obtenu des résultats de 300 et de 800 TBq par an respectivement, ce qui explique la large plage de taux d'émissions de radionucléides montrée dans le tableau 4.6.

L'ACV montre que le processus des centrales constitue la principale source d'émissions de GES dans la production d'électricité à partir de charbon. Nous n'avons malheureusement pas été en mesure de trouver une source d'information pour les autres types d'émissions dans le processus du transport. La figure 4.6 résume les résultats se rapportant à la production d'électricité à partir de charbon.

**Figure 4.6**  
**Émissions de GES imputables au cycle de vie**  
**de la production d'électricité à partir de charbon en Ontario**

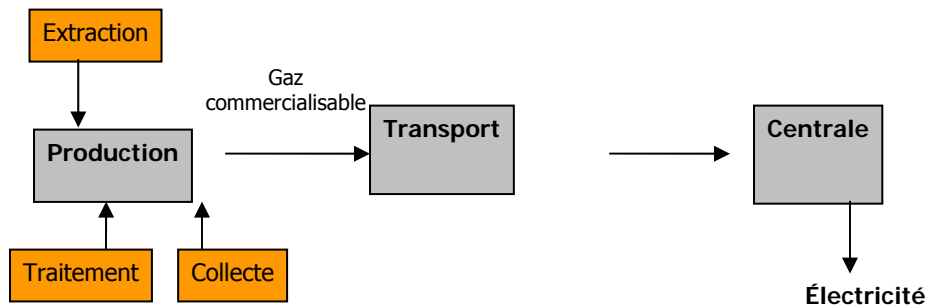


#### 4.3.3 Production d'électricité à partir de gaz naturel en Ontario

Sur la base des hypothèses et des détails présentés à la section 4.1, les **frontières du système ont été définies pour la production d'électricité à partir de gaz naturel** en Ontario. Pour cette ACV, elles englobent l'exploitation de toutes les centrales au gaz naturel en activité en 2005 et en 2006 raccordées au réseau électrique, avant l'entrée de l'électricité dans le réseau de transport. La figure 4.7 illustre la séquence des activités pour cette filière.



**Figure 4.7**  
**Frontières du système pour la production d'électricité à partir de gaz naturel**



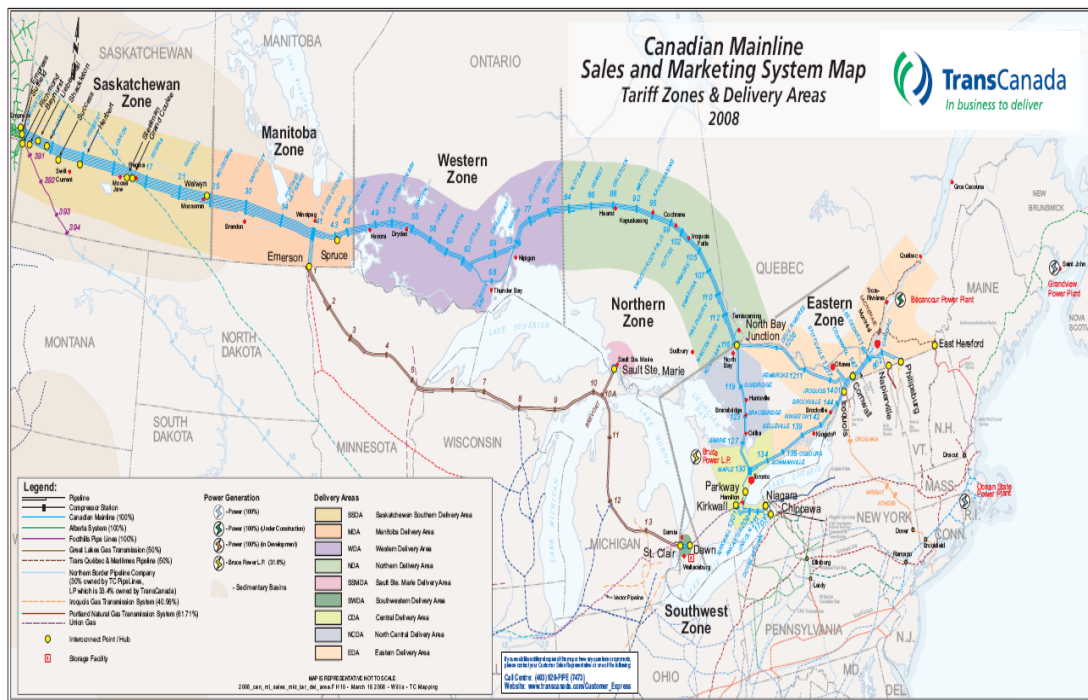
Le processus débute par les opérations sur le terrain, qui se déroulent principalement en Alberta. On produit le gaz naturel (et le pétrole) au moyen d'installations sur place (compresseurs, chaudières, moteurs et turbines) et on l'achemine par conduite de transport à une batterie (réservoirs et autres équipements) pour le stockage des effluents de puits.

Dans ces opérations, les activités se rapportant aux puits comprennent le forage (perçage d'un trou à partir de la surface jusqu'à un gisement de gaz), les essais aux tiges (potentiel de production de la zone), les essais de débit (productivité des puits), le pompage (aspiration du gaz et du pétrole à la surface) ainsi que l'entretien et la réparation des puits. Sur le terrain, on produit du gaz humide ou sec non associé à partir des puits de gaz ainsi que du gaz associé à partir des puits de pétrole brut. Une batterie de réservoirs de stockage de pétrole brut consiste en un réseau où le pétrole tiré d'un puits est séparé en ses différents composants – gaz naturel (gaz associé), pétrole brut et eau. Le gaz associé ou dissous est rejeté dans l'atmosphère, torché, réinjecté ou comprimé dans un réseau collecteur de gaz naturel à proximité. Si le gaz associé est hors de portée économique, l'excédent est généralement rejeté dans l'atmosphère, torché ou injecté pour maintenir la pression dans les réservoirs.

Les puits de gaz sont reliés à des réseaux collecteurs qui acheminent le gaz aux usines de traitement en vue de son adoucissement (transformation de gaz acide en gaz non corrosif), de sa déshydratation (élimination ou réduction de l'eau contenue dans le gaz) et de l'extraction des liquides (propane, éthane, etc.). Le produit final des usines de traitement, appelé « gaz commercialisable » ou « gaz de procédé », est conforme aux exigences imposées par les devis normalisés pour le transport par gazoduc et l'utilisation de gaz naturel comme combustible.

Le gaz naturel est ensuite transporté par gazoduc de l'Alberta à l'Ontario. La figure 4.8 illustre le réseau de ventes et de marketing du gazoduc principal de TransCanada Pipelines (TPLC).

**Figure 4.8**  
**Carte du réseau de ventes et de marketing**  
**du gazoduc principal canadien (Canadian Mainline)**



Source : [http://www.transcanada.com/Mainline/info\\_postings/tariff/maps/MLmap.pdf](http://www.transcanada.com/Mainline/info_postings/tariff/maps/MLmap.pdf)

En 2005, l'Alberta a produit 131,7 milliards de mètres cubes ( $m^3$ ) de gaz naturel commercialisable, soit 22,8 milliards qui ont été utilisés dans la province et 108,9 milliards qui ont été acheminés à l'extérieur<sup>37</sup>. La même année, TransCanada Pipelines a transporté 56,3 milliards de mètres cubes de gaz vers l'est à partir de l'Alberta<sup>38</sup>. Avant que le gaz naturel atteigne l'Ontario, une partie du gaz entrant dans le gazoduc principal de TCPL est consommée au Manitoba (la Saskatchewan est pratiquement autosuffisante) et, à partir d'Île-des-Chênes, près de Winnipeg, une partie du gaz naturel est acheminée vers le sud jusqu'aux États-Unis en passant par Emerson, au Manitoba. D'après Statistique Canada, environ 74 % du gaz (43,2 milliards de mètres cubes) entré dans le gazoduc principal en 2005 a traversé le Manitoba pour être acheminé directement au nord de l'Ontario.

La production d'électricité à partir de gaz naturel constitue le processus final à l'intérieur des frontières du système. Comme l'exploitation des centrales représente une part appréciable des émissions de GES au cours du cycle de vie, le CERI a calculé la moyenne de la production et de ces émissions en 2005 et en 2006 pour 18 centrales ontariennes et il a présenté ces valeurs en fonction des technologies de turbine à gaz. Ces centrales, qui ont fourni de l'électricité au réseau électrique de la province, sont les suivantes :

**Centrales à cycle combiné (7) :** Nipigon (EPCOR), North Bay (EPCOR), Kapuskasing (EPCOR), Calstock (EPCOR), Tunis (EPCOR), West Windsor et Brighton Beach Power

<sup>37</sup> ERCB-ST3, ministère de l'Énergie de l'Alberta, Production mensuelle des industries de ressources

<sup>38</sup> Statistique Canada, *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada – 2005*, n° 57-003-X au catalogue.

**Centrales de cogénération (11) :** Ottawa (TransAlta), Mississauga (TransAlta), Windsor (TransAlta), Iroquois Falls, Kingston Cogeneration LTD., Cardinal Power Facility, Sarnia Regional Cogeneration Plant (TransAlta), Lake Superior Power Facility, Fort Frances – Abitibi-Consolidated, Whitby LP et GTAA

Comme l'illustre la figure 4.7, chacun des encadrés ci-dessus est considéré comme un processus comportant ses propres intrants, extrants et émissions. Étant donné que l'extraction, le traitement et la collecte du gaz naturel forment collectivement les « activités en amont », on considère qu'il s'agit d'un seul processus, à savoir la production, mais les impacts environnementaux de tous les sous-processus sont pris en compte. Pour les besoins du présent rapport, nous avons posé comme hypothèse que l'Alberta répond à tous les besoins en gaz naturel des centrales ontariennes. Autrement dit, le CERI a utilisé les caractéristiques du gaz naturel de l'Alberta et la distance entre cette province et l'Ontario. Il a aussi supposé que le gaz naturel constitue le seul combustible utilisé pour répondre aux besoins en énergie de toutes les activités mentionnées à la figure 4.7. Par exemple, tous les compresseurs du gazoduc fonctionnent au gaz naturel et toutes les usines de traitement utilisent le gaz naturel pour combler leurs besoins en énergie. L'ACV porte sur 18 centrales au gaz naturel ontariennes raccordées au réseau électrique, à savoir 7 centrales à cycle combiné et 11 centrales de cogénération.

Les installations et activités recensées et visées par l'inventaire du cycle de vie pour la production d'électricité à partir de gaz naturel sont réparties comme suit :

- Production – Alberta
- Transport – de l'Alberta à l'Ontario
- Centrales
  - a) Centrales à cycle combiné (7) : Nipigon (EPCOR), North Bay (EPCOR), Kapuskasing (EPCOR), Calstock (EPCOR), Tunis (EPCOR), West Windsor et Brighton Beach Power
  - b) Centrales de cogénération (11) : Ottawa (TransAlta), Mississauga (TransAlta), Windsor (TransAlta), Iroquois Falls, Kingston Cogeneration LTD., Cardinal Power Facility, Sarnia Regional Cogeneration Plant (TransAlta), Lake Superior Power Facility, Fort Frances – Abitibi-Consolidated, Whitby LP et GTAA

#### 4.3.3.1 Données

La prochaine section fait état des problèmes liés aux données et des sources. Elle est divisée de la même manière que les frontières du système : opérations sur le terrain, exploitation du gazoduc et centrales. Lorsque les données réelles sur la consommation d'énergie ou les émissions de GES n'étaient pas disponibles, nous avons utilisé le logiciel GHGenius afin d'estimer leur valeur pour chacun des processus à prendre en compte.

### Production

Les opérations sur le terrain (production de gaz naturel) contribuent aux émissions de différentes façons :

- Les chaudières, les moteurs, les chevalets de pompage, les réseaux collecteurs et les usines de traitement utilisent des combustibles. Tous les champs de pétrole sont équipés de chevalets de pompage, dont la grande majorité consomment de l'électricité. En

revanche, les champs de gaz n'ont pas besoin de chevalets, car la pression du gaz naturel dans les réservoirs en assure l'écoulement.

- On brûle à la torche le gaz dissous qui est hors de portée économique d'un gazoduc. On fait de même dans les situations d'urgence ou en cas de problème opérationnel.
- Du gaz naturel est rejeté dans l'atmosphère (émissions fugitives) par suite de l'injection de gaz ou en raison de fuites dans des pièces d'équipement.

L'intensité énergétique moyenne des opérations sur le terrain est estimée d'après le gaz consommé pour produire le gaz de procédé. On utilise la même méthode pour estimer le torchage de gaz et son rejet dans l'atmosphère<sup>39</sup>.

Dans les champs équipés d'usines de traitement, pour chaque mètre cube de gaz naturel produit, environ :

- 0,07939 m<sup>3</sup> de gaz brut et 0,02894 m<sup>3</sup> de gaz de procédé sont utilisés comme combustible;
- 0,00464 m<sup>3</sup> de gaz brut et 0,00003 m<sup>3</sup> de gaz de procédé sont brûlés à la torche;
- 0,00287 m<sup>3</sup> de gaz brut est rejeté dans l'atmosphère.

Pour estimer les émissions des principaux contaminants atmosphériques (PCA), nous avons examiné un échantillon de 52 installations de différents secteurs d'activité en Alberta. L'Energy Resources Conservation Board (ERCB) publie chaque année des données volumétriques sur les activités des usines à gaz et des réseaux collecteurs, par exemple les arrivages, l'utilisation et le traitement. L'Alberta compte de nombreuses installations en activité qui appartiennent au secteur privé ou public. Les installations répertoriées dans la base de données de l'ERCB peuvent être divisées en huit sous-catégories :

- Installations de traitement de gaz non corrosif
- Installations de torchage de gaz acide < 1 tonne de soufre par jour
- Installations de torchage de gaz acide > 1 tonne de soufre par jour
- Installations d'injection de gaz acide
- Installations de récupération de soufre
- Usines de chevauchement du gazoduc principal
- Installations de fractionnement
- Réseaux collecteurs de gaz

Nous avons soigneusement examiné les 52 installations des différentes catégories et fait des recherches dans l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP) afin de trouver leur principal contaminant atmosphérique (PCA) pour 2005 et 2006. En utilisant l'information sur la production annuelle des installations et les données recueillies sur les PCA et en extrapolant les estimations

---

<sup>39</sup> Energy Resources Conservation Board, ST3 2003-2005.

pour les opérations sur le terrain de l'industrie du gaz naturel dans son ensemble, nous avons pu estimer les émissions des PCA pour le processus de production.

### Transport

Une fois qu'on en a éliminé les impuretés et qu'on a assuré sa conformité aux spécifications se rapportant aux gazoducs, le gaz de procédé est prélevé des zones de production (usines de traitement) par les réseaux collecteurs qui l'acheminent aux systèmes de distribution (p. ex. les clients résidentiels et industriels) et aux réseaux de transport desservant le marché des autres provinces du Canada et celui des États-Unis.

Le transport du gaz est facilité grâce à des postes de compression et à des turbines placés à intervalle régulier le long du gazoduc pour y accroître la pression. Ainsi, non seulement les gazoducs utilisent du combustible, mais aussi ils libèrent des émissions fugitives.

Le CERI a posé l'hypothèse que l'on utilise environ 0,05 m<sup>3</sup> de gaz comme combustible pour chaque mètre cube de gaz naturel acheminé de l'Alberta à l'Ontario (gazoduc d'exportation). Il estime aussi les émissions fugitives attribuables aux fuites dans les accessoires et les équipements rotatifs du gazoduc.

À cette fin, le CERI a recensé 36 postes et 136 compresseurs entre la frontière de l'Alberta (Empress) et Maple, poste 130, en Ontario. Il part de l'hypothèse que le gazoduc comporte 1 vanne par segment de 32 km et que chacune est fixée au moyen de 2 brides. Il suppose aussi que chaque compresseur comporte 6 brides, 4 garnitures d'étanchéité et 2 soupapes régulatrices de pression (munies d'un évent).

Dans ces conditions, environ 0,00008 m<sup>3</sup> de gaz (méthane) est rejeté dans l'atmosphère pour chaque mètre cube de gaz naturel transporté de l'Alberta à l'Ontario (voir le tableau E.1, annexe E). Le taux de rejet de méthane par accessoire provient de l'Association canadienne des producteurs pétroliers<sup>40</sup>.

La même méthode a été utilisée pour les réseaux collecteurs qui transportent le gaz en territoire albertain et jusqu'à la frontière provinciale d'Empress. Le CERI a recensé 20 postes et 60 compresseurs entre Zama et Empress. On en déduit qu'environ 0,000037 m<sup>3</sup> de gaz (méthane) est rejeté dans l'atmosphère pour chaque mètre cube de gaz naturel transporté (voir le tableau E.2, annexe E).

La quantité de gaz utilisé comme combustible et brûlé par torchage dans le réseau collecteur de l'Alberta est tirée respectivement des rapports statistiques de l'Alberta Energy and Utilities Board (AEUB)<sup>41</sup> et de Statistique Canada<sup>42</sup> – environ 0,02 m<sup>3</sup> de gaz est utilisé comme combustible et 0,00031 m<sup>3</sup> est brûlé par torchage pour chaque mètre cube de gaz naturel transporté.

Le tableau E.3, à l'annexe E, présente une estimation détaillée des émissions de GES attribuables à l'utilisation de gaz naturel pour produire de l'électricité en Ontario.

L'Inventaire national des rejets de polluants (INRP) indique les émissions de contaminants atmosphériques associées au transport du gaz naturel par gazoduc pour chaque province canadienne<sup>43</sup>.

<sup>40</sup> Association canadienne des producteurs pétroliers, *Calculating Greenhouse Gas Emissions*

<sup>41</sup> AEUB, ST3-2004 et ST60B-2005.

<sup>42</sup> Statistique Canada, n° 57-003-X au catalogue, année 2005.

<sup>43</sup> [http://www.ec.gc.ca/pdb/querysite/query\\_e.cfm](http://www.ec.gc.ca/pdb/querysite/query_e.cfm)

Pour estimer les émissions de contaminants atmosphériques (tonnes par mètre cube) attribuables au transport de gaz naturel de l'Alberta au sud de l'Ontario (branche Nord du gazoduc principal de TransCanada Pipelines [TCPL], plus précisément jusqu'à Maple, poste 130), le CERI a recensé la quantité de gaz prélevé par la zone Est de TCPL et appliqué ce pourcentage aux émissions globales de contaminants atmosphériques de chaque province comme suit.

Statistique Canada<sup>44</sup> publie les données sur les transferts inter-régions de gaz naturel pour chaque province canadienne – environ 43,2 milliards de mètres cubes (74 %) de ce gaz entrant dans le gazoduc principal de TCPL à Empress passe du Manitoba à la branche Nord du gazoduc de TCPL. Ainsi, 74 % des émissions générées par les postes de compression à l'ouest de Winnipeg ont été attribués à ce transport.

Il fallait aussi estimer les émissions de contaminants atmosphériques pour le gaz naturel transporté des points d'arrivage en Alberta au gazoduc principal de TCPL à Empress en vue d'être livré à la frontière Manitoba-Ontario (branche Nord). Pour ces estimations, le CERI a supposé des distances moyennes de 240 et de 620 km respectivement pour le gaz consommé en Alberta et celui traversant la frontière provinciale<sup>45</sup>.

Selon les hypothèses ci-dessus, le transport de 43,2 milliards de mètres cubes de gaz naturel de l'Alberta à l'Ontario est à l'origine d'environ 37 %<sup>46</sup> des émissions de contaminants atmosphériques se rapportant au gaz naturel acheminé par gazoduc en Alberta. Le tableau E.4, à l'annexe E, présente une estimation détaillée des émissions de contaminants atmosphériques liées au transport du gaz naturel de l'Alberta à l'Ontario.

### Centrales

D'après Statistique Canada<sup>47</sup>, en 2005, les entreprises ontariennes de services publics d'électricité ont produit 120,7 TWh, dont environ 10 % à partir de gaz naturel. Selon le même rapport, elles ont utilisé cette année-là en moyenne  $238 * 10^6$  m<sup>3</sup> de gaz par térawattheure. L'information ci-dessus a été utilisée pour estimer les émissions de GES (voir le tableau E.3, annexe E).

La plupart des centrales au gaz naturel ontariennes appartiennent au secteur privé, ce qui a compliqué la collecte de données. En effet, seulement 13 des 33 centrales avaient présenté des renseignements complets sur leur production et leurs émissions de GES annuelles, car plusieurs d'entre elles sont intégrées à des aciéries, à des usines de pâtes et papiers, etc., pour répondre à leurs propres besoins en électricité. C'est pourquoi nous avons utilisé deux sources pour les données sur la production d'électricité, à savoir les rapports annuels de chaque exploitant de centrale et le site Web de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE). La SIERE affiche dans son site les données mensuelles sur la production pour chaque centrale au gaz raccordée au réseau électrique de l'Ontario.

Les données sur les principaux contaminants atmosphériques et les autres polluants (y compris les gaz à effet de serre) sont tirées de l'Inventaire national des rejets de polluants et de l'inventaire des gaz à effet de serre d'Environnement Canada. Les centrales pour lesquelles nous n'avons pas les données sur la production et les émissions de GES annuelles ont été exclues de l'étude.

---

Code du SCIAN : Transport du gaz naturel par gazoduc (4862).

<sup>44</sup> Statistique Canada, n° 57-003-X au catalogue.

<sup>45</sup> La valeur de 240 km représente la distance moyenne de Edson à Calgary et à Edmonton et celle de 620 km, de Edson à Empress.

<sup>46</sup>  $(621 * 43,2) / \{(240 * 22,8) + (621 * 108,9)\} = 0,37$ .

<sup>47</sup> Statistique Canada, n° 57-202 au catalogue.

## 4.3.3.2 Inventaire du cycle de vie

La présente section fait état des résultats de l'inventaire du cycle de vie (ICV) pour la production d'électricité à partir de gaz naturel en Ontario. Afin de dresser cet inventaire, il faut entrer dans la feuille de calcul électronique les données recueillies pour chacun des processus (voir les exemples de feuilles de calcul, figures E.1 à E.5, annexe E). Après avoir converti les données en unités similaires, on les additionne, puis on calcule les émissions par térawattheure. D'après Statistique Canada, la production d'électricité à partir de gaz naturel en Ontario s'est chiffrée en moyenne à 9,8 TWh en 2005 et en 2006. Le tableau 4.7 présente les données estimatives regroupées pour tous les processus de la production d'électricité à partir de gaz naturel à l'intérieur des frontières du système définies à la figure 4.7.

**Tableau 4.7**  
**Résultats de l'analyse du cycle de vie pour la production**  
**de 1 TWh d'électricité à partir de gaz naturel selon la technologie en Ontario**

Émissions	Unité	Cogénération	Cycle combiné	Toutes les centrales
Principaux contaminants atmosphériques	t/TWh	860,82	533,16	758,54
Dioxyde d'azote (NO <sub>2</sub> )	t/TWh	585,75	366,98	517,46
Dioxyde de soufre	t/TWh	6,80	0,00	4,67
Monoxyde de carbone	t/TWh	210,81	121,15	182,82
Matières particulaires	t/TWh	28,04	2,12	19,95
Composés organiques volatils	t/TWh	29,43	42,90	33,63
<b>Autres polluants atmosphériques</b>				
Plomb (et ses composés)	kg/TWh	0,88	0,00	0,61
Mercuré (et ses composés)	kg/TWh	0,00	0,00	0,00
Arsenic (et ses composés)	kg/TWh	0,08	0,00	0,61
Radionucléides	TBq/TWh			0,78
<b>Polluants aquatiques – radionucléides</b>	<b>TBq/TWh</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Émissions de GES – éq. CO<sub>2</sub></b>	<b>t/TWh</b>	<b>559 980</b>	<b>402 045</b>	<b>445 208</b>

Nota : Les valeurs nulles (0,00) indiquent des émissions négligeables ou des données non déclarées.

Comme les centrales de cogénération produisent de l'électricité et de la vapeur, les données recueillies sur les émissions réelles correspondent aux deux produits. Pour étudier les émissions imputables à la production d'électricité, il faudrait pouvoir distinguer celles générées par la production de vapeur. Puisque seulement trois centrales de cogénération avaient déclaré leur production de vapeur en 2005 et en 2006, nous avons calculé la fraction moyenne d'électricité par rapport à la production d'énergie totale (électricité et chaleur) pour ensuite l'appliquer aux autres centrales de cogénération. Le ratio moyen électricité-énergie pour les trois centrales visées (Kingston Cogeneration LTD., Cardinal Power et Iroquois Falls) est de 86 %.

L'ACV montre que les centrales elles-mêmes constituent la principale source de gaz à effet de serre au cours du cycle de la production d'électricité à partir de gaz naturel. Fait peut-être étonnant, nous avons constaté que les centrales de cogénération généraient davantage d'émissions de gaz à effet de serre et de la plupart des autres polluants que celles à cycle combiné. On aurait pu penser qu'une utilisation efficace de la vapeur d'échappement grâce à la cogénération permettrait d'obtenir un procédé plus efficace et de réduire par le fait même le taux

d'émissions. Or, d'après le Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie (CIEEDAC), il n'en va pas toujours ainsi, particulièrement dans le cas des systèmes présentant un ratio chaleur-puissance élevé et une efficacité modérée ou de ceux exploités à une charge partielle pendant des périodes appréciables<sup>48</sup>. Cela signifie que les centrales de cogénération ne sont pas aussi vertes qu'on le croyait. De plus, en comparant des centrales autonomes à cycle combiné avec des centrales de cogénération, le CIEEDAC constate que la plupart des centrales de cogénération étudiées font appel à une technologie à cycle simple<sup>49</sup>.

Ces résultats inattendus découlent du fait que certaines centrales de cogénération utilisent une technologie de production à cycle simple et qu'elles s'avèrent moins efficaces que celles à cycle combiné produisant uniquement de l'électricité comme extrant utile. Par conséquent, la moyenne pondérée de l'efficacité énergétique pour une combinaison de centrales à cycle simple ou combiné devrait être plus faible que celle des centrales uniquement à cycle combiné<sup>50</sup>. C'est pourquoi les centrales de cogénération consomment en moyenne davantage d'énergie que les centrales autonomes pour produire 1 MWh d'électricité en Ontario. Ainsi, la combinaison existante des centrales de cogénération étudiées dans cette province n'est pas moins verte que les centrales à cycle combiné autonomes.

Le tableau 4.8 présente les estimations établies pour tous les processus par suite de l'ACV d'après le rendement moyen pondéré des deux types de technologies de centrales au gaz naturel en Ontario.

**Tableau 4.8**  
**Résultats de l'analyse du cycle de vie pour la production**  
**de 1 TWh d'électricité à partir de gaz naturel en Ontario**

Émissions	Unité	Production	Transport	Centrales	Cycle de vie de l'industrie
<b>Principaux contaminants atmosphériques</b>	<b>t/TWh</b>	<b>619,88</b>	<b>74,21</b>	<b>758,54</b>	<b>1 452,63</b>
Dioxyde d'azote (NO <sub>2</sub> )	t/TWh	145,19	57,47	517,46	720,12
Dioxyde de soufre	t/TWh	358,65		4,67	363,32
Monoxyde de carbone	t/TWh	75,92	15,73	182,82	274,47
Matières particulaires	t/TWh	0,00	0,959	19,95	20,91
Composés organiques volatils	t/TWh	40,13	0,047	33,63	73,81
<b>Autres polluants atmosphériques</b>					
Plomb (et ses composés)	kg/TWh	0,00	0,00	0,61	0,61
Mercurure (et ses composés)	kg/TWh	0,00	0,00	0,00	0,00
Arsenic (et ses composés)	kg/TWh	0,00	0,00	0,61	0,61
Radionucléides	TBq/TWh	0,10	0,04	0,78	0,92
Polluants aquatiques – radionucléides	TBq/TWh	0,01	0,00	0,00	0,01
<b>Émissions de GES – éq. CO<sub>2</sub></b>	<b>t/TWh</b>	<b>63 329</b>	<b>31 854</b>	<b>445 208</b>	<b>540 391</b>

Nota : Les valeurs nulles (0,00) indiquent des émissions négligeables ou des données non déclarées.

<sup>48</sup> CIEEDAC (2004), p. 5.

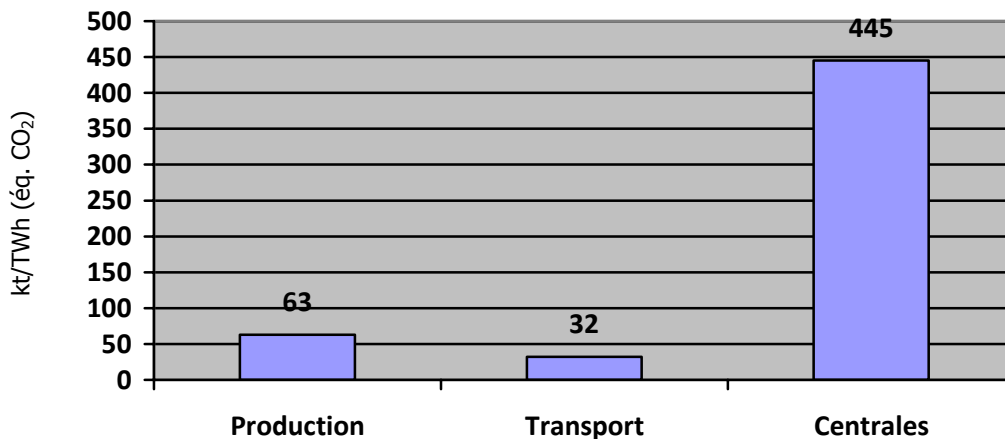
<sup>49</sup> *Ibid.*

<sup>50</sup> L'efficacité énergétique globale des centrales de cogénération se situe entre 70 et 85 %, comparativement à des plages respectives de 34 à 55 % pour celles à cycle combiné et de 24 à 42 % pour celles à cycle simple (turbine à gaz). Source : CIEEDAC (2004).



L'ACV montre que le processus des centrales constitue la principale source d'émissions de GES. Les résultats obtenus, présentés à la figure 4.9, confirment en outre que les centrales à cycle combiné sont plus efficaces que les centrales de cogénération et qu'elles émettent par le fait même moins de GES.

**Figure 4.9**  
Émissions de GES imputables au cycle de vie  
pour la production d'électricité à partir de gaz naturel en Ontario



#### 4.4 Conclusion

Comme en témoigne le tableau 4.9, les émissions de GES générées par la production de 1 TWh d'électricité d'origine nucléaire sont si faibles que leur ampleur n'est pas comparable avec celles générées dans le cas du charbon ou du gaz naturel au cours du cycle de vie pour une production égale. Dans ce tableau, l'astérisque indique une valeur inférieure à 5 kilotonnes par térawattheure – on peut déduire cette valeur du fait qu'aucune des installations utilisées au cours du cycle de vie de la production électronucléaire (mines, usines de raffinage ou de conversion d'uranium et centrales) n'a dépassé le seuil de déclaration d'Environnement Canada, soit 10 000 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> en 2005 ou en 2006. D'après les estimations du CERI, les émissions de GES imputables à la production électronucléaire se chiffrent à 1,8 kilotonne par térawattheure.

En comparant les tableaux 4.4 et 4.6, on constate d'emblée que la filière nucléaire émet beaucoup plus de radionucléides que la filière charbon au cours du cycle de vie. Malgré tout, pour les raisons énoncées à l'annexe F, l'analyse des données américaines permet de conclure que les impacts correspondants sur la population sous forme de doses collectives de rayonnement en fonction du nombre de térawattheures au cours du cycle de vie sont beaucoup plus faibles pour la production électronucléaire que pour la filière charbon. Dans ce cas, les émissions ne sont pas un bon indicateur des impacts.

**Tableau 4.9**  
**Comparaison des taux d'émissions de GES au cours du cycle de vie**  
**pour la production d'électricité en Ontario**

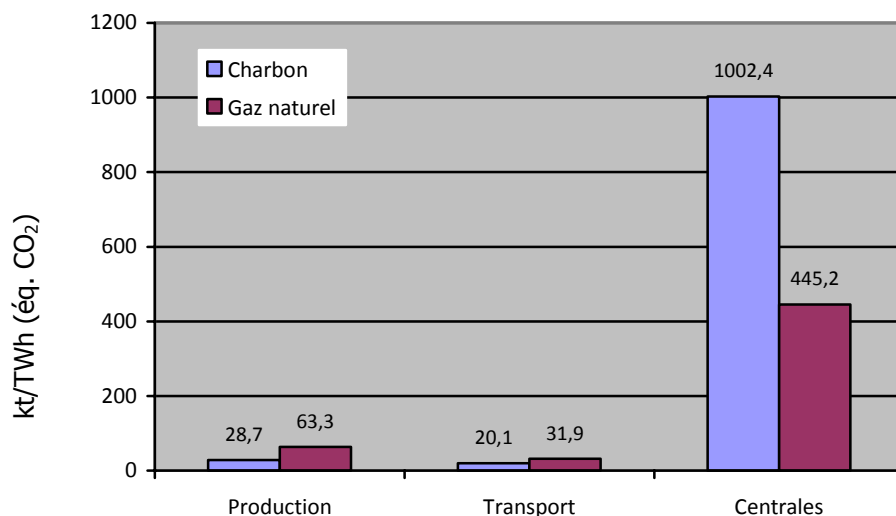
Filière	Taux d'émissions (Mt d'éq. CO <sub>2</sub> par TWh)
Charbon	1,05
Gaz naturel	0,56
Énergie nucléaire	0,00*

\* Indique une valeur inférieure à 5 kilotonnes par térawattheure.

Le tableau 4.9 montre aussi que la production de 1 TWh d'électricité dans une centrale au charbon ou au gaz naturel émettrait respectivement 1 047,5 ou 55,6 kt de GES au cours du cycle de vie, par rapport à seulement 1,8 kt pour une production électronucléaire équivalente. En comparant les filières charbon et gaz naturel, on voit que la première rejette dans l'environnement presque deux fois plus de GES que la seconde.

Comme en témoigne la figure 4.10, la production et le transport du gaz naturel génèrent davantage de GES que dans le cas du charbon, mais les centrales au charbon en émettent plus que celles au gaz naturel. En outre, les principaux contaminants atmosphériques (PCA) sont nettement plus élevés pour les centrales au charbon ontariennes. Si les émissions de GES des centrales au charbon représentent près de deux fois celles des centrales au gaz naturel, leurs émissions de PCA sont au-delà de sept fois plus élevées, principalement en raison des cendres et du dioxyde de soufre générés par les centrales au charbon. Apparemment, le charbon n'est pas désulfuré comme le gaz naturel à l'étape de la production et sa combustion engendre davantage de cendres.

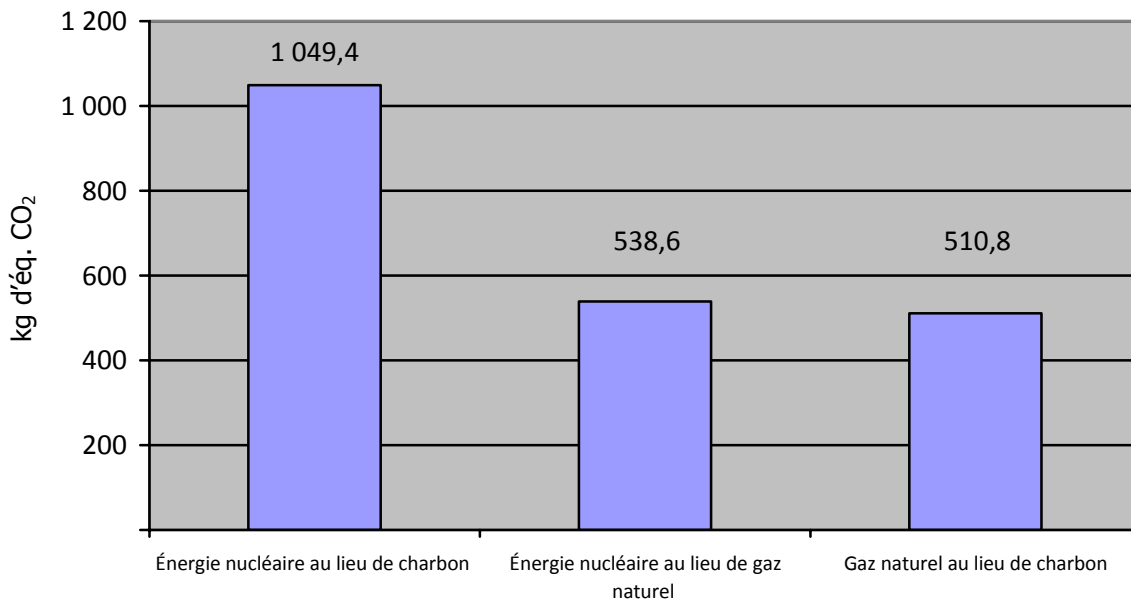
**Figure 4.10**  
**Comparaison des émissions de GES imputables à la production de 1 TWh d'électricité**  
**à partir de gaz naturel et de charbon en Ontario (moyenne, 2005 et 2006)**



La figure 4.11 indique la quantité d'émissions de GES que l'on pourrait éviter en produisant 1 MWh dans une centrale nucléaire au lieu d'une centrale alimentée par combustible fossile. En outre, si l'on produisait 1 MWh dans une centrale nucléaire ou au gaz naturel au lieu d'une

centrale au charbon, l'Ontario pourrait éviter respectivement l'émission de 1 049 ou 511 kg de GES par heure de production d'électricité. La figure montre le potentiel de réduction des GES dans le secteur ontarien de la production d'électricité pour les filières actuelles.

**Figure 4.11**  
**Potentiel de réduction des GES liés à la production de 1 MWh**  
**au moyen d'un combustible à faibles émissions de carbone**  
**en remplacement d'un autre en émettant davantage**



Le CERI estime qu'une amélioration d'un point de pourcentage du rendement de toutes les centrales au charbon aurait permis de réduire d'environ 267 kt leurs émissions de GES en 2006 en Ontario. Par ailleurs, pour une amélioration similaire du rendement des centrales au gaz naturel, la réduction des émissions se serait chiffrée à 43 kt.

Il semble donc que différentes options stratégiques s'offrent à nous pour réduire les impacts environnementaux du secteur de la production d'électricité en Ontario – influencer sur le niveau et la répartition de la demande finale d'électricité, modifier le portefeuille énergétique, investir dans des mesures d'amélioration du rendement et déplacer les centrales polluantes.

(THIS PAGE INTENTIONALLY LEFT BLANK)

## CHAPITRE 5 FIABILITÉ, SÛRETÉ ET SÉCURITÉ DANS L'INDUSTRIE DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Le présent chapitre, qui examine la fiabilité, la sûreté et la sécurité dans l'industrie de la production d'électricité, est divisé en trois sections. La première explore la fiabilité des filières nucléaire, gaz naturel et charbon. La deuxième analyse la sûreté et la sécurité dans ces trois filières de production. Enfin, la troisième section présente les conclusions à cet égard.

### 5.1 Fiabilité

La présente section examine la fiabilité de trois filières de production d'électricité, soit l'énergie nucléaire, le charbon et le gaz naturel.

Dans sa publication intitulée *Rapport annuel sur l'état des équipements de production* (2003), l'Association canadienne de l'électricité (ACE) a publié des statistiques sur la fiabilité pour 2003 ainsi que pour la moyenne de 1999 à 2003.

Les statistiques les plus utiles sont le facteur d'exploitation, le taux d'arrêts pour basse charge, le taux d'arrêts forcés, le facteur d'indisponibilité ainsi que la probabilité de défaillance à l'utilisation ajustée pour les restrictions. Les valeurs du facteur d'exploitation et du taux d'arrêts pour basse charge reflètent le degré d'utilisation des groupes, tandis que la valeur du taux d'arrêts forcés et celle de la probabilité de défaillance à l'utilisation ajustée pour les restrictions constituent des mesures de la fiabilité. Les expressions « facteur d'exploitation », « taux d'arrêts pour basse charge », « taux d'arrêts forcés », « facteur d'indisponibilité » et « probabilité de défaillance à l'utilisation ajustée pour les restrictions » sont définies comme suit<sup>51</sup> :

- **Coefficient de production (%)** : Quantité d'électricité produite pendant une période donnée par rapport à la production maximale possible au cours de cette période.
- **Taux d'arrêts pour basse charge (%)** : Somme du nombre d'heures où le groupe est disponible pour produire en mode d'exploitation normal mais où il ne produit pas en raison d'une restriction de puissance forcée (généralement attribuable au bris d'une pièce d'équipement) et du nombre d'heure où il est disponible mais où il ne produit pas en raison d'une restriction de puissance planifiée divisée par le nombre d'heures groupes.
- **Taux d'arrêts forcés (%)** : Ratio du nombre total d'heures d'arrêts forcés au nombre total d'heures groupes multiplié par 100. Le nombre total d'heures d'arrêts forcés représente la somme du nombre d'heures en arrêt forcé, d'heures de prolongement forcé d'un arrêt pour entretien et d'heures de prolongement forcé d'un arrêt planifié.
- **Facteur d'indisponibilité (%)** : Pourcentage de la puissance qui n'est pas disponible, en moyenne, tout au long de l'année ou de la période de cinq ans.
- **Probabilité de défaillance à l'utilisation ajustée pour les restrictions (%)** : Pourcentage du temps où des arrêts non planifiés feraient en sorte qu'un groupe n'a pas été disponible tout au long de l'année ou de la période de cinq

---

<sup>51</sup> Association canadienne de l'électricité, *Rapport annuel sur l'état des équipements de production* (2003).

ans. Autrement dit, probabilité qu'un groupe ne soit pas disponible lorsqu'il est requis (y compris les restrictions de puissance).

Le CERI a dégagé plusieurs conclusions à partir des définitions ci-dessus. Si le facteur d'exploitation est élevé et que le taux d'arrêts pour basse charge est faible, le groupe a été utilisé pour la charge de base. En revanche, si le facteur d'exploitation est faible et que le taux d'arrêts pour basse charge est élevé, il a été utilisé pour la charge de pointe. Une valeur modérée pour ces deux facteurs indiquerait une utilisation pour une charge intermédiaire. En outre, plus la valeur du taux d'arrêts forcés et celle de la probabilité de défaillance à l'utilisation ajustée pour les restrictions se rapprochent de zéro, plus grande est la fiabilité du groupe.

Le tableau 5.1 indique les statistiques sur la fiabilité pour les filières nucléaire, charbon et gaz naturel.

**Tableau 5.1**  
**Caractéristiques d'exploitation des centrales nucléaires,**  
**au gaz naturel et au charbon au Canada**

	Période	Facteur d'exploitation (%)	Taux d'arrêts pour basse charge (%)	Taux d'arrêts forcés (%)	Facteur d'indisponibilité (%)	Probabilité de défaillance à l'utilisation ajustée pour les restrictions (%)
<b>Énergie nucléaire</b>	2003	76,3	2,1	12,2	23,7	11,9
	1999-2003	81,9	0,7	5,7	19,4	7,5
<b>Gaz naturel</b>	2003	13,0	71,5	18,2	16,5	10,5
	1999-2003	46,1	33,9	15,3	21,8	13,4
<b>Charbon</b>	2003	80,4	5,2	5,9	18,0	9,1
	1999-2003	79,1	4,8	6,7	19,1	9,4

Source : Association canadienne de l'électricité, *Rapport annuel sur l'état des équipements de production* (2003), tableaux 6.2.13, 6.2.14, 6.3.1 et 6.3.2.

Rappelons que le facteur d'exploitation et le taux d'arrêts pour basse charge déterminent la disponibilité aux fins de l'exploitation. Entre 1999 et 2003, des centrales au gaz naturel canadiennes étaient disponibles pour produire mais elles ne produisaient pas, le taux d'arrêts pour basse charge se chiffrait à 33,9 % du temps, par rapport à 0,7 % pour les centrales nucléaires et à 4,8 % pour celles au charbon. Comme en témoigne le tableau 5.1, pendant la période de cinq ans à l'étude, on a utilisé les centrales au gaz naturel principalement pour la charge de pointe, tandis que les centrales nucléaires et celles au charbon ont servi surtout pour la charge de base. C'est ce qui ressort nettement de leur facteur d'exploitation respectif.

D'après l'Association canadienne de l'électricité, la probabilité qu'un groupe ne soit pas disponible lorsqu'il est requis au cours de cette période de cinq ans, c'est-à-dire la probabilité de défaillance à l'utilisation ajustée pour les restrictions, se chiffrait à 13,4 % pour les centrales au gaz naturel comparativement à 7,5 % pour les centrales nucléaires et à 9,4 % pour celles au charbon.

Rappelons que le taux d'arrêts forcés et la probabilité de défaillance à l'utilisation ajustée pour les restrictions constituent des mesures de la fiabilité ou du manque de fiabilité. Entre 1999 et 2003, le taux d'arrêts forcés des centrales au charbon au Canada était de 6,7 %, contre 15,3 % pour celles au gaz naturel et 5,7 % pour les centrales nucléaires. Pendant la même période, leur facteur d'indisponibilité s'établissait à 19,1 %, comparativement à 19,4 % pour les centrales nucléaires et à 21,8 % pour celles au gaz naturel. Selon les deux critères, on peut constater que la filière gaz naturel a été la moins fiable au cours de la période de cinq ans à l'étude, tandis que la filière nucléaire a été la moins fiable en 2003. L'analyse ci-dessus démontre que le rendement des centrales nucléaires s'est amélioré et, par le fait même, que l'horizon de cinq ans est approprié.

Les statistiques présentées au tableau 5.2, qui se rapportent au Canada et aux États-Unis, portent sur une période où ces pays n'ont mis en service aucun réacteur nucléaire. Signalons que le Canada utilise des réacteurs CANDU, tandis que les États-Unis ont des réacteurs à eau bouillante ou à eau sous pression (REB ou REP). Il est toutefois utile d'observer les tendances concernant la production électronucléaire.

Dans les deux pays, on produit de plus en plus d'électricité au moyen du parc nucléaire existant. Conformément à la convention adoptée par l'Association nucléaire canadienne pour calculer les coefficients de production, ceux se rapportant aux États-Unis ne prennent pas en compte la tranche 1 de la centrale Brown's Ferry, seul réacteur en arrêt prolongé. Cette exclusion n'a guère d'incidence sur le calcul du coefficient de production dans ce cas, car le pays compte 104 réacteurs en exploitation. La remise en service de ce réacteur a récemment été autorisée.

**Tableau 5.2**  
**Tendances de la production électronucléaire au Canada et aux États-Unis**

<b>Année</b>	<b>Production canadienne (TWh)</b>	<b>Production américaine (TWh)</b>	<b>Coefficient de production aux États-Unis (%)</b>
1999	69,3	728,3	85,3
2000	68,7	753,9	88,1
2001	72,4	768,8	89,4
2002	71,3	780,1	90,3
2003	70,7	763,7	87,9
2004	85,3	788,5	90,1
2005	86,8	780,5	89,4

Sources : Statistique Canada, n° 57-601 au catalogue, tableau 8.2; United States Energy Information Administration, *Annual Energy Review 2005*, tableau 9.2.

En résumé, les coefficients de production des parcs nucléaires ont augmenté. C'est pourquoi un horizon de cinq ans constitue une période de référence plus appropriée qu'une seule année pour comparer la fiabilité de la filière nucléaire par rapport aux autres. Dans ces conditions, comme en témoigne le tableau 5.1, le nucléaire s'est avéré plus fiable que le gaz naturel, mais l'écart entre les deux n'est pas considérable.

L'analyse présentée ci-après prend en compte tous les réacteurs CANDU construits au Canada et ailleurs dans le monde. Plusieurs réacteurs CANDU ont été construits à l'étranger dans un contexte où le fournisseur était en définitive le principal responsable de la conception et de la construction. Notre analyse exclut toutefois les réacteurs à eau lourde sous pression construits en Inde.

Le tableau 5.3, tiré du site Web de l'Association nucléaire canadienne, indique le rendement des réacteurs nucléaires CANDU en 2007. Il prend en compte huit réacteurs nucléaires construits à l'extérieur du Canada, soit quatre en Corée du Sud, deux en Chine, deux en Roumanie et un en Argentine.

**Tableau 5.3**  
**Rendement des réacteurs CANDU, décembre 2007**

Réacteur	Mise en service	Puissance réelle (brute) (MW)	Coefficient de production (%)	
			en 2007	à vie
Point Lepreau	1983	680	74,9	82,1
Gentilly 2	1983	675	78,4	79,5
Wolsong 1	1983	622	89,8	85,7
Wolsong 2	1997	730	90,9	94,0
Wolsong 3	1998	729	94,3	95,4
Wolsong 4	1999	730	93,2	97,2
Embalse	1984	648	76,2	84,9
Cernavoda 1	1996	706	97,6	88,4
Cernavoda 2	2007	705	93,2	93,2
Qinshan 1	2002	700	88,3	87,5
Qinshan 2	2003	700	99,9	89,2
Pickering 1	1971	542	38,8	63,1
Pickering 4	1973	542	43,7	66,1
Pickering 5	1983	540	57,6	73,4
Pickering 6	1984	540	71,5	77,1
Pickering 7	1985	540	81,9	79,4
Pickering 8	1986	540	86,9	76,1
Bruce 3	1978	805	75,3	62,8
Bruce 4	1979	805	80,1	61,5
Bruce 5	1985	845	96,6	83,4
Bruce 6	1984	872	71,6	79,9
Bruce 7	1986	872	97,2	83,7
Bruce 8	1987	845	93,2	81,6
Darlington 1	1992	934	96,7	84,1
Darlington 2	1990	934	83,0	75,7
Darlington 3	1993	934	94,2	85,2
Darlington 4	1993	934	81,0	85,1
Total ou moyenne		19 655	82,4	81,3

Source : [http://www.cna.ca/french/pdf/NuclearFacts/Candu\\_Reactor\\_Performance\\_07\\_FR.pdf](http://www.cna.ca/french/pdf/NuclearFacts/Candu_Reactor_Performance_07_FR.pdf).

Cette liste ne comprend pas les tranches 1 et 2 de Bruce ni les tranches 2 et 3 de Pickering A, qui sont en arrêt prolongé. Ces réacteurs ne figurent pas dans le tableau et ils ne sont pas pris en compte dans le calcul du total et des moyennes. Certains opposants à la production électronucléaire critiqueront peut-être ces omissions, mais les partisans de la filière nucléaire feront valoir que ces réacteurs en arrêt depuis plusieurs années auraient pu être remis à neuf il y a longtemps si OPG n'avait pas manqué de capitaux. Signalons que leur arrêt prolongé n'est pas attribuable à des contraintes techniques. Maintenant que l'on a décidé de redémarrer les



tranches 1 et 2 de Bruce et de maintenir en arrêt les réacteurs 2 et 3 de Pickering, une solution intermédiaire acceptable pour tous consisterait peut-être à inclure les deux réacteurs de Bruce mais non ceux de Pickering, même si plafonnement de tarif imposé à OPG et son taux de rendement limité ont peut-être influencé la décision concernant les deux tranches de Pickering. Quoi qu'il en soit, on n'observe pas ce genre de controverse en ce qui a trait aux réacteurs CANDU à l'extérieur de l'Ontario car aucun n'a jamais été mis en arrêt prolongé. Leur coefficient de production à vie varie entre 61,5 et 97,2 %.

L'excellent rendement des réacteurs à eau lourde sous pression n'est pas l'apanage de la technologie CANDU. Le coefficient de production moyen de tous les réacteurs à eau lourde sous pression, canadiens ou indiens, se chiffre à 83,3 % pour 2003. Avec un coefficient de production brut de 98,4 % au cours des 12 mois précédents, la tranche 1 de la centrale Kakrapar (KAPS) de la Nuclear Power Corporation of India Limited a reçu en 2003 le titre de réacteur à eau lourde sous pression le plus performant du monde.

## **5.2 Sûreté et sécurité des filières nucléaire, gaz naturel et charbon**

La présente section analyse la sûreté et la sécurité dans la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire, de gaz naturel et de charbon. Elle est divisée en trois sections correspondant à ces trois filières.

La section portant sur la sûreté et la sécurité de l'énergie nucléaire fait état des risques professionnels et des impacts environnementaux de l'extraction d'uranium, présente une analyse comparative de la sûreté dans la production électronucléaire par rapport aux autres filières, explore les différents types de catastrophes liées à l'énergie et examine la réglementation et la gestion du combustible irradié au Canada ainsi que les menaces terroristes contre le nucléaire.

La section consacrée à la sûreté et à la sécurité du gaz naturel fait état des risques professionnels, analyse la sécurité du public ainsi que les enjeux environnementaux et examine la sûreté et la sécurité du gaz naturel liquéfié (GNL). Il est important de rappeler que le marché du gaz naturel ne se limite plus au continent. D'après des sources gouvernementales et privées, une augmentation des importations de gaz naturel s'impose pour répondre aux besoins à venir dans les régions de grande consommation, par exemple l'Amérique du Nord. On trouve d'abondantes réserves de « gaz délaissé » à des endroits où les gazoducs ne se rendent pas, notamment en Australie, en Russie, au Venezuela, en Malaisie et au Nigeria.

La section portant sur la sûreté et la sécurité dans la filière charbon analyse les risques professionnels inhérents à l'extraction du charbon, passe en revue les dangers pour l'environnement qui en découlent et examine la sécurité du public ainsi que les impacts environnementaux de la combustion du charbon. Depuis les premiers jours de l'industrie du charbon, des dangers sont toujours associés à l'extraction et à l'utilisation de ce combustible. En Europe et en Amérique du Nord, où l'industrie a atteint sa maturité et où les questions de sûreté suscitent de grandes préoccupations depuis plus d'un siècle, on a considérablement atténué la plupart de ces dangers. En Chine, principal pays producteur de charbon, où l'industrie a récemment amorcé une croissance rapide, les périls sont redoutables et ils vont en augmentant.

### 5.2.1 Énergie nucléaire

La présente section, qui aborde la sûreté et la sécurité dans la production électronucléaire, est divisée en quatre parties. La première fait état des risques professionnels et des impacts environnementaux de l'extraction d'uranium. La deuxième présente une analyse comparative de la sûreté dans la production électronucléaire par rapport aux autres filières et explore les différents types de catastrophes liées à l'énergie. La troisième partie fait état de la réglementation et de la gestion du combustible irradié au Canada, tandis que la dernière examine les menaces terroristes.

#### 5.2.1.1 Extraction d'uranium : risques professionnels et impacts environnementaux

La présente section examine les risques professionnels inhérents à l'industrie de l'extraction et de la concentration de l'uranium. Rappelons que, comme nous en avons fait état au chapitre 3, le Canada assure plus du tiers de la production mondiale d'uranium, ce qui en fait le principal producteur de ce métal. Il se classe au troisième rang mondial pour les gisements d'uranium et possède les gisements à forte teneur connus les plus vastes de la planète. Les principales entreprises d'extraction d'uranium en territoire canadien sont Cameco Corporation, AREVA Resources Canada Inc. et COGEMA Resources Inc. À l'heure actuelle, toutes les activités d'extraction d'uranium se déroulent dans trois mines de la Saskatchewan – McClean Lake, Rabbit Lake et McArthur River. L'usine de concentration de Key Lake sert à traiter le minerai d'uranium de la mine McArthur River. Depuis la fermeture et le déclassement des mines ontariennes au début des années 1990, toute la production d'uranium au pays se fait en Saskatchewan.

Ce n'est pas d'hier que l'extraction d'uranium est considérée comme un métier dangereux. Dès le xv<sup>e</sup> siècle, c'était déjà le cas sur les territoires actuels de l'Allemagne et de la Tchéquie. Nombre de travailleurs mouraient d'une « maladie mystérieuse » souvent diagnostiquée comme le cancer du poumon dans les années 1800. Ce n'est pas avant le début des années 1920 qu'on a envisagé que le radon pouvait être en cause. Les émissions de particules alpha imputables au radon auxquelles les mineurs d'uranium ont été exposés entre 1949 et 1959 étaient plus élevées. Les doses cumulatives dépassaient les limites recommandées. Cela dit, les choses ont beaucoup changé au cours des 40 dernières années.

Les règlements en matière de radioprotection auxquels est assujettie l'industrie canadienne de l'extraction et de la concentration de l'uranium sont parmi les plus complets et rigoureux dans le monde. Signalons que le Canada possède une longue histoire d'extraction d'uranium et qu'il a beaucoup appris depuis la production du premier minerai d'uranium, au début des années 1930, lorsque la société Eldorado Gold Mining est entrée en activité à Port Radium, dans les Territoires du Nord-Ouest. Dès la fin des années 1950, on comptait 23 mines et 19 usines de traitement en activité dans 5 districts. Le principal centre de production se trouvait alors dans la région d'Elliot Lake, en Ontario.

Qui plus est, les niveaux de rayonnement se situent bien en deçà des limites imposées par la réglementation. La Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) a adopté des règlements rigoureux définissant les normes sanitaires pour l'exposition aux rayons gamma et au radon ainsi que pour l'ingestion et l'inhalation de matières radioactives. Afin de protéger les Canadiens et l'environnement, la CCSN réglemente toutes les mines d'uranium et les usines de concentration canadiennes et elle leur délivre des permis.

Le tableau 5.4 répertorie les mines d'uranium au Canada en précisant les types de permis correspondants. La liste ne fait pas état des 14 mines d'uranium et usines de concentration inactives en Ontario, en Saskatchewan et dans les Territoires du Nord-Ouest.

**Tableau 5.4**  
**Mines d'uranium au Canada**

<b>Installation</b>	<b>Lieu</b>	<b>Titulaire de permis</b>	<b>Type de permis</b>	<b>État</b>
Projet minier de Cigar Lake	Saskatchewan	Cameco Corporation	Construction	En construction
Cluff Lake	Saskatchewan	AREVA Resources Canada Inc.	Déclassement	Réalisation d'activités de déclassement
Établissement minier Key Lake	Saskatchewan	Cameco Corporation	Exploitation	Autorisé à produire jusqu'à 7 200 000 kg d'uranium par an; autorisé à recevoir les boues de minerai de la mine McArthur
Projet minier de McArthur River	Saskatchewan	Cameco Corporation	Exploitation	Autorisé à extraire jusqu'à 7 200 000 kg d'uranium par an
Projet minier de McClean Lake	Saskatchewan	AREVA Resources Canada Inc.	Exploitation	Autorisé à produire jusqu'à 3 629 300 kg d'uranium par an
Coentreprise Midwest	Saskatchewan	AREVA Resources Canada Inc.	Préparation de l'emplacement	Suspension indéfinie des activités pendant l'évaluation environnementale
Établissement Rabbit Lake	Saskatchewan	Cameco Corporation	Exploitation	Autorisé à produire jusqu'à 6 500 000 kg d'uranium par an

Source : Commission canadienne de sûreté nucléaire.

Les mesures de précaution suivantes ont été prises dans les mines d'uranium du Canada et de l'Australie, deux des principaux acteurs sur la scène mondiale<sup>52</sup> :

- On élimine les poussières pour réduire l'inhalation de minéraux émetteurs de particules gamma ou alpha. Les poussières, qui constituent la plus grande source d'exposition au rayonnement dans les mines d'uranium à ciel ouvert et à proximité des usines de concentration, étaient le plus souvent la cause des maladies au cours des premières années de l'extraction d'uranium.
- On limite la radioexposition des travailleurs sur le site des mines, des usines et des aires de résidus miniers. En pratique, le niveau de rayonnement attribuable au minerai et aux résidus est généralement très faible.
- L'exposition aux produits de filiation du radon est minime dans une mine à ciel ouvert, car la ventilation naturelle permet d'éliminer le radon. Dans une mine souterraine, il faut un bon système de ventilation forcée pour obtenir le même résultat. Les doses reçues au Canada (dans les mines renfermant du minerai à forte teneur) se chiffrent en moyenne autour de 3 millisieverts par an (mSv/an), comparativement à environ 1m Sv/an dans la mine Olympic Dam en Australie.
- Les travailleurs qui manipulent le concentré d'oxyde d'uranium (U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>) doivent respecter des normes d'hygiène strictes. En cas d'ingestion, la toxicité chimique de ce produit est similaire à

<sup>52</sup> <http://www.world-nuclear.org/info/inf24.html>

celle de l'oxyde de plomb. (Le plomb et l'uranium sont deux métaux toxiques qui affectent les reins. L'organisme élimine progressivement dans l'urine la plus grande partie du plomb ou de l'uranium.)

Les doses de rayonnement dans les mines canadiennes sont bien inférieures aux limites acceptées, car les procédures en place sont parmi les plus complètes dans le monde comme en témoigne le Groupe de travail de l'Athabasca (GTA)<sup>53</sup>. Ce groupe a mené un programme de surveillance environnementale au lac Wollaston dans le nord de la Saskatchewan. Il a envoyé des échantillons au laboratoire de Saskatoon du Conseil de la recherche de la Saskatchewan aux fins d'analyse chimique. Des échantillons d'eau prélevés à un emplacement témoin dans la baie Fidler ont été comparés avec ceux provenant des sites touchés dans les baies Welcome, Hidden et Collins. Signalons que les effluents traités de la mine Rabbit Lake sont rejetés dans la baie Hidden. Le Groupe a constaté en 2005 que, comme au cours des années antérieures, le niveau de tous les paramètres mesurés dans les échantillons d'eau était *bien inférieur* aux lignes directrices provinciales pour la protection de la vie aquatique et de la qualité de l'eau de boisson. En fait, selon le groupe, le niveau de la plupart des principaux paramètres était trop faible pour que le laboratoire puisse les mesurer pour l'ensemble des années d'échantillonnage, soit de 2000 à 2005. Comparativement au niveau prévu par la ligne directrice sur la qualité de l'eau de boisson, c'est-à-dire 20 microgrammes ( $\mu\text{g}$ ) d'uranium par litre d'eau, les quatre sites étudiés présentaient un niveau inférieur à 1  $\mu\text{g}$  par litre durant cette période, sauf en 2002 dans la baie Hidden, où le niveau d'uranium a dépassé légèrement 2  $\mu\text{g}$  par litre. En 2003, le niveau d'arsenic représentait moins de 0,5  $\mu\text{g}$  par litre, comparativement au niveau de 25  $\mu\text{g}$  par litre prévu par la ligne directrice sur la qualité de l'eau de boisson. Le niveau d'arsenic le plus élevé a été mesuré en 2002 dans les baies Fidler et Hidden, soit un peu moins de 3  $\mu\text{g}$  par litre.

P.A. Thomas a tenté de distinguer les effets de l'extraction et de la concentration de l'uranium par rapport à ceux liés à la présence des minéraux radioactifs<sup>54</sup>. Dans son article publié en 2000, elle conclut que les problèmes inhérents aux poussières diffuses de résidus miniers découlent des anciennes activités d'extraction, et non de celles à venir, et qu'il n'y a donc pas lieu de renoncer à l'extraction pour l'avenir :

[Traduction] Le niveau de radionucléides de la série de l'uranium a été mesuré dans le sol, la végétation, les petits mammifères et les oiseaux à trois emplacements situés à proximité de l'usine de concentration de Key Lake dans le nord de la Saskatchewan. À ces endroits, où le vent souffle les poussières et les résidus miniers des usines, le sol, la litière, la végétation, les aiguilles et les ramilles d'arbres, les petits mammifères et les oiseaux présentaient une concentration d'uranium, de radon 226, de plomb 210 et de potassium 210 nettement plus élevée qu'à l'emplacement témoin. [...]

La concentration d'uranium et le ratio uranium-radon 226 dans les ramilles d'épinettes noires matures, plus élevés que dans tout le reste de la végétation de Key Lake, concordent avec les résultats des travaux antérieurs de Dunn [...] selon lesquels le système racinaire profond de l'épinette noire extrait des eaux souterraines l'uranium dissous, particulièrement dans les régions minéralisées. Dunn a constaté que l'on pouvait utiliser les ramilles d'épinettes noires pour cartographier les zones susceptibles de renfermer des gisements d'uranium dans le nord-est de la Saskatchewan.

---

<sup>53</sup> *Wollaston Lake: Athabasca Working Group Environmental Monitoring program 2000 to 2005*; consulté à [www.cri.ca/common/pdfs/awg/Wollaston\\_Lake.pdf](http://www.cri.ca/common/pdfs/awg/Wollaston_Lake.pdf).

<sup>54</sup> P.A. Thomas, « Radionuclides in the Terrestrial Ecosystem near a Canadian Uranium Mill – Part I: Distribution and Doses », *Health Physics*, vol. 78(6), juin 2000, p. 614 à 624; consulté à <http://gateway.ut.ovid.com.ezproxy.lib.ucalgary.ca/gw1/ovidweb.cgi>; Thomas et coll., « Radionuclides and Trace Metals in Canadian Moose near Uranium Mines: Comparison of Radiation Doses and Food Chain Transfer with Cattle and Caribou », *Health Physics*, vol. 88(5), mai 2005, p. 423 à 438; consulté à <http://gateway.ut.ovid.com.ezproxy.lib.ucalgary.ca/gw1/ovidweb.cgi>.

Les niveaux mesurés dans le sol et la végétation pour les besoins de la présente étude sont supérieurs aux données de référence et de surveillance recueillies antérieurement à Key Lake pour l'uranium, le radon 226 et le plomb 210. [...]

Si l'on accepte le point de vue selon lequel les effets déterministes sur la reproduction et la mortalité sont les seuls effets du rayonnement dont il faut s'inquiéter dans les populations animales, il est possible de comparer grosso modo les effets potentiels de doses élevées de radon 226 chez les petits mammifères et les oiseaux du lac Key à certaines doses limites générales. Le niveau sans effet observé (NSEO) sur la reproduction chez les souris est de 1 milligray (mGy) par jour<sup>-1</sup> (ou 365 mGy par an<sup>-1</sup>); sur la mortalité, il est dix fois plus élevé. [...] Si l'on applique un coefficient de pondération de 20 pour les rayons alpha, les animaux de Key Lake se trouvent près du NSEO sur la reproduction. Si l'on n'accepte pas un facteur de qualité de 20, les doses absorbées les plus élevées à Key Lake (12 mGy par an<sup>-1</sup>) sont d'un ordre de grandeur inférieur à la limite de 365 mGy par an<sup>-1</sup> pour les effets sur la reproduction. [...]

Les résidus miniers [à Key Lake, générés par le traitement du minerai de McArthur River] seront placés sous l'eau dans l'une des fosses de Key Lake exploitées auparavant, ce qui empêchera tout problème ultérieur de poussières de résidus diffuses.

Le point le plus important tient peut-être aux résultats concernant la santé humaine présentés dans l'article publié par Thomas en 2005 sur les radionucléides chez les gros animaux. Elle a calculé pour l'absorption par le caribou une dose de 2,4 mSv par an<sup>-1</sup> et pour l'absorption par l'original une dose représentant seulement 0,3 % de celle se rapportant au caribou. D'après elle, ces doses peuvent se comparer à la dose limite pour le public de 1 mSv par an<sup>-1</sup> dans le cas des activités humaines et à l'exposition naturelle moyenne de 3,6 mSv par an<sup>-1</sup> pour les résidents des États-Unis, ce qui comprend l'inhalation de radon et son absorption lors de procédures médicales. Thomas conclut que le risque de cancer chez l'humain découlant de la consommation de caribou de la région du lac Wollaston se chiffrerait à  $1,2 \times 10^{-4}$  sur une base annuelle. Elle signale par la suite que les types de sol naturel et l'alimentation peuvent exercer autant d'effets que l'extraction d'uranium.

Pour mettre les choses en perspective, le tableau 5.5 indique différentes doses de rayonnement et leurs effets.

**Tableau 5.5**  
**Doses de rayonnement et effets**

2 mSv/an	Dose de rayonnement naturel représentative pour toute personne (moyenne de 1,5 mSv en Australie et de 3 mSv en Amérique du Nord)
De 1,5 à 2,0 mSv/an	Dose de rayonnement moyenne pour les mineurs d'uranium australiens, qui s'ajoute à l'exposition naturelle ou médicale
2,4 mSv/an	Dose de rayonnement moyenne pour les employés de l'industrie nucléaire américaine
Jusqu'à 5 mSv/an	Dose de rayonnement supplémentaire représentative pour les membres de l'équipage des avions volant aux latitudes moyennes
9 mSv/an	Dose de rayonnement pour les membres d'équipage des avions empruntant la route polaire New York-Tokyo
10 mSv/an	Dose de rayonnement réelle maximale pour les mineurs d'uranium australiens
20 mSv/an	Limite actuelle (moyenne) pour les employés de l'industrie nucléaire et les mineurs d'uranium
50 mSv/an	Ancienne limite pour les employés de l'industrie nucléaire – débit de dose découlant du rayonnement naturel à plusieurs endroits en Iran, en Inde et en Europe
100 mSv/an	Dose de rayonnement la plus faible pour laquelle toute augmentation du nombre de cas de cancer est évidente. Aux niveaux plus élevés, la probabilité d'apparition du cancer (et non de sa gravité) augmente en même temps que le rayonnement.
350 mSv à vie	Critère pour le déplacement de la population après l'accident de Tchernobyl
1 000 mSv (dose cumulative)	Dose de rayonnement qui causerait probablement un cancer mortel après plusieurs années chez 5 personnes exposées sur 100 (p. ex. si l'incidence normale de cancers mortels était de 25 %, cette dose la ferait passer à 30 %)
1 000 mSv (dose unique)	Dose de rayonnement entraînant une « maladie des rayons » (temporaire), par exemple des nausées et une diminution du nombre de globules blancs, mais non la mort. Aux niveaux plus élevés, la gravité de la maladie augmente en même temps que la dose.
5 000 mSv (dose unique)	Dose de rayonnement qui tuerait la moitié des personnes exposées dans le mois suivant l'exposition
10 000 mSv (dose unique)	Dose de rayonnement entraînant le décès en quelques semaines

Source : Association nucléaire mondiale, *Radiation and Nuclear Energy*, août 2007.

L'information ci-après provient du Fichier dosimétrique national<sup>55</sup>. Selon ce registre tenu à jour par Santé Canada, la dose moyenne de rayonnement en 1999 était de 1,14 mSv pour les mineurs d'uranium travaillant dans des mines souterraines, de 0,15 mSv pour ceux des mines à ciel ouvert et de 2,40 mSv pour les employés des installations de traitement du combustible nucléaire. Il s'agit de doses de rayonnement nettement inférieures aux limites prévues par le règlement, soit 100 mSv pour une période de cinq ans ainsi qu'un maximum de 50 mSv pendant une année pour les travailleurs et de 1 mSv pour le grand public.

<sup>55</sup> [http://www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/pubs/eval/handbook-guide/vol\\_4/mining-miniére-2-fra.php](http://www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/pubs/eval/handbook-guide/vol_4/mining-miniére-2-fra.php).

Si l'on examine le *Northern Saskatchewan Health Indicators Report 2004*<sup>56</sup> pour y trouver d'éventuelles données témoignant de taux de cancer élevés dans le nord de la Saskatchewan, on n'y trouve aucune information inhabituelle. Entre 1993 et 1999, les statistiques sur les causes de décès indiquaient un taux de 21 % de décès liés au cancer dans cette région comparativement à 26 % pour la province dans son ensemble. En principe, ces pourcentages pourraient indiquer un taux de décès inférieur pour le cancer ou supérieur pour d'autres causes. Quoi qu'il en soit, le rapport sur les indicateurs de santé dans le nord de la Saskatchewan ne fait état d'aucune incidence sur la santé humaine.

Les données ne font ressortir aucun problème de santé appréciable associé à l'extraction et à la concentration de l'uranium ou encore à la présence de minerai radioactif. La stratégie verte de la Saskatchewan de 2007 précise que les activités d'extraction d'uranium abandonnées dans le nord de la province ont été répertoriées et évaluées, que les sites visés ne présentent aucune menace immédiate pour la vie humaine et que leur incidence sur l'environnement est très localisée.

#### 5.2.1.2 Analyse comparative de la sûreté

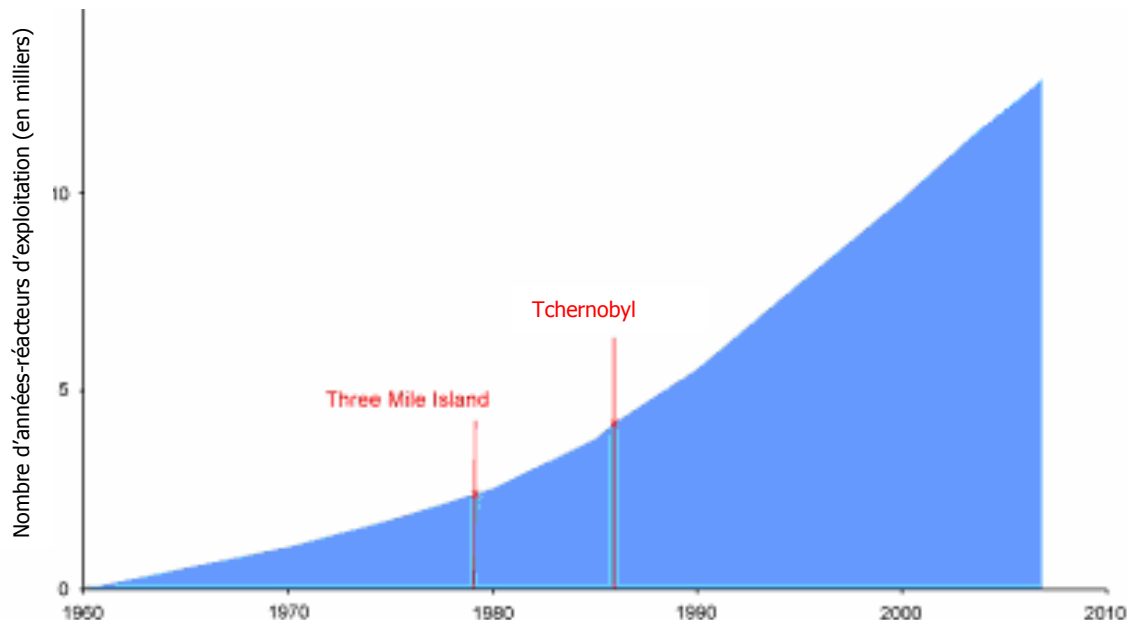
L'accident le plus important lié aux activités nucléaires commerciales en Amérique du Nord s'est produit à la centrale à deux tranches de Three Mile Island (TMI). En 1979, cet accident touchant la deuxième tranche, TMI-2, a gravement endommagé le cœur du réacteur. Il n'a entraîné aucun décès et le confinement a empêché le rejet de rayonnement nocif en dehors de la structure de confinement. Tout le combustible fondu a été contenu dans la cuve sous pression. Cette situation différait de l'accident survenu en 1986 à la centrale Tchernobyl, en Ukraine, où le réacteur n'était doté d'aucune enceinte de confinement supérieure. Une enceinte de confinement inférieure avait été prévue pour assurer une protection en cas de fusion du combustible, mais la centrale ne pouvait résister à une explosion de vapeur. Or, c'est exactement ce qui s'est produit.

Signalons que tous les réacteurs modernes sont dotés d'enceintes de confinement conçues pour empêcher le rejet de matières radioactives à partir du cœur du réacteur. La situation observée à Tchernobyl n'est pas représentative de l'approche de l'industrie nucléaire en matière de sûreté, tant sur le plan des structures que de l'exploitation. Comme le montre la figure 5.1, le nombre cumulatif d'années-réacteurs d'exploitation a beaucoup augmenté depuis les accidents de Tchernobyl et de Three Mile Island.

---

<sup>56</sup> Rapport consulté à [www.mcrrha.sk.ca/Downloads/files/2004%20Health%20Indicators%20Report%20Revision1.pdf](http://www.mcrrha.sk.ca/Downloads/files/2004%20Health%20Indicators%20Report%20Revision1.pdf).

**Figure 5.1**  
**Nombre cumulatif d'années-réacteurs d'exploitation**



Source : <http://www.world-nuclear.org/info/inf06.html>

En ce qui a trait aux pertes de vie directement attribuables au secteur énergétique, le tableau 5.6 présente les 12 catastrophes les plus meurtrières survenues depuis 1977. Par comparaison, le nombre de décès immédiats attribuables à Tchernobyl est de 32, mais 47 employés et pompiers ont fini par perdre la vie.

**Tableau 5.6**  
**Catastrophes les plus meurtrières dans le secteur énergétique**

Type de catastrophe	Endroit	Nombre de décès	Année
Rupture d'un barrage hydroélectrique	Machhu II, Inde	2 500	1979
Rupture d'un barrage hydroélectrique	Hirakud, Inde	1 000	1980
Fuite d'un pipeline de gaz de pétrole liquéfiés et incendie connexe	Asha-ufa, Sibérie	600	1989
Dépôt de combustible frappé par la foudre	Durunkha, Égypte	580	1994
Incendie d'hydrocarbures	Cubatao, Brésil	508	1984
Fuite d'un oléoduc et incendie connexe	Warri, Nigeria	500+	1998
Incendie d'hydrocarbures	Séoul, Corée du Sud	500	1994
Explosion de gaz de pétrole liquéfiés	Mexico, Mexique	498	1984
Explosion de gaz de pétrole liquéfiés	Nil (fleuve), Égypte	317	1983
Explosion de méthane dans une mine de charbon	Kozlu, Turquie	272	1992
Explosion d'un puits de gaz avec H <sub>2</sub> S	Gaoqiao, Chine	234	2003
Explosion de méthane dans une mine de charbon	Sunjiawan, Liaoning, Chine	215	2005

Source : Résumé d'un tableau affiché dans le site Web de l'Association nucléaire mondiale ([www.world-nuclear.org](http://www.world-nuclear.org)).



L'Amérique du Nord a été relativement épargnée de grandes catastrophes dans le secteur énergétique, mais les décès continuent. Aux États-Unis, 3 opérateurs sont morts à un réacteur militaire expérimental en 1961. Comparativement, près de 400 Américains meurent chaque année dans des accidents associés au transport du charbon, principalement des membres de la population. La dernière catastrophe survenue dans une mine de charbon au Canada s'est produite à la mine Westray, où l'explosion de méthane et de poussières de charbon a causé la mort de 26 mineurs en 1992. L'industrie canadienne du pétrole et du gaz est fière que ses activités n'aient provoqué la mort d'aucun citoyen, mais des décès surviennent à l'occasion parmi ses propres travailleurs. D'après l'édition du 2 mai 2007 du *Calgary Herald*, les champs de pétrole de l'Alberta avaient entraîné 41 pertes de vie au cours de la période écoulée depuis janvier 2000, sans compter les accidents de la route qui avaient tué 163 travailleurs de champs de pétrole dans le cadre de leurs fonctions entre 1994 et 2005.

Une bonne façon de comparer le nombre de décès liés à différentes filières de production d'électricité consiste à l'examiner par rapport à la quantité d'électricité produite. C'est l'approche adoptée dans le tableau 5.7, qui indique le nombre de décès par térawattannée (Twa). Un térawattannée équivaut à la production annuelle de 20 centrales nucléaires de la taille d'une centrale CANDU ou REP examinée dans cette analyse. Avec un coefficient de production de 93 %, la production annuelle d'une des centrales nucléaires étudiées serait légèrement supérieure à 18 TWh.

**Tableau 5.7**  
**Comparaison des statistiques sur les accidents**  
**survenus dans la production d'énergie primaire**

<b>Filière de production</b>	<b>Nombre de décès directement attribuables à la filière 1970-1992</b>	<b>Personnes touchées</b>	<b>Nombre de décès par Twa*</b>
Charbon	6400	Travailleurs	342
Gaz naturel	1 200	Travailleurs et public	85
Énergie hydraulique	4 000		883
Énergie nucléaire	31	Public Travailleurs	8

Sources : Association nucléaire mondiale, données compilées à partir de Ball, Roberts et Simpson, rapport de recherche n° 20, Centre for Environmental & Risk Management, University of East Anglia, 1994; Hirschberg et coll., Institut Paul Scherrer, 1996; AIEA, *Sustainable Development and Nuclear Power*, 1997; *Severe Accidents in the Energy Sector*, Institut Paul Scherrer, 2001.

\* Twa est l'abréviation de térawattannée.

Examinons non seulement les décès dans les installations, mais aussi les accidents et les décès associés au transport d'énergie. Les dangers inhérents à l'extraction du charbon, qui seront abordés plus en détail dans une section ultérieure du présent chapitre, ont été largement documentés et présentés. Le tableau 5.7 indique que les installations de la filière charbon dans le monde demeurent indéniablement aux prises avec des problèmes de sûreté. Toutefois, on a beaucoup moins fait état des risques liés au transport du charbon, que certains jugent plus élevés que ceux inhérents à l'extraction.

Par exemple, les États-Unis ont enregistré 26 décès en 2006 dans des mines de charbon, dont probablement aucun parmi la population. En revanche, les trains de marchandises américains ont entraîné cette année-là 680 décès; or, le charbon représente plus de 30 % du tonnage de fret et plus de 40 % des tonnes-milles de transport ferroviaire de marchandises. En outre, la plupart de ces décès touchaient des membres de la population et non des employés des entreprises de chemin de fer. Le charbon livré aux centrales au charbon ontariennes est expédié principalement par voie ferrée aux États-Unis, où le taux de mortalité lié au transport ferroviaire de marchandises se chiffrait à 422 décès par billion de tonnes-milles ou 289 par billion de tonnes-kilomètres.

D'après Transports Canada, le pays a été le théâtre en 2005 de 577 décès dans des collisions mettant en cause des véhicules commerciaux de tous types (y compris les autobus). Comme 267 261 millions de tonnes-kilomètres de marchandises ont été transportées par la route cette année-là, il s'agit d'un taux de 2 159 décès par billion de tonnes-kilomètres. Nous avons utilisé les statistiques canadiennes, car le transport routier de minerai d'uranium, de « yellowcake » et de combustible nucléaire pour les centrales nucléaires de l'Ontario prend place principalement ou entièrement au Canada.

D'après ces données, le taux de mortalité lié au transport de marchandises par camion est 7,5 fois plus élevé par camion que par train. Quoi qu'il en soit, la densité énergétique supérieure du nucléaire pèse beaucoup plus lourd dans la balance que cet inconvénient, car la production de 1 TWh en Ontario nécessite selon les estimations le transport de 92 000 t-km de combustible pour la filière nucléaire comparativement à 1 074 500 000 t-km pour la filière charbon. En fonction du nombre de térawattheures, la probabilité de décès lié au transport de combustible nucléaire est estimée à  $2\,159 * 92\,000 / 1\,000\,000\,000\,000$  ou 0,00020 décès, par rapport à  $289 * 1\,074\,500\,000 / 1\,000\,000\,000\,000$  ou 0,31 pour le charbon. Autrement dit, pour une production d'électricité comparable, le taux de mortalité lié au transport est environ 1 550 fois plus élevé dans la filière charbon que dans la filière nucléaire.

En ce qui a trait aux pipelines, l'Office national de l'énergie signale que les activités relevant de sa compétence n'ont entraîné aucun décès depuis 1997, année où deux personnes sont mortes dans un accident de construction.

Le transport lié au chargement des réacteurs nucléaires n'a jamais entraîné de décès au Canada.

### 5.2.1.3 Réglementation canadienne sur les centrales nucléaires et la gestion du combustible irradié

Au Canada, les activités nucléaires sont réglementées par l'administration fédérale, sous la gouverne de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN). Cet organisme, qui se décrit lui-même comme le « chien de garde » de l'énergie et des matières nucléaires au Canada<sup>57</sup>, réglemente les réacteurs nucléaires de puissance, les mines et usines de concentration d'uranium, les installations de fabrication et de traitement du combustible ainsi que les installations de stockage des déchets.

Pour tous les nouveaux réacteurs, les promoteurs devront respecter les exigences réglementaires établies en détail dans le document intitulé *Processus d'autorisation des nouvelles centrales nucléaires au Canada, INFO-0576*, publié en février 2006. En vertu de ce processus, le promoteur est tenu de demander un permis pour préparer l'emplacement et construire ou exploiter un réacteur nucléaire. En outre, une décision favorable à l'issue d'une évaluation environnementale réalisée en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* est requise pour

---

<sup>57</sup> [www.nuclearsafety.gc.ca/fr/about/](http://www.nuclearsafety.gc.ca/fr/about/); consulté le 7 février 2007.

construire un nouveau réacteur nucléaire au Canada. Cette évaluation devrait durer de 18 à 36 mois selon plusieurs facteurs énoncés dans le document de 2006. Les permis peuvent être demandés en vertu d'un processus parallèle pendant l'évaluation environnementale.

L'expression « combustible nucléaire irradié » désigne les grappes de combustible irradié retirées des réacteurs nucléaires en exploitation au Canada. Comme il est expliqué à la section précédente, tous ces réacteurs sont des CANDU. Une partie du combustible irradié provient aussi des réacteurs de recherche. Pour les besoins de la réglementation régissant le combustible irradié et les déchets nucléaires au pays, on peut diviser la sûreté nucléaire en deux grandes catégories selon qu'il s'agit de matières de haute ou de faible activité. Les déchets de haute activité se composent principalement de combustible nucléaire irradié, tandis que ceux de faible activité proviennent de toutes les autres sources de déchets radioactifs. La présente section met l'accent sur le combustible nucléaire irradié.

Au Canada, le combustible nucléaire irradié est stocké à l'heure actuelle dans des installations autorisées à l'emplacement de réacteurs situés en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et au Manitoba. Après avoir retiré ce combustible des réacteurs, on le stocke en piscine pendant 7 à 10 ans pour réduire la chaleur et la radioactivité et on le transfère ensuite dans des modules de stockage à sec en béton ayant une durée de vie de 50 ans. En décembre 2004, 1,4 million de grappes de combustible étaient stockées en piscine et 0,3 million, dans des installations de stockage à sec au Canada<sup>58</sup>. Il est possible de retraiter le combustible nucléaire irradié pour produire de l'énergie supplémentaire. Afin d'assurer la sécurité de leur approvisionnement, la France, le Royaume-Uni, la Belgique, le Japon et la Russie ont recours au retraitement.

En raison de l'intérêt manifeste et des vives préoccupations du public à l'égard de la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié, le gouvernement du Canada a adopté la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*. Par suite de son entrée en vigueur en novembre 2002, il a créé la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN), dont le mandat consiste à recommander une méthode pour la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié au Canada<sup>59</sup>.

La SGDN a terminé au début de 2007 une étude exhaustive des différentes options concernant la gestion du combustible irradié en territoire canadien<sup>60</sup>. L'étude, qui a été soumise à l'examen du gouvernement du Canada dans le cadre du plan canadien pour la gestion à long terme du combustible irradié, conclut que l'on devrait utiliser à cette fin le processus de « gestion adaptative progressive », lequel combine une méthode technique et un système de gestion. En juin 2007, la SGDN a été chargée de mettre en œuvre la gestion adaptative progressive, qui constitue le plan canadien pour le stockage à long terme du combustible nucléaire irradié.

La méthode de gestion adaptative progressive comprend trois étapes. À l'étape 1, on prépare le terrain en vue de la gestion centralisée du combustible irradié en mettant en œuvre des programmes de sensibilisation du public sur une période de 30 ans. L'étape 2 est consacrée à démonstration du stockage centralisé et de la technologie. Cette étape, également d'une durée de 30 ans, prévoit la mise au point des plans technologiques et l'amorce de la construction. À l'étape 3, soit celle du confinement à long terme, on transporte le combustible nucléaire irradié vers un dépôt centralisé en formation géologique profonde. L'isolement et la surveillance seront assurés pendant au moins 60 ans.

---

<sup>58</sup> *Ontario's Integrated Power Systems Plan, Discussion Paper 4: Supply Resources*, OEO, 9 novembre 2006, p. 21.

<sup>59</sup> Mandat de la SGDN, [www.nwmo.ca/default.aspx?DN=18,1,Documents&l=French](http://www.nwmo.ca/default.aspx?DN=18,1,Documents&l=French); consulté le 7 février 2007.

<sup>60</sup> SGDN, [www.nwmo.ca/default.aspx?DN=20,1,Documents&l=French](http://www.nwmo.ca/default.aspx?DN=20,1,Documents&l=French); consulté le 7 février 2007.

Pour les besoins du stockage en formation géologique profonde, on enfouira le combustible nucléaire irradié dans le Bouclier canadien en misant sur des obstacles naturels et artificiels pour l'isoler des humains et de l'environnement superficiel pendant la période où il présente un danger. Le dépôt centralisé pourra être conçu de manière à permettre de récupérer le combustible nucléaire irradié pour le retraiter. À l'heure actuelle, on s'attache à choisir un emplacement pour un site centralisé.

#### 5.2.1.4 Menaces terroristes contre l'industrie nucléaire

À la suite des attentats du 11 septembre 2001, des préoccupations ont été soulevées quant à savoir si les centrales nucléaires seraient vulnérables à des attentats commis au moyen de gros avions commerciaux. Pour lutter contre le terrorisme au pays et à l'étranger, on améliore constamment la réglementation internationale et canadienne, relevant respectivement de l'Agence internationale de l'énergie atomique et de la CCSN. Les centrales nucléaires canadiennes ont été conçues pour résister à des phénomènes extrêmes comme les tremblements de terre, les tornades et les ouragans. Toutefois, comme les terroristes utilisent des procédés de plus en plus destructeurs, il devient important d'évaluer les mécanismes de protection des centrales nucléaires contre de violents attentats.

En décembre 2004, le gouvernement du Canada a demandé à John Gittus, spécialiste de l'assurance et des risques dans l'industrie nucléaire, de déterminer les primes appropriées pour la réassurance contre les dommages nucléaires causés à des tiers par suite d'un acte terroriste<sup>61</sup>. D'après son analyse exhaustive, le risque qu'un incident terroriste endommage un réacteur et entraîne l'émission de substances radioactives est encore considéré comme si faible qu'il demeure possible de contracter une assurance commerciale.

Le risque qu'un avion de ligne commercial s'écrase sur une installation nucléaire s'est accru depuis 2001, mais pas au point d'entraîner le retrait du combustible et le déclassement des centrales dans le monde. Cette hypothèse semble fort peu probable pour plusieurs raisons. Premièrement, le point le plus faible du confinement des installations nucléaires se trouve en plein centre de leur surface supérieure. Comme on peut le supposer, il est extrêmement difficile pour un avion à réaction commercial de piquer à la verticale. Deuxièmement, sur un avion, ce sont les blocs moteurs qui peuvent avoir l'impact le plus important. C'est pourquoi les chasseurs à réaction présentent une menace beaucoup plus sérieuse que les avions à réaction commerciaux. Ce scénario a déjà été vérifié aux Sandia National Laboratories dans le test du « chariot-fusée » mené en 1988<sup>62</sup>.

La possibilité de contracter une assurance commerciale, l'excellent dossier de l'industrie en matière de sûreté et la mobilisation mondiale renouvelée en faveur de cette filière aident à stimuler une « renaissance du nucléaire » dans le monde.

D'après l'un des coauteurs, M.J. Cetron<sup>63</sup>, le rapport intitulé *Terror 2000: The Future Face of Terrorism* avait prévu tous les principaux aspects des attentats de septembre 2001. Ce rapport avait été publié en 1994 dans le cadre de la quatrième conférence mondiale sur la lutte contre le terrorisme, organisée par le département de la Défense des États-Unis. Il analyse des scénarios

---

<sup>61</sup> John H. Gittus, *Review of the Premium for Government Reinsurance of Terrorist Coverage under the Canadian Nuclear Liability Act (NLA)*, 16 décembre 2004. L'information se rapportant au contenu du document et à son contexte a été recueillie lors de conversations avec M. Gittus et d'autres spécialistes de l'énergie nucléaire au Canada.

<sup>62</sup> On peut voir des images de cet essai dans le site Web des Sandia National Laboratories, <http://www.sandia.gov/news/resources/video-gallery/index.html>; consulté le 21 août 2007.

<sup>63</sup> M. J. Cetron, « Defeating Terrorism: Is It Possible? », *The Futurist*, vol. 41, n° 3 (mai-juin 2007), p. 18 à 25.

portant sur huit menaces fortement probables et sept menaces ayant des répercussions importantes. Les attentats éventuels contre des centrales nucléaires ou au charbon ne figuraient sur aucune des deux listes de menaces. Fait intéressant, l'explosion d'un réservoir plein de gaz naturel liquéfié à un terminal du port de Boston était l'un des scénarios de menaces ayant des conséquences graves. Il s'agit de l'emplacement de l'usine de gaz naturel liquéfié Everett.

Dans la foulée des attentats de septembre 2001, l'Electric Power Research Institute<sup>64</sup> a effectué des analyses informatiques portant sur des modèles représentatifs de tous les types de confinement des centrales nucléaires américaines. Son rapport, qui a été soumis à un examen par les pairs, indique :

[Traduction] « L'envergure du Boeing 767-400 – l'avion utilisé pour les besoins des analyses – est légèrement plus longue que le diamètre d'une enceinte de confinement habituelle (170 pi et 140 pi respectivement). Comme les deux moteurs se trouvent à une cinquantaine de pieds l'un de l'autre, il est impossible qu'un moteur et le fuselage frappent la ligne de centre de l'enceinte de confinement. Deux analyses ont été effectuées pour évaluer respectivement l'impact « local » d'un moteur sur la structure et l'impact « global » de la masse entière de l'appareil sur la structure. Dans les deux scénarios, on a posé l'hypothèse que le moteur et le fuselage frapperaient la structure dans un axe perpendiculaire à sa ligne de centre, de sorte que la force maximale de l'impact serait exercée sur la structure dans chaque cas.

« L'analyse a montré qu'aucune pièce du moteur, du fuselage ou des ailes – ni le carburant – ne pénétrerait à l'intérieur de l'enceinte de confinement. Malgré l'écrasement et la fissuration du béton (écaillage au point d'impact), aucune brèche n'a été ouverte dans la robuste structure de confinement.

« [Pour des raisons similaires], deux analyses ont été effectuées pour une piscine de réacteur à eau sous pression et une piscine de réacteur à eau bouillante. L'évaluation des piscines représentatives de celles utilisées pour le stockage combustible irradié a révélé la présence d'écrasement et de fissuration par endroits dans la paroi de béton, mais le revêtement en acier inoxydable de la piscine empêche toute perte d'eau de refroidissement. Comme aucune brèche n'a été ouverte dans les piscines, le combustible irradié est protégé et il n'y aurait aucune émission de radionucléides dans l'environnement.

« Les analyses montrent que le bâti [d'un château de transport de combustible irradié] résiste à l'impact direct d'un moteur. [...] Comme le château demeurerait intact, il n'y aurait aucune émission de radionucléides dans l'environnement. [...]

« L'étude a montré que les structures contenant le combustible nucléaire sont robustes et qu'elles protègent le combustible contre l'impact de gros avions commerciaux. »

### 5.2.2 Gaz naturel

La présente section, consacrée à la sûreté et à la sécurité du gaz naturel, est divisée en trois parties. La première fait état des risques professionnels liés à cette filière. La deuxième analyse la sécurité du public et les enjeux environnementaux. Enfin, la troisième examine la sûreté et la sécurité du gaz naturel liquéfié. Il est important de rappeler que le marché du gaz naturel ne se limite plus au continent. Une augmentation des importations de gaz naturel s'impose pour répondre aux besoins à venir dans les régions de grande consommation, par exemple l'Amérique du Nord. On trouve d'abondantes réserves de « gaz délaissé » à des endroits où les gazoducs ne se rendent pas, notamment en Australie, en Russie, au Venezuela, en Malaisie et au Nigeria. À l'heure actuelle, nombre d'endroits qui possèdent ce type de réserves exploitent des installations pour la production et l'exportation de gaz naturel liquéfié.

---

<sup>64</sup> *Detering Terrorism: Aircraft Crash Impact Analyses Demonstrate Nuclear Power Plant's Structural Strength*, décembre 2002; consulté à [www.nei.org/documents/eprinuclearplantstructuralstudy200212.pdf](http://www.nei.org/documents/eprinuclearplantstructuralstudy200212.pdf).

### 5.2.2.1 Production de gaz naturel : risques professionnels et sécurité du public

La présente section examine les risques professionnels et la sécurité du public dans le volet production de l'industrie du gaz naturel. Cette industrie s'enorgueillit de son dossier en matière de sûreté, mais des accidents se produisent. C'est pourquoi l'industrie canadienne a pris des mesures de précaution.

Au palier fédéral, l'Office national de l'énergie (ONE) réglemente certains segments de l'industrie canadienne de l'énergie. Cet organisme public indépendant réglemente les entreprises de services publics de pétrole, de gaz et d'électricité, le but visé étant de promouvoir la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement ainsi que l'efficacité de l'infrastructure et des marchés de l'énergie dans l'intérêt du public canadien. La sécurité fait partie intégrante du mandat de l'ONE depuis 1959, mais des modifications apportées en avril 2005 à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* afin d'y inclure la « sûreté » et de conférer ainsi à l'organisme le pouvoir légal clair de réglementer la sûreté de l'infrastructure énergétique qui relève de sa compétence. Le programme de gestion de la sûreté de l'Office vise à assurer la surveillance réglementaire appropriée pendant toute la durée d'un projet afin que les entreprises et les activités réglementées par l'Office soient protégées contre les menaces à la sûreté, grâce aux exigences en la matière selon le degré de risque et à la gestion continue du risque de sûreté.

L'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta était l'organisme de réglementation le plus important au palier provincial. Le 1<sup>er</sup> janvier 2008, cet organisme qui régissait l'industrie de l'énergie dans la principale province canadienne productrice de pétrole et de gaz a été scindé en deux organismes de réglementation distincts :

- l'Energy Resources Conservation Board (ERCB), qui réglemente l'industrie du pétrole et du gaz;
- l'Alberta Utilities Commission (AUC), qui réglemente l'industrie des services publics. Les autorités provinciales réglementent les entreprises de distribution de gaz naturel à l'échelle locale en matière d'environnement et de sûreté.

L'ERCB est un organisme indépendant quasi judiciaire du gouvernement de l'Alberta, qui assure une mise en valeur sûre, responsable et efficace des ressources énergétiques de la province : pétrole, gaz naturel, sables bitumineux, charbon et pipelines. Les préoccupations environnementales, par exemple les émissions atmosphériques, la protection de l'eau et la remise en état des sols, relèvent de sa compétence et de celle du gouvernement provincial (ministère de l'Environnement). D'autres organismes de réglementation provinciaux et territoriaux utilisent souvent les normes de l'ERCB.

L'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers et l'Office Canada—Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers réglementent les activités d'exploration et de mise en valeur au large des côtes. Pour sa part, l'Office national de l'énergie (ONE) réglemente l'exploration et la production au Yukon, au Nunavut et dans les Territoires du Nord-Ouest.

Les associations industrielles telles que l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) et l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP) ont aussi adopté des directives d'exploitation et des codes de pratique en matière d'environnement et de sûreté à l'intention de leurs membres. Ces normes sont souvent intégrées à des règlements. La Petroleum Services Association of Canada (PSAC) redouble aussi d'efforts pour promouvoir la sûreté et la formation afin d'atténuer, voire d'éliminer les risques professionnels.

D'après le ministère de l'Emploi, de l'Immigration et de l'Industrie de l'Alberta, l'industrie du pétrole et du gaz en amont a bien fait en ce qui a trait aux taux d'accidents avec perte de temps et d'accidents avec incapacité par rapport aux autres grandes industries de la province en 2005 et en 2006. Le taux d'accidents avec perte de temps représente la probabilité qu'un travailleur subisse une blessure ou une maladie au cours d'une année de travail. Le taux d'accidents avec incapacité représente la probabilité ou le risque qu'un travailleur subisse une blessure ou une maladie entraînant une incapacité au cours d'une même période. Il couvre un plus large éventail de blessures que le taux d'accidents avec perte de temps. Comme en témoigne le tableau 5.8, le taux d'accidents avec perte de temps pour l'industrie du pétrole et du gaz en amont était de 1,16 pour 100 années-personnes en 2006. Ce taux est nettement inférieur à celui enregistré dans toutes les autres grandes industries, exception faite de l'exploitation minière et de la mise en valeur pétrolière. Le taux d'accidents avec incapacité pour l'industrie du pétrole et du gaz en amont se chiffrait à 3,93 pour 100 années-personnes, comparativement au taux provincial de 4,14. Comme on pouvait s'y attendre, l'industrie des services aux entreprises et des services personnels et professionnels a affiché le taux le plus faible à ce titre en 2006, soit 2,05. Les industries en amont comprennent la prospection, l'exploration sismique, les relevés ainsi que le forage pétrolier ou gazier.

**Tableau 5.8**  
**Taux d'accidents avec perte de temps et d'accidents avec incapacité**  
**selon le secteur industriel en Alberta**

Grand secteur industriel	2005		2006	
	Taux d'accidents avec perte de temps	Taux d'accidents avec incapacité	Taux d'accidents avec perte de temps	Taux d'accidents avec incapacité
Agriculture et forêts	3,3	3,87	3,24	4,1
Services aux entreprises et services personnels et professionnels	1,64	2,12	1,54	2,05
Construction et services des métiers de la construction	2,58	5,18	2,5	5,22
Fabrication, transformation et conditionnement	3,43	7,35	3,11	7,01
Exploitation minière et mise en valeur pétrolière	1,01	3,8	0,87	3,64
Administration publique, éducation et services de santé	2,6	3,12	2,66	3,41
Transports, communications et services publics	3,06	4,35	3,17	4,81
Commerce de gros et de détail	2,35	3,35	2,43	3,67
Industrie du pétrole et du gaz en amont	1,29	4,14	1,16	3,93
Alberta	2,41	4,02	2,35	4,14

Source : Données de la Workers Compensation Board pour 2006 (préparées par Data Development and Evaluation).

D'après les données de la Workers Compensation Board (WCB), certains sous-secteurs de l'industrie du pétrole et du gaz en amont affichent un taux d'accidents avec perte de temps parmi les plus bas. Le tableau 5.9 indique le taux d'accidents avec perte de temps dans les différents sous-secteurs pour l'industrie du pétrole et du gaz en amont et le tableau 5.10, le nombre de décès professionnels pour ces sous-secteurs. Le taux d'accidents a diminué dans tous les sous-secteurs entre 2002 et 2006. Le sous-secteur des services de camionnage aux champs de pétrole est celui qui a enregistré le taux d'accidents le plus élevé, tandis que celui des sables bitumineux a affiché le plus faible.

**Tableau 5.9**  
**Taux d'accidents avec perte de temps dans l'industrie du pétrole et du gaz en amont**  
**selon le sous-secteur en Alberta**

<b>Sous-secteur</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>
Services de fond de puits et autres services aux champs de pétrole	2,04	2,09	1,50	1,76	1,48
Production ou exploration pétrolière	0,32	0,43	0,30	0,03	0,30
Forage de puits de pétrole et de gaz	2,38	3,84	2,84	2,31	1,84
Services de camionnage aux champs de pétrole	4,65	5,97	5,38	4,35	4,06
Entretien de puits avec plateformes de maintenance	2,43	2,83	2,08	1,83	1,59
Sables bitumineux	0,30	0,53	0,53	0,22	0,16
Entretien et construction aux champs de pétrole	2,64	2,44	2,00	2,04	2,44
<b>Industrie du pétrole et du gaz en amont</b>	<b>1,28</b>	<b>1,59</b>	<b>1,26</b>	<b>1,29</b>	<b>1,16</b>

Source : Données de la Workers Compensation Board pour 2006 (préparées par Data Development and Evaluation).

Selon la WCB, l'industrie du pétrole et du gaz en amont est à l'origine de 17 des 124 décès professionnels (13,7 %) survenus en Alberta en 2006. Le tableau 5.10 montre que 10 de ces 17 décès étaient associés à des accidents de véhicule à moteur, 3 à des accidents de travail et 4 à des maladies professionnelles.

**Tableau 5.10**  
**Décès professionnels dans l'industrie du pétrole et du gaz en amont**  
**selon le sous-secteur en Alberta**

<b>Sous-secteur</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>Total</b>	<b>%</b>
Services de fond de puits et autres services aux champs de pétrole	9	3	6	6	8	32	38,6
Production ou exploration pétrolière	3	6	3	1	2	15	18,1
Forage de puits de pétrole et de gaz	2	6	2	1	1	12	14,5
Services de camionnage aux champs de pétrole	1	4	1	2	4	12	14,6
Entretien de puits avec plateformes de maintenance	2	2	3	2	0	9	11,0
Sables bitumineux	1	0	0	0	1	2	2,4
Entretien et construction aux champs de pétrole	0	0	0	0	1	1	1,2
<b>Industrie du pétrole et du gaz en amont</b>	<b>18</b>	<b>21</b>	<b>15</b>	<b>12</b>	<b>17</b>	<b>83</b>	<b>100,0</b>

Source : Données de la Workers Compensation Board pour 2006 (préparées par Data Development and Evaluation).

L'industrie du pétrole et du gaz en amont est plutôt sûre, mais plusieurs aspects nécessitent une attention particulière. La manutention appropriée du gaz acide, qui contient du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S), constitue l'un des problèmes en matière de santé, de sûreté et de sécurité. On considère que près de 30 % du gaz naturel produit au Canada est acide, la plus grande partie se trouvant en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique. C'est pourquoi les entreprises canadiennes de l'industrie du pétrole et du gaz sont les chefs de file mondiaux de



l'exploitation efficace et sûre d'installations de traitement de gaz acide. En ce qui touche les opérations portant sur un gaz acide, ces entreprises ont des besoins variés – planification des interventions d'urgence, consultations publiques, équipement de sûreté et formation des travailleurs. Comme ce gaz non traité est toxique pour les humains et les animaux, il faut prévoir des mesures de précaution supplémentaires, par exemple des appareils respiratoires pour le personnel des installations de forage, et bien informer les gens qui habitent à proximité. On a souvent recours à un traitement aux amines pour éliminer le sulfure d'hydrogène du gaz naturel.

En juin 2007, l'EUB (prédécesseur de l'ERCB) a mené à terme une initiative d'une durée de sept ans portant sur les modalités de réglementation et de mise en valeur du gaz acide en Alberta. Le comité indépendant de l'EUB sur la sécurité du public et le gaz acide a formulé 87 recommandations dans le but de modifier la réglementation provinciale visant ce type de gaz afin d'atténuer ses répercussions sur la sécurité du public et l'environnement.

Non seulement le gaz acide porte atteinte à la qualité de l'air, mais aussi l'activité pétrolière et gazière en amont peut avoir d'autres répercussions, notamment le rejet dans l'atmosphère, les émissions de dioxyde de soufre et les odeurs. En fait, d'après le Centre info-énergie, la plupart des plaintes du public concernant les activités gazières en amont portent sur la qualité de l'air – plus précisément les odeurs. L'industrie du pétrole et du gaz en amont est à l'origine d'autres problèmes en matière de sécurité du public et d'environnement, notamment l'utilisation des sols, la gestion des déchets ainsi que la qualité de l'eau de surface et souterraine. L'extraction de gaz naturel entraîne parfois une diminution de la pression dans un gisement, ce qui risque de provoquer un affaissement du sol ayant des répercussions sur les écosystèmes, les voies navigables, les systèmes d'égout et d'aqueduc, les fondations, etc. L'industrie doit toutefois respecter des règlements rigoureux. De plus, selon Statistique Canada, l'industrie du pétrole et du gaz en amont a consacré un peu plus de 1 milliard de dollars à la protection de l'environnement en 2002.

#### 5.2.2.2 Gazoducs : sûreté et sécurité

Le transport du gaz naturel constitue un élément important de cette industrie. D'après l'Office national de l'énergie (ONE), le Canada compte 540 000 kilomètres de pipelines. Ce réseau vaste et complexe transporte environ 95 % du pétrole brut et du gaz naturel du pays à partir des sites de production, par exemple l'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan, jusqu'aux réseaux de distribution dans l'ensemble de l'Amérique du Nord.

L'ONE réglemente tous les pipelines interprovinciaux et ceux servant à l'exportation, tandis que les pipelines qui ne traversent aucune frontière provinciale ou nationale relèvent de la compétence des provinces. En Alberta, l'infrastructure et les pipelines provinciaux sont régis par l'ERCB.

Dans certaines régions du monde, il est difficile et coûteux de protéger l'infrastructure de pipelines. Par exemple, la protection des pipelines au Nigeria pose de grandes difficultés. Il arrive plutôt souvent que des individus les endommagent pour siphonner le combustible afin de le vendre sur le marché noir. Dans d'autres cas, les pipelines sont des cibles faciles pour les organisations qui essaient de véhiculer un message politique. Le sabotage des pipelines est devenu l'arme de choix dans certaines régions du monde. Par exemple, le pipeline qui va de Kirluk au terminal de Ceyhan, ville turque en bordure de la Méditerranée, a été la cible de plus de 200 attentats<sup>65</sup>. Autre exemple d'organisation politique recourant au sabotage de pipelines, les forces armées révolutionnaires de Colombie (FARC) endommagent très souvent des pipelines en Colombie et dans le nord de l'Équateur. Le terrorisme ne constitue pas un enjeu majeur au

---

<sup>65</sup> <http://www.iags.org/n0328051.htm>.

Canada, mais la protection des pipelines contre les dommages accidentels en est un. À l'heure actuelle, des satellites surveillent la plus grande partie du vaste réseau de pipelines canadien.

En 2006, l'Office national de l'énergie (ONE) a publié le *Projet de modification réglementaire (PMR) 2006-01* faisant état des modifications proposées au *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT-99) et au *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les usines de traitement* (RUT) pour prendre en compte les besoins liés à la gestion de la sûreté des pipelines. Le PMR 2006-01 précise que l'ONE s'attend à ce que les sociétés se dotent d'un programme de gestion de la sécurité des pipelines abordant la gestion des risques de sûreté d'une manière systématique, exhaustive et proactive.

#### 5.2.2.3 Distribution : risques professionnels et sécurité du public

Inodore et inodore, le gaz naturel est non toxique mais hautement inflammable. Par suite de la catastrophe survenue en 1937 à l'école de New London, au Texas, où près de 300 élèves sont morts, les États-Unis ont commencé à y ajouter une substance odorante, par exemple le mercaptan de tert-butyle ou le thiophane, pour lui donner une odeur d'œufs pourris. Les substances odorantes ne sont pas toxiques si on les utilise en doses très faibles.

Des explosions provoquées par des fuites de gaz se produisent quelques fois par an, principalement dans les habitations individuelles et les petites entreprises. On a pu se rendre compte des dangers de ce type de fuites le 18 avril 2008 lorsqu'une explosion et un incendie ont détruit trois bâtiments du centre-ville de Nipawin, en Saskatchewan, tuant deux personnes et en blessant plusieurs autres. D'après SaskPower, près de 2 000 personnes ont été privées d'électricité dans cette ville du nord de la Saskatchewan située à 140 kilomètres à l'est de Prince Albert. Une équipe de travailleurs de la construction avait endommagé un gazoduc, provoquant ainsi une violente explosion. Le gaz se dissipe généralement à l'extérieur, mais son accumulation en grande quantité entraîne de graves dangers.

Les accidents sont relativement rares compte tenu des dizaines de millions de structures qui utilisent le gaz naturel. Le risque inhérent à son utilisation est très faible, en grande partie parce que les gens sont bien renseignés sur l'utilisation du gaz naturel dans leurs habitations et leurs entreprises. Les entreprises de services publics comme Union Gas, Enbridge et Terasen Gas diffusent d'excellents renseignements, notamment des conseils de sécurité d'ordre général. Cela dit, les accidents causés par les équipes de travailleurs de la construction et les propriétaires d'habitations qui percent un gazoduc posent problème. Nombre d'entreprises de services publics mènent des campagnes pour inciter les gens à communiquer avec eux avant de creuser dans leur terrain.

Parmi les problèmes inhérents au gaz naturel, mentionnons le refoulement d'air, les fuites et odeurs de gaz, les défaillances des compteurs de gaz, l'intoxication au monoxyde de carbone ainsi que les lacunes au chapitre de l'inspection de la cheminée et des événements. Le refoulement d'air et l'inspection de la cheminée et des événements revêtent une grande importance, en particulier si on utilise des appareils de combustion, par exemple des foyers au bois ou au gaz naturel, des chaudières au gaz naturel et des chauffe-eau. Ces types d'appareils ont besoin d'une alimentation en air pour fonctionner en toute sûreté. Si la ventilation est insuffisante au sein de la structure, il y a un danger d'intoxication au monoxyde de carbone.

Le monoxyde de carbone est un gaz incolore et inodore très toxique. D'après la Consumer Product Safety Commission des États-Unis, les installations de chauffage au gaz naturel sont une importante cause de décès par intoxication au monoxyde de carbone dans ce pays. On peut se procurer des détecteurs pour signaler la présence de monoxyde de carbone ou de gaz explosif (méthane, propane, etc.). Les symptômes de l'intoxication au monoxyde de carbone vont du

souffle court et d'un léger mal de tête à l'évanouissement, à des lésions cérébrales, voire à la mort.

Les autorités provinciales réglementent les entreprises locales de distribution du gaz naturel en matière d'environnement et de sûreté. L'Alberta Utilities Commission (AUC) réglemente les entreprises de services publics de gaz naturel, d'électricité et d'eau appartenant au secteur privé et certaines entreprises de services publics d'électricité municipales pour s'assurer que les clients reçoivent un service sûr et fiable à des tarifs justes et raisonnables. Dans d'autres provinces, des organisations similaires à l'AUC, par exemple la British Columbia Utilities Commission (BCUC) et la Commission de l'énergie de l'Ontario (OEB), réglementent les entreprises de services publics de gaz naturel et d'électricité.

### **Gaz naturel liquéfié**

Le gaz naturel liquéfié (GNL) a beaucoup retenu l'attention ces dernières années, principalement en Amérique du Nord, où les prix record du gaz naturel et la consommation croissante de ce combustible amènent les analystes et les investisseurs à envisager le GNL comme éventuelle source importante de gaz naturel aux États-Unis. L'idée voulant que les ressources nord-américaines de gaz naturel ont probablement atteint un plateau, malgré l'augmentation marquée du nombre de nouveaux puits forés, a aussi contribué à l'intérêt suscité par les importations de GNL. Combinée aux avancées technologiques rapides, qui ont influé sur les coûts de la liquéfaction, de l'expédition, de la regazéification et du stockage du GNL, cette conjoncture en fait une option viable sur le plan économique. En tout temps, de 40 à 50 projets de GNL sont proposés pour le Canada, le Mexique et les États-Unis. La construction de terminaux de regazéification de GNL ne se limite pas à l'Amérique du Nord; de nouvelles installations ont aussi été proposées en Chine, en Inde et en Europe. Le problème qui commence à se poser tient au fait que l'offre de GNL produit dans les installations de liquéfaction ne permet pas de répondre aux besoins des terminaux de regazéification proposés en Amérique du Nord.

Le tableau 5.11 indique les huit terminaux méthaniers actuels aux États-Unis en précisant leur capacité respective. Les terminaux de Sabine et de Freeport ont reçu leur première expédition commerciale en avril 2008. Signalons que la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ne fait pas état du terminal d'importation de Penuelas, à Porto Rico, car celui-ci n'a aucune incidence sur le marché américain et qu'il ne le dessert pas.

**Tableau 5.11**  
**Terminaux d'importation de GNL actuels aux États-Unis**

<u>Installations actuelles</u>	<u>Capacité</u>	
	(millions de pieds cubes par jour)	
Everett, Massachusetts	1 035	SUEZ LNG - DOMAC
Cove Point, Maryland	1 000	Dominion – Cove Point LNG
Elba Island, Georgie	1 200	El Paso – Southern LNG
Lake Charles, Louisiane	2 100	Southern Union – Trunkline LNG
Golfe du Mexique	500	Gulf Gateway Energy Bridge – Excelerate Energy
Au large des côtes de Boston	800	Gulf Gateway–Excelerate Energy
Freeport, Texas	1 500	Cheniére/Freeport LNG
Sabine, Louisiane	2 600	Sabine Pass Cheniére LNG
<b>TOTAL</b>	<b>10 735</b>	

Source : FERC, <http://www.ferc.gov/industries/lng/indus-act/terminals/exist-prop-lng.pdf> (avril 2008).

Malgré ses antécédents de longue date et son excellent dossier en matière de sûreté, le GNL a connu un passé quelque peu confus et controversé. La présente section expose brièvement le contexte du GNL et examine la sûreté et la sécurité des terminaux et des navires méthaniers.

### Contexte

Le GNL est du gaz naturel refroidi au point où la condensation le fait passer à l'état liquide. Les quatre grands éléments de la chaîne du coût d'approvisionnement en GNL sont la prospection et la production, la liquéfaction, l'expédition et la regazéification (y compris le stockage à terre).

### Prospection et production

Alors que l'approvisionnement en gaz naturel commence à poser problème en Amérique du Nord, ce n'est pas le cas à l'échelle mondiale. Le problème tient au fait que les réserves de gaz se trouvent souvent très loin du marché. Le GNL offre toutefois un moyen de transporter ce combustible sur de longues distances lorsqu'il n'est pas possible d'utiliser un gazoduc.

Compte tenu de la croissance rapide de la demande de gaz naturel partout dans le monde, les pays dotés de vastes réserves de gaz naturel « délaissé », par exemple l'Arabie saoudite, l'Égypte et l'Iran, deviendront des acteurs de premier plan dans un proche avenir. L'Indonésie, l'Algérie, la Malaisie et le Qatar sont actuellement les principaux pays exportateurs de GNL. Toutefois, de nombreux autres pays tels que l'Australie, le Nigeria et Trinité-et-Tobago, jouent un rôle moindre, mais appréciable et croissant, en tant que producteurs de gaz naturel et exportateurs de GNL.

### Liquéfaction

Le GNL est du gaz naturel refroidi au point où la condensation le fait passer à l'état liquide. Ce phénomène se produit à -256 °F et à la pression atmosphérique. À l'état liquide, le gaz naturel occupe à peine le six centième de son volume gazeux, ce qui réduit les coûts de transport entre les continents et sur de longues distances dans des navires méthaniers conçus spécialement à cette fin.

En outre, le GNL devient un liquide clair, incolore et inodore dont le poids est inférieur à la moitié de celui de l'eau, si bien qu'il flotte sur l'eau douce ou salée. Il s'agit du même gaz naturel que de nombreux Nord-Américains utilisent dans leurs habitations, mais sous forme liquide.

Le gaz d'alimentation des usines de liquéfaction vient des champs de production. On élimine les contaminants présents dans le gaz naturel produit pour éviter le gel et l'endommagement de l'équipement au moment où le gaz est refroidi à la température de liquéfaction. La densité thermique du gaz livré par les fournisseurs actuels est de l'ordre de 980 à 1 080 BTU/pi<sup>3</sup>, ce qui respecte les spécifications des gazoducs nord-américains. Toutefois, les fournisseurs de demain pourront livrer du gaz « chaud » ayant un contenu thermique supérieur à 1 080 BTU/pi<sup>3</sup>, ce qui dépasserait ces spécifications, parce que ce gaz ne contient presque pas de gaz inertes, comme le CO<sub>2</sub> et le N<sub>2</sub>, et qu'il renferme davantage d'hydrocarbures autres que le méthane, par exemple l'éthane, le propane et les butanes, que les approvisionnements américains historiques.

### Expédition

Les navires méthaniers sont des bateaux à double coque spécialement conçus et isolés pour empêcher les fuites ou une rupture en cas d'accident. Le GNL est stocké dans un système d'étanchéité spécial dans la coque intérieure, où il est conservé à une température de -256 °F et à la pression atmosphérique. Trois types de systèmes conteneurs de cargaison se sont imposés comme normes modernes – réservoirs sphériques (Moss), à membrane et prismatiques. À l'heure actuelle, la plupart des navires méthaniers utilisent des réservoirs sphériques (Moss) et se distinguent facilement du fait que la moitié supérieure des réservoirs est visible au-dessus du pont.

La double coque des navires modernes, qui ont une longueur de 300 m et une largeur de 50 m, accroît l'intégrité du système de coque et assure une protection supplémentaire des réservoirs en cas de collision accidentelle.

Le navire méthanier type peut transporter entre 125 000 et 138 000 m<sup>3</sup> de GNL, ce qui donnera entre 2,6 et 2,8 milliards de pieds cubes de gaz naturel. Sa taille est similaire à celle d'un porte-avions, mais nettement plus petite que celle d'un très gros transporteur de pétrole brut. De façon générale, les méthaniers polluent moins que les autres navires de transport, car ils brûlent non seulement du mazout mais aussi du gaz naturel pour assurer leur propulsion.

L'expédition représente un important élément de la chaîne de coût du GNL, et il y a matière à optimisation et à amélioration sur plusieurs aspects. Traditionnellement, l'industrie a fait preuve d'une grande modération pour ce qui est d'accroître la taille des navires, principalement en raison des contraintes inhérentes aux ports et aux terminaux. Mais la technologie actuelle permet de construire de plus gros navires et de bénéficier d'économies d'échelle similaires à celles des gros trains de GNL. On apporte d'autres améliorations dans le domaine des systèmes conteneurs de cargaison et des systèmes de propulsion.

### Stockage et regazéification

Pour ramener le GNL à l'état gazeux, on le traite dans une usine de regazéification. Le GNL reçu à l'état liquide au terminal d'arrivée est amené au moyen d'une pompe jusqu'à un réservoir de stockage à double paroi similaire à ceux utilisés dans l'usine de liquéfaction, à la pression atmosphérique, puis pompé à haute pression dans différents composants du terminal où il est réchauffé dans un environnement contrôlé.

On peut aussi pomper le GNL à partir du navire méthanier directement vers le gazoduc sans passer par le réservoir de stockage. On réchauffe ensuite le GNL en le faisant circuler dans des

tuyaux chauffés au moyen de générateurs à feu direct ou d'eau de mer ou encore dans des tuyaux se trouvant dans de l'eau chauffée<sup>66</sup>. Le gaz vaporisé est alors comprimé à la pression du gazoduc et introduit dans le réseau sous forme de gaz naturel. Enfin, les clients résidentiels et commerciaux reçoivent le gaz naturel pour leur consommation quotidienne directement de leur entreprise locale de distribution ou ils utilisent de l'électricité produite à partir de ce combustible.

### Sûreté et sécurité

L'industrie du GNL s'enorgueillit de son dossier exemplaire en matière de sûreté, mais des travaux de recherche-développement s'imposent pour maintenir ces bons résultats. Dans la foulée des attentats de septembre 2001, des risques pour la sécurité plus élevés sont associés aux installations de GNL et ils attirent davantage l'attention de la population aux États-Unis et ailleurs dans le monde. Pour apaiser les préoccupations du public et renforcer les mesures de sûreté et de sécurité, il serait utile de mieux comprendre les systèmes conteneurs du GNL (navires méthaniers et réservoirs de stockage).

À cet égard, le syndrome « d'accord, mais pas dans ma cour » pose un problème de taille. Les opposants locaux ne veulent pas d'un terminal méthanier à proximité de leurs installations industrielles, de leurs lieux de pêche et certainement pas près des zones résidentielles. Les risques inhérents au GNL donnent lieu à des perceptions légitimes ou mal fondées. Par exemple, en mars 2004, les électeurs de Harpswell, dans le Maine, ont rejeté un projet de construction d'un nouveau terminal méthanier au coût de 350 millions de dollars sur le site d'un ancien dépôt de combustible de la marine, jugé trop près d'une zone résidentielle. Le projet a été abandonné peu après. Les résidents ont fait valoir qu'un terminal méthanier nuirait aux pêcheries de la région immédiate parce que la circulation des navires entraînerait la perte de cages et que l'établissement de zones d'exclusion pour des raisons de sécurité autour des postes de mouillage du terminal imposerait un déplacement des activités de pêche. Les résultats ne semblent pas si catastrophiques pour d'autres terminaux proposés, mais l'opposition locale est parfois assez forte pour provoquer le report ou même l'abandon de projets de GNL.

La demande croissante de gaz naturel fera monter en flèche le nombre de livraisons par les navires méthaniers ainsi que leur fréquence dans les ports de l'Amérique du Nord. L'augmentation du nombre d'expéditions accentue les préoccupations concernant la possibilité de déversement ou de rejet accidentel de GNL. La sûreté a toujours été un important problème de perception du public, en dépit du fait que seulement quatre accidents majeurs se sont produits depuis le début des années 1940, le plus récent étant une explosion survenue en 2004 à Skikda, important terminal algérien de GNL. En outre, depuis les événements de septembre 2001, on constate un accroissement des préoccupations concernant l'incidence qu'un attentat visant des marchandises dangereuses ou inflammables, comme celles transportées par les navires méthaniers, pourrait avoir sur la sécurité de la population et des biens.

Les dangers découlant d'un déversement de GNL varient selon son ampleur, les conditions environnementales et l'emplacement touché. En pareil cas, l'équipage du navire et la population environnante pourraient souffrir de brûlures par le froid ou le navire pourrait être endommagé par suite du contact avec le GNL à basse température. Le GNL liquide peut se vaporiser en cas de déversement et l'inflammation du nuage de vapeur ainsi créé pourrait provoquer une surpression et des incendies susceptibles de blesser des personnes ou d'endommager la structure du navire méthanier, d'autres réservoirs de GNL ou des structures situées à proximité.

---

<sup>66</sup> La Federal Energy Regulatory Commission (FERC) considère que les rampes de chargement sous eau de mer peuvent être nocives pour la vie marine. Les terminaux des promoteurs qui prévoient d'utiliser cette technologie ont été mis en suspens en attendant l'évaluation environnementale.

### Sûreté des navires méthaniers

Avec plus de 40 000 livraisons effectuées en toute sûreté, le dossier des navires méthaniers est nettement meilleur que celui de tout autre secteur de la marine marchande. Ces 40 dernières années, il n'y a pas eu de collisions, d'incendies, d'explosions ni de ruptures de coque entraînant une perte d'étanchéité à quai ou en mer dans des navires transportant du GNL. Toutefois, en utilisant de gros navires méthaniers, l'industrie se heurtera à de nouvelles difficultés techniques, par exemple la possibilité de ballottage de cargaisons plus volumineuses en raison de l'augmentation de la capacité des réservoirs.

Tous les méthaniers qui naviguent en territoire américain doivent respecter les règlements intérieurs et les exigences internationales. Les règlements intérieurs qui s'appliquent à ces navires ont été élaborés dans les années 1970 sous le régime de différentes lois régissant l'inspection des navires, maintenant codifiées sous le titre 46 du Code des États-Unis, qui détermine les exigences en matière de conception, de construction, d'équipement et d'exploitation d'un navire. Ces règlements concordent avec les exigences internationales s'appliquant au GNL, mais ils sont plus stricts sur certains aspects : les prescriptions exigeant des qualités d'acier supérieures pour arrêter les fissures dans certaines zones de la coque, la spécification de facteurs de contrainte admissibles plus élevés pour certains réservoirs et l'interdiction de ventiler le chargement pour réguler sa température ou sa pression. Pour naviguer au Canada, un méthanier doit détenir plusieurs certificats, qui sont délivrés si le navire subit avec succès un examen en vertu de différents régimes d'inspection (contrôle des navires par l'État du port, *Loi sur la marine marchande du Canada*, *Code canadien du travail*, etc.).

En raison des défis en matière de sûreté et de sécurité que pose le transport de millions de pieds cubes de GNL, les méthaniers sont généralement soumis à des examens plus fréquents et plus rigoureux par rapport aux navires « classiques » transportant du pétrole brut ou d'autres produits. Des membres du personnel de la sécurité maritime montent à bord des navires méthaniers avant leur entrée dans un port américain pour vérifier si les principaux systèmes de navigation, de sûreté, de lutte contre les incendies et de contrôle de la cargaison fonctionnent bien.

Les navires méthaniers sont assujettis à des exigences supplémentaires découlant pour la plupart de l'analyse de risques pour la sécurité de la navigation « classique », par exemple échouement, collision et défaillance du système de propulsion ou de commande de gouvernail. Ces mesures ont été mises en place avant les attentats du 11 septembre 2001. Ainsi, on applique des mesures de contrôle de la circulation pour les navires spéciaux lorsqu'un navire méthanier transite par un port ou s'en approche et on établit des zones de sécurité autour de ce navire pour empêcher les autres bateaux de s'en approcher. Mentionnons aussi les escortes par des bateaux patrouilleurs de la garde côtière et, si les conditions le justifient, une coordination avec d'autres organismes fédéraux, étatiques ou locaux de transport, d'application de la loi ou de gestion des urgences afin de réduire les risques pour l'infrastructure ou les activités dans d'autres zones du port ou encore l'interférence par cette infrastructure ou ces activités. Toutes ces mesures sont prises en vertu des lois actuelles sur la sûreté et la sécurité dans les ports, par exemple la loi Magnuson (50 U.S.C. 191 et suiv.) ainsi que la *Ports and Waterways Safety Act*.

L'adoption de la *Maritime Transport Security Act* de 2002 (MTSA) représente l'une des nouvelles mesures les plus importantes prises en matière de sécurité maritime dans la foulée des attentats de septembre 2001. Sous le régime de cette loi, la garde côtière a mis au point de nouvelles mesures de sécurité qui s'appliquent aux navires ainsi qu'aux installations et au personnel maritimes. Le régime national de sécurité maritime est en étroite harmonie avec le *Code international pour la sûreté des navires et des installations portuaires*, en vertu duquel les navires servant au transport international, y compris les navires méthaniers, doivent détenir un certificat

international de sécurité. Pour obtenir ce certificat, le navire doit être doté d'un plan de sécurité adaptable en fonction des menaces, prévoyant des mesures de contrôle d'accès, des mesures de sécurité pour la manutention des marchandises et la livraison des provisions de bord, la surveillance et le suivi, les communications de sécurité, les procédures en cas d'incident de sécurité ainsi que les exigences en matière de formation et d'entraînement. Le plan doit aussi désigner un agent de sécurité du navire, qui est responsable d'assurer la conformité au plan de sécurité du navire.

### Sûreté des terminaux

Le régime de permis peut se prolonger parce que l'Amérique du Nord n'a guère l'expérience de ces installations. Pour un terminal méthanier, les règlements élaborés sous le régime de la *Ports and Waterways Safety Act* confèrent à la garde côtière la responsabilité des questions de sécurité dans la « zone de transfert maritime » des terminaux méthaniers. On entend par « zone de transfert maritime » la partie d'une installation côtière entre le navire, ou l'endroit où il mouille, et la première vanne d'arrêt sur le gazoduc immédiatement avant les réservoirs de stockage. Les problèmes de sûreté dans cette zone concernent les systèmes d'alimentation électrique, l'éclairage, les communications, les systèmes de tuyaux et de conduites de transfert, les détecteurs et avertisseurs de fuites de gaz, l'équipement de lutte contre l'incendie ainsi que les opérations, telles que l'approbation des guides d'exploitation et des préparatifs d'urgence et la formation du personnel.

En vertu des règlements de sécurité maritime récemment adoptés, l'opérateur de terminal méthanier est tenu d'évaluer la sécurité de l'installation et d'élaborer un plan de sécurité adaptable en fonction des menaces, qui aborde les risques mis en évidence par l'évaluation. À peu près comme dans le cas des navires, le plan de sécurité de l'installation prévoit des mesures de contrôle d'accès, des mesures de sécurité pour la manutention des marchandises et la livraison des provisions de bord, la surveillance et le suivi, les communications de sécurité, les procédures en cas d'incident de sécurité ainsi que les exigences en matière de formation et d'entraînement.

Au Canada, le *Règlement sur la sûreté du transport maritime* exige que l'installation, le port et le navire soient dotés d'un plan de sûreté approuvé par la Direction générale de la sûreté maritime de Transport Canada. Pour tout le GNL importé au Canada, les autorités exigent un permis d'importation délivré en vertu de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* ou une ordonnance prescrite aux termes des règlements d'application de cette partie (pétrole et gaz). Les promoteurs peuvent demander un certificat de commodité et de nécessité publiques en vertu de l'article 52 de la *Loi sur l'ONE* ou une ordonnance d'exemption aux termes de son article 58 en vue de construire et d'exploiter un terminal d'importation ou une installation pipelinière d'interconnexion si elle traverse une frontière provinciale ou internationale ou si elle est construite par une compagnie réglementée par l'ONE. L'installation déclencherait également une évaluation environnementale en vertu de la LCEE.

La conception des terminaux méthaniers prévoit des dispositifs de confinement des déversements, des systèmes de protection incendie, des détecteurs et des avertisseurs polyvalents de gaz, de flamme, de fumée ainsi que de basse ou haute température ainsi que des systèmes d'arrêt automatiques et manuels. Il faut déterminer pour chaque réservoir ou aire de traitement du GNL une zone d'exclusion thermique et une zone d'exclusion de dispersion de la vapeur contrôlées par le propriétaire conformément aux règlements de la FERC. Une fois l'an, des employés du département des Transports des États-Unis inspectent les terminaux méthaniers pour vérifier s'ils sont conformes à toutes les exigences. Tous les deux ans, ils inspectent les installations de GNL pour vérifier l'état du matériel et des bâtiments et examinent les modifications apportées par rapport à la conception ou aux opérations approuvées au départ. Les



exigences canadiennes, de nature similaire, relèvent de la Direction générale de la sécurité maritime de Transports Canada.

Les risques de déversement accidentel de GNL, par exemple en cas de collision ou d'échouement, sont faibles et peuvent être gérés au moyen des politiques et des pratiques actuelles en matière de sûreté. Une planification et des mesures de sécurité, de prévention et d'atténuation adéquates permettent de réduire considérablement les risques liés à des actions intentionnelles, par exemple les actes terroristes.

Parmi les approches de gestion permettant de réduire les risques pour la sécurité du public et des biens découlant de déversements de GNL, mentionnons la gestion de l'exploitation et de la sûreté, une amélioration de la modélisation et des analyses, un renforcement de l'inspection des navires et des systèmes de sécurité, l'établissement et le maintien de zones de sécurité et les progrès technologiques dans le domaine du déchargement du GNL. Une mise en œuvre efficace de ces éléments pourrait atténuer grandement les risques liés à un déversement de GNL.

Les rejets importants de vapeur de GNL non enflammée sont peu probables. S'ils ne s'enflamment pas, les nuages de vapeur pourraient se propager à plus de 1,6 km du déversement. Pour leur part, les déversements accidentels ou intentionnels pourraient entraîner des dangers respectivement dans un rayon de 1,7 et 2,5 km. Le rayon variera selon l'ampleur de la brèche et du déversement, les caractéristiques du site et les conditions environnementales.

En cas de déversement de GNL, les impacts les plus importants sur la sécurité du public et des biens sont généralement observés dans un rayon d'environ 500 m (1 640 pi) et les impacts sont nettement moindres au-delà de 1,6 km (5 250 pi) même s'il s'agit de très gros déversements<sup>67</sup>. Dans certaines conditions, il est possible que plusieurs réservoirs de GNL soient percés lors de l'incident en raison des dommages par le froid causés par le GNL aux réservoirs à proximité ou des dommages structurels attribuables à un incendie.

Les terminaux méthaniers proposés au Canada sont soumis à des exigences rigoureuses et doivent être approuvés par plusieurs organisations fédérales et provinciales, notamment Pêches et Océans Canada, Environnement Canada, Travaux publics et Transports Canada ainsi que les commissions provinciales des services publics. Toutes les installations de GNL devront être conformes à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Il revient au ministre de l'Environnement de rendre une décision concernant l'évaluation environnementale avant que l'autorité compétente puisse délivrer un permis ou une licence ou encore prendre un autre type de décision (terrain ou argent). Tout nouvel ouvrage ou toute modification à un ouvrage existant dans des eaux navigables ou au-dessus doit être soumis à l'approbation du responsable régional de la protection des eaux navigables. L'approbation est précédée, entre autres, d'une évaluation environnementale favorable des Affaires environnementales de Transports Canada.

### 5.2.3 Charbon

La présente section, qui porte sur la sûreté et la sécurité du charbon, est divisée en trois parties. La première analyse les risques professionnels inhérents à l'extraction du charbon; la deuxième passe en revue les dangers pour l'environnement qui en découlent et la troisième examine la sécurité du public et les impacts environnementaux de la combustion du charbon. Depuis les premiers jours de l'industrie du charbon, des dangers ont constamment été associés à l'extraction et à l'utilisation de ce combustible. En Europe et en Amérique du Nord, où l'industrie a atteint sa maturité et où les questions de sûreté suscitent de grandes préoccupations depuis plus d'un

---

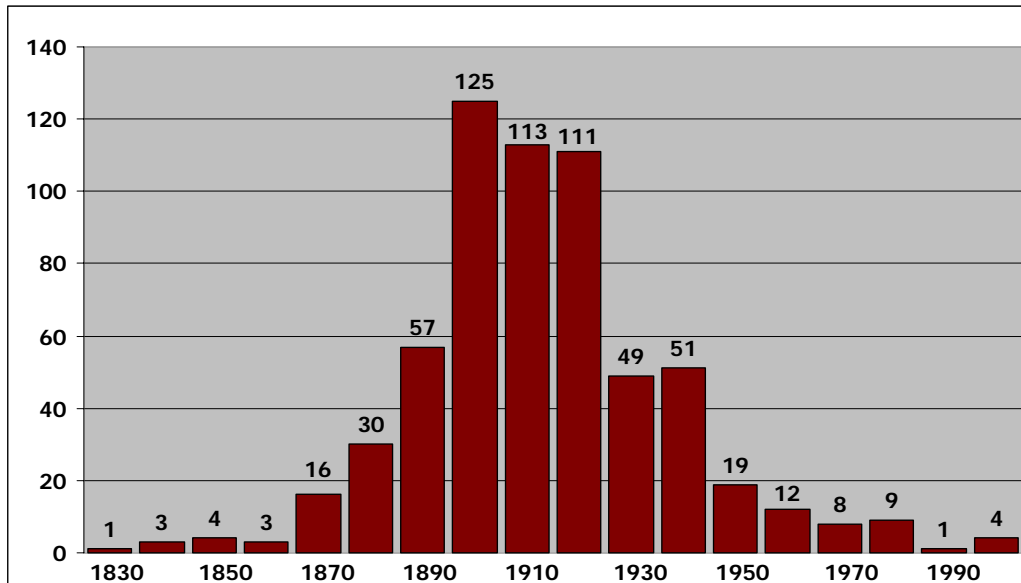
<sup>67</sup> « Guidance on Risk Analysis and Safety Implications of a Large Liquefied Natural Gas (LNG) Spill Over Water », *Sandia Report*, Sandia National Laboratories, SAND2004-6258, décembre 2004.

siècle, on a considérablement atténué la plupart de ces dangers. En Chine, principal pays producteur de charbon, où l'industrie a récemment amorcé une croissance rapide, les périls sont redoutables et ils vont en augmentant.

### 5.2.3.1 Extraction du charbon : risques professionnels

Nombre de documents confirment que l'extraction du charbon a toujours été un métier dangereux. Au Royaume-Uni, plus de 100 000 personnes sont mortes dans les mines de charbon et des centaines de milliers y ont subi des blessures depuis le début de la production de masse au cours de la Révolution industrielle<sup>68</sup>. Aux États-Unis, où l'on a commencé à exploiter au XIX<sup>e</sup> siècle des filons de charbon au Kentucky, en Virginie occidentale et en Pennsylvanie, les décès dans les mines ont monté en flèche à mesure que la production augmentait (figure 5.2).

**Figure 5.2**  
**Nombre d'accidents liés à l'extraction de charbon aux États-Unis (5 décès ou plus)**



Source : NIOSH, <http://www.cdc.gov/niosh/mining/statistics/disall.htm>.

Toutefois, grâce aux mesures de sûreté mises en place au fil des ans, le nombre d'accidents graves survenus aux États-Unis a chuté radicalement.

Les explosions de gaz représentent le risque professionnel le plus important auquel l'industrie a été exposée tout au long de son histoire. Le méthane (CH<sub>4</sub>), gaz inodore et hautement combustible, est présent à des degrés divers dans tous les filons de charbon. Or, dans les premiers jours de l'industrie, lorsque les normes de sûreté étaient rudimentaires, on utilisait une flamme nue pour fournir un éclairage dans les mines souterraines, ce qui a provoqué de très nombreuses explosions; dans un puits mal ventilé, il suffisait d'une étincelle créée par le contact du métal et de la roche. Les progrès technologiques et une meilleure compréhension des risques inhérents à l'extraction ont réduit la possibilité d'explosions souterraines, qui demeure toutefois

<sup>68</sup> « Coal Mine Safety in China: Can the Accident Rate be Reduced? », table ronde devant la Commission exécutive du Congrès des États-Unis sur la Chine, 108<sup>e</sup> Congrès, 2<sup>e</sup> session, Washington D. C., 10 décembre 2004, p. 4.

une préoccupation omniprésente. Sur les 616 accidents déclarés ayant causé cinq décès ou plus dans les mines américaines, 540 (87,5 %) sont imputables à des explosions ou à des incendies.

L'invention de la lampe de sûreté, qui couvrait la flamme nue et réduisait ainsi la possibilité de contact entre celle-ci et le gaz, a été la première grande innovation en matière de sûreté dans l'industrie de l'extraction du charbon. Le nombre d'accidents graves, qui venait d'atteindre un sommet, a commencé à diminuer au tournant du xx<sup>e</sup> siècle, dès que l'utilisation des lampes de sûreté s'est répandue (figure 5.2). Cette méthode de sûreté n'était toutefois pas à toute épreuve, car il était possible que le verre se brise et que les flammes se propagent. Le problème d'allumage causé par les lampes a été résolu au milieu du siècle lorsque l'utilisation de lampes scellées alimentées par piles s'est généralisée. La technologie la plus récente utilisée à l'heure actuelle est celle des lampes DEL blanches de longue durée et d'une grande sûreté d'utilisation, qui donnent une lumière dense et claire dans un grand angle de vision<sup>69</sup>. En cas de bris, cette lampe ne produit pas d'étincelle électrique et elle ne présente donc aucun risque d'incendie ou d'explosion.

D'autres mesures ont aussi permis d'atténuer le risque d'incendie et d'explosion, par exemple l'amélioration des méthodes de captage du grisou, les progrès et le savoir-faire dans la technologie de ventilation, le perfectionnement de la conception des mines souterraines et des procédures de dynamitage ainsi que l'ajout de poussières de roche dans les mines pour rendre inertes les poussières de charbon hautement inflammables<sup>70</sup>. Comme il est impossible d'éliminer complètement le risque d'explosion dans les mines souterraines, on a mis au point des stratégies d'atténuation des blessures et des décès au cours de la période suivant immédiatement une explosion. Mentionnons notamment la mise en place de barrières passives et actives ainsi que l'aménagement d'abris pour les mineurs à l'intérieur des mines. Une barrière passive consiste en un gros récipient qui renferme une poussière de roche ou de l'eau pour éteindre un incendie; si une explosion crée un mouvement d'air, le récipient se renverse et l'agent extincteur étouffe les flammes. Les barrières actives, aussi appelées « barrières à déclenchement automatique », sont munies de capteurs qui détectent les explosions de façon précise et libèrent un agent extincteur. En théorie, une barrière active permet d'intervenir davantage en temps opportun qu'une barrière passive, ni trop tôt ni trop tard; toutefois, comme elle nécessite une source d'alimentation externe ou une pile, il ne s'agit pas d'un mécanisme à toute épreuve<sup>71</sup>.

Les abris sont de petites zones où les mineurs peuvent se réfugier en cas d'explosion ou d'effondrement du toit en s'y mettant temporairement à couvert jusqu'à ce qu'ils puissent sortir par eux-mêmes ou être secourus. Il s'agit généralement de salles étanches qui comportent souvent un trou de forage, si bien que l'air frais peut y pénétrer et qu'il est possible d'y descendre de la nourriture et de l'eau<sup>72</sup>. Dans toute situation d'urgence, l'objectif consiste à évacuer les mineurs en privilégiant la rapidité et la sûreté; toutefois, si des employés sont piégés dans des endroits difficilement accessibles, les abris constituent parfois leur seule option pour survivre.

---

<sup>69</sup> « Visual Performance for Incandescent and Solid-State Cap Lamps in an Underground Mining Environment », Sammarco, John J. et Timothy Lutz, Conference Record of the 2007 IEEE Industry Applications Conference, 42<sup>e</sup> Assemblée annuelle de l'IAS, du 23 au 27 septembre 2007, Nouvelle-Orléans, Louisiane. Piscataway, New Jersey, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2007; 4, p. 1 à 6.

<sup>70</sup> « Coal Mine Safety Achievements in the United States and the Contribution of NIOSH Research », Esterhuizen, G. et R. Gurtunca.

<sup>71</sup> « Passive and Triggered Explosion Barriers in Underground Coal Mines – A literature review of recent research », Zou, D. et S. Panawalage, rapport au CANMET, Ressources naturelles Canada, Ottawa, septembre 2001.

<sup>72</sup> « Refuge Stations/Bays & Safe Havens in Underground Coal Mining », DJF Consulting, rapport au projet de recherche The Underground Coal Mining Safety Research Collaboration, mai 2004.

Les travailleurs des mines de charbon souterraines sont exposés à de nombreux autres risques, par exemple l'effondrement des puits, les inondations, les éboulements de roches et les chutes à l'intérieur de la mine. Parmi les problèmes à long terme, mentionnons l'exposition aux vapeurs de diesel des machines de mines, une perte auditive imputable au bruit de ces machines dans un espace clos (c'est souvent le cas avec la méthode d'exploitation de longue taille, où l'on utilise des machines pour détacher et extraire le charbon), les troubles musculosquelettiques comme l'ostéoarthrite, et la pneumoconiose — maladie incurable parfois appelée « asthme des mineurs ».

La lutte contre la pneumoconiose a porté fruit dans les régions où l'on utilise de nouvelles technologies qui réduisent les poussières de charbon. Ces technologies, par exemple l'admission d'air de ventilation et la vaporisation d'eau, ont permis de ramener l'incidence de cette maladie aux États-Unis de 28,2 % des mineurs en 1973 à seulement 3,3 % en 1999<sup>73</sup>. Cependant, comme la production de charbon américaine s'est accrue ces dernières années, le nombre de cas de pneumoconiose a commencé à augmenter par la suite.

Dans l'industrie canadienne de l'extraction du charbon, les risques professionnels sont similaires à ceux observés dans les autres pays industrialisés producteurs. Historiquement, il y a eu des décès et des blessures dans les grands centres miniers comme Drumheller, en Alberta (malgré le très faible niveau de méthane dans les mines de Drumheller, où ce gaz a causé une seule explosion) et dans l'Île du Cap-Breton, en Nouvelle-Écosse. L'industrie néo-écossaise a pratiquement cessé ses activités par suite de l'explosion de méthane qui a tué 26 travailleurs de la mine Westray en 1992. Aujourd'hui, le Canada compte seulement deux mines de charbon souterraines, l'une à Grande Cache, en Alberta, et l'autre à Quinsam, en Colombie-Britannique. Comme ces deux mines font appel à une méthode d'exploitation par chambres et piliers hautement mécanisée, le nombre de mineurs de fond est beaucoup moins élevé à l'heure actuelle au Canada que dans d'autres pays producteurs très industrialisés, par exemple le Royaume-Uni et les États-Unis – et les risques professionnels, quoique toujours présents, ne sont pas de la même ampleur.

En Chine, l'industrie du charbon est récente, car la société chinoise était fondamentalement agraire avant la révolution communiste. La croissance économique du pays est en grande partie alimentée par charbon, qui est abondant sur son territoire. Une surveillance est assurée aux fins de sécurité dans les mines souterraines appartenant à l'État et le gouvernement chinois a participé à des organisations comme la Fédération internationale de l'énergie, de la chimie et des mines ainsi que l'Organisation internationale du travail pour y améliorer les normes de sécurité. En Chine, la grande majorité des problèmes de sécurité se produisent dans les petites mines souterraines de propriété privée, qui ne sont pas soumises à une surveillance rigoureuse. Le taux de décès dans ces mines a été comparé à celui enregistré dans les charbonnages britanniques durant la Révolution industrielle, autres lieu et époque où l'exploitation des petites mines de propriété privée faisait fi de la sécurité<sup>74</sup>. On peut faire valoir que les politiques de sécurité n'étaient guère observées dans les premiers jours de l'extraction du charbon en Grande-Bretagne, mais il n'en demeure pas moins que les règles et l'équipement de sécurité étaient fort différents des normes et des technologies modernes. Toutefois, si les Chinois ne se conforment pas aux normes modernes, ce n'est pas faute de les comprendre; ils n'utilisent tout simplement pas les technologies de pointe qui sont à leur portée. C'est pourquoi la Chine enregistre

---

<sup>73</sup> « Dust Control Practices for Underground Mining », Colinet, Jay F. et Edward D. Thimons, Proceedings of the 32nd International Conference of Safety in Mines Research Institutes, 28 et 29 septembre 2007, Beijing, National Center for International Exchange & Cooperation on Work Safety (SAWS), 2007, p. 332 à 338.

<sup>74</sup> Selon les statistiques officielles du gouvernement de Chine, plus de 250 000 mineurs ont péri dans des accidents de mines de charbon depuis la création de la République populaire de Chine en 1949.

maintenant 80 % des décès et des blessures imputables à l'extraction du charbon à l'échelle planétaire, même si elle n'assure que 35 % de la production mondiale.

#### 5.2.3.2 Extraction du charbon : impacts environnementaux

Les mines à ciel ouvert ont des impacts environnementaux très évidents. Comme on utilise l'équipement lourd pour creuser dans les morts-terrains afin d'avoir accès au charbon sur des superficies pouvant atteindre plusieurs milles carrés, l'effet sur le paysage est parfois saisissant. Les efforts de remise en état peuvent aider à restaurer le paysage dans une certaine mesure grâce au remblayage et au rétablissement de la végétation.

Cependant, la lixiviation ou l'acidification des eaux de drainage minier représente un problème de taille dans les mines pendant leur exploitation et même après leur remise en état. Ce phénomène se produit lorsque la pluie et l'oxygène entrent en contact avec des sulfures, créant ainsi de l'acide sulfurique qui peut transporter les métaux lourds dans la nappe phréatique ou dans les cours d'eau et les lacs à proximité. Dans la pire des hypothèses, l'acidification des eaux de drainage peut stériliser les eaux. Or, les nombreux moyens qui permettraient de régler ce problème entraînent généralement des coûts d'exploitation et d'investissement élevés. Par exemple, il est possible de neutraliser les eaux acides en utilisant des produits chimiques comme le carbonate de calcium, l'hydroxyde de calcium ou l'hydroxyde de sodium, mais les boues ainsi créées posent elles aussi un problème environnemental et leur élimination donne lieu à des coûts supplémentaires. On peut aussi déposer une couche d'argile pour réduire la lixiviation tout en remettant en état les zones exploitées, mais il reste à voir si cette technique sera efficace à long terme. Ces dernières années, des solutions moins coûteuses dites « passives », notamment l'aménagement de terres humides, ont été utilisées avec un certain succès. Les terres humides purifient l'eau qui y coule (liaison des métaux lourds et augmentation du pH), mais ce phénomène s'échelonne sur plusieurs années<sup>75</sup>.

Les mines souterraines ne laissent pas de marques très évidentes sur le paysage, mais elles ont d'autres impacts environnementaux. Pendant l'exploitation, du méthane s'échappe constamment des puits; or, malgré les très faibles quantités généralement en cause, le méthane aura un effet sur le réchauffement planétaire 21 fois plus élevé que celui du dioxyde de carbone (au cours des 100 prochaines années), si bien que toute émission de ce gaz constitue une source de préoccupation<sup>76</sup>. Pour éviter les émissions, on peut capter le méthane dans les filons avant le début de l'exploitation, ce qui réduit le risque d'explosion par la suite tout en fournissant une source d'énergie. Les projets de captage du méthane se multiplient à mesure que les préoccupations au sujet du changement climatique s'intensifient. Entre 2007 et 2012, la Chine et les États-Unis projettent de construire en Chine 15 grandes installations de captage et de valorisation du méthane issu du charbon<sup>77</sup>.

---

<sup>75</sup> Sheoran, A.S. et V. Sheoran, « Heavy metal removal mechanism of acid mine drainage in wetlands: A critical review », *Minerals Engineering*, 19, 2006, p. 105 à 116 – p. 105 et 106).

<sup>76</sup> Forster, P. et coll., « Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing », dans *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni, et New York, NY, États-Unis, 2007, p. 129 à 234 – p. 212.

<sup>77</sup> [http://www.epa.gov/cmop/docs/cmm\\_us\\_china\\_flyer.pdf](http://www.epa.gov/cmop/docs/cmm_us_china_flyer.pdf).

### 5.2.3.3 Combustion du charbon : sécurité du public et impacts environnementaux

L'utilisation du charbon comme source d'énergie dans l'industrie remonte aux machines à vapeur du XVIII<sup>e</sup> siècle. Ainsi, la combustion du charbon a été la première source d'émissions d'origine industrielle et elle continue d'en générer – elle rejette dans l'atmosphère davantage de matières particulaires et de gaz que toute autre activité humaine. Et on brûlera davantage de charbon tant que le prix du mazout et du gaz naturel demeurera élevé – il s'agit de la solution de remplacement la moins coûteuse à l'heure actuelle.

Ces émissions qui ne cessent d'augmenter sont mises en cause dans des troubles respiratoires et d'autres maladies; elles sont aussi pointées du doigt dans le dossier des précipitations acides et du changement climatique. Des technologies de lutte contre les émissions imputables à la combustion du charbon ont été mises au point au fil des ans pour améliorer la sécurité du public et atténuer les impacts environnementaux.

Les matières particulaires constituent l'un des problèmes les plus évidents liés à la combustion du charbon, car elles sont présentes dans les cendres et la brume sèche qui s'échappent des cheminées. Certaines données associent les particules élémentaires à des troubles respiratoires comme l'asthme et il a été prouvé qu'une exposition prolongée à des particules fines (diamètre inférieur à 10 µm) augmente le risque de cancer et de maladie du cœur<sup>78</sup>. Partout dans le monde, les usines à charbon modernes sont équipées de dépoussiéreurs électriques et de séparateurs à couche filtrante, qui peuvent éliminer 99,5 % des matières particulaires. Toutefois, le problème demeure entier à des endroits comme les provinces intérieures de Chine, où une forte proportion des usines à charbon n'utilise pas la technologie la plus récente d'élimination des matières particulaires.

Les oxydes de soufre et d'azote, communément appelés « SO<sub>x</sub> » et « NO<sub>x</sub> », émis lors de la combustion du charbon, y sont pour beaucoup dans le problème des précipitations acides qui a commencé à affliger de nombreuses régions du monde au cours de la deuxième moitié du XX<sup>e</sup> siècle. Quand des précipitations à faible pH (plus le pH est faible, plus l'acidité est élevée) tombent au sol, elles portent atteinte non seulement aux cours d'eau et aux lacs, mais aussi au sol, aux arbres et même aux bâtiments; une baisse du pH exacerbe la mortalité de poissons, l'infertilité des sols, le dépérissement des arbres et la désintégration des structures de pierre. La santé humaine en souffre aussi, car des matières particulaires se forment à partir des SO<sub>x</sub> et des NO<sub>x</sub> et, comme nous l'avons déjà signalé, elles font augmenter l'incidence de maladies cardiaques et de troubles respiratoires. Les pays industrialisés se sont attaqués avec un succès variable au problème des précipitations acides. Dans de nombreuses usines qui brûlent du charbon, on a allongé les cheminées pour disperser les oxydes sur une plus grande superficie; cette mesure a atténué le problème à proximité des usines, mais elle a entraîné une augmentation des précipitations acides ailleurs. La mise en place d'un procédé de désulfuration des gaz de combustion dans les cheminées, pour neutraliser les émissions de soufre, s'est avérée plus efficace.

Le lien étroit entre les précipitations acides et la combustion du charbon est mise en évidence aujourd'hui en Chine. Dans ce pays, le charbon assure 69 % de la production d'énergie (données de 2003) et la plus grande partie du sud-ouest de la Chine, où il y a moins de poussières alcalines neutralisantes provenant des déserts du Nord, est touchée par les précipitations acides. Bien que le gouvernement central ait reconnu le problème et adopté une politique de lutte contre

---

<sup>78</sup> Pope, C. Arden III et coll., « Lung Cancer, Cardiopulmonary Mortality, and Long-term Exposure to Fine Particulate Air Pollution », *The Journal of the American Medical Association*, vol. 287, n° 9, 6 mars 2002, p. 1132 à 1141 – p. 1132.

les précipitations acides, les coûts déjà élevés sur les plans technologique, social et environnemental vont en augmentant<sup>79</sup>.

Les émissions imputables à la combustion du charbon prennent principalement la forme de CO<sub>2</sub>, en l'occurrence un important gaz à effet de serre. Parmi tous les combustibles fossiles, le charbon est celui dont l'intensité carbonique est la plus élevée et comme on l'utilise pour assurer une forte proportion de la production d'électricité dans les pays les plus industrialisés, sa combustion est à l'origine d'un pourcentage élevé des émissions de CO<sub>2</sub> globales<sup>80</sup>. Aux États-Unis, la Cour suprême, qui a désigné le CO<sub>2</sub> comme polluant en 2007, s'est penchée sur le problème des émissions de CO<sub>2</sub> imputables à la production d'électricité à partir de charbon. Cette décision a permis de réunir les conditions qui ont amené cette année-là l'administration de l'État du Kansas à rejeter une proposition de construction d'une centrale au charbon parce que les émissions de CO<sub>2</sub> présentent un danger pour la santé du public et l'environnement<sup>81</sup>. La filière charbon n'a pas été rejetée en bloc aux États-Unis, mais les responsables des politiques et des lois environnementales prennent en compte l'intensification des préoccupations du public concernant le changement climatique.

Tout comme les risques professionnels augmentent dans les mines de charbon chinoises à mesure que le gouvernement y relâche son contrôle, les émissions augmentent dans les centrales au charbon exploitées en région qui échappent à l'emprise de Beijing. La politique environnementale chinoise s'est décentralisée au fil des ans à un point tel que la loi ne confère à Beijing aucun pouvoir efficace sur la technologie de production d'électricité récemment mise en place dans les provinces les plus pauvres. Les provinces côtières prospères, qui comportent des zones économiques spéciales et où le gouvernement central assure une forte présence, ont récemment construit des centrales plus propres à la fine pointe, tandis que d'autres provinces ont construit des centrales faisant appel à la technologie soviétique datant du milieu du xx<sup>e</sup> siècle – contrevenant ainsi directement aux règlements environnementaux imposés par Beijing<sup>82</sup>. Selon des études récentes sur les données relatives aux émissions de GES dans les provinces chinoises, ces émissions augmentent d'environ 11 % par an, soit le double des estimations antérieures du Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Cette augmentation est attribuable en grande partie à la production d'électricité à partir de charbon à l'intérieur du pays<sup>83</sup>.

Tout comme les habitants des États-Unis, de l'Europe et d'autres régions industrialisées, la population chinoise s'inquiète de plus en plus de la pollution industrielle en général et des émissions de CO<sub>2</sub> en particulier – mais, jusqu'à présent, la croissance économique l'emporte sur les préoccupations environnementales. Et, même si un profond changement de la politique gouvernementale chinoise mettait l'accent sur des mesures vertes pour stimuler l'économie, il semble de plus en plus que le gouvernement central ne régit pas nécessairement la conception, la construction et l'exploitation de toutes les centrales au charbon du pays. Les émissions de CO<sub>2</sub> imputables à la production d'électricité à partir de charbon ont été plus élevées en Chine que dans tout autre pays du monde en 2008 et, compte tenu du peu de restrictions efficaces en place, elles devraient augmenter considérablement au cours des dix prochaines années.

---

<sup>79</sup> Larssen, Thorjorn et coll., « Acid Rain in China », *Environmental Science and Technology*, 40:2, 2006, p. 418 à 425 – p. 418 à 420).

<sup>80</sup> *Carbon Dioxide Emissions from the Generation of Electric Power in the United States*, département de l'Énergie des États-Unis, Environmental Protection Agency, Washington D.C., juillet 2000, p. 3.

<sup>81</sup> Mufson, Steven, « Power Plant Rejected Over Carbon Dioxide For First Time », *Washington Post*, 19 octobre 2007, p. A01.

<sup>82</sup> Reuters, *China's Emissions Rising Faster Than Thought – Report*, 13 mars 2008 ([www.alertnet.com](http://www.alertnet.com)); Auffhammer, M. et R.T. Carson, « Forecasting the path of China's CO<sub>2</sub> emissions using province-level information », *Journal of Environmental Economic Management*, 2008, doi:10.1016/j.jeem.2007.10.002, p. 8.

<sup>83</sup> Auffhammer et Carson, p. 17.

### 5.3 Conclusion

Le chapitre 5, qui a analysé et comparé la fiabilité, la sûreté et la sécurité des filières nucléaire, charbon et gaz naturel, a démontré que l'énergie nucléaire offre une fiabilité légèrement supérieure à celle du gaz.

Ce chapitre examine aussi la sûreté et la sécurité dans la production d'électricité en commençant par l'étape de la production et du transport du combustible. La section portant sur la sûreté et la sécurité de la filière nucléaire fait état des risques professionnels et des impacts environnementaux de l'extraction d'uranium, présente une analyse comparative de la sûreté de la production électronucléaire par rapport aux autres filières, analyse les différents types de catastrophes liées à l'énergie et examine la réglementation et la gestion du combustible irradié au Canada ainsi que les menaces terroristes.

La section consacrée à la sûreté et à la sécurité du gaz naturel fait état des risques professionnels, analyse la sécurité du public ainsi que les enjeux environnementaux et examine la sûreté et la sécurité du gaz naturel liquéfié (GNL). Il est important de rappeler que le marché du gaz naturel ne se limite plus au continent. La section portant sur la sûreté et la sécurité de la filière charbon analyse les risques professionnels inhérents à l'extraction du charbon, passe en revue les dangers pour l'environnement qui en découlent et examine la sécurité du public et les impacts environnementaux de la combustion du charbon.

Nous en sommes arrivés à la conclusion que si chaque filière pose des problèmes particuliers, la filière nucléaire l'emporte sur les deux autres globalement au chapitre de la sûreté et de la sécurité.



## CHAPITRE 6 CONCLUSION

Le présent chapitre résume les résultats de l'analyse présentée dans les chapitres 2 à 5 et donne plus de détails sur les conclusions qui y sont énoncées.

Une analyse générale de la production d'électricité au Canada entre 1971 et 2005 a été présentée dans la première section du chapitre 2, suivie des prévisions de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de l'Office national de l'énergie (ONE) du Canada concernant la production d'électricité respectivement jusqu'en 2050 et en 2030. Il en ressort que le Canada est un important acteur de la production d'électricité mondiale. Pour la production proprement dite, il s'est classé troisième au sein de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), après les États-Unis et le Japon, et sixième à l'échelle mondiale. Pour la production par habitant, il occupe le troisième rang au sein de l'OCDE et dans le monde.

Au chapitre de la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire, de charbon et de gaz naturel – les filières visées par notre ACV –, le Canada s'est classé 7<sup>e</sup>, 13<sup>e</sup> et 22<sup>e</sup> respectivement à l'échelle mondiale en 2005. Pour la production par habitant à partir d'énergie nucléaire, de charbon et de gaz naturel, il occupait les 10<sup>e</sup>, 9<sup>e</sup> et 38<sup>e</sup> rangs respectivement. Mais on peut se demander s'il existe un lien entre la part de la production d'électricité mondiale attribuable au Canada et sa part des réserves et de la production des combustibles correspondants. Le tableau 6.1 présente certaines données à cet égard.

**Tableau 6.1**  
**Part canadienne des réserves et de la production de charbon, de gaz naturel et d'uranium ainsi que de la production d'électricité à l'échelle mondiale, 2005 (pourcentage)**

Source	Réserves	Production de combustible	Production d'électricité
Charbon	0,72	1,15	1,44
Gaz naturel	0,94	6,75	1,01
Uranium	10,47	27,88	3,33

Sources : Valeurs des réserves et de la production calculées à partir des données de *BP Statistical Review of World Energy 2008* et de *BP Statistical Review of World Energy 2006*, tous droits réservés par British Petroleum Plc, Royaume-Uni; consultés en ligne à l'adresse [www.bp.com](http://www.bp.com); parts de la production d'électricité calculées à partir de *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*, et de *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Bilans énergétiques (kilotonnes d'équivalent pétrole)*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*.

Comme en témoigne le tableau 6.1, avec seulement 0,72 % des réserves mondiales de charbon, le Canada a assuré 1,15 % de la production mondiale de ce combustible en 2005. La part canadienne de la production d'électricité mondiale à partir de charbon était encore plus élevée, à hauteur de 1,44 %, même si le secteur de la production d'électricité a dû rivaliser avec d'autres industries et marchés d'exportation pour s'approvisionner en charbon. En fait, une partie du charbon utilisé pour produire de l'électricité au Canada est importée des États-Unis.

En ce qui concerne le gaz naturel, on observe que la part de la production mondiale attribuable au Canada représente plus de six fois sa part des réserves mondiales. Par ailleurs, sa part de la production d'électricité mondiale était similaire à sa part des réserves en 2005. Cet état de choses peut s'expliquer en partie par le fait que les réserves canadiennes de gaz naturel, contrairement à celles de nombreux autres pays, ne sont pas hors de la portée économique des marchés d'exportation et des utilisateurs résidentiels, commerciaux et industriels canadiens disséminés sur le territoire de sorte que le secteur de la production d'électricité doit rivaliser avec d'autres modes d'utilisation de ce combustible.

Les chiffres se rapportant à l'uranium tracent un portrait fort différent. Avec seulement 10,47 % des réserves mondiales, le Canada était en 2005 le principal pays producteur d'uranium, à hauteur de 27,88 % de la production mondiale. En revanche, sa part de la production électronucléaire mondiale se chiffrait à seulement 3,33 %, soit moins du tiers de sa part des réserves mondiales et moins du huitième de sa part de la production mondiale d'uranium. Contrairement au charbon et au gaz naturel, l'uranium sert presque exclusivement à la production d'énergie. Les armes nucléaires représentaient à une certaine époque un marché parallèle, mais le démantèlement de l'arsenal nucléaire vient aujourd'hui gonfler l'offre d'uranium et met sur le marché du combustible qui fait concurrence à l'uranium fraîchement extrait. Comme le montre le tableau 6.2, la plus grande partie de la production canadienne d'uranium est destinée aux marchés d'exportation.

**Tableau 6.2**  
**Part de la production électronucléaire, des réserves d'uranium**  
**et de la production d'uranium à l'échelle mondiale, 2005 (pourcentage)**

Pays	Production électro-nucléaire	Réserves d'uranium	Production d'uranium
États-Unis	29,29	10,37	2,79
France	16,31	0,00	0,01
Japon	11,01	0,20	0,00
Allemagne	5,89	0,09	0,22
Russie	5,40	4,00	7,83
Corée du Sud	5,30	0,00	0,00
Canada	3,33	10,47	27,72

Sources : Parts de la production électronucléaire calculées à partir de *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, et de *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Bilans énergétiques (kilotonnes d'équivalent pétrole)*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consultés en ligne dans *SourceOCDE*. Parts des réserves d'uranium calculées à partir des données de *Uranium 2005: Reserves, Production and Demand*, tableau 2, p. 15, tous droits réservés par l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), 2005, Paris, France. Parts de la production d'uranium calculées à partir des données de *Uranium 2007: Reserves, Production and Demand*, tableau 19, p. 39, tous droits réservés par l'OCDE, 2007, Paris, France.

En 2005, avec une part de 3,33 %, le Canada occupait le 7<sup>e</sup> rang mondial pour la production électronucléaire. Les États-Unis arrivaient en tête, à hauteur de 29 %, avec des réserves

d'uranium similaires à celles du Canada et une production d'uranium nettement moindre – un peu plus de 10 % de celle du Canada. La France, qui occupait le 2<sup>e</sup> rang avec 16 % de la production électronucléaire mondiale, ne possédait guère de réserves d'uranium récupérables et n'en produisait pratiquement pas. Les États-Unis, la France, le Japon, l'Allemagne et la Russie possèdent chacun leur propre technologie de production électronucléaire. Quant à la Corée du Sud, elle fait appel au savoir-faire canadien, mais ne possède aucune réserve d'uranium récupérable et n'a pas produit d'uranium en 2005; pourtant, sa production électronucléaire dépassait de 60 % celle du Canada.

En 2005, l'énergie nucléaire, le charbon et le gaz naturel représentaient respectivement 14,7, 16,9 et 5,8 % de la production d'électricité au Canada. D'après les scénarios à long terme élaborés par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la production attribuable aux trois filières se répartira comme suit en 2050 :

Charbon	de 16,5 à 47,0 %
Énergie nucléaire	de 6,7 à 22,0 %
Gaz naturel	de 19,5 à 28,2 %

Par ailleurs, selon les scénarios les plus récents de l'Office national de l'énergie pour 2030, la part du charbon dans la production d'électricité canadienne dégringolera de 16,9 % en 2005 à une proportion de l'ordre 2,9 % à 7,84 %, tandis que celle de l'énergie nucléaire se situera entre 13,77 et 15,70 %, tout près du niveau de 14,7 % enregistré en 2005. Ces scénarios prévoient que la part du gaz naturel variera entre 8,30 et 9,35 %, surpassant ainsi nettement le niveau de 5,8 % enregistré en 2005. Les chiffres du tableau 6.2 indiquent peut-être que la part de la production d'électricité au Canada attribuable à l'énergie nucléaire pourrait se situer dans l'avenir plus près des 22 % prévus par l'AIE que des 15,7 % prévus par l'ONE. Penchons-nous d'abord sur les conclusions des chapitres 3, 4 et 5.

Le chapitre 3, consacré à la filière nucléaire canadienne, a montré que le pays est dans le domaine un chef de file de la technologie, de la recherche et des applications non liées à la production d'électricité. Le Canada est par ailleurs un membre éminent du Forum international Génération IV (GIF). Cette tribune établie en 2000 a pour mandat de mettre au point la prochaine génération de réacteurs nucléaires. L'Afrique du Sud, l'Argentine, le Brésil, le Canada, la Corée du Sud, les États-Unis, la France, le Japon et le Royaume-Uni en sont les membres fondateurs. La Suisse s'est jointe à eux en 2002, l'Union européenne en 2003 ainsi que la Chine et la Russie en 2006.

Le Forum a retenu six modèles de réacteurs, dont le réacteur refroidi à l'eau supercritique (RESC). L'objectif du groupe de travail consiste à développer ces filières sur une base commerciale d'ici 2020 ou 2030. Bien que les pays membres se spécialisent dans des technologies variées, le Canada et le Japon assurent le leadership du développement du RESC. Le Canada est l'autorité mondiale en ce qui a trait à cette technologie, car ce réacteur refroidi à l'eau sous pression haute température constitue une variante du réacteur CANDU avancé (ACR). Le RESC est d'ailleurs communément appelé « réacteur CANDU X ».

Revenons maintenant sur le chapitre 4, qui porte sur le sujet principal de la présente étude, à savoir l'ACV de la production d'électricité en Ontario. La production annuelle moyenne à partir de charbon, d'énergie nucléaire et de gaz naturel en 2005 et en 2006 a totalisé 116,3 TWh. L'énergie nucléaire dominait nettement, à hauteur de 68,49 %, suivie du charbon à 23,1 % et du gaz naturel à seulement 8,4 %. Le tableau 6.3 résume les impacts environnementaux de l'électricité produite par ces trois filières, examinés plus en détail au chapitre 4.

Tableau 6.3

**Production d'électricité à partir de charbon, de gaz naturel et d'énergie nucléaire en Ontario, part de la production et impacts du cycle de vie, 2005 et 2006 (pourcentage)**

Filière	Pourcentage de la production	Pourcentage des impacts environnementaux imputables au cycle de vie		
		Émissions de GES	Principaux contaminants atmosphériques (PCA)	Radionucléides
Charbon	23,08	83,82	2,21	0,03
Gaz naturel	8,43	15,74	7,29	0,19
Énergie nucléaire	68,49	0,43	0,51	99,78
Total	100,00	100,00	100,00	100,00

Source : Valeurs calculées à partir des tableaux 4.4, 4.6 et 4.8 du chapitre 4.

Comme en témoignent les chiffres du tableau 6.3, pour une part d'environ 23 % de la production d'électricité globale en Ontario, le charbon a généré plus de 83 % des émissions de gaz à effet de serre (GES). Les émissions provenant du gaz naturel ont représenté 16 %, soit près du double de sa part de la production, tandis que l'énergie nucléaire, responsable de plus 68 % de la production des trois filières combinées, a généré à peine 0,4 % de leurs émissions de GES. En ce qui a trait aux principaux contaminants atmosphériques (PCA), 92 % provenaient des centrales au charbon, contre seulement 0,5 % pour les centrales nucléaires. Par contre, l'énergie nucléaire a été à l'origine de 99,8 % des radionucléides, un pourcentage plus élevé que sa part de la production d'électricité. D'après des données comparatives américaines résumées à l'annexe F, la dose de rayonnement collective reçue par la population est attribuable bien davantage au cycle de vie de la filière charbon qu'à celui de la filière nucléaire.

Pour faciliter la comparaison, le tableau 6.4 présente les indices des impacts environnementaux établis à partir des données du tableau 6.3.

Tableau 6.4

**Indices des émissions imputables à la production d'électricité à partir de charbon, de gaz naturel et d'énergie nucléaire en Ontario (Énergie nucléaire = 100)**

Source	GES	PCA	Radionucléides
Charbon	57 233	54 038	0,09
Gaz naturel	29 421	11 694	1,53
Énergie nucléaire	100	100	100

Source : Valeurs calculées à partir des données du tableau 6.3 ci-dessus.

Comme le montre le tableau 6.4, le charbon et le gaz naturel ont généré respectivement 572 et 294 fois plus de GES que l'énergie nucléaire en 2005 et en 2006. Par surcroît, ces deux combustibles ont émis respectivement 540 et 117 fois plus de PCA au cours de la même période.

En ce qui a trait aux radionucléides, le charbon en a rejeté beaucoup moins que l'énergie nucléaire. Le taux d'émissions du gaz naturel a été inférieur de 98 %.

Le chapitre 5, qui a analysé et comparé la fiabilité, la sûreté et la sécurité des filières nucléaire, charbon et gaz naturel, a démontré que l'énergie nucléaire offre une fiabilité légèrement supérieure à celle du gaz naturel. Il a aussi examiné la sûreté et la sécurité dans la production d'électricité en commençant par l'étape de la production et du transport du combustible. D'après la conclusion de l'étude, l'énergie nucléaire offre dans l'ensemble une sûreté et une sécurité supérieures par rapport aux deux autres filières.

Après avoir examiné les constatations énoncées dans les précédents chapitres du rapport, on pourrait conclure que la filière nucléaire en Ontario a eu des impacts environnementaux beaucoup moins importants que les filières charbon et gaz naturel, qu'elle s'est révélée plus fiable que la filière gaz naturel et qu'elle a offert une sûreté et une sécurité supérieures. Outre ces avantages, les abondantes réserves d'uranium récupérables, l'existence d'une technologie nucléaire canadienne et le leadership du Canada dans le développement de nouvelles technologies nucléaires pourraient contribuer à faire grimper la part de la production électronucléaire au-dessus des 15,7 % prévus par l'ONE. La valeur maximale des plages prévues dans les scénarios de l'AIE, soit 22 %, semble à la fois justifiée et réaliste.

**(THIS PAGE INTENTIONALLY LEFT BLANK)**

## ANNEXE A PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR D'ÉNERGIE NUCLÉAIRE, DE CHARBON ET DE GAZ NATUREL ET SCÉNARIOS POUR L'AVENIR

L'annexe A fait pendant au chapitre 2, Production d'électricité au Canada, en donnant plus de détails sur son contenu. Elle examine les tendances antérieures, la situation actuelle concernant la production d'électricité au pays à partir d'énergie nucléaire, de charbon et de gaz naturel ainsi que les perspectives d'avenir concernant la production d'électricité dans le monde et au Canada. Les sections A.1 à A.3 examinent la part canadienne de la production mondiale et régionale des filières nucléaire, charbon et gaz naturel, comparent les taux de croissance de la production et rendent compte de la répartition de ces trois filières dans le portefeuille énergétique canadien. Les sections A.4 et A.5 examinent les perspectives d'avenir concernant la production d'électricité dans le monde et au Canada respectivement, sous l'angle des scénarios les plus récents de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de l'Office national de l'énergie (ONE) du Canada.

### A.1 PRODUCTION ÉLECTRONUCLÉAIRE

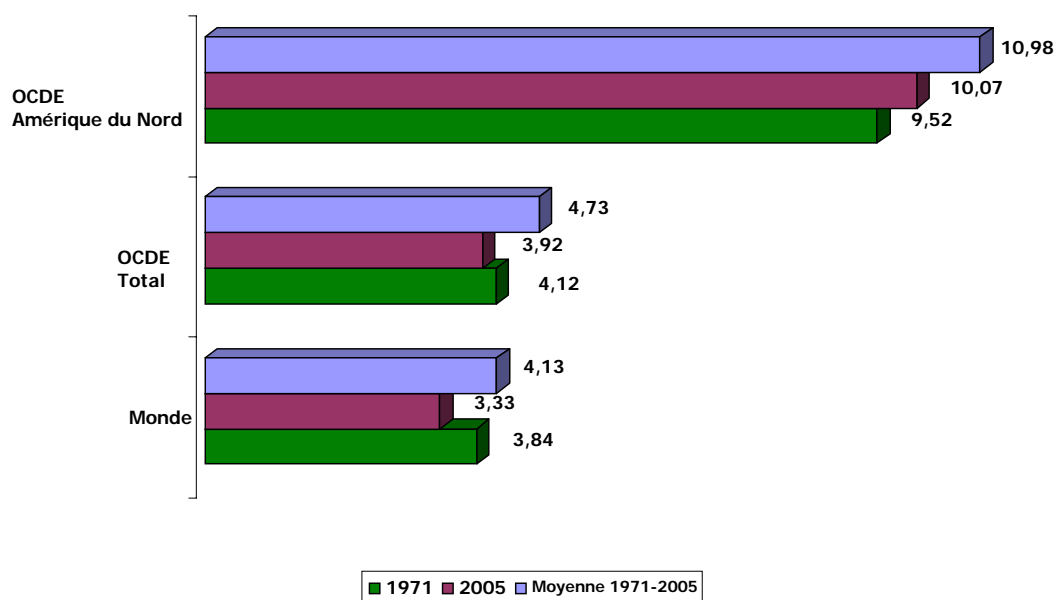
L'analyse effectuée par le CERI porte maintenant sur les principales filières de production d'électricité, c'est-à-dire l'énergie nucléaire, le charbon, le gaz naturel et l'énergie hydraulique. Examinons d'abord la filière nucléaire. Si le Canada occupe une place de choix dans la production électronucléaire mondiale, ses vastes réserves d'uranium et sa technologie nucléaire exclusive y sont pour beaucoup. Cet aspect est examiné en détail au chapitre 3 et à l'annexe B.

Les sections ci-après présentent la part canadienne de la production électronucléaire mondiale et régionale et comparent le taux de croissance de cette filière au Canada par rapport aux taux observés dans le monde, à l'échelle régionale et dans différents pays.

#### A.1.1 Production électronucléaire : part de la production mondiale et régionale

En 1971, le Canada a produit 4 267 gigawattheures (GWh) d'électricité d'origine nucléaire, soit 3,84 % de la production mondiale. Avec une croissance moyenne de 11,62 % par an entre 1971 et 2005, la production électronucléaire canadienne s'est chiffrée à 92 040 GWh en 2005, soit 3,33 % de la production mondiale. La figure A.1 présente la part canadienne de la production électronucléaire mondiale et régionale.

**Figure A.1**  
**Part canadienne de la production électronucléaire mondiale et régionale,**  
**1971, 2005, et moyenne entre 1971 et 2005 (pourcentage)**



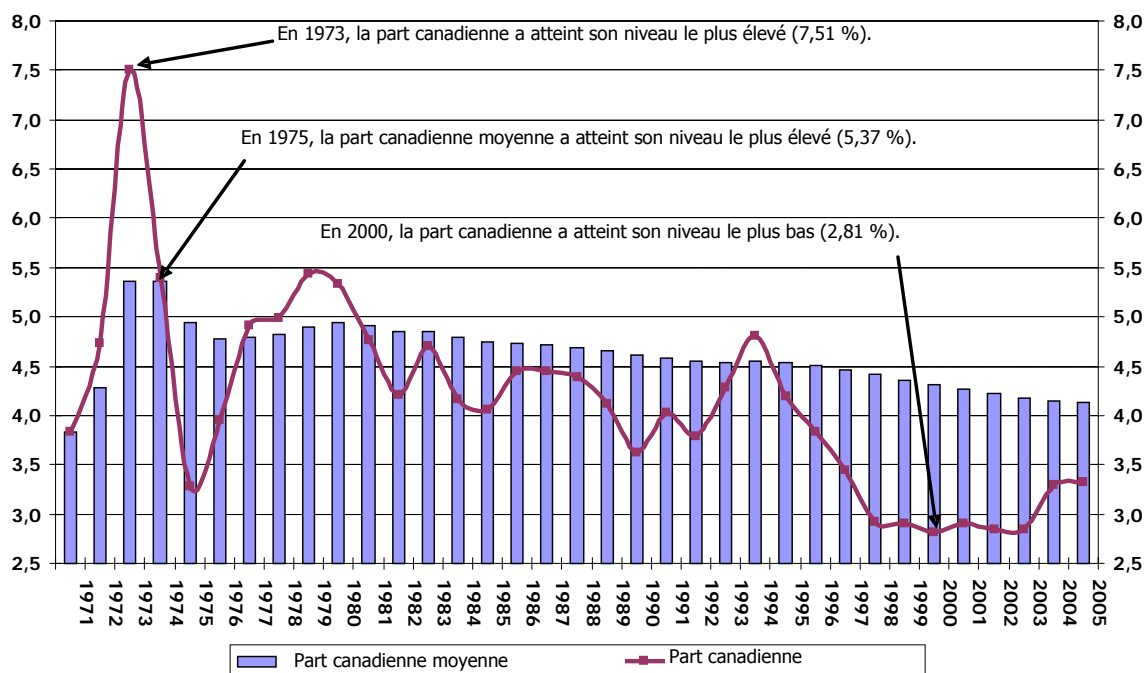
Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*; et *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Bilans énergétiques (kilotonnes d'équivalent pétrole)*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*.

Comme l'illustre la figure A.1, la part canadienne de la production électronucléaire mondiale se chiffrait à 4,13 % en moyenne entre 1971 et 2005, atteignant ainsi une proportion presque huit fois plus élevée que sa part de la population mondiale (0,54 %), au-delà de deux fois plus élevée que sa part du PIB mondial (1,95 %) et environ 0,88 % plus élevée que sa part de la production totale d'énergie primaire à l'échelle mondiale (3,25 %). Elle était toutefois légèrement inférieure (écart de 0,12 %) à sa part de la production d'électricité mondiale (4,25 %). Étant donné que la part canadienne de la production électronucléaire mondiale en 1971 et en 2005 était inférieure à la moyenne et qu'elle a diminué au cours de cette période, on peut en déduire que cette part a reculé ces dernières années. La part du Canada par rapport à l'OCDE et à l'Amérique du Nord montre des tendances similaires.

La figure A.2 compare la part canadienne de la production électronucléaire mondiale et sa moyenne historique. Chaque moyenne indiquée représente la part canadienne moyenne entre 1971 et l'année visée.



**Figure A.2**  
**Part canadienne de la production électronucléaire mondiale**  
**et moyenne entre 1971 et 2005 (pourcentage)**



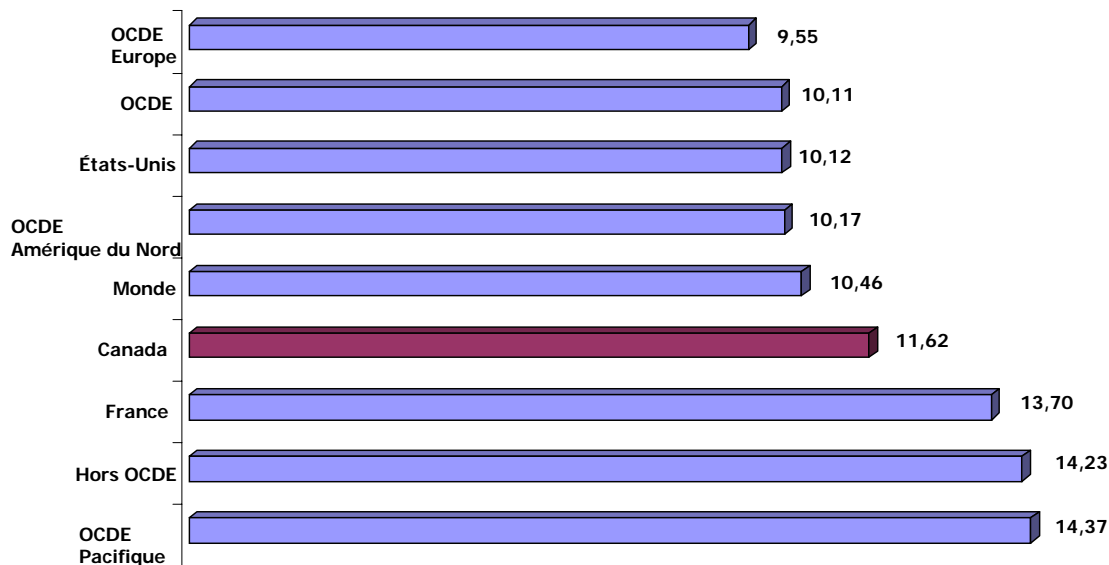
Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*; et *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Bilans énergétiques (kilotonnes d'équivalent pétrole)*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*.

Comme l'indique la figure A.2, malgré une légère remontée entre 1990 et 1994, la tendance de la part canadienne de la production électronucléaire mondiale était généralement à la baisse entre 1980 et 2003. En fait, l'industrie nucléaire a progressé plus rapidement dans d'autres pays qu'au Canada. La part canadienne a atteint son niveau le plus élevé, soit 7,51 %, en 1973 et son niveau le plus bas, 2,81 %, en 2000. Signalons que la part attribuable au Canada est demeurée au-dessous de sa moyenne historique entre 1995 et 2005, si bien que sa part moyenne affichée une tendance à la baisse.

### A.1.2 Production électronucléaire : comparaison des taux de croissance

La figure A.3 présente le taux de croissance annuelle moyen de la production électronucléaire au Canada par rapport aux taux observés dans d'autres pays et régions entre 1972 et 2005.

**Figure A.3**  
**Taux de croissance annuelle moyen de la production électronucléaire**  
**entre 1972 et 2005 (pourcentage)**



Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*; et *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Bilans énergétiques (kilotonnes d'équivalent pétrole)*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*.

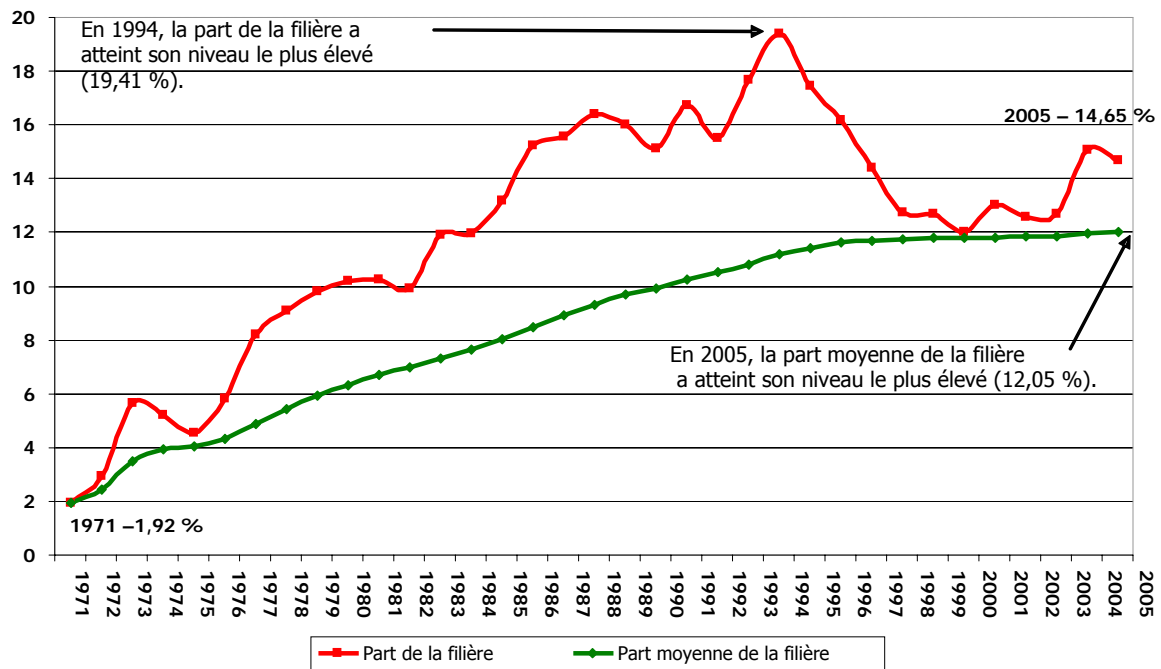
La figure A.3 montre que la production électronucléaire a affiché une progression moyenne de 11,62 % au Canada, soit un taux plus élevé qu'à l'échelle mondiale, en Amérique du Nord, aux États-Unis et au sein de l'OCDE. En revanche, sa croissance a été plus forte dans les pays non membres de l'OCDE, les pays de l'OCDE de la région du Pacifique et les pays européens de l'OCDE, par exemple la France.

### A.1.3 Production électronucléaire : part de la production totale d'électricité au Canada

Au Canada, la part de la production totale d'électricité attribuable à la filière nucléaire a atteint son niveau le plus bas, soit 1,92 %, en 1971. Par suite d'une croissance assez stable, elle a atteint son niveau le plus élevé, c'est-à-dire 19,41 %, en 1994. Elle a ensuite subi un recul brusque qui l'a ramenée à 12,02 % en 2000, après quoi elle s'est améliorée graduellement pour remonter à 14,65 % en 2005. Fait à signaler, la part du nucléaire est demeurée au-dessus de sa moyenne historique entre 1971 et 2005 et sa part moyenne a progressé de façon constante, passant de 1,92 % en 1971 à 12,05 % en 2005, ce qui permet de déduire que la tendance de la part de cette filière est généralement demeurée à la hausse au cours de cette période.

La figure A.4 donne plus de détails sur cet aspect.

**Figure A.4**  
**Part de la filière nucléaire dans la production totale d'électricité au Canada**  
**entre 1971 et 2005 (pourcentage)**



Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*.

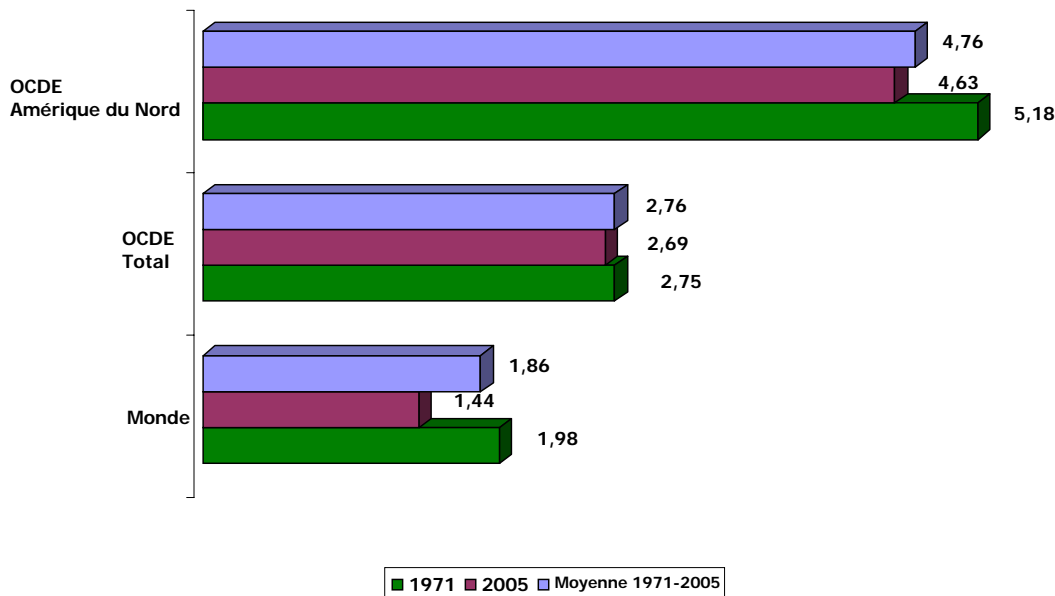
## A.2 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR DE CHARBON

La section précédente analysait la production électronucléaire canadienne. Les prochaines sections présentent la part canadienne de la production d'électricité mondiale et régionale à partir de charbon et comparent le taux de croissance de cette filière au Canada par rapport aux taux observés dans le monde, à l'échelle régionale et dans différents pays.

### A.2.1 Production d'électricité à partir de charbon : part de la production mondiale et régionale

En 1971, le Canada a produit 41 707 GWh d'électricité à partir de charbon, soit 1,98 % de la production mondiale. Avec une croissance moyenne de 3,11 % par an entre 1972 et 2005, la production de cette filière s'est chiffrée à 106 188 GWh à l'échelle canadienne en 2005, soit 1,44 % de la production mondiale de cette année-là. La figure A.5 présente la part canadienne de la production d'électricité mondiale et régionale à partir de charbon.

**Figure A.5**  
**Part canadienne de la production d'électricité mondiale et régionale**  
**à partir de charbon, 1971, 2005, et moyenne entre 1971 et 2005 (pourcentage)**

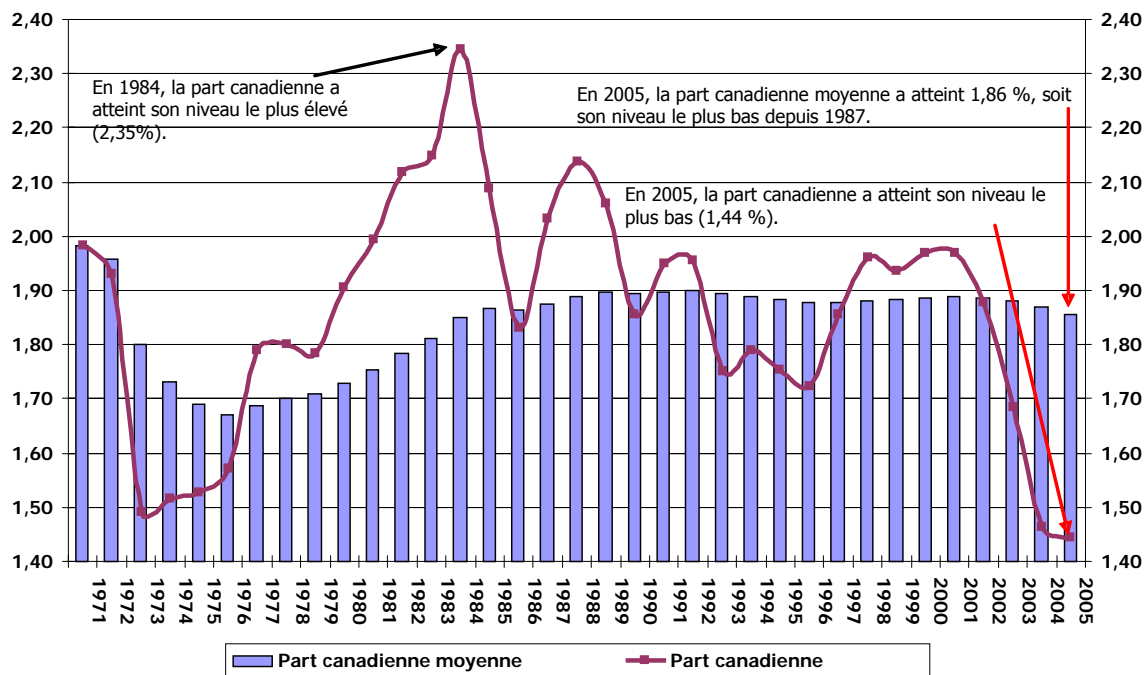


Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*; et *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Bilans énergétiques (kilotonnes d'équivalent pétrole)*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*.

Comme en témoigne la figure A.5, la part moyenne de la production d'électricité mondiale à partir de charbon attribuable au Canada se chiffrait à 1,86 % entre 1971 et 2005, soit une proportion presque trois fois et demie plus élevée que sa part de la population mondiale (0,54 %), légèrement plus faible que sa part du PIB mondial (1,95 %) et beaucoup plus faible que sa part de la production totale d'énergie primaire à l'échelle mondiale (3,25 %); elle représentait moins de la moitié de sa part de la production d'électricité mondiale (4,25 %). Étant donné que la part canadienne de la production d'électricité mondiale à partir de charbon en 2005 était inférieure à la moyenne et moins élevée qu'en 1971, on peut en déduire que cette part a reculé ces dernières années. La part du Canada par rapport à l'OCDE et à l'Amérique du Nord montre des tendances similaires.

La figure A.6 compare la part canadienne de la production d'électricité mondiale à partir de charbon et sa moyenne historique. Chaque moyenne indiquée représente la part canadienne moyenne entre 1971 et l'année visée.

**Figure A.6**  
**Part canadienne de la production d'électricité mondiale à partir de charbon**  
**et moyenne entre 1971 et 2005 (pourcentage)**



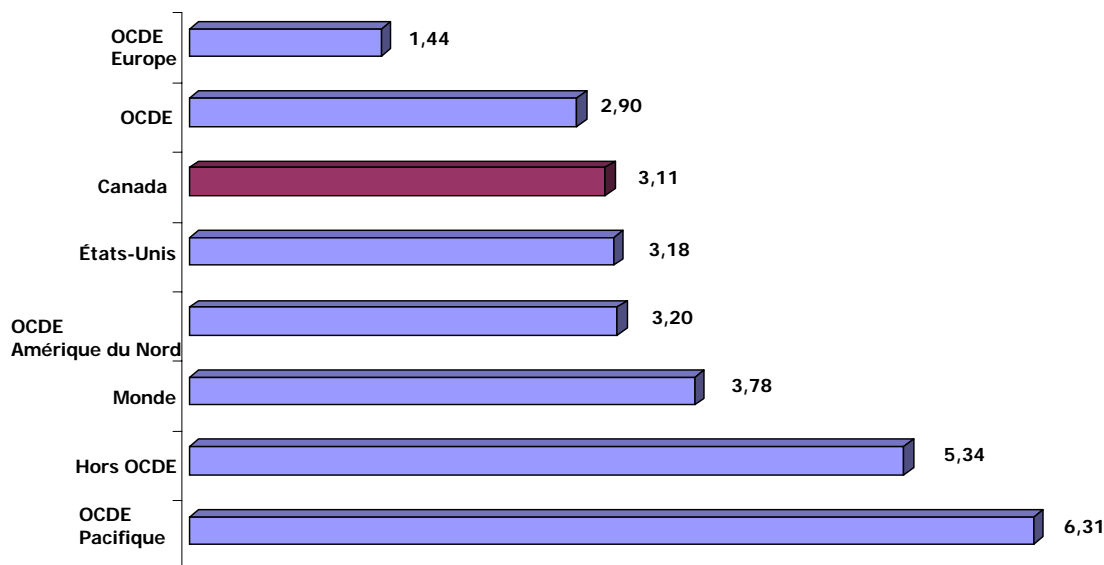
Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*; et *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Bilans énergétiques (kilotonnes d'équivalent pétrole)*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*.

Comme en témoigne la figure A.6, malgré une remontée temporaire entre 1973 et 1984, la tendance de la part canadienne de la production d'électricité mondiale à partir de charbon a généralement été à la baisse entre 1985 et 2005. En fait, l'industrie du charbon a progressé plus rapidement dans d'autres pays qu'au Canada. La part canadienne a atteint son niveau le plus élevé, soit 2,35 %, en 1984 et son niveau le plus bas, 1,44 %, en 2005. Signalons que la part canadienne moyenne de la production mondiale enregistrée en 2005, c'est-à-dire 1,86 %, représente le niveau le plus bas depuis 1987, reflétant ainsi une tendance à la baisse ces dernières années.

### A.2.2 Production d'électricité à partir de charbon : comparaison des taux de croissance

La figure A.7 présente le taux de croissance annuelle moyen de la production d'électricité à partir de charbon au Canada par rapport aux taux observés dans d'autres pays et régions entre 1972 et 2005.

**Figure A.7**  
**Taux de croissance annuelle moyen de la production d'électricité à partir de charbon**  
**entre 1972 et 2005 (pourcentage)**



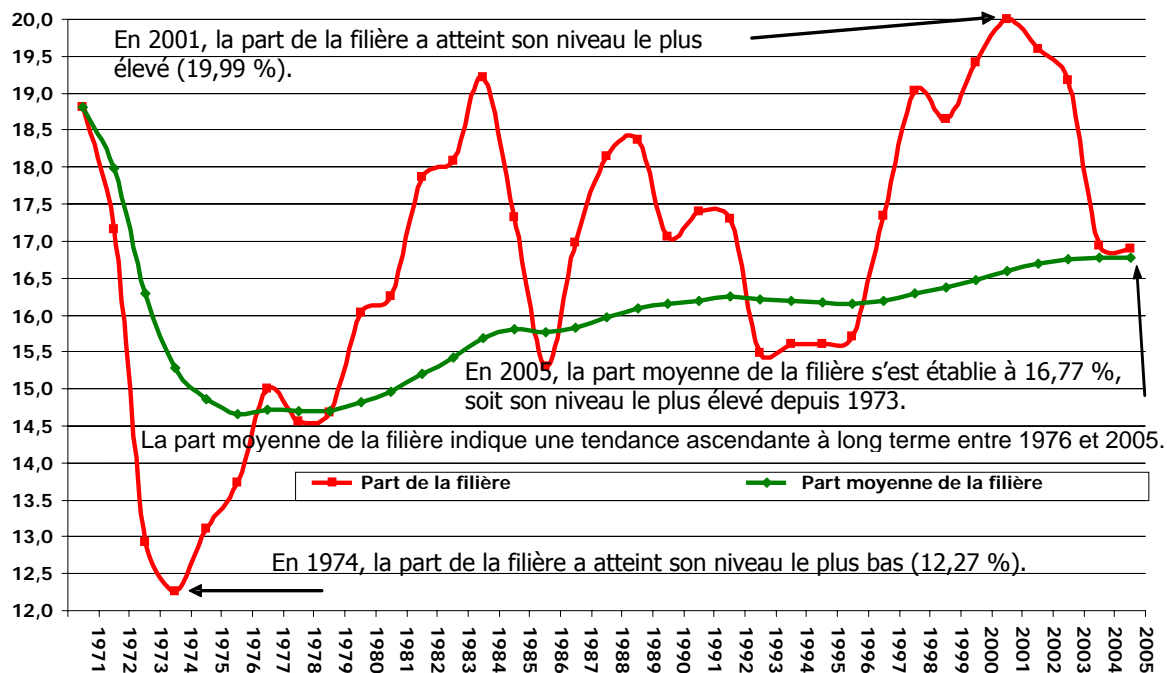
Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*; et *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Bilans énergétiques (kilotonnes d'équivalent pétrole)*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*.

La figure A.7 montre que la production d'électricité à partir de charbon a affiché une progression moyenne de 3,11 % au Canada, soit un taux plus élevé qu'au sein de l'OCDE dans son ensemble et des pays européens membres. En revanche, sa croissance a été plus forte dans les pays de l'OCDE de la région du Pacifique (plus du double par rapport au Canada), les pays non membres de l'OCDE, le monde, les pays nord-américains de l'OCDE et aux États-Unis.

### A.2.3 Production d'électricité à partir de charbon : part de la production totale d'électricité au Canada

Comme l'indique la figure A.8, la part de la production totale d'électricité (PTE) au Canada attribuable à la filière charbon a atteint 18,80 % en 1971. Par suite d'un recul assez marqué, elle a été ramenée à 12,27 % en 1974 pour ensuite remonter et atteindre un sommet à 19,21 % en 1984. Malgré le mouvement en dents de scie observé entre-temps, la part du charbon a atteint en 2001 son niveau le plus élevé entre 1971 et 2005, soit 19,99 %, mais elle a diminué graduellement par la suite pour s'établir à 16,91 % en 2005. Étant donné que la part moyenne de la filière charbon au Canada a atteint 16,77 % en 2005, soit son niveau le plus élevé depuis 1973, et qu'elle a généralement affiché une tendance à la hausse entre 1976 et 2005, on peut en déduire qu'il s'agit d'une tendance ascendante à long terme.

**Figure A.8**  
**Part de la filière charbon dans la production totale d'électricité au Canada**  
**entre 1971 et 2005 (pourcentage)**



Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*.

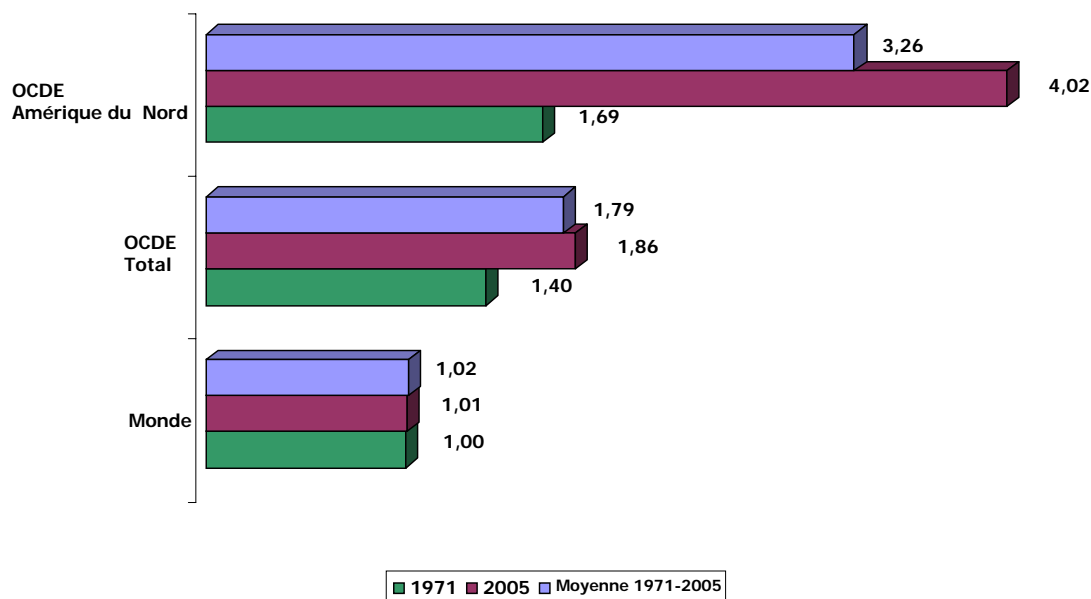
### A.3 Production d'électricité à partir de gaz naturel

La section précédente analysait la production canadienne d'électricité à partir de charbon. Les prochaines sections présentent la part canadienne de la production d'électricité mondiale et régionale à partir de gaz naturel et comparent le taux de croissance de cette filière au Canada par rapport aux taux observés dans le monde, à l'échelle régionale et dans différents pays.

#### A.3.1 Production d'électricité à partir de gaz naturel : part de la production mondiale et régionale

En 1971, le Canada a produit 6 976 GWh d'électricité à partir de gaz naturel, soit 1,00 % de la production mondiale. Avec une croissance moyenne de 7,66 % par an, la production de cette filière au Canada s'est chiffrée à 36 324 GWh en 2005, soit 1,01 % de la production mondiale. La figure A.9 présente la part canadienne de la production d'électricité mondiale et régionale à partir de gaz naturel.

**Figure A.9**  
**Part canadienne de la production d'électricité mondiale et régionale**  
**à partir de gaz naturel, 1971, 2005, et moyenne entre 1971 et 2005 (pourcentage)**



Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*; et *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Bilans énergétiques (kilotonnes d'équivalent pétrole)*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*.

Comme en témoigne la figure A.9, la part moyenne de la production d'électricité mondiale à partir de gaz naturel attribuable au Canada se chiffrait à 1,02 % entre 1971 et 2005, soit presque deux fois plus que sa part de la population mondiale (0,54 %), un peu plus de la moitié de sa part du PIB mondial (1,95 %), moins du tiers de sa part de la production totale d'énergie primaire à l'échelle mondiale (3,25 %) et un peu moins du quart de sa part de la production d'électricité mondiale (4,25 %). Étant donné que la part canadienne moyenne de la production mondiale en 1971 et en 2005 est très proche de 1,00 %, on peut en déduire que la part canadienne est demeurée très stable au cours de la période visée.

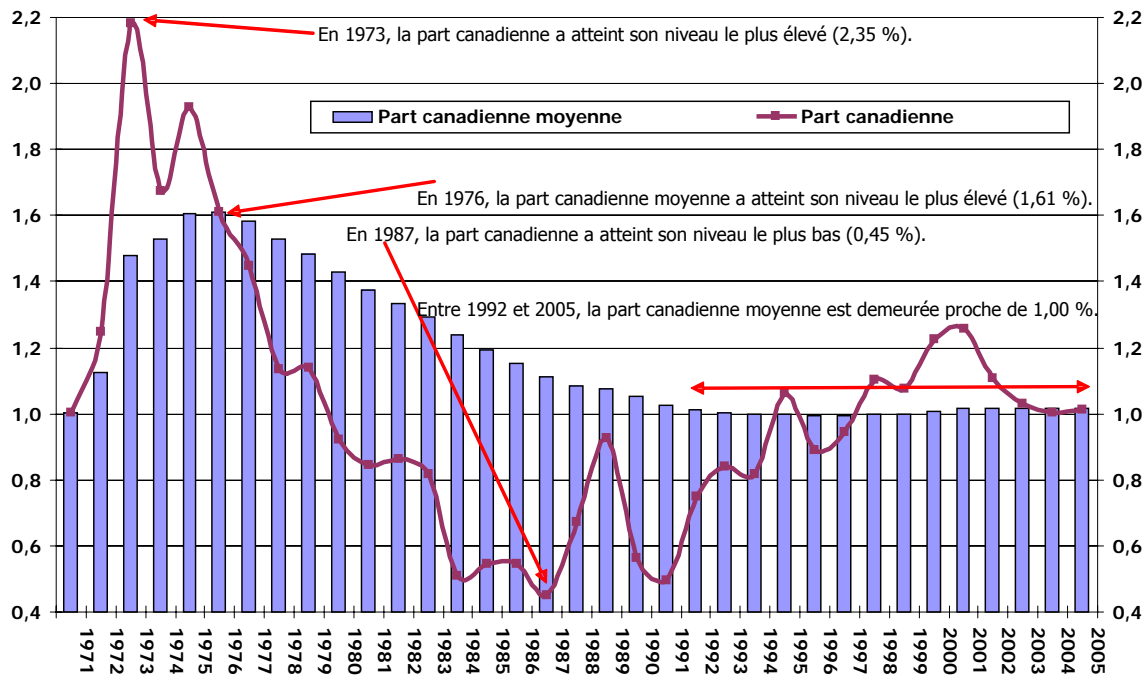
Par ailleurs, la part canadienne de la production au sein de l'OCDE a affiché une hausse modérée, car la part moyenne et la part en 2005 sont supérieures aux valeurs de 1971.

Enfin, la part canadienne de la production d'électricité à partir de gaz naturel en Amérique du Nord a enregistré une hausse plus appréciable au cours de la période visée, car la part moyenne entre 1971 et 2005 représente environ le double de la valeur de 1971 et la part en 2005 est presque deux fois et demi plus élevée que celle de 1971.

La figure A.10 compare la part canadienne de la production d'électricité mondiale à partir de gaz naturel et sa moyenne historique. Chaque moyenne indiquée représente la part canadienne moyenne entre 1971 et l'année visée.



**Figure A.10**  
**Part canadienne de la production d'électricité mondiale à partir de gaz naturel**  
**et moyenne entre 1971 et 2005 (pourcentage)**



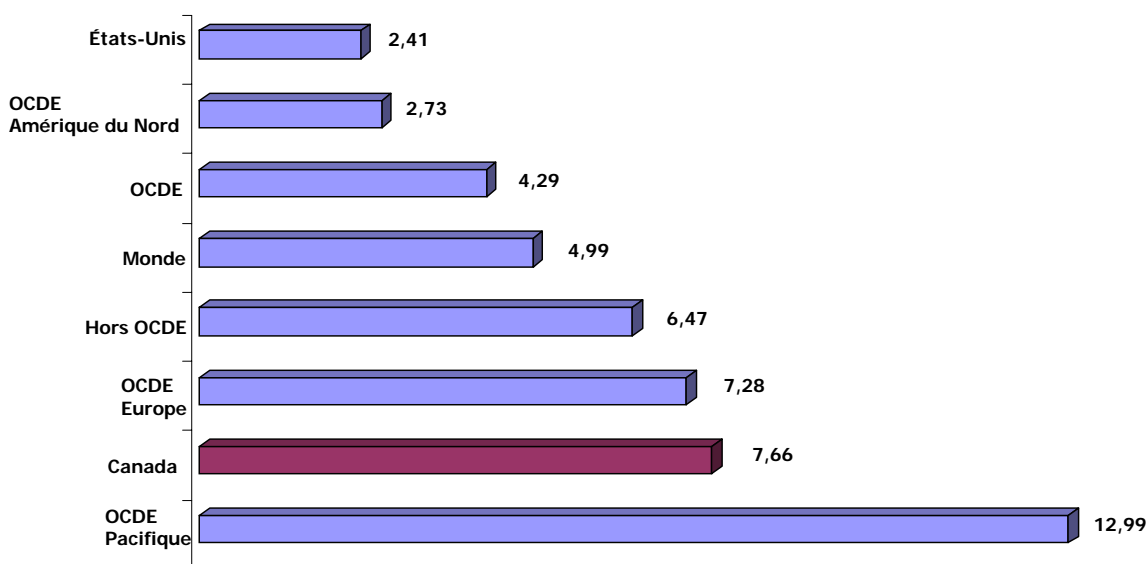
Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*; et *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Bilans énergétiques (kilotonnes d'équivalent pétrole)*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*.

La figure A.10 montre que la part canadienne de la production d'électricité mondiale à partir de gaz naturel se chiffrait à 1,00 % en 1971, près de sa moyenne historique entre 1971 et 2005. Elle a affiché une hausse marquée pour atteindre sa valeur la plus élevée au cours de cette période, à hauteur de 2,35 %, dans un délai de deux ans, soit en 1973. La part canadienne a toutefois subi un recul brusque à partir de 1974 pour descendre à 0,45 % en 1987, soit son niveau le plus bas entre 1971 et 2005, et ramener la part moyenne de la production d'électricité mondiale à partir de gaz naturel de son sommet de 1,61 % en 1976 à environ 1,00 % en 1992. À partir de 1988, on a observé jusqu'en 2001 une tendance généralement à la hausse, suivie d'une tendance à la baisse modérée jusqu'en 2003, après quoi la part canadienne s'est stabilisée autour de 1,00 %, valeur proche de sa moyenne historique. La part canadienne moyenne de la production d'électricité à partir de gaz naturel est demeurée proche de 1,00 % ces dernières années.

### A.3.2 Production d'électricité à partir de gaz naturel : comparaison des taux de croissance

La figure A.11 présente le taux de croissance annuelle moyen de la production d'électricité à partir de gaz naturel au Canada par rapport aux taux observés dans d'autres pays et régions entre 1972 et 2005.

**Figure A.11**  
**Taux de croissance annuelle moyen de la production d'électricité**  
**à partir de gaz naturel entre 1972 et 2005 (pourcentage)**



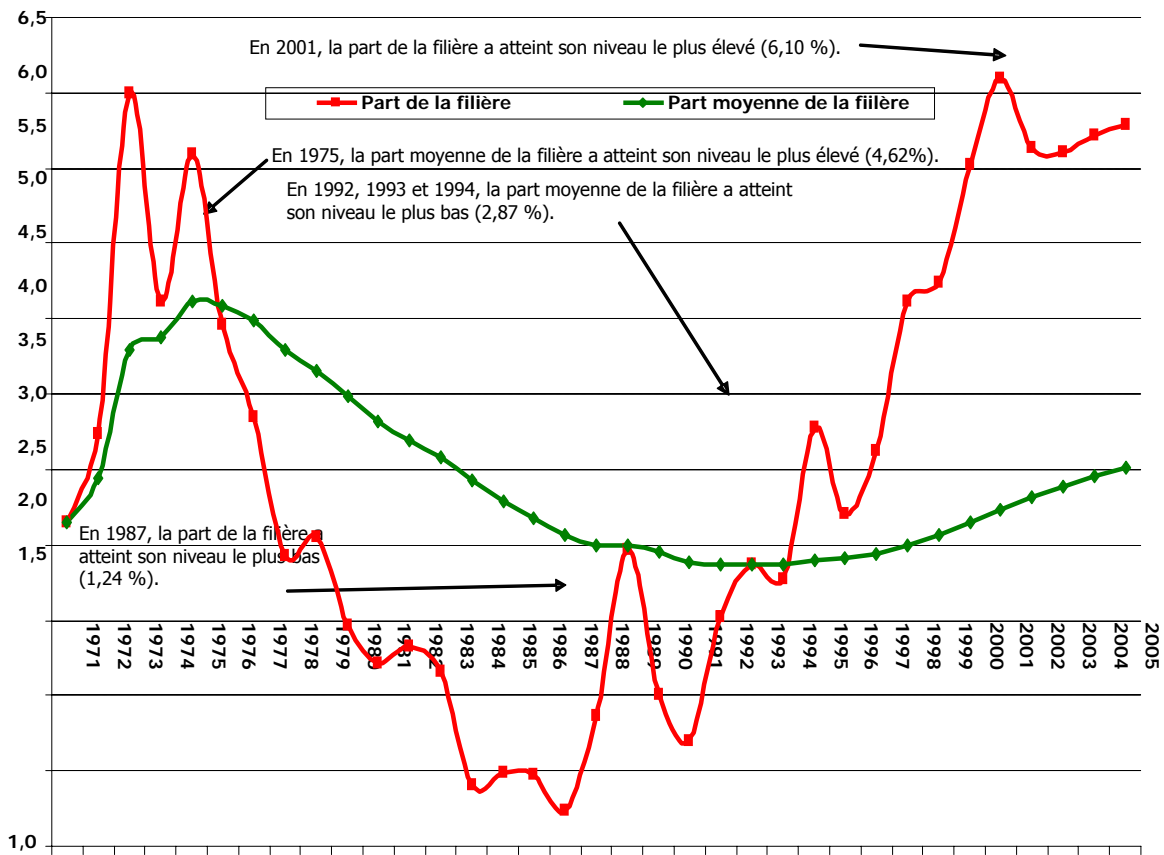
Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*; et *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Bilans énergétiques (kilotonnes d'équivalent pétrole)*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*.

La figure A.11 montre que la production d'électricité à partir de gaz naturel a progressé en moyenne de 7,66 % au Canada, soit un taux supérieur à celui observé dans les pays européens de l'OCDE, les pays non membres de l'OCDE, le monde et l'OCDE, en Amérique du Nord et aux États-Unis. Les pays de l'OCDE de la région du Pacifique ont toutefois affiché une croissance plus élevée.

### A.3.3 Production d'électricité à partir de gaz naturel : part de la production totale d'électricité au Canada

Comme l'indique la figure A.12, la part de la production totale d'électricité (PTE) canadienne attribuable à la filière gaz naturel s'est établie à 3,14 % en 1971. Par suite d'une forte tendance à la hausse généralisée jusqu'en 1974, la part moyenne a atteint 4,62 % en 1975, soit son niveau le plus élevé entre 1971 et 2005. La part de la filière a toutefois accusé par la suite un recul marqué, demeurant au-dessous de sa moyenne et atteignant en 1987 son niveau le plus bas entre 1971 et 2005, soit 1,24 %. Elle a alors amorcé une tendance à la hausse tout en demeurant sous la moyenne, laquelle a d'ailleurs atteint en 1992 son niveau le plus bas au cours de la période visée, c'est-à-dire 2,87 %. La part de la PTE canadienne attribuable au gaz naturel a ensuite poursuivi sa tendance à la hausse. Elle est demeurée au-dessus de la moyenne à partir de 1995 et a atteint en 2001 la valeur de 6,10 %, qui représente son niveau le plus élevé entre 1971 et 2005. La part de la filière a généralement affiché une tendance ascendante jusqu'en 2005.

**Figure A.12**  
**Part de la filière gaz naturel dans la production totale d'électricité au Canada**  
**entre 1971 et 2005 (pourcentage)**



Source : Valeurs calculées d'après *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques*, vol. 2007, édition 01, Agence internationale de l'énergie, France, 2008; consulté en ligne dans *SourceOCDE*.

#### A.4 Production d'électricité dans le monde : projections

La présente section examine l'incidence des technologies de l'énergie sur l'avenir de la production d'électricité dans le monde. Dans son rapport intitulé *Perspectives des technologies de l'énergie 2006 – Scénarios et stratégies à l'horizon 2050*<sup>84</sup>, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) examine l'incidence des principales technologies sur l'approvisionnement en énergie primaire, la production d'électricité et les émissions de gaz à effet de serre à l'échelle mondiale.

L'AIE a élaboré un scénario de référence concernant les perspectives des technologies de l'énergie, cinq scénarios d'accélération technologique (ACT) et un scénario dit TECH Plus. Les cinq scénarios ACT s'établissent comme suit : scénario de base, peu d'énergies renouvelables, peu d'énergie nucléaire, sans captage ni piégeage de carbone (CPC) et faible efficacité. Dans les

<sup>84</sup> Agence internationale de l'énergie; *Perspectives des technologies de l'énergie 2006 – Scénarios et stratégies à l'horizon 2050*, Paris, France, 2006.

prochaines sous-sections, nous présenterons les différents scénarios proposés et leur incidence sur la production d'électricité<sup>85</sup>.

La présente section est divisée en deux parties. La première examine les hypothèses relatives aux scénarios, tandis que la deuxième analyse l'avenir de la production d'électricité mondiale et l'incidence des différents scénarios concernant les technologies de l'énergie.

#### A.4.1 Hypothèses des scénarios

Les scénarios ACT et TECH Plus mettent l'accent sur les principales technologies qui permettraient de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à la situation actuelle. Les technologies visées par les scénarios ACT misent notamment sur les énergies renouvelables, l'énergie nucléaire, le captage et le piégeage de carbone (CPC), les biocombustibles et une utilisation finale efficace. Le scénario TECH Plus mise sur les cinq technologies ci-dessus et les piles à hydrogène.

Les hypothèses macroéconomiques et démographiques sont les mêmes pour tous les scénarios. On estime que la croissance économique mondiale sera de 2,9 % par an entre 2003 et 2050 et que le revenu par habitant augmentera en moyenne de 2 % par an. Dans chaque scénario, les prix de l'énergie reflètent l'évolution prévue de la demande et de l'offre énergétiques. Le tableau A.1 résume les caractéristiques propres à chaque scénario.

**Tableau A.1**  
**Aperçu des hypothèses des scénarios ACT et TECH Plus**

Scénario	Énergies renouvelables	Énergie nucléaire	CPC	Piles à hydrogène	Biocombustibles avancés	Efficacité (utilisation finale)
ACT de base	Relativement optimiste pour toutes les technologies					Amélioration globale de 2,0 % par an
ACT	<u>Pessimiste</u>					
Peu d'énergies renouvelables	Réductions de coût plus lentes					
ACT		<u>Pessimiste</u>				
Peu d'énergie nucléaire		Plus faible acceptation par le public				
ACT			Pas de CPC		Amélioration globale de 1,7 % par an	
Sans CPC						
ACT						<u>Pessimiste</u>
Faible efficacité						
TECH Plus	<u>Optimiste</u>	<u>Optimiste</u>		<u>Optimiste</u>	<u>Optimiste</u>	
	Réductions de coût plus fortes	Réductions de coût plus fortes et améliorations techniques		Percée de la technologie des piles à combustible	Réductions de coût plus fortes et meilleure disponibilité des matières premières	

Source : AIE, *Perspectives des technologies de l'énergie 2006*, p. 43.

<sup>85</sup> Les scénarios de l'AIE ont été brièvement décrits dans *L'énergie dans le monde : le passé et les avenir possibles*, rapport préparé par le CERI pour l'Association nucléaire canadienne et imprimé en février 2008.

**Scénario de référence** : Le scénario de référence des perspectives des technologies de l'énergie est axé sur les politiques gouvernementales actuellement en vigueur qui auront une incidence sur les progrès technologiques et les gains d'efficacité énergétique.

**Scénarios ACT** : Les principales caractéristiques du **scénario ACT de base** qui le distinguent des autres sont les suivantes :

- Réduction continue du coût des technologies des énergies renouvelables.
- Résolution des problèmes de gestion des déchets et meilleure acceptation par le public de l'augmentation de la production électronucléaire.
- Suppression des obstacles au captage et au piégeage du CO<sub>2</sub>.
- Améliorations au chapitre de la consommation d'énergie et gains d'efficacité énergétique constants dans les secteurs des transports, de la construction et de l'industrie grâce à l'adoption et à la mise en œuvre de technologies plus éconergétiques.
- Intensification du remplacement de produits pétroliers par des biocombustibles.

Le **scénario ACT – peu d'énergies renouvelables** explore l'incidence de réductions de coûts plus lentes pour les technologies des énergies éolienne et solaire par rapport au scénario ACT de base.

Le **scénario ACT – peu d'énergie nucléaire** prévoit une croissance limitée de l'énergie nucléaire si les problèmes relatifs aux déchets ne sont pas résolus de manière satisfaisante.

Le **scénario ACT – sans CPC** explore ce qui se passera si les technologies de CPC ne sont pas offertes sur une base commerciale.

Le **scénario ACT – faible efficacité** suppose que les gains d'efficacité énergétique globaux seront inférieurs de 0,3 point de pourcentage par an par rapport à ceux prévus dans le scénario ACT de base.

Le **scénario TECH Plus** repose sur des hypothèses plus optimistes que le scénario ACT de base concernant la suppression des obstacles technologiques, par exemple plus fortes réductions du coût des piles à combustible, progrès plus rapides dans les technologies de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, utilisation de biocombustibles et de l'énergie nucléaire. Selon ce scénario, les parts respectives des énergies renouvelables et de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité iront en augmentant et les véhicules à pile à hydrogène obtiendront une part de marché appréciable.

#### **A.4.2 Production d'électricité dans le monde : projections d'après différents scénarios**

La présente section est divisée en quatre parties : scénario de référence, scénarios ACT, scénario TECH Plus et conclusions.

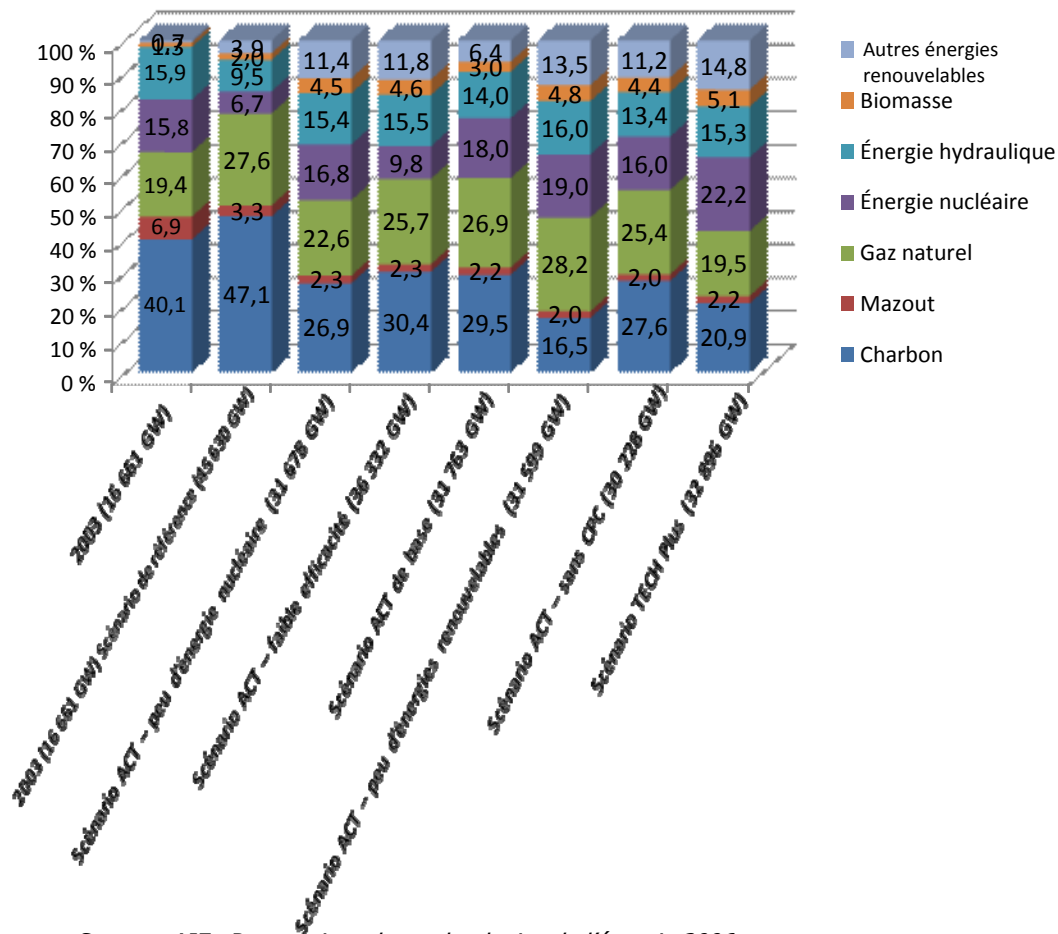
#### A.4.2.1 Scénario de référence

Selon le scénario de référence, la demande d'électricité augmentera de 2,2 % par an en moyenne entre 2003 et 2050. Parmi les nombreux facteurs qui influent sur cette demande, mentionnons une croissance rapide de la population et des revenus dans les pays en développement, une augmentation soutenue de la demande de matériel électronique et d'appareils électroménagers dans les secteurs résidentiel et commercial ainsi que l'expansion des activités industrielles.

Selon ce scénario, la tendance de la production d'électricité à partir de charbon se maintiendra en raison de l'expansion de la production d'électricité de base à partir de charbon dans les pays en développement. En outre, les deux tiers des centrales au charbon, qui datent de plus de 20 ans (efficacité de 29 %), devront être remplacées par de nouvelles centrales efficaces (46 %) avant 2030.

Le scénario prévoit que la production des centrales au charbon atteindra 21 958 TWh en 2050, presque trois fois plus que le niveau de 2003, comparativement à 12 881 TWh pour celles au gaz naturel, soit presque quatre fois plus qu'en 2003. D'ici la fin de la période de prévision, les nouveaux réacteurs remplaceront tout le parc nucléaire actuel et la production électronucléaire de base se chiffrera à 3 107 TWh. La figure A.13 illustre la part des ressources affectées à la production d'électricité en 2003 et en 2050.

**Figure A.13**  
**Production d'électricité mondiale selon la filière en 2003**  
**et d'après différents scénarios pour 2050 (pourcentage)**



Source : AIE, *Perspectives des technologies de l'énergie 2006*.

A.4.2.2 Scénarios ACT

Les scénarios ACT prévoient une baisse de la part de la production d'électricité à partir de charbon en raison du remplacement de centrales au charbon par des centrales au gaz naturel à cycle combiné ou non. Avec la technologie des centrales à turbine à gaz à cycle combiné, les émissions de CO<sub>2</sub> représentent moins de la moitié par rapport aux centrales au charbon.

Le cycle combiné à gazéification intégrée (CCGI) constitue une autre technologie qui permet de traiter toutes les ressources carbonées, par exemple le charbon, le coke de pétrole et la biomasse. Cette technologie peut avoir une incidence sur le remplacement de combustibles et améliorer l'efficacité des centrales selon les scénarios ACT et TECH Plus.

Tous les scénarios ACT prévoient que la part de la production d'électricité attribuable au gaz naturel demeurera relativement importante, tandis que celle du mazout diminuera entre 2003 et 2050.

Le captage et le piégeage du CO<sub>2</sub> constituent une autre technologie importante grâce à laquelle le charbon peut jouer un rôle important, même dans un contexte de limitation des émissions de

CO<sub>2</sub>. Les technologies de CPC devraient être déployées sur une base commerciale entre 2015 et 2020.

Selon les scénarios ACT, avec ou sans CPC, les centrales au charbon conserveront une part de marché importante, mais beaucoup moindre que dans le scénario de référence.

À l'opposé du scénario de référence, tous les scénarios ACT attribuent aux centrales nucléaires une part appréciable de la production d'électricité. Ainsi, le scénario de référence prévoit une part de 6,7 % en 2050, comparativement à une part variant entre 9,8 à 19 % pour les scénarios ACT. Exception faite du scénario ACT – peu d'énergies renouvelables, tous les scénarios ACT estiment que la production hydroélectrique en 2050 sera supérieure d'environ 10 % à la valeur prévue dans le scénario de référence. La biomasse et les autres énergies renouvelables (éolienne, solaire, géothermique, marémotrice et houlomotrice) devraient afficher une croissance appréciable par rapport aux valeurs du scénario de référence.

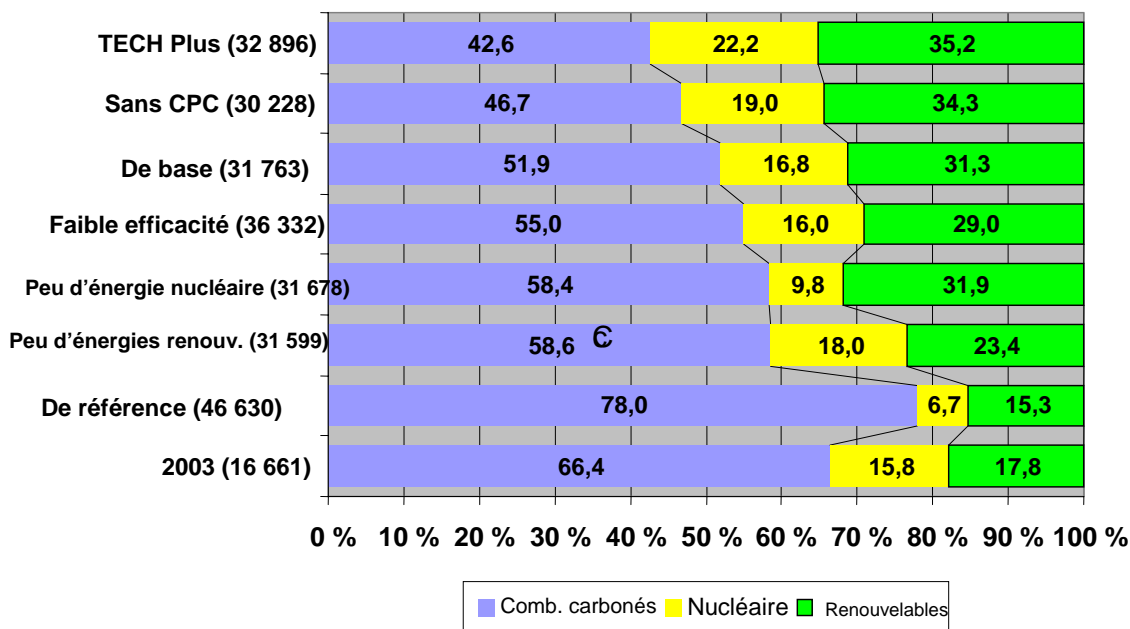
#### A.4.2.3 Scénario TECH Plus

Le scénario TECH Plus prévoit une production d'électricité supérieure de près de 4 % à celle du scénario ACT de base en raison de l'hypothèse des besoins en électricité attribuables à la production d'hydrogène (piles à hydrogène). Le scénario ACT de base établit à environ 1,4 % le taux de croissance annuelle moyen de la demande d'électricité.

Par surcroît, la production d'électricité de base à partir de combustibles fossiles est moins élevée selon le scénario TECH Plus que dans le cas du scénario ACT de base, mais la production à partir d'énergie nucléaire et d'énergies renouvelables l'est davantage (figure A.14). Selon le scénario TECH Plus, la production électronucléaire aura augmenté de 202 % entre 2003 et 2050.



**Figure A.14**  
**Part des combustibles carbonés, de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables dans la production d'électricité en 2003 et d'après différents scénarios pour 2050**



Source : AIE, *Perspectives des technologies de l'énergie 2006*.

L'AIE prend en compte quatre types de production pour l'énergie nucléaire :

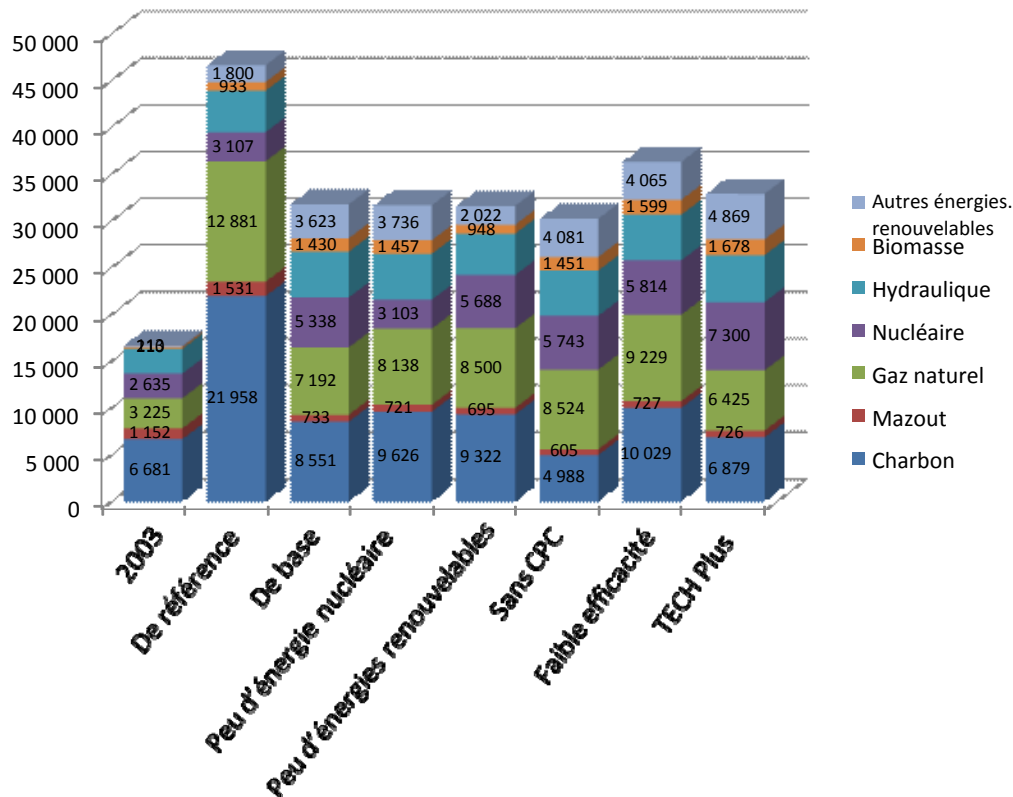
- Génération I historique (années 1950-1960) – réacteurs prototypes, dont la plupart doivent maintenant être déclassés.
- Génération II historique (années 1970-1990) – réacteurs commerciaux.
- Génération III (1995-2010) – progrès sur le plan de la technologie, de la sûreté et de la rentabilité; comprend les réacteurs à eau bouillante avancés et les réacteurs à eau sous pression avancés.
- Génération III+ ou IV – coûts de capital moindres, délai de construction plus court, vie utile plus longue et vulnérabilité moindre aux problèmes d'exploitation.
- Génération III+ – comprend le réacteur modulaire à lit de boulets, que l'on peut construire ainsi que le réacteur AP1000. L'entrée en exploitation de cette génération est prévue d'ici 2010, tandis que la génération IV devrait entrer en exploitation commerciale d'ici 2030.

En 2050, les réacteurs de génération II ou III, qui sont pris en compte dans les hypothèses des scénarios ACT, devraient réduire les émissions de CO<sub>2</sub> de 1,8 Gt par an par rapport au scénario de référence. La même année, la génération IV de réacteurs, à la base des hypothèses du scénario TECH Plus, devrait réduire les émissions de CO<sub>2</sub> de 1,9 Gt par an par rapport au scénario de référence.

## A.4.2.4 Conclusion

La figure A.15 illustre la production d'électricité mondiale en 2003 et l'incidence des différents scénarios reposant sur les technologies de l'énergie de remplacement sur la production en 2050.

**Figure A.15**  
**Production d'électricité mondiale selon la filière en 2003**  
**et d'après différents scénarios pour 2050 (TWh)**



Source : AIE, *Perspectives des technologies de l'énergie 2006*.

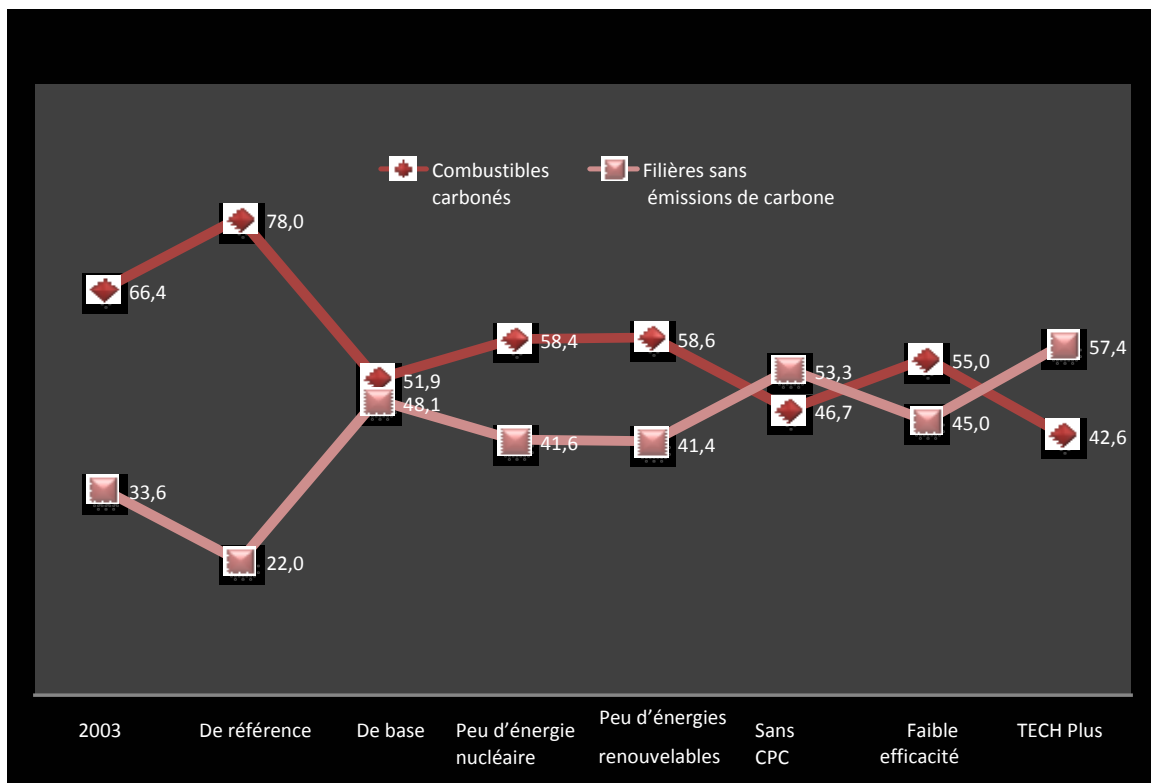
L'AIE examine une série de scénarios et de technologies dans le but de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> et de décarboniser la production d'électricité en remplaçant certains combustibles, en améliorant l'efficacité des centrales alimentées par combustible fossile et en pratiquant le captage et le piégeage de CO<sub>2</sub>.

Dans le scénario de référence, l'AIE prévoit que la part du portefeuille énergétique accaparée par les combustibles carbonés augmentera pour atteindre 78 % en 2050, tandis que celle de l'énergie nucléaire se chiffrera à 6,7 % (figure A.15). Dans l'ensemble, le scénario de référence est pessimiste en ce qui a trait à la décarbonisation (combustibles sans carbone) de la production d'électricité.

Selon les scénarios ACT, on peut observer une décarbonisation appréciable à mesure que le portefeuille énergétique fait de plus en plus appel à l'énergie nucléaire, aux énergies renouvelables, au gaz naturel peu carboné et au charbon fortement carboné mais avec captage et piégeage du CO<sub>2</sub>. D'ici 2050, les émissions de CO<sub>2</sub> mondiales seront supérieures de 6 à 27 % au niveau de 2003 (figure A.16). La part des combustibles carbonés (51,9 %) et des filières sans carbone (48,1 %) sont très proches dans le scénario ACT de base.

Le scénario TECH Plus est optimiste : il part de l'hypothèse que la part des filières sans carbone (57,4 %) dépassera celle des combustibles carbonés (42,6) en 2050. Selon ce scénario, les émissions de CO<sub>2</sub> mondiales se stabiliseront à environ 16 % au-dessous du niveau de 2003.

**Figure A.16**  
Part de la production d'électricité attribuable aux combustibles carbonés et aux filières sans carbone en 2003 et d'après différents scénarios, dont le scénario de référence, pour 2050



#### A.5 Production d'électricité au Canada : projections d'après différents scénarios

La présente section examine la part prévue des combustibles carbonés et des filières sans carbone, particulièrement l'utilisation d'énergie nucléaire, dans la production d'électricité au Canada. À cette fin, nous nous reporterons au rapport de l'Office national de l'énergie (ONE) intitulé *L'avenir énergétique du Canada – Scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'à 2030*.

Ce rapport examine les importants facteurs économiques, démographiques et énergétiques qui influent sur la demande énergétique et les perspectives d'approvisionnement à long terme. En élaborant un scénario de référence (de 2005 à 2015) et trois scénarios prospectifs (de 2005 à 2030), l'ONE examine l'incidence du prix de différentes sources d'énergie et du taux de croissance économique sur la demande et l'offre d'énergie et sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) connexes. Les trois scénarios ont été nommés « Maintien des tendances », « Triple-E » et « Îles fortifiées ».

L'analyse du scénario de référence et des scénarios prospectifs visait à décrire la situation énergétique éventuelle en 2015 et en 2030 par comparaison avec les données réelles se rapportant à 2004. Elle permettra de déterminer l'ampleur et l'orientation de la variation de l'offre et de la demande d'énergie, y compris l'électricité.

La présente section est divisée en quatre parties consacrées respectivement au scénario de référence, au Maintien des tendances, au Triple-E, aux Îles fortifiées et aux conclusions.

#### A.5.1 Scénario de référence

Le scénario de référence est le scénario le plus probable qui porte sur un horizon à moyen terme, soit de 2004 à 2015. Il part de l'hypothèse d'une forte croissance du PIB et par le fait même de perspectives macroéconomiques favorables (tableau A.2). Ce scénario prévoit entre 2004 et 2015 une augmentation moyenne de 1,8 % par an au titre de la demande d'énergie et de presque 2,0 % par an pour la capacité de production d'électricité (115 907 MW).

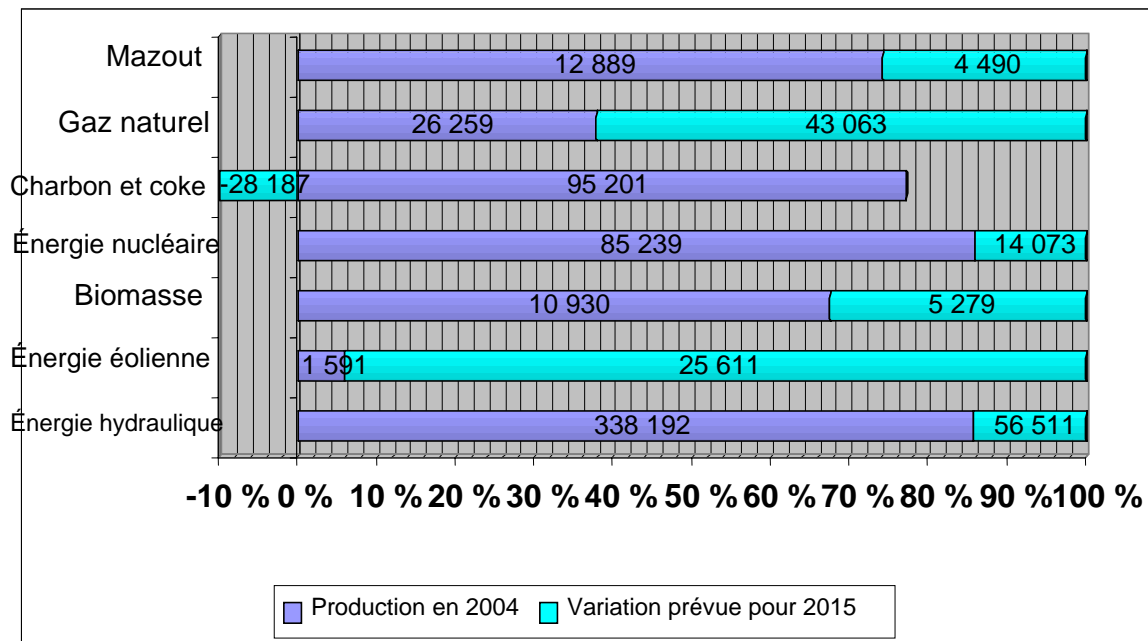
**Tableau A.2**  
**Résumé des hypothèses clés et des principaux résultats quantitatifs**  
**Scénario de référence et trois scénarios prospectifs**

	Hypothèses clés		Résultats quantitatifs		
	PIB réel	Prix de l'énergie	Demande d'énergie	Production de pétrole et de gaz	Émissions de GES
<b>Scénario de référence (2005-2015)</b>	2,9 %	Pétrole : 50 \$/baril Gaz : 7 \$/MBTU	1,8 %	Pétrole : 4,4 % Gaz : -0,9 %	1,5 %
<b>Maintien des tendances (2005-2030)</b>	2,5 %	Pétrole : 50 \$/baril Gaz : 7 \$/MBTU	1,4 %	Pétrole : 2,3 % Gaz : -1,8 %	1,2 %
<b>Triple-E (2005-2030)</b>	2,2 %	Pétrole : 35 \$/baril Gaz : 5,50 \$/MBTU	0,3 %	Pétrole : 0,7 % Gaz : -4,8 %	-0,1 %
<b>Îles fortifiées (2005-2030)</b>	1,8 %	Pétrole : 85 \$/baril Gaz : 12 \$/MBTU	0,7 %	Pétrole : 3,0 % Gaz : 0,4 %	0,6 %

Source : ONE, *L'avenir énergétique du Canada – Scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'à 2030*.

D'après les projections de l'ONE, la production totale d'électricité sera passée de 570 301 à 691 141 GWh entre 2004 et 2015, soit un taux de croissance annuelle moyen de 1,7 %. Au cours de la même période, l'ONE prévoit une baisse de 28 187 GWh au titre de la production d'électricité à partir de charbon et de coke (figure A.17). Ainsi, la part de la filière charbon chuterait de 16,6 % en 2004 à près de 9,6 % en 2015. La réduction la plus marquée à cet égard est prévue en Ontario, tandis qu'on devrait construire de nouvelles centrales au charbon classiques en Alberta, en Nouvelle-Écosse et en Saskatchewan.

**Figure A.17**  
**Scénario de référence – Production d'électricité au Canada en 2004**  
**et variation prévue pour 2015 selon la filière (GWh)**



L'énergie hydraulique comprend l'énergie houlomotrice et marémotrice.

La biomasse comprend les gaz d'enfouissement et les déchets.

Source : *L'avenir énergétique du Canada – Scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'à 2030.*

Selon ce scénario, la part de toutes les autres filières ira en augmentant. Par exemple, la production électronucléaire passera de 85 239 GWh en 2004 à 99 312 GWh en 2015. La puissance nucléaire supplémentaire (2 650 MW) est liée à l'entrée en exploitation de deux nouveaux réacteurs CANDU et à la remise en service de deux tranches de la centrale Bruce A en Ontario.

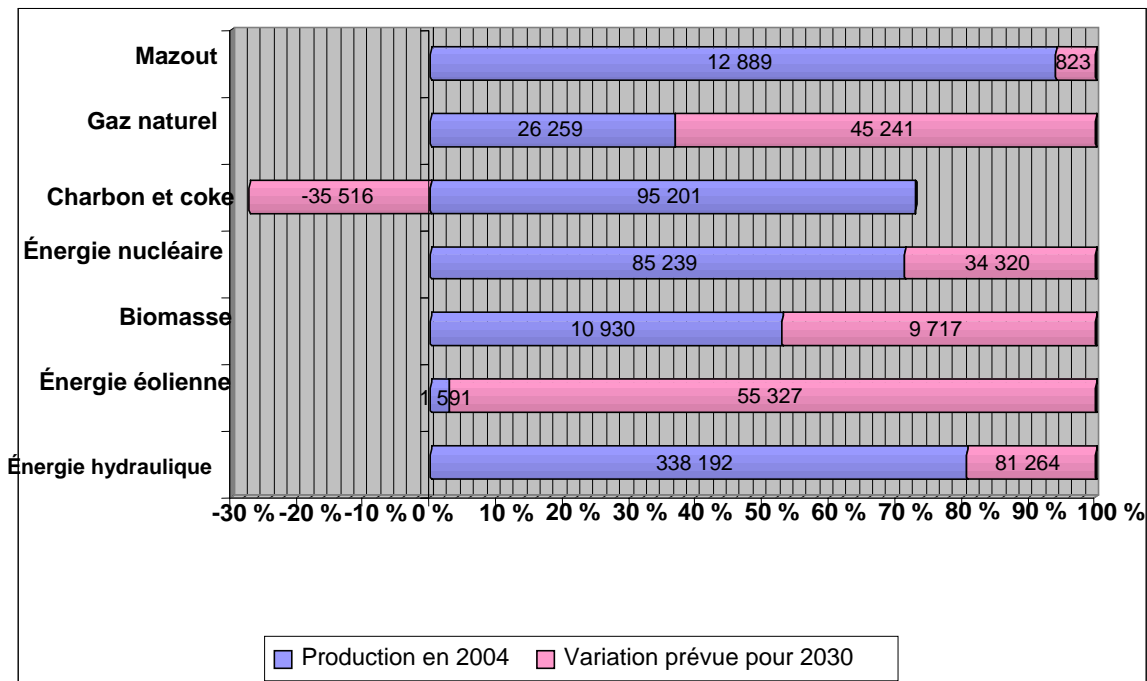
- Avec ses quatre tranches, la centrale ontarienne Bruce A possédait une puissance totale de 3 000 MW. Ces tranches ont été mises en service entre 1977 et 1979, mais elles ont toutes été mises hors service en 1995 et en 1998. Deux d'entre elles ont été remises en service par la suite et on prévoit de redémarrer en 2010 les deux autres, d'une puissance de 825 MW chacune.
- Les centrales Gentilly 2, au Québec, et Point Lepreau, au Nouveau-Brunswick, d'une puissance de 635 MW chacune, devraient être remises à neuf d'ici 2015.

#### A.5.2 Maintien des tendances

Selon le scénario Maintien des tendances, le Canada connaîtra une forte croissance économique, tandis que le prix du pétrole et du gaz sera modéré. La croissance économique assurera une augmentation de la demande d'énergie et par le fait même une forte production au pays. Les émissions de gaz à effet de serre afficheront une tendance à la baisse grâce aux améliorations au chapitre de l'efficacité énergétique (« les affaires continuent »).

Selon le scénario Maintien des tendances, la production totale d'électricité passera de 570 301 GWh en 2004 à 761 477 GWh en 2030, soit un taux de croissance annuelle moyen légèrement supérieur à 1 % (figure A.18). En outre, la forte demande d'électricité stimulera la production à partir d'énergies renouvelables.

**Figure A.18**  
Scénario Maintien des tendances – Production d'électricité au Canada en 2004 et variation prévue pour 2030 selon la filière (GWh)



L'énergie hydraulique comprend l'énergie houlomotrice et marémotrice.

La biomasse comprend les gaz d'enfouissement et les déchets.

Source : *L'avenir énergétique du Canada – Scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'à 2030.*

Entre 2004 et 2030, la part du charbon et du coke dans la production d'électricité ira en diminuant. La baisse de 35 516 GWh prévue jusqu'en 2030 sera compensée par la production des filières éolienne, hydraulique, biomasse, gaz naturel et nucléaire.

Le scénario Maintien des tendances attribue à l'énergie nucléaire une contribution nettement plus élevée que dans le cas des deux autres scénarios. Entre 2004 et 2030, la puissance du parc nucléaire augmentera d'environ 5 650 MW et la production électronucléaire passera de 85 239 à 119 559 GWh. Une puissance supplémentaire d'environ 2 650 MW a été expliquée sous la rubrique du scénario de référence (entre 2004 et 2015). La puissance supplémentaire prévue entre 2016 et 2030 s'explique comme suit :

- Les tranches 1 à 4 de la centrale Pickering A sont entrées en exploitation entre 1971 et 1973. À l'heure actuelle, deux de ces tranches sont en exploitation. Les tranches 5 à 8 de la centrale Pickering B, entrées en exploitation entre 1983 et 1986, le sont encore. Deux nouvelles tranches de 1 000 MW devraient entrer en exploitation commerciale en 2028 et en 2030 après le retrait des deux tranches de Pickering A.

- Un réacteur CANDU avancé (ACR) de 1 000 MW devrait entrer en exploitation commerciale au Nouveau-Brunswick en 2024 au moment du retrait des centrales à vapeur alimentées par mazout et orimulsion.

### A.5.3 Triple-E

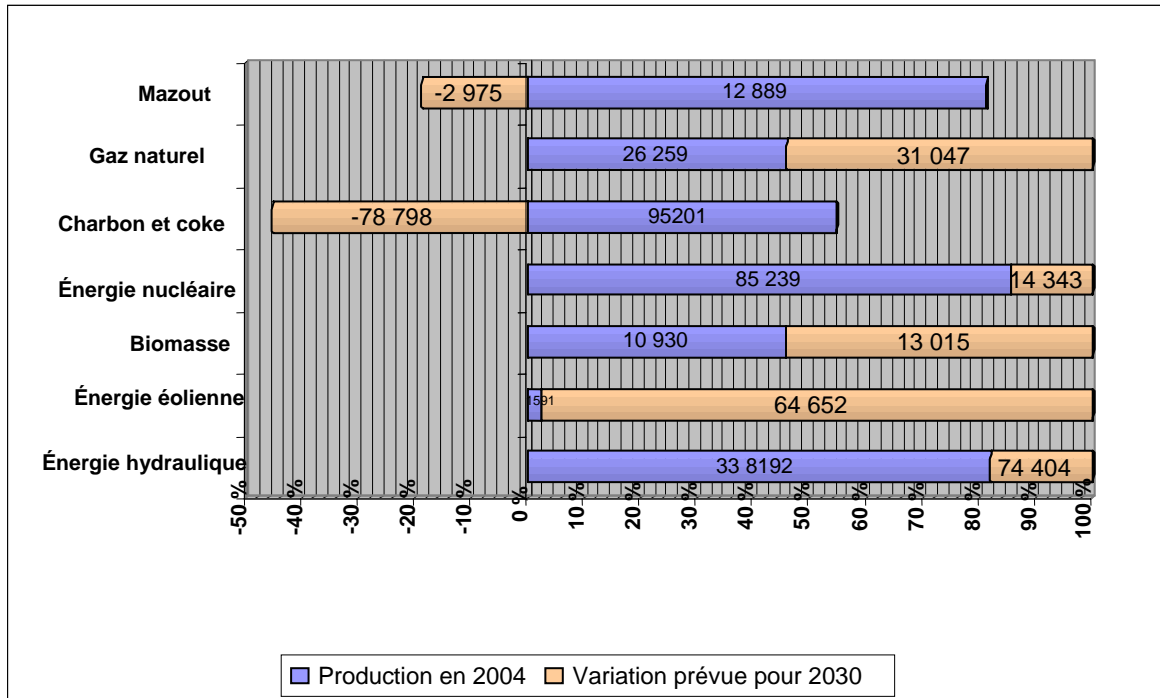
L'expression « Triple-E » renvoie à l'équilibre entre les objectifs économiques, environnementaux et énergétiques. Ce scénario prévoit un modeste taux de croissance économique (2,2 %) ainsi que des prix du pétrole et du gaz peu élevés. Il suppose une baisse des émissions de GES en raison du taux de croissance de la demande d'énergie de 0,3 % prévu (entre 2004 et 2030), nettement moins élevé que le taux de croissance historique de 1,8 %. Les principaux facteurs à l'origine du faible taux de croissance de la demande d'énergie sont l'efficacité énergétique, les économies d'énergie, l'adoption de combustibles moins carbonés (éthanol et biodiesel) ainsi que les programmes et les politiques de gestion de la demande d'énergie.

Selon ce scénario, la production totale d'électricité passera de 570 301 GWh en 2004 à 685 989 GWh en 2030, c'est-à-dire un taux de croissance annuelle moyen de presque 0,7 % (figure A.19).

Selon le scénario Triple-E (scénario environnemental), la part de la production d'électricité attribuable aux combustibles très carbonés, comme le charbon et le coke et comme le mazout, aura chuté respectivement de 78 798 GWh et de 2 975 GWh en 2030 par rapport à 2004. Les filières énergies renouvelables, gaz naturel et nucléaire compenseront cette baisse.

En 2030, la production électronucléaire aura progressé de 14 343 GWh par rapport à 2004. Les hypothèses concernant la puissance du parc nucléaire sont les mêmes que pour le scénario de maintien des tendances.

**Figure A.19**  
**Scénario Triple-E – Production d'électricité au Canada en 2004**  
**et variation prévue pour 2030 selon la filière (GWh)**



L'énergie hydraulique comprend l'énergie houlomotrice et marémotrice.

La biomasse comprend les gaz d'enfouissement et les déchets.

Source : *L'avenir énergétique du Canada – Scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'à 2030.*

#### A.5.4 Îles fortifiées

Selon le scénario Îles fortifiées, les préoccupations relatives à la sécurité énergétique feront grimper le prix de l'énergie et baisser par le fait même le taux de croissance de la demande d'énergie (0,7 %). Celui-ci prévoit les prix du pétrole et du gaz les plus élevés comparativement aux autres scénarios.

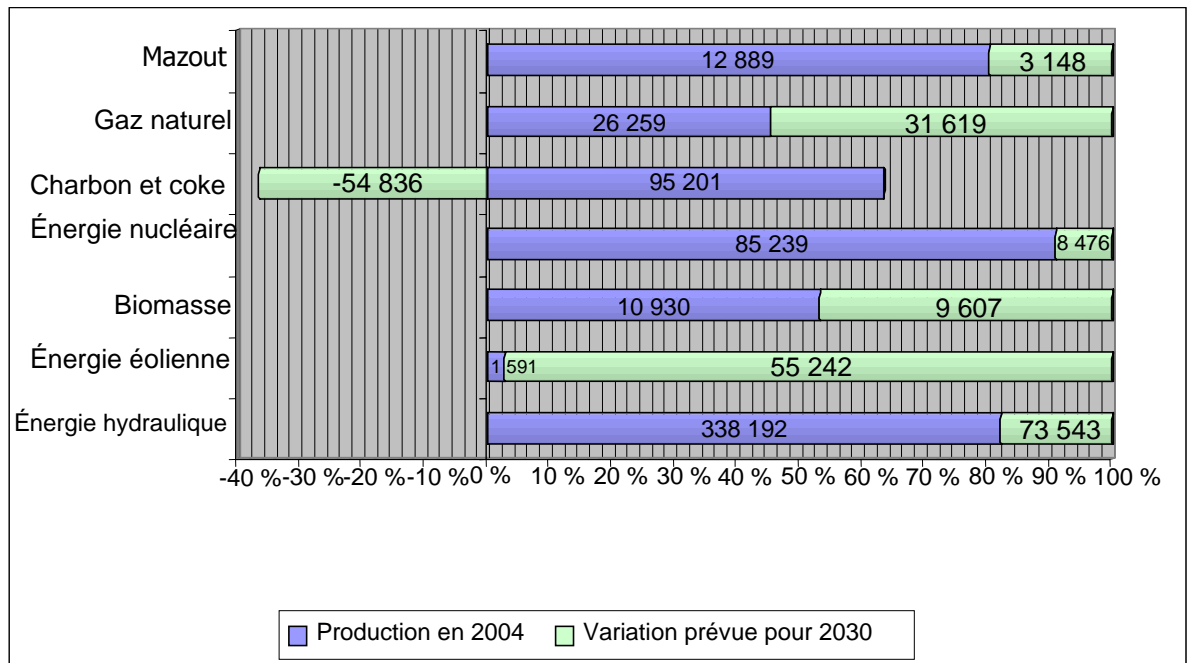
L'interaction des facteurs ci-dessus fera baisser le taux de croissance économique du Canada (1,8 %), la demande d'électricité (après 2020) et, par ricochet, les émissions de GES (0,6 %). La production d'électricité passera de 570 031 GWh en 2004 à 697 100 GWh en 2030 (figure A.20).

D'après ce scénario, la production de la filière charbon et coke aura diminué de 54 836 GWh en 2030 par rapport à 2004. Toutefois, la production d'électricité supplémentaire attribuable aux autres filières, particulièrement les énergies renouvelables, compensera l'incidence de la demande supplémentaire ainsi que le recul de la production à partir de charbon et de coke.

Selon ce scénario, où les hypothèses concernant l'énergie nucléaire sont les mêmes que pour le scénario Maintien des tendances, la production électronucléaire augmentera de 8 476 GWh entre 2004 et 2030.



**Figure A.20**  
**Scénario Îles fortifiées – Production d'électricité au Canada en 2004**  
**et variation prévue pour 2030 selon la filière (GWh)**



L'énergie hydraulique comprend l'énergie houlomotrice et marémotrice.

La biomasse comprend les gaz d'enfouissement et les déchets.

Source : *L'avenir énergétique du Canada – Scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'à 2030.*

### A.5.5 Conclusion

Le scénario de référence et les scénarios prospectifs (Maintien des tendances, Triple-E et Îles fortifiées) se différencient par les hypothèses clés concernant le prix de l'énergie et le taux de croissance économique. Ces deux hypothèses influent sur l'offre et la demande d'énergie au Canada, y compris la production d'électricité et les émissions de GES connexes.

La production d'électricité prévue pour 2030 selon ces scénarios varie entre 691 000 GWh et 761 000 GWh. Les scénarios prévoient par ailleurs une baisse de l'ordre de 35 516 GWh à 78 798 GWh en 2030 au titre de la part de la production attribuable au charbon et au coke. La contribution du mazout devrait aussi avoir diminué de 2 975 GWh (scénario Triple-E) en 2030. Le tableau A.3 résume la production d'électricité selon la filière.

La production électronucléaire varie d'un scénario à l'autre, mais l'augmentation de la puissance est la même. Selon les trois scénarios, la puissance du parc nucléaire aura augmenté de 5 650 MW en 2030. Cette augmentation puissance se répartit comme suit :

- Les deux tranches de la centrale Bruce A en Ontario, d'une puissance de 825 MW chacune (mises en arrêt prolongé en 1995), devraient redémarrer en 2010.
- Un nouveau réacteur CANDU d'une puissance de 1 000 MW devrait remplacer en 2015 des centrales au charbon ontariennes retirées du parc électrique.

- Un réacteur CANDU avancé (ACR) de 1 000 MW devrait remplacer en 2024 des centrales à vapeur alimentées par mazout et orimulsion retirées du parc électrique du Nouveau-Brunswick.
- Deux nouveaux réacteurs de 1 000 MW devraient remplacer en 2028 et en 2030 les deux tranches déclassées de la centrale Pickering A en Ontario.
- Tous scénarios confondus, la production électronucléaire devrait varier entre 93 715 GWh et 119 559 GWh en 2030, avec une part de la production totale d'électricité variant entre 13,44 % et 15,70 %.

**Tableau A.3**  
**Production d'électricité prévue au Canada selon la filière**  
**Scénario de référence et trois scénarios prospectifs**

Filière	Production d'électricité selon la source d'énergie (GWh)				
	2004	Scénario de référence 2015	Maintien des tendances 2030	Triple-E 2030	Îles fortifiées 2030
Énergie hydraulique	338 192	394 703	419 456	412 596	411 735
Énergie éolienne	1 591	27 202	56 918	66 243	56 833
Biomasse	10 930	16 209	20 647	23 945	20 537
Énergie nucléaire	85 239	99 312	119 559	99 582	93 715
Charbon et coke	95 201	67 014	59 686	16 404	40 366
Gaz naturel	26 259	69 321	71 500	57 305	57 878
Mazout	12 889	17 379	13 712	9 914	16 036
<b>Total</b>	<b>570 301</b>	<b>691 141</b>	<b>761 477</b>	<b>686 305*</b>	<b>697 100</b>
<b>Part de la production d'électricité</b>					
Énergie hydraulique	59,30	57,11	55,08	60,12	59,06
Énergie éolienne	0,28	3,94	7,47	9,65	8,15
Biomasse	1,92	2,35	2,71	3,49	2,95
Énergie nucléaire	14,95	14,37	15,70	14,51	13,44
Charbon et coke	16,69	9,70	7,84	2,39	5,79
Gaz naturel	4,60	10,03	9,39	8,35	8,30
Mazout	2,26	2,51	1,80	1,44	2,30
<b>Total</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>99,95</b>	<b>100,00</b>

\* Comprend les autres sources d'énergie (316 GWh).

Source : *L'avenir énergétique du Canada – Scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'à 2030.*

## ANNEXE B L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE AU CANADA

L'annexe B fait pendant au chapitre 3, Production électronucléaire au Canada, en donnant plus de détails sur son contenu. Elle est divisée en deux sections. La première examine la recherche canadienne dans le domaine nucléaire, qui est menée par plusieurs organisations, notamment Énergie atomique du Canada limitée (EACL), le Groupe des propriétaires de CANDU (GPC), le Conseil national de recherches du Canada (CNRC), les producteurs électronucléaires, MDS Nordion, plusieurs entreprises du secteur privé, des universités et d'autres établissements. Cette section fait aussi le point sur les réacteurs de recherche canadiens.

La deuxième section déborde le cadre de la production électronucléaire pour étudier divers produits importants renfermant des matières radioactives. La production électronucléaire constitue une activité clé au sein de l'économie canadienne, mais plusieurs autres produits importants renfermant des matières radioactives sont développés ou utilisés au pays. En médecine, ces produits sauvent des vies; en agriculture, ils améliorent le rendement des récoltes. Les fabricants utilisent des matières radioactives pour renforcer les plastiques et lier les composites. Cette section traitera des radio-isotopes médicaux et du principal producteur, soit MDS Nordion. Elle abordera aussi brièvement la technologie des faisceaux d'électrons, la neutronographie, l'irradiation d'aliments, la stérilisation d'insectes et d'autres modes d'utilisation courants des produits renfermant des matières radioactives.

### B.1 Recherche-développement

Au Canada, la recherche dans le domaine nucléaire est menée par plusieurs organisations, notamment Énergie atomique du Canada limitée (EACL), le Groupe des propriétaires de CANDU (GPC), le Conseil national de recherches du Canada (CNRC), les producteurs électronucléaires, MDS Nordion, d'autres entreprises du secteur privé, des universités et d'autres établissements.

#### B.1.1 Énergie atomique du Canada limitée (EACL)

Le Canada possède une longue et riche expérience en matière d'utilisation de l'énergie nucléaire à des fins pacifiques et EACL demeure depuis les années 1950 le principal organisme de recherche dans le domaine au pays. À la fin de la Seconde Guerre mondiale, le gouvernement du Canada a renoncé à toute aspiration à devenir une puissance nucléaire et il s'est engagé à mettre au point des modes d'utilisation pacifiques de la technologie nucléaire. En 1952, Énergie atomique du Canada limitée (EACL) a été créée pour prendre en charge les Laboratoires nucléaires de Chalk River en remplacement du CNRC. Comme Chalk River était la plaque tournante de la recherche-développement, EACL a été chargée de mettre au point une technologie pour produire de l'électricité d'origine nucléaire. Elle mettait alors en œuvre un programme de R-D pour doter la filière CANDU d'une solide assise technique ainsi que des programmes de recherche appliquée débouchant sur l'homologation d'équipement, de procédés et de systèmes pour les réacteurs de puissance et de recherche<sup>86</sup>. La recherche d'EACL porte principalement sur huit aspects essentiels :

- la sûreté;
- le combustible et ses cycles;

---

<sup>86</sup> CERI, *L'industrie nucléaire canadienne : contributions à l'économie nationale*, rapport présenté à l'ANC, septembre 2003, p.9.

- les canaux de combustible
- les composants et les systèmes;
- la production d'eau lourde et son traitement;
- la gestion de l'environnement, des émissions et des déchets;
- le contrôle et l'information;
- la constructibilité.

Le réacteur national de recherche universel (NRU) a démarré en 1957, peu après la création d'EACL. Ce réacteur de presque 200 MW était beaucoup plus puissant que son prédécesseur, le réacteur national de recherche expérimental NRX. En outre, le réacteur NRU, qui se trouve à Chalk River, est encore maintenant réputé pour sa polyvalence et son flux neutronique intense<sup>87</sup>. Tout comme le NRX, il utilise de l'uranium naturel et est modéré à l'eau lourde. D'après le Centre canadien de faisceaux de neutrons, on projette de procéder à la réfection du réacteur NRU pour poursuivre son exploitation jusqu'au début de 2012.

Conformément au mandat de mise en valeur de l'énergie nucléaire à des fins pacifiques, on a produit de l'électricité d'origine nucléaire pour la première fois au Canada en 1962 à la centrale nucléaire de démonstration (NPD) Rolphoton. Cette installation, située près de Chalk River, a été la première de la filière CANDU. Ontario Hydro (société dont est issue Ontario Power Generation), Générale électrique du Canada Inc. (G.E. Canada Inc.) et EACL ont conçu et construit conjointement ce réacteur à eau lourde alimenté par uranium naturel<sup>88</sup>. L'atout exclusif de la filière CANDU d'EACL réside dans sa capacité à utiliser de l'uranium moins enrichi par rapport aux autres technologies, si bien que l'acquisition, la préparation et la manutention du combustible s'avèrent plus économiques et plus sûres<sup>89</sup>. Le réacteur NPD, qui a marqué le début d'une nouvelle ère de réacteurs commerciaux, a été déclassé en 1987.

La centrale Rolphoton a été suivie de la centrale Douglas Point, entrée en exploitation à la fin de 1966. Ce grand prototype de réacteur CANDU possédant une puissance installée nette de 208 MW a été déclassé en 1984. Les quatre tranches de Pickering A sont entrées en exploitation entre 1971 et 1973 et la centrale Bruce A, qui comprend quatre tranches du palier 900 MW, a été mise en service en 1977. D'autres réacteurs CANDU ont été construits au cours des années 1980 : un réacteur du palier 600 MW à Point Lepreau, au Nouveau-Brunswick; un réacteur similaire à la centrale Gentilly, au Québec; quatre tranches du palier 600 MW à Pickering B et quatre du palier 900 MW à Bruce B, en Ontario. De plus, les quatre tranches de 935 MW de la centrale Darlington, en Ontario, ont été achevées en 1993.

Avant les années 1990, EACL avait vendu et construit quatre réacteurs à l'extérieur du Canada (voir le tableau B.1), soit deux en Inde (1972 et 1980), un en Corée du Sud (1983) et un en Argentine (1984). Depuis la fin des années 1990, elle en a construit sept de plus à l'étranger, c'est-à-dire trois en Corée du Sud, deux en Chine (deux réacteurs de 728 MWe à Qinshan dans l'est de la Chine) et deux en Roumanie (Cernavoda 1 et 2), dont le deuxième a été mis en service

<sup>87</sup> [science.uwaterloo.ca/~cchieh/cact/nuctek/canhistory.html](http://science.uwaterloo.ca/~cchieh/cact/nuctek/canhistory.html).

<sup>88</sup> Robert Bothwell, *Nucleus: The history of Atomic Energy Canada Limited*, University of Toronto Press, p. 228 à 232.

<sup>89</sup> Govinda Timilsina et coll., *GHG Emissions and Mitigation Measures for the Oil & Gas Industry in Alberta*, CERI, 2006.

en novembre 2007. La Roumanie envisage d'ailleurs de construire un troisième réacteur CANDU au même endroit. Signalons par ailleurs que le réacteur Rajastan 1 est actuellement en arrêt prolongé. La Nuclear Power Corporation of India Limited (NPCIL) n'a pas encore annoncé ce qu'elle entend faire concernant ce réacteur.

**Tableau B.1**  
**Réacteurs CANDU à l'extérieur du Canada**

Réacteur	Pays	Puissance installée nette (MWe)	Mise en service
Rajastan 1	Inde	1 x 90	1972
Rajastan 2	Inde	1 x 187	1980
Wolsong 1	Corée du Sud	1 x 629	1983
Wolsong 2	Corée du Sud	1 x 629	1997
Wolsong 3	Corée du Sud	1 x 629	1998
Wolsong 4	Corée du Sud	1 x 629	1999
Embalse	Argentine	1 x 600	1984
Cernavoda 1	Roumanie	1 x 655	1996
Cernavoda 2	Roumanie	1 x 650	2007
Qinshan 1	Chine	1 x 728	2002
Qinshan 2	Chine	1 x 728	2003

Sources : Agence internationale de l'énergie, *Energy Policies of IEA Countries: Canada 2004 Review*, p. 142; site Web de l'Association nucléaire mondiale, [www.world-nuclear.org](http://www.world-nuclear.org).

La Chine possède dix réacteurs en exploitation, dont deux de la filière CANDU. Elle dispose d'une puissance installée totalisant 7 572 MWe et se lance dans un ambitieux programme de construction de réacteurs nucléaires. D'après l'Association nucléaire mondiale, la Chine prévoit de multiplier par cinq la puissance de son parc nucléaire d'ici 2020. Bien que ce pays soit en mesure de concevoir et de construire lui-même des réacteurs nucléaires, il encourage la coopération internationale. La Chine a choisi comme principale technologie les réacteurs à eau sous pression (REP), mais ce n'est pas la seule. Le réacteur de 1 000 MWe Tianwan-1 est entré en exploitation en mai 2006 et le réacteur Tianwan-2, en août 2007. Avec 20 réacteurs en service (dont quatre utilisent la technologie CANDU), la Corée du Sud dispose d'une puissance installée de 16 840 MW. Quatre réacteurs supplémentaires sont en construction à l'heure actuelle et quatre autres devraient entrer en service d'ici 2015, dont aucun réacteur à eau lourde sous pression (REL). L'Argentine construit pour sa part un RELP, Atucha-2, qui devrait être achevé en 2010.

En 1994, le gouvernement fédéral a modifié le mandat d'EACL afin que la société se concentre sur son rôle de concepteur et de fournisseur de réacteurs<sup>90</sup>. En outre, EACL a été contrainte de rationaliser ses opérations pour améliorer son ratio coûts-efficacité.

Non seulement EACL demeure responsable de la plus grande partie de la R-D nucléaire réalisée au Canada, mais aussi elle développe et commercialise les réacteurs de puissance CANDU, qui figurent parmi ses produits commerciaux de base, et en gère la construction. Elle fournit aussi des services d'ingénierie et de consultation aux propriétaires des CANDU et d'autres réacteurs, au Canada et à l'étranger, et propose des produits et des services pour la gestion des déchets radioactifs.

Les ventes de réacteurs CANDU à l'étranger ont des retombées favorables pour EACL et l'économie nationale dans la mesure où le Canada exporte les biens et services utilisés pour les construire. En outre, plusieurs composants de réacteurs sont de fabrication canadienne. Lorsque

<sup>90</sup> EACL, *Rapport du Comité consultatif de recherche et développement d'EACL pour 2001*. p. 8.

l'industrie exporte des réacteurs CANDU, il y a des retombées favorables au pays, car EACL touche des droits de licence et fournit des services de gestion de projets et d'autres services de consultation aux pays importateurs.

Le programme de R-D d'EACL comprend des travaux destinés à maintenir la solide assise technique de la technologie CANDU ainsi que des programmes de recherche appliquée se débouchant sur l'homologation d'équipement, de procédés et de systèmes pour les réacteurs de puissance et de recherche.

EACL effectue à l'heure actuelle la conception détaillée de la « prochaine génération » de réacteurs CANDU, l'ACR-1000, qui devrait assurer des coûts d'investissement moindres et un délai de construction plus court tout en produisant moins de déchets par rapport à la génération actuelle.

### **B.1.2 Groupe des propriétaires de CANDU (GPC)**

Pour favoriser la recherche dans le domaine nucléaire, le Groupe des propriétaires de CANDU a été créé en 1984 en vertu d'un accord intervenu entre les producteurs d'électricité canadiens exploitant des réacteurs CANDU, soit Ontario Hydro (maintenant Ontario Power Generation), Bruce Power, Hydro-Québec et Énergie Nouveau-Brunswick, ainsi qu'EACL. Il a pour mission de mettre en place des programmes de coopération, d'entraide et d'échange d'information dans le but d'optimiser le soutien, le développement, l'exploitation, l'entretien et la rentabilité de la filière CANDU. Les sociétés étrangères propriétaires de réacteurs CANDU font aussi partie du GPC.

Aux termes de l'entente initiale, c'est Ontario Hydro, société dont est issue Ontario Power Generation, qui assurait l'administration du Groupe sous la gouverne d'un comité de direction composé de représentants des quatre entreprises canadiennes qui en étaient alors membres. En 1999, on a toutefois constitué le Groupe en société à but non lucratif et créé un conseil d'administration en remplacement du comité de direction. En 2001, Bruce Power a joint les rangs du GPC en tant que membre canadien indépendant. Le GPC compte actuellement six membres canadiens et six membres étrangers (Argentine, Roumanie, Pakistan, Inde, Corée du Sud et, depuis peu, Chine).

Le Programme de recherche-développement du GPC porte sur les enjeux actuels et nouveaux que soulève l'exploitation des réacteurs CANDU afin d'en assurer la sûreté, la fiabilité et la rentabilité, notamment du point de vue de l'obtention des permis; des canaux de combustible; de la santé, de la sûreté et de l'environnement; ainsi que de la chimie, des matériaux et des composants.

### **B.1.3 Conseil national de recherches du Canada (CNRC)**

Le Conseil national de recherches du Canada (CNRC) exploite à Chalk River un laboratoire de faisceaux de neutrons. Ce laboratoire n'est pas une installation de R-D nucléaire à proprement parler, mais il permet d'utiliser les neutrons produits par le réacteur de recherche de Chalk River pour sonder toutes sortes de matériaux et recueillir des données sur les structures et la dynamique moléculaires.

Le CNRC exploite aussi cinq spectromètres neutroniques dans une installation internationale, où les chercheurs et les étudiants viennent effectuer des mesures expérimentales sur un large éventail de matériaux dans toutes les disciplines des sciences physiques. En outre, ce laboratoire sert à la formation de personnel hautement qualifié. Il appuie la recherche d'étudiants des cycles supérieurs (dont une quarantaine d'étudiants étrangers chaque année), des projets de recherche post-doctorale et les travaux de jeunes chercheurs des universités du Canada et de l'étranger.

### B.1.4 Réacteurs de recherche

À l'heure actuelle, on compte huit réacteurs de recherche en exploitation au Canada, soit deux dans les Laboratoires de Chalk River, propriété d'EACL, et six dans les universités. Le tableau B.2 recense ces réacteurs non producteurs de puissance qui servent à un large éventail d'usages, y compris l'analyse et les essais de matériaux ainsi que la production de radio-isotopes.

**Tableau B.2**  
**Réacteurs de recherche au Canada**

Réacteurs non producteurs de puissance	Coût d'exploitation annuel (M\$ CAN)	Puissance thermique (kW)	Propriétaire	Date de criticité
Chalk River (NRU)	20,00	135 000	EACL	1957
Chalk River (ZED-2)	0,30	0,2	EACL	1960
Chalk River (MMIR-1)	s.o.	10 000	Nordion International Inc.	s.o.
Chalk River (MMIR-2)	s.o.	10 000	Nordion International Inc.	s.o.
Université McMaster (MTR)	1,10	5 000	Université McMaster	1959
École Polytechnique (Slowpoke-2)	0,22	20	Université de Montréal	1976
Université Dalhousie (Slowpoke-2)	0,12	20	Université Dalhousie	1976
Conseil de recherche de la Saskatchewan (Slowpoke-2)	0,05	20	Conseil de recherche de la Saskatchewan	1981
Université de l'Alberta (Slowpoke-2)	0,10	20	Université de l'Alberta	1977
Collège militaire royal du Canada (Slowpoke-2)	1,00	20	Collège militaire royal du Canada	1985

Source : Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) <http://www.iaea.org/worldatom/rrdb/>; consulté en mars 2008.

Les réacteurs de recherche comprennent un large éventail de réacteurs nucléaires civils et commerciaux qui ne servent généralement pas à produire de l'électricité. Ils constituent principalement une source de neutrons pour la recherche et d'autres usages. La prochaine section présente brièvement les réacteurs de recherche canadiens en précisant leur principale fonction.

Du point de vue de la recherche, les réacteurs de Chalk River sont considérés comme des réacteurs industriels. Ce sont le réacteur national de recherche universel (NRU) de 135 MW, le réacteur expérimental de puissance nulle (ZED-2), qui est un petit réacteur de 250 W. Chalk River est une plaque tournante importante pour les activités de R-D d'EACL. Rappelons que ces laboratoires ont été le théâtre du développement des réacteurs CANDU, qui représentent une évolution par rapport aux réacteurs ZEEP, NRX et NRU. Chalk River a aussi été le cadre d'autres réalisations importantes en physique nucléaire, notamment la première phase du cyclotron supraconducteur à accélérateur tandem (TASCC) achevé et mis en service en 1991 ainsi que le grand accélérateur TRIUMF (Tri University Meson Facility) créé en 1975 par les physiciens de Chalk River pour la réalisation d'expériences en physique des particules au Canada. D'ailleurs, cette installation exerce ses activités en collaboration avec l'Université de la Colombie-Britannique, l'Université de Victoria, l'Université Simon Fraser et l'Université de l'Alberta. On y produit des faisceaux d'ions qui sont dirigés vers des cibles spéciales pour étudier les fragments subatomiques issus de la collision. TRIUMF produit des radio-isotopes comme le cobalt 57, le gallium 67 et l'indium 111, qui sont commercialisés par MDS Nordion.

Chalk River a aussi été le site de la technologie de réacteur de recherche la plus récente d'EACL. Les réacteurs MMIR 1 et 2, mieux connus sous l'appellation « MAPLE 1 et 2 » (Multipurpose Applied Physics Lattice Experimental reactor), auraient eu une puissance de 10 MW chacun. Ce projet conjoint d'EACL et de MDS Nordion, principal fournisseur mondial de radio-isotopes médicaux, a été abandonné en 2008. Le réacteur MMIR-1 aurait dû entrer en exploitation en octobre 2008, mais on prévoyait des retards supplémentaires en raison de son coefficient de réactivité cavitaire positif<sup>91</sup>.

Ces deux réacteurs auraient permis de répondre à la demande mondiale de radio-isotopes médicaux, notamment le molybdène 99, le cobalt 60, le xénon 133, l'iode 131 et l'iode 125<sup>92</sup>. Il s'agissait de réacteurs de type piscine dotés d'un cœur compact de combustible d'uranium faiblement enrichi, entouré d'une cuve d'eau lourde.

En ce qui a trait aux réacteurs de recherche des établissements d'enseignement et de recherche, on compte cinq réacteurs SLOWPOKE-2 de 20 kW<sup>93</sup> et un réacteur d'essais de matériaux (MTR) de 5 MW<sup>94</sup>. Les réacteurs de 20 kW se trouvent à l'Université de l'Alberta (Edmonton), au Conseil de recherche de la Saskatchewan (Saskatoon), au Collège militaire royal du Canada (Kingston), à l'Université Dalhousie (Halifax) et à l'École Polytechnique de Montréal. Le réacteur MTR de 5 MW est à l'Université McMaster (Hamilton). Un réacteur SLOWPOKE-2 fourni par le Canada est également en exploitation au Centre for Nuclear Sciences de Kingston, en Jamaïque. Mentionnons par ailleurs que deux réacteurs SLOWPOKE-2 supplémentaires – le prototype initial à l'Université de Toronto et un autre réacteur aux installations de MDS Nordion à Kanata – ont été mis à l'arrêt. Enfin, EACL a mis au point une version plus puissante (deux tranches de 10 MW) du réacteur SLOWPOKE pour le chauffage de district.

Les réacteurs SLOWPOKE servent à produire de grandes quantités de radio-isotopes, dont certains sont vendus pour être utilisés en médecine, en science et dans l'industrie. Le Canada est le principal fournisseur mondial de molybdène 99 et de cobalt 60. D'ailleurs, des chercheurs font appel à ces réacteurs pour mener une grande variété d'études dans des domaines comme l'archéologie, la science des matériaux, la fusion et les sciences environnementales. Le présent chapitre examine les avantages obtenus en sciences médicales grâce à la R-D nucléaire réalisée au moyen des réacteurs SLOWPOKE.

Le réacteur piscine de l'Université McMaster, souvent appelé « réacteur nucléaire McMaster » (MNR), est le seul réacteur de recherche au Canada qui n'est pas de type SLOWPOKE-2. Son flux de 5 MW est plus intense que celui de tout autre réacteur universitaire au pays. Établissement multidisciplinaire, l'Université McMaster compte des chercheurs dans différents domaines des sciences nucléaires, du génie ainsi que de la physique de la santé et des rayonnements. Les recherches et les expériences qui y sont menées portent notamment sur les faisceaux de neutrons, la production d'isotopes, l'activation neutronique et la neutronographie.

## B.2 Autres produits renfermant des matières radioactives

Plusieurs autres produits importants renfermant des matières radioactives sont développés ou utilisés au pays. En médecine, ces produits sauvent des vies; en agriculture, ils améliorent le rendement des récoltes. Les fabricants utilisent des matières radioactives pour renforcer les

<sup>91</sup> <http://www.magma.ca/~drcanrt/EACLmaple4more.htm>.

<sup>92</sup> [http://www.nuclearfaq.ca/cnf\\_sectionH.htm#g](http://www.nuclearfaq.ca/cnf_sectionH.htm#g).

<sup>93</sup> Le SLOWPOKE-2, réacteur de recherche de faible puissance de type piscine mis au point par EACL, fait appel à des systèmes de refroidissement et de sûreté passifs. L'autorisation obtenue permet de le faire fonctionner sans surveillance pendant de courtes périodes (par exemple durant la nuit).

<sup>94</sup> [www.cns-snc.ca/nuclear\\_info/canadareactormap.gif](http://www.cns-snc.ca/nuclear_info/canadareactormap.gif).



plastiques et lier les composites. On peut aussi en trouver dans les photocopieurs, les détecteurs de fumée, les montres et d'autres articles utilisés par les Canadiens dans la vie de tous les jours. Dans la section précédente consacrée aux réacteurs de recherche canadiens l'importance de plusieurs autres produits renfermant des matières radioactives. nous avons abordé brièvement. Dans la présente section, nous nous pencherons sur d'autres produits importants faisant appel à la technologie nucléaire, par exemple les radio-isotopes médicaux, la technologie des faisceaux d'électrons, la neutronographie, l'irradiation d'aliments et la stérilisation d'insectes.

### **B.2.1 Radio-isotopes médicaux**

Le principal producteur de radio-isotopes au Canada est MDS Nordion. Cette entreprise, qui était au moment de sa création en 1946 le service des ventes de radium de la société Eldorado Mining and Refining (1944) Ltd., a rapidement été transférée à EACL pour ensuite commencer à commercialiser un éventail de radio-isotopes produits au réacteur du CNRC à Chalk River. Par suite de la recherche-développement menée à EACL, cette division a commencé en 1972 à produire des radio-isotopes à des fins commerciales. En 1991, la division des produits commerciaux d'EACL – appelée « Nordion International Inc. » – a été vendue au Groupe des services de santé MDS Ltée. Cette entreprise, maintenant connue sous le nom de « MDS Nordion », est le principal fournisseur de radio-isotopes médicaux dans le monde.

MDS Nordion est spécialisée dans les radio-isotopes, les rayonnements et les technologies connexes, que l'on utilise dans plus de 70 pays pour diagnostiquer, prévenir et traiter des maladies. Elle fournit plus des deux tiers de la production de radio-isotopes médicaux à l'échelle planétaire. Selon les estimations, on exécute chaque année dans le monde de 15 à 20 millions de procédures d'imagerie médicale et de thérapie nucléaires.

Le Canada assure environ 75 % de l'approvisionnement mondial de cobalt 60, que l'on produit en irradiant au moyen de neutrons du cobalt 59 d'origine naturelle. Selon les estimations, il y aurait dans le monde 1 200 appareils au cobalt 60, qui permettent d'administrer chaque année environ 15 millions de traitements contre le cancer.

### **B.2.2 Technologie des faisceaux d'électrons**

Acsion Industries Inc. de Pinawa, au Manitoba, commercialise la technologie des faisceaux d'électrons pour la stérilisation et certains procédés. Cette technologie est utile dans le domaine des services de santé non seulement pour la stérilisation, mais aussi pour la réticulation des plastiques médicaux, qui améliore les propriétés au chapitre de la performance, notamment la rigidité des cathéters et la résistance à l'usure des articulations artificielles. Elle est aussi utilisée en aérospatiale pour fabriquer et réparer les structures collées de composite et de métal, par exemple les gouvernails, les panneaux de carénage, les capots moteurs, les conduits ainsi que les panneaux de plancher intérieurs de la cabine passagers et de la soute à fret.

### **B.2.3 Neutronographie**

Nray Services Inc. de Dundas, au Manitoba, entreprise dérivée d'EACL, se spécialise dans la neutronographie. Cette technique d'essais non destructifs peut remplacer les méthodes faisant appel aux rayons X et aux ultrasons. Parmi les applications à ce jour, mentionnons les essais de fiabilité des détonateurs dans les engins explosifs; les essais sur les explosifs visant à détecter la présence de transmetteurs et de récepteurs; les essais visant à détecter les fissures, les inclusions, les vides, les bulles, les variations de densité et les désalignements; la caractérisation des défauts de liaison dans les adhésifs; l'inspection d'objets radioactifs; l'inspection d'artéfacts provenant de fouilles archéologiques; les essais sur les produits de corrosion de l'aluminium; et les essais visant à détecter les joints toriques manquants ou déplacés.

#### **B.2.4 Irradiation d'aliments**

L'irradiation d'aliments, qui est largement pratiquée, en assure la salubrité en éliminant des bactéries nuisibles comme *E. coli* 0157:H7, les salmonelles, la campylobactérie et *Listeria Monocytogenes*. Elle sert aussi à traiter les fruits et légumes mis en quarantaine, afin d'éviter que les insectes ravageurs ne traversent les frontières, et elle prolonge la durée de conservation des aliments en détruisant les micro-organismes à l'origine de leur détérioration, en ralentissant le processus de mûrissement et en empêchant la germination de légumes-racines comme la pomme de terre et l'oignon. L'irradiation a été approuvée pour plus de 50 produits alimentaires dans 40 pays. Le cobalt 60 est souvent utilisé comme source de rayonnement selon un procédé qui ressemble à l'inspection des bagages par rayons X dans les aéroports.

#### **B.2.5 Stérilisation d'insectes**

En agriculture, il est possible d'éliminer les insectes nuisibles en stérilisant les mâles au moyen de rayonnement. On a utilisé cette approche en Colombie-Britannique pour lutter contre la pyrale de la pomme dans les vergers. Des techniques nucléaires sont aussi mises à profit pour mesurer l'efficacité de l'utilisation d'engrais et surveiller la teneur en humidité des récoltes.

## ANNEXE C

L'annexe C analyse brièvement les filières nucléaire, gaz naturel et charbon. La section C.1 est divisée en trois parties. Les deux premières examinent dans une perspective technique le réacteur CANDU avancé (ACR) et le réacteur à eau sous pression (REP). Il est important de donner une ligne directrice concise pour comparer la technologie canadienne efficace et unique en son genre avec la technologie fort répandue des REP. La troisième partie aborde la technologie canadienne de demain et fait état de la participation du Canada au Forum international Génération IV. La section C.2 traite des technologies des centrales au charbon et au gaz naturel, y compris les turbines à vapeur, les turbines à gaz et les moteurs alternatifs. La section C.3 explore la combustion de charbon pulvérisé sous-critique et supercritique et elle examine brièvement des technologies émergentes, par exemple la combustion en lit fluidisé classique, atmosphérique ou sous pression.

### C.1 Technologies nucléaires

Non seulement la technologie des réacteurs évolue rapidement, mais aussi l'éventail des types de réacteurs qui sont actuellement offerts ou qui le seront bientôt va en s'élargissant. Toutefois, leur principe de fonctionnement demeure le même. Plusieurs composants sont communs à la plupart des types de réacteurs : le combustible, les barres de commande, le caloporteur et le modérateur.

Les barres de commande régissent la réaction en chaîne de fission des atomes. Tout comme le radiateur d'une automobile, le caloporteur évacue la chaleur issue de la fission pour éviter que le cœur du réacteur ne surchauffe et il produit de la vapeur grâce à l'échange de chaleur. Le modérateur réduit la vitesse de déplacement des neutrons pour accroître ainsi la possibilité de fission et par le fait même la quantité d'énergie libérée. On peut faire une distinction importante entre les technologies ACR et REP pour ce qui est du modérateur.

Les réacteurs nucléaires produisent, contiennent et contrôlent l'énergie libérée par suite de la fission des atomes de  $^{235}\text{U}$ . Dans une centrale électrique, cette énergie chauffe l'eau pour la transformer en vapeur. La vapeur actionne ensuite le groupe turboalternateur pour produire de l'électricité. Tout comme la combustion du charbon, du gaz ou du mazout dans une centrale classique, la fission du noyau d'uranium sert à produire de la chaleur dans une centrale nucléaire. Fondamentalement, les réacteurs nucléaires sont de grosses machines à vapeur.

Malgré leurs nombreuses particularités techniques complexes, on peut diviser les réacteurs nucléaires en deux grandes catégories selon qu'ils sont modérés à l'eau ordinaire ou lourde. Il y a deux catégories de réacteurs à eau ordinaire, soit ceux à eau ordinaire sous pression et ceux à eau ordinaire bouillante, qui représentent respectivement 61 et 21 % des réacteurs actuellement utilisés dans le monde.

Les réacteurs CANDU novateurs et concurrentiels, en l'occurrence des réacteurs à eau lourde sous pression, constituent 10 % des réacteurs utilisés à l'échelle mondiale. On trouvera au tableau C.1 plus de détail sur les différents types de réacteurs, les pays qui les utilisent, le nombre de réacteurs et d'autres données particulières. Ce tableau ne comprend pas les réacteurs à l'arrêt.

**Tableau C.1**  
**Centrales nucléaires en exploitation commerciale**

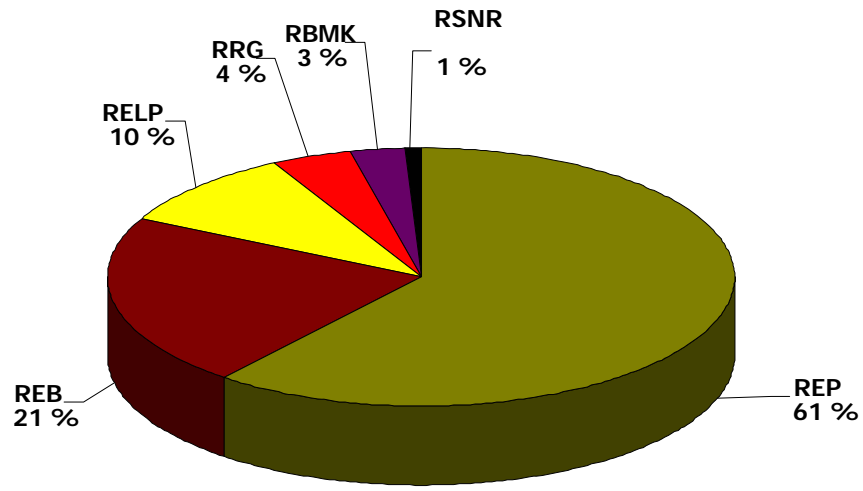
Type de réacteurs	Principaux pays	Nombre	GWe	Combustible	Caloporteur	Modérateur
Réacteurs à eau sous pression (REP et EPR)	France, Japon, É.-U. et Russie	267	250	UO <sub>2</sub> enrichi	Eau ordinaire	Eau ordinaire
Réacteurs à eau bouillante (REB et REBA)	É.-U., Japon et Suède	94	86	UO <sub>2</sub> enrichi	Eau ordinaire	Eau ordinaire
Réacteurs à eau lourde sous pression CANDU (REL P)	Canada et Inde	43	24	UO <sub>2</sub> naturel	Eau lourde	Eau lourde
Réacteurs refroidis par gaz (Magnox et RARG)	R.-U.	18	11	U naturel (métal) et UO <sub>2</sub> enrichi	CO <sub>2</sub>	Graphite
Réacteurs à eau ordinaire modérés au graphite (RBMK)	Russie	12	13	UO <sub>2</sub> enrichi	Eau ordinaire	Graphite
Réacteurs surgénérateurs à neutrons rapides (RSNR)	Japon, France et Russie	4	1	PuO <sub>2</sub> , UO <sub>2</sub>	Sodium liquide	Aucun
	<b>TOTAL</b>	<b>439</b>	<b>385</b>			

Source : Association nucléaire mondiale.

Comme en témoigne le tableau C.1, les réacteurs à eau sous pression (REP) sont le type de réacteurs le plus répandu. D'après l'Association nucléaire mondiale, on en trouve 267 dans le monde, dont 69 qui servent à la production d'électricité aux États-Unis. En fait, la grande majorité des réacteurs américains sont de type REP ou REB.

La figure C.1 illustre les types de réacteurs utilisés dans le monde en 2007.

**Figure C.1**  
**Types de réacteurs utilisés dans le monde, 2007**



Source : Association nucléaire mondiale.

La prochaine section examine brièvement le réacteur CANDU avancé et le réacteur à eau sous pression dans une perspective technique. Le tableau C. 2, tiré du site Web d'EACL, donne des lignes directrices concises pour comparer ces deux technologies.

**Tableau C.2**  
**Comparaison technique des technologies ACR et REP**

<b>Similitudes</b>	
Caloporteur : eau ordinaire Concept de sûreté ou justification connexe	Concept de stockage du combustible irradié Turboalternateur et partie classique
Processus de déclassement	
<b>Différences</b>	
Réacteur CANDU avancé (ACR)	Réacteur à eau sous pression (REP)
Tubes de force Modérateur : eau lourde Combustible légèrement enrichi (~2%) Grappe de combustible courte Faible absorption de neutrons Rechargement en marche Construction modulaire	Cuve sous pression Modérateur : eau ordinaire Combustible enrichi (~4%) Tiges de combustible pleine longueur Absorption de neutrons modérée Rechargement à l'arrêt Construction traditionnelle ou modulaire

Source : EACL.

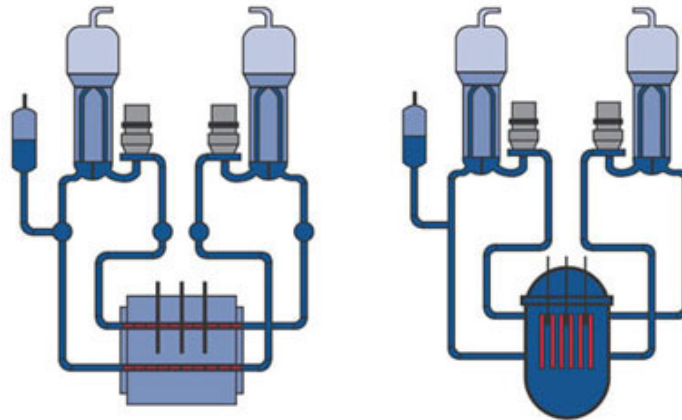
### C.1.1 Réacteur CANDU avancé

Le réacteur ACR-1000 est le modèle le plus récent issu de l'évolution de la filière CANDU d'EACL. Il bénéficie de certaines modifications qui le rendent encore plus concurrentiel tout en conservant ses caractéristiques uniques qui ont fait leurs preuves. Ce réacteur à eau lourde de génération III du palier 1 200 MWe n'a pas encore été construit, mais EACL a reçu une réaction favorable de clients éventuels. L'homologation du modèle progresse au Canada et on s'attend à ce que le premier réacteur ACR soit en exploitation en Ontario dès 2016. La Chine, les États-Unis et le Royaume-Uni figurent parmi les autres clients éventuels. EACL a demandé en 2007 une évaluation de conception générique au Royaume-Uni. En mars 2008, l'organisme de réglementation britannique a approuvé le modèle et il a été invité à participer au processus d'autorisation. La Grande-Bretagne envisage d'ailleurs de moderniser son parc nucléaire vieillissant de 19 réacteurs. Les nouveaux réacteurs ACR seront assemblés à partir de modules préfabriqués, ce qui permettra de ramener à 3,5 ans le délai de construction. Ils auront une durée de vie nominale de 60 ans, mais on devra remplacer les tubes de force à mi-parcours.

Au Canada, on développe les modèles de réacteurs CANDU depuis les années 1950. Le Canada et l'Inde sont les deux seuls pays à concevoir un réacteur à eau lourde sous pression. L'ACR représente une évolution dans la foulée des réacteurs CANDU 6 très fiables qui sont exploités avec succès dans cinq pays.

Le réacteur ACR conserve les caractéristiques suivantes des modèles précédents : canaux de combustible horizontaux, grappes de combustible, modérateur à eau lourde basse pression, grande efficacité neutronique et rechargement en marche. On y a toutefois intégré certaines caractéristiques du REP. En fait, d'après EACL, près de 75 % des composants internes sont les mêmes que dans le REP. Les deux schémas présentés à la figure C.2 permettent de comparer les systèmes de refroidissement du réacteur ACR-700 (à gauche) et du REP (à droite). L'utilisation d'eau ordinaire comme caloporteur constitue le point commun le plus important.

**Figure C.2**  
**Comparaison schématique du circuit de refroidissement primaire**  
**des technologies ACR et REP**



Source : EAEL.

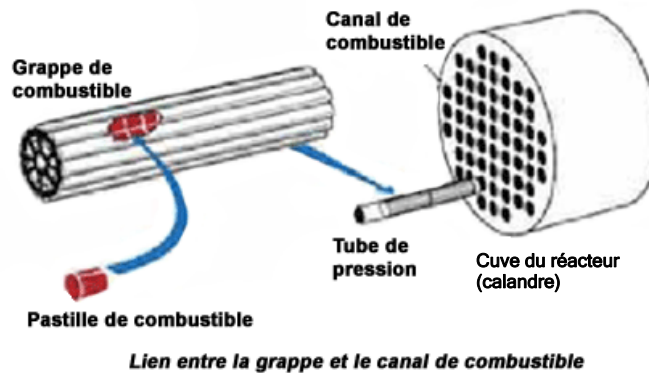
Le réacteur ACR est plus petit et plus efficace que le CANDU 6 – sur le plan de la puissance et du coût. Il utilise de l'uranium faiblement enrichi (de 1,5 à 2,1 % de  $^{235}\text{U}$ ) comme combustible, de l'eau lourde comme modérateur et de l'eau ordinaire comme caloporteur. Afin d'obtenir l'uranium renfermant 2,1 % de  $^{235}\text{U}$  qu'exige la technologie ACR, on utilisera de l'uranium naturel (0,7 % de  $^{235}\text{U}$ ) et de l'uranium enrichi (de 3 à 4 %  $^{235}\text{U}$ ). Pour leur part, les réacteurs CANDU traditionnels utilisent de l'uranium naturel (0,7 % de  $^{235}\text{U}$ ) comme combustible et de l'eau lourde ( $\text{D}_2\text{O}$ ) comme modérateur et caloporteur.

Tout comme le CANDU 6, le réacteur ACR comporte des tubes de force horizontaux, ce qui permet de recharger le combustible en marche. Ces tubes, au nombre de plusieurs centaines, sont submergés dans le modérateur. Pour recharger les réacteurs de la filière REP, on doit les mettre à l'arrêt pour une période d'indisponibilité pouvant atteindre deux mois dans le cas de certains réacteurs.

Les grappes de combustible courtes de conception simple, comparativement aux tiges de combustible pleine longueur des REP, représentent l'une des caractéristiques uniques de l'ACR. On comprime l'oxyde d'uranium afin d'obtenir de petites formes cylindriques qui sont cuites à haute température (plus de 1 400 °C). Les pastilles ainsi obtenues sont insérées dans des tubes de métal pour former les grappes de combustible. Dans un réacteur CANDU, une grappe se compose de pastilles de combustible chargées dans 37 barres de 50 cm de longueur.

Comme le montre la figure C.3, les grappes de combustible et les tubes de force réunis forment le canal de combustible. Dans l'ACR, 12 grappes de 43 éléments bout à bout forment l'assemblage combustible.

**Figure C.3**  
**Lien entre la grappe et le canal de combustible**



Source : EAEL.

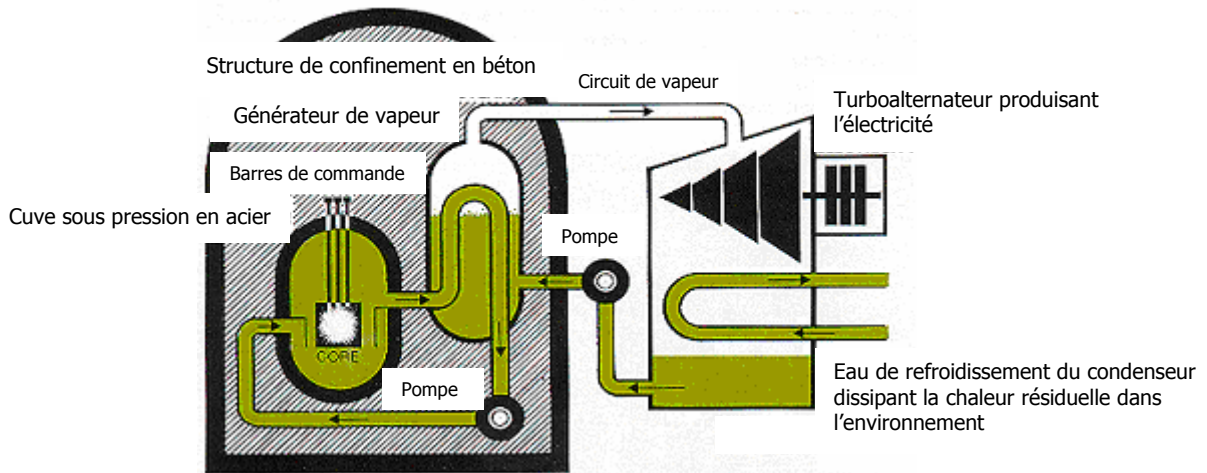
### C.1.2 Réacteur à eau sous pression

Les réacteurs à eau sous pression (REP) sont le type de réacteurs le plus répandu. D'après l'Association nucléaire mondiale, on en trouve 267 dans le monde, dont 69 qui servent à la production d'électricité aux États-Unis. En fait, la grande majorité des réacteurs américains sont de type REP ou REB.

Dans le REB, l'eau est portée à ébullition lorsqu'elle traverse le cœur du réacteur. La vapeur ainsi produite actionne le groupe turboalternateur. Dans le REP, l'eau qui traverse le cœur est maintenue sous pression de sorte qu'elle ne se transforme pas en vapeur – elle demeure liquide. Ce type de réacteur possède un circuit de refroidissement primaire et un circuit secondaire. Pendant que l'eau sous pression circule dans un système de tuyauterie fermé, la chaleur qui se dégage du circuit de refroidissement primaire réchauffe le circuit secondaire. L'eau qui s'y trouve à basse pression est portée à ébullition et la vapeur fait tourner la turbine. La figure C.4 illustre la conception du réacteur à eau sous pression.



**Figure C.4**  
**Réacteur à eau sous pression (REP) – Type répandu de réacteur à eau ordinaire**



Source : Association nucléaire mondiale.

Le REP utilise de l'uranium enrichi ( $\sim 4\%$  de  $^{235}\text{U}$ ), et non de l'uranium faiblement enrichi comme l'ACR. En outre, il utilise de l'eau ordinaire à la fois comme modérateur et caloporteur, tandis que l'ACR utilise de l'eau lourde comme modérateur mais de l'eau ordinaire comme caloporteur.

Parmi les autres différences entre les deux technologies, mentionnons la cuve sous pression dans le REP et les tubes de forces horizontaux dans l'ACR. En outre, on ne peut recharger le REP en marche. Pour recharger les réacteurs de cette filière, à intervalle de 18 à 24 mois, on doit les mettre à l'arrêt pendant une période qui peut atteindre deux mois dans le cas de certains réacteurs.

L'uranium enrichi est placé dans de longs tubes en alliage de zirconium. Le REP utilise des tiges de combustible pleine longueur, comparativement à de courtes grappes de combustible de conception simple dans le cas de l'ACR.

Dans le REP, les assemblages combustibles renferment entre 200 et 300 tiges chacun. D'après l'Association nucléaire mondiale, un gros réacteur peut compter de 150 à 200 assemblages combustibles, soit entre 80 et 100 tonnes d'uranium.

### C.1.3 Technologies de demain

À l'instar du CANDU 6, le REP examiné dans la section précédente fait partie des réacteurs de génération II. En revanche, bien qu'il s'inscrive dans un processus d'évolution, l'ACR est généralement considéré comme un réacteur de génération III+ en raison des améliorations dont il bénéficie sur le plan technique et économique. Toutefois, sa conception de base est issue des réacteurs de génération II. Alors qu'EACL commercialise l'ACR-1000, soit sa technologie la plus récente, l'organisation est déjà tournée vers l'avenir.

Ainsi, sous la gouverne de Ressources naturelles Canada (RNCAN), le pays est membre du Forum international Génération IV (GIF), au sein duquel il met à profit l'expertise d'EACL. Cette tribune établie en 2000 a pour mandat de développer la prochaine génération de réacteurs nucléaires. L'Afrique du Sud, l'Argentine, le Brésil, le Canada, la Corée du Sud, les États-Unis, la France, le

Japon et le Royaume-Uni en sont les membres fondateurs. La Suisse s'est jointe à eux en 2002, l'Union européenne en 2003 ainsi que la Chine et la Russie en 2006.

Après avoir examiné près de 100 concepts de réacteurs, le groupe de travail international en a sélectionné six, dont quatre sont des réacteurs à neutrons rapides. Ces six technologies sont le réacteur à neutrons rapides refroidi au gaz (RNR-G), le réacteur à très haute température (RTHT), le réacteur refroidi à l'eau supercritique (RESC), le réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (RNR-Na), le réacteur à neutrons rapides refroidi au plomb (RNR-Pb) et le réacteur à sels fondus (RSF)<sup>95</sup>. L'objectif du groupe de travail consiste à commercialiser ces filières d'ici 2020 à 2030. Le tableau C.3 fait état de certaines caractéristiques techniques des six concepts retenus, soit le spectre neutronique, la puissance, la température, la pression, le combustible et le cycle du combustible.

**Tableau C.3**  
**Filières de réacteurs retenues par le Forum Génération IV**

Type de réacteur	Spectre neutronique	Puissance (MW)	Temp. (°C)	Pression	Combustible	Cycle du combustible
Réacteur à neutrons rapides refroidi au gaz	Rapide	288	850	Élevée	<sup>238</sup> U*	Fermé, sur place
Réacteur à neutrons rapides refroidi au plomb	Rapide	300-400 1 200	550-800	Basse	<sup>238</sup> U*	Fermé, régional
Réacteur aux sels fondus	Épithermique	1 000	700-800	Basse	UF sous forme de sels	Fermé
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium	Rapide	150-500 500-1 500	550	Basse	<sup>238</sup> U et oxyde mixte	Fermé
Réacteur refroidi à l'eau supercritique	Thermique ou rapide	1 500	510-550	Très élevée	UO <sub>2</sub>	Ouvert (thermique) ou fermé (rapide)
Réacteur à très haute température	Thermique	250	1 000	Élevée	UO <sub>2</sub> (blocs prismatiques ou boulets)	Ouvert

Source : Association nucléaire mondiale.

Nota : \*Avec du <sup>235</sup>U ou du <sup>239</sup>Pu.

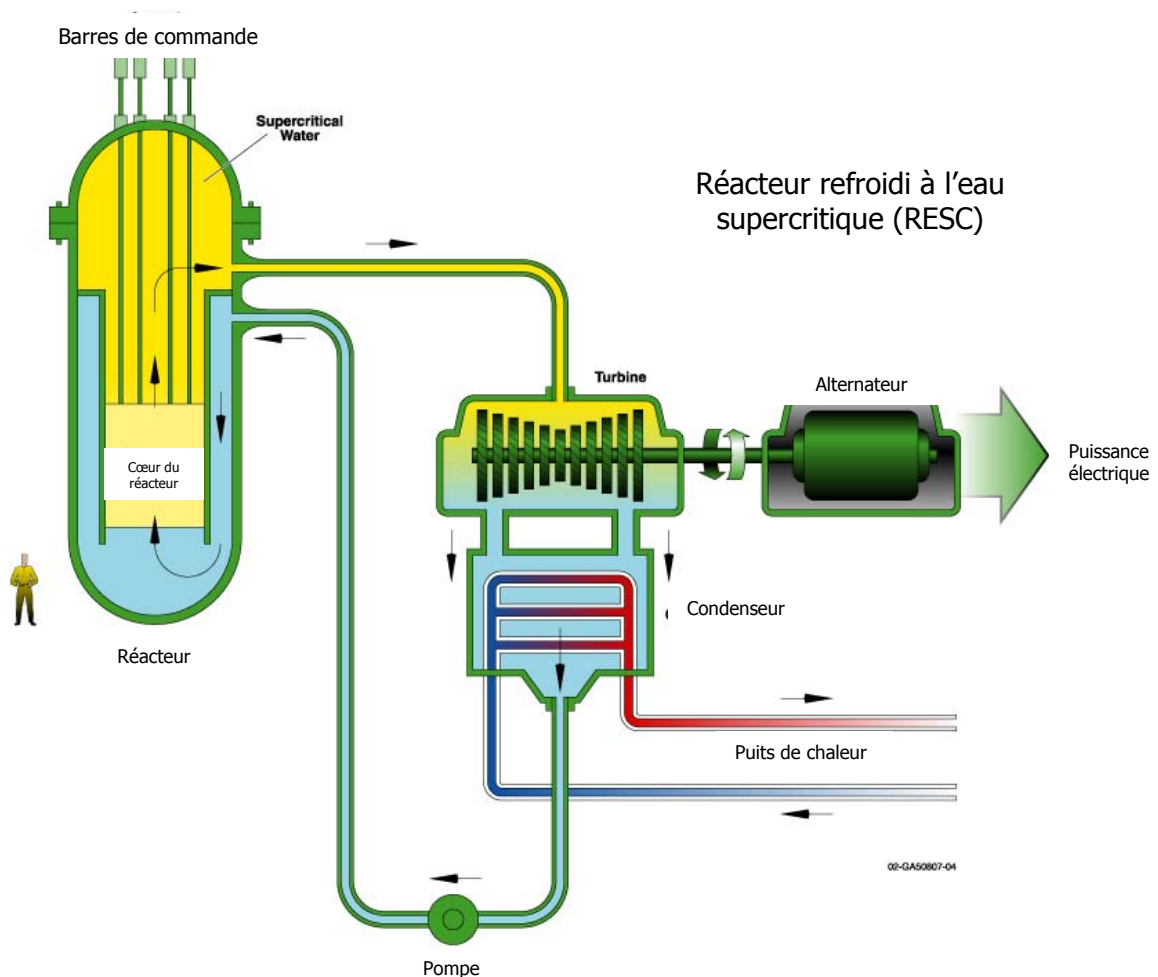
Les pays membres du Forum sont spécialisés dans différentes technologies, mais le Canada et le Japon assurent le leadership du développement du réacteur refroidi à l'eau supercritique. En fait, le Canada est l'autorité mondiale en ce qui a trait à cette technologie, car ce réacteur à haute température refroidi à l'eau sous pression constitue une variante de l'ACR. Le RESC est d'ailleurs

<sup>95</sup> <http://www.gen-4.org/Technology/systems/index.htm>

communément appelé « CANDU X ». La plupart des renseignements ci-après concernant ce concept sont affichés dans le site Web du Forum international Génération IV.

Le schéma présenté à la figure C.5 illustre la conception du RESC.

**Figure C.5**  
**Réacteur refroidi à l'eau supercritique (RESC)**



Source : Forum international Génération IV.

Le RESC est conçu principalement pour assurer une production efficace d'électricité, mais il permet aussi de gérer les actinides selon deux options prévues dans sa configuration de base. Comme en témoigne le tableau 3.11, ce réacteur peut présenter un spectre de neutrons rapides ou thermiques. Si l'on utilise des neutrons rapides, qui possèdent une plus grande énergie cinétique, le réacteur pourra produire à tout le moins autant de matière fissile qu'il en consomme. La deuxième option concerne le cycle du combustible, soit un cycle fermé avec un spectre rapide et un recyclage de l'ensemble des actinides au moyen d'un traitement aqueux innovateur centralisé.

En plus de simplifier la partie classique de la centrale, l'utilisation d'eau supercritique comme caloporteur assure un rendement thermique environ 33 % plus élevé que celui des actuels

réacteurs à eau ordinaire. L'eau supercritique fait directement tourner la turbine sans circuit de vapeur secondaire. Les dispositifs de sûreté passifs sont similaires à ceux des réacteurs à eau bouillante simplifiés. La pression de fonctionnement de l'eau supercritique est de 25 MPa et sa plage de température varie entre 510 et 550 °C.

Le RESC utilise comme combustible de l'oxyde d'uranium, qui est enrichi dans le cas du cycle de combustible ouvert. Toutefois, on peut aussi opter pour le réacteur à neutrons rapides avec recyclage de l'ensemble des actinides au moyen d'un retraitement classique. La puissance variera entre 350 et 1 500 MW selon le nombre de canaux de combustible utilisés. Le réacteur devrait être prêt à la commercialisation d'ici 2020.

Le RESC constitue une variante de l'ACR, mais il utilise aussi une technologie de réacteur à eau ordinaire existante. On possède une vaste expérience de la construction et de l'exploitation de centrales faisant appel à cette technologie.

Il y a toutefois plusieurs difficultés à surmonter. Premièrement, ce concept donne généralement lieu à un coefficient de réactivité cavitaire positif. Deuxièmement, on doit s'attaquer au risque d'accidents de perte de caloporteur. Entre autres difficultés majeures, il faut développer un concept de cœur viable, estimer avec exactitude le coefficient de transfert thermique et mettre au point pour le combustible et la structure du cœur des matériaux dont la résistance à la corrosion sera suffisante pour supporter les conditions du RESC.

## C.2 Centrales au gaz naturel

Les centrales alimentées par gaz naturel ou par un autre combustible fossile utilisent des turbines à vapeur ou à gaz pour fournir l'énergie mécanique à l'alternateur. La vapeur haute température sous pression dans une turbine à vapeur ou les gaz en expansion dans les différents étages de la turbine à gaz transfèrent l'énergie aux ailettes de la turbine couplée mécaniquement à un alternateur, qui produit l'électricité.

Si une centrale à vapeur ou à gaz n'est pas munie d'équipement supplémentaire comme un récupérateur de chaleur ou un générateur de vapeur avec récupération de chaleur, sa production utile se limitera à l'électricité. Ce type d'équipement améliore l'efficacité de la centrale si la chaleur résiduelle captée est utilisée pour produire davantage d'électricité ou pour alimenter un procédé industriel. En pareil cas, on parle de production combinée de chaleur et d'électricité ou de cogénération.

Le terme « combiné » est utilisé à la fois pour la production combinée de chaleur et d'électricité et pour le cycle combiné. Ce sont les éléments combinés qui varient. Dans la cogénération, on produit simultanément une chaleur utile et de l'électricité. Dans le cycle combiné, on utilise deux fois la même énergie thermique pour produire de l'électricité, d'abord dans une turbine à gaz puis dans une turbine à vapeur qui récupère la chaleur provenant de ses propres gaz d'échappement. La production combinée de chaleur et d'électricité et le cycle combiné ne s'excluent pas mutuellement : on peut utiliser comme chaleur industrielle la vapeur basse pression provenant d'une turbine à vapeur dans un cycle combiné.

La présente section décrit brièvement les technologies des turbines à vapeur et à gaz. Elle analyse plus précisément les turbines à vapeur, les turbines à gaz, les moteurs alternatifs et les systèmes à cycle combiné.

## Turbines à vapeur

La production d'électricité à partir de gaz naturel exige essentiellement un circuit d'alimentation en eau bouillante, une chaudière ou un générateur de vapeur à passe unique<sup>96</sup>, un séparateur de vapeur, une turbine à vapeur et un générateur de vapeur.

Les combustibles fossiles (gaz naturel) sont brûlés dans la chaudière et l'eau d'alimentation chauffée dans le générateur de vapeur à passe unique se transforme en vapeur haute pression et haute température, que le séparateur achemine à la turbine à vapeur. La vapeur fait tourner la turbine pour produire l'énergie mécanique qui actionne un alternateur pour produire de l'électricité. L'efficacité énergétique de ces générateurs de vapeur de base est plutôt faible, généralement de l'ordre de 33 à 35 % pour la production d'électricité.

La vapeur qui fait tourner la turbine renferme deux formes d'énergie : la chaleur d'évaporation (qui transforme l'eau en vapeur) et l'énergie dégagée par suite de l'augmentation de sa température et de sa pression. La vapeur au point d'évaporation est dite saturée et celle chauffée au-delà du point de saturation est dite surchauffée.

La vapeur surchauffée qui fait tourner la turbine d'une centrale électrique possède une grande valeur en raison de sa température et de sa pression élevées (vapeur de qualité). La vapeur qui sort de la turbine contient de la chaleur, mais elle est beaucoup moins intéressante, car sa température et sa pression sont nettement plus basses. Environ le tiers de la chaleur contenue dans la vapeur acheminée à la turbine peut être convertie en électricité dans le cycle de la vapeur.

Signalons que la vapeur à la sortie de la turbine est condensée en eau (sous la forme de chaleur d'évaporation) et, par le séparateur de vapeur, elle est renvoyée avec la vapeur basse température au circuit d'alimentation en eau bouillante. Ce recyclage fait grimper la température de l'eau d'alimentation et réduit la quantité de combustible consommé pour la faire bouillir.

Les systèmes munis d'une turbine à contrepression, où la vapeur sous pression est en expansion après quoi elle est libérée à la pression et à la température nécessaires pour la chaleur industrielle, représentent l'exemple le plus simple de production combinée de chaleur et d'électricité. Dans de nombreuses situations en industrie, on utilise une turbine pour récupérer l'électricité lorsque la vapeur est produite à une pression supérieure à celle nécessaire pour le procédé industriel. Ce système assure une grande flexibilité.

---

<sup>96</sup> Le générateur de vapeur à passe unique représente une technologie novatrice que l'on peut remplacer par un générateur de vapeur avec récupération de chaleur traditionnel sans tambour. Le générateur de vapeur à débit continu du système de production de vapeur à passe unique convertit toute l'eau d'alimentation en vapeur surchauffée ultrapure. Ce type de système convient aux turbines à gaz et à vapeur à cycle combiné utilisées pour la production combinée de chaleur et d'électricité. Source : <http://www.otsg.com/>.

### Turbines à gaz

Les turbines à gaz et les moteurs à combustion sont aussi utilisés pour produire de l'électricité. Dans ces types d'appareils, au lieu de chauffer la vapeur, on se sert des gaz chauds issus de la combustion des combustibles fossiles (en particulier le gaz naturel) pour faire tourner la turbine et produire ainsi de l'électricité. Les centrales à turbine à gaz et à moteur à combustion sont utilisées depuis longtemps pour répondre à la demande en période de pointe<sup>97</sup>, car on peut rapidement et facilement les mettre en marche. Ces centrales demeurent légèrement moins efficaces que les grandes centrales à vapeur.

Un système à turbine à gaz de distillation, qui produit de l'électricité en premier lieu et utilise l'énergie thermique résiduelle à d'autres fins, par exemple des procédés industriels ou le chauffage d'eau ou de locaux, représente la forme de production combinée de chaleur et d'électricité la plus courante. La turbine à gaz et le moteur à combustion comprennent la turbine à gaz proprement dite, un générateur à gaz, une chaudière à tambour, un générateur de vapeur avec récupération de chaleur<sup>98</sup>, un circuit d'alimentation en eau bouillante, un séparateur de vapeur classique et un générateur de vapeur à passe unique.

On trouve sur le marché deux types de turbines à gaz, soit industrielles ou aérodérivées. Les turbines à gaz industrielles sont destinées aux applications de production d'électricité et d'entraînement mécanique, tandis que les turbines à gaz aérodérivées sont des générateurs à gaz modifiés au moyen de moteurs d'avion, qui sont raccordés à une turbine industrielle munie d'un alternateur.

Les systèmes à turbine à gaz, dont la puissance varie entre 200 kW et 250 MW, présentent un ratio chaleur-énergie de 2:1, mais la chaleur générée par un allumage supplémentaire des gaz d'échappement permet de porter ce ratio à 5:1. L'injection de vapeur accroît de 15 % la production d'électricité.

### Moteurs alternatifs

Les moteurs alternatifs, couramment appelés « moteurs à combustion », convertissent l'énergie contenue dans les combustibles fossiles en énergie mécanique qui actionne un ou plusieurs pistons pour produire de l'électricité.

Dans ce type de moteur, le mouvement des pistons permet de transformer la pression en mouvement rotatif. Les moteurs d'automobile constituent un excellent exemple. La combustion du carburant, par exemple l'essence, le diesel, le mazout ou le gaz naturel, exerce une pression. Chaque piston est logé à l'intérieur d'un cylindre où un mélange carburant-air est introduit puis allumé. Les gaz alors chauds prennent de l'expansion et repoussent le piston. Le mouvement linéaire du piston est converti en un mouvement circulaire au moyen de la bielle et de l'arbre à vilebrequin.

La capacité de production d'énergie est directement proportionnelle au nombre de pistons. Ces moteurs sont collectivement connus sous l'appellation « moteurs à combustion interne »<sup>99</sup>. Dans la plupart des applications de la puissance de vapeur, on a remplacé le moteur à pistons par la turbine, qui est plus efficace.

---

<sup>97</sup> [http://www.naturalgas.org/overview/uses\\_eletrical.asp](http://www.naturalgas.org/overview/uses_eletrical.asp).

<sup>98</sup> Le générateur de vapeur avec récupération de chaleur produit de la vapeur en utilisant la chaleur rejetée par la turbine à gaz pour faire tourner la turbine à vapeur. Il s'agit d'un élément important de la cogénération.

<sup>99</sup> Un moteur à combustion interne est un moteur où l'énergie thermique dégagée par la combustion du carburant est transformée en énergie mécanique directement à l'intérieur du moteur.

Avec leur puissance qui varie généralement entre 20 kW et 50 MW, les moteurs alternatifs au gaz conviennent à la production d'appoint résidentielle à petite échelle et à la production de base en milieu industriel (production en usine).

Ces moteurs peuvent convertir en énergie mécanique rotative jusqu'à environ 30 % de l'énergie d'alimentation. Comme dans tous les moteurs thermiques, l'énergie résiduelle est convertie en chaleur et elle doit être évacuée ou rejetée du moteur. Ainsi, la proportion d'énergie d'alimentation du moteur que l'on peut récupérer et utiliser (cogénération) peut atteindre 70 %.

Le ratio chaleur-énergie des moteurs à combustion se situe entre 0,5:1 et 2,5:1. La chaleur générée par un allumage supplémentaire permet d'accroître la puissance thermique. La température des gaz d'échappement peut atteindre 400 °C, mais le circuit de refroidissement du moteur ne fournit qu'une chaleur de basse énergie inférieure à 90 °C. Ces moteurs produisent davantage d'énergie électrique par unité de combustible que les turbines à vapeur ou à gaz.

### **Systèmes à cycle combiné**

Les centrales à cycle combiné utilisent à la fois des turbines à vapeur et à gaz pour produire de l'électricité. La plupart des nouvelles centrales au gaz naturel sont à cycle combiné. Les gaz d'échappement chauds à la sortie de la turbine à gaz produisent de la vapeur pour faire tourner la turbine à vapeur. La puissance thermique résiduelle dans la vapeur sortant de la turbine est utilisée pour des applications de procédé. Ces systèmes augmentent la production d'électricité au détriment de la chaleur récupérable.

Grâce à cette utilisation efficace de l'énergie thermique libérée par le gaz naturel, les centrales à cycle combiné affichent une efficacité nettement supérieure à celle des centrales à vapeur ou des turbines au gaz utilisées seules. En fait, leur efficacité thermique peut atteindre de 50 à 60 %.

### **C.3 Centrales au charbon**

Depuis les premiers jours de la Révolution industrielle, le charbon est largement utilisé pour produire de l'électricité. La présente section décrit brièvement les technologies de combustion du charbon. Bien que la combustion de charbon pulvérisé avec cycle de vapeur sous-critique ou supercritique représente la technologie la plus répandue, diverses autres technologies ont été mises au point pour atténuer les impacts environnementaux de la production d'électricité à partir de charbon. Une approche de base en matière d'utilisation « propre » de charbon consiste à réduire les émissions en diminuant la formation de polluants. Selon une approche parallèle, on met au point des systèmes présentant une efficacité thermique supérieure de manière à consommer moins de charbon pour produire la même quantité d'électricité.

Les technologies du charbon propre sont celles qui facilitent l'utilisation de ce combustible pour respecter divers règlements régissant les émissions<sup>100</sup>, les effluents et les résidus. Elles peuvent être divisées en deux grands groupes, soit les technologies de combustion ou de gazéification.

On trouve différents types de technologies de combustion : les technologies de combustion de charbon pulvérisé avec cycle de vapeur sous-critique ou supercritique et les technologies de charbon propre avancées, par exemple les réacteurs à combustion en lit fluidisé classique, sous pression ou atmosphérique.

---

<sup>100</sup> Lorsque le charbon brûle, les impuretés sont rejetées dans l'air. Il est possible que le soufre se combine avec la vapeur d'eau pour former des précipitations acides, tandis que le carbone se combine avec l'oxygène dans l'air pour former du dioxyde de carbone.

### Combustion de charbon pulvérisé avec cycle de vapeur sous-critique ou supercritique

La combustion de charbon pulvérisé est la méthode employée le plus couramment dans les centrales au charbon<sup>101</sup>. En pareil cas, on utilise du charbon pulvérisé dans une chaudière ou une turbine à vapeur classique.

Avant de livrer le charbon à la centrale, on l'épure simplement en le broyant et en le lavant dans une usine de traitement. Le charbon flotte à la surface, tandis que les impuretés à forte teneur en soufre et les autres impuretés lourdes restent au fond. Il est malheureusement impossible d'éliminer tout le soufre du charbon en le lavant, car une partie du soufre qu'il contient est lié chimiquement aux molécules de carbone du charbon (soufre organique). La plupart des centrales modernes doivent être dotées de dispositifs spéciaux pour éliminer le soufre organique des gaz de combustion du charbon avant que ces gaz s'échappent par la cheminée. Il s'agit d'appareils de désulfuration des gaz de combustion ou d'épurateurs qui éliminent le soufre de la fumée dégagée par la combustion du charbon<sup>102</sup>.

La plupart des épurateurs utilisent le calcaire, substance répandue dans la nature. On peut faire en sorte que le calcaire absorbe les gaz sulfureux comme une éponge. Dans la plupart des épurateurs, le calcaire est mélangé avec l'eau et vaporisé dans les gaz de combustion du charbon pour capter le soufre et l'extraire des gaz. Le calcaire et le soufre se combinent alors pour former une pâte humide ou une poudre sèche. Dans les deux cas, le soufre est piégé, ce qui l'empêche de s'échapper dans l'atmosphère.

On prépare le charbon en le broyant (de façon générale, 70 % du charbon est broyé de manière à passer à travers un tamis à mailles) afin d'obtenir une consistance très fine pour la combustion. Le charbon pulvérisé est ensuite projeté dans la chambre à combustion avec une partie de l'air de combustion au moyen d'une série d'injecteurs. Pendant que le charbon brûle à une température de 1 300 à 1 700 °C, de la cendre se forme dans la chambre de combustion. La très grande finesse des cendres volantes générées constitue le principal avantage des centrales au charbon pulvérisé<sup>103</sup>. En général, la combustion dans ces centrales donne de 65 à 85 % de cendres volantes ainsi que des cendres résiduelles plus grossières<sup>104</sup> ou des scories<sup>105</sup>.

La figure C.6 montre un schéma de procédé simplifié d'une centrale au charbon pulvérisé.

---

<sup>101</sup> On entend par « combustion de charbon pulvérisé » tout procédé de combustion qui utilise du charbon finement broyé (pulvérisé).

<sup>102</sup> Il existe un groupe de nouvelles technologies qui fonctionnent comme des « épurateurs » en éliminant les oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) des gaz de combustion (épurateurs de NO<sub>x</sub>). Certains appareils utilisent des « catalyseurs » chimiques spéciaux qui séparent le NO<sub>x</sub> en gaz non polluants. Leur coût est plus élevé que celui des « brûleurs à faible taux d'émissions de NO<sub>x</sub> », mais ils peuvent éliminer jusqu'à 90 % de ces polluants.

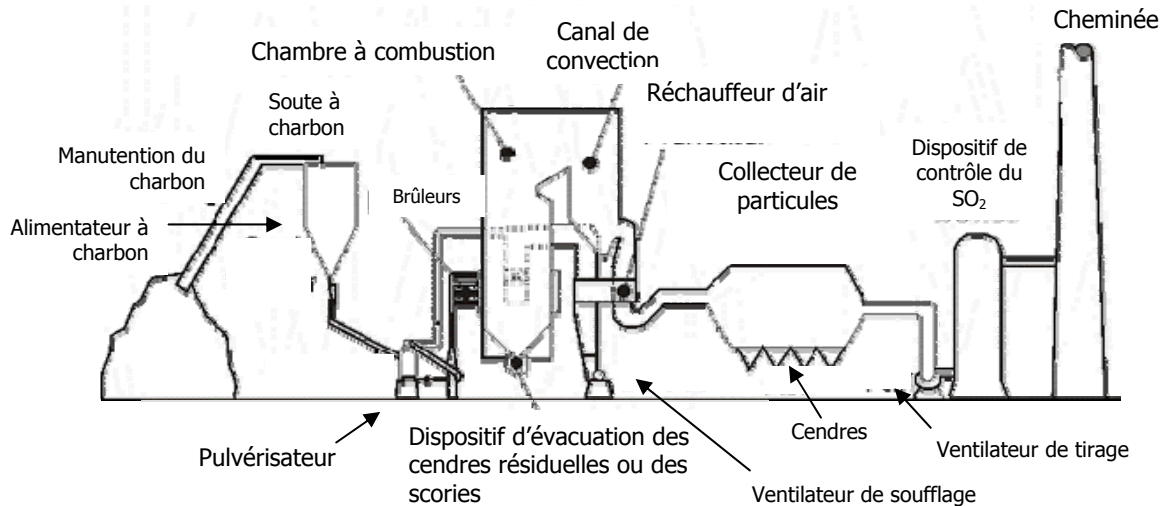
<sup>103</sup> Les cendres volantes sont les cendres de charbon qui s'échappent de la chambre de combustion dans les gaz de combustion et qui sont captés par les dispositifs antipollution, par exemple les précipitateurs électrostatiques, les dépoussiéreurs à sacs filtrants et les épurateurs par voie humide.

<sup>104</sup> Les cendres résiduelles sont constituées de particules de cendres agglomérées dans une chaudière à charbon pulvérisé qui sont trop grosses pour être transportées dans les gaz de combustion et qui se déposent sur les parois de la chaudière ou qui tombent à travers les grilles dans une trémie au fond de la chaudière. Les cendres résiduelles, dont la couleur va généralement du gris au noir, ont une forme angulaire et une structure de surface poreuse.

<sup>105</sup> Les scories sont constituées des cendres fondues recueillies à la base d'une chaudière cyclone munie d'un dispositif d'évacuation, qui sont mêlées avec l'eau qui se fragmentent en particules angulaires noires d'apparence vitreuse et lisse.



**Figure C.6**  
**Schéma de procédé simplifié d'une centrale au charbon pulvérisé**



Un éventail de technologies ou de composants a été mis au point pour réduire les impacts environnementaux de l'utilisation du charbon dans les nouvelles centrales.

Comme l'efficacité des centrales dépend de la température la plus élevée et la plus basse du fluide actif, les limites de température et de pression strictes témoignent d'une technologie plus avancée. La plupart des centrales au charbon pulvérisé font appel à un cycle de vapeur sous-critique avec une pression inférieure à 22 mégapascals (MPa); dans les centrales à cycle supercritique, la pression de la vapeur atteint 24 MPa et sa température varie entre 540 et 560 °C. La pression plus élevée dans les centrales supercritiques assure une efficacité énergétique supérieure.

### **Combustion en lit fluidisé classique, atmosphérique ou sous pression**

La présente section présente brièvement trois technologies : la combustion en lit fluidisé classique, atmosphérique ou sous pression.

La combustion en lit fluidisé classique est utilisée couramment pour le charbon à haute teneur en soufre. Dans une chaudière à lit fluidisé, la masse de charbon flottant chauffée au rouge (appelée « lit ») bouillonne et culbute, d'où le terme « fluidisé ». Les jets d'air ascendants maintiennent en suspension le charbon en combustion, lui permettant ainsi de se mélanger avec le calcaire qui absorbe les polluants sulfureux. Le charbon qui brûle dans une chaudière à lit fluidisé dégage du soufre, lequel est toutefois capté par le calcaire qui culbute autour. Une réaction chimique transforme les gaz sulfureux en une poudre sèche que l'on peut retirer de la chaudière.

Les centrales à lit fluidisé atmosphérique fonctionnent à la pression atmosphérique et la production de NO<sub>x</sub> se trouve réduite en raison de la température de combustion (entre 815 et 875 °C) moins élevée que dans les centrales au charbon pulvérisé.

Les centrales à lit fluidisé sous pression sont généralement plus compactes que celles à lit fluidisé atmosphérique et que les centrales au charbon pulvérisé de puissance similaire parce que les chaudières, les cyclones (épurateurs d'air en forme de cône), les dispositifs de réinjection et les équipements connexes sont logés dans un appareil sous pression. Ces centrales brûlent le

charbon de façon plus efficace parce qu'elles consomment moins de combustible pour produire la même quantité d'électricité. L'efficacité accrue réduit la quantité de dioxyde de carbone rejetée par les centrales au charbon.

Les centrales à lit fluidisé sous pression utilisent le même procédé que celles sous pression atmosphérique pour fluidiser ou faire flotter les mélanges charbon-sorbant. La température de fonctionnement des lits fluidisés se situe entre 760° et 870 °C, environ la moitié de celle d'une chaudière classique. Dans les deux technologies, l'utilisation de turbines à vapeur et à gaz améliore la performance en créant un système à cycle combiné hautement efficace.

Les gaz de combustion propres et chauds font tourner la turbine pour produire de l'électricité. De plus, en absorbant davantage de chaleur grâce à un faisceau de tubes dans le lit fluidisé, les gaz chauds qui sortent de la turbine à gaz pénètrent dans la turbine à vapeur et produisent davantage d'électricité.

**ANNEXE D**

L'annexe D fait pendant à la section 4.2 du chapitre 4 en donnant plus de détails sur son contenu. On y trouve des exemples de feuilles de calcul électronique. Le tableau D.1 illustre la feuille de calcul utilisée pour recueillir de l'information et des données relatives au transport en amont pour un processus comme le raffinage ou la conversion de l'uranium dans la filière nucléaire. Il se limite au transport routier, mais le transport par chemin de fer ou gazoduc est aussi possible. Le tableau D.2 montre la feuille de calcul électronique des bilans des intrants et des extrants de matériaux et d'énergie d'un processus. Le tableau D.3 reproduit la feuille de calcul électronique conçue pour recueillir des données sur les émissions liées à un processus (inventaire du cycle de vie). Ces feuilles de calcul ont été établies en fonction de l'annexe A de la norme ISO 14044.

Par ailleurs, les figures D.1 à D.11 donnent des exemples de feuilles de calcul électronique utilisées pour quantifier les émissions aux différentes étapes de la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire et de charbon.

**Tableau D.1  
Transport en amont pour un processus donné**

Upstream Transportation							
Name of intermediate product	Road transport						
	Distance km	Truck capacity tonnes		Actual load tonnes		Empty return (Yes/No)	
		2005	2006	2005	2006	2005	2006

**Tableau D.2**  
**Bilan des intrants et des extrants de matériaux et d'énergie**

<b>Completed by:</b>		<b>Date of completion:</b>					
<b>Unit process identification:</b>		<b>Reporting location:</b>					
<b>Time period: Year 2005,2006</b>		<b>Starting month:</b>		<b>Ending month:</b>			
<b>Description of unit process:</b> (attach additional sheet if required)							
Material inputs	Units	Quantity		Description of sampling procedures	Origin		
		2005	2006		2005	2006	
Water consumption <sup>a</sup>	Units	Quantity		Description of sampling procedures	Origin		
		2005	2006		2005	2006	
Energy inputs <sup>b</sup>	Units	Quantity		Description of sampling procedures	Origin		
		2005	2006		2005	2006	
Material Outputs (including product)	Units	Quantity		Description of sampling procedures	Destination		
		2005	2006		2005	2006	
NOTE The data in this data collection sheet refer to all unallocated inputs and outputs during the specified time period.							
<sup>a</sup> For example, surface water, drinking water							
<sup>b</sup> For example, heavy fuel oil, medium fuel oil, light fuel oil, kerosene, gasoline, natural gas, propane, coal, biomass, grid electricity							

**Tableau D.3  
Inventaire des émissions imputables à un processus donné**

Life cycle inventories				
Unit process identification:			Reporting location:	
Emissions to air <sup>a</sup>	Units	Quantity		Description of sampling procedures (attach sheets if
		2005	2006	
Emissions to water <sup>b</sup>	Units	Quantity		Description of sampling procedures (attach sheets if
		2005	2006	
Emissions to Land <sup>c</sup>	Units	Quantity		Description of sampling procedures (attach sheets if
		2005	2006	
Other releases <sup>d</sup>	Units	Quantity		Description of sampling procedures (attach sheets if
		2005	2006	
Describe any unique calculations, data collection, sampling, or variation from description of unit process functions				
<p>a For example inorganics: Cl<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, dust/particulates, F<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, HCl, HF, N<sub>2</sub>O, NH<sub>3</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>; and organics: hydrocarbons, PCB, dioxins, phenols; metals Hg, Pb, Cr, Fe, ZN, Ni.</p> <p>b For example: BOD, COD, acids, Cl<sub>2</sub>, CN<sub>2</sub><sup>-</sup>, detergents/oils, dissolved organics, F<sup>-</sup>, Fe ions, Hg ions, hydrocarbons, Na<sup>+</sup>, NH<sub>4</sub><sup>+</sup>, NO<sub>3</sub><sup>-</sup>, organochlorides, other metals, other nitrogen compounds, phenols, phosphates, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, suspended solids.</p> <p>c For example: mineral waste, mixed industrial waste, municipal solid waste, toxic wastes (please list compounds included in this data category).</p> <p>d For example: noise, radiation, vibration, odour, waste heat</p>				

Figure D.1  
Extraction du minerai et concentration de l'uranium (I)

Unit Process						
Completed by:		Date of completion:			Simple Average 2005-2006	
Unit process identification:		Reporting location:				
Time period: Year 2005,2006		Starting month:		Ending month:		
Description of unit process: (attach additional sheet if required)						
Material inputs	Units	Quantity		Description of sampling procedures	Origin	
		2005	2006		2005	2006
Ore	tonnes	212285	219039	Cameco Website		215662
Water consumption <sup>a</sup>						
	Units	Quantity		Description of sampling procedures	Origin	
		2005	2006		2005	2006
Energy inputs <sup>b</sup>						
	Units	Quantity		Description of sampling procedures	Origin	
		2005	2006		2005	2006
Material Outputs (including prod	Units	Quantity		Description of sampling procedures	Destination	
		2005	2006		2005	2006
U <sub>3</sub> O <sub>8</sub> (yellow cake)	million lbs	18.7	18.7	Cameco website		18.7
NOTE The data in this data collection sheet refer to all unallocated inputs and outputs during the specified time period.						
<sup>a</sup> For example, surface water, drinking water						
<sup>b</sup> For example, heavy fuel oil, medium fuel oil, light fuel oil, kerosene, gasoline, natural gas, propane, coal, biomass, grid electricity						

La figure D.1 représente une copie d'écran de la feuille de calcul électronique utilisée afin de consigner les données pour le processus d'extraction du minerai et de concentration de l'uranium dans le cadre de l'analyse du cycle de vie. Les données présentées se rapportent au processus élémentaire de production du « yellowcake » (U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>) pour la mine Key Lake. Nous avons procédé de la même manière pour les autres mines d'uranium.

**Figure D.2**  
**Extraction du minerai et concentration de l'uranium (II)**

Microsoft Excel - Mining&Milling.xls

File Edit View Insert Format Tools Data Window Help Adobe PDF Type a question for help

75% Arial 10 B I U

Life Cycle Inventories					
Unit process identification:		Quantity		Reporting location	Weighted Average 2005-2006 (based on output)
Emissions to air *	Units	2005	2006	Description of sampling	
Oxides of Nitrogen (NO2)	Tonnes	65.03	52.21	National Pollutant Release Inventory (NPRI)	58.62
Sulphur dioxide	Tonnes	33.21	49.72	NPRI	41.465
Ammonia	Tonnes	2.02	2.202	NPRI	2.111
PM10-Particulate Matter <= 10 Microns	Tonnes	3.06	2.933	NPRI	2.5765
PM2.5-Particulate Matter <= 2.5 Microns	Tonnes	n/a	0.002	NPRI	0.002
Total Particulate Matter	n/a		13	NPRI	13
Volatile Organic Compounds (VOC)	Tonnes	350.534	551.834	NPRI	451.214
<b>Emissions to water*</b>					
	Units	Quantity		Description of sampling	
		2005	2006		
Ammonia	Tonnes	36.429	41.03	NPRI	38.7295
<b>Emissions to Land*</b>					
	Units	Quantity		Description of sampling	
		2005	2006		
<b>Other releases*</b>					
	Units	Quantity		Description of sampling	
		2005	2006		

Describe any unique calculations, data collection, sampling, or variation from description of unit process functions

\* For example inorganics: Cl<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, dust/particulates, F<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, HCl, HF, N<sub>2</sub>O, NH<sub>3</sub>, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, and organics: hydrocarbons, PCB, dioxins, phenols; metals Hg, Pb, Cr, Fe, Zn, Ni.

† For example: BOD, COD, acids, Cl<sub>2</sub>, CN<sub>x</sub>, detergents/soils, dissolved organics, F<sub>2</sub>, Fluorides, Halogens

Key Lake | McArthur River | Rabbit Lake | McClean Lake | Aggregation

Draw AutoShapes

Ready NUM

Start Mining&Milling.xls 10:25 AM

En outre, le tableau de l'inventaire du cycle de vie montré à la figure D.2 indique les données consignées relatives aux principaux contaminants atmosphériques (PCA) émis à la mine Key Lake. Ces données sont tirées de l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP).

Figure D.3  
Raffinage et conversion de l'uranium (I)

Unit Process				
Completed by:		Date of completion:		
Unit process identification:		Reporting location:		
Time period: Year 2005,2006		Starting month:	Ending month:	
Description of unit process: (attach additional sheet if required)				
Material inputs	Units	Quantity		Description of sampling procedures
		2005	2006	
Water consumption *	Units	Quantity		Description of sampling procedures
		2005	2006	
Energy inputs *	Units	Quantity		Description of sampling procedures
		2005	2006	
Material Outputs (including product)	Units	Quantity		Description of sampling procedures
		2005	2006	
UO <sub>3</sub>	million kgU	15.1	17.2	Cameco numbers (they own it 100%)
NOTE The data in this data collection sheet refer to all unallocated inputs and outputs during the specified time period.				

Le « yellowcake » produit dans les usines de concentration est transporté à l'usine de raffinage de Blind River pour produire le UO<sub>3</sub>. La figure D.3 reproduit les données se rapportant à cette usine, qui appartient en exclusivité à Cameco Corporation.

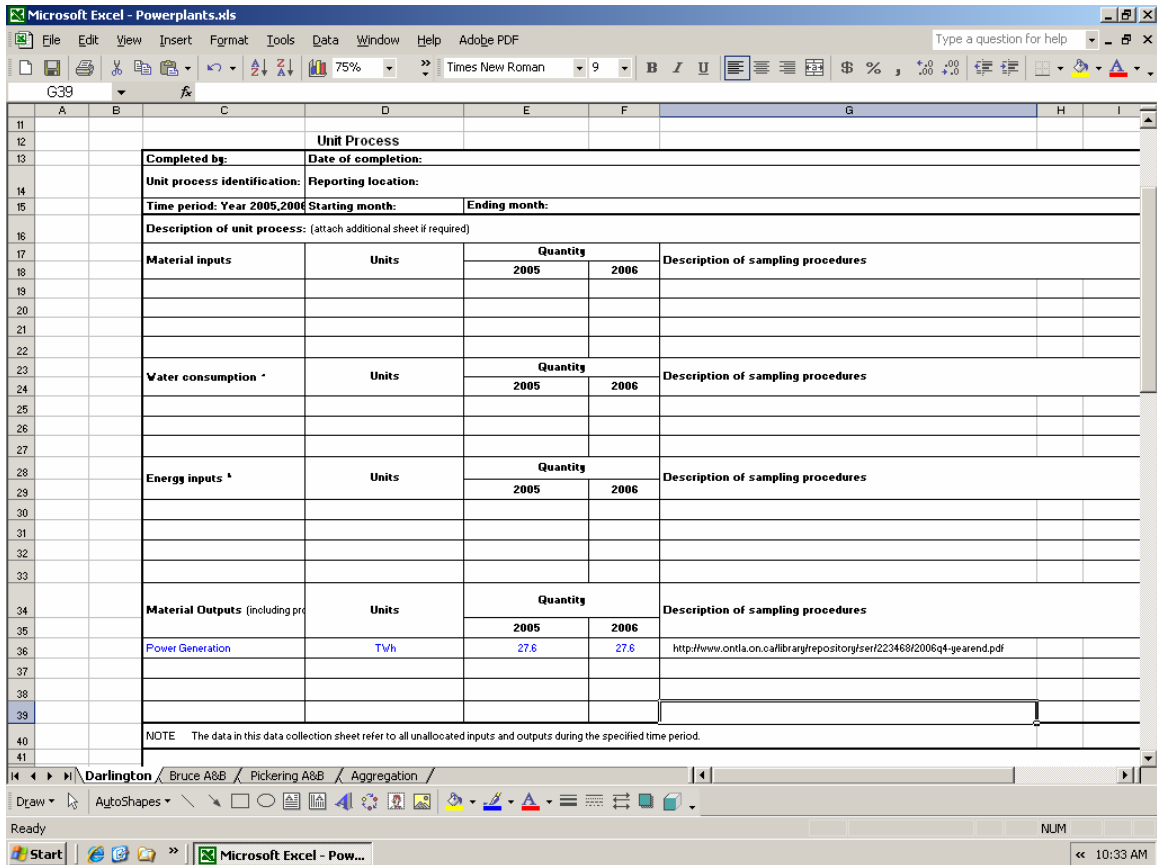


Figure D.4  
Raffinage et conversion de l'uranium (II)

Life cycle inventories					
Unit process identification:			Quantity		Reporting location:
Emissions to air *	Units		2005	2006	Description of sampling procedures (attach sheets if necessary)
Dioxins and furans	g TEQ (grams of Toxic Equivalent)		0.009	0.016	Environment Canada NPRI Data
Hexachlorobenzene	grams		0.274	0.745	Environment Canada NPRI Data
PM <= 10 Microns	tonnes		1.195	1.131	Environment Canada NPRI Data
PM <= 2.5 Microns	tonnes		1.074	1.183	Environment Canada NPRI Data
Oxides of Nitrogen (NO <sub>x</sub> )	tonnes		68.522	85.101	Environment Canada NPRI Data
Ammonia	tonnes		0.208	0.048	Environment Canada NPRI Data
Volatile Organic Compound	tonnes		n.a	0.724	Environment Canada NPRI Data
Emissions to water*	Units		2005	2006	Description of sampling procedures (attach sheets if necessary)
Nitrate ion in solution at PH >= 6.0	tonnes		5.33	2.646	Environment Canada NPRI Data
Phosphorus	tonnes		0.196	0.088	Environment Canada NPRI Data
Emissions to Land*	Units		2005	2006	Description of sampling procedures (attach sheets if necessary)
Other releases*	Units		2005	2006	Description of sampling procedures (attach sheets if necessary)
CO <sub>2</sub> emission to Air	tonnes		17377.06	19793.76	
Describe any unique calculations, data collection, sampling, or variation from description of unit process functions (attach additional sheets if necessary)					

Comme en témoigne la figure D.4, les données sur les PCA pour l'usine de raffinage de Blind River sont tirées de l'INRP et consignées sur la feuille de calcul électronique à la suite de la figure précédente. Nous avons procédé de la même façon pour recueillir les données sur l'usine de conversion de Port Hope.

Figure D.5  
Production électronucléaire (I)



Unit Process				
Completed by:		Date of completion:		
Unit process identification:		Reporting location:		
Time period: Year 2005, 2006		Starting month:	Ending month:	
Description of unit process: (attach additional sheet if required)				
Material inputs	Units	Quantity		Description of sampling procedures
		2005	2006	
Water consumption *	Units	Quantity		Description of sampling procedures
		2005	2006	
Energy inputs *	Units	Quantity		Description of sampling procedures
		2005	2006	
Material Outputs (including pro	Units	Quantity		Description of sampling procedures
		2005	2006	
Power Generation	TWh	27.6	27.6	<a href="http://www.ontla.on.ca/library/repository/ser7223468/2006q4-yearend.pdf">http://www.ontla.on.ca/library/repository/ser7223468/2006q4-yearend.pdf</a>
NOTE: The data in this data collection sheet refer to all unallocated inputs and outputs during the specified time period.				

Les figures D.5, D.6 et D.7 font état du processus final de l'analyse du cycle de vie de la filière nucléaire. La figure D.5 montre la production totale de la centrale nucléaire Darlington en 2005 et en 2006. Nous avons adopté la même approche pour Bruce et Pickering.

Figure D.6  
Production électronucléaire (II)

Microsoft Excel - Powerplants.xls

File Edit View Insert Format Tools Data Window Help Adobe PDF Type a question for help

Tahoma 8 B I U

Comment 1

45	Life cycle inventories				Weighted Average 2005-2006 (based on
	Unit process identification:		Quantity		
46	Emissions to air *	Units	2005	2006	Description of sampling procedures (attach sheets if necessary)
47	Ammonia	tonnes	10.342	9.346	NPFI 3.844
48	Hydrazine (and its salts)	tonnes	0.036	0.03	NPFI 0.033
49	Sulphur dioxide	tonnes	1.09	0.595	NPFI 0.8375
50	Mercury (and its compounds)	Kg	0.044	0.024	NPFI 0.034
51	Lead (and its compounds)	Kg	0.512	0.274	NPFI 0.393
52	Oxides of Nitrogen (expressed as NO <sub>x</sub> )	tonnes	32.186	17.3	NPFI 24.743
53	PM10- Particulate Matter <= 10 Microns	tonnes	0.421	0.225	NPFI 0.323
54	PM2.5- Particulate Matter <= 2.5 Microns	tonnes	0.263	0.141	NPFI 0.202
55	PM- Total Particulate Matter	tonnes	0.439	0.235	NPFI 0.337
56	Carbon monoxide	tonnes	0.121	n.a	NPFI 0.121
57					
58					
59					
60					
61					
62					
63					
64	Emissions to water <sup>a</sup>	Units	Quantity	Quantity	Description of sampling procedures (attach sheets if necessary)
65			2005	2006	
66	Ammonia	tonnes	2.092	2.818	NPFI 2.455
67	Hydrazine (and its salts)	tonnes	0.243	0.271	NPFI 0.257
68	Chromium (and its compounds)	tonnes	0.43	0.43	NPFI 0.43
69					
70					
71					
72					
73	Emissions to Land <sup>a</sup>	Units	Quantity	Quantity	Description of sampling procedures (attach sheets if necessary)
74			2005	2006	
75					
76					
77					
78					
79					
80					
81					

Darlington / Bruce A&B / Pickering A&B / Aggregation

Draw AutoShapes

Cell C86 commented by Rami Shabaneh NUM

Start Microsoft Excel - Pow... 9:19 AM

Comme on peut le voir à la figure D.6, les données sur les PCA imputables à l'exploitation de la centrale nucléaire Darlington sont consignées sur la feuille de calcul électronique à la suite de la figure précédente. Les données se rapportant aux PCA émis par toutes les centrales nucléaires sont tirées de l'INRP.

Figure D.7  
Production électronucléaire (III)

	Units	Quantity		Description of sampling procedures (attach sheets if necessary)
		2005	2006	
<b>Emissions to Land*</b>				
<b>Rami Shabaneh:</b> Emissions from Darlington Tritium Removal Facility				
<b>Other releases*</b>				
<b>Air</b>				
Tritium Oxide	Bq	1.30E+14	1.30E+14	for 2006: <a href="http://www.opg.com/pdf/Nuclear%20Reports%20and%20Publications%20Radiological%20Enviro">http://www.opg.com/pdf/Nuclear%20Reports%20and%20Publications%20Radiological%20Enviro</a>
Elemental Tritium	Bq	7.90E+14	9.50E+13	
Noble Gas	Bq	1.70E+13	1.40E+13	for 2005: <a href="http://www.opg.com/pdf/Nuclear%20Reports%20and%20Publications%20Annual%20Summary%20and%20">http://www.opg.com/pdf/Nuclear%20Reports%20and%20Publications%20Annual%20Summary%20and%20</a>
<sup>3</sup> H	Bq	1.20E+08	1.20E+08	
Particulates	Bq	7.80E+07	6.30E+07	
<sup>14</sup> C	Bq	1.60E+12	1.20E+12	
<b>Water</b>				
Tritium Oxide	Bq	2.20E+14	1.90E+14	
Gross Beta/Gamma	Bq	7.80E+09	4.80E+09	
<sup>14</sup> C	Bq	2.80E+08	5.90E+08	
Describe any unique calculations, data collection, sampling, or variation from description of unit process functions (attach additional sheets if necessary)				
a For example inorganics: Cl <sub>2</sub> , CO, CO <sub>2</sub> , dust/particulates, F <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S, H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> , HCl, HF, N <sub>2</sub> O, NH <sub>3</sub> , NO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> ; and organics: hydrocarbons, PCB, dioxins, phenols; metals Hg, Pb, Cr, Fe, Zn, Ni. b For example: BOD, COD, acids, Cl <sub>2</sub> , CN <sub>2</sub> ; detergents/oils, dissolved organics, F <sub>2</sub> , Fe ions, Hg ions, hydrocarbons, Na <sup>+</sup> , NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> , NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , organochlorides, other metals, other nitrogen compounds, phenols, phosphates, SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> , suspended solids. c For example: mineral waste, mixed industrial waste, municipal solid waste, toxic wastes (please list compounds included in this data category). d For example: noise, radiation, vibration, odour, waste heat				

Enfin, la figure D.7 montre que les données sur les émissions de substances radioactives imputables à l'exploitation des centrales nucléaires sont consignées sur la feuille de calcul électronique à la suite des deux figures précédentes. Les données se rapportant aux centrales Darlington et Pickering sont tirées de publications affichées dans le site Web d'Ontario Power Generation, tandis que celles relatives à Bruce proviennent du site Web de Bruce Power.

Figure D.8  
Production de charbon

Life cycle inventories				
Unit process identification:			Reporting location:	
Emissions to air <sup>a</sup>	Units	Quantity	Description of sampling procedures (attach sheets if	
		2005/2006		
Feedstock recovery	tonne	16182.74394	estimates	
Landuse Changes	tonne	1504.251091	estimates	
Gas Leaks and Flares	tonne	13520.91452	estimates	
Emission Displaced	tonne	-15735.75118	estimates	
<b>Beinfait Mine</b>				
Sulphur dioxide	tonnes	585.62	NPRI	
Oxides of Nitrogen (expressed as NO <sub>2</sub> )	tonnes	190.329	NPRI	
PM Total - Total Particulate Matter	tonnes	804.879	NPRI	
PM2.5-Particulate Matter <= 2.5 Microns	tonnes	0	NPRI	
PM10-Particulate Matter <= 10 Microns	tonnes	136.83	NPRI	
CO <sub>2</sub>	tonnes	109659.38	Environment Canada's(EC) GHG Inventory	
CH <sub>4</sub>	tonnes	0.4	EC GHG Inventory	
CH <sub>4</sub> [ CO <sub>2</sub> e]	tonnes	8.4	EC GHG Inventory	
N <sub>2</sub> O	tonnes	0.3	EC GHG Inventory	
N <sub>2</sub> O [CO <sub>2</sub> e]	tonnes	93	EC GHG Inventory	
HFC-134a	tonnes			
HFC-134a [CO <sub>2</sub> e]	tonnes			
<b>Total GHG [CO<sub>2</sub> e]</b>	tonnes	109760.78	EC GHG Inventory	

La figure D.8 recense la quantité moyenne pondérée d'émissions des PCA et de GES imputables à la phase de production du combustible au cours du cycle de vie de la filière charbon. La mine Bienfait, en Saskatchewan, a été retenue à titre d'exemple. Les émissions des PCA et de GES sont tirées respectivement de l'INRP et de l'inventaire des GES d'Environnement Canada.

Figure D.9  
Transport du charbon

Life cycle inventories			
Unit process identification:	Units	Quantity average 2005-2006	Reporting location: Description of sampling procedures (attach sheets if
<b>Emissions to air<sup>a</sup></b>			
NOx	tonnes	408.0171709	
CO	tonnes	53.51044864	
HC	tonnes	20.06641824	
PM	tonnes	13.37761216	
SO2	tonnes	13.37761216	
<b>Emissions to water<sup>b</sup></b>			
	Units	Quantity average 2005-2006	Description of sampling procedures (attach sheets if
<b>Emissions to Land<sup>c</sup></b>			
	Units	Quantity average 2005-2006	Description of sampling procedures (attach sheets if
<b>Other releases<sup>d</sup></b>			
	Units	Quantity average 2005-2006	Description of sampling procedures (attach sheets if

**ahonarvar:**  
The factors are from Transportation Canada for 2005-2006, Rail Transport with diesel fuel

La figure D.9 indique les quantités estimatives des PCA imputables au transport du charbon. Ces estimations ont été établies au moyen des facteurs de conversion du CO<sub>2</sub>, qui sont bien expliqués dans le présent rapport.

**Figure D.10**  
**Production d'électricité à partir de charbon (I)**

Material Outputs (including products)	Units	Quantity		Description of sampling procedures	Destination	
		2005	2006		2005	2006
Power Generation	TWh	1	0.7	<a href="http://www.opg.com/investor/pdf/2006iactsheet.pdf">http://www.opg.com/investor/pdf/2006iactsheet.pdf</a>		
NOTE The data in this data collection sheet refer to all unallocated inputs and outputs during the specified time period.						
* For example, surface water, drinking water						
b For example, heavy fuel oil, medium fuel oil, light fuel oil, kerosene, gasoline, natural gas, propane, coal, biomass, grid electricity						
<b>Life cycle inventories</b>						
Unit process identification:		Units	Quantity		Reporting location: Description of sampling procedures (attach sheets if)	Weighted Average 2005
Emissions to air *			2005	2006		
Dioxins & Furans	g TEQ (ET)	0.005	0.005	NPRI	0.00715	
Mercury (and its compounds)	Kg	29.631	25.397	NPRI	34.0523	
Arsenic (and its compounds)	Kg	6.488	4.961	NPRI	5.85924	
Lead (and its compounds)	Kg	4.441	3.398	NPRI	4.01153	
Cadmium (and its compounds)	Kg	0.581	0.444	NPRI	0.52459	
Aluminum (fume or dust)	tonnes	0.565	0.432	NPRI	0.51024	
Phosphorus (total)	tonnes	0.23	0.176	NPRI	0.20776	
Manganese (and its compounds)	tonnes	0.01	0	NPRI	0.01	
Sulphuric acid	tonnes	21.345	17.264	NPRI	19.6646	
					0	
Sulphur dioxide	tonnes	4774.3	3304	NPRI	4168.88	
Carbon monoxide	tonnes	240.5	242	NPRI	241.118	
Dioxides of Nitrogen (expressed as NO2)	tonnes	1734.763	1435	NPRI	1611.33	
VOC	tonnes	20.17	15.632	NPRI	18.3014	
PM - Total Particulate Matter	tonnes	40.348	22.851	NPRI	33.1434	
PM10 - Particulate Matter <= 10 Microns	tonnes	26.808	15.139	NPRI	22.0278	
PM2.5 - Particulate Matter <= 2.5 Microns	tonnes	1154	6547	NPRI	9.48406	

La figure D.10 montre la production totale d'électricité et les émissions des PCA consignées pour la centrale au charbon d'Atikokan en 2005 et en 2006. Les données sont tirées respectivement de l'INRP et du site Web d'Ontario Power Generation. Nous avons procédé de la même manière pour toutes les centrales au charbon.

Figure D.11  
Production d'électricité à partir de charbon (II)

		Units	Quantity		Description of sampling procedures (attach sheets if)	
			2005	2006		
79						
80	CO <sub>2</sub>	tonnes	105064	849948	EC GHG Inventory	0
81	CH <sub>4</sub>	tonnes	13	4.4	EC GHG Inventory	1000016
82	CH <sub>4</sub> [ CO <sub>2</sub> e ]	tonnes	273	32.4	EC GHG Inventory	9.45882
83	N <sub>2</sub> O	tonnes	10	3.4	EC GHG Inventory	188.835
84	N <sub>2</sub> O [CO <sub>2</sub> e]	tonnes	3100	1054	EC GHG Inventory	7.28235
85						2257.53
86						0
87	<b>Total GHG [CO<sub>2</sub> e]</b>	tonnes	1108437	851094.4	EC GHG Inventory	1002472
88	<b>Emissions to water*</b>	<b>Units</b>	<b>Quantity</b>		<b>Description of sampling procedures (attach sheets if)</b>	
89			2005	2006		
90	Arsenic (and its compounds)	Kg	0.013	0.021	NPFI	0.01629
91	Lead (and its compounds)	Kg	0.038	0.059	NPFI	0.04547
92	Cadmium (and its compounds)	Kg	0	0.001	NPFI	0.001
93	Phosphorus (total)	tonnes	0.001	0.002	NPFI	0.00161
94						
95						
96						
97						
98						
99						
100						
101						
102						
103						
104	<b>Emissions to Land*</b>	<b>Units</b>	<b>Quantity</b>		<b>Description of sampling procedures (attach sheets if)</b>	
105			2005	2006		
106	Hexachlorobenzene	grams	0	0.004	NPFI	0.00165
107	Mercury (and its compounds)	Kg	0.221	0.093	NPFI	0.16829
108	Arsenic (and its compounds)	Kg	307.58	121594	NPFI	238.998
109	Lead (and its compounds)	Kg	881.81	369.636	NPFI	659.15
110	Cadmium (and its compounds)	Kg	10.632	4.742	NPFI	8.20671
111	Phosphorus (total)	tonnes	43.241	21812	NPFI	34.4173
112	Manganese (and its compounds)	tonnes	4.197	0	NPFI	4.197
113						
114						
115						
116						
117						
118						

La figure D.11 renferme des données supplémentaires sur les émissions imputables à la production d'électricité à partir de charbon.



## ANNEXE E

L'annexe E fait pendant à la section 4.3.3 du chapitre 4 en donnant plus de détails sur son contenu. Les tableaux E.1 à E.4 précisent les sources et les facteurs utilisés pour calculer les émissions imputables à la production, au transport et à l'utilisation du gaz naturel dans cette filière de production d'électricité en Ontario. Les figures E.1 à E.5 présentent une copie d'écran des feuilles de calcul électronique utilisées pour déterminer les émissions liées à la production d'électricité à partir de gaz naturel.

**Tableau E.1**  
**Émissions fugitives moyennes imputables au transport du gaz naturel**  
**par gazoduc de l'Alberta à l'Ontario**

Accessoires	Émissions de méthane kg/h/accessoire	Nombre d'accessoires entre l'Alberta et l'Ontario	Émissions fugitives totales kg/h	Émissions fugitives totales m <sup>3</sup> /10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
Vannes (gaz non corrosif)	0,04351	120	5,22	0,0009
Brides ou connecteurs (gaz non corrosif)	0,00253	1 056	3,10	0,0005
Garnitures d'étanchéité des compresseurs	0,80488	544	528	0,0773
Soupapes régulatrices de pression (avec évent)	0,12096	272	39,67	0,0058
Total			575,99	0,0845

Source : Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), *Calculating Greenhouse Gas Emissions* (colonne 2), p. 1 à 19.

D'après le *Engineering Data Book – SI – Version* – vol. II, p. 23-2, la densité du gaz naturel à une température de 15 °C et à une pression de 101,235 kpa est de 1,14739 m<sup>3</sup>/kg. L'information ci-dessus aidera à convertir en m<sup>3</sup>/h les émissions fugitives exprimées en kg/h.

**Tableau E.2**  
**Émissions fugitives moyenne imputables aux réseaux collecteurs de gaz**  
**en Alberta – entre Zama et Empress**

Accessoires	Émissions de méthane kg/h/accessoire	Nombre d'accessoires entre Zama et Empress	Émissions fugitives totales kg/h	Émissions fugitives totales m <sup>3</sup> /10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
Vannes (gaz non corrosif)	0,04351	38	1,63	0,0003
Brides ou connecteurs (gaz non corrosif)	0,00253	435	1,10	0,0002
Garnitures d'étanchéité des compresseurs	0,80488	240	193,17	0,0341
Soupapes régulatrices de pression (avec évent)	0,12096	120	14,52	0,0026
Total			210,42	0,0372

Source : Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), *Calculating Greenhouse Gas Emissions* (colonne 2), p. 1 à 19.

D'après le *Engineering Data Book – SI – Version* – vol. II, p. 23-2, la densité du gaz naturel à une température de 15 °C et à une pression de 101,235 kpa est de 1,14739 m<sup>3</sup> /kg. L'information ci-dessus aidera à convertir en m<sup>3</sup>/h les émissions fugitives exprimées en kg/h.

**Tableau E.3**  
**Estimation des émissions de GES imputables à l'utilisation de gaz naturel**  
**pour produire de l'électricité en Ontario**  
**(la production de 1 MWh consomme 238 m<sup>3</sup> de gaz)<sup>1</sup>**

Frontières du système	Intensité du gaz naturel	Facteurs d'émissions <sup>2</sup>			Émissions de GES <sup>3</sup>			Émissions de CO <sub>2</sub>	
	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	g/m <sup>3</sup> de CO <sub>2</sub>	g/m <sup>3</sup> de N <sub>2</sub> O	g/m <sup>3</sup> de CH <sub>4</sub>	t/TWh de CO <sub>2</sub>	t/TWh de N <sub>2</sub> O	t/TWh de CH <sub>4</sub>	t/TWh de CO <sub>2</sub>	%
<b>Opérations sur le terrain</b>									
Combustion – gaz brut	0,07939	2 281	0,004	10,85	43 099	0,076	205	47 428	
Combustion – gaz de procédé	0,02894	1 891	0,0347	0,0363	13 025	0,239	0,250	13 104	
Torchage – gaz brut	0,00464	2 281	0,004	10,85	2 519	0,004	12	2 772	
Torchage – gaz de procédé	0,00003	1 853	0,004	13,6	13	0,000	0,097	15	
Rejet dans l'atmosphère – gaz brut	0,00287	0,000	0,000	0,6784	0,000	0,000	0,463	10	
<b>Émissions totales</b>					<b>58 656</b>	<b>0,319</b>	<b>218</b>	<b>63 329</b>	<b>11,6</b>
<b>Exploitation du gazoduc</b>									
<b>Réseaux collecteurs</b>									
Combustion	0,02	1 891	0,0347	0,0363	9 001	0,165	0,173	9 056	
Torchage	0,00031	1 853	0,004	13,6	137	0,000	1,003	158	
Rejet dans l'atmosphère	0,000037	0,000	0,000	0,6784	0,000	0,000	0,006	0,125	
<b>Exportation de gaz naturel</b>					0,000	0,000	0,000	0,000	
Combustion	0,05	1 891	0,0347	0,0363	22 503	0,413	0,432	22 640	
Rejet dans l'atmosphère	0,00008	0,000	0,000	0,6784	0,000	0,000	0,014	0,287	
<b>Émissions totales</b>					<b>31 641</b>	<b>0,578</b>	<b>1,628</b>	<b>31 854,3</b>	<b>5,8</b>
<b>Émissions totales liées à l'exploitation des centrales</b>	m <sup>3</sup> /MWh 238,00	1 891	0,0347	0,0363	<b>450 058</b>	<b>8,259</b>	<b>8,639</b>	<b>452 800</b>	<b>82,6</b>
<b>Émissions totales – ACV</b>					<b>540 355</b>	<b>9,2</b>	<b>228,1</b>	<b>547 983</b>	<b>100</b>

- 1) Statistique Canada, *Production, transport et distribution d'électricité*, 2005, n° 57-202-XIF au catalogue.
- 2) Nombre de mètres cubes (m<sup>3</sup>) de gaz consommé divisé par le nombre de mètres cubes de gaz naturel produit. Voir Alberta Energy and Utilities Board (AEUB), ST3-2003, 2004 et 2005 et ST60B-2005.
- 3) Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), *Calculating Greenhouse Gas Emissions*, avril 2003.
- 4) Par exemple, prendre en compte l'estimation des émissions de CO<sub>2</sub> imputables à la consommation de gaz brut dans les opérations sur le terrain :  
Émissions de CO<sub>2</sub> = (238 m<sup>3</sup>/MWh) \* (0,07939 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>) \* (2 281 g/m<sup>3</sup>) = 43 099 g/MWh ou t/TWh.

**Tableau E.4**  
**Émissions des principaux contaminants atmosphériques (PCA)**  
**dans le transport du gaz naturel de l'Alberta à l'Ontario**  
**par la branche nord du gazoduc de TCPL**

PCA de base <sup>1</sup>			PCA – Branche nord du gazoduc de TCPL <sup>2</sup>			
Province	Désignation	Tonnes (t)	%	Tonnes (t)	t/10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> de gaz	t/TWh
	<b>PCA – CO</b>					
Alb.	Tous les gazoducs	1 983	37	734	0,0170	4,0
Sask.	Tous les gazoducs de TCPL	759	74	562	0,0130	3,1
Man.	Tous les gazoducs de TCPL	348	74	258	0,0060	1,4
Ont.	Postes 84 à 130 de TCPL	1 303	100	1 303	0,0302	7,2
<b>Total</b>					<b>0,0661</b>	<b>15,7</b>
	<b>PCA – NO<sub>2</sub></b>					
Alb.	Tous les gazoducs	6 539	37	2 419	0,0560	13
Sask.	Tous les gazoducs de TCPL	3 088	74	2 285	0,0529	13
Man.	Tous les gazoducs de TCPL	1 372	74	1 015	0,0235	6
Ont.	Postes 84 à 130 de TCPL	4 712	100	4 712	0,1091	26
<b>Total</b>					<b>0,2415</b>	<b>57</b>
	<b>PCA – COV</b>					
Alb.	Tous les gazoducs	23	37	9	0,0002	0,047
Sask.	Tous les gazoducs de TCPL	0	74	0	0,0000	0,000
Man.	Tous les gazoducs de TCPL	0	74	0	0,0000	0,000
Ont.	Postes 84 à 130 de TCPL	0	100	0	0,0000	0,000
<b>Total</b>					<b>0,0002</b>	<b>0,047</b>
	<b>PCA – MP<sub>10</sub></b>					
Alb.	Tous les gazoducs	43,0	37	16	0,0004	0,09
Sask.	Tous les gazoducs de TCPL	26,0	74	19	0,0004	0,11
Man.	Tous les gazoducs de TCPL	10,0	74	7	0,0002	0,04
Ont.	Postes 84 à 130 de TCPL	43,4	100	43	0,0010	0,24
<b>Total</b>					<b>0,0020</b>	<b>0,47</b>
	<b>PCA – MP<sub>2,5</sub></b>					
Alb.	Tous les gazoducs	48,0	37	18	0,0004	0,10
Sask.	Tous les gazoducs de TCPL	26,0	74	19	0,0004	0,11
Man.	Tous les gazoducs de TCPL	10,0	74	7	0,0002	0,04
Ont.	Postes 84 à 130 de TCPL	43,8	100	44	0,0010	0,24
<b>Total</b>					<b>0,0020</b>	<b>0,49</b>
Méthode de calcul		a	b	c = a*b	d = c/43 200 <sup>3</sup>	e = d*238 <sup>4</sup>

- 1) Inventaire national des rejets de polluants (INRP), 2005, données sur les installations et les substances se rapportant à TransCanada Pipelines (TCPL).
- 2) La branche nord du gazoduc de TCPL prend naissance près de Winnipeg, à l'endroit où le gazoduc se divise en deux conduites distinctes vers l'est.
- 3) En 2005, un volume de 43 200 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> de gaz entré dans le gazoduc principal de TCPL à Empress a ensuite traversé le Manitoba par la branche nord du gazoduc de TCPL.
- 4) Il faut 238 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> de gaz naturel pour produire 1 TWh d'électricité.

**Figure E.1**  
**Phase d'extraction et de production du gaz naturel**

	A	B	C	D	E	F	G		
1	Facility ID	Facility Type	Facility Sub Type	Short Description	Facility Name	Year Month	AB Receipt (1000 cu.m.)	Non AB Receipt (1000 cu.m.)	Balance
2	ABGS0002203	GS	Gas Gathering System	Gulf Westerose South	200512	7965.1	0		
3	ABGS0002203	GS	Gas Gathering System	Gulf Westerose South	200511	8148.8	0		
4	ABGS0002203	GS	Gas Gathering System	Gulf Westerose South	200510	8586.3	0		
5	ABGS0002203	GS	Gas Gathering System	Gulf Westerose South	200509	7655.1	0		
6	ABGS0002203	GS	Gas Gathering System	Gulf Westerose South	200508	7957.5	0		
7	ABGS0002203	GS	Gas Gathering System	Gulf Westerose South	200507	5134.1	0		
8	ABGS0002203	GS	Gas Gathering System	Gulf Westerose South	200506	7627.1	0		
9	ABGS0002203	GS	Gas Gathering System	Gulf Westerose South	200505	7098.3	0		
10	ABGS0002203	GS	Gas Gathering System	Gulf Westerose South	200504	6499.9	0		
11	ABGS0002203	GS	Gas Gathering System	Gulf Westerose South	200503	6960.4	0		
12	ABGS0002203	GS	Gas Gathering System	Gulf Westerose South	200502	6718.9	0		
13	ABGS0002203	GS	Gas Gathering System	Gulf Westerose South	200501	7582	0		
14	ABGS0002237	GS	Gas Gathering System	Crestart Three Hills Creek	200512	10719.2	0		
15	ABGS0002237	GS	Gas Gathering System	Crestart Three Hills Creek	200511	10561.6	0		
16	ABGS0002237	GS	Gas Gathering System	Crestart Three Hills Creek	200510	10368.4	0		
17	ABGS0002237	GS	Gas Gathering System	Crestart Three Hills Creek	200509	10584.6	0		
18	ABGS0002237	GS	Gas Gathering System	Crestart Three Hills Creek	200508	11320	0		
19	ABGS0002237	GS	Gas Gathering System	Crestart Three Hills Creek	200507	11465	0		
20	ABGS0002237	GS	Gas Gathering System	Crestart Three Hills Creek	200506	9369.2	0		
21	ABGS0002237	GS	Gas Gathering System	Crestart Three Hills Creek	200505	11689	0		
22	ABGS0002237	GS	Gas Gathering System	Crestart Three Hills Creek	200504	11223.9	0		
23	ABGS0002237	GS	Gas Gathering System	Crestart Three Hills Creek	200503	11525.9	0		
24	ABGS0002237	GS	Gas Gathering System	Crestart Three Hills Creek	200502	9938.4	0		
25	ABGS0002237	GS	Gas Gathering System	Crestart Three Hills Creek	200501	11084.7	0		
26	ABGS0002240	GS	Gas Gathering System	Imperial Golden Spike	200512	4986.2	0		
27	ABGS0002240	GS	Gas Gathering System	Imperial Golden Spike	200511	4748.9	0		
28	ABGS0002240	GS	Gas Gathering System	Imperial Golden Spike	200510	5337	0		
29	ABGS0002240	GS	Gas Gathering System	Imperial Golden Spike	200509	5443	0		
30	ABGS0002240	GS	Gas Gathering System	Imperial Golden Spike	200508	5582.6	0		
31	ABGS0002240	GS	Gas Gathering System	Imperial Golden Spike	200507	6077.6	0		

La figure E.1 montre les données téléchargées à partir du site Web de l'Energy Resources Conservation Board (ERCB) concernant la production de gaz naturel en Alberta en 2005. Cette information a été utilisée pour estimer la production totale de différents réseaux collecteurs et usines à gaz en Alberta. Nous avons entré un à un dans le moteur de recherche de l'INRP le nom des installations de production de gaz naturel afin d'obtenir les données s'y rapportant. Nous avons utilisé la même méthode pour 2006.

**Figure E.2**  
**Phase de transport du gaz naturel**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	NPRI Code	Facility Name	City	Province	CO air release	Water release	Land release	Total (tonnes)							
2	16484	Duke Energy Midstream Services Canada Corporation - Fenn Compressor Station	Fenn	AB	150	0	0	150							
3	16490	Duke Energy Midstream Services Canada Corporation - 5-22 (Pouce Coupe) Compressor Station	n/a	AB	148	0	0	148							
4	6731	TRANSCANADA PIPELINE S-	n/a	AB	139	0	0	139							

Nous avons trouvé dans le site Web de l'INRP les données sur le transport du gaz naturel par gazoduc (code du SCIAN : 4862). La figure 8 indique le nombre de tonnes des émissions imputables au transport par gazoduc en Alberta selon les polluants. Nous avons fait une recherche similaire pour la Saskatchewan, le Manitoba et l'Ontario.

Figure E.3  
Phase de production d'électricité à partir de gaz naturel (I)

MONTHLY GENERATOR DISCLOSURE REPORT - January 2006								
Generating Station Name	Total Station MCR	Planned Capability Factor %	Total Capability Factor %	Actual Energy Production (MWh)	Actual Production Factor %	Zone	Fuel Type	Owners
6 THUNDERBAY	306.0	94	90	116,155	51	Northwest	Coal	Ontario Power Generation Inc.
7 BRIGHTONCGS	580.0	100	99	25,570	6	West	Gas	Brighton Beach Power L.P.
8 CARDINAL	184.0	100	100	119,008	87	East	Gas	Cardinal Power of Canada L.P.
9 DESTEC	140.0	59	59	41,633	40	East	Gas	Kingston Cogen Limited Partners
10 DOWCHEMICAL	100.0	100	30	11,691	16	West	Gas	Dow Chemical Canada Inc.
11 DPNTMTLND	50.0	100	100	9,063	24	East	Gas	Dupont Canada Inc.
12 FORTFRANCSWC	104.7	93	93	32,069	41	Northwest	Gas	Abitibi-Consolidated Company of
13 GTAA	117.0	100	100	1,770	2	Toronto	Gas	GTAA
14 LAKESUPERIOR	120.1	100	100	33,724	38	Northeast	Gas	Lake Superior Power
15 NPIROGFALLS	125.8	100	100	54,466	58	Northeast	Gas	Iroquois Falls Power Corporation
16 TADOUGLAS	138.3	100	85	71,402	69	Toronto	Gas	TransAlta CoGeneration Limited I
17 TAOHSC	72.5	0	0	0	0	Ottawa	Gas	TransAlta CoGeneration Limited I
18 TASARNIA	510.0	100	100	96,049	25	West	Gas	TransAlta Energy Corporation
19 TAWINDSOR	78.0	92	92	34,022	59	West	Gas	TransAlta CoGeneration Limited I
20 TCKAP	60.4	100	100	21,758	48	Northeast	Gas	TransCanada Energy Limited.
21 TCNIPIGON	42.8	100	100	26,190	89	Northwest	Gas	TransCanada Energy Limited.
22 TCNORTHBAY	60.4	100	100	21,410	48	Northeast	Gas	TransCanada Energy Limited.
23 TCPLCALSTOCK	38.0	100	100	18,235	64	Northeast	Gas	TransCanada Energy Limited.
24 TCPLTUNIS	60.0	100	100	27,882	62	Northeast	Gas	TransCanada Energy Limited.
25 WESTWINDSOR	128.0	94	94	78,692	83	West	Gas	Tractebel Canada Inc.- West Wir
26 WHITBYCGS	56.4	100	100	23,897	57	Toronto	Gas	Whitby Cogeneration LP
27 AGUASABON	51.0	100	100	34,934	92	Northwest	Hydro	Ontario Power Generation Inc.
28 ALEXANDER	68.0	100	100	31,770	63	Northwest	Hydro	Ontario Power Generation Inc.
29 ANDREWS	46.0	97	97	14,780	43	Northeast	Hydro	Great Lakes Power Limited - Ge

La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) consigne mensuellement les données sur la production de toutes les centrales raccordées au réseau électrique de l'Ontario. La figure E.3 montre les données sur la production des centrales au gaz naturel en janvier 2006.

Figure E.4  
Phase de production d'électricité à partir de gaz naturel (II)

Microsoft Excel - Copy of Powerplants (version 1).xls

File Edit View Insert Format Tools Data Window Help Adobe PDF Type a question for help

75%

Arial 10 B I U

R55

33	34	Material Outputs (including products)	Units	Quantity		Description of sampling procedures	Destination					
				2005	2006		2005	2006				
				generation	MWh		329,780	345,686	Independent Electricity System Operator			
35	36	37	38	39	NOTE The data in this data collection sheet refer to all unallocated inputs and outputs during the specified time period.							
40	41	* For example, surface water, drinking water										
42	43	b For example, heavy fuel oil, medium fuel oil, light fuel oil, kerosene, gasoline, natural gas, propane, coal, biomass, grid electricity										
44	45	Life cycle inventories										
46	47	Unit process identification:		Reporting location:								
48	49	Emissions to air *	Units	Quantity		Description of sampling procedures (attach sheets if necessary)	Average of 2005-2006	Share of electricity in pollution				
50	51			2005	2006							
52	53	Carbon monoxide	tonnes	9.57	10.79	NIPRI	8.764	86%				
54	55	Oxides of nitrogen (NO <sub>x</sub> )	tonnes	147	163.3	NIPRI	136.2					
56	57	PM-Total	tonnes	2.76	2.947	NIPRI	2.455					
58	59	PM10 - Particulate Matter <= 10 Microns	tonnes	2.76	2.947	NIPRI	2.455					
60	61	PM2.5 - Particulate Matter <= 2.5 Microns	tonnes	2.76	2.947	NIPRI	2.455					
62												

Whitby Cogen LP / Fort Frances / TransAlta-Mississauga / Windsor (TransAlta) / TransAlta-Ottawa

Draw AutoShapes

Ready NUM

Start Microsoft Excel - Cop... 10:56 AM

En outre, des données annuelles sont consignées dans les tableaux de l'analyse du cycle de vie (ACV) pour 2005 et 2006. La figure E.4 montre comme exemple les données sur la centrale de Whitby Cogen LP.



Figure E.5  
Phase de production d'électricité à partir de gaz naturel (III)

107	CO <sub>2</sub>	tonnes	180601	191069	GHG Inventory	2E+05
108	CH <sub>4</sub>	tonnes	12.5	13.34	GHG Inventory	11.12
109	CH <sub>4</sub> [CO <sub>2</sub> e]	tonnes	262.5	280.14	GHG Inventory	233.4
110	N <sub>2</sub> O	tonnes	4.36	4.65	GHG Inventory	3.876
111	N <sub>2</sub> O [CO <sub>2</sub> e]	tonnes	1351.6	1441.5	GHG Inventory	1262
114	Total GHG [CO <sub>2</sub> e]	tonnes	182215.1	192730.64	GHG Inventory	2E+05

La figure E.5 montre un registre d'émissions de GES.

**(THIS PAGE INTENTIONALLY LEFT BLANK)**

## ANNEXE F TAUX D'ÉMISSIONS OU DOSES COLLECTIVES : LE CAS PARTICULIER DU RAYONNEMENT

Pour les besoins de la présente étude, nous avons adopté le taux d'émissions comme mesure comparative des répercussions environnementales de la production d'électricité à partir de charbon, de gaz naturel et d'énergie nucléaire principalement pour éviter une estimation coûteuse et complexe des doses collectives. En partant de l'hypothèse que le taux d'émissions de monoxyde de carbone ou de plomb imputable à la production d'électricité serait deux fois plus élevé pour le charbon que pour le gaz naturel, on pourrait en déduire qu'une centrale au charbon établie sur un site donné générera pour une puissance et une production identiques une dose collective de monoxyde de carbone ou de plomb représentant le double par rapport à une centrale au gaz naturel.

Or, ce serait simpliste de s'en remettre aux taux d'émissions pour comparer les filières, car le combustible provient d'endroits différents où la densité démographique varie. Par exemple, le charbon subbitumineux utilisé en Ontario vient de mines situées au Wyoming et peut-être au Montana, États où la densité démographique est légèrement supérieure à 2 habitants par kilomètre carré, ou bien du sud de la Saskatchewan, où elle est inférieure à cette valeur. Le charbon bitumineux vient d'États de la région des Appalaches, où la densité varie entre 29 et 107 habitants par kilomètre carré. Par ailleurs, le gaz naturel est réputé venir de différents endroits en Alberta, où la densité démographique se chiffre à 5,1 habitants par kilomètre carré, tandis que l'uranium est extrait et concentré dans le grand nord de la Saskatchewan, au sein d'une division de recensement où elle atteint à peine 0,13 habitant par kilomètre carré. Par conséquent, le charbon et le gaz naturel semblent pratiquement sur un pied d'égalité pour ce qui est de la densité démographique, tandis que l'uranium l'emporte haut la main. Si l'on prend en compte la densité démographique plus élevée près des usines de raffinage et de conversion ontariennes (Blind River se trouve dans le district d'Algoma et Port Hope dans le comté de Northumberland, où la densité démographique se chiffre respectivement à 2,4 et 16,0 habitants par kilomètre carré), l'uranium perd une partie de son avantage par rapport au charbon et au gaz naturel. En ce qui a trait aux taux d'émissions, les conclusions dégagées d'une comparaison des principaux contaminants atmosphériques (PCA) ou des métaux lourds liés à l'utilisation de l'uranium, du charbon et du gaz naturel au cours du cycle de vie ne devraient pas être très différentes de celles tirées d'une comparaison établie sur la base des doses collectives.

Malheureusement, le rayonnement ne se prête pas à ce genre simplification. Si l'on part de l'estimation du taux d'émissions d'un radionucléide exprimé en becquerels, le calcul de la dose collective correspondante en sieverts-personnes prend en compte les facteurs ci-après (dont certains s'appliquent aussi aux PCA et aux métaux lourds) :

- La quantité d'énergie libérée par la désintégration radioactive, généralement mesurée en millions d'électrons-volts (MeV),
- La demi-vie physique, c'est-à-dire la période de temps requise pour que la moitié d'une quantité de radionucléides donnée se soit désintégrée.
- La demi-vie biologique, c'est-à-dire la période de temps requise pour qu'un organe ou un organisme élimine la moitié de la quantité d'un radionucléide absorbée.
- La voie d'exposition, soit l'inhalation (respirer), l'ingestion (manger ou boire) ou l'exposition directe (contact externe).

- La densité démographique de la région.
- La configuration des vents (les populations établies sous le vent sont plus exposées que celles en amont).

Les radionucléides émis par les usines de traitement du gaz naturel, les mines de charbon, les centrales au charbon ainsi que les mines et usines de concentration, de raffinage ou de conversion d'uranium sont principalement l'uranium 238 (demi-vie physique de 4,5 milliards d'années), le thorium 232 (demi-vie physique de 14 milliards d'années) et l'uranium 235 (demi-vie physique de 700 millions d'années). Aucun de ces radionucléides ou des produits de leur chaîne de désintégration respective n'est éliminé facilement de l'organisme. Comme ils ont une longue demi-vie comparativement à celle de leurs isotopes filles, ces radionucléides ont atteint dans la nature un « équilibre séculaire » : le taux de décroissance de la radioactivité pour chacune des trois chaînes de désintégration est régi par la demi-vie du radionucléide parent. Si l'on exclut les variations importantes au titre de la densité démographique ou de la configuration du vent, une comparaison des émissions de radionucléides liées à ces installations devrait aboutir à des conclusions similaires à celles issues de la comparaison des doses collectives.

Le radon 222, qui a une demi-vie de 3,8 jours, est le principal radionucléide présent dans le gaz naturel brûlé dans les centrales. Par ailleurs, le tritium (demi-vie physique de 12,3 ans et demi-vie biologique d'une dizaine de jours) est le principal radionucléide rejeté dans l'air et dans l'eau par les centrales CANDU et, dans une moindre mesure, par les réacteurs à eau ordinaire. (Le taux d'émissions pour plusieurs isotopes du krypton et du xénon est plus élevé. Toutefois, comme ces gaz nobles sont expulsés presque entièrement par les poumons sans s'introduire dans les processus biologiques, leur demi-vie biologique peut se calculer en minutes.) Le carbone 14 (demi-vie physique de 5 730 années et demi-vie biologique de 12 jours) est également rejeté dans l'atmosphère par les centrales nucléaires en quantité importante. En pareil cas, la relation entre les émissions et les doses collectives est très différente de celle observée dans le cas des radio-isotopes composés principalement d'uranium et de thorium ainsi que des éléments de leur chaîne de désintégration respective. Cette relation est illustrée dans le tableau ci-après, qui est tiré d'un rapport présenté en 2000 à l'assemblée générale annuelle du Comité scientifique des Nations Unies pour l'étude des effets des rayonnements ionisants (UNSCEAR).

**Tableau F.1**  
**Dose efficace collective par tranche**  
**Radionucléides émis par les réacteurs**

Type d'émissions	Radionucléide	Voie d'exposition	Dose collective par tranche Émissions (Sv-personne/PBq)	
Aéroportées	Gaz nobles :			
		REP	Immersion	0,11
		REB	Immersion	0,43
		RRG	Immersion	0,90
		Tritium	Ingestion	2,1
		Carbone 14	Ingestion	270
		Iode	Contact externe	4,5
			Ingestion	250
			Inhalation	49
			Toutes les voies	300
		Matières particulaires	Contact externe	1 080
			Ingestion	830
			Inhalation	33
	Toutes les voies		2 000	
Liquides	Tritium	Ingestion	0,65	
	Matières particulaires	Ingestion	330	

Source : UNSCEAR 2000 Report, annexe C, tableau 38.

Selon la National Commission on Radiation Protection and Measurements(NCRP)<sup>106</sup> des États-Unis, pour une puissance de 1 GW d'une centrale nucléaire américaine, la dose équivalente collective se chiffre à 0,94 sievert-personne (Sv-personne) par an [0,13 Sv-personne/TWh] dans les mines et à 0,25 Sv-personne [0,036 Sv-personne/TWh] dans les usines de concentration, par rapport à seulement 0,048 [0,0068 Sv-personne/TWh] pour la centrale nucléaire. La dose efficace collective totale au cours de la durée de vie a été établie à 1,36 Sv-personne [0,19 Sv-personne/TWh] pour une année. Par comparaison, la dose efficace collective pour une centrale au charbon de puissance similaire, tirée d'un autre rapport de la NCRP<sup>107</sup>, a été établie à 4,9 Sv-personnes [0,70 Sv-personne/TWh] pour une année – au-delà de 100 fois plus que la dose efficace collective d'une centrale nucléaire correspondante et beaucoup plus que la dose efficace collective imputable au cycle du combustible nucléaire dans son ensemble. La NCRP s'est limitée à une centrale au charbon sans tenter d'estimer la dose efficace collective pour le cycle de vie des filières gaz naturel ou charbon. Aucune analyse de doses similaire n'a été effectuée pour la filière CANDU ou ni pour l'approvisionnement du Canada en combustible nucléaire.

<sup>106</sup> NCRP Report No. 92, *Public Radiation Exposure from Nuclear Power Generation in the United States*, 1987, tableau 15.3, p. 160.

<sup>107</sup> NCRP Report NO. 95, *Radiation Exposure of the U.S. Population from Consumer Products and Miscellaneous Sources*, tableau 3.13, p. 34.

**(THIS PAGE INTENTIONALLY LEFT BLANK)**

## DÉFINITIONS, SIGLES ET ABRÉVIATIONS

### Définitions

Alternateur : Machine convertissant l'énergie mécanique en énergie électrique.

Analyse du cycle de vie (ACV) : Examen des impacts environnementaux d'une activité du début à la fin.

Becquerel (Bq) : Unité de mesure du Système international représentant l'activité nucléaire, qui correspond à une désintégration par seconde.

CANDU (acronyme de « Canadian Deuterium Uranium Reactor ») : Modèle de réacteur standardisé destiné aux centrales nucléaires et mis au point au Canada. Tous les réacteurs produisant de l'électricité au Canada sont de type CANDU.

Centrale au fil de l'eau : Centrale hydroélectrique qui utilise le débit naturel de la rivière en raison de l'absence d'un réservoir.

Centrale nucléaire : Centrale où la chaleur produite dans un réacteur par suite de la fission du combustible nucléaire est utilisée pour faire tourner une turbine à vapeur.

Charbon bitumineux : Charbon de rang intermédiaire, entre l'antracite (rang le plus élevé) et le charbon subbitumineux, qui a une forte teneur en carbone et une faible teneur en eau. Peut servir à la fabrication d'acier ou à la production d'électricité.

Charbon subbitumineux : Charbon dont le pouvoir calorifique se situe entre ceux du charbon bitumineux et du lignite (rang le moins élevé) et qui a une faible teneur en carbone et une forte teneur en eau et en matières volatiles. Sert principalement à la production d'électricité.

Charbon : Substance combustible solide, noire ou noir brunâtre, issue de la décomposition partielle de matières végétales privées de contact avec l'air. Le classement du charbon – qui comprend l'antracite, le charbon bitumineux, le charbon subbitumineux et le lignite – est fonction de la quantité de carbone fixe et de matières volatiles ainsi que de la puissance calorifique.

Charge de base : Production minimale d'électricité livrée ou requise à un rythme constant sur une période donnée.

Chaudière : Appareil produisant de la vapeur d'eau destinée à la production d'énergie, à l'utilisation industrielle ou au chauffage ou bien de l'eau chaude destinée au chauffage ou à l'alimentation en eau chaude. La chaleur dégagée par une source de combustion externe est transmise à un fluide contenu dans des tubes à l'intérieur de la chaudière, qui est affecté à une utilisation finale selon la pression, la température et la qualité désirées.

Cogénération : Production combinée de chaleur et d'électricité, où de la chaleur qui serait autrement perdue est utilisée à des fins industrielles.

Combustible nucléaire enrichi : Combustible issu de la conversion de  $UF_6$  enrichi en poudre de dioxyde d'uranium ( $UO_2$ ) pressée sous forme de pastilles.

Combustible : Toute substance qui peut être brûlée, ou qui se prête à la fission nucléaire, dans le but de produire de la chaleur.

Combustion de charbon pulvérisé : Processus par lequel le charbon finement broyé ou pulvérisé est projeté dans la chambre de combustion d'une chaudière, où il brûle plus rapidement et plus efficacement que les particules de plus grande taille.

Combustion en lit fluidisé : Procédé très efficace pour éliminer le soufre du charbon au cours de la combustion.

Combustion : Combinaison de l'oxygène avec d'autres éléments au moyen d'une réaction chimique qui génère de la chaleur.

Cycle combiné à gazéification intégrée (CCGI) : Combustion de charbon, d'eau et d'oxygène dans le gazéifieur, pour produire un gaz de synthèse. Ce gaz à pouvoir calorifique moyen est nettoyé (débarrassé des particules et des composés de soufre) et introduit dans une turbine à gaz. La chaleur provenant des gaz d'échappement chauds de la turbine et du procédé de gazéification est dirigée vers un générateur de vapeur avec récupération de chaleur pour faire tourner une turbine et produire ainsi de l'électricité.

Décarbonisation de la production d'électricité : Production d'électricité à partir d'une source d'énergie essentiellement sans carbone, par exemple l'uranium et les énergies renouvelables, ou d'un combustible en contenant peu, par exemple le gaz naturel, ou encore captage et piégeage de  $CO_2$  pour réduire considérablement les émissions de  $CO_2$  connexes.

Déchets radioactifs : Résidu de la production d'énergie nucléaire, qui peut détruire les organismes vivants s'il n'est pas stocké en toute sûreté.

Désulfuration des gaz de combustion : Procédé, faisant appel à un épurateur, par lequel le soufre est éliminé de la fumée dégagée par la combustion du charbon.

Dioxyde de carbone ( $CO_2$ ) : Gaz incolore, inodore et non toxique présent dans l'atmosphère. Le dioxyde de carbone est issu de la combustion des combustibles fossiles et d'autres procédés. Il est considéré comme un gaz à effet de serre, car il piège dans l'atmosphère la chaleur (énergie infrarouge) émise par la Terre et contribue ainsi au potentiel de réchauffement planétaire.

Eau lourde ( $D_2O$ ) : Eau renfermant des isotopes lourds d'hydrogène.

Eau ordinaire : Eau légère ( $H_2O$ ), par opposition à l'eau lourde ( $D_2O$ ).

Effet de serre : Augmentation de la température moyenne près de la surface de la Terre, causée par la présence de gaz dans l'atmosphère (y compris le dioxyde de carbone, le méthane, les oxydes d'azote, l'ozone et les chlorofluorocarbones). L'effet de serre permet au rayonnement solaire de pénétrer l'atmosphère, mais il absorbe le rayonnement infrarouge retournant vers l'espace.



**Efficacité thermique** : Pourcentage du contenu énergétique d'un combustible pouvant être converti en puissance utile. Ratio du travail utile (extrait énergétique) au travail total (intrant énergétique).

**Électricité d'origine nucléaire** : Électricité produite grâce à l'énergie thermique dégagée par la fission du combustible nucléaire dans un réacteur.

**Émission** : Rejet de gaz anthropiques dans l'atmosphère. Dans le contexte du changement climatique mondial; il s'agit des gaz à effet de serre importants (par exemple le dioxyde de carbone rejeté pendant la combustion).

**Énergie primaire** : Énergie contenue dans les ressources naturelles (par exemple le charbon, le pétrole brut, le rayonnement solaire ou l'uranium) qui n'a subi aucune conversion ni aucune transformation autre que celle requise pour en permettre la commercialisation.

**Épurateur** : Tout dispositif chimique ou physique qui élimine les composés de soufre formés par suite de la combustion de combustibles fossiles.

**Épurateurs de NO<sub>x</sub>** : Dispositifs faisant appel à des « catalyseurs » chimiques spéciaux qui séparent les NO<sub>x</sub> en gaz non polluants.

**Équivalent dioxyde de carbone (éq. CO<sub>2</sub>)** : Mesure qui permet de déterminer l'impact environnemental de chaque gaz à effet de serre en comparant son potentiel de réchauffement planétaire avec celui du dioxyde de carbone. Le potentiel de réchauffement planétaire est un indice établi sur un horizon de 100 ans. À titre d'exemple, le potentiel du dioxyde de carbone est de 1, celui du méthane est de 21 et celui de l'oxyde d'azote est de 310. Ainsi, l'impact environnemental d'une tonne de méthane sur le réchauffement planétaire est 21 fois plus élevé que celle d'une tonne de dioxyde de carbone.

**Fabrication de combustible** : Procédé de conversion du trioxyde d'uranium (UO<sub>3</sub>) en dioxyde d'uranium (UO<sub>2</sub>) destiné aux réacteurs comme le CANDU qui utilisent de l'uranium naturel ou en hexafluorure d'uranium (UF<sub>6</sub>) pour être enrichi par la suite.

**Fiabilité** : Mesure dans laquelle le rendement des éléments d'un système permet de fournir de l'électricité aux consommateurs en quantité voulue et conformément aux normes acceptées. La fiabilité est déterminée par la fréquence, la durée et l'ampleur des effets nocifs sur les services d'électricité offerts.

**Fission** : Processus par lequel un atome heurté par un neutron se divise en deux ou plusieurs fragments, libérant ainsi des neutrons, des rayons gamma et de la chaleur.

**Frontières du système** : Ligne de délimitation des unités fonctionnelles comprises dans les processus à examiner dans l'analyse du cycle de vie ou exclues de ceux-ci.

**Gaz à effet de serre** : Substances gazeuses, comprenant principalement le dioxyde de carbone, le méthane et les oxydes d'azote, qui réchauffent l'atmosphère terrestre en piégeant le rayonnement solaire. Les gaz à effet de serre comprennent également les chlorofluorocarbones (CFC), groupe de substances chimiques utilisées principalement dans les systèmes de réfrigération et dont l'usage est maintenant interdit ou strictement réglementé dans la plupart des pays industrialisés.

**Gaz naturel** : Mélange d'hydrocarbures composé principalement de méthane auquel s'ajoutent certaines quantités d'éthane, de propane, de butane et de pentane. Il faut éliminer les impuretés du gaz naturel (dioxyde de carbone, azote, hélium et sulfure d'hydrogène) avant de le transporter par gazoduc.

**Gigawatt (GW)** : Unité de mesure représentant 1 milliard de watts de puissance.

Gigawattheure (GWh) : Unité de mesure représentant 1 milliard de wattheures d'électricité.

Hydrate de gaz : Solide cristallin formé de molécules de gaz entourées par une cage de molécules d'eau.

Hydrogène : Élément gazeux incolore, inodore et très inflammable, qui constitue le gaz le plus léger et l'élément le plus abondant dans l'Univers. On le trouve principalement dans l'eau (associé à l'oxygène) ainsi que dans les acides, les bases, les alcools, le pétrole et d'autres hydrocarbures.

Installation de production : Tout ensemble comprenant un ou plusieurs alternateurs, réacteurs, chaudières, turbines à gaz ou autres moteurs primaires, génératrices et équipements d'appoint reliés entre eux physiquement et fonctionnant ensemble pour produire de l'énergie électrique.

Installation : Emplacement ou site existant ou prévu où sont ou seront situés des moteurs primaires, des alternateurs ou l'équipement nécessaire pour convertir l'énergie mécanique, chimique ou nucléaire en énergie électrique. Les alternateurs d'une installation peuvent appartenir ou non à la même catégorie de moteurs primaires.

Joule (J) : Unité de mesure représentant l'énergie produite par 1 watt pendant 1 seconde. À plein rendement, 1 kilowattheure produit 3,6 mégajoules (ou 1 mégawattheure, 3,6 gigajoules).

Kilowatt (kW) : Unité de mesure représentant 1 000 watts de puissance. Il faut 1 kW pour faire fonctionner dix ampoules de 100 watts.

Kilowattheure (kWh) : Unité de mesure représentant 1 000 wattheures d'électricité.

Méthane : Principal composant du gaz naturel; radioactif si l'atome de carbone est l'isotope <sup>14</sup>C.

Molécule : Plus petite quantité possible d'un composé chimique.

Moteur primaire : Moteur, turbine, roue à aubes ou autre machine similaire qui actionne un alternateur.

Oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) : Composés formés lorsque l'azote (N<sub>2</sub>) se combine avec l'oxygène (O<sub>2</sub>) dans les combustibles fossiles en combustion.

Oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>) : Famille de gaz, dont fait partie le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), issus de la combustion du soufre ou de combustibles fossiles qui en contiennent.

Pollution de l'air : Contamination de l'air par toute substance (par exemple le monoxyde de carbone ou le dioxyde de soufre) qui met en danger la santé des humains, des animaux et des végétaux si sa concentration atteint un certain niveau.

Pollution de l'eau : Contamination des ressources en eau par tout produit chimique ou déchet nuisible rejeté dans l'eau, par exemple les métaux lourds, le plomb, le mercure, l'arsenic et l'uranium.

Portefeuille énergétique : Éventail de sources d'énergie utilisées (charbon, mazout, gaz naturel, énergie nucléaire, énergie éolienne, etc.) pour produire de l'électricité à un moment et à un endroit donnés.

Principaux contaminants atmosphériques (PCA) : Dioxyde de soufre, monoxyde de carbone, oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), composés organiques volatils et matières particulaires.

Production à cycle combiné : Méthode permettant de produire de l'électricité au moyen de chaleur créée par une ou plusieurs turbines à gaz, qui serait autrement perdue. La chaleur est acheminée à une chaudière classique ou à un générateur de vapeur avec récupération de chaleur pour faire tourner une turbine à vapeur qui produira ainsi de l'électricité supplémentaire.

Production d'électricité à cycle simple : Méthode selon laquelle on produit l'électricité au moyen de la combustion de gaz naturel ou de mazout sans utiliser la chaleur ainsi générée pour produire davantage d'électricité.

Production d'électricité à partir de charbon : Production d'électricité dans une centrale utilisant le charbon comme combustible.

Production d'électricité à partir de gaz naturel : Production d'électricité dans une centrale utilisant du gaz naturel comme combustible.

Puissance : Capacité maximale d'une installation de production d'électricité, exprimée en kilowatts ou en mégawatts.

Radionucléide : Espèce atomique radioactive caractérisée par son numéro atomique, son nombre de masse et son état d'énergie nucléaire.

Rayonnement nucléaire : Énergie émise sous la forme de rayons ou de particules par des substances telles que l'uranium, le plutonium et le tritium (dont les atomes sont instables et se désintègrent spontanément), pouvant entraîner chez les personnes qui y sont exposées de graves problèmes de santé, voire la mort.

Réacteur nucléaire : Dispositif à l'intérieur duquel une réaction de fission nucléaire en chaîne peut être produite de façon continue et contrôlée. Le secteur de l'électricité fait appel aux réacteurs nucléaires pour produire la vapeur servant à la production d'électricité.

Réacteur refroidi par gaz (RRG): Type de réacteur qui utilise comme modérateur le graphite et comme caloporteur un gaz, habituellement de l'hydrogène ou du dioxyde de carbone.

Réacteur surgénérateur : Type de réacteur pouvant tirer jusqu'à 100 fois plus d'énergie de l'uranium qu'un réacteur à eau ordinaire.

Réchauffement planétaire : Hausse théorique des températures mondiales, causée par l'accroissement des concentrations de gaz à effet de serre dans la basse atmosphère.

Rendement thermique : Mesure de l'efficacité représentant le ratio de la puissance calorifique du combustible utilisé dans un réacteur ou une centrale (exprimé en kilojoules ou en unités thermiques anglaises – kJ ou BTU) au kilowattheure d'énergie électrique nette produite.

Térabecquerel (TBq) : Unité de mesure représentant 10<sup>12</sup> becquerels (10<sup>12</sup> désintégrations nucléaires par seconde).

Térawatt (TW): Unité de mesure représentant 1 billion de watts de puissance.

Térawattheure (TWh): Unité de mesure représentant 1 billion de wattheures d'électricité.

Tonne: Unité de mesure métrique de poids équivalant à 1 000 kg ou 2 204,6 lb, aussi connue sous l'appellation « tonne métrique ». Ne pas confondre avec la tonne courte, unité de mesure impériale de poids équivalant à 907,2 kg ou 2 000 lb.

Turbine : Dispositif rotatif actionné par l'énergie cinétique produite par un fluide (eau, vapeur ou gaz chaud), qu'il convertit en énergie mécanique en vertu du principe d'impulsion ou de réaction, ou des deux à la fois.

Uranium (U) : Élément métallique lourd naturellement radioactif (numéro atomique 92). Ses deux isotopes les plus répandus sont l'uranium 235 et l'uranium 238. L'uranium 235 est indispensable à l'industrie nucléaire, car c'est le seul isotope présent en quantité suffisante dans la nature qui puisse être fissionné par des neutrons thermiques. L'uranium 238 est également important parce qu'il absorbe les neutrons pour produire un radio-isotope dont la désintégration donne le plutonium 239, qui peut aussi être fissionné par des neutrons thermiques.

Watt (W) : Unité de mesure de l'énergie électrique. Un watt correspond à un transfert d'énergie d'un joule en une seconde. Équivaut aussi à un courant de 1 ampère produit sous la pression de 1 volt au facteur de puissance unitaire.

Watheure (Wh) : Unité de mesure représentant l'énergie électrique consommée pendant 1 heure par une puissance de 1 watt.

« Yellowcake » ( $U_3O_8$ ) : Concentré d'oxyde d'uranium, sous forme de poudre grossière qui est insoluble dans l'eau et dont le point de fusion se situe autour de 2 878 °C, obtenu au moyen de la concentration et du traitement chimique du minerai d'uranium.

**Sigles et abréviations**

ACE : Association canadienne de l'électricité

ACPP : Association canadienne des producteurs pétroliers

ACR : réacteur CANDU avancé (*Advanced Candu Reactor*)

ACV : analyse du cycle de vie

AEUB : *Alberta Energy and Utilities Board*

AIE : Agence internationale de l'énergie

AIEA : Agence internationale de l'énergie atomique

AUC : *Alberta Utilities Commission*

CCGI : cycle combiné à gazéification intégrée

CCSN : Commission canadienne de sûreté nucléaire

CIEEDAC : Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie (*Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Centre*)

CME : Conseil mondial de l'énergie

CNRC : Conseil national de recherches du Canada

EACL : Énergie atomique du Canada limitée

EPA : *Environmental Protection Agency*

FERC : *Federal Energy Regulatory Commission*

GIEC : Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat

GPC : Groupe des propriétaires de CANDU

GTA : Groupe de travail de l'Athabasca

ICPP : Institut canadien des produits pétroliers

IEE : intrants-extrants économiques

INRP : Inventaire national des rejets de polluants (tenu par Environnement Canada)

ISO : Organisation internationale de normalisation

MNR : réacteur nucléaire McMaster (*McMaster Nuclear Reactor*)

NPCIL : *Nuclear Power Corporation of India Limited*

OCDE : Organisation de coopération et de développement économiques

OEO : Office de l'électricité de l'Ontario

ONE : Office national de l'énergie

PSAC : *Petroleum Services Association of Canada*

PTE : production totale d'électricité

RARG : réacteur avancé refroidi par gaz (modéré au graphite)

REB : réacteur à eau bouillante (modéré à l'eau ordinaire)

RELEO : réacteur modéré par eau lourde et refroidi par eau ordinaire bouillante

RELP : réacteur à eau lourde sous pression

RELRG : réacteur à eau lourde refroidi par gaz

REOMG : réacteur à eau ordinaire modéré au graphite

REP : réacteur à eau sous pression

RESC : réacteur refroidi à l'eau supercritique

RHTRG : réacteur à haute température refroidi par gaz

RNCan : Ressources naturelles Canada

RNR-G : réacteur à neutrons rapides refroidi au gaz

RNR-Na : réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium

RNR-Pb : réacteur à neutrons rapides refroidi au plomb

RSF : réacteur à sels fondus

RSNRML : réacteur surgénérateur à neutrons rapides à métal liquide

RTHT : réacteur à très haute température

SETAC : *Society of Environmental Toxicology and Chemistry*

SGDN : Société de gestion des déchets nucléaires

TCPL : TransCanada Pipelines

UFE : uranium faiblement enrichi (utilisé dans les centrales)

UHE : uranium hautement enrichi

UNSCEAR : Comité scientifique des Nations Unies pour l'étude des effets des rayonnements ionisants (*United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation*)

**(THIS PAGE INTENTIONALLY LEFT BLANK)**



## BIBLIOGRAPHIE

- Coal Mine Safety in China: Can the Accident Rate be Reduced?*, table ronde devant la Commission exécutive du Congrès des États-Unis sur la Chine, 108<sup>e</sup> Congrès, 2<sup>e</sup> session, Washington D. C., 10 décembre 2004, p. 4.
- Detering Terrorism: Aircraft Crash Impact Analyses Demonstrate Nuclear Power Plant's Structural Strength*, décembre 2002; consulté à [www.nei.org/documents/eprinuclearplantstructuralstudy200212.pdf](http://www.nei.org/documents/eprinuclearplantstructuralstudy200212.pdf).
- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE. *Perspectives des technologies de l'énergie 2006 – Scénarios et stratégies à l'horizon 2050*, France, 2006.
- \_\_\_\_\_. *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays membres de l'OCDE – Bilans énergétiques (kilotonnes d'équivalent pétrole)*, vol. 2007, édition 01, France, 2008.
- \_\_\_\_\_. *Bilans et statistiques énergétiques mondiaux – Bilans énergétiques des pays non membres de l'OCDE – Bilans énergétiques (kilotonnes d'équivalent pétrole)*, vol. 2007, édition 01, France, 2008.
- ALBERTA ENERGY UTILITIES BOARD. ST3-2004 et ST60B-2005.
- ANDESETA, S., ET COLL. *CANDU Reactors and Greenhouse Gas Emissions*, consulté le 17 juillet 2008 à <http://www.computare.org/Support%20documents/Publications/Life%20Cycle.htm>.
- ASSOCIATION CANADIENNE DE L'ÉLECTRICITÉ. *Rapport annuel sur l'état des équipements de production*, 2003.
- ASSOCIATION CANADIENNE DES PRODUCTEURS PÉTROLIERS. *Calculating Greenhouse Gas Emissions*.
- ASSOCIATION NUCLÉAIRE CANADIENNE. *Innovier aujourd'hui pour un avenir meilleur – L'énergie nucléaire au Canada pour une électricité propre et fiable à prix abordable*, juin 2008.
- AUFFHAMMER, M., ET R.T. CARSON. « Forecasting the path of China's CO<sub>2</sub> emissions using province-level information », *Journal of Environmental Economic Management*, 2008, doi:10.1016/j.jeem.2007.10.002, p. 8.
- BOTHWELL, ROBERT. *Nucleus: The history of Atomic Energy Canada Limited*, University of Toronto Press, p. 228 à 232.
- CANADIAN ENERGY RESEARCH INSTITUTE. *L'industrie nucléaire canadienne : contributions à l'économie nationale*, rapport préparé pour l'Association nucléaire canadienne, septembre 2003, p. 9.
- \_\_\_\_\_. *L'énergie dans le monde : le passé et les avenir possibles*, rapport préparé pour l'Association nucléaire canadienne, février 2008.
- CENTRE CANADIEN DE DONNÉES ET D'ANALYSE DE LA CONSOMMATION FINALE D'ÉNERGIE DANS L'INDUSTRIE (CIEEDAC), 2004, p. 5.
- CETRON, M.J. « Defeating Terrorism: Is It Possible? », *The Futurist*, vol. 41, n° 3, mai-juin 2007, p. 18 à 25.

COLINET, JAY F., ET EDWARD D. THIMONS. « Dust Control Practices for Underground Mining », Proceedings of the 32<sup>nd</sup> International Conference of Safety in Mines Research Institutes, 28 et 29 septembre 2007, Beijing, National Center for International Exchange & Cooperation on Work Safety (SAWS), 2007, p. 332 à 338.

DJF CONSULTING. *Refuge Stations/Bays & Safe Havens in Underground Coal Mining*, rapport présenté au projet The Underground Coal Mining Safety Research Collaboration, mai 2004.

ÉNERGIE ATOMIQUE DU CANADA LIMITÉE. *Rapport du Comité consultatif de recherche et développement d'EACL pour 2001*, p. 8.

ENERGY RESOURCES CONSERVATION Board. ERCB-ST3, ministère de l'Énergie de l'Alberta, Production mensuelle des industries de ressources.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *Carbon Dioxide Emissions from the Generation of Electric Power in the United States*, département de l'Énergie des États-Unis, Washington D.C., juillet 2000, p. 3.

ESTERHUIZEN, G., ET R. GURTUNCA. *Coal Mine Safety Achievements in the US and the Contribution of NIOSH Research*.

FORSTER, P., ET COLL. « Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing », dans *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni, et New York, NY, États-Unis, 2007, p. 129 à 234 – p. 212.

GITTUS, JOHN H. *Review of the Premium for Government Reinsurance of Terrorist Coverage under the Canadian Nuclear Liability Act (NLA)*, 16 décembre 2004.

[http://en.wikipedia.org/wiki/Depleted\\_uranium](http://en.wikipedia.org/wiki/Depleted_uranium)

<http://science.uwaterloo.ca/~cchieh/cact/nuctek/canhistory.html>

<http://www.brucepower.com/uc/GetDocument.aspx?docid=2429>

[http://www.cameco.com/media\\_gateway/news\\_releases/2007/news\\_release.php?id=203](http://www.cameco.com/media_gateway/news_releases/2007/news_release.php?id=203)

[http://www.cameco.com/operations/uranium/mcarthur\\_river/annual\\_production.php](http://www.cameco.com/operations/uranium/mcarthur_river/annual_production.php)

[http://www.cameco.com/uranium\\_101/uranium\\_sask/](http://www.cameco.com/uranium_101/uranium_sask/)

<http://www.candu.org/hydroquebec.html>

<http://www.candu.org/nbpower.html>

[http://www.cns-snc.ca/nuclear\\_info/canadareactormap.gif](http://www.cns-snc.ca/nuclear_info/canadareactormap.gif)

[http://www.cri.ca/common/pdfs/awg/Wollaston\\_Lake.pdf](http://www.cri.ca/common/pdfs/awg/Wollaston_Lake.pdf)

[http://www.ec.gc.ca/pdb/queriesite/query\\_f.cfm](http://www.ec.gc.ca/pdb/queriesite/query_f.cfm)

[http://www.epa.gov/cmop/docs/cmm\\_us\\_china\\_flyer.pdf](http://www.epa.gov/cmop/docs/cmm_us_china_flyer.pdf)

<http://www.gen-4.org/Technology/systems/index.htm>

[http://www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/pubs/eval/handbook-guide/vol\\_4/mining-miniere-2-fra.php](http://www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/pubs/eval/handbook-guide/vol_4/mining-miniere-2-fra.php)

<http://www.iags.org/n0328051.htm>

<http://www.magma.ca/~drcanrt/aeclmaple4more.htm>

<http://www.mcrrha.sk.ca/Downloads/files/2004%20Health%20Indicators%20Report%20Revision%201.pdf>

[http://www.naturalgas.org/overview/uses\\_eletrical.asp](http://www.naturalgas.org/overview/uses_eletrical.asp)

[http://www.nuclearfaq.ca/cnf\\_sectionH.htm#g](http://www.nuclearfaq.ca/cnf_sectionH.htm#g)

<http://www.nuclearsafety.gc.ca/fr/about/>; consulté le 7 février, 2007

<http://www.nwmo.ca/default.aspx?DN=18,1,Documents&l=French>; consulté le 7 février 2007

<http://www.ontla.on.ca/library/repository/ser/223468/2006q4-yearend.pdf>

<http://www.opg.com/investor/pdf/2006factsheet.pdf>

[http://www.opg.com/power/nuclear/pickering/unit1\\_details.asp](http://www.opg.com/power/nuclear/pickering/unit1_details.asp)

<http://www.otsg.com/>

<http://www.sandia.gov/news/resources/video-gallery/index.html>

[http://www.sedar.com/homepage\\_fr.htm](http://www.sedar.com/homepage_fr.htm)

<http://www.uic.com.au/nip04.htm>

<http://www.uic.com.au/nip41.htm>

<http://www.world-nuclear.org/info/inf17.html>

<http://www.world-nuclear.org/info/inf23.html>

<http://www.world-nuclear.org/info/inf24.html>

<http://www.world-nuclear.org/info/reactors.htm>

LARSEN, THORJORN, ET COLL. « Acid Rain in China », *Environmental Science and Technology*, 40:2, 2006, p. 418 à 425 – p. 418 à 420.

MUFSON, STEVEN. « Power Plant Rejected Over Carbon Dioxide For First Time », *Washington Post*, 19 octobre 2007, p. A01.

OFFICE DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO. *Plan intégré pour le réseau d'électricité de l'Ontario, document de discussion n° 4, Sources d'énergie*, 9 novembre 2006, p. 21.

POPE, C. ARDEN III, ET COLL. « Lung Cancer, Cardiopulmonary Mortality, and Long-term Exposure to Fine Particulate Air Pollution », *The Journal of the American Medical Association*, vol. 287, n° 9, 6 mars 2002, p. 1132 à 1141 – p. 1132.

REUTERS. *China's Emissions Rising Faster Than Thought – Report*, 13 mars 2008, [www.alertnet.com](http://www.alertnet.com).

SAMMARCO, JOHN J., ET TIMOTHY LUTZ. *Visual Performance for Incandescent and Solid-State Cap Lamps in an Underground Mining Environment*, Conference Record of the 2007 IEEE Industry Applications Conference, 42<sup>e</sup> Assemblée annuelle de l'IAS, du 23 au 27 septembre 2007, Nouvelle-Orléans, Louisiane; Piscataway, New Jersey, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2007, 4, p. 1 à 6.

SANDIA NATIONAL LABORATORIES. « Guidance on Risk Analysis and Safety Implications of a Large Liquefied Natural Gas (LNG) Spill Over Water », *Sandia Report*, SAND2004-6258, décembre 2004.

SHEORAN, A.S., ET V. SHEORAN. « Heavy metal removal mechanism of acid mine drainage in wetlands: A critical review », *Minerals Engineering*, 19, 2006, p. 105 à 116 – p. 105 et 106.

STATISTIQUE CANADA, numéro 57-003-X au catalogue.

\_\_\_\_\_. *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada – 2005*, n° 57-003-X au catalogue.

THOMAS, P.A., ET COLL. « Radionuclides and Trace Metals in Canadian Moose near Uranium Mines: Comparison of Radiation Doses and Food Chain Transfer with Cattle and Caribou », *Health Physics*, vol. 88(5), mai 2005, p. 423 à 438.

THOMAS, P.A. « Radionuclides in the Terrestrial Ecosystem near a Canadian Uranium Mill – Part I: Distribution and Doses », *Health Physics*, vol. 78(6), juin 2000, p. 614 à 624.

TIMILSINA, GOVINDA, ET COLL. *GHG Emissions and Mitigation Measures for the Oil & Gas Industry in Alberta*, CERI, 2006.

ZOU, D., ET S. PANAWALAGE. *Passive and Triggered Explosion Barriers in Underground Coal Mines - A literature review of recent research*, rapport au CANMET, Ressources naturelles Canada, Ottawa, septembre 2001.